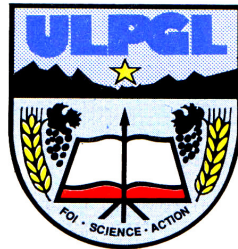


UNIVERSITE LIBRE DES PAYS DES GRANDS LACS
FILIERE DE SCIENCES ET TECHNOLOGIES
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE ET INFORMATIQUE



BP. 368 GOMA

www.ulpgi.net

OPTIMISATION DE L'INTEGRATION DES
ENERGIES RENOUVELABLES POUR LA
REDUCTION DES PERTES ACTIVES DANS UN
RESEAU DE DISTRIBUTION MT : CAS DE LA
SNEL/GOMA

Par : MUMBERE MWENDERWA Gloire

Mémoire présenté en vue de l'obtention du
Diplôme d'ingénieur civil en génie électrique

Option : Electro-énergétique

Directeur : Prof. Dr. Ing BARAKA MUSHAGE

Encadreur : CT Ing KAMUNDALA Janvier

ANNEE ACADEMIQUE 2023 - 2024

Epigraphe

L'homme de science ne vise pas un résultat immédiat. Il ne s'attend pas à ce que les idées qu'il avance soient facilement acceptées. Son travail est comme celui d'un cultivateur, pour l'avenir. Son devoir est de jeter les bases pour ceux qui sont à venir et de montrer la voie, il vit, travail et espère

Nicolas TESLA

Dédicace

À ma mère KAVIRA KYAKIMWA Hélène, dont le soutien inébranlable et l'amour ne cessent d'être le moteur de notre vie.

Remerciements

Nous rendons grâce à Dieu tout puissant pour la grâce et l'amour qu'il nous témoigne tous les jours de notre vie.

Nos remerciements s'adressent très particulièrement à notre directeur de travail, le Professeur Docteur Ingénieur BARAKA MUSHAGE Olivier qui n'a cessé de nous témoigner son soutien tant sur le plan intellectuel que morale en vue de mener à bien ce travail. Nous remercions également notre encadreur, le Chef de Travaux Master Ingénieur KAMUNDALA Janvier, qui grâce à ses multiples conseils et orientations, nous a aidé à réaliser ce travail.

Nos sincères remerciements s'adressent à notre chère université ULPGL/Goma, au personnel de la faculté des Sciences et Technologies Appliquées, pour leurs accompagnements tout au long de notre cursus universitaire, plus particulièrement le Master Ingénieur BAGUMA Raoul et le Professeur BARAKA MUSHAGE Olivier.

Pour leur soutien sans faille, nous remercions nos parents VUTYA KISUMBA Cléophas et KAVIRA KYAKIMWA Helene qui ont consenti beaucoup d'efforts afin de parfaire notre éducation et de faire de nous un homme.

À mes frères et sœur KAMBALE MWENDERWA Guelord, KASEREKA MWENDERWA Galien, KAVIRA MWENDERWA Gradie ; nous disons merci pour leur soutien et l'amour nous témoignés.

Enfin à tous nos frères, sœurs, ami(e)s dont les noms n'ont pas été repris, qu'ils retrouvent ici l'expression de notre gratitude et de nos remerciements les plus sincères.

MUMBERE MWENDERWA Gloire.

Résumé

Dans un monde en pleine transition énergétique, l'usage des énergies renouvelables pour satisfaire la demande de plus en plus croissante en énergie électrique est fortement souhaité. L'usage des productions décentralisées est l'une des méthodes utilisées non seulement pour combler la demande en énergie électrique de plus en plus croissante mais aussi à assurer la qualité de l'énergie électrique fournie aux consommateurs.

Le présent travail vise à optimiser l'intégration des sources d'énergie renouvelable spécifiquement l'énergie solaire dans le réseau de distribution Moyenne Tension de la SNEL/Goma en vue d'y minimiser les pertes de puissance active tout en améliorant le profil de la tension le long du réseau. Pour ce faire, le calcul d'écoulement de puissance grâce à la méthode de balayage avant et arrière est réalisé et nous permet de chiffrer les pertes actives à 1,6706 MW.

Un algorithme combinant l'algorithme génétique et l'algorithme Particule Swarm Optimisation est proposé afin de limiter les pertes actives. L'algorithme génétique permet la détermination de l'emplacement optimal des productions décentralisées à intégrer et l'algorithme Particule Swarm Optimisation permet de déterminer leur taille optimale. Les résultats de la combinaison de ces deux algorithmes montrent que d'une part l'intégration d'un générateur d'énergie décentralisé respectivement dans deux feeders, entre autres le feeder Sotraki et le feeder Route Sake permet de faire passer les pertes actives de 1,67MW à 746,55kW ce qui correspond à une réduction de près de 55,3% des pertes de puissance du réseau de distribution MT/SNEL ; D'autre part l'intégration de deux générateurs d'énergie décentralisés respectivement dans ces deux feeders permet de faire passer les pertes actives de 1,67MW à seulement 595,1384kW ce qui correspond à une réduction de près de 64,37%.

Quant à l'amélioration du profil de la tension le long du réseau l'algorithme développé dans ce travail permet de faire passer de 0,8859 pu à 0,9635pu la tension la plus basse au jeu de barre du réseau MT de la SNEL/Goma ce qui garantit la stabilité et la qualité de l'énergie fournie par ce réseau.

Mots clés : Production décentralisée, réduction des pertes de puissance, Algorithme génétique, Particule Swarm Optimisation, Réseau de distribution, énergie renouvelable.

Abstract

In a world undergoing an energy transition, the use of renewable energies to meet the increasingly growing demand for electrical energy is highly desired. The use of decentralized production is one of the methods employed not only to meet the increasingly growing demand for electrical energy but also to ensure the quality of the electrical energy supplied to consumers. The present work aims to optimize the integration of renewable energy sources, specifically solar energy, into the Medium Voltage distribution network of SNEL/Goma in order to minimize active power losses while improving the voltage profile along the network. To do this, the power flow calculation using the forward and backward sweep method is performed, allowing us to quantify the active losses at 1.67MW.

An algorithm combining the genetic algorithm and the Particle Swarm Optimization algorithm is proposed to limit active losses. The genetic algorithm allows for the determination of the optimal location for decentralized productions to be integrated, and the Particle Swarm Optimization algorithm allows for determining their optimal size. The results of the combination of these two algorithms show that, on the one hand, the integration of a decentralized energy generator respectively in two feeders, namely the Sotraki feeder and the Route Sake feeder, allows the active losses to be reduced from 1.67MW to 746.55kW, which corresponds to a reduction of nearly 55.3% of the power losses in the MT/SNEL distribution network; On the other hand, the integration of two decentralized energy generators respectively in these two feeders allows the active losses to be reduced from 1.67MW to only 595.1384kW, which corresponds to a reduction of nearly 64.37%.

Regarding the improvement of the voltage profile along the network, the algorithm developed in this work allows the lowest voltage at the busbar of the MT network of SNEL/Goma to increase from 0.8859 pu to 0.9635 pu, which ensures the stability and quality of the energy supplied by this network.

Keywords: Decentralized production, power losses reduction, Genetic Algorithm, Particle Swarm Optimization, Distribution network, renewable energy.

Table des matières

Epigraphe	i
Dédicace	ii
Remerciements	iii
Résumé	iv
Table des matières.....	vi
Liste des abréviations.....	x
Liste des tableaux.....	xi
Liste des figures.....	xii
0. Introduction Générale	1
0.1. Identification et formulation du problème	2
0.2. Questions de recherche.....	3
0.3. Formulation des hypothèses.....	3
0.4. Justification du choix du sujet et motivations	4
0.5. Énoncé des objectifs de recherche	4
0.5.1. L'objectif général	4
0.5.2. Les objectifs opérationnels/spécifiques	4
0.6. Méthodologie et délimitation du travail.....	5
0.7. Structure du mémoire/ Subdivision du travail	5
1. Généralités sur les réseaux électrique et les productions décentralisées	6
1.1 Introduction.....	6
1.2 Evolution des réseaux électriques.....	7
1.3 Description de la structure d'un réseau électrique.....	8
1.3.1 Production de l'énergie électrique.....	9
1.3.2 Transport et répartition	10
1.3.3 Distribution	10
1.3.4 Charges/Consommation [7].....	13
1.4 Les réseaux électriques de distribution.....	16

1.4.1	Caractéristiques techniques générales [5].....	16
1.4.2	Poste source HTB/HTA [5].....	16
1.4.3	Schémas de principe de la distribution primaire [8].....	18
1.4.4	Appareillage de la distribution moyenne tension [8].....	21
1.5	La production décentralisée.....	22
1.5.1	Définition [5].....	22
1.5.2	Types de production décentralisé [5].....	23
1.5.3	Impact de production décentralisée sur les réseaux de distribution.....	25
1.6	Conclusion partielle.....	27
2.	Modélisation du réseau électrique de distribution, écoulement de puissance et algorithme d'optimisation.....	28
2.1.	Introduction.....	28
2.2.	Modèle d'une ligne de distribution d'énergie électrique.....	28
2.2.1.	Notion de constantes linéiques.....	29
2.2.2.	Calcul de la résistance électrique d'une ligne.....	29
2.2.3.	Calcul de l'Inductance linéique d'une ligne.....	30
2.2.4.	Les pertes dans un réseau électrique [4].....	32
2.3.	Calcul des pertes avec les méthodes d'écoulement de puissance.....	32
2.3.1.	Grandeur relative.....	33
2.3.2.	Les équations de l'écoulement de puissance [4].....	34
2.3.3.	Méthodes de résolution des équations de l'écoulement de puissance.....	35
2.4.	Formulation du problème d'optimisation.....	42
2.4.1.	Définition.....	42
2.4.2.	Problème d'optimisation mono-objectif [9].....	42
2.4.3.	Problème d'optimisation multi-objectifs [9].....	43
2.4.4.	Formulation du problème d'optimisation de l'intégration des GED dans un réseau de distribution.....	44
2.5.	Algorithmes d'optimisation.....	46
2.5.1.	L'algorithme génétique.....	46
2.5.2.	L'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO).....	48
2.6.	Conclusion partielle.....	50

3. Intégration des énergies renouvelable dans le réseau de distribution MT de la SNEL/Goma.....	51
3.1. Introduction.....	51
3.2. Présentation du poste de transformation HT/MT de la SNEL/Goma [4].....	51
3.3. Présentation du réseau de distribution de la SNEL/Goma et détermination de l'écoulement de puissance.....	54
3.3.1. Feeder Sotraki.....	56
3.3.2. Feeder Centre.....	60
3.3.3. Feeder Nord.....	63
3.3.4. Feeder Sud.....	65
3.3.5. Feeder Route Sake.....	69
3.4. Intégration des productions décentralisée.....	73
3.4.1. Présentation des résultats feeder Sotraki.....	76
3.4.2. Présentation des résultats feeder Route Sake.....	82
3.4.3. Présentation des résultats de la réduction des pertes actives et l'amélioration du profil de la tension dans le réseau MT de la ville.....	88
3.5. Conclusion partielle.....	89
Conclusion générale.....	91
Bibliographie.....	93
Annexe A.....	95
Annexe B.....	96
Annexe C.....	97
Annexe D.....	98
Annexe E.....	99
Annexe F Code Python extraction données.....	100
F.1 Feeder Sotraki.....	100
F.2 Feeder Centre.....	101
F.3 Feeder Nord.....	101
F.4 Feeder Sud.....	102

F.5	Feeder Route Sake.....	103
Annexe G Codes Matlab.....		105
G.1	Fonction des données de chaque jeu de barre	105
G.2	Fonction des données de chaque branche	109
G.3	Classe Swarm algorithme particule Swarm.....	113
G.4	Classe Particule algorithme particule Swarm.....	115
G.5	Classe Chromosome algorithme Génétique.....	121
G.6	Fonction écoulement de puissance	124
G.7	Fonction objective PSO Algorithme	127
G.8	Fonction objectif algorithme Génétique	127
G.9	Fonction algorithme Particule Swarm Optimisation.....	128
G.10	Fonction algorithme Génétique.....	129

Liste des abréviations

GED	Générateur d'Energie Décentralisé
SNEL	Société National d'Électricité
MT	Moyenne Tension
RDC	République Démocratique du Congo
MONUSCO	Mission de l'Organisation des Nations unies pour la stabilisation en république démocratique du Congo
PU	Per Unit
PSO	Particule Swarm Optimisation
BCBV	Branch-Current to Bus-Voltage matrix
BIBC	Bus-Injection to Branch-Current matrix

Liste des tableaux

Tableau 1 : Domaines de Tension en RDC [8].....	16
Tableau 2 : Caractéristiques des jeux de barres du poste HT [4]	53
Tableau 3 : Caractéristiques des disjoncteurs du postes HT [4].....	54
Tableau 4 : Section et nature des conducteurs des feeder [4].....	54
Tableau 5 : Illustration des données du feeder Sotraki [4].....	56
Tableau 6 : Résumé écoulement de puissance feeder Sotraki.....	59
Tableau 7 : Illustration des données du feeder Centre [4].....	60
Tableau 8 : Données du réseau feeder Centre [4]	62
Tableau 9 : Résultats Réseau Feeder Nord [4].....	63
Tableau 10 : Résultats écoulement de puissance réseau feeder Nord.....	65
Tableau 11 : Données feeder Sud [4]	66
Tableau 12 : Résultats écoulement de puissance feeder Sud	68
Tableau 13 : Données du feeder Route Sake [4]	69
Tableau 14 : Résultats feeder Route Sake.....	72
Tableau 15 : Résultat insertion d'un GED dans le réseau feeder Sotraki	78
Tableau 16 Résultat insertion de 2 GED dans le réseau feeder Sotraki.....	81
Tableau 17 : Résultats feeder Route Sake avec une unité de production décentralisé.....	84
Tableau 18 : Résultats feeder Route Sake avec deux unités de production décentralisé	87

Liste des figures

Figure 1.1 : Vue globale du réseau électrique	8
Figure 1.2 : Vue globale des sources de production de l'électricité en 2023 [1]	9
Figure 1.3 : Réseau électrique avec distribution en topologie radiale [6]	11
Figure 1.4 : Schéma simplifié d'un réseau de distribution radiale [6].....	12
Figure 1.5 : Schéma simplifié d'un réseau maillé [6]	12
Figure 1.6 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA [5].....	17
Figure 1.7 : schéma de distribution simple dérivation [8]	18
Figure 1.8 : schéma de distribution coupure d'artère [5].....	19
Figure 1.9 : Schéma de distribution en dérivation [8].....	20
Figure 1.10 : Illustration d'un poste de transformation HTA/BT [8].....	21
Figure 1.11 : Illustration de l'insertion de GED dans un réseau de distribution.....	26
Figure 1.12 : Impact de DEG sur la sélectivité du défaut [10].....	26
Figure 1.13 : Aveuglement de la protection du départ en défaut [10].....	27
Figure 2.1 : Modèle d'une ligne courte [11]	28
Figure 2.2 : portion élémentaire d'une ligne courte	29
Figure 2.3 : Illustration espacement conducteur [13]	30
Figure 2.4 : Ligne triphasée complètement transposé [4]	31
Figure 2.5 : Réseau radial de n nœud [4].....	34
Figure 2.6 : Représentation de deux jeux de barres d'un réseau de distribution [5].....	37
Figure 2.7 : Réseau de distribution simple. [5].....	39
Figure 2.8 : Exemple d'opérateur de croisement. [11].....	47
Figure 2.9 : Exemple d'opérateur de mutation [11]	48
Figure 2.10 : Illustration de la recherche de la meilleure solution pour l'algorithme PSO [11]..	49
Figure 3.1 : schéma unifilaire du poste HT/MT de la SNEL/Goma.....	52
Figure 3.2 : Réseau de distribution de SNEL/Goma [4].....	55
Figure 3.3 : Schéma Unifilaire du feeder Sotraki [4]	56
Figure 3.4 : Tension en pu réseau feeder Sotraki	57
Figure 3.5 : Pertes de puissances dans le réseau du feeder Sotraki	58
Figure 3.6 : Courbes du courant dans les branches du feeder Sotraki	59

Figure 3.7 : Schéma Unifilaire du feeder Centre [4]	60
Figure 3.8 : Tension en pu réseau feeder Centre	61
Figure 3.9 : Pertes de puissance active dans le réseau du feeder Centre [4]	62
Figure 3.10 : Schéma d'étude feeder Nord [4]	63
Figure 3.11 : Tension réseau Feeder Nord	64
Figure 3.12 : Pertes de puissance active Feeder Nord	64
Figure 3.13 : Schéma Unifilaire feeder Sud [4]	65
Figure 3.14 : Tension jeux de barre feeder Sud	67
Figure 3.15 : Pertes de puissance réseau feeder Sud	67
Figure 3.16 : Schéma Unifilaire feeder Route Sake [4]	69
Figure 3.17 : Tension feeder Route Sake	71
Figure 3.18 : Pertes active feeder Route Sake	72
Figure 3.19 : Algorithme optimisation de la taille et emplacement de(s) GED	74
Figure 3.20 : Schéma intégration une unité décentralisée réseau feeder Sotraki	76
Figure 3.21 : Tension feeder Sotraki avec insertion d'un GED	76
Figure 3.22 : Pertes de puissance active branches feeder Sotraki	77
Figure 3.23 : Courant de branche avant et après insertion GED	78
Figure 3.24 : Schéma intégration deux unités décentralisées réseau feeder Sotraki	79
Figure 3.25 : Profil de tension avec insertion de 2 GED dans le réseau du feeder Sotraki	80
Figure 3.26 : Pertes de puissance avec insertion de 2 GED dans le réseau du feeder Sotraki	80
Figure 3.27 : Courant de branche après insertion de 2 unités de production décentralisé	81
Figure 3.28 : Schéma intégration d'une unité décentralisée réseau feeder Route Sake	82
Figure 3.29 : Tension réseau feeder Route Sake insertion d'un GED	83
Figure 3.30 : Pertes de puissance active réseau feeder Route Sake	83
Figure 3.31 : Courant de branche avant et après insertion GED	84
Figure 3.32 : Schéma intégration deux unités décentralisées réseau feeder Route Sake	85
Figure 3.33 : Tension réseau feeder Route Sake avec insertion de 2 GED	86
Figure 3.34 : Pertes de puissance avec insertion de 2 GED dans le réseau du feeder Route Sake	86
Figure 3.35 : Courant de branche avec insertion des GED	87

0. Introduction Générale

De nos jours, l'énergie électrique est devenue un facteur important pour le développement social et économique de toutes les couches de la société humaine cela va du ménage en passant par les communautés régionale, nationale jusqu'au niveau international. On ne peut s'imaginer un monde sans électricité ; la qualité de vie humaine est désormais fortement corrélée avec le taux d'accès à l'énergie électrique.

La production de l'énergie électrique est essentiellement assurée de nos jours à plus de 60% par l'exploitation des combustibles fossile (charbon, gaz naturel,...) [1] ; ces derniers sont non renouvelables (épuisables à l'échelle de temps de l'homme) en plus d'être polluants (émission des gaz à effet de serre) ; ce qui pose un sérieux problème environnemental pour l'écosystème terrestre. À la vue de ces problèmes, trouver des sources de production de l'électricité de manière propre et les intégrer parfaitement dans notre mix énergétique est l'un des défis de l'humanité. Pour satisfaire la demande de plus en plus croissante en énergie électrique, plusieurs pays investissent dans la promotion des énergies renouvelables et propres (solaire, éolien,) pour la production de l'électricité [1].

La production décentralisée appelée aussi production distribuée ou encore Générateur d'Énergie Décentralisé (GED) fait référence à la production d'énergie électrique à l'aide d'installations de petite capacité allant d'un peu plus de 1kW à quelques dizaines de Mégawatts. Ces unités de production décentralisée peuvent être à base de l'exploitation d'une énergie renouvelable ou non renouvelable (petite centrales thermique) ; parfaitement intégrées dans un réseau de distribution alimenté par une grosse centrale électrique (hydroélectrique, nucléaire,...) elles offrent l'avantage de réduire de manière considérable les pertes de puissance active dans le réseau, ainsi qu'assurer une amélioration du profil de la tension du réseau ; ce qui garantissent la qualité de l'énergie électrique du réseau [2].

L'énergie solaire est l'une des énergies utilisées pour la mise en place des unités de production décentralisées, étant disponible et respectueuse de l'environnement, son intégration dans le réseau de distribution revêt d'une importance très capitale. En effet, le réseau de distribution (réseau assurant le transport de l'énergie du poste de transformation vers la consommation finale) sont essentiellement radiale (un seul chemin possible entre le point de consommation et poste de distribution) ; cette structure conduit à des pertes d'énergies non négligeables au fur et à mesure

que le réseau évolue. Intégrer des unités de production décentralisées basées sur l'énergie solaire devient de plus en plus d'usage et bénéfique pour des réseaux électriques.

0.1. Identification et formulation du problème

La transition énergétique joint à la libéralisation du secteur de l'électricité conduisent à l'usage de plus en plus des énergies renouvelables et propres pour la production de l'énergie électrique. Bien souvent les centrales de production d'énergie électrique sont situées à des longues distances des lieux de consommation, il est donc impératif d'avoir un réseau permettant le transport de cette énergie de la production jusqu'au lieu de consommation. Ce dernier pouvant s'étendre sur plusieurs kilomètres, il est obligatoire d'associer au réseau de transport un réseau de distribution afin de satisfaire toute la demande en énergie. Cependant, le réseau de distribution élément centrale pour l'exploitation de l'énergie électrique, est souvent sujet à des pertes de puissance non négligeables, comparativement au réseau de transport ; en plus de cela, la tension aux différents nœuds d'un réseau de distribution peut, suivant la structure du réseau, être survolté ou sous-voltée ; ce qui n'est sans conséquence pour les consommateurs d'énergie électrique raccordé à ce réseau.

La ville de Goma est en ce jour en pleine croissance démographique, avec un taux de croissance évaluées à 5.02% [3]. Elle présente une forte demande en énergie électrique ; pour satisfaire celle-ci, la Société Nationale d'Electricité (SNEL) disponibilise l'énergie électrique à une partie de la ville via son réseau de distribution d'énergie à structure radiale. La plupart des postes de consommation du réseau sont dénués d'appareil de comptage permettant de chiffrer les pertes sur ce réseau. Certains travaux antérieurs fixent ces pertes actives à environ 1.25MW et réactive à 1.7 Mvar ; ce qui est non négligeable [4].

Pour garantir la stabilité du réseau de distribution de la SNEL/Goma, réduire les pertes et maintenir un bon profil de tension, l'intégration de générateurs d'énergie décentralisée basés sur l'énergie photovoltaïque constitue une solution viable. Cette option, à la fois disponible, respectueuse de l'environnement et renouvelable, présente de nombreux avantages. Cependant, pour assurer une intégration réussie, il est essentiel de déterminer l'emplacement optimal et la puissance à injecter. En l'absence de ces précautions, l'intégration pourrait provoquer des problèmes tels que des surtensions et des surintensités, rendant la protection du réseau plus complexe. Une étude approfondie s'impose dans ce contexte, compte tenu de l'évolution du réseau

de distribution moyenne tension de la SNEL/Goma. Les résultats de cette recherche seront déterminants pour garantir la qualité de l'énergie électrique requise pour satisfaire la demande croissante de la ville de Goma, tout en contribuant à réduire le déficit énergétique actuel.

0.2. Questions de recherche

Pour mener à bien cette recherche, plusieurs questions se posent, notamment :

- Comment déterminer les pertes de puissance active dues au transport d'énergie électrique via le réseau de distribution MT de la SNEL/Goma ainsi que le profil de la tension à chaque nœud composant de réseau ?
- Comment déterminer la taille (puissance) et l'emplacement optimale d'une (des) unité(s) de production décentralisée afin de minimiser les pertes active dans le réseau de distribution de la SNEL/Goma tout en améliorant le profil de la tension ?

Tout le long de ce travail nous apporterons les éléments de réponse aux questions ci-haut évoquées.

0.3. Formulation des hypothèses

Eu égard aux questions évoquées ci-haut, nous émettons les hypothèses selon lesquels :

- Il serait possible de déterminer, grâce aux calculs d'écoulement de puissance basés sur l'algorithme Backward/Forward (balayage avant et arrière), le profil de la tension le long de tous les nœuds du réseau de distribution MT de la ville de Goma, ainsi que déduire les pertes actives dans chaque branche composant le réseau et ainsi déterminer la perte de puissance active totale du réseau.
- Il serait possible grâce à l'usage des algorithmes évolutifs d'optimisation entre autres l'algorithme génétique et l'algorithme Particule Swarm Optimisation de déterminer l'emplacement et la taille optimale d'une (des) unité(s) de production décentralisée permettant de réduire la perte de puissance active, assurer la stabilité du réseau tout en améliorant son profil de la tension.

0.4. Justification du choix du sujet et motivations

Le réseau de distribution moyenne tension (MT) de la SNEL à Goma joue un rôle crucial dans l'organisation sociale, économique et culturelle de la ville. En effet, il satisfait une part importante de la demande énergétique, avec plus de 45 % des ménages électrifiés connectés à ce réseau. Garantir la qualité de l'énergie électrique sur ce réseau contribue directement au développement de Goma. Par ailleurs, l'utilisation de générateurs de production décentralisée basés sur l'énergie photovoltaïque favorise la promotion des énergies renouvelables et propres, en ligne avec les objectifs de développement durable (ODD) des Nations Unies, notamment l'ODD n°07, qui doit être atteint d'ici 2030. En outre, l'optimisation de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau électrique nécessite l'application d'algorithmes mathématiques d'optimisation, renforçant ainsi le lien entre les disciplines de l'ingénierie et des sciences, ce qui revêt une importance considérable dans le domaine scientifique.

0.5. Énoncé des objectifs de recherche

0.5.1. L'objectif général

L'objectif principal poursuivi par ce travail est de déterminer l'emplacement et la taille d'un (des) générateur(s) de production décentralisée basée sur l'exploitation de l'énergie solaire permettant de réduire les pertes actives tout en améliorant le profil de la tension dans le réseau de distribution MT de la SNEL/Goma.

0.5.2. Les objectifs opérationnels/spécifiques

Afin d'atteindre l'objectif principal ci-haut mentionnées une suite d'action sera effectué entre autres :

- Réaliser le calcul d'écoulement de puissance pour le réseau de distribution MT de la SNEL/Goma en vue de déterminer la tension à chaque nœud ainsi que la puissance délivrée à ce nœud.
- Déterminer la perte de puissance active totale du réseau de distribution MT de la SNEL/Goma ainsi que la perte de puissance dans chaque branche du réseau.
- Intégrer une (des) unité(s) de production d'énergie basée sur l'énergie solaire en vue de minimiser les pertes de puissance dans chaque branche du réseau MT et améliorer le profil de la tension à chaque nœud du réseau.

0.6. Méthodologie et délimitation du travail

Pour parvenir aux résultats escomptés, nous avons fait usage des techniques et méthodes suivantes :

- Technique documentaire : en faisant usage des travaux antérieurs nous avons pu récolter les données nécessaires concernant le réseau de distribution MT de la SNEL/Goma et ainsi effectuer l'écoulement de puissance de ce réseau.
- Méthode expérimentale avec la technique de calcul numérique Backward/Forward : par celle-ci nous avons déterminé les tensions tout le long du réseau ainsi que les pertes dans chaque branche de celui-ci.
- Technique d'Optimisation : par l'usage de l'algorithme d'optimisation génétique nous avons déterminé l'emplacement optimale et grâce à l'algorithme Particule Swarm Optimisation nous avons déterminé la taille optimale de source de production d'énergie décentralisé.

0.7. Structure du mémoire/ Subdivision du travail

Hormis l'introduction générale et la conclusion notre travail est subdivisé en trois chapitres à savoir :

Le premier chapitre : il présente les généralités sur les réseaux électriques et les productions décentralisées.

Le deuxième chapitre : il se focalise sur les méthodes de calcul d'écoulement de puissance dans un réseaux de distribution, ainsi que sur les algorithmes d'optimisation permettant de réaliser l'intégration optimale dans un réseau électrique de distribution.

Le troisième chapitre : il présente les résultats obtenus lors de l'intégration de source de production décentralisé dans le réseau de distribution de la SNEL/Goma.

1. Généralités sur les réseaux électrique et les productions décentralisées

1.1 Introduction

L'énergie électrique constitue désormais un facteur clé dans l'organisation de la vie sociétale. Son importance est de telle enseigne qu'on ne peut s'imaginer un monde sans exploitation de celle-ci. Différents moyens de production sont mis en place afin d'assurer sa permanence, incluant la transformation de l'énergie mécanique, chimique et rayonnante. Ces procédés permettent une production accrue d'énergie électrique pour répondre à une demande en constante augmentation. Le réseau électrique, une infrastructure essentielle, joue un rôle clé en acheminant l'énergie des centres de production vers les lieux de consommation (charges). La gestion et la maintenance de ce réseau sont cruciales pour assurer une fourniture d'énergie fiable et continue, tout en intégrant de plus en plus de sources d'énergie renouvelable pour relever les défis environnementaux.

Ces dernières années, le concept de génération décentralisée s'est imposé comme une approche complémentaire à la production d'énergie centralisée traditionnelle. La génération d'électricité décentralisée fait référence à la production d'électricité à partir de nombreuse source d'énergie à petite échelle situées à proximité du point d'utilisation. Cela offre des avantages tels que la réduction des pertes de transmission, le renforcement de la résilience du réseau, ... L'intégration de la génération décentralisée dans le réseau électrique représente un changement de paradigme dans la façon dont nous produisons et consommons l'électricité favorisant ainsi une infrastructure énergétique plus durable et résiliente pour l'avenir.

Dans ce chapitre, nous présenterons les généralités sur les réseaux électriques, c'est-à-dire leur organisation, leur évolution, leur fonctionnement avec un accent particulier sur les réseaux électriques de distribution ; par suite nous décrirons les différents types de productions décentralisées selon le type de source d'énergie utilisée et leur capacité à fournir des puissances active et réactive sera passée en revue.

1.2 Evolution des réseaux électriques

Le réseau électrique a évolué de manière désorganisée en constituant des petits réseaux jusqu'à former des grands réseaux continentaux d'aujourd'hui.

Le premier réseau électrique a vu le jour aux Etats Unies en 1882 et a été conçu par Thomas Edison. C'était un réseau local en courant continu et servait à assurer l'éclairage de la région de Manhattan ; la distribution était assuré par des câbles souterrains. Avec l'invention du transformateur par Williams Stanley en 1885 et celle du moteur à courant alternatif par Nikola Tesla en 1888 , les réseaux à courant alternatif commencèrent à prendre le pas sur les réseaux à courant continu du fait qu'il était devenu possible d'acheminer plus de puissance sur de plus grande distances, grâce à des niveaux de tension plus élevés. Un autre avantage important du courant alternatif réside dans l'élimination du collecteur, ce qui a permis de supprimer les problèmes de commutation dans les alternateurs et ainsi de construire des alternateurs de grande puissance à moyenne tension. Les réseaux électriques ont d'abord été monophasés, puis triphasés (2,3 kV en 1893), et fonctionnaient à des fréquences variées (de 28 Hz à 133 Hz). Progressivement, la nécessité d'interconnecter et de faire fonctionner ces réseaux en parallèle a conduit à la standardisation de la fréquence, avec 60 Hz adoptés aux États-Unis et au Canada, et 50 Hz dans la plupart des pays d'Afrique, d'Asie et d'Europe. Les niveaux de tension ont également évolué, atteignant aujourd'hui une l'Ultra Haute Tension d'environ 1,15MV au Kazakhstan [5]. Le transport d'énergie électrique sur de très grandes distances est devenu plus avantageux en courant continu qu'en courant alternatif, grâce aux avancées de l'électronique de puissance. [4].

Dans les structures traditionnelles, l'énergie électrique est transportée depuis les centrales électriques vers les consommateurs à travers une structure du réseau hiérarchique qui va de la Très Haute Tension HTB ($U_n > 50$ kV), à la Moyenne Tension HTA ($1\text{kV} < U_n < 50$ kV) et enfin à la Basse Tension BT ($U_n < 1$ kV).

Les réseaux de transport HTB sont maillés pour assurer la fiabilité et la disponibilité de l'énergie, en cas de défauts sur des ouvrages ; Par contre, les réseaux de distribution HTA et BT sont majoritairement à structure radial dont les charges aux différents jeux de barre constituent les principales éléments passifs du réseau.

La libéralisation du marché de l'énergie électrique et les préoccupations environnementales grandissantes liées au changement climatique planétaire amènent des changements importants sur les réseaux électriques. La production décentralisée fortement encouragée avec la politique

de libéralisation du marché une fois intégrée dans le réseau conduit à une transition vers une nouvelle structure du réseau dans laquelle les petites et moyennes unités de production contribuent de manière non négligeable à la génération de puissance dans ces réseaux. L'intégration des productions décentralisés conduit ainsi à un fort bouleversement de l'ancienne structure verticale du réseau de distribution en un système actif. En effet le flux de puissance n'est plus distribué verticalement de la haute tension à la basse tension, mais aussi horizontalement, avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance entre les réseaux HTA ou BT.

Le réseau doit fonctionner sous la contrainte que la puissance électrique produite doit être, à chaque instant, égale à la puissance consommée., Cette contrainte combinée avec la gestion des unités de production décentralisé oblige à ce que le fonctionnement du réseau repose sur un contrôle temps réel de la production d'énergie et son adaptation aux fluctuations de la charge, selon les restrictions imposées par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

1.3 Description de la structure d'un réseau électrique

Le réseau électrique se subdivise généralement en 4 partie essentielle tels qu'illustré à la Figure 1.1 ; il s'agit de la production, le transport-répartition, la distribution et la consommation qui regroupe les charges du réseau.

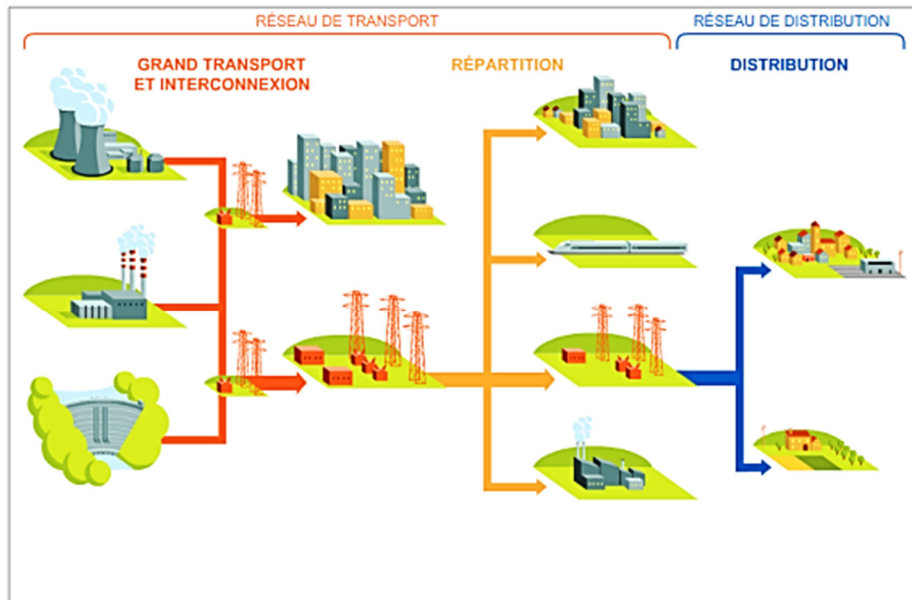


Figure 1.1 : Vue globale du réseau électrique

1.3.1 Production de l'énergie électrique

La production d'électricité est le processus qui consiste à générer de l'électricité à partir d'autres sources d'énergie primaire. L'électricité est généralement produite de deux manières principales : la première consiste à exploiter la chaleur générée par la combustion de combustibles ou par des réactions nucléaires pour produire de la vapeur (énergie thermique) ; la seconde repose sur la capture des énergies naturelles, comme le soleil, le vent ou l'eau en mouvement.

Pour des combustibles fossiles tels que le pétrole, le gaz naturel ou le charbon, l'énergie primaire est convertie en énergie électrique en produisant de la vapeur haute pression, qui fait tourner une turbine qui dans sa rotation entraîne un alternateur pour produire de l'électricité. Le même principe peut être utilisé pour les centrales nucléaires, mais la chaleur est générée par la fission nucléaire. Pour l'énergie hydroélectrique, l'énergie cinétique de l'eau est la source initiale d'énergie et elle est convertie en énergie mécanique lorsque l'eau fait tourner les pales d'une turbine qui entraîne le rotor d'un alternateur pour produire de l'électricité [6].

La production d'électricité est de nos jours essentiellement assuré par l'exploitation du charbon (Coal) qui a lui seul regroupe 35,90% de la production suivi du gaz naturel (natural gas) avec 23% de la production totale, vient ensuite l'hydroélectricité, le nucléaire, l'éolien et enfin le solaire photovoltaïque avec respectivement 15%, 9,8%, 6,5%, 3,6% tels qu'illustré à la Figure 1.2.

