

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE FERHAT ABBAS –SETIF

Faculté de Technologie

Département de
l'Electrotechnique



جامعة فرحات عباس - سطيف

كلية التكنولوجيا

قسم: الإلكتروتقنية

Mémoire de Master

No. Réf. :/...../2024

Présenté au Département de l'Electrotechnique

Domaine : Sciences et Technologie
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Réalisé par :

M. LAGHMARA YUCEF
M. MEHRI BADR EDDINE

Thème

Minimisation des pertes de transmission dans un réseau d'énergie électrique

Soutenu le 25/06/2024 devant la commission d'examen composée de :

M.AMROUNE Mohamed	MCA à l'Université Ferhat Abbas Sétif 1	Président
M. SAYAH Samir	Pr à l'Université Ferhat Abbas Sétif 1	Directeur du Mémoire
M. KOUADRI Ramzi	MCA à l'Université Ferhat Abbas Sétif 1	Examineur

Dédicaces

*Je dédie ce mémoire Aux êtres les plus chers
à mon cœur, Mon Père, Ma mère, qui m'ont toujours aidé et
encouragé tout au long de ces années.
A ma chère épouse qui m'a constamment encouragée et soutenu
durant mes études.*

À mon binôme Mehri Badr Eddine

À tous mes chers amis.

À mes enseignants.

*Et en fin tous ceux qui m'ont aidé et soutenu de près ou de loin
durant l'élaboration de ce travail.*

LAGHMARA YUCEF

Dédicaces

Je dédie ce mémoire

*Avec tout mon amour et ma gratitude, je dédie ce travail à :
Mes chers parents, qui ont toujours été un soutien et un appui
pour moi, et qui ont inculqué en moi l'amour de la science et la
quête des objectifs.*

*Mon camarade et ami LAGHMARA YUCEF, qui a partagé ce
parcours avec moi, et a été un compagnon et un soutien
exemplaire.*

*Mes chers amis, qui ont toujours été une source de joie et de
soutien, et qui ont ajouté des moments inoubliables à ce voyage.
Mes chers enseignants, qui m'ont enseigné et guidé, et qui ont été
la raison de ma réussite et de mon excellence.*

*Et à tous ceux qui m'ont apporté leur aide et leur soutien, de près
ou de loin, pendant la préparation de ce travail.*

*Merci à vous tous, car ce succès est le fruit de vos efforts et de
votre soutien.*

MEHRI BADR EDDINE

Remerciements

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Avant tous nous remercions nos dieu, le tout puissant de nous avoir donné, le courage et la volonté pour accomplir ce travail.

Nous remercions également notre encadreur, monsieur

***Sayah Samir**, pour son aide immense d'avoir dirigé ce travail.*

Nous tenons à exprimer notre gratitude aux membres de jury qui ont bien voulu examiner ce travail.

Nos remerciements de toutes nos gratitudes à nos enseignants, aux responsables de département d'électrotechnique de l'Université Ferhat Abbas - Sétif,

Un remerciement spécial aux étudiants de la 2^{ème} Master Electrotechnique Industrielle.

Nous remercions vivement toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Sétif, le 20/06/2024
LAGHMARA YUCEF
MEHRI BADR EDDINE

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	XIII
CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION	1
1.1. Introduction	1
1.2. Définitions.....	1
1.2.1. Réseau électrique	1
1.2.2. Les postes sources	2
1.3. Classifications des réseaux électriques	3
1.3.1. Les réseaux de transport	3
1.3.2. Les réseaux de répartition	3
1.3.3. Les réseaux de distribution	3
1.3.4. Les réseaux d'interconnexion	4
1.4. Type de réseaux de distributions	5
1.4.1. Réseaux de distribution à moyenne tension.....	5
1.4.2. Réseaux de distribution à basse tension	5
1.5. Structure générale d'un réseau de distribution	5
1.6. La source d'alimentation.....	6
1.7. Topologie des réseaux électriques	7
1.8. Les postes de livraison HTB.....	8
1.9. Les postes de livraison HTA.....	9
1.9.1. Les postes de livraison HTA à comptage BT	10
1.9.2. Les postes de livraison HTA à comptage HT	10
1.10. Conclusion.....	11
CHAPITRE 2 : ÉCOULEMENT DE PUISSANCES.....	12
<i>Chapitre 02.....</i>	<i>12</i>
2.1. Introduction	12
2.2. Système d'unités relatives (per-unit)	12
2.2.1. Définition	12
2.2.2. Les avantages d'utilisation de Système d'unités relatives	14
2.3. Modélisation des éléments du réseau électrique	15
2.3.1. Modélisation d'une charge	15
2.3.2. Modèle de Ligne de distribution	16
2.4. Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance.....	16