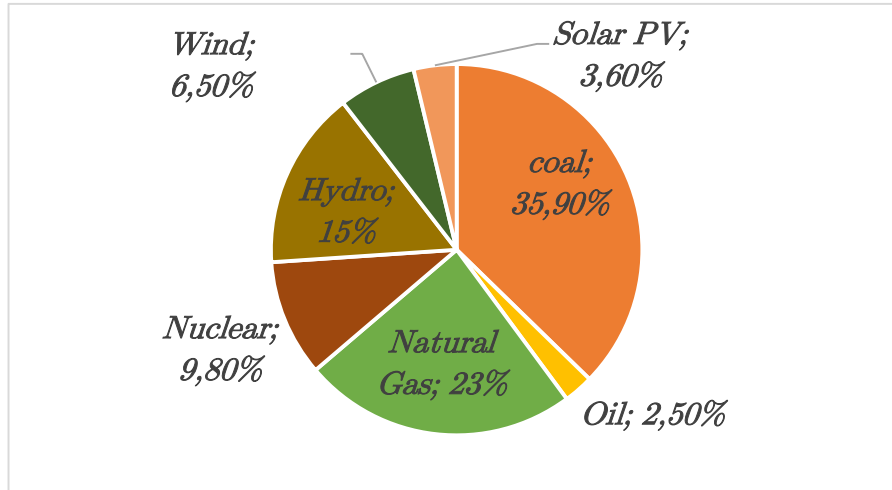


Figure 1.2 : Vue globale des sources de production de l'électricité en 2023 [1]

La production de l'électricité grâce à l'usage du charbon a été responsable en 2021 d'une émission de CO₂ allant jusqu'à 10657 Mt en 2021 ce qui représente à lui seul 72,8% des émissions de CO₂ due à la production de l'électricité dans le monde ; pour contrer cette avancée fatale pour

notre environnement plusieurs pays sont entrain dans une phase de transition énergétique en favorisant d'avantage des énergies propres et vertes à l'instar du solaire PV et de l'éolien pour la production de l'électricité [1].

1.3.2 Transport et répartition

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Afin de minimiser, entre autres, les pertes joules sur les lignes ces réseaux sont à haute tension et à très haute tension (de 36 kV à 400 kV en RDC). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés ou interconnectés afin de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport), et de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion) ; La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes car ces lignes sont vitales pour la stabilité et la sécurité du système tout entier. [5]

Font partie du réseau de transport en République Démocratique du Congo toutes les lignes dont le niveau de tension est supérieur à 36 kV. Les lignes de transport aboutissent toutes à des sources dites de répartition. Ces dernières permettent d'assurer la commutation des lignes d'une part, et d'abaisser la tension à des niveaux permettent la répartition de l'énergie électrique d'autre part. [4]

1.3.3 Distribution

Le réseau électrique de distribution a une tension nominale comprise entre 1 kV et 36 kV selon la loi 14/011 du 17 juin 2014 relative au secteur de l'électricité en RDC et permet d'acheminer l'énergie électrique du point d'alimentation jusqu'à l'utilisation finale qui est souvent alimenté en BT soit 400V grâce à des postes de transformation MT/BT.

Il existe deux principales topologies pour définir la configuration d'un réseau de distribution : la topologie radiale et la topologie en maillage.

Le système radial est une topologie en forme d'arbre où il n'y a que des boucles ouvertes ; Cela signifie que l'énergie part d'un point du réseau (bus) et est distribuée au suivant sans possibilité de retourner au point d'origine, sauf si l'énergie est renvoyée en sens inverse par une génération distribuée ; Ce type de topologie est le plus simple et le moins cher pour un réseau électrique, mais il n'est pas fiable car si une ligne principale est déconnectée pour une raison quelconque,

toutes les autres lignes secondaires en aval perdent également l'alimentation électrique ; Dans la topologie en maillage, il est impossible de trouver des boucles ouvertes car l'énergie est distribuée à travers plusieurs lignes connectées les unes aux autres, formant ainsi un réseau maillé ; Ce type de topologie présente moins de pertes (plus fiable), mais cela nécessite des investissements plus importants ; Les marchés et les entreprises d'électricité cherchent à réduire les coûts en augmentant le niveau de pénétration des générations distribuées (DG) dans les systèmes de services publics avec une meilleure intégration et le développement de mesures ; Les systèmes de distribution en maillage et en étoile ont des structures différentes qui modifient la capacité du réseau à supporter le niveau de pénétration de la génération distribuée (DG) [6]. La Figure 1.3 illustre un réseau dont la distribution à topologie radiale.

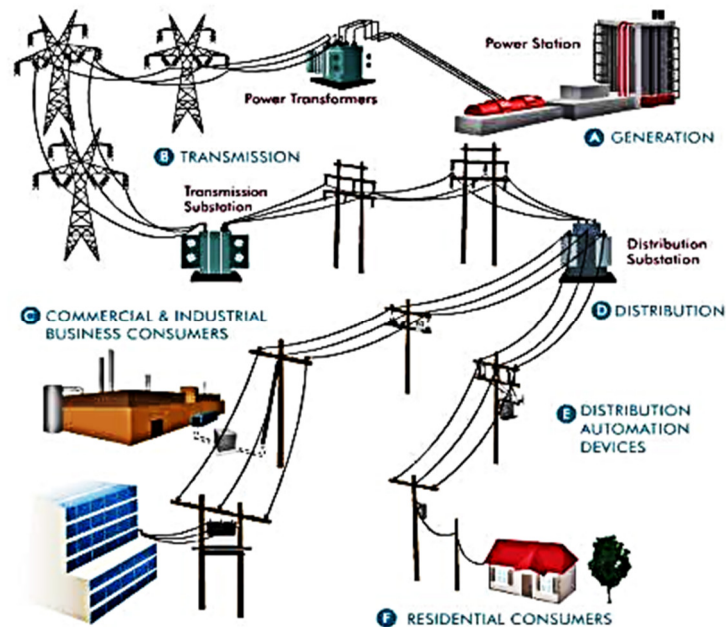


Figure 1.3 : Réseau électrique avec distribution en topologie radiale [6]

Le système de distribution radiale illustré à la Figure 1.4 est utilisé pour deux principales raisons : ils sont moins coûteux que la topologie en anneau ou en maillage et il est moins complexes à mettre en œuvre, exploiter, concevoir, planifier et entretenir ; Cependant, il est généralement d'une fiabilité moindre qui se manifeste par une chute de tension immodérée et plus de pertes de puissance en ligne que les alternatives ; La plus grande partie de les systèmes de distribution à travers le monde fonctionnent de manière radiale, le point de préférence étant qu'en cas de panne, ils n'affectent pas le système électrique dans son ensemble [6].

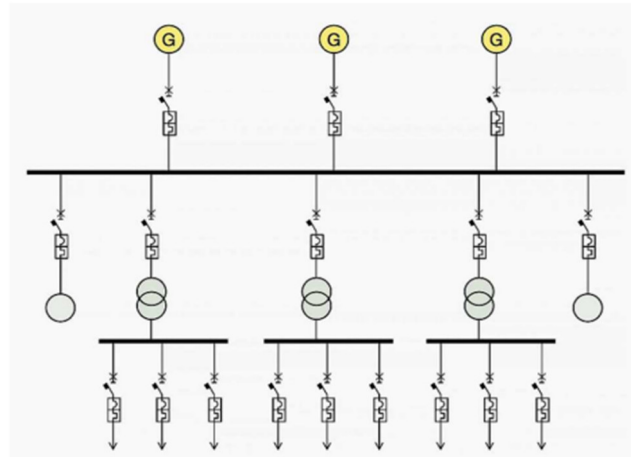


Figure 1.4 : Schéma simplifié d'un réseau de distribution radiale [6]

Le système de distribution en maillage (anneau ou boucle) se compose d'un ou plusieurs départs avec deux ou plusieurs transformateurs de distribution formant un anneau ou une boucle. L'anneau, ou boucle, commence au sous-station de distribution et est encerclé ou connecté à une zone desservant un ou plusieurs centres de distribution ou transformateurs de distribution.

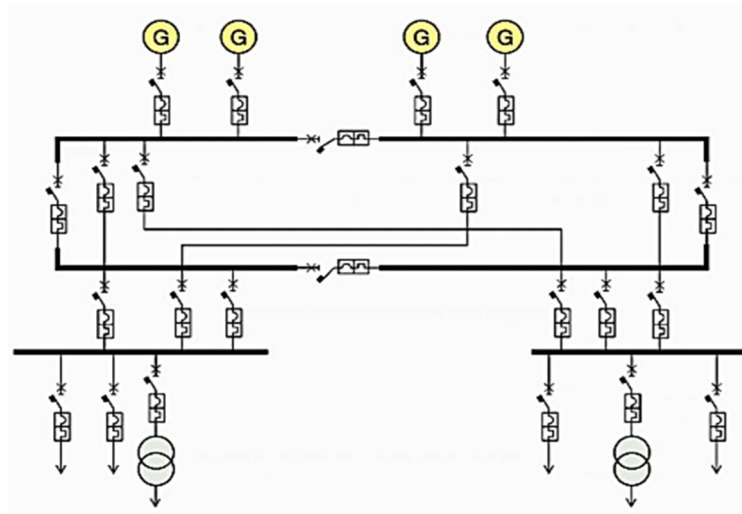


Figure 1.5 : Schéma simplifié d'un réseau maillé [6]

La ligne du système de distribution retourne aux mêmes sous-stations comme illustré à la Figure 1.5. Chaque boucle primaire fonctionne de telle sorte que l'un des commutateurs de sectionnement de boucle soit maintenu ouvert pour éviter le fonctionnement parallèle des

sources ; Généralement, la disponibilité de deux services de l'utilitaire aidera le système à être plus efficace.

La structure maillée est généralement utilisée sous haute ou moyenne tension et une dans une zone à densité de population élevée tandis que le radial est utilisé sous moyenne et basse tension dans les zones urbaines ou à moindre densité de population ; La structure maillée est plus coûteuse à construire que le type radial, mais elle est plus fiable et présente moins de fluctuations de tension au terminal de l'utilisateur final [6].

1.3.4 Charges/Consommation [7]

Pour caractériser une charge et les systèmes qui l'alimente, différents paramètres sont définis entre autres :

- **Charge connectée** : équivaut à la somme des puissances que compose l'installation.
- **Demande Maximale** : équivaut à la puissance maximale utilisée par un consommateur en un intervalle de temps donné
- **Facteur de la demande** : équivaut au rapport entre la demande maximale et la charge connectée
- **La courbe de charge** : équivaut à un graphique qui représente l'évolution de la demande en fonction du temps, Si une période de 24 heures seulement est considérée, la courbe de charge résultante est appelée courbe de charge journalière elle sera dite hebdomadaire, mensuelle, annuelle selon que la période considéré correspond respectivement à une semaine, un mois ou une année
- **Facteur de charge** : équivaut au rapport entre la demande moyenne et la demande maximale pendant une période donnée ; Le facteur de charge peut être quotidien, mensuel ou annuelle il sera toujours inférieur à 1 car la moyenne de la demande inférieure à la demande maximale.
- **Facteur de diversité** : équivaut au rapport entre certaines demandes maximales individuelles et la demande maximale du système électrique; en général un système électrique alimente différents types de consommateurs dont les demandes maximales ne se produisent généralement pas au même moment ainsi la demande maximale sur le système électrique est toujours inférieure à la somme des demandes maximales individuelles des consommateurs ; Un facteur de diversité élevé implique qu'avec une demande maximale plus faible sur la station, il est possible de répondre aux besoins de

plusieurs consommateurs avec des demandes maximales variables se produisant à différentes heures de la journée ; Un facteur de diversité élevé et un facteur de charge élevé sont les caractéristiques souhaitables de la charge d'une centrale électrique.

- **Le facteur d'utilisation** : équivaut au rapport de la demande maximale d'un système à la capacité nominale du système.

La croissance de la charge dans la zone géographique desservie par une entreprise de distribution d'énergie est le facteur le plus important qui influence l'expansion du système de distribution. Par conséquent, la prévision de l'augmentation de la charge est essentielle au processus de planification.

Au cours des dernières décennies, diverses méthodes de prévision ont été développées et appliquées à la prévision de la charge ces méthodes peuvent être regroupées en deux principales catégories entre autres les méthodes probabilistes et les méthodes déterministe une catégorie supplémentaire combinant les méthodes déterministe et probabiliste peut être développée.

Toutes ses méthodes cependant sont basées sur soit l'extrapolation, la corrélation ou la combinaison de deux afin de prédire la demande énergétique.

Les méthodes statistiques tels que l'usage des séries temporelle, la régression, les algorithmes d'intelligence artificiel sont de plus en plus utilisés pour la prédiction à court terme.

A. Technique de l'extrapolation pour la prédiction de la charge

L'extrapolation consiste à la détermination d'une fonction mathématique appelée souvent tendance qui s'ajuste au mieux à une série de données, plusieurs formes de fonction mathématique peuvent être prise comme tendance pour effectuer l'extrapolation entre autres :

- Fonction linéaire : $y = a + bx$
- Fonction parabolique : $y = a + bx + cx^2$
- Fonction en S (forme S) : $y = a + bx + cx^2 + dx^3$
- Fonction exponentielle : $y = ce^{dx}$
- Double fonction exponentielle $y = ae^{bx} + ce^{-dx}$

Les coefficients a, b, c, d respectivement selon la tendance choisi sont déterminés en appliquant la méthode de moindre carrée qui cherche à minimiser la somme des carrés de différence entre les valeurs observées et les valeurs prédites par la fonction de tendance choisi.

L'expression 1.1 illustre la fonction que le critère de moindre carrée minimise afin de trouver les coefficients de la fonction de tendance choisi.

$$S = \sum [y_i - f(x_i)]^2 \quad (1.1)$$

La minimisation de l'équation de l'expression 1.1 consiste à déterminer les coefficients de la fonction de tendance $f(x)$ qui minimisent S . Cette minimisation consiste donc à une série d'équation obtenue par dérivation de la fonction S par rapport aux coefficients, la solution de ces équations conduit à l'obtention des coefficients a , b , c , d respectivement à la fonction de tendance choisi.

B. Technique de corrélation pour la prédiction de la charge

La technique de corrélation pour la prédiction de la charge consiste déterminer le coefficient de corrélation qui définira la relation entre la variable à prédire (charge) et les autres variables (température, le jour du mois, la densité de la population, ...).

Le coefficient de corrélation détermine comment la variable à prédire varie conformément à la variation d'un ou plusieurs autres variables.

L'expression 1.2 illustre la formule générale pour la détermination du coefficient de corrélation Γ entre la variable dépendante (ici la charge) y dont l'écart-type est σ_y et la variable indépendante x (peut être la température, la densité de la population, ...) dont l'écart-type est σ_x avec σ_{xy}^2 la covariance des variables x et y .

$$\Gamma = \frac{\sigma_{xy}^2}{\sigma_x \sigma_y} \quad (1.2)$$

Après la détermination du coefficient de corrélation respectivement pour les variables indépendante et la variable dépendante un modèle linéaire peut être construit et ainsi effectuer l'extrapolation.

C. Types de charge

En général, les types de charges peuvent être divisés en 3 catégories à savoir :

- **Les Charges domestiques** : Ce type de charges comprend principalement des appareils électroménagers tels que des ventilateurs, des radiateurs, des réfrigérateurs, des climatiseurs, des mélangeurs, des fours, des radiateurs des petits moteurs de pompage, et divers autres petits appareils électroménagers.
- **Charges commerciales** : Les charges commerciales comprennent l'éclairage des magasins, les ventilateurs, la climatisation, le chauffage et autres appareils électriques utilisés dans les établissements commerciaux, tels que les magasins, les restaurants, les marchés, etc. Le facteur de demande est généralement de 90 à 100 %, le facteur de diversité est de 1,1 à 1,2 et le facteur de charge est faible et peut être pris entre 25 et 30 %.

- **Charges industrielles** : ce type de charges peut être subdivisé en petites, moyennes et lourdes en fonction de la plage de puissance requise. Par exemple, les petites industries nécessitent une charge allant jusqu'à 25 kW, les industries de taille moyenne entre 25 et 100 kW et les industries lourdes nécessitent une charge supérieure à 500 kW. Dans les industries lourdes, le facteur de demande est de 85 à 90 % avec un facteur de charge de 70 à 80 %.

1.4 Les réseaux électriques de distribution

1.4.1 Caractéristiques techniques générales [5]

Les réseaux de distribution constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique car c'est l'interface finale qui mène à la plupart des clients. Ils sont exploités dans des gammes de tensions inférieures à 36 kV en RDC, soit le domaine de la HTA (Moyenne tension) et de la Basse Tension (BT) ; le Tableau 1 illustre les domaines de tension en usage dans un système électrique.

Tableau 1 : Domaines de Tension en RDC [8]

Domaine de tension		Valeur de la tension nominale	
		En courant alternatif	En courant continue lisse
TBT		$Un \leq 50V$	$Un \leq 120V$
BT		$50V < Un < 1000V$	$120V < Un < 1.5kV$
HT	HTA (Moyenne Tension)	$1kV < Un \leq 36kV$	$1.5kV < Un \leq 75kV$
	HTB (Très Haute Tension)	$36kV < Un < 250 kV$	$50kV < Un$

1.4.2 Poste source HTB/HTA [5]

Les réseaux de distribution sont alimentés par un poste source HTB/HTA constitué en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB et alimentant lui-même un ou deux jeux de barres comme l'illustre la figure 1.6.

En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un deuxième transformateur est ajouté formant avec le premier un groupe appelés transformateurs demi-rame. Côté HTA, un autre jeu de barres alimente les différents départs du réseau de distribution. Les transformateurs fonctionnent en régime radial mais en cas de défaillances, il est possible d'isoler un des transformateurs et de répartir la charge sur celui qui reste sans dépasser en régime nominal normalement 50% de sa capacité maximale comme l'illustre la figure 1.6.b. En phase finale, un troisième groupe des transformateurs est ajouté en double attache comme l'illustre la figure 1.6.c. Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérien ou souterrain) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés.

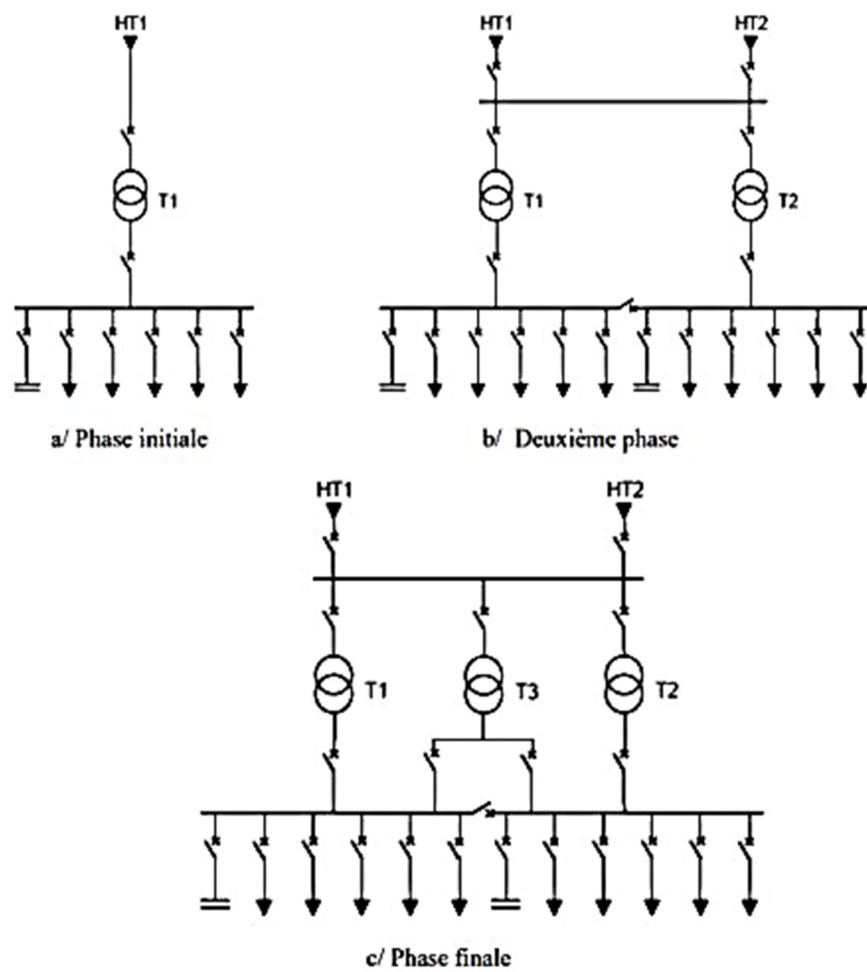


Figure 1.6 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA [5]

1.4.3 Schémas de principe de la distribution primaire [8]

Les réseaux de distribution ont comme point de départ les postes sources. Ils comportent des transformateurs HTB/HTA à partir desquels la HTB est distribuée en triphasé sans neutre et entre 5 et 36 kV. La partie HTA est constituée de cellules « arrivée », « couplage » et « départ ». La figure 1.7 illustre le schéma de distribution dit simple dérivation ou en antenne, cette configuration est principalement utilisée dans les zones rurales, en réseau aérien. En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, les utilisateurs sont privés d'alimentation le temps de la réparation.

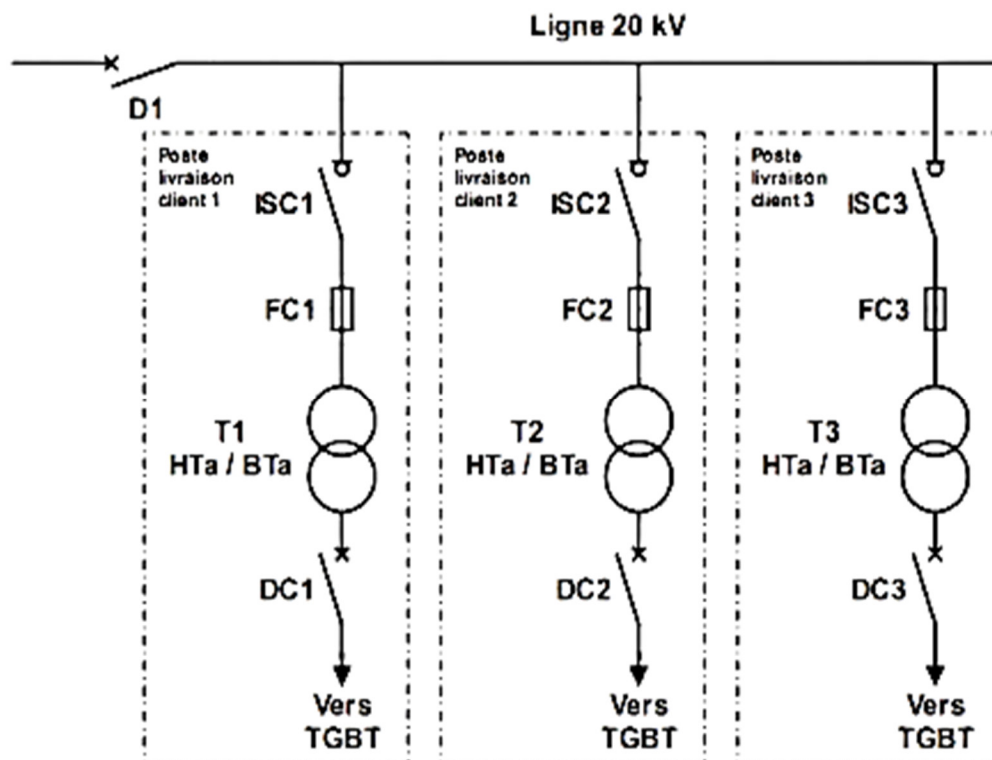


Figure 1.7 : schéma de distribution simple dérivation [8]

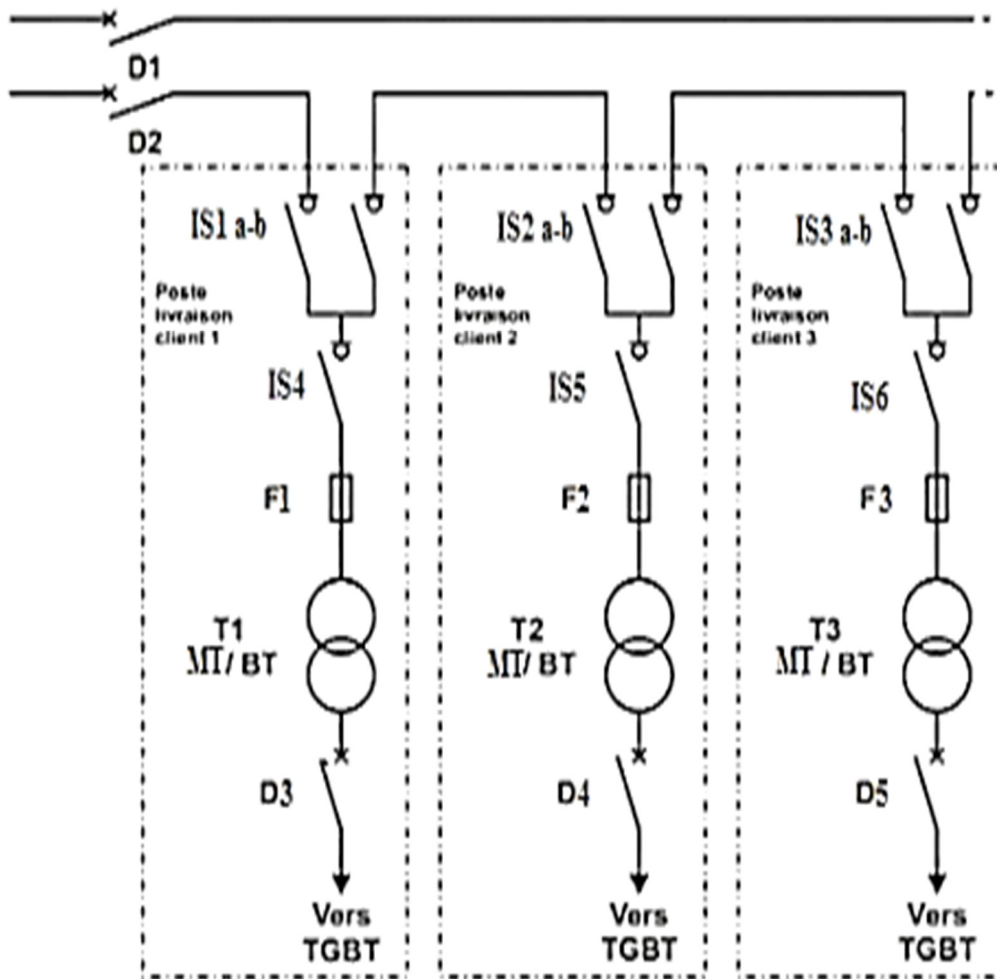


Figure 1.8 : schéma de distribution coupure d'artère [5]

La figure 1.8 illustre le schéma de distribution dit en coupure d'artère, elle est aussi distribution en boucle. En effet lors du fonctionnement normale la boucle est toujours ouverte en un point du réseau à l'aide d'un des interrupteurs sectionneur. En cas de défaut le départ en défaut est isolé du réseau pour ainsi permettre la continuité de service pour les autres départs. L'inconvénient de ce schéma de distribution est que le distributeur d'énergie doit installé deux lignes ayant toutes deux la capacité de supporter la demande totale du réseau.

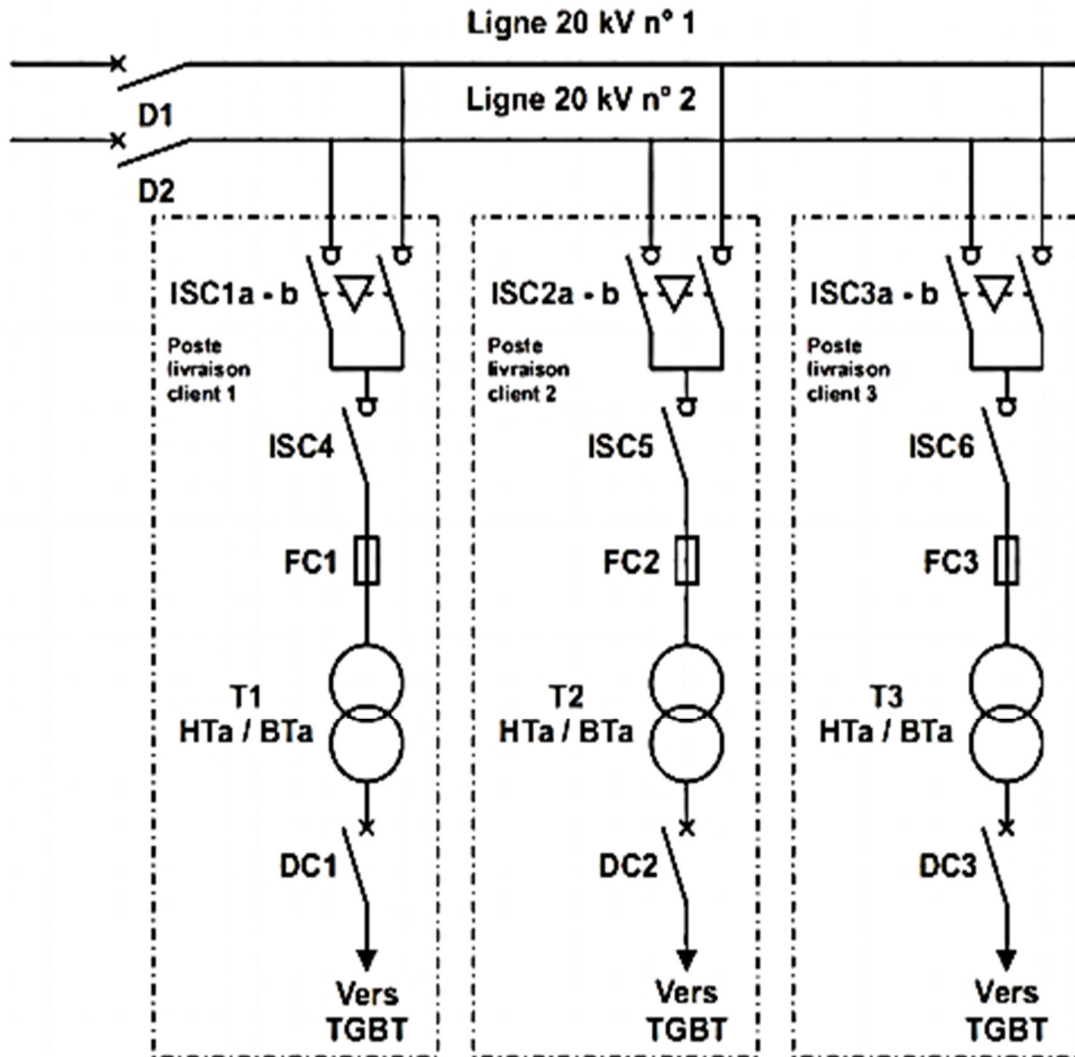


Figure 1.9 : Schéma de distribution en dérivation [8]

La figure 1.9 illustre le schéma de distribution en dérivation ; il est utilisé pour assurer une continuité de service optimale. En cas de défaut sur l'une des lignes, l'alimentation de l'abonné est permutée sur la seconde. Les deux arrivées sont différentes mais peuvent être issues du même poste source. On ne peut se connecter sur les deux arrivées en même temps grâce au verrouillage mécanique présents entre A1 & A2. Il est possible que la seconde arrivée (ou la troisième) soit un groupe électrogène (diesel, gaz, autre).

1.4.4 Appareillage de la distribution moyenne tension [8]

L'appareillage électrique à haute tension est l'ensemble des appareils électriques qui permettent la mise sous ou hors tension de portions d'un réseau électrique à haute tension (y compris pour des opérations de délestage). Les applications industrielles des disjoncteurs à haute tension sont pour l'instant limitées au courant alternatif car elles sont plus économiques ; il existe cependant des sectionneurs à haute tension pour liaisons à courant continu. L'appareillage électrique à haute tension a été créé dès la fin du XIXe siècle, au début pour la manœuvre de moteurs et autres machines électriques. De nos jours il n'a cessé de se développer, l'appareillage est actuellement utilisé dans toute gamme des hautes tensions, jusqu'à 1100 kV. Il existe de nombreux types de cellules entre autre de sectionnement à fusible, des disjoncteurs, de couplage... De même, on distingue les cellules isolées dans l'air des cellules isolées dans le gaz (GIS). Elles se trouvent en général dans le poste de transformation HTA/BT avec le transformateur illustré à la figure 1.10.



Figure 1.10 : Illustration d'un poste de transformation HTA/BT [8]

L'appareillage électrique à haute tension (interrupteurs, disjoncteur, sectionneurs, etc.) est en général installé dans des cellules, armoires métalliques modulaires qu'on assemble et relie entre elles. Ces cellules sont installées en bâtiment. L'appareillage HTA installé en extérieur est rare dans les postes sources, mais est fréquent en distribution rurale, avec en particulier des interrupteurs installés en haut des pylônes électriques. Une cellule comprend les différents organes nécessaires au fonctionnement du poste : disjoncteur, jeu de barres, sectionneur de jeu de barres, sectionneur de terre, transformateur de courant, transformateur de tension (ou transformateur de potentiel) et parfois parafoudre.

1.5 La production décentralisée

1.5.1 Définition [5]

Depuis le début des années 1990, l'organisation du système électrique est remise en cause par divers facteurs économiques, écologiques et politiques. Le ralentissement de la croissance de demande d'énergie électrique conduit à freiner les lourds investissements dans des installations de grande taille. Ce phénomène est accentué par le poids de l'opinion publique : chacun veut une électricité à faible coût, mais personne n'accepte la construction d'une grande centrale à sa porte. D'autre part, l'intérêt croissant accordé à l'environnement pousse les producteurs à développer la production décentralisée d'électricité un terme qui est construit par opposition au terme production centralisée désignant les grandes centrales de production connectées au réseau de transport ; La littérature montre qu'il n'y a pas de définition universellement partagée du terme « production décentralisée ». Certains pays définissent la production décentralisée suivant le niveau de tension auquel sont connectés ces générateurs d'énergie décentralisée ou dispersés, tandis que d'autres partent du principe que la production décentralisée fournit directement l'énergie aux charges les plus proches de son point d'intégration. D'autres pays, enfin, définissent la génération distribuée comme ayant une certaine caractéristique de base (par exemple, reposant sur des sources renouvelables, la cogénération, non-dispatchable, entre autres caractéristiques). Les unités de production décentralisée se distinguent des unités de production centralisée par le fait qu'elles sont le plus souvent raccordées au réseau de distribution, et par leur petite taille ; Elles peuvent être classifiées sur la base de la puissance nominale. Ainsi la capacité d'une micro production décentralisée varie de 1 W à 5 kW, une petite de 5 kW à 5 MW, une moyenne de 5 MW à 50 MW, strictement raccordée au réseau de distribution.

1.5.2 Types de production décentralisé [5]

Des classifications sont faites en fonction du type de source d'énergie utilisée et en fonction de la capacité de fournir des puissances actives et réactives.

I. Classifications en fonction du type de source d'énergie utilisée

a) Les énergies renouvelables

Les principales sources d'énergies renouvelables utilisé pour les productions décentralisées sont :

- **Hydraulique** : Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. La puissance produite dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau. Pour la production décentralisée, des microcentrales hydrauliques sont employées avec un ordre de grandeur de puissance de 5MW. Ce type de production présente comme avantages la gratuité de l'énergie primaire et la régularité de la production électrique. Les inconvénients principaux sont le prix élevé de l'investissement initial et l'impact sur l'environnement.
- **Eolien** : Les aérogénérateurs, ou éoliennes, transforment l'énergie cinétique du vent en énergie électrique en la transmettant par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie est de plus en plus répandue grâce à son développement technologique et son fort attrait écologique. Les coûts d'investissement sont relativement importants, surtout pour l'éolien offshore mais là encore, l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental assez réduit.
- **Géothermie** : Le principe de la géothermie est d'utiliser la chaleur de nappes d'eau souterraine qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables pour générer directement par prélèvement ou indirectement par échange de chaleur de la vapeur d'eau. La vapeur produite entraîne par la suite des turbines dans une installation thermique classique.
- **Solaire** : le rayonnement solaire est converti soit directement en énergie électrique à courant continu par les installations photovoltaïques utilisées pour l'alimentation de sites isolés (non connectés au réseau) en association avec un système de stockage, et indirectement en énergie électrique via la production de chaleur produite par chauffage de l'eau via un fluide caloporteur en concentrant le rayonnement solaire sur un échangeur par des miroirs paraboliques. Ce principe est appelé solaire thermique existant avec

différentes technologies (réseau de miroirs paraboliques, concentrateurs...) mais cette source d'énergie reste encore aujourd'hui marginale.

- **Biomasse** : Certaines centrales thermiques à flamme emploient comme source primaire des combustibles issus de la biomasse. Les déchets agricoles, urbains renouvelables, biogaz et déchets issus de l'exploitation forestière peuvent être utilisés pour générer de la chaleur, puis de l'énergie électrique. Cette technologie est de plus en plus utilisée dans les zones rurales.

b) Les énergies non renouvelables

Deux types de technologies non renouvelables peuvent être décrits :

- **Energies fossiles (gaz, charbon, pétrole)** : Le principe est le même que celui utilisé dans les centrales thermiques de grande puissance. La combustion de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) génère de la chaleur elle-même transformée en électricité. Les principales technologies sont la thermique à flamme (avec turbine à vapeur), les turbines à gaz et les moteurs atmosphériques (moteurs diesel). Ces systèmes, et notamment les turbines à gaz, peuvent aussi être utilisés pour générer à la fois de l'électricité et de la chaleur. On parle alors de cogénération. Ces systèmes permettent d'avoir un rendement global très proche de l'unité.
- **Hydrogène** : Les piles à combustible produisent directement de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène par réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. C'est une énergie sur laquelle beaucoup d'espairs sont fondés, bien que l'hydrogène ne se trouve pas sous forme directement exploitable dans la nature, il faut en effet de l'énergie pour le produire. Aujourd'hui, deux technologies sont principalement étudiées : PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) pour des applications de faibles puissances et SOFC (Solid Oxyd Fuel Cell) pour des applications stationnaires de cogénération. Ces technologies restent cependant coûteuses et donc peu répandues.