2.5. Problème de l'écoulement de puissance.....	16
2.6. Classification des nœuds (Jeux de barres)	17
2.7. Identification du type de chaque ligne.....	17
2.7.1. Ligne principale	17
2.7.2. Ligne latérale.....	18
2.7.3. Ligne sous-latérale.....	18
2.7.4. Ligne mineure.....	18
2.8. Méthodes de calcul de l'écoulement des puissances.....	18
2.8.1. Méthode de BFS (Backward/Forward Sweep)	18
2.9. Déviation de la tension	26
2.10. Analyse de la stabilité de tension du réseau de distribution.....	26
2.10.1. L'indice de stabilité de tension VSI	26
2.11. Conclusion.....	28

CHAPITRE 3 : ETAT DE L'ART D'OPTIMISATION DE L'EMPLACEMENT DES DG29

<i>Chapitre 03</i>	29
3.1. Introduction	29
3.2. Etat de l'art	29
3.3. Différents types de production d'énergie	30
3.3.1. Sources de production décentralisée non renouvelables.....	30
3.3.2. Sources de production décentralisée renouvelables.....	31
3.4. Avantages et les inconvénients des DGs	32
3.5. Différents types de DGs dans le réseau électrique.....	33
3.6. Impact de la production décentralisée sur le réseau de distribution.....	33
3.6.1. Impact de l'insertion de DGs sur les grandeurs électriques.....	33
3.6.2. Impact de l'insertion de DG sur la planification et exploitation	36
3.7. Optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs	37
3.7.1. Définition de L'optimisation.....	37
3.7.2. L'optimisation par essaim particulaire (PSO)	37
3.8. Formulation du problème d'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs.....	40
3.8.1. Fonction objectif.....	40
3.8.2. Contraintes d'égalités et d'inégalités	41
3.8.3. Algorithme de PSO	42
3.9. Conclusion.....	43

CHAPITRE 4 : APPLICATION ET RESULTAT DE SIMULATION	44
<i>Chapitre 04</i>	44
4.1. Introduction	44
4.2. Réseau de distribution testé.....	44
4.3. Résultats et interprétations	45
4.3.1. Résultat de l'écoulement de puissance.....	46
4.3.2. Fonction mono-objectif.....	49
4.3.3. Fonction multi-objectifs	61
4.4. Conclusion	75
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES	76

Liste des figures

Figure 1: Ensembles d'infrastructures d'un système électrique.....	2
Figure 2 : Structure d'un réseau de distribution public.....	4
Figure 3: Structure générale d'un réseau de distribution	6
Figure 4: niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance souscrite.	7
Figure 5 : Topologies des réseaux électriques	8
Figure 6 : exemple de poste de livraison HTA à comptage HT.....	10
Figure 7: Modèle d'une charge.....	15
Figure 8: Modèles des lignes de distribution	16
Figure 9: Représentation des types des jeux de barres.....	17
Figure 10: Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial.....	19
Figure 11: Représentation de deux jeux de barres.....	19
Figure 12: Réseau de distributions simple	22
Figure 13: Organigramme de la méthode BFS d'écoulement de puissance.	25
Figure 14: Transit des puissances dans le réseau test sans DGs	34
Figure 15: Transit de puissance dans le réseau test avec une DG connectée au nœud 5.....	34
Figure 16: Problème d'aveuglement de protections.....	36
Figure 17: Problème du déclenchement intempestif de protections.....	37
Figure 18 : Schéma de principe du déplacement d'une particule.	38
Figure 19 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres	45
Figure 20 : Tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus	48
Figure 21 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus.....	48
Figure 22 : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus	49
Figure 23: Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.8$	51
Figure 24 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.8$	52
Figure 25: Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.8$	52
Figure 26 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.9$	54
Figure 27 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.9$	55
Figure 28 : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.9$	55
Figure 29 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec $FP = 1$	58
Figure 30 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 1$	59

<i>Figure 31</i> : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec FP = 1	59
<i>Figure 32</i> : Pertes totales de puissances active du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres sans DG, avec une DG et deux DGs installées	60
<i>Figure 33</i> : Insertion optimale de deux DGs dans le réseau IEEE33-bus pour la fonction	61
<i>Figure 34</i> : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.8	63
<i>Figure 35</i> : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.8	64
<i>Figure 36</i> : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.8	64
<i>Figure 37</i> : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.9	67
<i>Figure 38</i> : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.9	68
<i>Figure 39</i> : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.9	68
<i>Figure 40</i> : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec FP = 1	71
<i>Figure 41</i> : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec FP = 1	72
<i>Figure 42</i> : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec FP = 1	72
<i>Figure 43</i> : Pertes totales de puissances active du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres sans DG, avec une DG et deux DGs installées	73
<i>Figure 44</i> : Insertion optimale de deux DGs dans le réseau IEEE33-bus pour la fonction	74

Liste des tableaux

<i>Tableau 1</i> : Les coefficients W_{max} , W_{min} , c_1 , c_2	39
<i>Tableau 2</i> : l'identification de la topologie du réseau IEEE 33 jeux de barres.....	45
<i>Tableau 3</i> : Pertes de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE 33-bus.....	47
<i>Tableau 4</i> : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.8.....	50
<i>Tableau 5</i> : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.8....	51
<i>Tableau 6</i> : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.9.....	53
<i>Tableau 7</i> : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.9....	54
<i>Tableau 8</i> : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=1.....	57
<i>Tableau 9</i> : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=1.....	58
<i>Tableau 10</i> : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.8.....	62
<i>Tableau 11</i> : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.8..	63
<i>Tableau 12</i> : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.9.....	66
<i>Tableau 13</i> : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.9..	67
<i>Tableau 14</i> : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=1.....	70
<i>Tableau 15</i> : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=1.....	71
<i>Tableau 16</i> : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres.....	78
<i>Tableau 17</i> : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres.....	79

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

HT	Haute tension
HTB	Haute tension B
HTA	Haute tension A
BTB	Basse tension B
BTA	Basse tension A
TBT	Très basse tension
DG	Distributed Generation
JDB	Jeu de barres
JB ref	Jeu de barres de référence
JB ter	Jeu de barres terminal
JB com	Jeu de barres commun
JB inter	Jeu de barres intermédiaire
Ldata	Données des branches du réseau
busdata	Données des jeux de barres du réseau
P.U	Unité relative (Per Unit)
PSO	Optimiseur d'Essaim de Particules (Particle Swarm Optimizer)
DV	déviaton de tension
VSI	L'indice de stabilité de tension
BIBC	Bus injection to brunch current
BCBV	Branch Current Bus Voltage
BFS	Backward/Forward Sweep

Symboles

P_i Q_i	puissance active et réactive injectée au jeu de barre i
P_s Q_s	puissance active et réactive générées par le poste source
P_{Di} Q_{Di}	puissance active et réactive demandée
P_{Gi} Q_{Gi}	Puissance active et réactive délivrée par le générateur au nœud i
P_{DG} Q_{DG}	puissance active et réactive fournie par la production décentralisée
P_{Li+1} Q_{Li+1}	les puissances actives et réactive de la charge au niveau du jeu de barres « $i+1$ »
S_i	Puissance apparente complexe injectée au jeu de barre i
S_{Di}	puissance apparente demandée
V	module de la tension
V_i	Tension complexe au nœud i
I_i	courant net injecté au nœud i
r_{ij}	Résistance longitudinale
x_{ji}	Réactance longitudinale
R_i	Résistance d'une branche « i »
X_i	Inductance d'une branche « i »
Z	Impédance d'une branche « i »
$P_{(Loss,i)}$	Les pertes de puissance active au niveau d'une branche « i »
$P_{(T,Loss)}$	Les pertes totales de puissance active dans le réseau
$Q_{(Loss,i)}$	Les pertes de puissance réactive au niveau d'une branche « i »
$Q_{(T,Loss)}$	Les pertes totales de puissance réactive dans le réseau
$c1$ $c2$	coefficients d'accélération
$Wmin$	coefficient d'inertie
$Wmax$	
$w1$ $w2$ $w3$	facteurs de pondération

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Les réseaux électriques jouent un rôle crucial dans l'acheminement de l'énergie électrique des points de production vers les consommateurs finaux. Ces réseaux se caractérisent par une grande diversité de structures et de solutions techniques adaptées aux spécificités géographiques, économiques et socioculturelles des régions desservies. Ils se divisent en quatre catégories principales: Réseaux de transport, Réseaux de répartition, Réseaux de distribution et Réseaux d'interconnexion.

Chaque type de réseau a des fonctions distinctes mais complémentaires pour assurer un approvisionnement électrique fiable et efficace.

Cependant, l'intégration croissante de générateurs d'énergie décentralisée (DGs) dans les réseaux de distribution, bien qu'offrant de nombreux avantages comme la réduction des pertes actives et l'amélioration du profil de tension, soulève également des défis techniques. Les gestionnaires de réseau doivent notamment étudier l'impact de ces DGs sur les grandeurs électriques telles que le plan de tension, le sens de transit de puissance et la qualité de la tension.

Ce projet de fin d'études vise à optimiser l'emplacement et le dimensionnement des DGs dans les réseaux de distribution afin de minimiser les pertes de puissance active, d'améliorer le profil de tension et de renforcer la stabilité de tension. Pour ce faire, nous utiliserons l'optimisation par essaim de particules (PSO), une méthode inspirée par le déplacement coordonné des essaims d'insectes ou des bancs de poissons.

Les résultats de cette étude permettront de mieux comprendre l'impact de l'insertion des DGs sur le fonctionnement des réseaux de distribution et d'identifier des stratégies d'optimisation pour une distribution d'électricité plus efficace et durable. L'utilisation de la méthode PSO pour résoudre ce problème complexe d'optimisation multi-objectif devrait permettre d'obtenir des solutions de bonne qualité en un temps de calcul réduit.

CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION

1.1. Introduction

Les réseaux électriques constituent un élément fondamental des infrastructures électriques modernes. Ils sont chargés de fournir l'énergie électrique depuis les points de production (centrales électriques, énergies renouvelables, etc.) vers les points de consommation (foyers, industries, etc.). Les réseaux de distribution électrique se caractérisent par une variété de structures et de solutions techniques, souvent adaptées aux caractéristiques géographiques, économiques et socioculturelles des régions qu'ils desservent.

Ce chapitre sera dédié à une vue d'ensemble du réseau électrique de distribution. Nous aborderons la structure organisationnelle du réseau électrique dans sa globalité, en mettant un accent particulier sur les réseaux de distribution moyenne tension.

1.2. Définitions

1.2.1. Réseau électrique

Un réseau électrique consiste en un ensemble d'appareils ou d'infrastructures conçus pour produire, transporter, distribuer et utiliser l'électricité, permettant ainsi le transfert d'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. [1]

L'électricité est une forme d'énergie flexible et adaptable, mais sa capacité de stockage est limitée, tandis que la demande des clients et sa synchronisation varient en permanence. Pour répondre à ces exigences, il est indispensable d'assurer un transport continu et une disponibilité constante de l'énergie par le biais d'un réseau de distribution. [1]

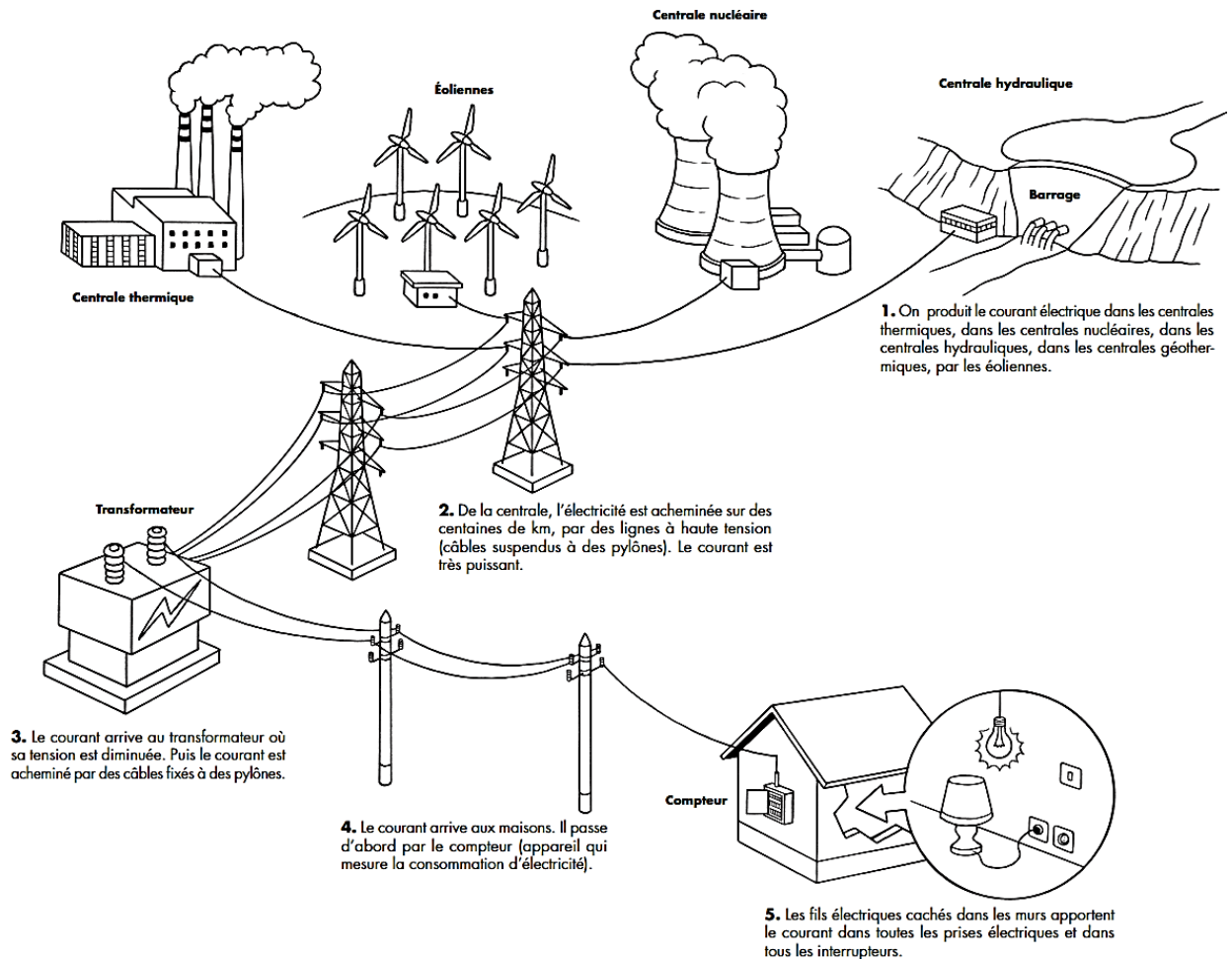


Figure 1: Ensembles d'infrastructures d'un système électrique

1.2.2. Les postes sources [21]

Les postes-sources servent d'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Leur rôle consiste à convertir les tensions du réseau de transport, qui peuvent être de 90 kV, 63 kV ou 225 kV, en une tension adaptée à la distribution, généralement de l'ordre de 20 kV. Ils contribuent également à :