II. Classifications en fonction du type de puissance délivrée

Les générateurs de production décentralisée peuvent être classés en quatre grands types basés sur la capacité de fournir de la puissance active et réactive

- a) **Type 1** : Ce type de GED est capable de fournir que la puissance active tels que les photovoltaïques, les micro-turbines, les piles à combustible, qui sont intégrés au réseau à l'aide des convertisseurs / onduleurs.
- b) **Type 2** : GED capable de délivrer des puissances active et réactive. Les unités à base de machines synchrones (cogénération, turbines à gaz, etc) font partie de ce type.
- c) **Type 3** : GED capable de fournir que la puissance réactive. Les compensateurs synchrones tels que les turbines à gaz sont un exemple de ce type fonctionnant avec facteur de puissance nul.
- d) **Type 4** : GED capable de délivrer une puissance active en consommant de la puissance réactive. Principalement les générateurs à induction, qui sont utilisés dans des parcs éoliens, entrent dans cette catégorie

1.5.3 Impact de production décentralisée sur les réseaux de distribution

L'interconnexion d'une GED au réseau de distribution peut avoir des effets importants sur le réseau électrique tels que la diminution des pertes de puissance, la stabilité de la tension, la fiabilité, etc. L'installation d'une GED modifie les caractéristiques traditionnelles du réseau de distribution. La plupart des systèmes de distribution sont conçus de telle sorte que l'écoulement de puissance se fait dans un seul sens. L'installation d'une GED introduit une autre source dans le système. Lorsque la puissance délivrée par la GED est supérieure à la charge en aval, le reste de puissance est envoyé en amont en inversant le sens d'écoulement de puissance. La Figure 1.11 illustre cette configuration.

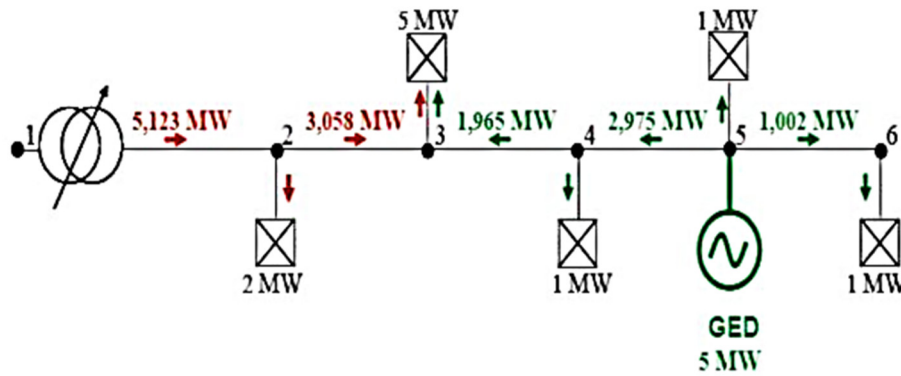


Figure 1.11 : Illustration de l'insertion de GED dans un réseau de distribution

En inversant le sens d'écoulement les productions décentralisées offrent une réduction des pertes ainsi qu'une amélioration du profil de la tension car étant proches des charges, les chutes de tension et pertes de puissance due au transport sont réduits.

Sur le plan protection la modification des courants de court-circuit due à l'insertion de GED peut conduire à une modification du réglage des protections voire même à leur changement. Deux principaux problèmes apparaissent suite à une insertion de GED : le problème d'aveuglement de protections et celui déclenchement intempestif des protections. En effet la sélectivité des protections peut être affectée par l'introduction d'unités de production décentralisées dans le réseau de distribution dont la structure est de type radial. Pour illustrer cette influence, considérons le schéma de la Figure 1.12 d'alimentation par une sous-station du réseau d'une charge par la ligne 2, et la connexion à la sous-station par la ligne 1 d'une unité de production décentralisée. Ces deux liaisons sont chacune protégées par un disjoncteur contre les surintensités comme c'est l'usage.

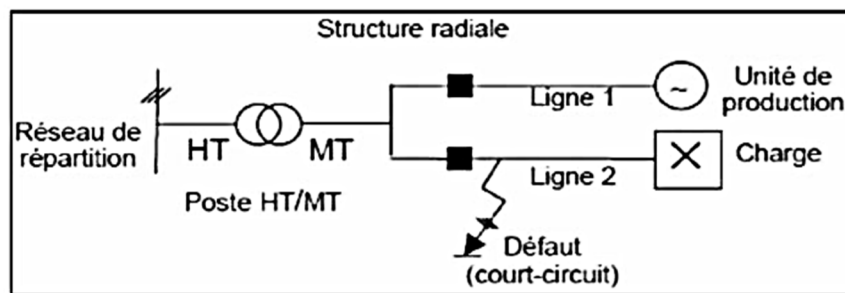


Figure 1.12 : Impact de DEG sur la sélectivité du défaut [10]

La protection de la ligne 1 déconnecte inutilement l'unité de production lors d'un défaut sur la ligne 2, car le courant du générateur lors de ce défaut est supérieur au seuil de protection en cas

de défaut sur la ligne 2. Les seuils de protection doivent donc être revus pour que seule la ligne en défaut soit déconnectée.

L'aveuglement illustré à la Figure 1.13 survient lorsque la production décentralisée est loin du poste source HT/MT et qu'un défaut apparaît sur une dérivation proche de la centrale.

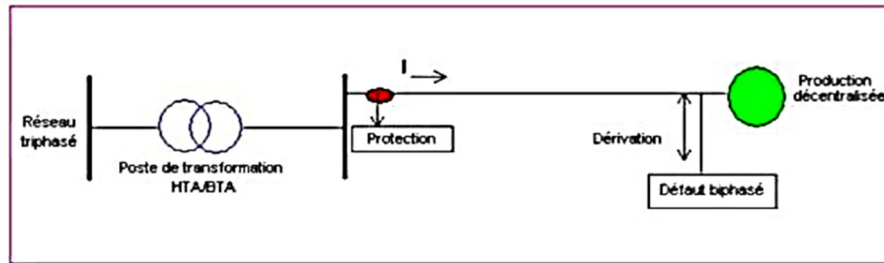


Figure 1.13 : Aveuglement de la protection du départ en défaut [10]

Il peut arriver que l'impédance de la ligne entre le poste source et le défaut devienne très importante devant l'impédance entre la centrale et le défaut ; on observe alors une diminution du courant de défaut injecté au niveau du poste source par rapport au cas où la centrale n'est pas en fonctionnement, il peut donc arriver que la protection au niveau du poste source ne détecte plus dans un premier temps le défaut.

1.6 Conclusion partielle

Le réseau électrique constitue en lui-même une structure complexe tels que décrit dans ce chapitre. Le réseau électrique de distribution permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les lieux de consommation constitue un élément important dans la chaîne de l'énergie électrique. Ce chapitre a également décrit les différentes topologies et les éléments qui les composent. En ce qui concerne la production décentralisée, nous soulignons que son intégration dans le réseau de distribution entraîne de nombreuses modifications du comportement du réseau, comme expliqué dans ce chapitre. Tout d'abord, les transits de puissance, le profil de tension, et les courants de court-circuit sont affectés. Ces modifications peuvent être à la fois bénéfiques pour le réseau ou présenter des inconvénients, tels qu'une augmentation des tensions et des courants de court-circuit. Dans le chapitre suivant, nous aborderons l'écoulement de puissance, un ensemble de calculs permettant, entre autres, de quantifier les pertes dans un réseau électrique. Ensuite, nous présenterons les notions d'algorithmes d'optimisation, qui permettront par la suite d'optimiser la taille et l'emplacement d'un générateur de production décentralisée dans un réseau de distribution électrique.

2. Modélisation du réseau électrique de distribution, écoulement de puissance et algorithme d'optimisation

2.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons le modèle électrique d'un réseau de distribution en décrivant de manière succincte les différents paramètres y afférant, ensuite nous présentons de façon objective quelques méthodes permettant de déterminer l'écoulement de puissance dans un réseau, c'est-à-dire la tension, le déphasage, et les puissances active et réactive à chaque nœud du réseau ;enfin nous décrivons au cours de ce chapitre deux algorithme d'optimisation à savoir l'algorithme génétique ainsi que l'algorithme d'optimisation par essaim de particule (de l'anglais : particule swarm optimisation).

2.2. Modèle d'une ligne de distribution d'énergie électrique

En vertu de la longueur de la ligne, on distingue une ligne courte dont la longueur est inférieure ou égale à 80 Km, une ligne moyenne dont la longueur est entre 80 Km et 240 Km et enfin une ligne longue dont la longueur est supérieure à 240 Km. Les lignes de distribution primaire dont le rôle est d'acheminer l'électricité du poste de transformation vers les points de consommation sont essentiellement des lignes courtes. La Figure 2.1 illustre le modèle électrique d'une ligne courte.

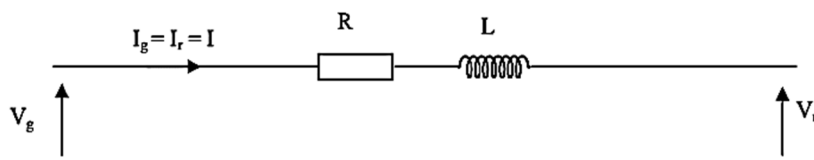


Figure 2.1 : Modèle d'une ligne courte [11]

Les lignes courtes ne présentent qu'une inductance et une résistance comme paramètre afin d'être modélisé ; notons que la résistance R traduit la capacité qu'a un matériau à s'opposé au passage du courant électrique ainsi donc cette grandeur est responsables des pertes joules le long de la ligne ainsi que des chutes de tension. L'inductance L est due aux champs magnétiques propre à chaque conducteur et aux champs mutuelle et constitue l'élément principale de consommation d'énergie réactive le long du réseau.

2.2.1. Notion de constantes linéiques

Pour déterminer les paramètres d'une ligne de distribution il est préférable de considérer un élément infiniment petit de la ligne en déterminer les paramètres et enfin généraliser pour toute la ligne. Isolons un élément de longueur dx de la ligne bifilaire considérée à la Figure 2.2. Intéressons-nous au courant circulant dans les conducteurs et à la tension entre ces deux conducteurs.

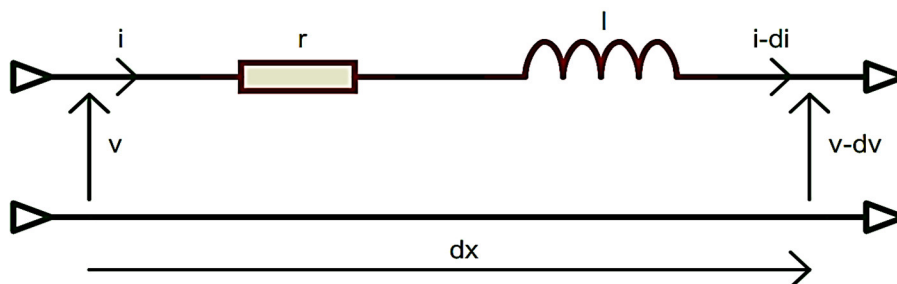


Figure 2.2 : portion élémentaire d'une ligne courte

L'élément de longueur dx est le siège d'une chute de tension longitudinale. On définit l'inductance élémentaire et dr une résistance élémentaire associées à l'élément dl . Si la ligne est homogène, ces éléments sont uniformément répartis, ce qui permet de définir les constantes linéiques (pour une unité de longueur) à savoir :

- L'inductance linéique $l = dl/dx$,
- La résistance linéique $r = dr/dx$

l matérialise l'énergie emmagasinée dans le champ magnétique produit par le courant traversant la portion élémentaire, r les pertes longitudinales par effet Joules.

2.2.2. Calcul de la résistance électrique d'une ligne

La résistance électrique se définit comme étant l'aptitude qu'a un matériau à s'opposer au passage du courant électrique. Elle dépend du matériau et de ses dimensions (longueur et section) ; l'expression 2.1 illustre la relation donnant la résistance linéique r en ohm/mètre (Ω/m) d'un matériau de résistivité ρ en ohm-mètre (Ωm) et de section S en mètre carré m^2

$$r = \frac{\rho}{S} \tag{2.1}$$

La résistance totale R en ohm de la ligne de longueur L en mètre aura donc comme expression :

$$R = rL \tag{2.2}$$

2.2.3. Calcul de l'Inductance linéique d'une ligne

Considérons une ligne à trois phases avec trois conducteurs chacun de rayon r , espacée de manière dissymétrique comme indiqué à la Figure 2.3

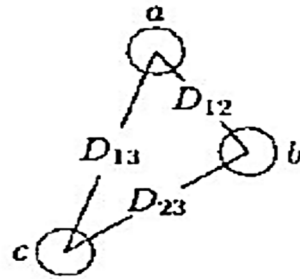


Figure 2.3 : Illustration espacement conducteur [13]

Le système d'équation 2.3 illustre le flux en weber/mètre (wb/m) traversant chaque conducteur.

$$\begin{cases} \lambda_a = 2 * 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D_{12}} + I_c \ln \frac{1}{D_{13}} \right) \text{wb/m} \\ \lambda_b = 2 * 10^{-7} \left(I_b \ln \frac{1}{r'} + I_a \ln \frac{1}{D_{12}} + I_c \ln \frac{1}{D_{23}} \right) \text{wb/m} \\ \lambda_c = 2 * 10^{-7} \left(I_c \ln \frac{1}{r'} + I_a \ln \frac{1}{D_{13}} + I_b \ln \frac{1}{D_{23}} \right) \text{wb/m} \end{cases} \quad (2.3)$$

On note pour chaque conducteur qu'il existe un flux propre c'est-à-dire due au courant qui le traverse et un flux mutuel due aux courants qui traversent les autres conducteurs.

Le rayon géométrique moyen r' se retrouve pour un conducteur cylindrique solide de rayon r à l'aide de la formule illustré à l'expression 2.4. Pour un conducteur multibrin (toronné) le rayon géométrique moyen est souvent fournis dans un catalogue du fabricant.

$$r' = r e^{-1/4} \quad (2.4)$$

Pour un système équilibré les courants I_a , I_b , I_c sont équilibré ainsi on a :

$$\begin{cases} I_b = a^2 I_a \\ I_c = a I_a \end{cases} \quad (2.5)$$

Avec $a = e^{120i}$; En remplaçant les expressions 2.5 dans les expressions 2.3 on retrouve les expressions suivantes :

$$\begin{cases} \lambda_a = 2 * 10^{-7} I_a \left(\ln \frac{1}{r'} + a^2 \ln \frac{1}{D_{12}} + a \ln \frac{1}{D_{13}} \right) wb/m \\ \lambda_b = 2 * 10^{-7} I_b \left(\ln \frac{1}{r'} + a \ln \frac{1}{D_{12}} + a^2 \ln \frac{1}{D_{23}} \right) wb/m \\ \lambda_c = 2 * 10^{-7} I_c \left(\ln \frac{1}{r'} + a^2 \ln \frac{1}{D_{13}} + a \ln \frac{1}{D_{23}} \right) wb/m \end{cases} \quad (2.6)$$

Les expressions 2.6 illustrent le flux pour chaque conducteur en fonction du courant qui le traverse. A l'aide de ces expressions on retrouve les expressions 2.7 qui illustrent l'inductance linéique en Henry/mètre (H/m) qui correspond au rapport du flux totale de chaque conducteur et le courant qui le parcourt on a ainsi :

$$\begin{cases} l_a = 2 * 10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r'} + a^2 \ln \frac{1}{D_{12}} + a \ln \frac{1}{D_{13}} \right) H/m \\ l_b = 2 * 10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r'} + a \ln \frac{1}{D_{12}} + a^2 \ln \frac{1}{D_{23}} \right) H/m \\ l_c = 2 * 10^{-7} \left(\ln \frac{1}{r'} + a^2 \ln \frac{1}{D_{13}} + a \ln \frac{1}{D_{23}} \right) H/m \end{cases} \quad (2.7)$$

Pour équilibrer l'inductance le long de la ligne triphasés dont les conducteurs sont disposés de manière non équidistante comme illustré à Figure 2.4 on effectue une transposition de ligne qui consiste en une rotation physique des conducteurs de telle sorte qu'ils soient déplacés pour occuper des positions qui permettront d'équilibrer l'inductance le long de la ligne.

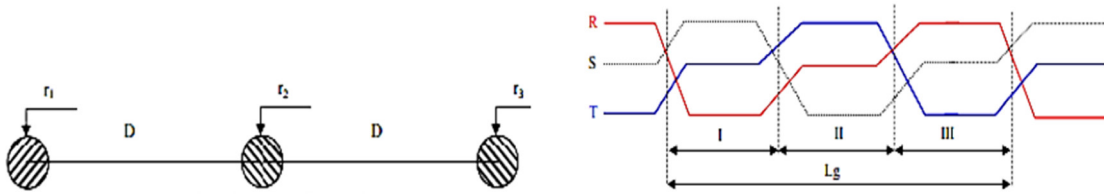


Figure 2.4 : Ligne triphasée complètement transposé [4]

La ligne est dite complètement transposée si les tronçons I, II, III illustré à la Figure 2.4 sont égaux et valent chacun le tiers de la longueur ($Lg/3$). En faisant une transposition complète les inductances se retrouvent équilibré, l'inductance linéique à considérer pour chaque conducteur de phase équivaut ainsi à :

$$l = 2 * 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}}{r'} \left(\frac{H}{m} \right) \quad (2.8)$$

2.2.4. Les pertes dans un réseau électrique [4]

Les pertes dans les réseaux électriques sont inévitables, elles proviennent généralement de la production et du transit sur le réseau. Celles qui proviennent de la production sont liées aux moyens de production et aux auxiliaires. Il est connu du principe théorique de l'électrotechnique que le procédé de transfert de l'énergie électrique s'accompagne des pertes. En effet lors du transfert de l'énergie une partie est dissipé sous forme de chaleur par la résistance que compose les lignes de transmission. Les pertes d'énergie ont lieu dans tous les éléments du système électrique allant des génératrices en passant par les transformateurs suivi des lignes jusqu'aux consommateurs finaux d'énergie. Pratiquement on distingue les pertes techniques et les pertes non techniques. Les pertes techniques sont évaluées en faisant la différence entre les injections et les soutirages entre les différents niveaux ; Elles représentent 5% à 10% maxi (distribution) et 3% (transport) des pertes totales. Les pertes non techniques représentent l'énergie consommée sur le réseau non enregistrée s'il est aisé de déterminer les pertes techniques, la détermination des pertes non technique est un challenge. En effet des facteurs endogènes tel que la mauvaise maîtrise de la facturation, agents malhonnêtes, ... combiné à des facteurs exogènes tel que l'utilisation frauduleuse de l'énergie sont les principaux composant des pertes non techniques. Il est estimé que dans les pays en développement ces pertes peuvent atteindre 50% de la quantité totale d'électricité injectée dans le réseau. Les moyens de les combattre et de les réduire sont à imaginer. Des mesures et des contrôles sur le terrain sont parmi ces moyens ; cependant ceux-ci constituent des opérations relativement difficiles et complexes qui nécessitent de l'organisation et de la méthode.

2.3. Calcul des pertes avec les méthodes d'écoulement de puissance

Le calcul d'écoulement de puissance consiste en une détermination de quatre paramètres à chaque nœud du réseau à savoir la puissance active P , la puissance réactive Q , l'amplitude de la tension V ainsi que l'angle. Selon le type de nœud deux paramètres seront données et le calcul d'écoulement de puissance déterminera les deux autres paramètres ; ces calculs vont permettre de déterminer l'état du réseau en régime permanent et permettront ainsi de déterminer le courant dans chaque branche, la puissance transitée dans chaque branche, les pertes totales actives et réactives dans le réseau.

2.3.1. Grandeur relative

Le système unité relative (per unit) est un système de grandeurs réduites qui permet d'avoir constamment à l'esprit des ordres de grandeurs relatifs de certains paramètres indépendamment des niveaux de tension et de puissance. Ce système associe, à une variable quelconque A, une valeur de base A_{base} et la compare à sa valeur A_{vrai} de manière à l'exprimer dans un système adimensionnel « pu » (ou en pourcentage de sa valeur de base) dont les ordres de grandeur sont bien connus ; l'utilisation du système de grandeur réduite (per unit) permet lors d'un bon choix des grandeurs de base de s'affranchir des transformateurs idéaux ce qui est très avantageux pour l'analyse d'un réseau pouvant être constitué de plusieurs transformateurs, l'expression 2.9 illustre la formule du calcul général d'une grandeur en per unit.

$$Valeur\ en\ pu = \frac{Valeur\ réelle}{Valeur\ de\ base} \quad (2.9)$$

En général, la tension simple $V_{base_{LN}}$ et la puissance apparente $S_{base_{1\phi}}$ sont sélectionnées comme grandeur de base soit pour un circuit monophasé, soit pour une phase d'un circuit triphasé. Ensuite, pour que les lois électriques soient valables dans le système par unité, les relations de l'expression 2.10 doivent être utilisées pour d'autres valeurs de base.

$$\begin{cases} P_{base_{1\phi}} = Q_{base_{1\phi}} = S_{base_{1\phi}} ; P_{base_{3\phi}} = Q_{base_{3\phi}} = S_{base_{3\phi}} \\ I_{base_{1\phi}} = \frac{S_{base_{1\phi}}}{V_{base_{LN}}} = \frac{S_{base_{3\phi}}}{\sqrt{3} * V_{base_{LL}}} \\ Z_{base} = R_{base} = X_{base} = \frac{V_{base_{LN}}}{I_{base_{1\phi}}} = \frac{V_{base_{LN}}^2}{S_{base_{1\phi}}} = \frac{V_{base_{LL}}^2}{S_{base_{3\phi}}} \end{cases} \quad (2.10)$$

Noter que lors de l'analyse d'un réseau la puissance de base reste la même tout le long du réseau tandis que les tensions de base peuvent changer d'une zone à une autre suivant la présence d'un transformateur qui à chaque apparition divise le réseau en deux zones ; l'expression 2.11 illustre l'équivalence entre le rapport de tension V_{base_1} et V_{base_2} respectivement tension de base de la zone 1 et zone 2, et le rapport de tension V_{nom_1} et V_{nom_2} respectivement tension nominal de l'enroulement du transformateur situé dans la zone 1 celui situé dans la zone 2.

$$\frac{V_{base_1}}{V_{base_2}} = \frac{V_{nom_1}}{V_{nom_2}} \quad (2.11)$$

2.3.2. Les équations de l'écoulement de puissance [4]

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. Une description totale de la topologie du système en utilisant leurs impédances (admittances) est nécessaire. Les tensions calculées sont utilisées pour déterminer les autres grandeurs telles que les courants dans les lignes de transport, les puissances et les pertes de puissance. La formulation mathématique du problème de répartition de charges part des données du diagramme unifilaire du réseau et de sa topologie. Considérons le schéma représentatif de la Figure 2.5.

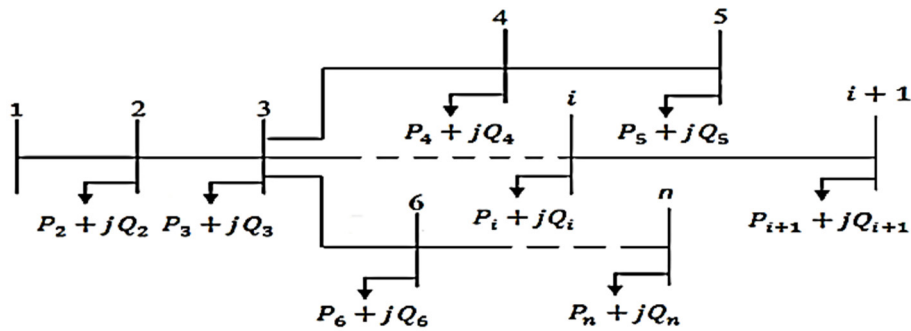


Figure 2.5 : Réseau radial de n nœud [4]

Le conjugué de la puissance apparente au nœud i est donnée par la relation 2.12 suivante :

$$S_i^* = I_i * V_i^* \quad (2.12)$$

Avec $I_i ; V_i^*$ respectivement le courant et le conjugué de la tension au nœud i . L'expression 2.13 illustre la tension au nœud i sous la forme trigonométrique on a :

$$V_i = V_i e^{j\delta_i} \quad (2.13)$$

Avec δ_i l'angle de la tension du nœud i . Le courant dans la branche aboutissant au nœud i est la somme du produit de ses admittances mutuelles Y_{im} avec les N autres nœuds et la tension V_m en chacun de ces nœuds on a :

$$I_i = \sum_{m=1}^N Y_{im} V_m \angle(\delta_m + \theta_{im}) \quad (2.14)$$

Avec δ_m et θ_{im} respectivement l'angle de la tension V_m et l'angle de l'admittance Y_{im} reliant le nœud i au nœud m . L'admittance de la branche i - m est donnée par l'expression 2.15

$$Y_{im} = \rho_{im} + j\beta_{im} \quad (2.15)$$

ρ_{im} et β_{im} sont respectivement la conductance et la susceptance de la branche i - m .

En remplaçant l'expression 2.14 du courant dans l'équation 2.12 on peut écrire :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i \angle -\delta_i * \sum_{m=1}^N Y_{im} V_m \angle (\delta_m + \theta_{im}) \quad (2.16)$$

En séparant la partie réelle de la partie imaginaire de l'équation 2.16 on a l'équation 2.17 des puissances actives et l'équation 2.18 des puissances réactives au jeu de barre i.

$$P_i = \sum_{m=1}^N V_i Y_{im} V_m \cos(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}) \quad (2.17)$$

$$Q_i = \sum_{m=1}^N V_i Y_{im} V_m \sin(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}) \quad (2.18)$$

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

Si P_{Gm} et Q_{Gm} désignent respectivement les puissances actives et réactives générées par le nœud m, et si P_{Dm} et Q_{Dm} désignent respectivement les puissances actives et réactives demandées par au nœud m, les pertes de puissance actives P_L et les pertes de puissance réactive Q_L dans toute les branches i-m sont définies comme suit :

$$P_L = \sum_{i \neq m}^N [(P_{Gi} + P_{Gm}) - (P_{Di} + P_{Dm})] \quad (2.19)$$

$$Q_L = \sum_{i \neq m}^N [(Q_{Gi} + Q_{Gm}) - (Q_{Di} + Q_{Dm})] \quad (2.20)$$

2.3.3. Méthodes de résolution des équations de l'écoulement de puissance

A. Méthode de Gauss Seidel

La méthode de Gauss-Seidel est l'une de 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 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 [4].

Pour le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Gauss Seidel il est primordial de déterminer la matrice admittance du réseau Y_{bus} dont la formulation des éléments est telle que : Y_{ii} : élément diagonal de la matrice admittance relatif au nœud i, est égale à la somme de toutes les admittances élémentaires et shunt aboutissant à ce nœud.

Y_{im} : élément non diagonale de la matrice admittance relative à la liaison i-m, est égal à – (somme des admittances connecté entre deux nœuds différent i et m du réseau)

L'expression 2.21 illustre la formule pour la détermination par méthode de Gauss Siedel de la tension et son angle à chaque nœud i d'un réseau composé de N nœuds pour l'itération k.

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{m=1}^{i-1} Y_{im} V_m^{k+1} - \sum_{m=i+1}^N Y_{im} V_m^k \right] \quad (2.21)$$

L'expression 2.21 illustre le critère de convergence de la méthode de Gauss Siedel pour le calcul d'écoulement de puissance ; en effet lorsque la variation de tension ΔV à chaque nœud du réseau i est inférieure à une certaine valeur ϵ qui définit la précision voulu on dira que l'algorithme à atteint la précision voulue. La convergence correspond à une situation telle que le paramètre ϵ décroît après chaque itération.

$$\Delta V = |V_i^{k+1} - V_i^k| \leq \epsilon \quad (2.22)$$

L'algorithme de Gauss Seidel se regroupe en différents étapes comme suit :

1^{ere} étape

Formation de la matrice [Y]

2^e étape

Initialisation des valeurs nodales de tensions à 1 pu ($V_i^0 = 1pu$) avec $i=1...N$

3^e étape

Calcul itératif des tensions pour chaque nœud suivant la relation 2.21. Ainsi que l'écart des tensions y afférant suivant la relation 2.22.

4^e étape

Une fois le test de convergence illustré à l'expression 2.22 vérifiée les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues.

B. Méthode de Backward/Forward Sweep

Les méthodes classiques de calcul de l'écoulement de puissance des réseaux de transport à savoir Gauss-Seidel, Newton-Raphson et découplée rapides sont souvent inappropriées et inefficaces dans l'étude des réseaux de distribution. Cela à cause des caractéristiques spécifiques de ces réseaux qui sont entre autres le rapport entre la résistance et la réactance de lignes R/X très élevé ainsi qu'une configuration radiale [5].

Cette méthode comprend deux étapes : le balayage vers l'arrière et le balayage vers l'avant. Dans le balayage vers l'arrière, la tension et le courant sont calculés en utilisant la loi de Kirchhoff des

tensions et celle des courants à partir du nœud le plus éloigné du nœud source. Dans le balayage vers l'avant, la tension aval est calculée à partir du nœud source. Les données d'entrée de cet algorithme sont tirées de propriétés des différents nœuds. Les données de base requises sont les puissances actives et réactives, la nomenclature des nœuds d'émission et de réception, un modèle d'impédance de séquence positive pour toutes les branches.

B.1 Formulation mathématique

Considérons un réseau de distribution avec une configuration radiale constituée d'un certain nombre de branches. Chaque branche de ce réseau est modélisée comme une résistance R_i en série avec une inductance pure de réactance X_i telle qu'illustré à la Figure 2.6.

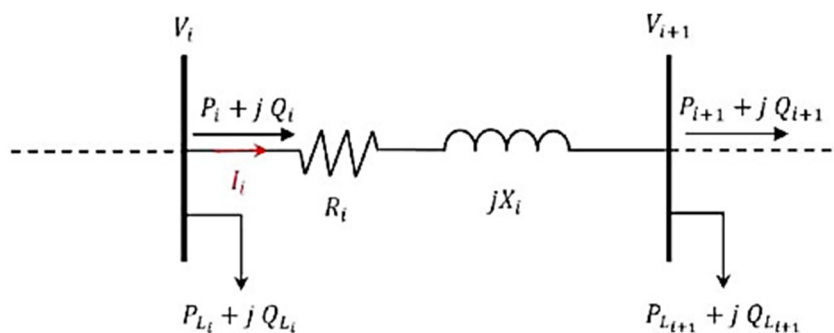


Figure 2.6 : Représentation de deux jeux de barres d'un réseau de distribution [5]

Les puissances active et réactive transitées du jeu de barre i au jeu de barre $i+1$ peuvent être calculées comme suit :

$$P_i = (P_{i+1} + P_{L_{i+1}}) + R_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})^2}{V_{i+1}^2} \quad (2.23)$$

$$Q_i = (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}}) + X_i \frac{(P_{i+1} + P_{L_{i+1}})^2 + (Q_{i+1} + Q_{L_{i+1}})^2}{V_{i+1}^2} \quad (2.24)$$

P_i , Q_i , $P_{L_{i+1}}$, $Q_{L_{i+1}}$ représentent respectivement la puissance active transitée au nœud i , la puissance réactive transitée au nœud i , la puissance active de la charge connectée au nœud $i+1$ ainsi que la puissance réactive connectée au nœud $i+1$. On note que la puissance transitée par le nœud i équivaut à la puissance transitée $i+1$ ajoutée de la puissance demandée par la charge y connecté ainsi que les pertes de puissances respectives due au transit du nœud i vers le nœud $i+1$.

À partir de la différence de potentiel entre les jeux de barre i et $i+1$; l'expression 2.25 illustre le courant qui circule dans la branche i on a :

$$I_i = \frac{V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1}}{R_i + jX_i} \quad (2.25)$$

A partir de la puissance transitée au jeu de barre i ; le courant dans la branche i peut être aussi déterminé par :

$$I_i = \frac{P_i - Q_i}{V_i \angle \delta_i} \quad (2.26)$$

En égalisant l'expression 2.25 et l'expression 2.26 et en effectuant un développement l'on obtient :

$$V_i^2 - V_i V_{i+1} \angle (\delta_i + \delta_{i+1}) = (P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) \quad (2.27)$$

En séparant la partie réelle et la partie imaginaire de l'expression 2.27 et en effectuant la somme de carrée de ces deux parties l'on obtient :

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + \frac{(P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2}{V_i^2} \quad (2.28)$$

Finalement l'équation de l'amplitude de la tension au niveau de chaque jeu de barre du réseau de distribution radial est donnée par l'équation :

$$V_{i+1} = \left[V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + \frac{(P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2}{V_i^2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.29)$$

L'argument de cette tension équivaut à :

$$\delta_{i+1} = \delta_i + \tan^{-1} \left(\frac{Q_i R_i - P_i X_i}{V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)} \right) \quad (2.30)$$

Les expressions 2.29 et 2.30 illustrent respectivement la tension et son angle à chaque nœud du réseau. Le balayage de la source nous permet de déterminer les tensions à chaque nœud ; ensuite un balayage vers l'avant permettra de déterminer le courant dans chaque branche.

Les pertes de puissance active au niveau d'une branche i de la Figure 2.5 : Réseau radial de n nœud s'écrivent comme suit :

$$P_{perdu,i} = R_i * I_i^2 \quad (2.31)$$

Les pertes joules totales dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches comme suit :

$$P_{Tperdu,i} = \sum_{i=1}^N P_{perdu,i} \quad (2.32)$$

Les pertes de puissance réactives sont déterminées par :

$$Q_{Tperdu,i} = \sum_{i=1}^N X_i * I_i^2 \quad (2.33)$$

C. Méthode directe de calcul d'écoulement de puissance

La méthode directe de calcul d'écoulement de puissance de l'anglais Direct Load Flow est basée sur la méthode du balayage avant et arrière pour effectuer le calcul d'écoulement de puissance ; L'algorithme est basé sur la construction de deux matrices dérivées entre autres :

- La matrice BIBC de l'anglais Bus Injection Branch Current ;
- La matrice BCBV de l'anglais Branch Current Bus Voltage.

Pour illustrer cette méthode, nous avons utilisé le réseau de distribution simple, représenté sur la Figure 2.7.

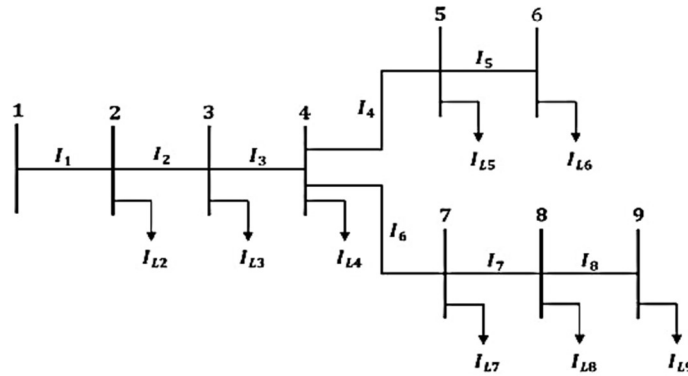


Figure 2.7 : Réseau de distribution simple. [5]

Le courant dans la charge I_{Li} au niveau de chaque nœud i à une itération k est déterminé par :

$$I_{Li}^k = \frac{(P_i + jQ_i)^*}{V_i^k} = \frac{S_i^*}{V_i^k} \quad (2.34)$$

Où S_i est la puissance apparente consommée par la charge de l'une de trois phases, P_i et Q_i représentent respectivement les puissances active et réactive de la charge par phase. Les expressions des courants de branche sont déduites à partir de la loi de Kirchhoff par :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_1 = I_{L2} + I_{L3} + I_{L4} + I_{L5} + I_{L6} + I_{L7} + I_{L8} + I_{L9} \\ I_2 = I_{L3} + I_{L4} + I_{L5} + I_{L6} + I_{L7} + I_{L8} + I_{L9} \\ I_3 = I_{L4} + I_{L5} + I_{L6} + I_{L7} + I_{L8} + I_{L9} \\ I_4 = I_{L5} + I_{L6} \\ I_5 = I_{L6} \\ I_6 = I_{L7} + I_{L8} + I_{L9} \\ I_7 = I_{L8} + I_{L9} \\ I_8 = I_{L9} \end{array} \right. \quad (2.35)$$

La relation entre les courants de branche et les courant de charge peut être exprimée par :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \\ I_{L4} \\ I_{L5} \\ I_{L6} \\ I_{L7} \\ I_{L8} \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

L'équation 2.36 sous une forme générale s'écrit :

$$[I] = [BIBC][I_L] \quad (2.37)$$

où $[BIBC]$ est la matrice des courants de branches en fonction des courants de charge ; c'est une matrice triangulaire supérieure d'éléments 1 ou 0.

Les tensions aux jeux de barres du réseau peuvent s'exprimer en fonction des courants de branche comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_2 = V_1 - Z_1 I_1 \\ V_3 = V_2 - Z_2 I_2 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 \\ V_4 = V_3 - Z_3 I_3 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 - Z_3 I_3 \\ V_5 = V_4 - Z_4 I_4 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 - Z_3 I_3 - Z_4 I_4 \\ V_6 = V_5 - Z_5 I_5 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 - Z_3 I_3 - Z_4 I_4 - Z_5 I_5 \\ V_7 = V_4 - Z_6 I_6 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 - Z_3 I_3 - Z_6 I_6 \\ V_8 = V_7 - Z_7 I_7 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 - Z_3 I_3 - Z_6 I_6 - Z_7 I_7 \\ V_9 = V_8 - Z_8 I_8 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 - Z_3 I_3 - Z_6 I_6 - Z_7 I_7 - Z_8 I_8 \end{array} \right. \quad (2.38)$$

où V_i et Z_i sont respectivement la tension au nœud i et l'impédance de la branche i située entre les jeux de barres i et $i+1$.

Les tensions des jeux de barres sont écrites en fonction de la tension du poste source V_1 , des courants de branche et des paramètres des lignes :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ V_9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & Z_4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & Z_4 & Z_5 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & 0 & 0 & Z_6 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & 0 & 0 & Z_6 & Z_7 & 1 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & 0 & 0 & Z_6 & Z_7 & Z_8 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Le système d'équation 2.39 peut se généraliser sous la forme :

$$[\Delta V] = [BCBV][I] \quad (2.40)$$

où [BCBV] est la matrice des tensions des jeux de barres en fonction des courants de branche (en anglais branch-current to bus voltage matrix).

En remplaçant l'expression 2.37 du courant dans l'expression 2.40 on obtient :

$$[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I_L] \quad (2.41)$$

Ainsi, à chaque itération k, la tension est calculée grâce à l'équation de récurrence 2.42 soumis au critère d'arrêt de l'inéquation 2.43.

$$[V^{k+1}] = [V^k] + [\Delta V^{k+1}] \quad (2.42)$$

$$\text{Max}([V^{k+1}] - [V^k]) < \epsilon \quad (2.43)$$

La méthode directe de calcul d'écoulement de puissance peut être regroupée en une suite d'étapes dont :

- 1^{ere} étape

Lire les données du réseau entre autres la résistance et réactance des lignes du réseau ainsi que les données de chaque jeu de barre du réseau.

- 2^e étape

Convertir toutes les données en valeurs réduite (per unit) suivant l'expression 2.9.

- 3^e étape

Initialiser les tensions de tous les jeux de barres (nœuds) à 1 pu.

- 4^e étape

Détermination de la matrice [BIBC] et [BCBV] suivant les expressions 2.37 et 2.40.

- 5^e étape

Calcul des courants au niveau de chaque nœud en appliquant l'équation 2.34.

- 6^e étape

Calcul des courants traversant les branches en appliquant l'équation 2.37.

- 7^e étape

Calcul des modules de nouvelles tensions et les phases au niveau de tous les jeux de barre en appliquant l'équation 2.42.

- 8^e étape

Une fois le test de convergence vérifié, les valeurs de tensions de la dernière itération sont retenues, on calcule alors :

- Les pertes de puissance active dans chaque branche par la relation 2.31.
- Les pertes active et réactive totales par les équations 2.32 et 2.33.

Si non retour à l'étape 5.

2.4. Formulation du problème d'optimisation

2.4.1. Définition

L'optimisation peut être définie comme le processus de conception, d'implémentation et de test d'algorithmes permettant de résoudre un grand nombre de problèmes numériques. En d'autres termes, il peut être aussi définie comme le processus de recherche des conditions donnant la valeur maximale ou minimale d'une fonction objective, tout en satisfaisant un certain nombre de contraintes d'égalité et d'inégalité sur ses variables de décision. La plupart des méthodes d'optimisation se sont concentrées sur la résolution de problèmes mono-objectif. Néanmoins, il existe un grand nombre d'applications qui nécessitent l'optimisation simultanée de plusieurs objectifs souvent en conflit.

2.4.2. Problème d'optimisation mono-objectif [9]

Ce type d'optimisation consiste à optimiser une seule fonction objective, dont la forme générale peut être définie par la relation 2.44.

$$\begin{cases} \min f(x), \\ g(x) = 0, \\ h(x) \leq 0 \end{cases} \quad (2.44)$$

Où $f(x)$ est la fonction objectif, $g(x)$ et $h(x)$ sont respectivement les contraintes d'égalité et d'inégalité

2.4.3. Problème d'optimisation multi-objectifs [9]

L'optimisation multi-objectifs est souvent divisée en deux catégories principales : les méthodes d'optimisation basées sur Pareto et les méthodes basées sur la somme pondérée.

A. Optimum de Pareto

La dominance au sens de Pareto pour résoudre les problèmes d'optimisation multi-objectifs, a été proposée par le mathématicien économiste Italien Vilfredo Pareto qui l'a utilisé pour décrire un état de la société dans lequel on ne peut pas améliorer le bien-être d'un individu sans détériorer celui d'un autre. En effet L'optimum de Pareto est une allocation des ressources sans alternative, c'est-à-dire que tous les agents économiques sont dans une situation telle qu'il est impossible d'améliorer le sort de l'un d'entre eux sans réduire la satisfaction d'un autre. L'objectif sera donc de déterminer les paramètres qui vont permettre d'avoir pour tous les agents des conditions acceptables. La forme mathématique est donnée par l'équation 2.45.

$$\begin{cases} \text{Min } F(x) = [f_1(x), f_2(x) \dots f_n(x)] \\ g(x) = 0 \\ h(x) \leq 0 \end{cases} \quad (2.45)$$

Où $F(x)$ est le vecteur des fonctions objectif.

B. Méthode de la somme pondérée [9]

Cette méthode pour l'optimisation multi-objectifs continue d'être largement utilisée non seulement pour fournir plusieurs points de solution en faisant varier les poids de manière cohérente ; mais aussi pour fournir un point de solution unique où les poids indiquent l'importance relative de chaque fonction. Elle a été proposée par Zadeh en 1963, dont l'idée principale consiste dans la transformation du problème multi-objectifs en un problème mono objectif en multipliant chaque objectif par un facteur pondéré en fonction de la priorité de chaque objectif et des préférences du décideur. Pratiquement, ces poids vont de 0 à 1, et la somme totale doit être égale à 1.

Mathématiquement sa forme générale est donnée par :

$$\begin{cases} \text{Min } F(x) = [\omega_1 f_1(x) + \omega_2 f_2(x) + \dots + \omega_n f_n(x)] \\ g(x) = 0 \\ h(x) \leq 0 \end{cases} \quad (2.46)$$

Où

$$\sum_{i=1}^1 \omega_i = 1 \text{ et } \omega_i > 0 \quad (2.47)$$

2.4.4. Formulation du problème d'optimisation de l'intégration des GED dans un réseau de distribution

La méthodologie proposée vise à optimiser le fonctionnement technique de l'intégration des GED dans un réseau de distribution radiale en minimisant les pertes de puissance, tout en maximisant la stabilité de la tension et en améliorant le profil de la tension dans un réseau de distribution radial donné. L'objectif est de faire converger ces trois fonctions objectives en une seule, en utilisant les coefficients de pénalité (cfr. Méthode de somme pondérées). Les fonctions objectives n'ont pas d'unités et elles seront qualifiées de ratios. Nous avons donc affaire à un problème unidimensionnel.

A. Formulation de la fonction objective

Mathématiquement la fonction objective est illustrée par :

$$f = \left(\min(f_1 + \omega_1 f_2 + \omega_2 f_3) + \beta_1 \sum_{i=1}^N [\max(V_i - V_i^{max}, 0) + \max(V_i^{min} - V_i, 0)] + \beta_2 \sum_{i=1}^N \max(|SI_i| - |SI_i|^{max}, 0) \right) \quad (2.48)$$

Où :

- f_1 représente les pertes de puissances actives dans le réseau tel que défini à l'expression 2.32
- f_2 représente la fonction objective permettant d'améliorer le profil de la tension le long du réseau . Avec une tension optimale $V_{optimal}$ souhaité pour chaque jeu de barre i du réseau de tension V_i ; la fonction f_2 est définie par :

$$f_2 = \sum_{i=1}^N (V_i - V_{optimal})^2 \quad (2.49)$$

- SI_i représente l'indice de stabilité de la tension défini pour un jeu de barre i du réseau ayant une charge de puissance active P_{Li} et réactive Q_i y connecté et alimenté par la puissance transité du nœud $i-1$. Plus l'indice SI_i est élevé plus la tension au nœud i est stable. l'expression 2.50 illustre la relation proposée par Charkravorty et Das pour déterminer l'indice SI_i [10].

$$SI_i = |V_{i-1}|^4 - 4[P_i R_i + Q_i X_i] |V_{i-1}|^2 - 4[P_i R_i + Q_i X_i]^2 \quad (2.50)$$

- f_3 représente la fonction permettant d'améliorer l'indice de stabilité de la tension le long du réseau, elle est donnée par :

$$f_3 = \frac{1}{(SI_i)} \quad (2.51)$$

- $\omega_1, \omega_2, \beta_1, \beta_2$ représentent les coefficients pondérés respectivement à la fonction objective auquel ils sont associés.

B. Contraintes soumis au réseau de distribution pour l'intégration de générateur de production décentralisé

- **Équilibre entre la production et la demande** : La puissance active et réactive injectée dans chaque jeu de barre doit être égale à la puissance totale des charges connectées à ce jeu de barre plus les pertes. La relation 2.52 illustre la formulation mathématique de cette contrainte pour un réseau dont P_{Gi} représente la puissance active générée par la source principale au nœud i , P_{GEDi} la puissance de la source de production distribuée connecté au jeu de barre i , P_{Di} la puissance active demandée au jeu de barre i et $P_{Tperdu,i}$ les pertes actives de puissance, les indices similaires peuvent être construite pour la puissance réactive Q .

$$\begin{cases} P_{Gi} + P_{GEDi} = P_{Di} + P_{Tperdu,i} \\ Q_{Gi} + Q_{GEDi} = Q_{Di} + Q_{Tperdu,i} \end{cases} \quad (2.52)$$

- **Limites des tensions** : L'amplitude de la tension V_i sur chaque jeu de barre doit être limitée dans l'intervalle permissible

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (2.53)$$

- **Limites de capacité de générateur de production décentralisé** : Les GED utilisées doivent avoir la taille autorisée dans leur plage telle que :

$$\begin{cases} P_{GEDi}^{min} \leq P_{GEDi} \leq P_{GEDi}^{max} \\ Q_{GEDi}^{min} \leq Q_{GEDi} \leq Q_{GEDi}^{max} \end{cases} \quad (2.54)$$

- **Capacité de la ligne** : L'écoulement de puissance à travers tout départ de distribution doit être conforme à la capacité thermique de la ligne.

$$|S_i| \leq |S_i^{max}| \quad (2.55)$$

2.5. Algorithmes d'optimisation

2.5.1. L'algorithme génétique

Les algorithmes génétiques appartiennent à la famille des algorithmes évolutionnistes ou évolutionnaire. Leur but est d'obtenir une solution approchée à un problème d'optimisation, lorsqu'il n'existe pas de méthode exacte (ou que la solution est inconnue) pour le résoudre en un temps raisonnable. Les algorithmes génétiques utilisent la notion de sélection naturelle et l'appliquent à une population de solutions potentielles au problème donné. La solution est approchée par « bonds » successifs, comme dans une procédure de séparation et évaluation.

Les approches évolutionnaires s'appuient toutes sur un modèle commun présenté dont les étapes sont résumées comme suit :

1^{ère} étape

Initialisation de la population de μ individus

2^e étape

Évaluation des μ individus

3^e étape

Tant que le critère d'arrêt n'est pas atteint **faire**

 Sélection de λ individus en vue de la phase de reproduction

 Croisement des λ individus sélectionnés

 Mutation des λ individus sélectionnés

 Évaluation des λ' enfants obtenus

 Sélection pour le remplacement

Fin Tant que

Les individus soumis à l'évolution sont des solutions possibles du problème posé. L'ensemble de ces individus constitue une population. Cette population évolue durant une succession d'itérations, appelées générations. Au cours de chaque génération, une succession d'opérateurs est appliquée aux individus de la population pour engendrer une nouvelle population, en vue de la génération suivante. Chaque opérateur utilise un ou plusieurs individus de la population appelé parent pour engendrer de nouveaux individus appelés enfants. A la fin de chaque génération, un certain nombre d'individus de la population parent sont remplacés par des enfants créés durant la génération. Ainsi l'algorithme génétique dispose donc de trois opérateurs principaux entre autres un opérateur de sélection, un opérateur de croisement et un opérateur de mutation.

L'opérateur de sélection permet de favoriser la propagation des meilleures solutions dans la population, tout en maintenant la diversité génétique de celle-ci ; il existe différentes techniques de sélection entre autres [11] :

- **La sélection par rang** : Cette technique de sélection choisit toujours les individus possédant les meilleurs scores d'adaptation, le hasard n'entre donc pas dans ce mode de sélection. En fait, si n individus constituent la population, la sélection appliquée consiste à conserver les k meilleurs individus suivant une probabilité qui dépend du rang (et pas de la fonction d'évaluation).
- **Sélection par tournoi** : Cette technique utilise la sélection proportionnelle sur des paires d'individus, puis choisit parmi ces paires l'individu qui a le meilleur score d'adaptation (au sens de la fonction d'évaluation).
- **Sélection uniforme** : La sélection se fait aléatoirement, uniformément et sans intervention de la valeur d'adaptation. Chaque individu a donc une probabilité $1/P$ d'être sélectionné, où P est le nombre total d'individus dans la population.

L'opérateur de croisement est mis en œuvre lors de la phase de création des enfants. Le but de cet opérateur est d'échanger les gènes des différents parents pour créer les enfants. La Figure 2.8 : Exemple d'opérateur de croisement. présente l'exemple d'un croisement simple pour des individus codés en représentation binaire.

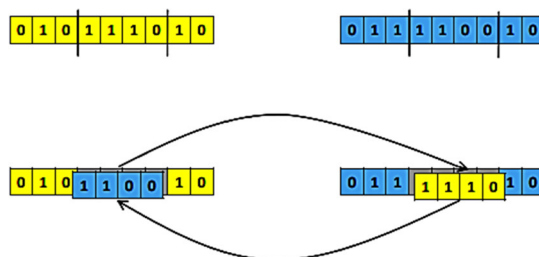


Figure 2.8 : Exemple d'opérateur de croisement. [11]

L'opérateur de mutation consiste à tirer aléatoirement une composante de l'individu parent et à la remplacer par une valeur aléatoire. L'opérateur de mutation apporte un caractère aléatoire à la création de la descendance, qui permet de maintenir une certaine diversité dans la population. La Figure 2.9 montre un exemple de mutation pour un individu codé en représentation binaire.

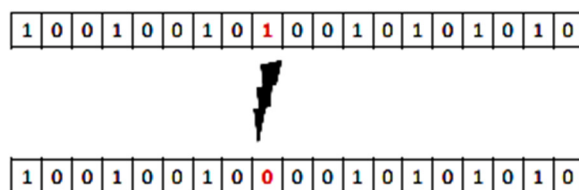


Figure 2.9 : Exemple d'opérateur de mutation [11]

2.5.2. L'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO)

L'Optimisation par Essaim Particulaire (OEP) a été proposée par Kennedy et Eberhart en 1995. Cette méthode est inspirée du comportement social des animaux évoluant en essaim. L'exemple le plus souvent utilisé est le comportement des bancs de poissons. En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes. Un individu de l'essaim n'a pour connaissance que la position et la vitesse de ses plus proches voisins. Chaque individu utilise donc, non seulement, sa propre mémoire, mais aussi l'information locale sur ses plus proches voisins pour décider de son propre déplacement. Des règles simples, telles que « aller à la même vitesse que les autres », « se déplacer dans la même direction » ou encore « rester proche de ses voisins » sont des exemples de comportements qui tendent à maintenir la cohésion de l'essaim, et qui permettent la mise en œuvre de comportements collectifs complexes et adaptatifs. L'intelligence globale de l'essaim est donc la conséquence directe des interactions locales entre les différentes particules de l'essaim. La performance du système entier est supérieure à la somme des performances de ses parties [11].

Dans l'algorithme PSO, chaque particule i est modélisée par un vecteur de position X_i et un vecteur de changement de position V_i appelé vitesse. La meilleure position de chaque particule est enregistrée et représentée comme P_{best} , tandis que la meilleure position parmi toutes les particules de la population est représentée par G_{best} tel qu'illustré à la Figure 2.10. En effet trois composants influenceront le mouvement d'une particule d'une position à une autre il s'agit de :

- La composante physique ou la composante d'inertie influence le mouvement vers la direction actuelle de la particule.
- La composante cognitive attire la particule vers la meilleure position par laquelle elle est passée jusqu'à l'itération actuelle.

- La composante sociale oriente la particule vers la meilleure position trouvée par l'essaim lors de la recherche.

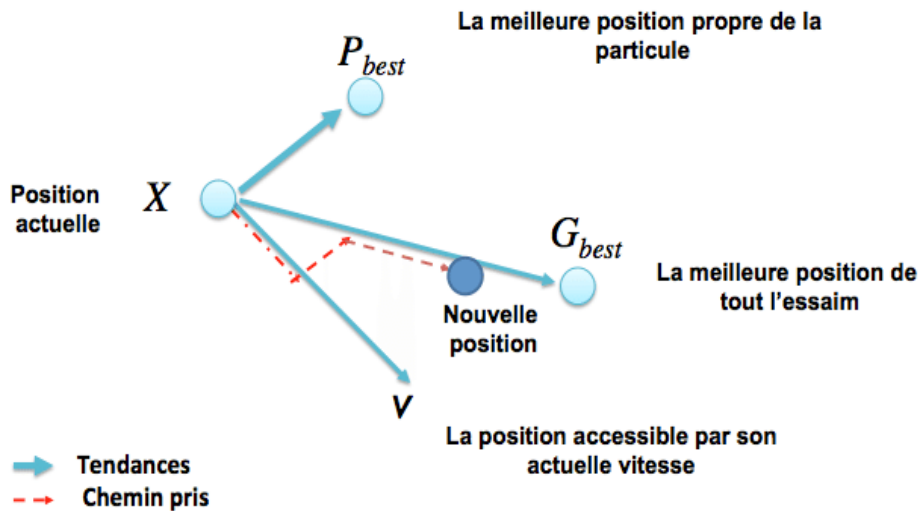


Figure 2.10 : Illustration de la recherche de la meilleure solution pour l'algorithme PSO [11] À chaque itération k , chaque particule est déplacée selon les équations 2.56 et 2.57.

$$V_i(k+1) = \omega V_i(k) + C_1 r_1 (P_{best}(k) - X_i(k)) + C_2 r_2 (G_{best}(k) - X_i(k)) \quad (2.56)$$

$$X_i(k+1) = X_i(k) + V_i(k+1) \quad (2.57)$$

Où, C_1 et C_2 sont des coefficients d'accélération, r_1 et r_2 sont deux valeurs aléatoires dans l'intervalle $[0, 1]$ et ω représente le poids d'inertie qui équilibre l'exploration et l'exploitation d'une manière générale. Le poids ω permet aussi de contrôler l'influence de la vitesse V_i actuelle sur celle de la prochaine itération, il s'exprime pour une itération k par :

$$\omega = \omega_{max} - (\omega_{max} - \omega_{min}) \left(\frac{k}{k_{max}} \right) \quad (2.58)$$

Où, ω_{max} et ω_{min} sont les valeurs de poids d'inertie maximum et minimum fixées ; k_{max} est le nombre maximum d'itérations.

2.6. Conclusion partielle

Dans ce chapitre, la modélisation du réseau électrique de distribution a été abordé. Cela a permis d'introduire les méthodes de calculs d'écoulement de puissance comme la méthode de Gauss Seidel, celle du balayage avant et arrière (Backward/Forward) ainsi que la méthode directe permettent de déterminer la tension, l'angle, la puissance active et réactive à chaque jeu de barre afin de déterminer l'état du réseau en régime statique. L'intégration des énergies renouvelables de manière optimale dans le réseau constituant un problème d'optimisation, la définition d'un problème d'optimisation, ainsi que sa formulation ont été effectués. Certains algorithmes d'optimisation, à savoir l'algorithme génétique inspiré de la théorie de l'évolution, ainsi que l'algorithme d'optimisation par essaim de particule ont été abordés. Dans le chapitre suivant ils seront utilisés pour l'optimisation de l'intégration des générateurs d'énergie décentralisée dans le réseau moyenne tension SNEL/Goma.

3. Intégration des énergies renouvelable dans le réseau de distribution MT de la SNEL/Goma

3.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons le réseau de distribution de la SNEL à Goma. Nous détaillons les résultats obtenus par la méthode directe d'écoulement de puissance, incluant les tensions, angles de phase, puissances à chaque nœud du réseau, ainsi que les courants dans chaque branche et pour chaque départ (feeder) du réseau. Un algorithme d'optimisation combinant l'algorithme génétique pour déterminer l'emplacement optimal et l'optimisation par essaim de particules (Particle Swarm Optimization) pour définir la taille optimale des unités de production décentralisée est proposé, et ses résultats sont présentés.

3.2. Présentation du poste de transformation HT/MT de la SNEL/Goma [4]

Le poste de transformation de la SNEL/Goma fut construit dans les années 1982-1983 ; alimenté par le réseau de transport HT à 70kV venant de la centrale hydroélectrique de Ruzizi (I et II), il permet de desservir en électricité une partie non négligeable de la ville via un réseau de distribution à 15kV et 6,6kV. Le poste de transformation comprend :

- *Une salle de commande* : où sont placés les équipements de commande à distance des disjoncteurs, des sectionneurs côté HT (70kV), des régleurs de tension côté HT et des appareils de mesure (voltmètres, ampèremètres, fréquencemètre, compteurs électroniques d'énergie active et réactive).
- *Une salle de dispatching* : où sont placés les équipements moyenne tension (15KV et 6,6KV) tel que les disjoncteurs MT et les jeux de barres 15kV et 6,6kV.
- *Une salle des batteries* : Cette salle est équipée des batteries assurant les services auxiliaires du poste (communication avec la centrale de Ruzizi, éclairage, ...) et l'enclenchement des disjoncteurs côté HT à partir de leurs moteurs de commande.

La Figure 3.1 illustre le schéma du poste de transformation.

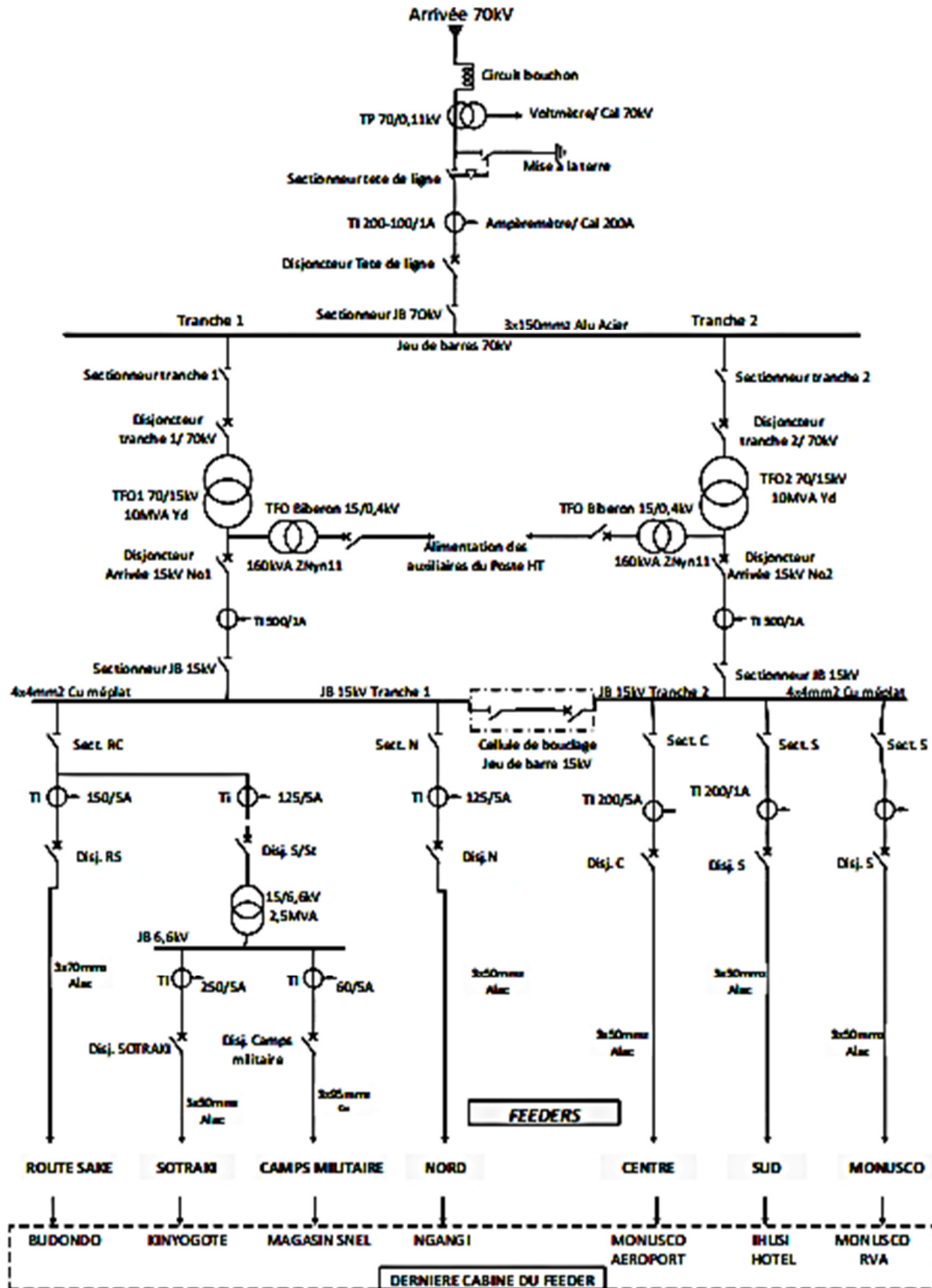


Figure 3.1 : schéma unifilaire du poste HT/MT de la SNEL/Goma

On note sur la Figure 3.1 que les éléments principaux constituant le poste sont :

A. Les transformateurs

Le poste HT/MT a deux transformateurs de puissance à faible volume d’huile ayant chacun les caractéristiques suivantes :

- Couplage : Yd (étoile triangle)
- Puissance apparente S_n : 10MVA
- Rapport de tension U_1/U_2 : 110kV, 70kV/15kV
- Courant nominal I_n : 385A (15kV)
- Tension de court-circuit U_{cc} : 10,6 kV

Les auxiliaires du poste sont alimentés par deux transformateurs, chacun directement branchés sur un de deux premiers transformateurs de puissance. Leurs caractéristiques sont les suivantes :

- Couplage : ZNyn11 (Zigzag étoile avec neutre connectée de deux cotée indice horaire 11)
- Puissance apparente S_n : 160kVA
- Rapport de tension U_1/U_2 : 15/0.4kV

B. Jeu de barres

Selon le matériau, les dimensions et le niveau de tension, trois types de jeux de barre sont présents au poste. Le Tableau 2 en donne un aperçu

Tableau 2 : Caractéristiques des jeux de barres du poste HT [4]

Désignation	Dimension	Matériaux
Jeu de barres 70kV	150mm ² (câble)	Aluminium-Acier
Jeu de barres 15kV	4x40mm ² (méplat)	Cuivre
Jeu de barres 6,6kV	8x20mm ²	Cuivre

C. Disjoncteurs

Les disjoncteurs coté HT sont commandés à partir de la salle de commande. Les caractéristiques des différents disjoncteurs sont reprises dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Caractéristiques des disjoncteurs du postes HT [4]

Désignation	Système d'extinction d'arc	Tension Nominale Un	Courant nominal In	Pouvoir de Coupure
Disj. Jeu de barres 70kV	Bain d'huile	123kV	1250A	165kA
Disj. Transfo 1 et 2	Bain d'huile	145kV	3150A	10kA
Disj. De couplage barres 15kV	SF ₆	17,5kV	800A	-
Disj. Feeders	SF ₆	24kV	800A	-

D. Feeder (départ)

Ils sont au nombre de 7 dont 5 partent du jeu de barres 15kV et 2 du jeu de barre 6,6kV. La section et la nature de chaque ligne MT est repris dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Section et nature des conducteurs des feeder [4]

Désignation de la ligne	Section	Type de canalisation /composition câble	Tension nominale Un	Distance entre conducteur
Feeder Sud	50mm ²	Aérienne / Allu-Acier	15kV	600mm
Feeder Centre	50 mm ²	Aérienne / Allu-Acier	15kV	600mm
Feeder Nord	50 mm ²	Aérienne / Allu-Acier	15kV	600mm
Feeder Route Sake	70 mm ²	Aérienne / Allu-Acier	15kV	600mm
Feeder SOTRAKI	50 mm ²	Aérienne / Allu-Acier	6,6kV	600mm
Feeder Camps militaire	95 mm ²	Souterraine / Cuivre	6,6kV	-
Feeder MONUSCO	50 mm ²	Aérienne / Allu-Acier	15kV	600mm

3.3. Présentation du réseau de distribution de la SNEL/Goma et détermination de l'écoulement de puissance

Le réseau de distribution de la SNEL/Goma est composé de 7 feeders tels qu'illustré précédemment dans le Tableau 4. Dans ce travail, seul 5 feeders sont étudiés. Les feeders MONUSCO et CAMP MILITAIRE sont considérés davantage comme des clients en moyenne tension plutôt que comme de véritables réseaux de distribution. D'autre part, la précarité des données concernant ces feeders présente un frein concernant leur étude.

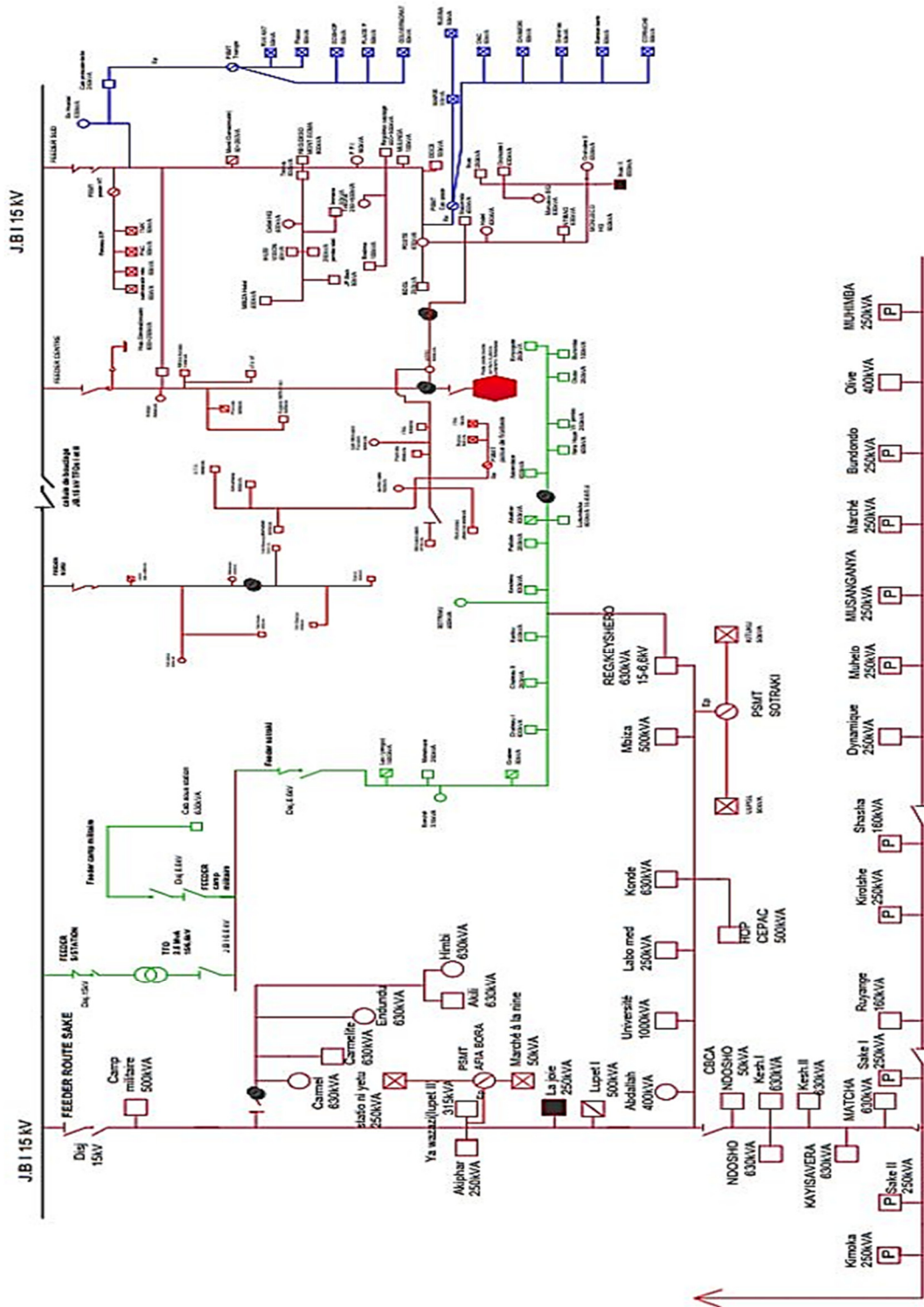


Figure 3.2 : Réseau de distribution de SNEL/Goma [4]

Cependant, les deux feeders ne représentent que 2,6% de la puissance installée sur le réseau ; leur exclusion ne présente pas de problème quant aux résultats de ce travail.

La Figure 3.2 représente le schéma du réseau de distribution de la SNEL/Goma. Afin d'effectuer l'intégration des unités de production décentralisée dans ce réseau, il est impératif d'effectuer le calcul d'écoulement de puissance qui permettra de chiffrer les pertes de puissance active. Pour ce faire, nous réalisons ces calculs pour chaque feeder individuellement, afin de déterminer l'intégration optimale de la production décentralisée basée sur l'énergie solaire.

3.3.1. Feeder Sotraki

La Figure 3.3 illustre le schéma d'étude du réseau de distribution alimenté par le feeder Sotraki. Le schéma de configuration de ce réseau est illustré en annexe A.

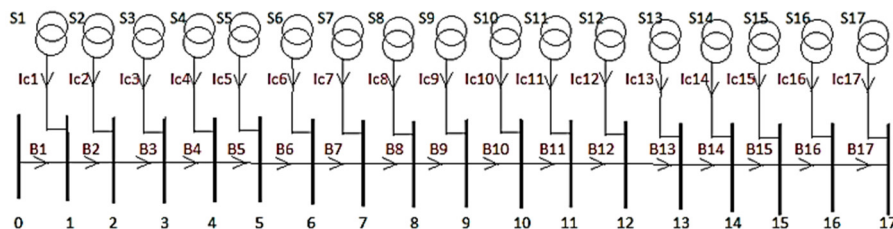


Figure 3.3 : Schéma Unifilaire du feeder Sotraki [4]

Le feeder est composé de 18 nœuds regroupés de manière à former un réseau radial dont les données de chaque branche et puissance installée à chaque jeu de barre sont regroupé dans le Tableau 5.

Tableau 5 : Illustration des données du feeder Sotraki [4]

Numéro Jeu de Barre	Puissance Apparente Installée (KVA)	Numéro de Jeu de Barre aboutissant	Longueur de la branche de Liaison (m)
0	-	1	65
1	1000	2	17
2	250	3	31
3	315	4	25
4	50	5	71
5	630	6	35
6	250	7	45
7	400	8	20

8	400	9	131
9	630	10	325
10	250	11	450
11	1230	12	950
12	630	13	35
13	400	14	375
14	250	15	295
15	250	16	1689
16	100	17	1020
17	250	-	-

Pour déterminer la tension et l'angle à chaque jeu de barres ainsi que la puissance dans chaque branche, l'algorithme de la méthode directe de calcul d'écoulement de puissance, présenté au point 2.3, est implémenté. Les données illustrées dans les Tableau 4 et Tableau 5 combinées aux expressions 2.1 et 2.8 permettent de déterminer la résistance et l'inductance pouvant modéliser chaque branche du réseau. La Figure 3.4 illustre la tension en per unit aux différents jeux de barre avec comme grandeurs de base $S=100\text{MVA}$ et $U=6.6\text{kV}$.

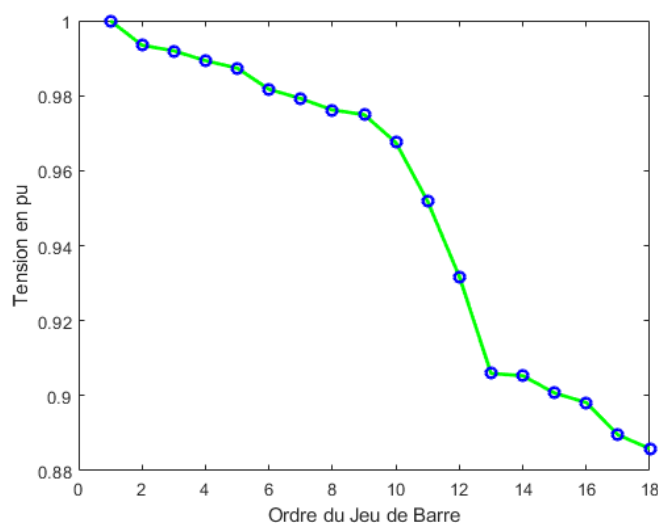


Figure 3.4 : Tension en pu réseau feeder Sotraki

On note que la tension la plus basse se situe au 18^{ème} jeu de barre. Sa valeur y est de 0.8859 pu ; ce qui est hors norme. En effet, la réglementation exige que, pour une bonne exploitation du réseau, la tension au niveau de chaque jeu barre soit dans la marge de $\pm 5\%$ de la tension de référence (1pu).

La Figure 3.5 illustre la courbe des pertes de puissance active dans le réseau du feeder Sotraki.