- À la mesure des flux d'énergie (équipements de comptage d'énergie),
- Au changement tarifaire par la télécommande centralisée (175 Hz),
- À la sûreté du réseau de transport par le système de délestage,
- À la qualité et à la continuité de l'alimentation électrique par les systèmes de réenclenchement automatique, de réglage de la tension et de compensation du réactif.

1.3. Classifications des réseaux électriques

1.3.1. Les réseaux de transport :

Les réseaux de transport sont chargés d'acheminer l'énergie électrique sur de longues distances. Pour minimiser notamment les pertes joules sur les lignes, ces réseaux fonctionnent à des tensions très élevées, allant de 63 kV à 400 kV. En conséquence, ils sont soumis à une surveillance étroite afin de permettre le contrôle de la tension, de la fréquence, de la répartition des flux de puissance et des coûts de production, par rapport aux réseaux de distribution. [21]

1.3.2. Les réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition opèrent à des tensions élevées dans le but de garantir la distribution régionale de l'électricité. Cette énergie est principalement acheminée depuis le réseau de transport via des transformateurs, mais elle peut également provenir de centrales électriques de taille moyenne (inférieure à environ 100 MW). Ces réseaux de répartition sont déployés de manière relativement uniforme sur le territoire régional pour répondre aux besoins de consommation électrique. [2]

1.3.3. Les réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution sont responsables de l'alimentation de l'ensemble des clients, ce qui en fait l'élément crucial de l'infrastructure électrique. Leur rôle principal est d'assurer la distribution de l'énergie électrique à l'échelle locale. Ces réseaux se composent de deux types principaux : le réseau moyenne tension (HTA), dont la tension varie entre 10 kV et 30 kV et est connecté au réseau de transport, et le réseau basse tension (BT) avec une tension de 0,4 kV. [21]

Contrairement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution offrent une grande variété de solutions techniques, adaptées aux spécificités des pays et à la densité de population de chaque région. [2]

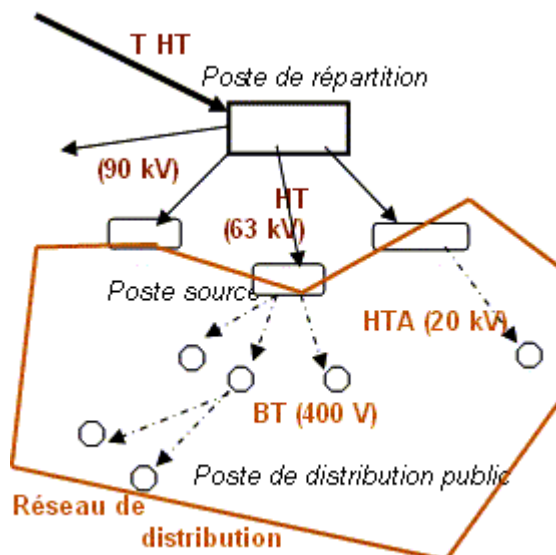


Figure 2 : Structure d'un réseau de distribution public.

1.3.4. Les réseaux d'interconnexion

Le réseau d'interconnexion est utilisé pour faciliter l'échange d'énergie entre les différentes centrales en service. Il joue également un rôle crucial dans la gestion des pannes en permettant le dépannage des réseaux en cas de défaillance d'une source ou d'un incident survenu. [2]

1.3.4.1. Avantages [2]

- Elle permet de mieux exploiter les ressources du parc de production et d'utiliser à chaque instant les groupes électrogènes disponibles les plus économiques pour équilibrer la demande et la production.
- Elle permet d'optimiser les gains sur les coûts d'exploitation et rend plus réguliers les conditions de marche des différentes centrales dans le cas où les pointes de consommations des deux endroits interconnectés ne seraient pas simultanées.
- Elle permet aussi d'atténuer les variations de fréquences et de tensions consécutives aux fluctuations de la consommation.

1.3.4.2. Contraintes [2]

Les contraintes pour les réseaux interconnectés sont :

- Réglage de la répartition des charges actives et de la fréquence
- Réglage de la tension et de la puissance réactive

- Dysfonctionnement d'une partie du réseau affecte l'équilibre de l'ensemble
- Nécessité absolue de maintenir le synchronisme entre les générateurs en service

1.4. Type de réseaux de distributions

1.4.1. Réseaux de distribution à moyenne tension [1]

Les lignes moyennes tension permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries HTA (30 et 10 kV le plus répandu),

- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

1.4.2. Réseaux de distribution à basse tension [1]

Les lignes basse tension sont les plus petites lignes du réseau, Ce sont celles qui nous servent tous les jours pour alimenter nos appareils ménagers BT (230 / 400 V):

- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

1.5. Structure générale d'un réseau de distribution [3]

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau de distribution comporte (*Figure 3*) :

- un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection
- une source de production interne
- un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA
- un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres
- un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA / BT
- des récepteurs HTA

- des transformateurs HTA / BT
- des tableaux et des réseaux basse tension
- des récepteurs basses tensions.

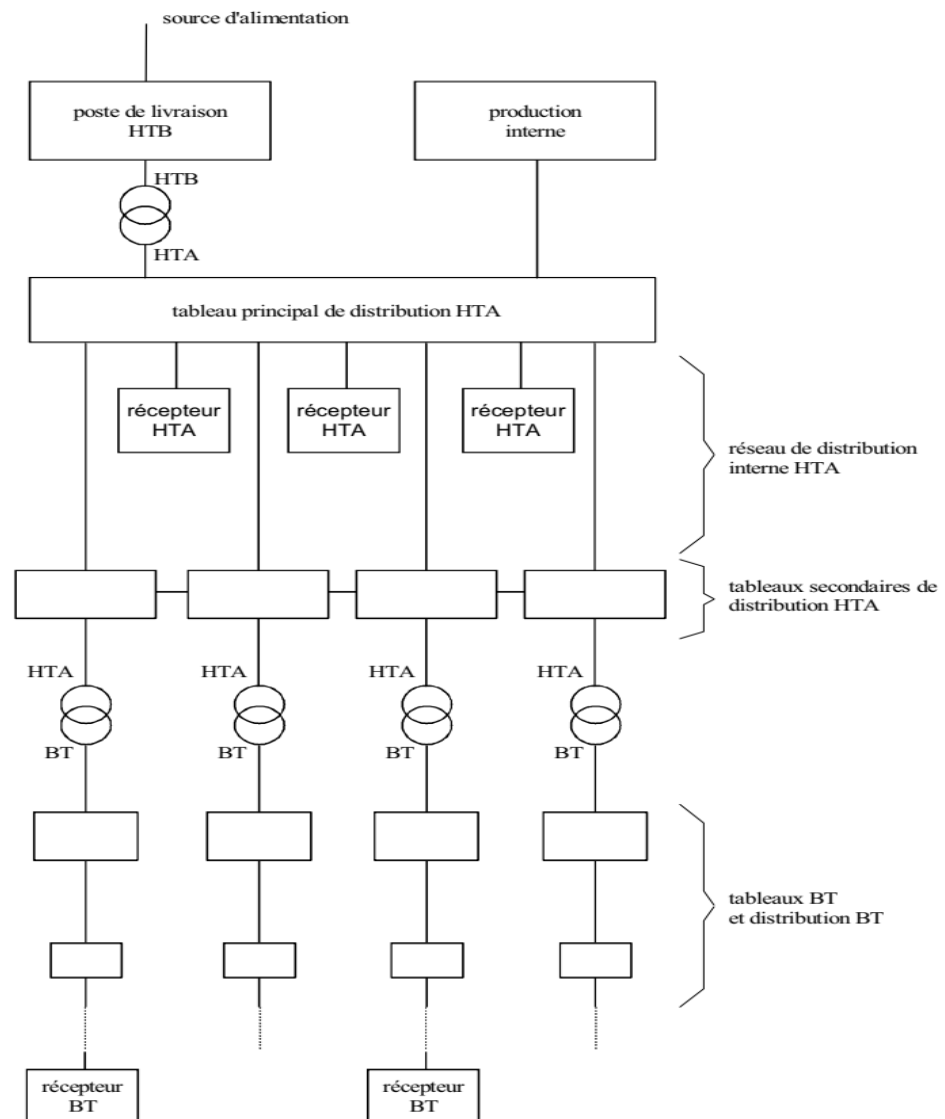


Figure 3: Structure générale d'un réseau de distribution

1.6. La source d'alimentation [3]

L'alimentation des réseaux industriels peut être réalisée, soit :

- en HTB, ce qui signifie que la tension est supérieure à 50 kV, en général 63 kV, 90 kV ou 225 kV.

- en HTA, ce qui signifie que la tension est comprise entre 1 kV et 50 kV, en général 5,5 kV, 10 kV, 15 kV, 20 kV ou 33 kV.
- en BTA, ce qui signifie que la tension est inférieure à 1 kV, en général 400 V.

La tension de la source d'alimentation est liée à la puissance de livraison. Le tableau dans la (*Figure 4*) indique les niveaux de tensions d'alimentation usuellement choisis en fonction de la puissance souscrite.

tension d'alimentation	puissance de livraison			
	0	250 kVA	10000 kVA	40000 kVA
BTA				
HTA				
HTB 63 kV ou 90 kV				
HTB 225 kV				

Figure 4: niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance souscrite.