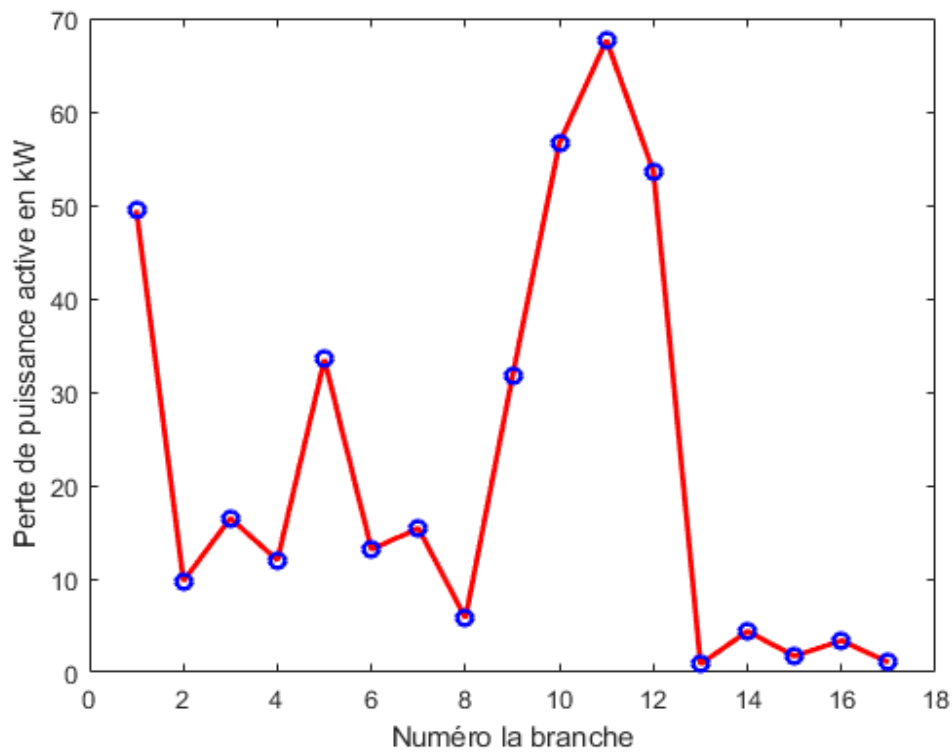


Figure 3.5 : Pertes de puissances dans le réseau du feeder Sotraki

On note sur la Figure 3.5 que les pertes de puissance actives dans le réseau du feeder Sotraki sont d'autant plus importante que la longueur de la branche est élevée ainsi que la puissance en bout de la branche est importante.

En effet, la 11ème branche, selon le Tableau 5, est connecté à la plus grande charge de 1230 kVA, avec une longueur de ligne de 950 m. Cela entraîne la plus importante perte de puissance active, évaluée à 67,66 kW.

La Figure 3.6 illustre les courants dans chaque branche.

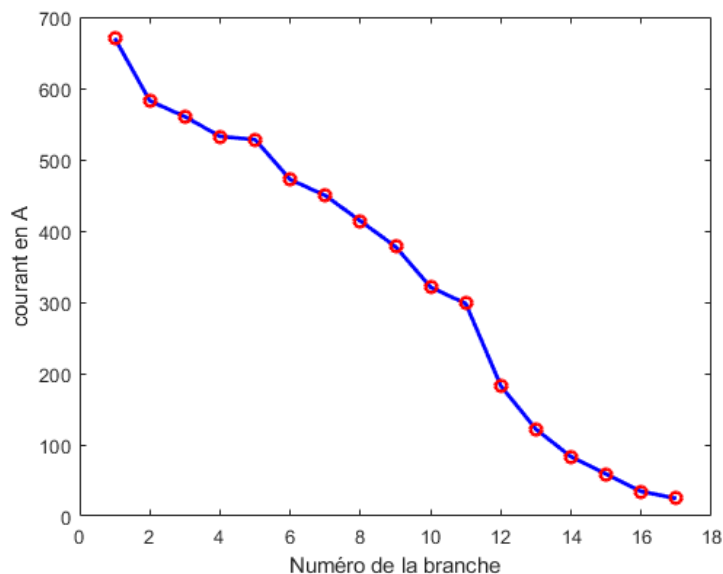


Figure 3.6 : Courbes du courant dans les branches du feeder

La courbe du courant est bien conforme à celle d'un réseau radial avec le maximum de courant en début du réseau jusqu'à atteindre son minimum en fin du réseau. Le Tableau 6 résume les résultats du calcul d'écoulement de puissance pour le feeder Sotraki.

Tableau 6 : Résumé écoulement de puissance feeder Sotraki

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tension Maximale V_{max} (pu)	Tension Minimale V_{min} (pu)
Valeurs	7285	376,6833	219,9624	1 au 1 ^{er} JB	0,8859 18 ^{ème} JB

La perte de puissance équivaut à 436,2038kVA ; ce qui représente 5,987% de la puissance installée pour ce feeder. Pour une bonne exploitation du réseau de distribution, les pertes y afférant ne doivent pas dépasser le 5% de la puissance totale du réseau [13]. Ainsi, le feeder Sotraki une fois exploitée à sa puissance maximale présentera un défaut d'exploitation. De surcroit, la tension la plus basse de feeder est aussi hors-norme.

3.3.2. Feeder Centre

La Figure 3.7 illustre le schéma d'étude du réseau de distribution alimenté par le feeder Centre. Le schéma de configuration de ce réseau est illustré en annexe B.

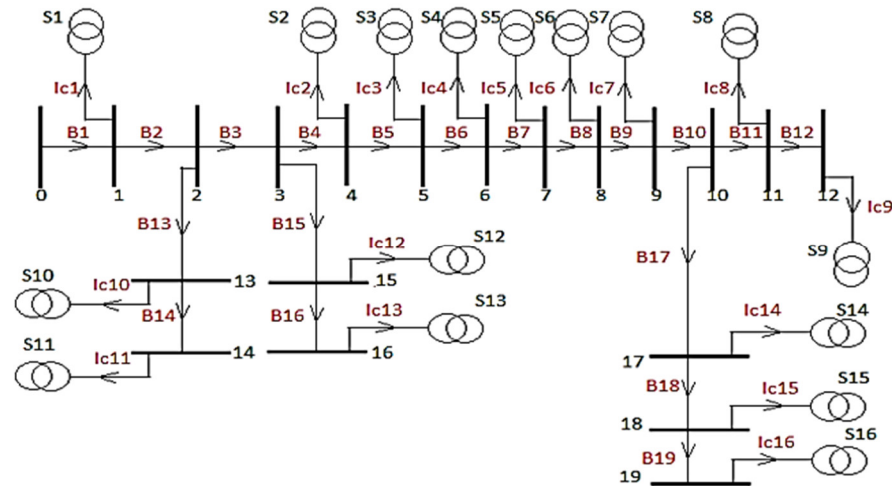


Figure 3.7 : Schéma Unifilaire du feeder Centre [4]

Le feeder est composé de 19 nœuds regroupés de manière à former un réseau radial. Les données de chaque branche et la puissance installée pour ce feeder à chaque jeu de barre sont regroupées dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Illustration des données du feeder Centre [4]

Numéro Jeu de Barre	Puissance Apparente Installée (KVA)	Numéro de Jeu de Barre aboutissant	Longueur de la branche de Liaison (m)
0	-	1	500
1	630	2	500
2	0	3	100
3	0	4	300
4	630	5	400
5	630	6	50
6	630	7	100
7	250	8	85
8	630	9	80
9	250	10	50
10	0	11	100

11	1150	12	50
12	315	-	-
2	0	13	30
13	100	14	40
14	400	-	-
3	0	15	20
15	630	16	25
16	400	-	-
10	0	17	40
17	630	18	45
18	630	19	500
19	630	20	500

En reproduisant le calcul d'écoulement de puissance précédemment réalisé pour le feeder Sotraki, et en tenant compte des données du Tableau 7 pour le feeder Centre avec une puissance de base de 100 MVA et une tension de base de 15 kV, la Figure 3.8 présente la courbe de la tension en pu à chaque nœud du réseau.

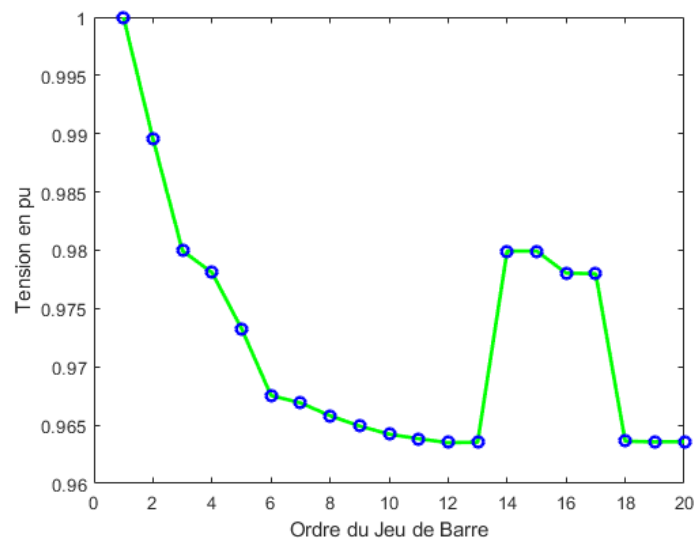


Figure 3.8 : Tension en pu réseau feeder Centre

On note que la tension la plus basse se situe au 12^{ème} jeu de barre ; sa valeur y est de 0.9635 per-unit ; ce qui représente une bonne valeur par rapport à la pratique réglementaire.

La perte de puissance active dans le réseau du feeder Centre est illustrée par la courbe de la Figure 3.9.

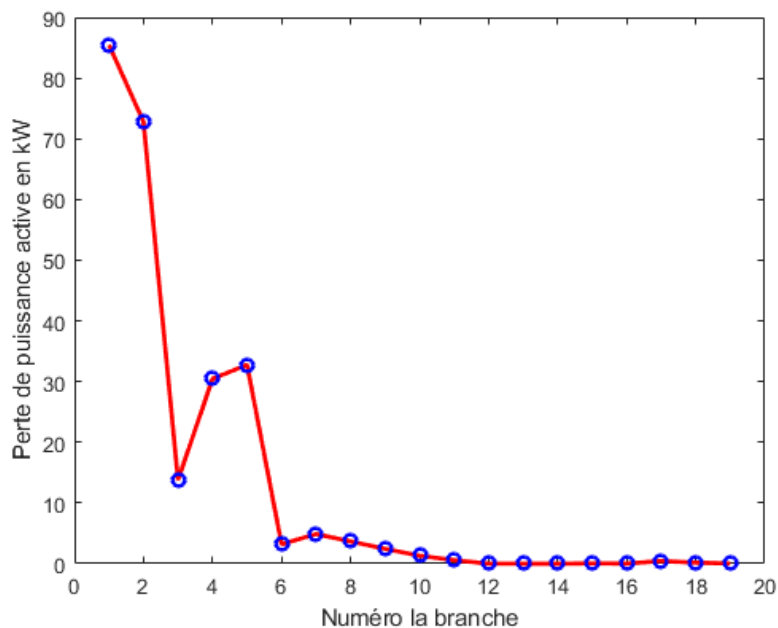


Figure 3.9 : Pertes de puissance active dans le réseau du feeder Centre [4]

La Figure 3.9 nous renseigne que la perte de puissance active dans le réseau du feeder Centre atteint son maximum de 85.4648 kW dans la première branche et son minimum d'environ 10W dans la branche 14. Le Tableau 8 donne un résumé des résultats du calculs d'écoulement de puissance pour le feeder Centre.

Tableau 8 : Données du réseau feeder Centre [4]

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tension Maximale V_{\max} (pu)	Tension Minimale V_{\min} (pu)
Valeurs	8005	252,1687	147,3847	1 au 1 ^{er} JB	0.9635 12 ^{eme} JB

La perte de puissance équivaut à 292,0810kVA ; ce qui représente 3,65% de la puissance installée. Pour une bonne exploitation du réseau de distribution, les pertes y afférant ne doivent pas dépasser le 5% de la puissance totale du réseau. Ainsi, le réseau du feeder Centre une fois exploité à sa puissance maximale ne présentera aucun défaut sérieux d'exploitation. De surcroit la tension la plus basse de ce réseau est aussi dans la marge spécifiée comme normale pour un réseau (0.95 per Unit).

3.3.3. Feeder Nord

La Figure 3.10 illustre le schéma d'étude du réseau de distribution alimenté par le feeder Nord. Le schéma de configuration de ce réseau est illustré en annexe C.

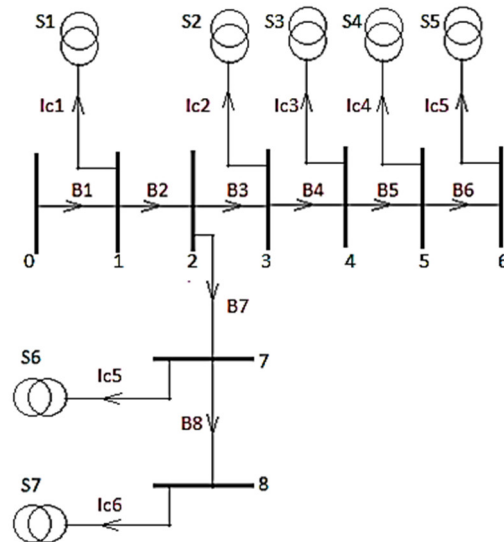


Figure 3.10 : Schéma d'étude feeder Nord [4]

Ce feeder ne compte que 8 cabines dont les données sont regroupées dans le Tableau 9.

Tableau 9 : Résultats Réseau Feeder Nord [4]

Numéro Jeu de Barre	Puissance Apparente Installée (KVA)	Numéro de Jeu de Barre aboutissant	Longueur de la branche de Liaison (m)
0	-	1	40
1	1030	2	60
2	0	3	1000
3	630	4	1030
4	630	5	1050
5	630	6	1100
6	250	-	-
2	0	7	40
7	400	8	260

En effectuant le calcul d'écoulement de puissance tel qu'effectué au point 3.3.1 pour le feeder Sotraki, en considérant les données du Tableau 9 avec les grandeurs de base pour la puissance

100MVA et pour la tension de base 15kV, la Figure 3.11 illustre la tension aux différents jeux de barre du réseau du feeder Nord.

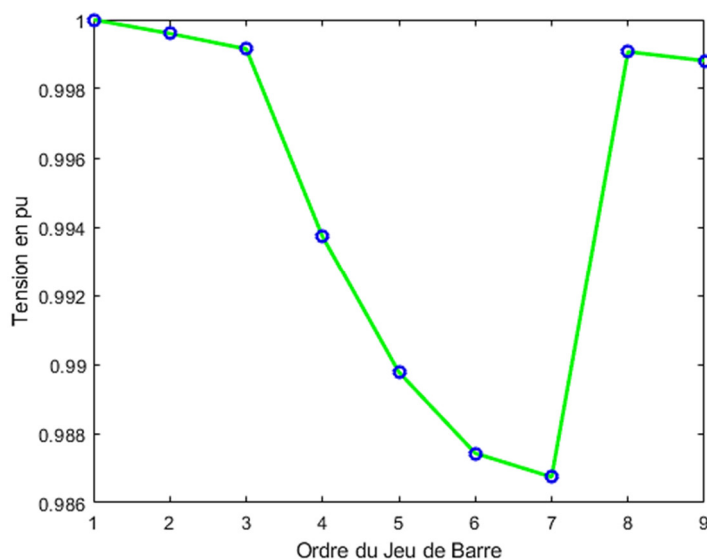


Figure 3.11 : Tension réseau Feeder Nord

On note que la tension la plus basse du feeder Nord est de 0,9867 au 7^{ème} jeu de barre ; ce qui est dans la marge recommandée pour les réseaux de distribution. La Figure 3.12 illustre la courbe des pertes de puissance active.

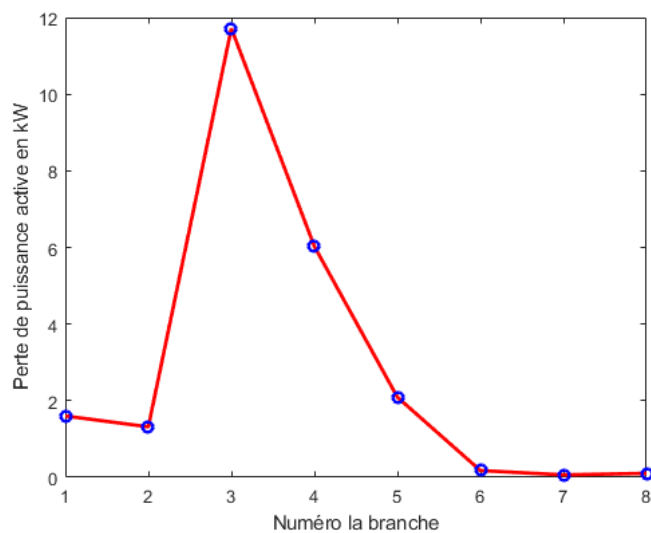


Figure 3.12 : Pertes de puissance active Feeder Nord

Composée d'un faible nombre de jeu de barre, le feeder Nord ne présente pas des pertes de puissance active considérable. On note que la plus grande perte se situe dans la 3^{ème} branche où

la perte de puissance active est de 11,7152kW. Le Tableau 10 regroupe les résultats de l'écoulement de puissance.

Tableau 10 : Résultats écoulement de puissance réseau feeder Nord

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tension Maximale V_{max} (pu)	Tension Minimale V_{min} (pu)
Valeurs	3970	23,0993	13,4973	1 au 1 ^{er} JB	0,9867 7 ^{eme} JB

Les pertes de puissance sont estimées à 26,7536 kVA, soit 0,6738 % de la puissance installée. De plus, la tension minimale du réseau se situe dans la marge admissible, ce qui indique que le feeder Nord peut être exploité sans problème jusqu'à une puissance proche ou égale à la puissance maximale. Par conséquent, son extension est recommandée.

3.3.4. Feeder Sud

La Figure 3.13 illustre le schéma d'étude du réseau de distribution alimenté par le feeder Nord. Le schéma de configuration de ce réseau est illustré en annexe 4.

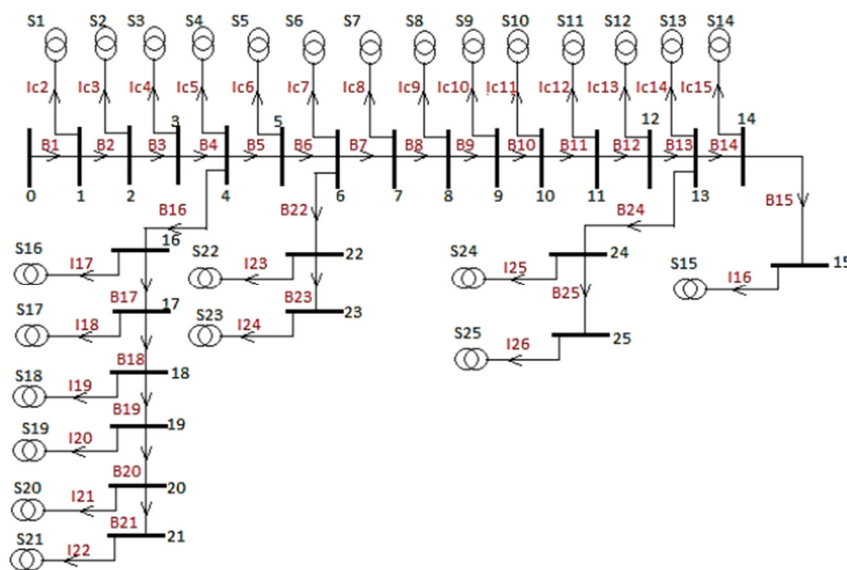


Figure 3.13 : Schéma Unifilaire feeder Sud [4]

Le feeder est constitué de 25 jeux de barres organisés de manière à former un réseau radial. Les données relatives à chaque branche ainsi que la puissance installée à chaque jeu de barres sont regroupées dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Données feeder Sud [4]

Numéro Jeu de Barre	Puissance Apparente Installée (KVA)	Numéro de Jeu de Barre aboutissant	Longueur de la branche de Liaison (m)
0	-	1	50
1	880	2	80
2	880	3	200
3	300	4	30
4	800	5	150
5	160	6	200
6	900	7	80
7	100	8	70
8	100	9	150
9	880	10	90
10	400	12	80
12	630	12	60
12	630	13	75
13	630	14	150
14	630	15	100
15	250	-	-
4	800	16	20
16	630	17	50
17	400	18	70
18	50	19	30
19	290	20	30
20	50	21	20
21	400	-	-
6	900	22	20
22	1050	23	20
23	100	-	-
13	630	24	85
24	500	25	55

25	630	-	-
----	-----	---	---

La Figure 3.14 illustre la courbe de la tension en per unit aux différents jeux de barre du feeder Sud.

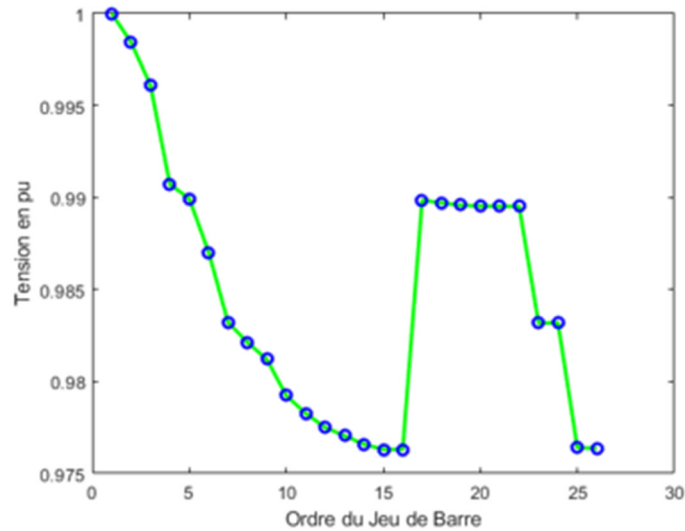


Figure 3.14 : Tension jeux de barre feeder Sud

La plus basse tension du réseau se situe au niveau du 16^{ème} jeu de barre et possède une tension de 0,9763 per unit ; ce qui est dans une marge acceptable. Les pertes de puissances actives dans chaque branche du réseau sont représentées à la Figure 3.15.

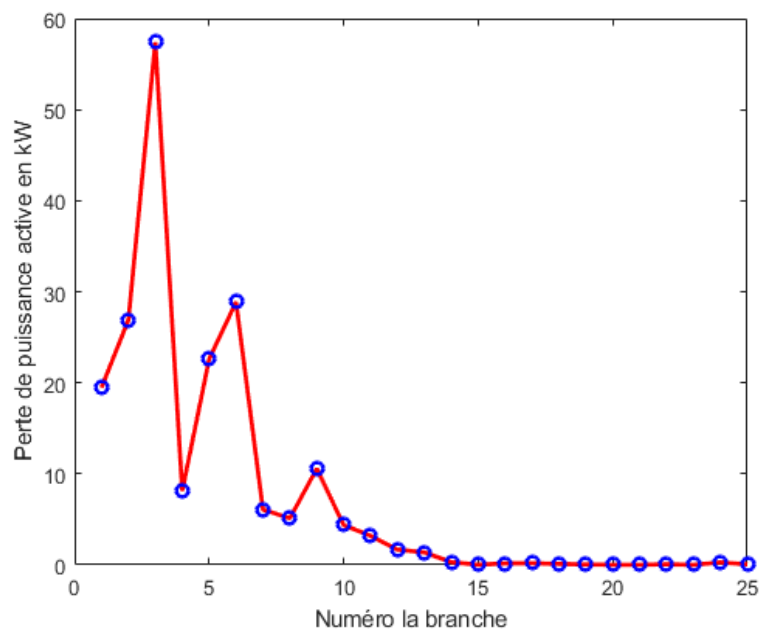


Figure 3.15 : Pertes de puissance réseau feeder Sud

La troisième branche du feeder sud a la plus grande perte de puissance active chiffrée à une valeur de 57,4088kW. Les pertes minimales, presque nulles, se trouvent au niveau de la branche 23, qui alimente une charge de 100 kVA placée à une distance de 20 mètres. Le Tableau 12 résume les résultats de l'écoulement de puissance pour le réseau feeder Sud.

Tableau 12 : Résultats écoulement de puissance feeder Sud

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tension Maximale Vmax (pu)	Tension Minimale Vmin (pu)
Valeurs	12270	197,0204	115,1724	1 au 1er JB	0,9763 16eme JB

La perte de puissance totale est évaluée à 228,2142kVA ; ce qui représente 1,8599% de la puissance totale installée. Exploité à une puissance proche de la puissance maximale permise, le feeder Sud garanti d'excellentes conditions d'exploitation. Les pertes sont minimales dans ce réseau car la plupart des branches composant ce réseau ont une longueur relativement courte ; ce qui diminue de manière considérable les différentes résistances linéiques et ainsi conduisent à des pertes minimales.

3.3.5. Feeder Route Sake

La Figure 3.16 illustre le schéma d'étude du réseau de distribution alimenté par le feeder Nord. Le schéma de configuration de ce réseau est illustré en annexe E.

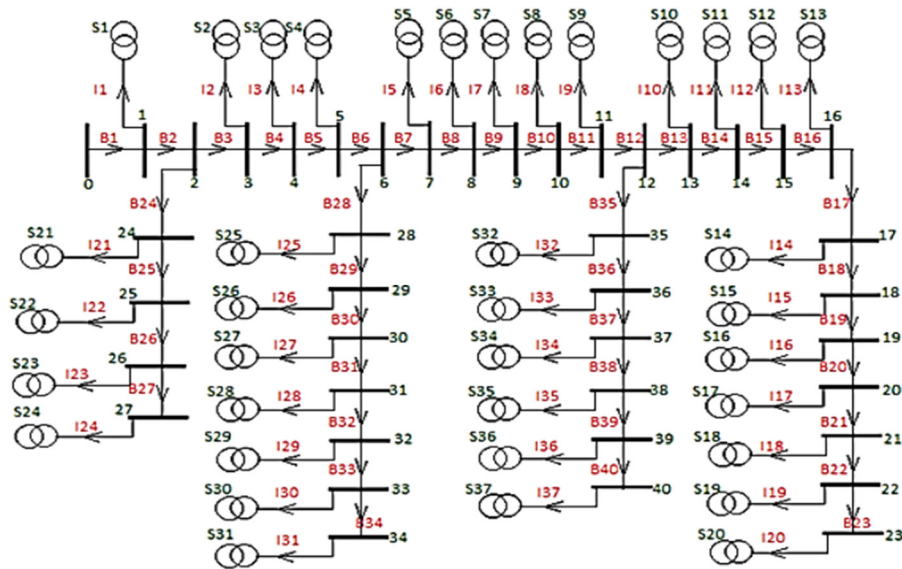


Figure 3.16 : Schéma Unifilaire feeder Route Sake [4]

Le réseau de la ligne de distribution Saké est constitué de 40 jeux de barres disposés pour former un réseau radial. Les données relatives à chaque branche ainsi que la puissance installée pour chaque jeu de barres sont regroupées dans le Tableau 13.

Tableau 13 : Données du feeder Route Sake [4]

Numéro Jeu de Barre	Puissance Apparente Installée (KVA)	Numéro de Jeu de Barre aboutissant	Longueur de la branche de Liaison (m)
0	-	1	190
1	500	2	400
2	0	3	103
3	565	4	100
4	250	5	300
5	500	6	300
6	0	7	150
7	50	8	300

8	1260	9	450
9	630	10	560
10	630	12	470
12	630	12	750
12	0	13	850
13	250	14	950
14	160	15	1000
15	250	16	1030
16	160	17	950
17	250	18	1020
18	250	19	1000
19	250	20	810
20	250	21	1060
21	250	22	1019
22	400	23	1000
23	250	-	-
2	0	24	80
24	630	25	50
25	630	26	85
26	630	27	100
27	1270	-	-
6	0	28	80
28	400	29	35
29	1000	30	45
30	250	31	90
31	100	32	30
32	1130	33	60
33	500	34	50
34	630	-	-
12	630	35	800
35	250	36	900

36	250	37	1000
37	250	38	1200
38	630	39	950
39	50	40	85
40	250	-	-

En réalisant le calcul de l'écoulement de puissance à l'aide de la méthode directe, avec une puissance de base de 100 MVA et une tension de base de 15 kV, la Figure 3.17 illustre la courbe de la tension en per unit aux différents jeux de barre du feeder Route Saké.

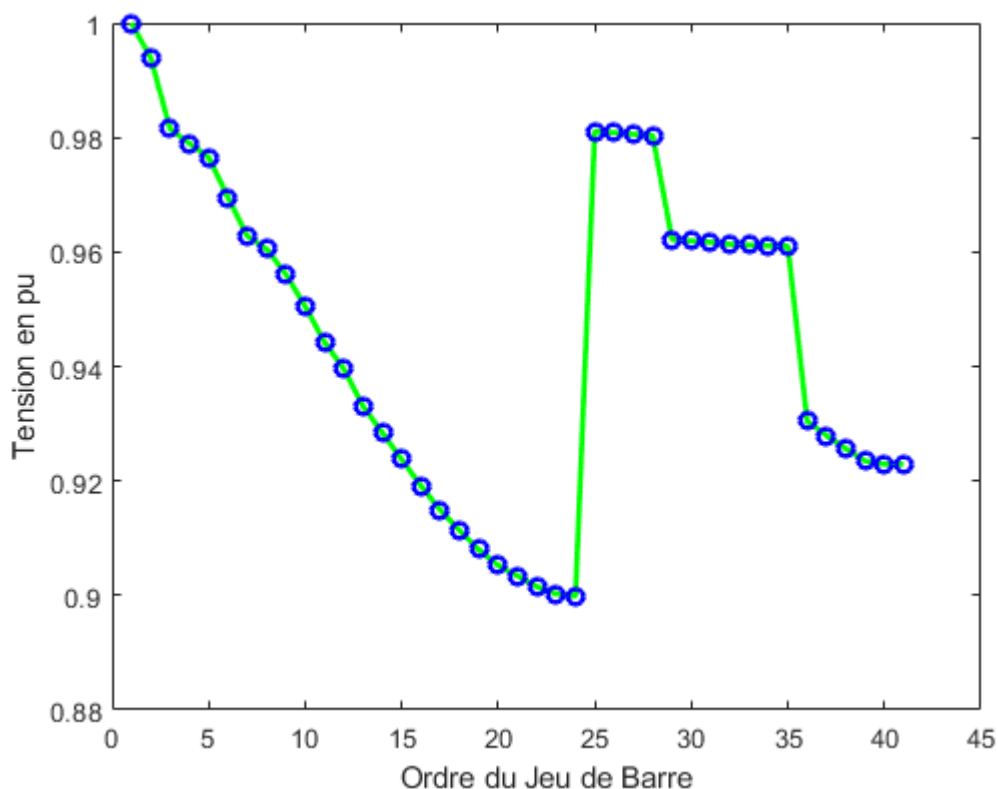


Figure 3.17 : Tension feeder Route Sake

La tension la plus basse du feeder Route Sake se retrouve au 24^{ème} jeu de barre avec une tension de 0,8999 per unit. L'écart entre cette tension minimum et celle recommandée pour une exploitation normale du réseau (1 per unit) est d'environ 10%. Cette différence est non négligeable et ne garantit pas les conditions d'exploitation sûre.

Les pertes de puissances actives dans chaque branche du réseau sont représentées à la Figure 3.18.

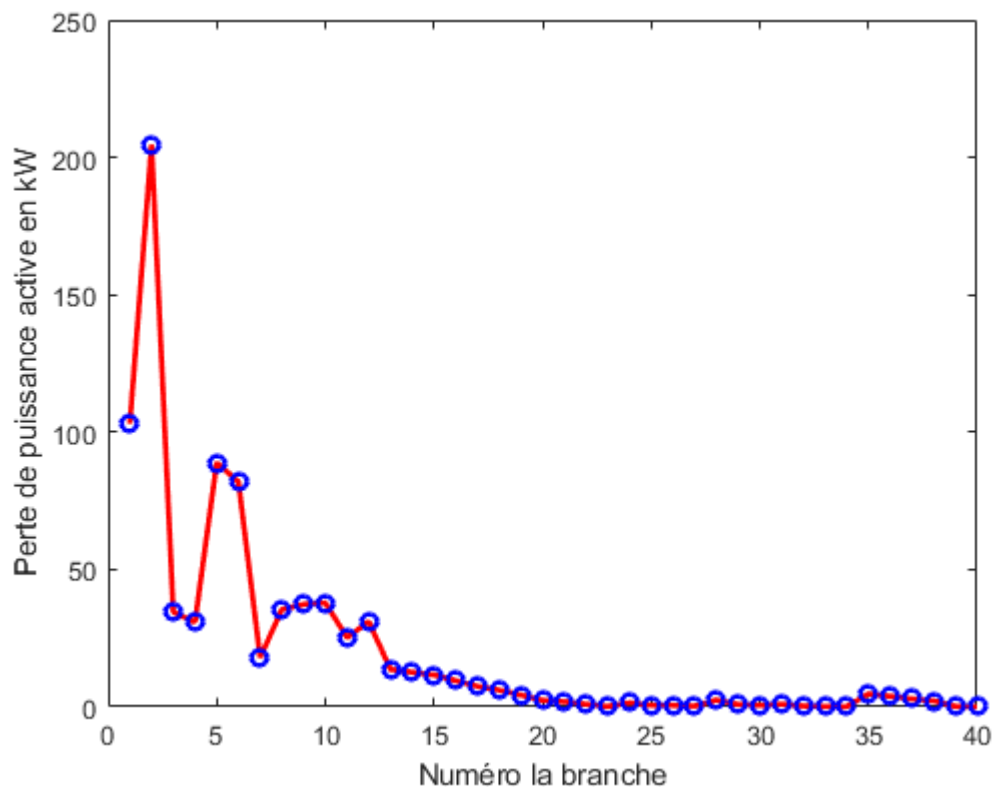


Figure 3.18 : Pertes active feeder Route Sake

La perte de puissance dans le feeder Route Sake atteint son maximum dans la deuxième branche avec une valeur de 204,6247 kW. La perte de puissance pour ce réseau est concentrée dans les dix premières branches du réseau pour enfin atteindre la valeur minimale dans les branches restantes. Ceci est prévisible pour les réseaux à topologie radiale.

Le Tableau 14 donne le résumé des résultats de calculs de l'écoulement de puissance.

Tableau 14 : Résultats feeder Route Sake

Paramètres	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives (kW)	Pertes Réactives (kVAR)	Tension Maximale V_{max} (pu)	Tension Minimale V_{min} (pu)
Valeurs	16575	821,5926	650,5749	1 au 1 ^{er} JB	0,8999 24 ^{eme} JB

La perte de puissance totale est évaluée à une valeur de 1047,98kVA ; ce qui représente 6,3226% de la puissance totale installée. Cette différence est non négligeable et les conditions d'exploitation sûres ne sont pas assurée.

3.4. Intégration des productions décentralisée

Le calcul d'écoulement de puissance effectué au point 3.3 pour tout le réseau de distribution de la SNEL/Goma a permis de chiffrer les pertes de puissance dans chaque départ du réseau. Deux feeders, respectivement feeder Sotraki et feeder Route Sake, présentent des conditions d'exploitation hors normes. En effet, la tension minimale du feeder Sake est de 0,8859pu tandis que celle du feeder Sotraki est de 0,8999pu. Ces deux valeurs sont outre la norme qui fixe la tension minimale sur un jeu de barre dans un réseau de distribution entre 0,95pu et 1.05pu. La perte en puissance dans le feeder Sotraki s'élève à 5,97% de la puissance totale installée sur ce feeder et à 6,3226% pour le réseau du feeder Route Sake. Ces deux valeurs sont outre la recommandation qui fixe les pertes à 5%. Au vu de ces résultats, il est nécessaire d'intégrer les unités de productions décentralisées dans ces réseaux en vue de limiter les pertes tout en améliorant le profil de la tension.

Les algorithmes d'optimisation entre autres l'algorithme génétique et l'algorithme *particule swarm optimisation* développés au point 2.5 sont implémentée en vue de déterminer la taille et l'emplacement de(s) générateurs d'énergie décentralisé. Le problème d'intégration optimale des sources de production décentralisé peut être vu comme deux sous-problèmes à savoir :

- **Détermination de l'emplacement optimal** : Identifier les jeux de barres du réseau qui permettront d'optimiser l'emplacement pour l'intégration des GED. L'objectif est de déterminer les positions qui permettront de réduire significativement les pertes de puissance active.
- **Détermination de la taille optimale du GED** : Pour l'emplacement défini précédemment, déterminer la puissance nécessaire du GED afin de minimiser les pertes de puissance et d'améliorer le profil de la tension.

Pour résoudre ce problème il est impératif de le formuler comme un problème d'optimisation. La formulation mathématique du problème d'intégration des générateurs de production a été réalisé au sous point 2.4. Un algorithme visant à résoudre le problème formulé doit être développé.