1.7. Topologie des réseaux électriques [4]

- Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont interconnectés sous forme de boucles, créant ainsi une structure semblable à celle d'un filet (*Figure 5.a*).
- Les réseaux de distribution auxquels ils sont connectés présentent souvent une configuration bouclée (*Figure 5.b*) et peuvent être exploités soit en boucle fermée (formant un réseau bouclé), soit en boucle ouverte (ce qui signifie que le réseau est débouclé). Certains réseaux sont également alimentés en antenne ou par piquage, en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes.
- Ces réseaux de fournissent de l'énergie aux réseaux de distribution moyenne tension qui alimentent un grand nombre d'utilisateurs, soit directement, soit après transformation en basse tension. Leur configuration et leur mode d'exploitation peuvent varier. Selon les pays, on peut

trouver des réseaux maillés exploités de manière débouclée, ainsi que des réseaux présentant des structures en antenne (*Figure 5.c*) ou radiales (*Figure 5.d*).

En général, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs, l'expérience d'exploitation et des considérations économiques qui déterminent le choix de la structure topologique des réseaux. Cette structure comprend :

- Les postes sources HT/MT, qui sont alimentés par le réseau de transport ou de répartition.
- Le réseau MT, composé des départs issus des sources, pouvant être des lignes aériennes ou des câbles enterrés.
- Les postes MT/BT de distribution publique.
- Le réseau BT, sur lequel sont connectés les branchements qui desservent la clientèle.

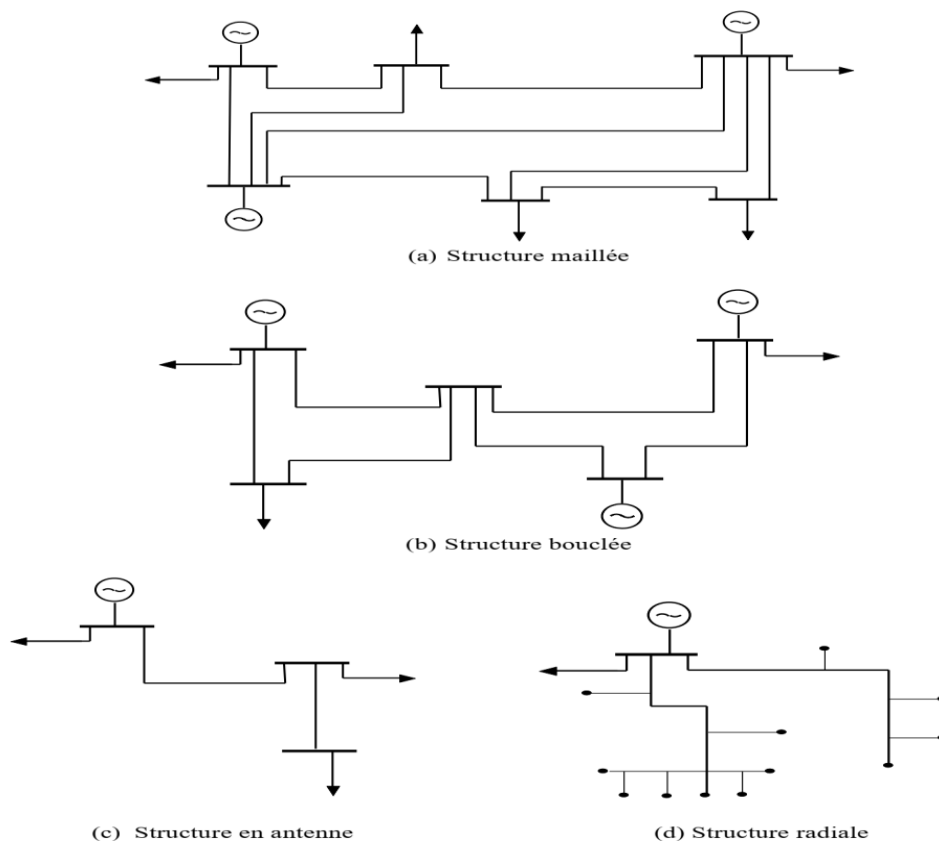


Figure 5 : Topologies des réseaux électriques

1.8. Les postes de livraison HTB [3]

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre :

- d'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB
- d'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HTA

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants:

- **simple antenne**

Avantage : Coût minimal

Inconvénient : Disponibilité faible

- **double antenne**

Avantage :

- bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau - maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci

Inconvénients :

- solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne
- ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci

- **double antenne - double jeu de barres**

Avantage :

- bonne disponibilité d'alimentation
- très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour maintenance des jeux de barres
- possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

Inconvénient :

- surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres.

1.9. Les postes de livraison HTA

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250 kVa et 10 MVA. Deux types de postes de livraison HTA existent selon que le comptage est effectué en BT ou en HTA. [3]

1.9.1. Les postes de livraison HTA à comptage BT [3]

- simple dérivation
- coupure d'artère
- double dérivation

1.9.2. Les postes de livraison HTA à comptage HT [3]

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul si son courant secondaire est supérieur à 2000 A (puissance supérieure à 1250 kVa pour une tension composée de 400 V) et peuvent comporter des départs HTA.