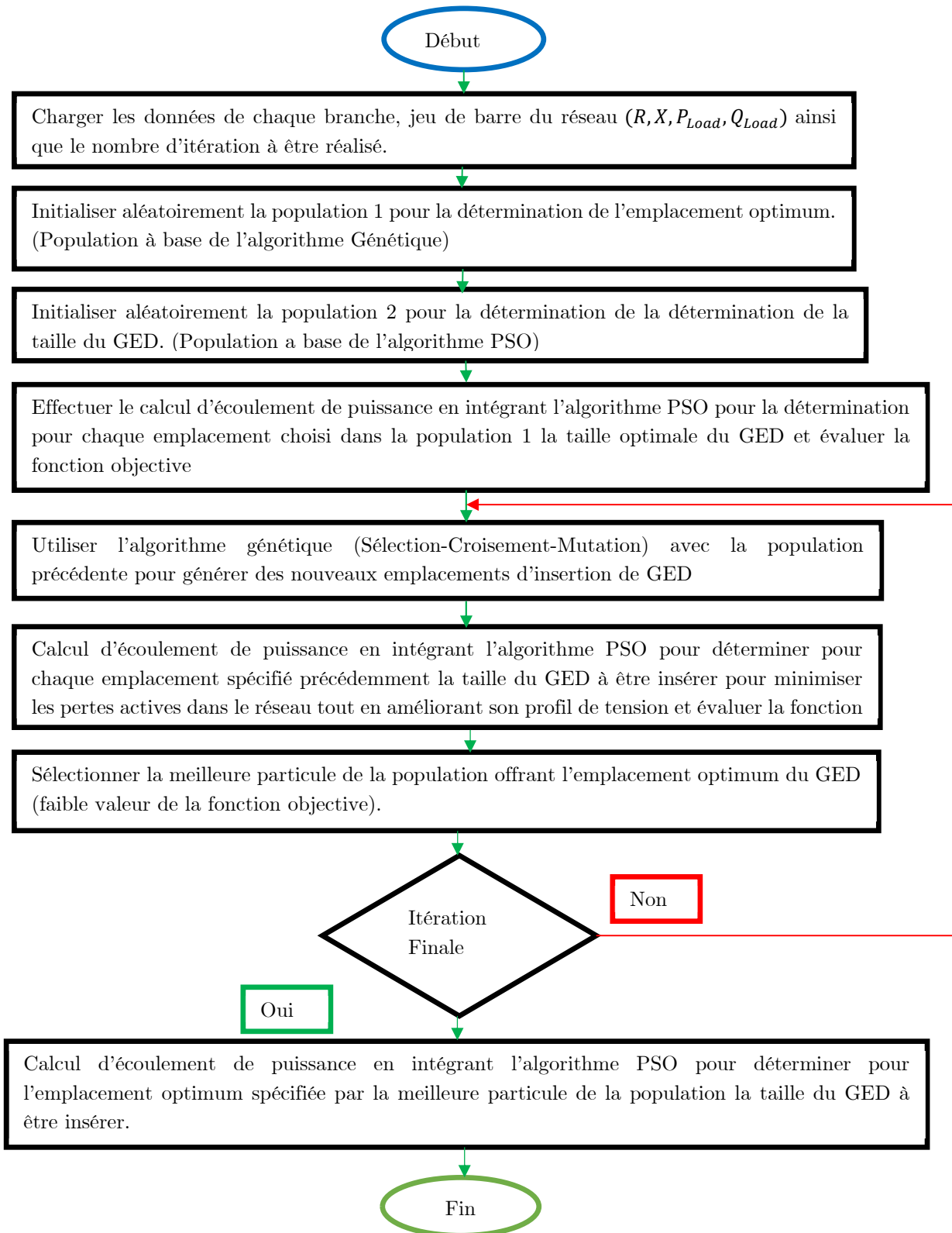


Figure 3.19 : Algorithme optimisation de la taille et emplacement de(s) GED

L'algorithme illustré à la Figure 3.19 est proposé en vue de résoudre le problème d'intégration des générateurs de production décentralisé.

L'algorithme génétique est utilisé pour déterminer l'emplacement optimale. Le choix de cet algorithme pour la détermination de l'emplacement optimale est du fait que son fonctionnement s'adapte mieux à ce problème. En effet l'algorithme génétique offre la particularité de générer un espace discret des solutions (population) au problème donné qui en évoluant vont tendre vers une valeur optimale. L'emplacement étant une valeur discrète, l'espace de solutions générées par l'algorithme génétique s'adapte ainsi au mieux. Il est primordial de noter que pour le problème d'emplacement optimale des GED, les solutions doivent être prises dans l'intervalle du nombre des jeux de barre du réseau considéré, moins le jeu de barre de référence. De surcroit la longueur (taille) de chaque élément de la population (chromosome) doit être égale à la longueur de la chaîne binaire du nombre de jeu de barre du réseau en étude.

L'algorithme *Particule Swarm Optimisation* est utilisé pour la détermination de la taille du GED à insérer pour chaque emplacement choisi. La taille du GED correspond à la puissance qui doit être injectée afin de minimiser les pertes. Cette puissance sera injectée sous forme de courant. La puissance étant une valeur continue, l'algorithme PSO s'adapte au mieux. En effet, il génère un espace continue des solutions qui en évoluant grâce à la mise à jour de leur vitesse et position respective, tel qu'illustré par les expressions 2.56 et 2.57, convergent vers la valeur optimale.

Dans de ce travail, la technique de sélection pour la population de l'algorithme génétique est la sélection par tournoi. Pour effectuer le croisement entre deux chromosomes, la position de croisement est choisie de manière aléatoire dans l'intervalle de 1 à la longueur de la chaîne de croisement des éléments à croiser. La mutation est réalisée en générant un nombre aléatoire compris entre 0 et 1 pour chaque bit du chromosome à muter. Si ce nombre est inférieur à la probabilité de mutation (ici 0,5), le bit est muté ; sinon, le chromosome reste inchangé. Les coefficients d'accélération C_1 et C_2 de l'algorithme PSO sont fixés à 1,5 et les moments d'inertie ω_{max} et ω_{min} sont fixés respectivement à 0,9 et 0,1. La fonction objective donnée par l'expression 2.48 est implémentée en considérant la minimisation des pertes de puissance et l'amélioration du profil de la tension le coefficient ω_1 est fixée à 100.

3.4.1. Présentation des résultats feeder Sotraki

Afin d'améliorer les conditions d'exploitation du feeder Sotraki. L'algorithme illustré à la Figure 3.19 nous permet de déterminer qu'une unité de puissance active d'environ 3,1MW insérée au 13^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki tel qu'illustré à la figure 3.20 permet d'améliorer de manière non négligeable les conditions d'exploitation de ce feeder.

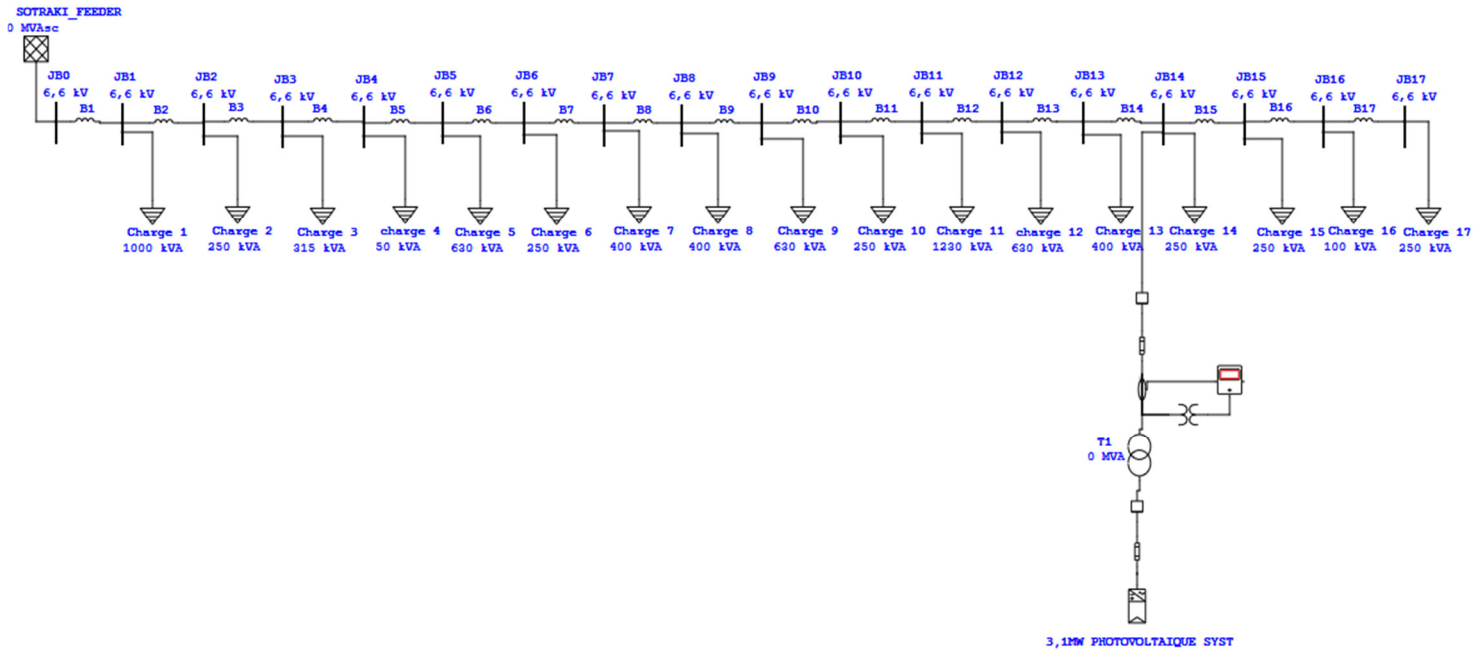


Figure 3.20 : Schéma intégration une unité décentralisée réseau feeder Sotraki

La figure 3.21 illustre la courbe du profil de la tension le long du feeder Sotraki avant et après insertion du générateur de production décentralisé.

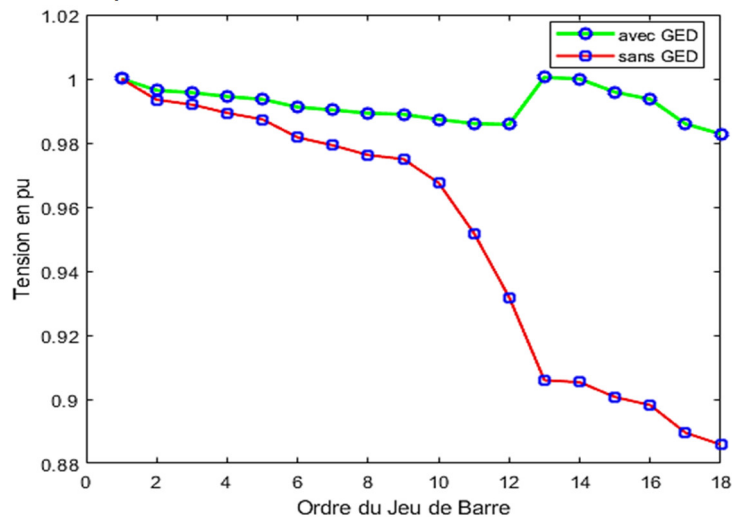


Figure 3.21 : Tension feeder Sotraki avec insertion d'un GED

On note une nette amélioration du profil de la tension lors de l'insertion du GED au 13^{ème} jeu de barre. La plus petite valeur de la tension le long du réseau passe de 0,8859pu au 18^{ème} à 0,9828pu ; ce qui correspond à une amélioration d'environ 11% comparativement à l'état initial (sans GED). Avec une tension minimale de 0,9828pu le long du réseau Sotraki obtenue par l'insertion d'un GED, la normalisation recommandant une tension minimale de 0,95pu dans un réseau est ainsi respectée ; ce qui garantit les conditions d'exploitation sûre.

La figure 3.22 illustre la courbe des pertes dans chaque branche du réseau avant et après intégration.

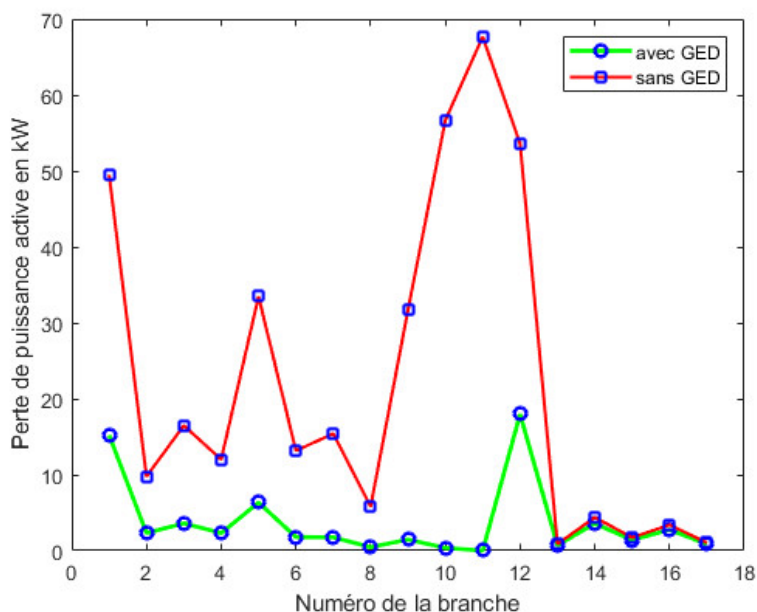


Figure 3.22 : Pertes de puissance active branches feeder Sotraki

Sur la figure 3.22 on note que grâce à l'insertion du GED les pertes actives sont très sensiblement réduites. À titre d'illustration, au niveau du 11^{ème} jeu de barres, la perte de puissance initiale de 67,66 kW a été réduite à seulement 17,69 kW, ce qui représente une diminution de 73 %.

Sur la Figure 3.23 on note que l'insertion du GED conduit à une diminution de l'appel du courant au niveau du jeu de barre principale qui passe de 670,5A à 371,7A ; ce qui correspond à une réduction de 44,56%. Cela conduit à une diminution du déficit énergétique dans le réseau ; en effet, le surplus de courant qui était utilisé pour le feeder Sotraki pourrait être consommée par d'autre charge souffrant de la précarité énergétique.

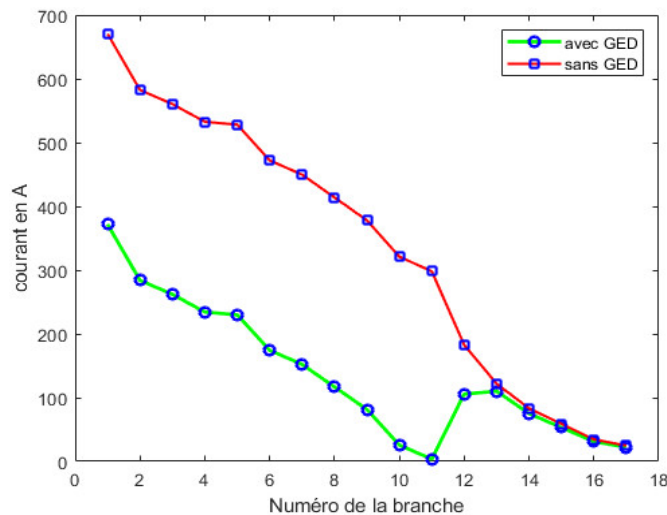


Figure 3.23 : Courant de branche avant et après insertion GED

Le Tableau 15 résume les résultats obtenus lors de l'insertion d'une unité de production décentralisé de taille 3,1MW au 13^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki.

Tableau 15 : Résultat insertion d'un GED dans le réseau feeder Sotraki

Scenario	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives Total (kW)	Pertes Réactives Total (kVA)	Courant branche de départ (A)	Tension Minimale V_{min} (pu)
Sans GED	7285	376,6833	219,9624	670,5	0,8859 18 ^{ème} JB
Avec GED	7285	62,9428	36,7435	371,7	0,9828 18 ^{ème} JB
Taux réduction (%)		83,2903	83,2956	44,5638	-10,938

L'intégration au 13^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki d'un GED de 3,1MW conduit à une réduction d'environ 83% des pertes actives et réactive. Avec l'insertion du GED, les pertes ne représentent que 1% de la puissance installée. Au vu du résultats du tableau 15, on affirme aisément que l'intégration d'une unité de production décentralisé dans le réseau du feeder Sotraki permet de réduire les pertes actives tout en améliorant le profil de la tension le long du réseau.

Afin de favoriser l'intégration des unités de production décentralisées dans le réseau du feeder Sotraki, plusieurs unités peuvent y être installée et cela dans le but de minimiser les pertes tout en améliorant le profil de la tension.

En utilisant l'algorithme illustré à la figure 3.19, avec une population initiale de 30 chromosomes de taille 5 pour chaque variable (emplacement) de l'algorithme génétique, et 20 particules pour l'algorithme PSO, on constate après 40 itérations que l'algorithme génétique converge vers les emplacements optimaux correspondant au 8e et 14e jeu de barres pour l'intégration de deux unités de production décentralisées dans le réseau du feeder Sotraki. Les tailles des unités de production pour ces emplacements sont respectivement d'environ 3,4 MW pour le 8e jeu de barres et de 2,6 MW pour le 14e jeu de barre. La figure 3.24 illustre le schéma d'intégration de ces deux unités de production décentralisé dans le feeder Sotraki.

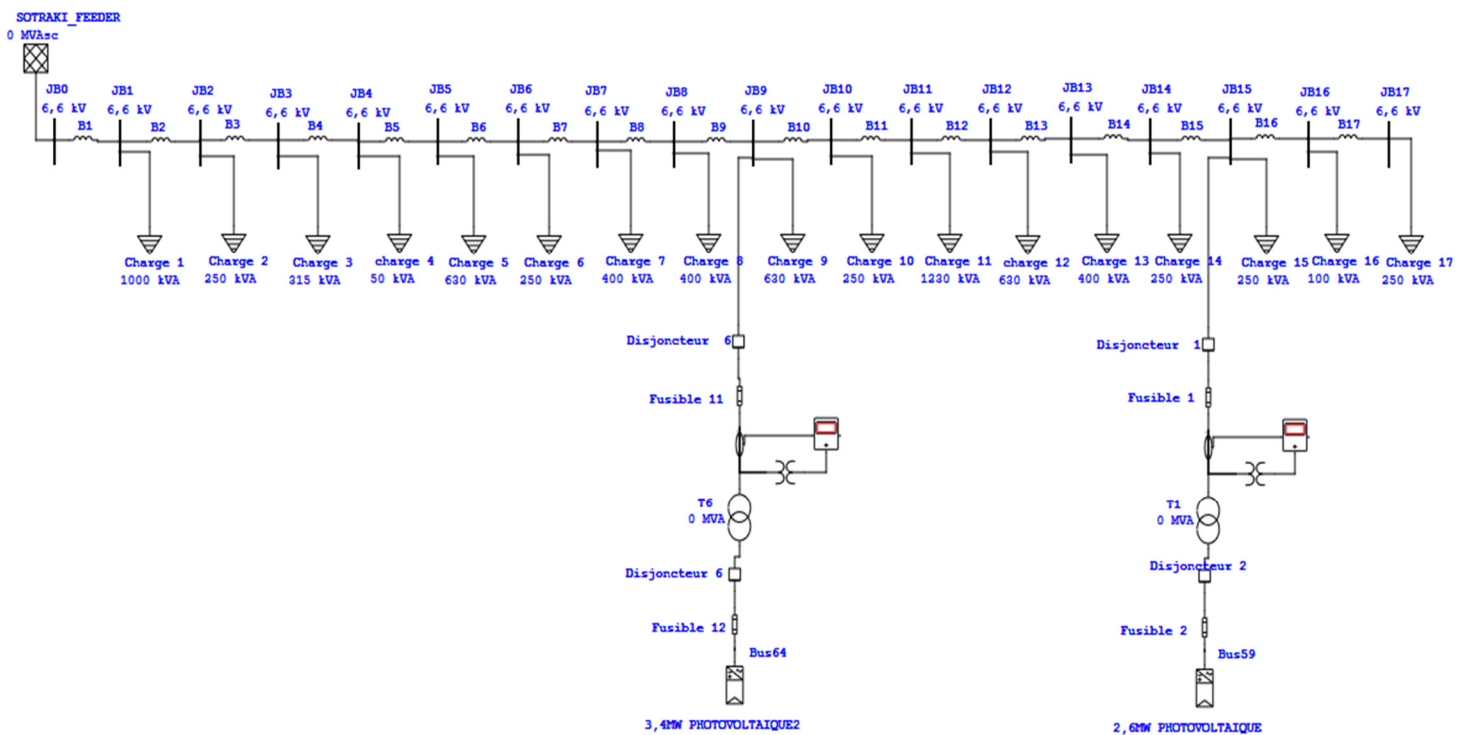


Figure 3.24 : Schéma intégration deux unités décentralisées réseau feeder Sotraki

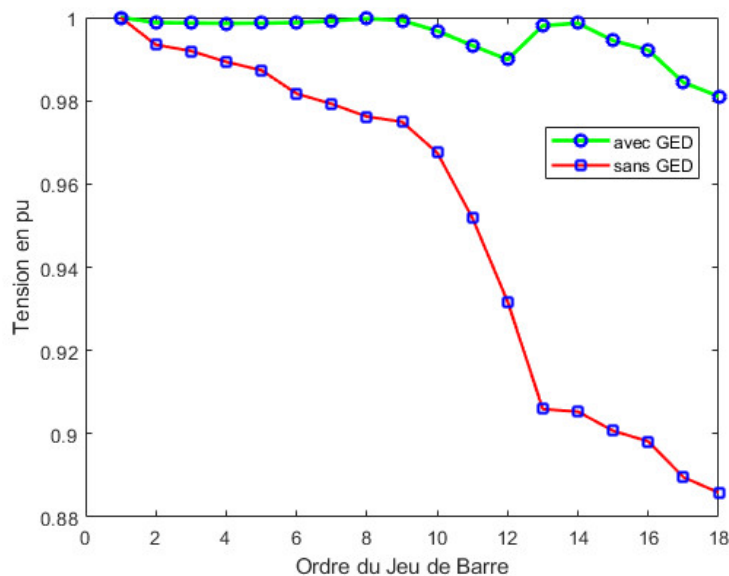


Figure 3.25 : Profil de tension avec insertion de 2 GED dans le réseau du feeder Sotraki

On note sur la figure 3.25 que l'intégration de deux jeux barre dans le feeder Sotraki permet d'améliorer le profil de la tension le long du réseau. La tension minimale du réseau après intégration correspond à 0,9811, ce qui est acceptable à la vue de la norme.

La figure 3.26 illustre la courbe des pertes de puissance active dans chaque branche après insertion de 2 GED.

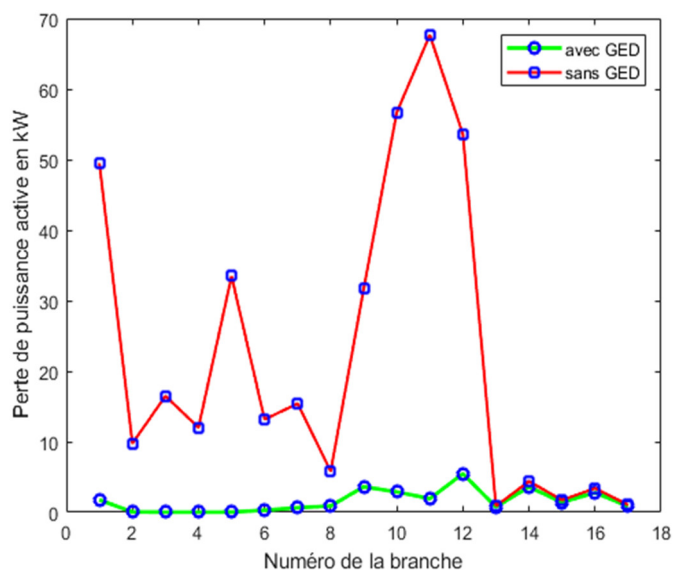


Figure 3.26 : Pertes de puissance avec insertion de 2 GED dans le réseau du feeder

On note sur la figure 3.27 que l'insertion de 2 unités de production décentralisé permet de réduire de manière très considérable les pertes de puissance actives. Le pic de puissance passe d'une valeur de 67,66kW sans insertion des GED à seulement 5,46kW après insertion. Cela représente une amélioration de près de 91,93%.

La Figure 3.27 illustre les courants de branche après insertion de deux unités de production décentralisé.

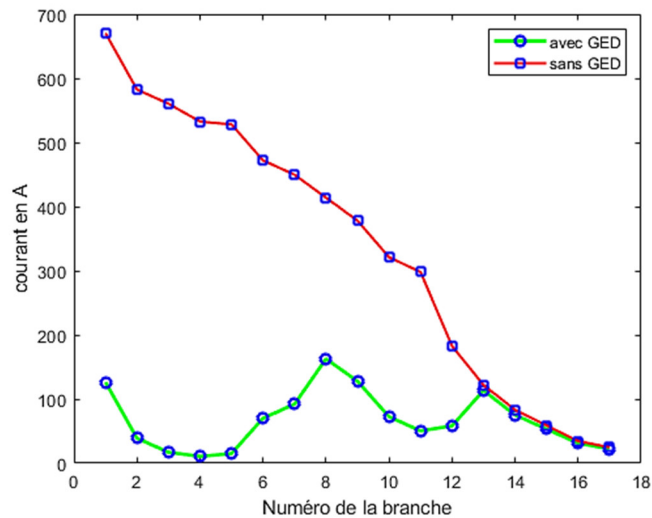


Figure 3.27 : Courant de branche après insertion de 2 unités de production décentralisé

On note que les courants dans chaque branche diminuent lors de l'intégration de 2 unités de production décentralisée. L'appel du courant au niveau de la première branche s'élève à seulement 126,5A avec l'insertion des GED comparativement à 670,5A sans intégration des GED. Le Tableau 16 résume les résultats obtenus lors de l'insertion de deux unités de production décentralisé de taille respectivement 3,4MW connectée au 8^{ieme} jeu de barre et 2,6MW connectée au 14^{eme} jeu de barre.

Tableau 16 Résultat insertion de 2 GED dans le réseau feeder Sotraki

Scenario	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives Total (kW)	Pertes Réactives Total (kVA)	Courant branche de départ (A)	Tension Minimale V_{min} (pu)
Sans GED	7285	376,6833	219,9624	670,5	0,8859 18 ^{ieme} JB
Avec GED	7285	26,9849	15,7633	126,5	0,9811 18 ^{ieme} JB
Taux réduction (%)		92,8362	92,8336	81,1335	-10,7461

Les résultats du tableau 16 nous permettent d'affirmer que l'intégration de deux unités dans le feeder Sotraki améliore le profil de tension le long du réseau et contribue de manière très considérable à la réduction des pertes. En effet, les pertes actives sont réduites à plus de 92% pendant que la tension la plus basse du réseau amélioré de près 10,8%. On note cependant que les deux GED constituent une puissance de 6MW à intégrer dans le réseau où la puissance installée est de 7,285MW. Dans ces conditions il apparaît clairement que les GED fourniront le plus de puissance comparativement à la source primaire d'énergie initialement connectée qui verra sa demande décroître (cfr. Figure 3.27). Les GED ayant été placés de manière à minimiser les pertes, en fournissant le plus de puissance dans le réseau il est clair que la réduction des pertes sera considérable tel est le cas ici.

3.4.2. Présentation des résultats feeder Route Sake

Pour améliorer les conditions d'exploitation du feeder Route Sake, nous utilisons l'algorithme illustré à la Figure 3.19. Cet algorithme repose sur l'initialisation d'une population de 30 chromosomes évoluant pendant 40 itérations pour l'algorithme génétique, et sur 20 particules évoluant également pendant 40 itérations pour l'algorithme PSO. Grâce à ces méthodes, nous avons déterminé qu'une unité de puissance active d'environ 8,7 MW insérée dans le 13ème jeu de barres comme illustré à la figure 3.28 améliore de manière significative les conditions d'exploitation de ce feeder.

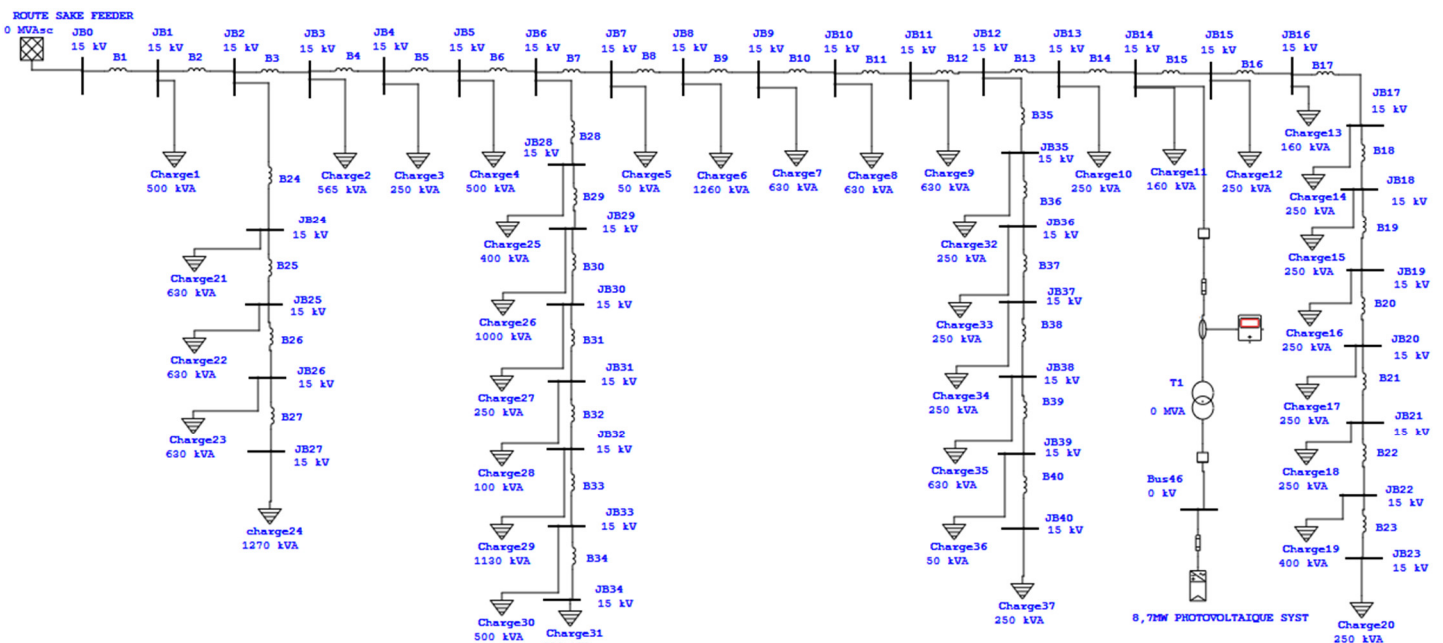


Figure 3.28 : Schéma intégration d'une unité décentralisée réseau feeder Route Sake

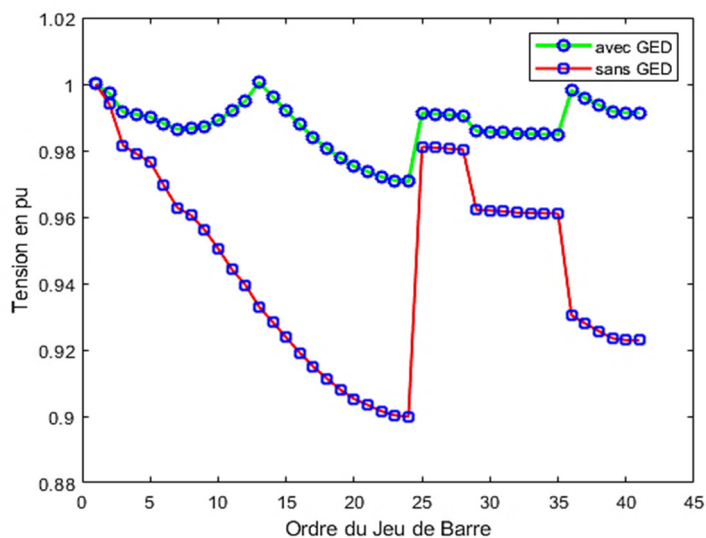


Figure 3.29 : Tension réseau feeder Route Sake insertion d'un GED

La figure 3.29 représente la courbe de la tension avant et après l'insertion du Générateur d'Énergie de Disponibilité (GED).

On note une nette amélioration du profil de la tension lors de l'insertion du GED au 13^{ième} jeu de barre. La plus petite valeur de la tension le long du réseau passe de 0,8999pu au 24^{ième} à 0,9707pu. Ceci correspond à une amélioration d'environ 7,87% comparativement à l'état initial. Avec une tension minimale de 0,9707 pu le long du réseau Route Sake, obtenue après l'insertion d'un GED, la norme recommandant une tension minimale de 0,95 pu dans un réseau est ainsi respectée, garantissant ainsi des conditions d'exploitation sûres.

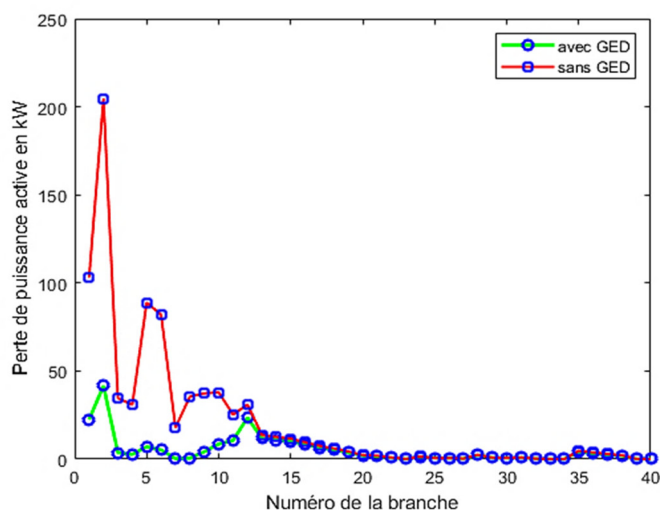


Figure 3.30 : Pertes de puissance active réseau feeder Route Sake

La figure 3.30 illustre la courbe des pertes dans chaque branche du réseau Route Sake avant et après intégration de l'unité de production décentralisé.

On note que grâce à l'insertion d'un GED, les pertes actives sont très sensiblement réduites. A titre illustratif, au niveau du 2^{me} jeu de barre, le pic de perte passe de 204,6kW à 41,6kW. Cela correspond à une diminution de 79,67%.

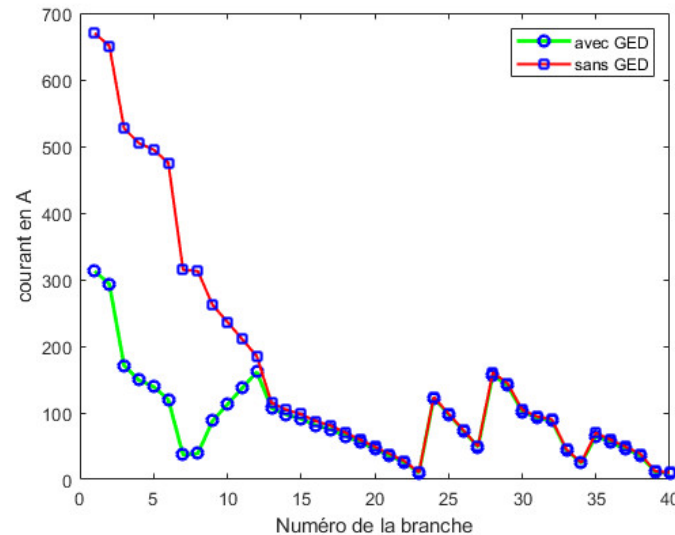


Figure 3.31 : Courant de branche avant et après insertion

La figure 3.31 montre que l'insertion du GED entraîne une réduction du courant au niveau du jeu de barres principal, qui passe de 670 A à 312,7 A, soit une diminution de 53,33 %. Cette réduction du courant améliore également le profil de la tension en diminuant la chute de tension le long du réseau.

Le Tableau 17 résume les résultats obtenus lors de l'ajout d'une unité de production décentralisée de 8,7 MW au 13^{ème} jeu de barres du feeder Route Sake.

Tableau 17 : Résultats feeder Route Sake avec une unité de production décentralisé

Scenario	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives Total (kW)	Pertes Réactives Total (kVA)	Courant branche de départ (A)	Tension Minimale V_{\min} (pu)
Sans GED	16575	821,5926	650,5749	670	0,8999 24 ^{ème} JB
Avec GED	16575	211,3243	167,3378	312,7	0,9707 24 ^{ème} JB
Taux réduction (%)		74,2787	74,2785	53,3284	-7.8675

L'intégration au 13^{ème} jeu de barre du feeder Route Sake d'un GED de 8,7MW conduit à une réduction d'environ 74% des pertes actives et réactive. Avec l'insertion du GED les pertes ne représentent que 1,63% de la puissance installée. Au vu du résultats du Tableau 17, on affirme aisément que l'intégration d'une unité de production décentralisé dans le feeder Route Sake permet de réduire les pertes actives tout en améliorant le profil de la tension le long du réseau.

Afin de favoriser l'intégration des unités de production décentralisées dans le feeder Route Sake, plusieurs unités peuvent y être installée et cela dans le but de minimiser les pertes tout en améliorant le profil de la tension. En utilisant l'algorithme illustré à la Figure 3.19 et en initialisant la population de l'algorithme génétique avec 30 chromosomes de taille 6 pour chaque variable (emplacement), tandis que l'algorithme PSO est initialisé avec 20 particules, on obtient après 40 itérations que l'algorithme génétique converge vers les emplacements correspondant au 16^{ème} et au 31^{ème} jeu de barres comme étant les emplacements optimaux pour l'intégration de deux unités de production décentralisées dans le réseau du feeder Sake tels qu'illustrer à la figure 3.32. Les tailles de ces unités sont respectivement d'environ 4,3 MW pour le 16^{ème} jeu de barres et d'environ 8,9 MW pour le 31^{ème} jeu de barres.

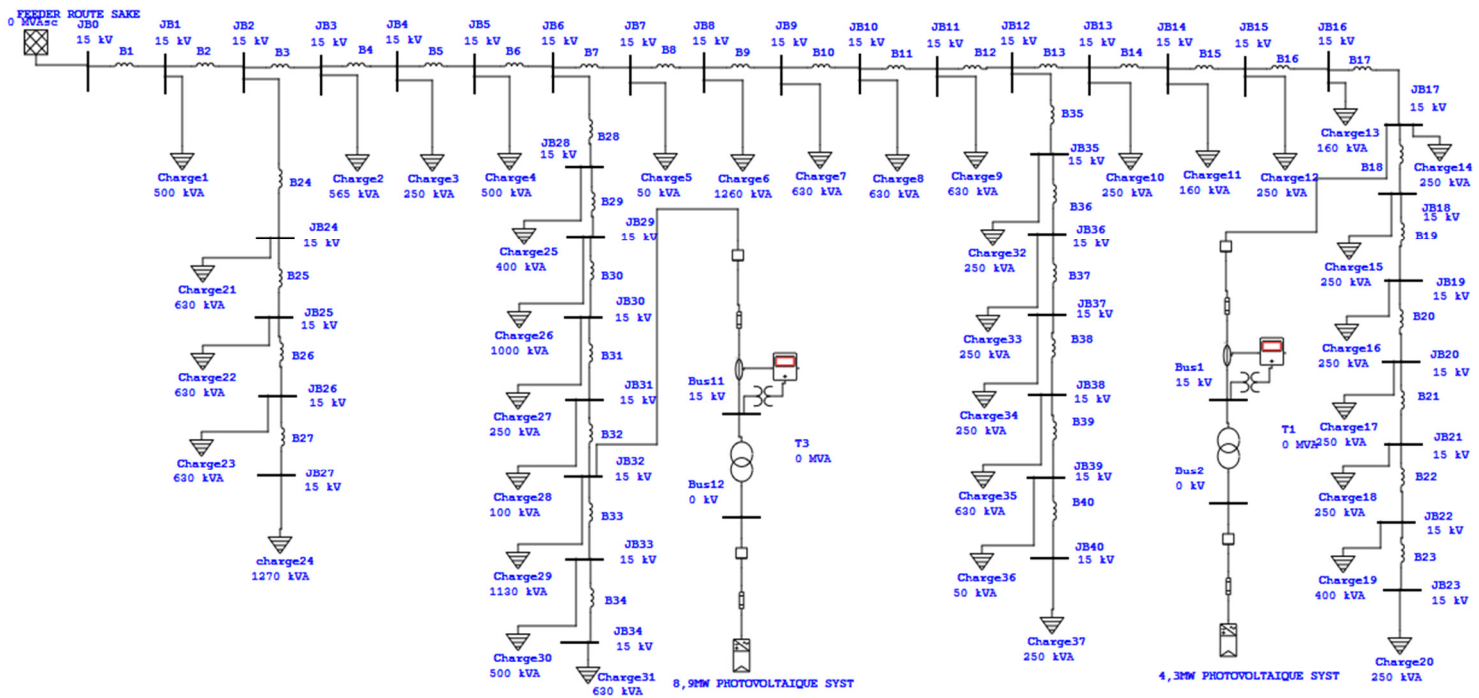


Figure 3.32 : Schéma intégration deux unités décentralisées réseau feeder Route Sake

La Figure 3.33 illustre la courbe de la tension avant et après insertion de 2 GED

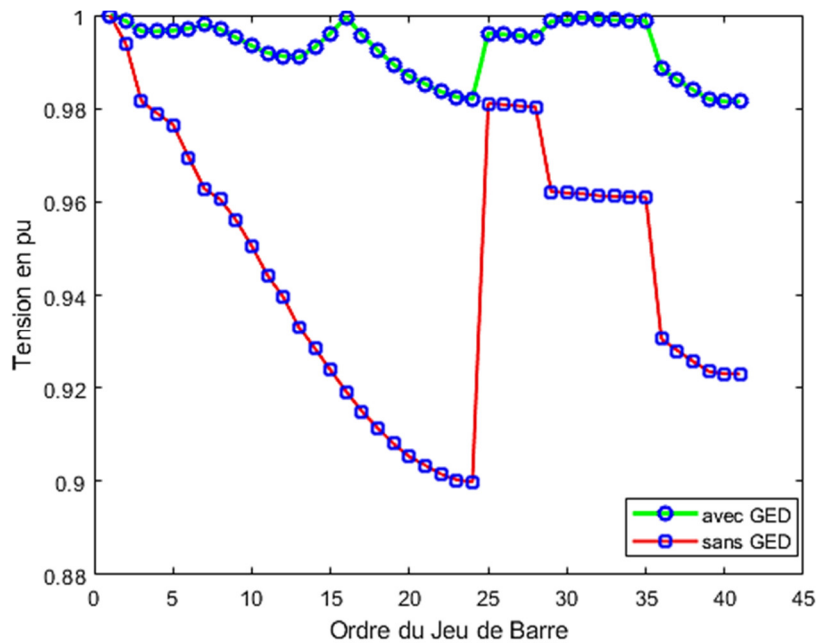


Figure 3.33 : Tension réseau feeder Route Sake avec insertion de 2 GED

On note sur la figure 3.33 que l'intégration de deux GED dans le réseau du feeder Route Sake permet d'améliorer le profil de la tension le long du réseau. La tension minimale du réseau après intégration correspond à 0,9815 ; ce qui est acceptable.

La Figure 3.34 illustre la courbe des pertes de puissance active dans chaque branche après insertion de 2 GED.

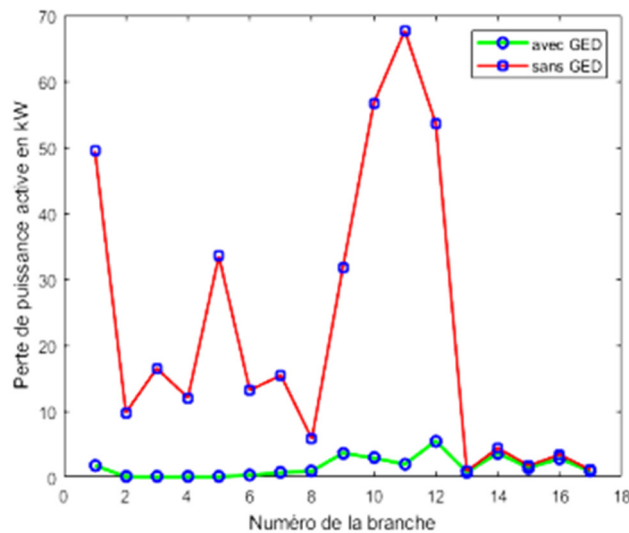


Figure 3.34 : Pertes de puissance avec insertion de 2 GED dans le réseau du feeder Route Sake

On note sur la Figure 3.34 que l'insertion de 2 unités de production décentralisé permet de réduire de manière très considérable les pertes de puissance actives. Le pic de puissance passe d'une valeur de 67,66kW sans insertion des GED à seulement 5,46kW après insertion. Cela représente une amélioration de près de 91,93%

La figure 3.35 illustre la courbe des pertes dans chaque branche après insertion de 2 GED.

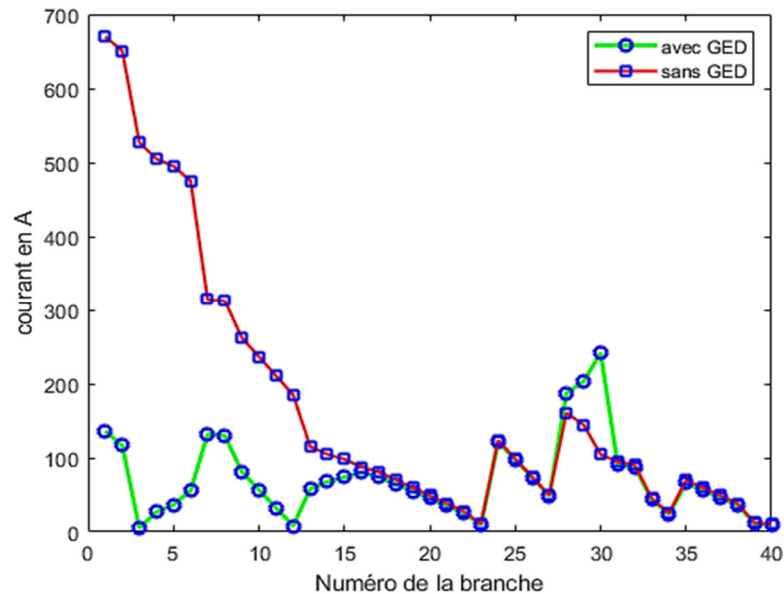


Figure 3.35 : Courant de branche avec insertion des GED

On note sur la Figure 3.35 que les courants dans chaque branche diminuent lors de l'intégration des 2 unités de production décentralisée. L'appel du courant au niveau de la première branche s'élève à seulement 136,1A avec l'insertion des GED comparativement à 670A sans intégration des GED. Le Tableau 18 résume les résultats obtenus lors de l'insertion de deux unités de production décentralisé de taille respectivement 4,3MW pour le 16^{ème} jeu de barre et 8,9MW pour le 31^{ème} jeu de barre.

Tableau 18 : Résultats feeder Route Sake avec deux unités de production décentralisé

Scenario	Puissance Installée (kVA)	Pertes Actives Total (kW)	Pertes Réactives Total (kVA)	Courant branche de départ (A)	Tension Minimale V_{min} (pu)
Sans GED	16575	821,5926	650,5749	670	0,8999 24 ^{ème} JB
Avec GED	16575	95,8651	75,915	136,1	0,9821 24 ^{ème} JB
Taux réduction (%)		88,3318	88,3311	79,6866	-9.0677

Les résultats du tableau 18 nous permettent d'affirmer que l'intégration de deux unités dans le réseau du feeder Route Sake améliore le profil de tension le long du réseau et contribue de manière très considérable à la réduction des pertes. Les pertes actives sont réduites de plus de 88% en intégrant les deux unités de production pendant que la tension est améliorée pour la valeur minimale à près de 9.0677%. Cette réduction est importante vu le taux d'intégration de ces unités décentralisées comparativement à la puissance installée. En effet, les deux unités de production constituent une puissance aux environ de 13,2 MW pour une puissance installée de 16,575 MVA. À la vue de ces résultats, le plus d'énergie sera fourni par les GED dont les emplacements ont été choisis de manière à minimiser les pertes d'où une réduction importante.

3.4.3. Présentation des résultats de la réduction des pertes actives et l'amélioration du profil de la tension dans le réseau MT de la ville.

Le calcul d'écoulement de puissance réalisé au point 3.3 nous permet de chiffrer les pertes actives totales du réseau de la ville de Goma à 1,6706 MW.

Les pertes actives du feeder Route Sake ont été chiffrées à 821,5926kW représentant à elles seules un peu plus de 49,18% des pertes totales actives du réseau de la SNEL/Goma. Celles du feeder Sotraki ont été évaluées à 376,833kW ce qui représente 22,56% des pertes totales du réseau. Ainsi les deux feeders représentent 71,74% des pertes actives totales du réseau.

Afin de minimiser les pertes dans le réseau MT de la SNEL/Goma une unité de productions décentralisées a été intégrée respectivement aux feeders Sotraki et Route Sake au point 3.4 les résultats nous renseignent que :

- L'intégration d'une unité de production décentralisée de puissance 3,1MW connectée au 13^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki permet de réduire à 62,9428kW les pertes actives dans ce réseau.
- L'intégration d'un GED de puissance 8,7MW connectée au 13^{ème} jeu de barre du feeder Route Sake permet de réduire les pertes actives à 211,3243kW.

Avec ces deux unités de production décentralisées intégrées chacune dans leur feeder respectif les pertes actives dans tout le réseau MT passent de 1,6706 MW à 746,555kW ce qui correspond à une réduction de près de 55,31%.

Afin de réduire le plus possible les pertes actives plusieurs GED peuvent être intégrés dans différents feeders. Les résultats de l'intégration dans le feeder Sotraki et Route Sake nous renseignent que :

- L'intégration de deux GED de puissance respectivement égales à 3,4MW connectée au 8^{ème} jeu de barre et 2,6MW connectée au 14^{ème} jeu de barre réduisent les pertes active à 26,9849kW pour le réseau du feeder Sotraki.
- L'intégration de deux GED de puissance respectivement égales à 4,3MW connectée au 16^{ème} jeu de barre et 8,9MW connectée au 31^{ème} jeu de barre permettent de réduire à 95,8651kW les pertes actives pour ce feeder.

Avec ces 4 unités de production décentralisé intégrées chacun dans leur feeder les pertes active dans tout le réseau MT passent de 1,6706 MW à 595,1384kW, Ce qui correspond à une réduction de près de 64,37%.

Avec ces résultats on affirme que l'intégration des productions des unités de production décentralisée permet de réduire les pertes de puissance actives.

Notons aussi que la tension minimum du réseau MT de la SNEL/Goma se situe au 18^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki avec une valeur de 0,8859pu. Après insertion des GED la plus faible tension se situe au 12^{ème} jeu de barre du feeder Centre avec une valeur de 0. 9635pu ce qui correspond à une amélioration de plus de 8,759% comparativement à la situation initiale. L'intégration des productions décentralisée permet ainsi d'améliorer le profil de la tension le long du réseau MT de la SNEL/Goma.

3.5. Conclusion partielle

Dans ce chapitre, la présentation du réseau électrique moyenne tension de la SNEL/Goma a été effectuée. Les pertes de puissance active dans ce réseau ont été évaluée à 1,6706 MW grâce au calcul d'écoulement de puissance par la méthode directe d'écoulement de puissance. Un algorithme d'optimisation combinant l'algorithme génétique et l'algorithme *Particule Swarm Optimisation* pour la détermination de la taille et l'emplacement optimum des productions d'énergie décentralisées a été proposé et ses résultats pour le réseau MT de la SNEL/Goma présentés. Ces résultats nous ont permis d'affirmer que :

- Deux unités de production décentralisée de puissance respectivement 3,1MW connectée au 13^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki et 8,7MW au 13^{ème} jeu de barre du feeder Route Sake permettent de réduire de 55,31% les pertes actives.
- Quatre unités de production décentralisée de puissance respectivement 3,4MW connectée au 8^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki ; 2,6MW connectée au 14^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki ; 4,3MW connectée au 16^{ème} jeu de barre du feeder Route Sake et 8,9MW

connectée au 31^{ème} jeu de barre du feeder Route Sake permettent de réduire de 64,37% les pertes actives.

- L'insertion des générateurs d'énergie décentralisée dans le réseau MT de la SNEL/Goma améliore le profil de la tension le long de ce dernier en rehaussant de près de 8,759% la plus faible tension réseau.

Conclusion générale

Dans notre travail portant sur l'optimisation de l'intégration des énergies renouvelable dans un réseau de distribution, nous nous sommes fixés comme objectif de déterminer l'emplacement et la taille d'un (des) générateur(s) de production décentralisée basée sur l'exploitation de l'énergie solaire permettant de réduire les pertes actives tout en améliorant le profil de la tension dans le réseau de distribution MT de la SNEL/Goma. Pour y parvenir un calcul d'écoulement de puissance basé sur la méthode backward/forward a été implémenté à l'aide du logiciel MATLAB pour tous les feeders du réseau. Le résultat nous a permis de déterminer les pertes active dans le réseau MT de la SNEL qui s'élèvent à environ 1,67MW. Deux feeders, entre autres le feeder Sotraki et le feeder Route Sake représentent à eux seuls 71,4% des toutes les pertes active du réseau.

Afin de réduire cette perte de puissance un algorithme combinant l'algorithme génétique et l'algorithme Particule Swarm Optimisation a été implémenté dans le logiciel MATLAB. L'algorithme génétique permet la détermination de l'emplacement optimal quant à l'algorithme Particule Swarm Optimisation permet la détermination de la taille optimale de(s) générateur(s) d'énergie décentralisée à intégrer. Les résultats obtenus nous montrent que :

- L'intégration d'une unité de production décentralisée de puissance 3,1MW connectée au 13^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki et d'un autre de puissance 8,7MW connectée au 13^{ème} jeu de barre du feeder Route Sake permet de faire passer les pertes actives dans tout le réseau de 1,6706 MW à 746,555kW ce qui correspond à une réduction de près de 55,31%.
- L'intégration de deux générateurs d'énergie décentralisée de puissance respectivement égales à 3,4MW connectée au 8^{ème} jeu de barre et 2,6MW connectée au 14^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki ainsi que deux générateurs d'énergie décentralisée de puissance respectivement égales à 4,3MW connectée au 16^{ème} jeu de barre et 8,9MW connectée au 31^{ème} jeu de barre du feeder Route Sake permettent de faire passer les pertes active dans tout le réseau MT de 1,6706 MW à 595,1384kW ce qui correspond à une réduction de près de 64,37%.
- Avec l'intégration des unités de production décentralisé dans le réseau MT/SNEL la tension minimale du réseau située au 18^{ème} jeu de barre du feeder Sotraki avec une valeur de 0,8859pu passe à 0.9635pu située au 12^{ème} jeu de barre du feeder Centre, ce qui correspond à une amélioration de 8,759% pour la tension la plus basse le long du réseau.

Au vu de ces résultats nous affirmons que :

- Il est possible de déterminer, grâce aux calculs d'écoulement de puissance basés sur l'algorithme Backward/Forward, le profil de la tension le long de tous les nœuds du réseau de distribution MT de la ville de Goma ainsi que la perte de puissance le long de ce réseau.
- Il est possible grâce à l'usage l'algorithme génétique et l'algorithme Particule Swarm Optimisation de déterminer l'emplacement et la taille optimale d'une (des) unité(s) de production décentralisée permettant de réduire la perte de puissance active, assurer la stabilité du réseau tout en améliorant son profil de la tension.

Pour compléter ce travail, nous pouvons suggérons les approches suivantes :

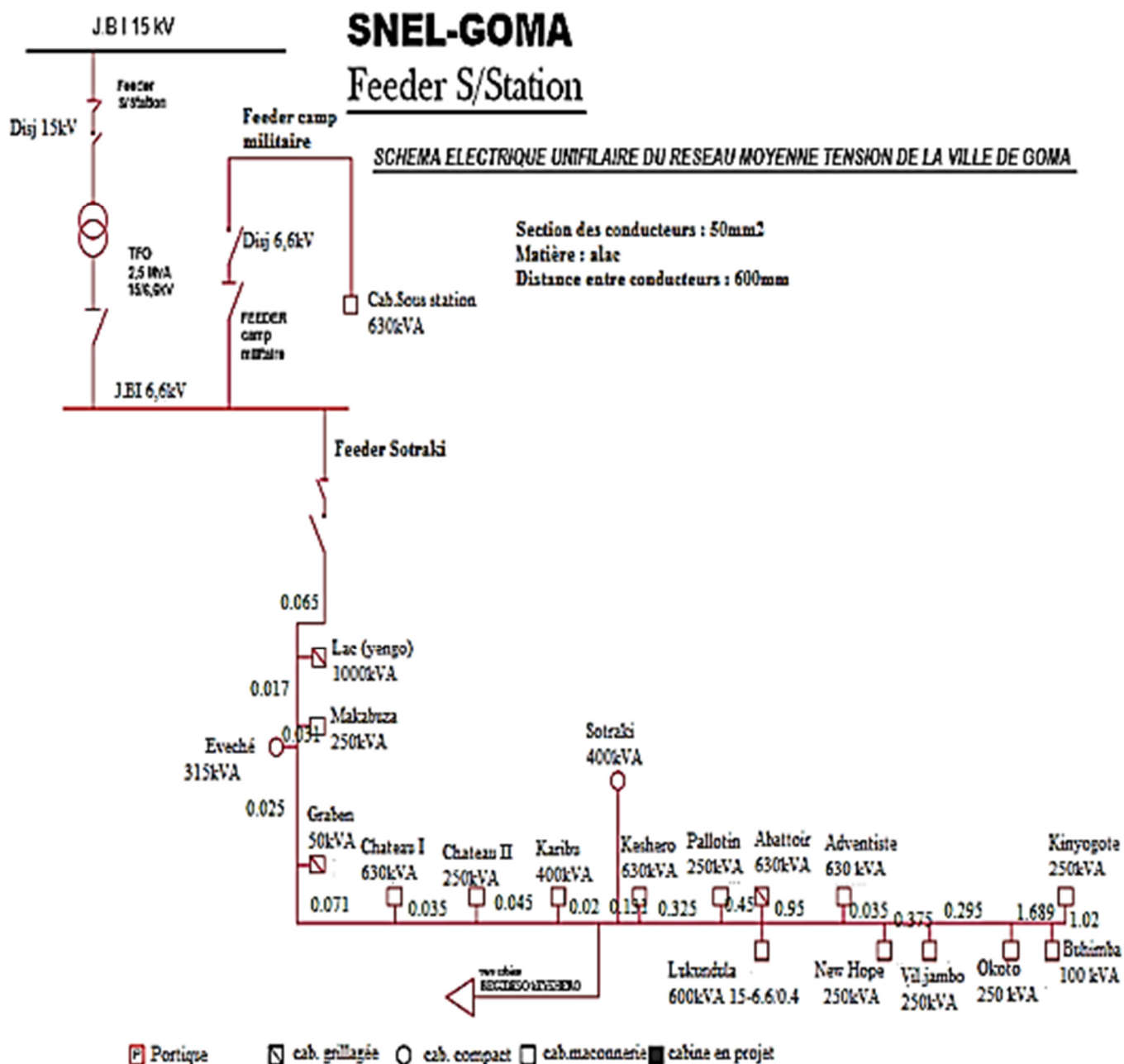
- Une étude portant sur l'analyse économique de l'intégration des unités de production décentralisé basée sur l'énergie solaire dans le réseau MT/SNEL Goma permettant de définir sa rentabilité économique.
- Une étude technico-économique portant sur l'intégration d'autres types d'énergie renouvelable autres que le solaire.

Bibliographie

- [1] I. E. Agency. [Online].
- [2] M. Q. Duong and T. D. Pham, "Determination of Optimal Location and Sizing of Solar Photovoltaic Distribution Generation Units in Radial Distribution Systems," *energies*, no. doi:10.3390/en12010174, 2019.
- [3] W. P. Review, "Goma Population 2024," World Population Review, [Online]. Available: <https://worldpopulationreview.com/world-cities/goma-population>. [Accessed 12 Janvier 2024].
- [4] M. bertille, Analyse technico-economique du reseau de distribution de la SNEL/GOMA, GOMA: ULPGL, 2018.
- [5] "Optimisation de l'emplacement et de la taille d'une production décentralisée dans un réseau de distribution par l'algorithme génétique," UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, Alger, 2022.
- [6] A. A. Ameri, "Méthodes analytiques d'étude pour la diminution des pertes de puissance dans les réseaux électriques maillés en utilisant des techniques d'optimisation pour le dimensionnement et l'emplacement des générateurs décentralisés," Université du Havre, Normandie, 2017.
- [7] M. M. H. Bhaskar Nagar, Lecture notes on electrical distribution systems, J. B. Institute of Engineering and Technology.
- [8] P. JACOB, Distribution de l'énergie, marseille: academie d'aix marseille, 2014.
- [9] Stratégies d'Intégration Optimale de Sources des Énergies Renouvelables dans le Réseau de Distribution Électrique en Considérant des Indices Techniques et Économiques, ALGÉRIE: UNIVERSITÉ DES FRÈRES MENTOURI - CONSTANTINE 1, 2022.
- [10] M. Moradi, "A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems," *elsevier*, pp. 66-74, 2012.
- [11] Y. Cooren, Perfectionnement d'un algorithme adaptatif d'optimisation par essaim particulière : application en génie médical et en électronique, Paris: Université Paris-Est, 2008.

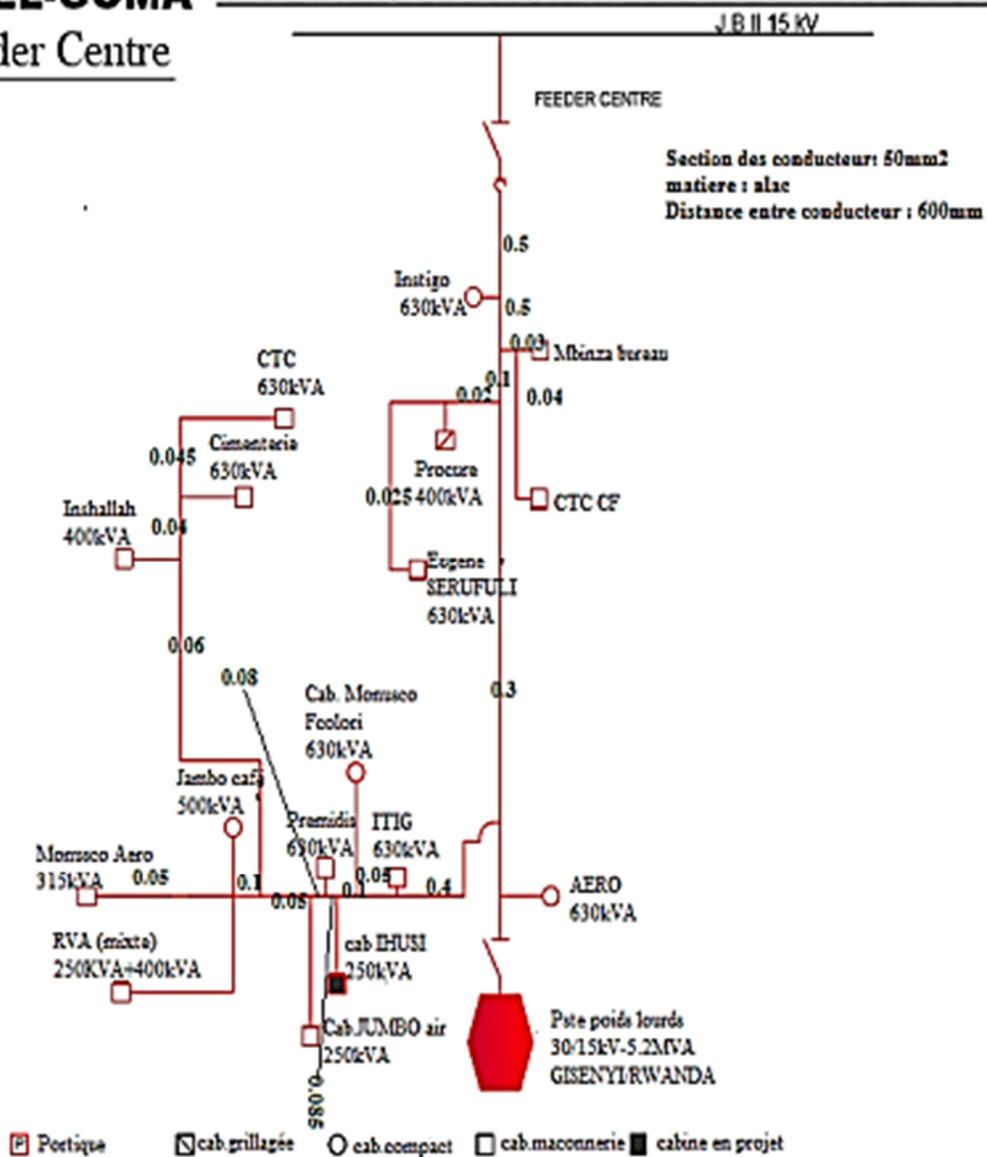
- [12] T. Gonen, Electric Power distribution system engineering, CRC Press, 2007.
- [13] E. Y. Debbakh Saad, Minimisation des pertes d'un réseau électrique de distribution en présence d'un générateur d'énergie dispersé par une méthode hybride PSO-Firefly, OUARGLA: UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, 2021.
- [14] B. M. Olivier, Cours de Centrales et Reseaux, Goma: Universite Libre des Pays de Grand Lacs, 2022.

Annexe A



Annexe B

SNEL-GOMA SCHEMA ELECTRIQUE UNIFILAIRE DU RESEAU MOYENNE TENSION DE LA VILLE DE GOMA Feeder Centre

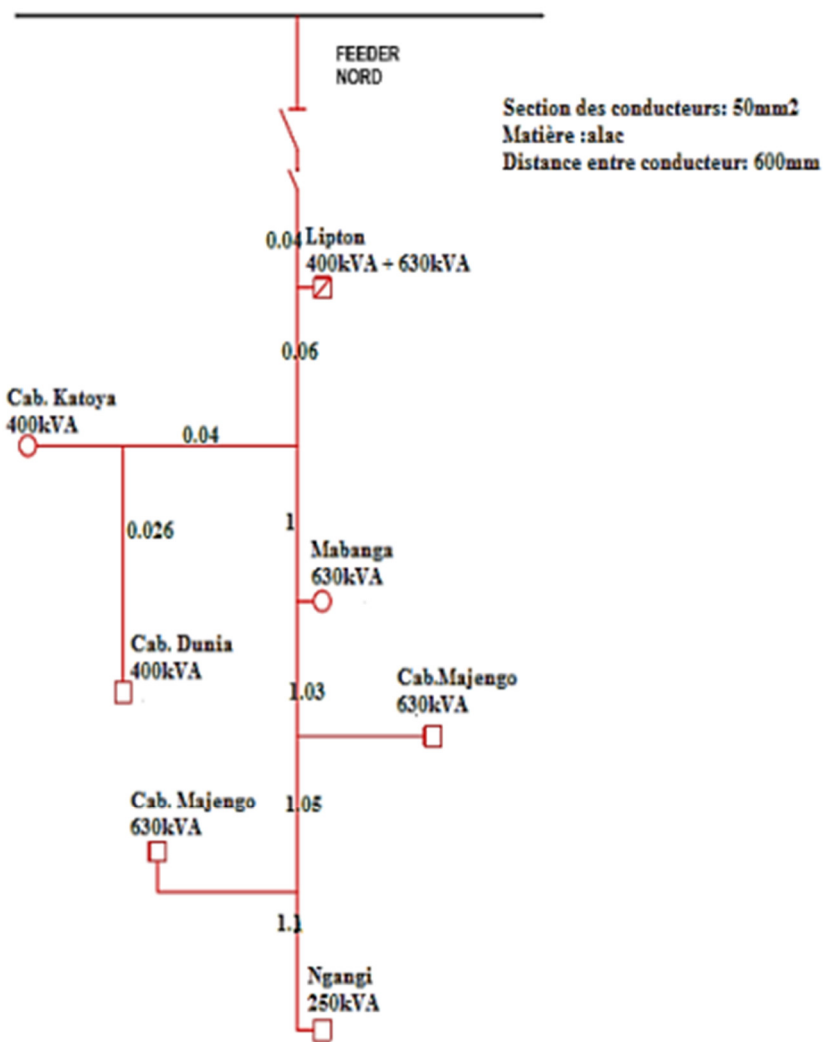


Annexe C

SNEL-GOMA SCHEMA ELECTRIQUE UNIFILAIRE DU RESEAU MOYENNE TENSION DE LA VILLE DE GOMA

FeederNord

J.B I 15 KV

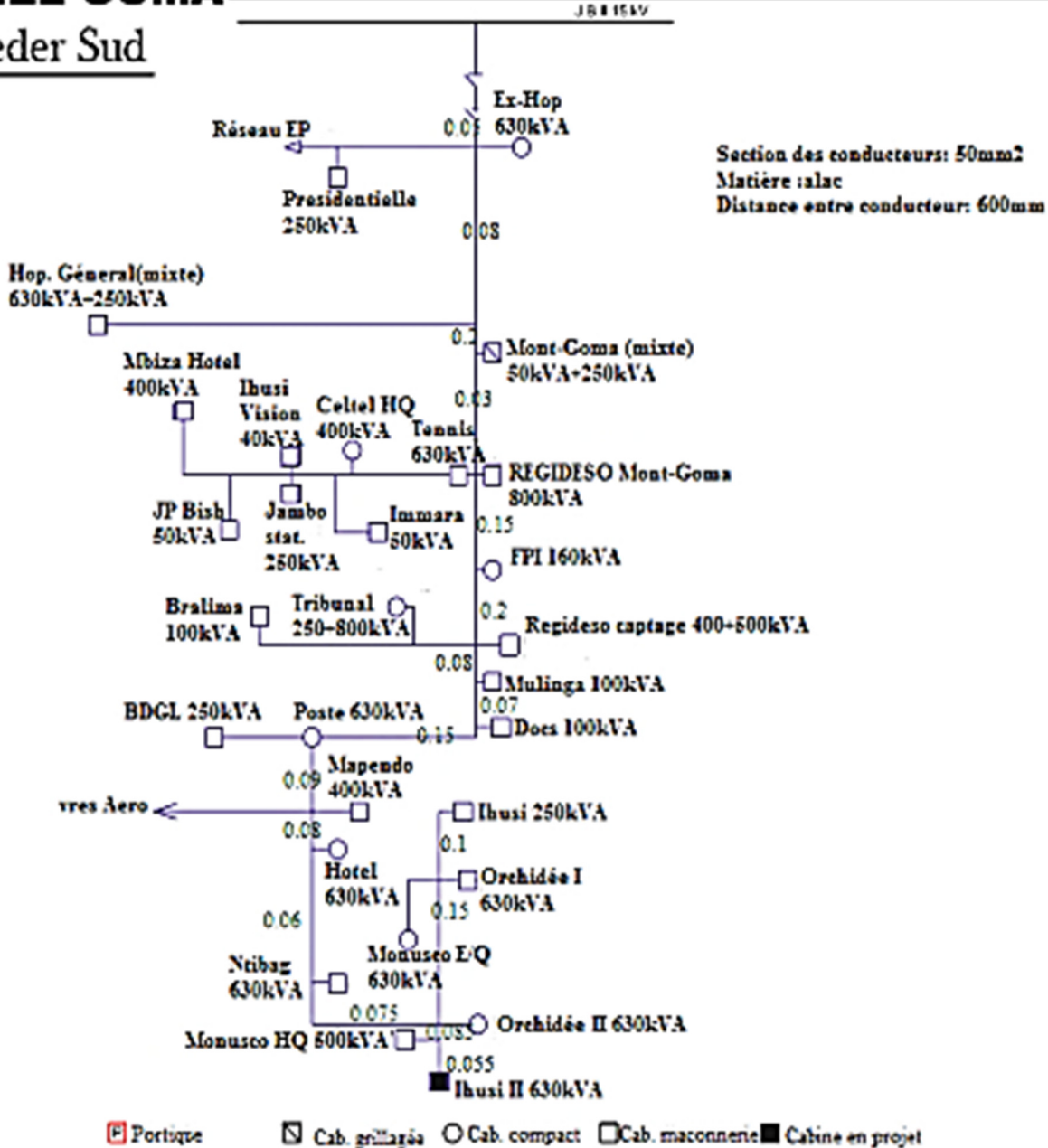


 Portique
 Cab. grillagée
 ○ Cab. Compact
 □ Cab. Maçonnerie
 ■ Cab. en projet

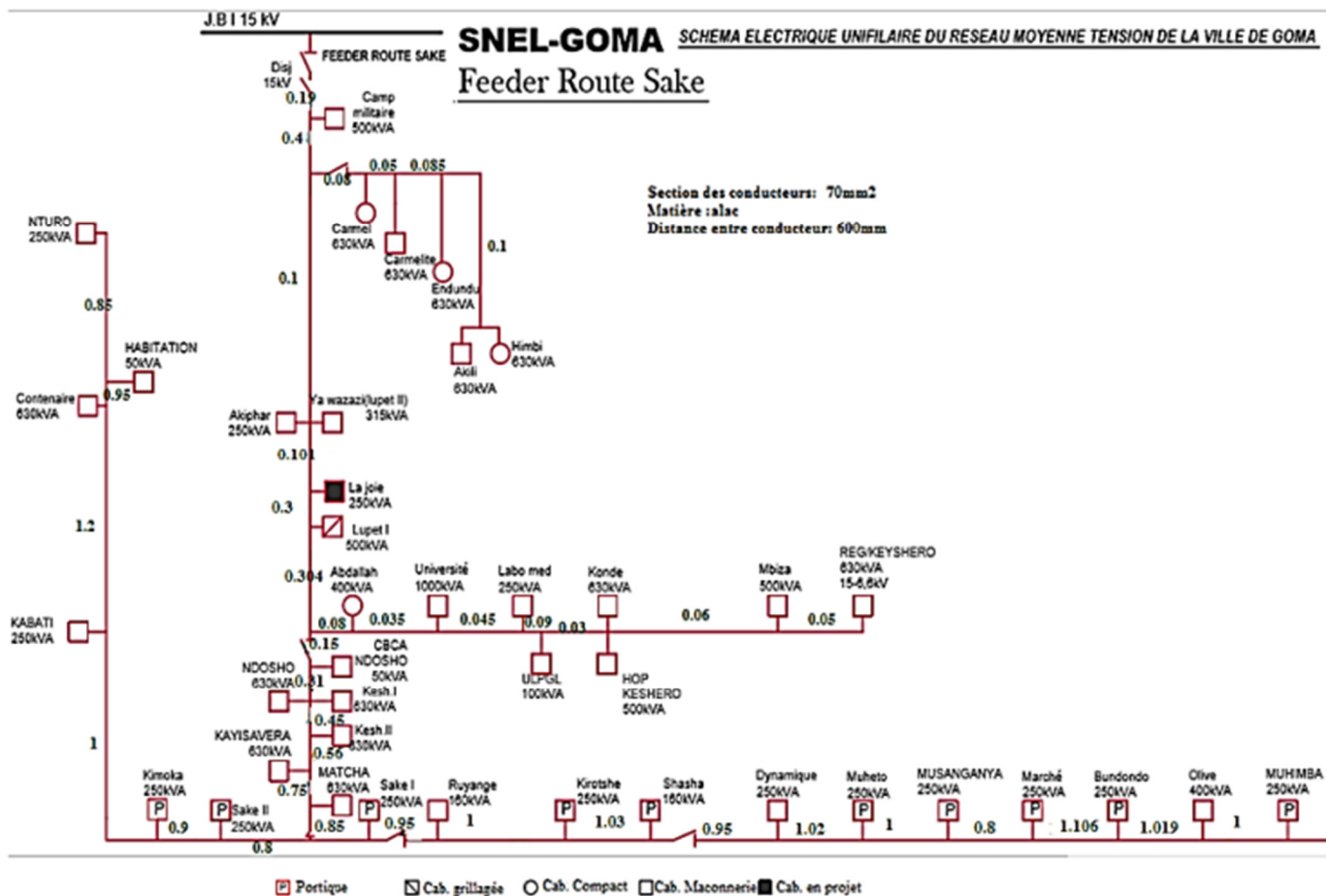
Annexe D

SNEL-GOMA SCHEMA ELECTRIQUE UNIFILAIRE DU RESEAU MOYENNE TENSION DE LA VILLE DE GOMA

Feeder Sud



Annexe E



Annexe F

Code Python extraction données

F.1 Feeder Sotraki

```

import pandas as pd
import xlswriter
import numpy as np
l=[0.065 ,0.017, 0.031, 0.025, 0.071, 0.035, 0.045, 0.02, 0.131, 0.325,0.450, 0.95, 0.035, 0.375, 0.295,
1.689, 1.02]
l = [x*1000 for x in l]
S=[1000, 250, 315, 50, 630, 250, 400, 400, 630, 250, 1230, 630, 400, 250,250, 100, 250]
df1 = pd.DataFrame(l,columns=['longueur'])
df2 = pd.DataFrame(S,columns=['puissance'])
frequence = 50
section = 50 * 10**-6
resistivite = 2.82* 10**-8
distance=60* 10**-2 #distance between to conductors
rayon = (np.sqrt((4*section)/np.pi))/2 #rayon du conducteur
resistance = [(resistivite/section)*x for x in l]
distEqui = (distance**2 * (2*distance))**(1/3) #distance Equivalente
inductance = [2*np.pi*frequence*((2* 10**-7)*np.log(distEqui/rayon)*x) for x in l]
df3 = pd.DataFrame(resistance,columns=['resistance'])
df4 = pd.DataFrame(inductance,columns=['reactance'])
frames = [df1,df2,df3,df4]
data = pd.concat(frames,axis=1)
writer = pd.ExcelWriter('test.xlsx',engine='xlswriter')
data.to_excel(writer,sheet_name='welcome',index=False)

```

F.2 Feeder Centre

```

import pandas as pd
import xlswriter
import numpy as np
l=[0.5, 0.5, 0.1, 0.3, 0.4, 0.05, 0.1, 0.085, 0.08, 0.05, 0.1, 0.05, 0.03,0.04, 0.02, 0.025, 0.06, 0.04,
0.045]
l = [x*1000 for x in l]
S=[630, 0,0,630, 630, 630, 250 ,630, 250,0, 1150, 315, 100, 100, 400, 630, 400, 630, 630]
df1 = pd.DataFrame(l,columns=['longueur'])
df2 = pd.DataFrame(S,columns=['puissance'])
frequence = 50
section = 50 * 10**-6
resistivite = 2.82* 10**-8
distance=60* 10**-2 #distance between to conductors
rayon = (np.sqrt((4*section)/np.pi))/2 #rayon du conducteur
resistance = [(resistivite/section)*x for x in l]
distEqui = (distance**2 * (2*distance))**(1/3) #distance Equivalente
inductance = [2*np.pi*frequence*((2* 10**-7)*np.log(distEqui/rayon)*x) for x in l]
df3 = pd.DataFrame(resistance,columns=['resistance'])
df4 = pd.DataFrame(inductance,columns=['reactance'])
frames = [df1,df2,df3,df4]
data = pd.concat(frames,axis=1)
writer = pd.ExcelWriter('testCentre.xlsx',engine='xlswriter')
data.to_excel(writer,sheet_name='welcome',index=False)
writer.save()

```

F.3 Feeder Nord

```

import pandas as pd
import xlswriter
import numpy as np
l=[0.04, 0.06, 1, 1.03, 1.05, 1.1, 0.04, 0.26]
l = [x*1000 for x in l]

```

```

S=[1030,0,630,630,630,250,400,400]
df1 = pd.DataFrame(l,columns=['longueur'])
df2 = pd.DataFrame(S,columns=['puissance'])
frequence = 50
section = 50 * 10**-6
resistivite = 2.82* 10**-8
distance=60* 10**-2 #distance between to conductors
rayon = (np.sqrt((4*section)/np.pi))/2 #rayon du conducteur
resistance = [(resistivite/section)*x for x in l]
distEqui = (distance**2 * (2*distance))**(1/3) #distance Equivalente
inductance = [2*np.pi*frequence*((2* 10**-7)*np.log(distEqui/rayon)*x) for x in l]
df3 = pd.DataFrame(resistance,columns=['resistance'])
df4 = pd.DataFrame(inductance,columns=['reactance'])
frames = [df1,df2,df3,df4]
data = pd.concat(frames,axis=1)
writer = pd.ExcelWriter('testNord.xlsx',engine='xlsxwriter')
data.to_excel(writer,sheet_name='welcome',index=False)
writer.save()

```

F.4 Feeder Sud

```

import pandas as pd
import xlsxwriter
import numpy as np
l=[0.05, 0.08, 0.2, 0.03, 0.15, 0.2, 0.08, 0.07, 0.15,0.09, 0.08, 0.06,0.075,0.15, 0.1, 0.02, 0.05, 0.07,
0.03, 0.03, 0.02, 0.02, 0.02, 0.085,0.055]
l = [x*1000 for x in l]
S=[880,880,300,800,160,900,100,100,880,400,630,630,630,630,250, 630, 400, 50,290, 50, 400, 1050,
100, 500, 630]
df1 = pd.DataFrame(l,columns=['longueur'])
df2 = pd.DataFrame(S,columns=['puissance'])
frequence = 50
section = 50 * 10**-6

```

```

resistivite = 2.82* 10**-8
distance=60* 10**-2 #distance between to conductors
rayon = (np.sqrt((4*section)/np.pi))/2 #rayon du conducteur
resistance = [(resistivite/section)*x for x in l]
distEqui = (distance**2 * (2*distance))**(1/3) #distance Equivalente
inductance = [2*np.pi*frequence*((2* 10**-7)*np.log(distEqui/rayon)*x) for x in l]
df3 = pd.DataFrame(resistance,columns=['resistance'])
df4 = pd.DataFrame(inductance,columns=['reactance'])
frames = [df1,df2,df3,df4]
data = pd.concat(frames,axis=1)
writer = pd.ExcelWriter('testSud.xlsx',engine='xlsxwriter')
data.to_excel(writer,sheet_name='welcome',index=False)
writer.save()

```

F.5 Feeder Route Sake

```

import pandas as pd
import xlsxwriter
import numpy as np
l=[0.19, 0.4,0.103, 0.1, 0.3, 0.3, 0.15, 0.3, 0.45, 0.56,0.47, 0.75, 0.85, 0.95, 1, 1.03, 0.95, 1.02, 1,
0.81, 1.06, 1.019,1, 0.08, 0.05, 0.085, 0.1, 0.08, 0.035, 0.045, 0.09, 0.03,0.06, 0.05, 0.8, 0.9, 1, 1.2,
0.95, 0.085]
l = [x*1000 for x in l]
S=[500, 0, 565, 250, 500, 0, 50, 1260, 630, 630, 630, 0, 250, 160, 250, 160, 250, 250, 250,250, 250,
400, 250, 630, 630, 630, 1260, 400, 1000, 250, 100, 1130, 500, 630, 250, 250, 250,630, 50, 250]
df1 = pd.DataFrame(l,columns=['longueur'])
df2 = pd.DataFrame(S,columns=['puissance'])
frequence = 50
section = 70 * 10**-6
resistivite = 2.82* 10**-8
distance=60* 10**-2 #distance between to conductors
rayon = (np.sqrt((4*section)/np.pi))/2 #rayon du conducteur
resistance = [(resistivite/section)*x for x in l]

```

```
distEqui = (distance**2 * (2*distance))**(1/3) #distance Equivalente
inductance = [2*np.pi*frequence*((2* 10**-7)*np.log(distEqui/rayon)*x) for x in l]
df3 = pd.DataFrame(resistance,columns=['resistance'])
df4 = pd.DataFrame(inductance,columns=['reactance'])
frames = [df1,df2,df3,df4]
data = pd.concat(frames,axis=1)
writer = pd.ExcelWriter('testSotraki.xlsx',engine='xlsxwriter')
data.to_excel(writer,sheet_name='welcome',index=False)
writer.save()
data.head()
```

Annexe G

Codes Matlab

G.1 Fonction des données de chaque jeu de barre

```
function busdata=busdata_radial_bus(nbus)busdataSotraki=
```

```
    1      0      0      0      0
    2    1000      0      0      0
    3     250      0      0      0
    4     315      0      0      0
    5      50      0      0      0
    6     630      0      0      0
    7     250      0      0      0
    8     400      0      0      0
    9     400      0      0      0
   10     630      0      0      0
   11     250      0      0      0
   12    1230      0      0      0
   13     630      0      0      0
   14     400      0      0      0
   15     250      0      0      0
   16     250      0      0      0
   17     100      0      0      0
   18     250      0      0      0
```

```
];
```

```
busdataCentre=
```

```
    1      0      0      0      0
    2    630      0      0      0
    3      0      0      0      0
    4      0      0      0      0
    5    630      0      0      0
    6    630      0      0      0
```

7	630	0	0	0
8	250	0	0	0
9	630	0	0	0
10	250	0	0	0
11	0	0	0	0
12	1150	0	0	0
13	315	0	0	0
14	100	0	0	0
15	100	0	0	0
16	400	0	0	0
17	630	0	0	0
18	400	0	0	0
19	630	0	0	0
20	630	0	0	0

];

busdataNord=[

1	0	0	0	0
2	1030	0	0	0
3	0	0	0	0
4	630	0	0	0
5	630	0	0	0
6	630	0	0	0
7	250	0	0	0
8	400	0	0	0
9	400	0	0	0

];

busdataSud =

1	0	0	0	0
2	880	0	0	0
3	880	0	0	0
4	300	0	0	0
5	800	0	0	0

6	160	0	0	0
7	900	0	0	0
8	100	0	0	0
9	100	0	0	0
10	880	0	0	0
11	400	0	0	0
12	630	0	0	0
13	630	0	0	0
14	630	0	0	0
15	630	0	0	0
16	250	0	0	0
17	630	0	0	0
18	400	0	0	0
19	50	0	0	0
20	290	0	0	0
21	50	0	0	0
22	400	0	0	0
23	1050	0	0	0
24	100	0	0	0
25	500	0	0	0
26	630	0	0	0];

busdataSake = [

1	0	0	0	0
2	500	0	0	0
3	0	0	0	0
4	565	0	0	0
5	250	0	0	0
6	500	0	0	0
7	0	0	0	0
8	50	0	0	0
9	1260	0	0	0

10	630	0	0	0
11	630	0	0	0
12	630	0	0	0
13	0	0	0	0
14	250	0	0	0
15	160	0	0	0
16	250	0	0	0
17	160	0	0	0
18	250	0	0	0
19	250	0	0	0
20	250	0	0	0
21	250	0	0	0
22	250	0	0	0
23	400	0	0	0
24	250	0	0	0
25	630	0	0	0
26	630	0	0	0
27	630	0	0	0
28	1260	0	0	0
29	400	0	0	0
30	1000	0	0	0
31	250	0	0	0
32	100	0	0	0
33	1130	0	0	0
34	500	0	0	0
35	630	0	0	0
36	250	0	0	0
37	250	0	0	0
38	250	0	0	0
39	630	0	0	0
40	50	0	0	0
41	250	0	0	0];

```

if(nbus==1)
    busdata=busdataSotraki;
elseif(nbus==2)
    busdata=busdataCentre;
elseif(nbus==3)
    busdata=busdataNord;
elseif(nbus==4)
    busdata=busdataSud;
elseif(nbus==5)
    busdata=busdataSake;
end

```

G.2 Fonction des données de chaque branche

```

function [linedata]=linedata_radial_bus(nbus)
linedataSotraki=[
    1.0000  1.0000  2.0000  0.0367  0.0214
    2.0000  2.0000  3.0000  0.0096  0.0056
    3.0000  3.0000  4.0000  0.0175  0.0102
    4.0000  4.0000  5.0000  0.0141  0.0082
    5.0000  5.0000  6.0000  0.0400  0.0234
    6.0000  6.0000  7.0000  0.0197  0.0115
    7.0000  7.0000  8.0000  0.0254  0.0148
    8.0000  8.0000  9.0000  0.0113  0.0066
    9.0000  9.0000  10.0000  0.0739  0.0432
    10.0000  10.0000  11.0000  0.1833  0.1071
    11.0000  11.0000  12.0000  0.2538  0.1483
    12.0000  12.0000  13.0000  0.5358  0.3130
    13.0000  13.0000  14.0000  0.0197  0.0115
    14.0000  14.0000  15.0000  0.2115  0.1236
    15.0000  15.0000  16.0000  0.1664  0.0972
    16.0000  16.0000  17.0000  0.9526  0.5565
    17.0000  17.0000  18.0000  0.5753  0.3361];

```

```
linedataSake = [  
  1.0000  1.0000  2.0000  0.0765  0.0606  
  2.0000  2.0000  3.0000  0.1611  0.1276  
  3.0000  3.0000  4.0000  0.0415  0.0329  
  4.0000  4.0000  5.0000  0.0403  0.0319  
  5.0000  5.0000  6.0000  0.1209  0.0957  
  6.0000  6.0000  7.0000  0.1209  0.0957  
  7.0000  7.0000  8.0000  0.0604  0.0478  
  8.0000  8.0000  9.0000  0.1209  0.0957  
  9.0000  9.0000  10.0000  0.1813  0.1435  
 10.0000  10.0000  11.0000  0.2256  0.1786  
 11.0000  11.0000  12.0000  0.1893  0.1499  
 12.0000  12.0000  13.0000  0.3021  0.2392  
 13.0000  13.0000  14.0000  0.3424  0.2711  
 14.0000  14.0000  15.0000  0.3827  0.3030  
 15.0000  15.0000  16.0000  0.4029  0.3189  
 16.0000  16.0000  17.0000  0.4149  0.3285  
 17.0000  17.0000  18.0000  0.3827  0.3030  
 18.0000  18.0000  19.0000  0.4109  0.3253  
 19.0000  19.0000  20.0000  0.4029  0.3189  
 20.0000  20.0000  21.0000  0.3263  0.2583  
 21.0000  21.0000  22.0000  0.4270  0.3381  
 22.0000  22.0000  23.0000  0.4105  0.3250  
 23.0000  23.0000  24.0000  0.4029  0.3189  
 24.0000  3.0000  25.0000  0.0322  0.0255  
 25.0000  25.0000  26.0000  0.0201  0.0159  
 26.0000  26.0000  27.0000  0.0342  0.0271  
 27.0000  27.0000  28.0000  0.0403  0.0319  
 28.0000  7.0000  29.0000  0.0322  0.0255  
 29.0000  29.0000  30.0000  0.0141  0.0112  
 30.0000  30.0000  31.0000  0.0181  0.0144  
 31.0000  31.0000  32.0000  0.0363  0.0287
```

32.0000	32.0000	33.0000	0.0121	0.0096
33.0000	33.0000	34.0000	0.0242	0.0191
34.0000	34.0000	35.0000	0.0201	0.0159
35.0000	13.0000	36.0000	0.3223	0.2552
36.0000	36.0000	37.0000	0.3626	0.2870
37.0000	37.0000	38.0000	0.4029	0.3189
38.0000	38.0000	39.0000	0.4834	0.3827
39.0000	39.0000	40.0000	0.3827	0.3030
40.0000	40.0000	41.0000	0.0342	0.0271

];

linedataCentre=[

1.0000	1.0000	2.0000	0.2820	0.1648
2.0000	2.0000	3.0000	0.2820	0.1648
3.0000	3.0000	4.0000	0.0564	0.0330
4.0000	4.0000	5.0000	0.1692	0.0989
5.0000	5.0000	6.0000	0.2256	0.1318
6.0000	6.0000	7.0000	0.0282	0.0165
7.0000	7.0000	8.0000	0.0564	0.0330
8.0000	8.0000	9.0000	0.0479	0.0280
9.0000	9.0000	10.0000	0.0451	0.0264
10.0000	10.0000	11.0000	0.0282	0.0165
11.0000	11.0000	12.0000	0.0564	0.0330
12.0000	12.0000	13.0000	0.0282	0.0165
13.0000	3.0000	14.0000	0.0169	0.0099
14.0000	14.0000	15.0000	0.0226	0.0132
15.0000	4.0000	16.0000	0.0113	0.0066
16.0000	16.0000	17.0000	0.0141	0.0082
17.0000	11.0000	18.0000	0.0338	0.0198
18.0000	18.0000	19.0000	0.0226	0.0132
19.0000	19.0000	20.0000	0.0254	0.0148

];

linedataSud=[

1.0000	1.0000	2.0000	0.0282	0.0165
2.0000	2.0000	3.0000	0.0451	0.0264
3.0000	3.0000	4.0000	0.1128	0.0659
4.0000	4.0000	5.0000	0.0169	0.0099
5.0000	5.0000	6.0000	0.0846	0.0494
6.0000	6.0000	7.0000	0.1128	0.0659
7.0000	7.0000	8.0000	0.0451	0.0264
8.0000	8.0000	9.0000	0.0395	0.0231
9.0000	9.0000	10.0000	0.0846	0.0494
10.0000	10.0000	11.0000	0.0508	0.0297
11.0000	11.0000	12.0000	0.0451	0.0264
12.0000	12.0000	13.0000	0.0338	0.0198
13.0000	13.0000	14.0000	0.0423	0.0247
14.0000	14.0000	15.0000	0.0846	0.0494
15.0000	15.0000	16.0000	0.0564	0.0330
16.0000	5.0000	17.0000	0.0113	0.0066
17.0000	17.0000	18.0000	0.0282	0.0165
18.0000	18.0000	19.0000	0.0395	0.0231
19.0000	19.0000	20.0000	0.0169	0.0099
20.0000	20.0000	21.0000	0.0169	0.0099
21.0000	21.0000	22.0000	0.0113	0.0066
22.0000	7.0000	23.0000	0.0113	0.0066
23.0000	23.0000	24.0000	0.0113	0.0066
24.0000	14.0000	25.0000	0.0479	0.0280
25.0000	25.0000	26.0000	0.0310	0.0181];

linedataNord=[

1.0000	1.0000	2.0000	0.0226	0.0132
2.0000	2.0000	3.0000	0.0338	0.0198
3.0000	3.0000	4.0000	0.5640	0.3295
4.0000	4.0000	5.0000	0.5809	0.3394
5.0000	5.0000	6.0000	0.5922	0.3460
6.0000	6.0000	7.0000	0.6204	0.3625

```

7.0000  3.0000  8.0000  0.0226  0.0132
8.0000  8.0000  9.0000  0.1466  0.0857
];
if(nbus==1)
    linedata=linedataSotraki;
elseif(nbus==2)
    linedata=linedataCentre;
elseif(nbus==3)
    linedata=linedataNord;
elseif(nbus==4)
    linedata=linedataSud;
elseif(nbus==5)
    linedata=linedataSake;
end

```

G.3 Classe Swarm algorithme particule Swarm

```

classdef Swarm
    properties
        objective_function;
        variable_Number;
        particules;
        global_best;
        sitting;
    end
    methods
        function swarm =Swarm(x,n,sitting)
            swarm.particules = x;
            swarm.variable_Number=n;
            swarm.sitting =sitting;
        end
        function [swarm] =evaluate(swarm)
            for i=1:size(swarm.particules,1)

```

```

swarm.particles(i,:)=setObjectiveFunctionValue(swarm.particles(i,:),swarm.objective_function
n(swarm.particles(i,:),swarm.sitting));
    end
end
function [swarm] = findLocalBestForParticules(swarm,t)
    for i=1:size(swarm.particles,1)
        swarm.particles(i,:)=setLocalBest(swarm.particles(i,:),t);
    end
end
function [swarm] = findGlobalBest(swarm)
    swarm.global_best=swarm.particles(1,:).local_best;
    for i=1:size(swarm.particles,1)
        if(swarm.particles(i,:).local_best.objective_function_value <
swarm.global_best.objective_function_value)
            swarm.global_best=swarm.particles(i,:).local_best;
        end
    end
end
function [swarm] = updateVelocity(swarm,c1,c2,w)
    for i=1:size(swarm.particles,1)
        swarm.particles(i,:)=setVelocity(swarm.particles(i,:),swarm.global_best,c1,c2,w);
    end
end
function [swarm] = updatePosition(swarm)

    for i=1:size(swarm.particles,1)

        swarm.particles(i,:)=setPosition(swarm.particles(i,:));

    end

end

```

```
end
```

```
end
```

G.4 Classe Particule algorithme particule Swarm

```
classdef Particule
```

```
    properties
```

```
        objective_function_value=0;
```

```
        position;
```

```
        velocity;
```

```
        local_best=0;
```

```
        limits=[];
```

```
    end
```

```
    methods
```

```
        function particule = Particule(x,v,limit)
```

```
            particule.position =x;
```

```
            particule.velocity=v;
```

```
            particule.limits=limit;
```

```
        end
```

```
        function [particule]=setObjectiveFunctionValue(particule,value)
```

```
            particule.objective_function_value=value;
```

```
        end
```

```
        function [particule] = setLocalBest(particule,t)
```

```
            if(t==1)
```

```
                particule.local_best=particule;
```

```
            else
```

```
                particuleLocalBest = particule.local_best;
```

```
                if(particule.objective_function_value
```

```
<particuleLocalBest.objective_function_value)
```

```
                    particule.local_best = particule;
```

```
                end
```

```
            end
```

```

end
function [particle]= setVelocity(particle,globalBest,c1,c2,w)
    r1=rand;r2=rand; %generate random number
    for i=1:size(particle.velocity,2)
        particle.velocity(i)=w*particle.velocity(i)+c1*r1*(particle.local_best.position(i)
- particle.position(i))+c2*r2*(globalBest.position(i)-particle.position(i));
    end
end
function [particle]= setPosition(particle)
    for i=1:size(particle.velocity,2)
        particle.position(i)=particle.position(i)+particle.velocity(i);
        limit = particle.limits(i,:);
        if(particle.position(i) < limit(1))
            particle.position(i)=limit(1) + (limit(2)-limit(1))*rand;
        else
            if(particle.position(i) > limit(2))
                particle.position(i) = limit(2);
            end
        end
    end
end
end
end
end
classdef Population
    properties
        objective_function;
        variable_Number;
        particules=[];
        constraints
        global_best;
        probabilityOfCrossOver;
        probalityOfMutation ;
    end
end

```

```

end
methods
    function population = Population(particule,n,constraints,pc,pm)
        population.particules = particule;
        population.variable_Number=n;
        population.constraints = constraints;
        population.probabilityOfCrossOver=pc;
        population.probalityOfMutation=pm;
    end
    function [population] = decodePopulation(population)
        for i=1:size(population.particules)

population.particules(i)=decodeChromosome(population.particules(i),population.constraints);
            end
        end
    function [population] = scalePopulation(population)
        for i=1:size(population.particules)

population.particules(i)=scaleChromosome(population.particules(i),population.constraints);
            end
        end
    function [population] = evaluate(population)
        for i=1:size(population.particules)
            population.particules(i)=
setObjectiveFunctionValue(population.particules(i),population.objective_function(population.p
articules(i)));
        end
    end
    function [convergence] = comparePopulation(population1,population2)
        convergence =1;
        for i=size(population1.particules)

```

```

        decode      =      (population1.particules(i).chromosome_decoded_value      ==
population2.particules(i).chromosome_decoded_value);
        for j=size(decode,1)
            if(decode(j)==0)
                convergence =0;
            end
        end
        if(convergence ==0)
            break;
        end
    end
end
function [tournamentSelection] = findTournamentTeam(population)
    numberPopulation = 1:size(population.particules,1);
    iteration = round(size(population.particules,1)/2);
    tournamentSelection=[];
    for i=1:iteration
        select = randsample(numberPopulation,2);
        numberPopulation = setdiff(numberPopulation,select);
        tournamentSelection(i,:) = select;
    end
    numberPopulation = 1:size(population.particules,1);
    for i=iteration+1:size(population.particules,1)
        select = randsample(numberPopulation,2);
        numberPopulation = setdiff(numberPopulation,select);
        tournamentSelection(i,:) = select;
    end
end
function [population] = selectPopulation(population,teamTournament)
    for i=1:size(teamTournament)
        team = teamTournament(i,:);

```

```
population.particules(i)=compareChromosome(population.particules(team(1)),population.particules(team(2)));
```

```
end
```

```
end
```

```
function [crossOverSelection] = findCrossOverTeam(population)
```

```
numberPopulation = 1:size(population.particules,1);
```

```
iteration = round(size(population.particules,1)/2);
```

```
crossOverSelection=[];
```

```
for i=1:iteration
```

```
select = randsample(numberPopulation,2);
```

```
numberPopulation = setdiff(numberPopulation,select);
```

```
select(3) = rand;
```

```
crossOverSelection(i,:) = select;
```

```
end
```

```
end
```

```
function [population] = crossOverPopulation(population,crossOverTeam)
```

```
for i=1:size(crossOverTeam)
```

```
team = crossOverTeam(i,:);
```

```
if(population.probabilityOfCrossOver > team(3))
```

```
[offspring1,offspring2]=crossOverChromosome(population.particules(floor(team(1))),population.particules(floor(team(2))),1);
```

```
population.particules(floor(team(1))) = offspring1;
```

```
population.particules(floor(team(2))) = offspring2;
```

```
else
```

```
[offspring1,offspring2]=crossOverChromosome(population.particules(floor(team(1))),population.particules(floor(team(2))),0);
```

```
population.particules(floor(team(1))) = offspring1;
```

```
population.particules(floor(team(2))) = offspring2;
```

```

        end
    end
end
function [population] = mutatePopulation(population)
    for i=1:size(population.particles)
        %pm = rand
        %if(pm < population.probalityOfMutation)
            population.particles(i)
mutate(population.particles(i),population.probalityOfMutation);
        %end
    end
end
function [valueChromosome] = orderValue(population)
    valueChromosome=[];
    for i=1:size(population.particles)
        valueChromosome(i)=population.particles(i).objective_function_value;
    end
    valueChromosome = sort(valueChromosome);
end
function [populationOrder] = orderPopulate(population,populationMute)
    ordedValue1 = orderValue(population);
    ordedValue2 = orderValue(populationMute);
    ordedPopulation = [ordedValue1,ordedValue2];
    ordedPopulation = sort(ordedPopulation);
    ordedPopulation = ordedPopulation(1:size(population.particles,1));
    populationOrder = population;
    for i=1:size(populationOrder.particles,1)
        for j=1:size(population.particles,1)
            if(population.particles(j).objective_function_value == ordedPopulation(i))
                populationOrder.particles(i) = population.particles(j);
                continue;
            else

```

```

        if(populationMute.particules(j).objective_function_value ==
ordedPopulation(i))
            populationOrder.particules(i) = populationMute.particules(j);
            continue;
        end
    end
end
end
end
end

end
end

```

G.5 Classe Chromosome algorithme Génétique

```

classdef Chromosome
    properties
        objective_function_value=0;
        chromosome_variable_value=[];
        chromosome_decoded_value =[];
        chromosome_scaling_value =[];
        limits=[];
    end
    methods
        function chromosome = Chromosome(value)
            chromosome.chromosome_variable_value=value;
        end
        function [chromosome]=decodeChromosome(chromosome,constraints)
            for i=1:size(chromosome.chromosome_variable_value,1)
                decoded=0;
                constraint = constraints(i,:);
                for j=1:size(chromosome.chromosome_variable_value,2)
                    if(chromosome.chromosome_variable_value(i,j)==1)

```

```

        decoded = decoded + 2^(size(chromosome.chromosome_variable_value,2)-j);
    end
end
chromosome.chromosome_decoded_value(i,:)=decoded;
if((i==1) || (i==2))
    if(decoded > constraint(2))
        chromosome.chromosome_decoded_value(i,:) = constraint(2);

    else
        if (decoded < constraint(1))
            chromosome.chromosome_decoded_value(i,:) = constraint(1);
        end
    end
end
end
end
end
function [chromosome] = scaleChromosome(chromosome,constraint)
    for j=1:size(constraint,1)
        scale = constraint(j,:);
        chromosome.chromosome_scaling_value(j,:) = scale(1) + (scale(2)-
scale(1))*(chromosome.chromosome_decoded_value(j))/(2^(size(chromosome.chromosome_va
riable_value,2))-1);
    end
end
function [chromosome] = setObjectiveFunctionValue(chromosome,value)
    chromosome.objective_function_value = value;
end
function [chromosome]= compareChromosome(firstChromosome,secondChromosome)
    if(firstChromosome.objective_function_value <
secondChromosome.objective_function_value)
        chromosome = firstChromosome;
    else

```

```

        if (firstChromosome.objective_function_value >
secondChromosome.objective_function_value)
            chromosome = secondChromosome;
        else
            if (rand <= 0.5)
                chromosome = firstChromosome;
            else
                chromosome = secondChromosome;
            end
        end
    end
end
function
[chromosomeF,chromosomeS]=crossOverChromosome(chromosomeF,chromosomeS,perfoCross
Over)
    totalSizeChromosome =0;
    if(perfoCrossOver == 1)

        for i=1:size(chromosomeF.chromosome_variable_value,1)
            chromosome_variable = chromosomeF.chromosome_variable_value(i,:);
            totalSizeChromosome = totalSizeChromosome + size(chromosome_variable,2);
        end
        firstChromosome =
reshape(transpose(chromosomeF.chromosome_variable_value),[1,totalSizeChromosome]);
        secondChromosome =
reshape(transpose(chromosomeS.chromosome_variable_value),[1,totalSizeChromosome]);
        offspring1 = firstChromosome;
        offspring2 = secondChromosome;
        crossOverPoint = randi(totalSizeChromosome-1);
        for i=crossOverPoint:totalSizeChromosome
            offspring1(i)=secondChromosome(i);
            offspring2(i)= firstChromosome(i);

```

```

        end
        chromosomeF.chromosome_variable_value =
transpose(reshape(offspring1,[size(chromosomeF.chromosome_variable_value,2),size(chromosomeF.chromosome_variable_value,1)]));
        chromosomeS.chromosome_variable_value =
transpose(reshape(offspring2,[size(chromosomeS.chromosome_variable_value,2),size(chromosomeS.chromosome_variable_value,1)]));
    end
end
function [chromosome] = mutate(chromosome,pm)
    totalSizeChromosome =0;
    for i=1:size(chromosome.chromosome_variable_value,1)
        chromosome_variable = chromosome.chromosome_variable_value(i,:);
        totalSizeChromosome = totalSizeChromosome + size(chromosome_variable,2);
    end
    firstChromosome =
reshape(transpose(chromosome.chromosome_variable_value),[1,totalSizeChromosome]);
    for i=1:totalSizeChromosome
        if(rand < pm)
            firstChromosome(i) = 1-firstChromosome(i);
        end
    end
    chromosome.chromosome_variable_value =
transpose(reshape(firstChromosome,[size(chromosome.chromosome_variable_value,2),size(chromosome.chromosome_variable_value,1)]));
end
end
end

```

G.6 Fonction écoulement de puissance

```

function [T1] = fblfa(Injection)
    injectedCurent=Injection;

```

```

nbus=1;
LD=linedata_radial_bus(nbus);
BD=busdata_radial_bus(nbus);
Sbase=100;           % puissance de base
Vbase=6.6;          % tensionh de base
Zbase=(Vbase^2)/Sbase; % Impedance de base
LD(:,4:5)=LD(:,4:5)/Zbase;
BD(:,2:3)=BD(:,2:3)/(1000*Sbase); %P et Q en per Unit
N=max(max(LD(:,2:3)));
Sload=complex(BD(:,2),BD(:,3)); % charge
V=ones(size(BD,1),1);           % tension initiale
Z=complex(LD(:,4),LD(:,5)); % matrice impedance des lignes
Iline=zeros(size(LD,1),1); % Matrice des courant de lignes
Iter=100;           % Nombre d'iteration maximum
Vnew = V;
PrecisionMatrix = zeros(size(V,1),1);
precision = 1e-3;
for i=1:size(V,1)
    PrecisionMatrix(i)=false;
end
PrecisionMatrixMatch = not(PrecisionMatrix);
PrecisionMatrix(1) = true;
if(size(injectedCurent,1) >= 1)
    for i=1:size(injectedCurent,1)
        busValue = injectedCurent(i,:);
        indexBus =busValue(2);
        BD(indexBus,4)=1;
        BD(indexBus,5)=busValue(1);
    end
end
for i=1:Iter
    Iload=conj(Sload./V);

```

```

for j=size(LD,1):-1:1
    [c e]=find(LD(:,2:3)==LD(j,3));
    if size(c,1)==1
        Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3));
    else
        if(BD(c(1),4) == 1)
            Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3))+sum(Iline(LD(c,1)))-Iline(LD(j,1))-BD(c(1),5);
        else
            Iline(LD(j,1))=Iload(LD(j,3))+sum(Iline(LD(c,1)))-Iline(LD(j,1));
        end
    end
end

end

for j=1:size(LD,1)
    Vnew(LD(j,3))=V(LD(j,2))-Iline(LD(j,1))*Z(j);
    if(Vnew(LD(j,3)) > 1.05)
        Vnew(LD(j,3)) = 1.05;
    else
        if(Vnew(LD(j,3)) < 0.94)
            Vnew(LD(j,3)) = 0.95;
        end
    end
end
if(abs(Vnew(LD(j,3)) -V(LD(j,3))) < precision)
    PrecisionMatrix(LD(j,3)) = true;
else
    PrecisionMatrix(LD(j,3)) = false;
end
end

end
V = Vnew;
if(isequal(PrecisionMatrix,PrecisionMatrixMatch))
    %number of iteration
    break;
end

```

```

    end

end
Voltage=abs(V);
indexVoltage=Voltage;
for v=1:size(Voltage,1)
    indexVoltage(v) = (1.00 -Voltage(v))^2;
end
Vangle=angle(V);
Ploss=real(Z.*(abs(Iline.^2)));
indexV =(sum(indexVoltage)/size(Voltage,1))*1000;
Qloss=imag(Z.*(abs(Iline.^2)));
T1=sum(Ploss)*Sbase*1000;
T1 = T1+indexV;
End

```

G.7 Fonction objective PSO Algorithmme

```

function [ fitness ] = ObjectiveFunctionPsoAlgo (particule,setting)
    %parm = [[particule.position(1),setting(1)];[particule.position(2),setting(2)]];
    %parm = [particule.position(1),setting(1)];

    parm = [[particule.position(1),13];[particule.position(2),32];[particule.position(3),8]];
    fitness = fblfa(parm);end

```

G.8 Fonction objectif algorithme Génétique

```

function [ fitness ] = ObjectiveFunction (chromosome,n)%particule and number of variable
    %parm = [[particule.position(1),13];[particule.position(2),32]];
    %parm = [[particule.position(1),6];[particule.position(2),32]];
    %parm
    =
    [chromosome.chromosome_decoded_value(1);chromosome.chromosome_decoded_value(2)];

```

```

    parm =
[chromosome.chromosome_decoded_value(1);chromosome.chromosome_decoded_value(2);chr
omosome.chromosome_decoded_value(3)];
    %parm = [chromosome.chromosome_decoded_value(1)];
    fitness = psoAlgo(parm);
end

```

G.9 Fonction algorithme Particule Swarm Optimisation

```

function [fitness] = psoAlgo(sitting)
    n=size(sitting,1); % Nombre des variables
    T=40; % # iterations
    p=20; % nombre des particule
    particuleLimit =[[0 0.2];[0 0.2]]; %pour chaque variable specifier la limite superieure et la
limite inferieur
    inertie=[0.1 0.9]; %moment min et max
    c1=1.5;
    c2=1.5;
    x=zeros(p,n);
    velocity=zeros(p,n); %initialisation de la vitesse a zero pour toute les particules
    for i = 1:n
        x(:,i)=particuleLimit(i,1)+(particuleLimit(i,2)-particuleLimit(i,1))*rand(p,1);
    %initialisation de la population
    end
    for i=1:p
        population(i,:) = Particule(x(i,:),velocity(i,:),particuleLimit);
    end
    swarm = Swarm(population,n,sitting);
    swarm.objective_function = @ObjectiveFunctionPsoAlgo;
    swarm.sitting =sitting;
    fitness = zeros(T,1);
    for t=1:T
        swarm = evaluate(swarm); %find the fitness for each particule
    end
end

```

```

swarm = findLocalBestForParticules(swarm,t); %update local best each particule
swarm=findGlobalBest(swarm); %update the global best of the swarm
w = inertie(2) + (t/T)*(inertie(2)-inertie(1));
swarm=updateVelocity(swarm,c1,c2,w); %update velocity of each particule
swarm = updatePosition(swarm);
fitness(t)=swarm.global_best.objective_function_value;
end
fitness = swarm.global_best.objective_function_value;
end

```

G.10 Fonction algorithme Génétique

```

clc;
clear ;
n=2; % Nombre des variables
N=30; % #population number
variableSize = [5;5]; %donner la valeurs selon le nombre des jeux de barres
constraints = [[2 18];[2 18]]; %bus auquel on peut injecter
pc =1;%probability of crossover
pm = 0.5; %probability of mutation
for i = 1:N
    for j=1:n
        Size = variableSize(j);
        x = zeros(1,Size);
        for k=1:Size
            if (rand > 0.5)
                x(k) = 1;
            end
        end
        b(j,:)=x;
    end
    populate(i,:) = Chromosome(b);
end
end

```

```
population = Population(populate,n,constraints,pc,pm);
population.objective_function = @ObjectiveFunction;
population = decodePopulation(population);
x=evaluate(decodePopulation(population));
population = evaluate(population);
breakup=0;
for i=1:40
    TournamentTeam=findTournamentTeam(population);
    populationAfterSelection = selectPopulation(population,TournamentTeam);
    CrossOverTeam=findCrossOverTeam(populationAfterSelection);
    crosXPopulation=evaluate(decodePopulation(crossOverPopulation(populationAfterSelection,CrossOverTeam)));
    mutePopulation = evaluate(decodePopulation(mutatePopulation(crosXPopulation)));
    finalPopulation=evaluate(decodePopulation(orderPopulate(populationAfterSelection,mutePopulation)));
    population = finalPopulation;
end
```