La partie de l'installation allant du point de raccordement au réseau HTA jusqu'au sectionneur d'isolement situé en aval du disjoncteur général est régie par la norme NF C 13-100 ; les jeux de barres, le réseau HTA et les transformateurs sont régis par la norme NF C 13-200.

De façon identique aux postes de livraison à comptage BT, l'alimentation par le distributeur peut être en simple dérivation, coupure d'artère ou double dérivation.

Poste de livraison avec une alimentation en coupure d'artère comportant 2 transformateurs et 2 départs HTA

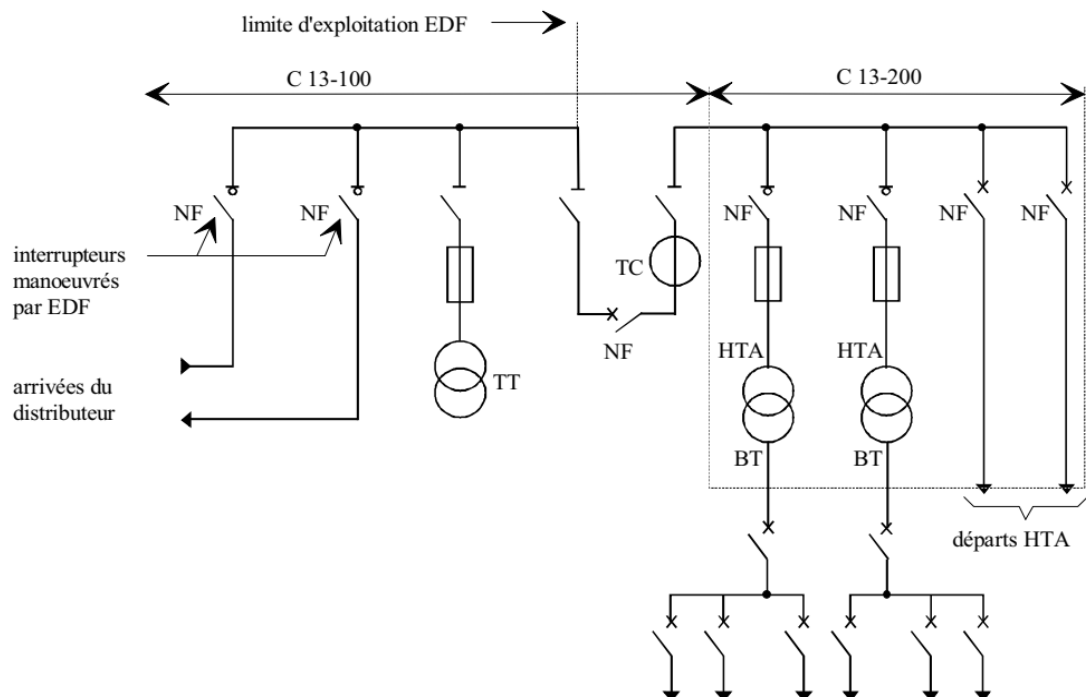


Figure 6 : exemple de poste de livraison HTA à comptage HT

1.10. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de présenter le contexte général de réseaux de distribution. Il s'est agi essentiellement de présenter les notions de base du monde de ces réseaux de distribution.

En particulier la partie opérative qui est caractéristiques techniques et niveau de tension de réseaux de distribution, structure générale et en fin, l'équipement et l'architecture des postes.

L'objectif du chapitre suivant nous allons défini et expliqué les écoulements de puissance.

CHAPITRE 2 : ÉCOULEMENT DE PUISSANCES

2.1. Introduction

L'écoulement de puissance est crucial pour le bon fonctionnement des réseaux électriques, assurant une distribution efficace de l'énergie entre les générateurs et les consommateurs. Cette étude vise à déterminer les grandeurs électriques essentielles du réseau, telles que les tensions et les puissances, en tenant compte des contraintes techniques et économiques. Dans un contexte où la fiabilité énergétique et la maîtrise des coûts sont primordiales, l'analyse de l'écoulement de puissance revêt une importance capitale pour garantir la stabilité et l'efficacité opérationnelle des réseaux électriques.

2.2. Système d'unités relatives (per-unit)

2.2.1. Définition [5]

Dans les calculs d'analyse des réseaux électriques, il est courant d'utiliser des valeurs normalisées telles que les impédances, les courants, les tensions et les puissances en valeurs unitaires plutôt qu'en valeurs physiques telles que les ohms, les ampères, les kilovolts et les méga volts-ampères. L'utilisation de ces valeurs unitaires permet de comparer plus facilement différentes quantités. En effet, un système par unité consiste à exprimer une quantité en la rapportant à une valeur de base choisie arbitrairement, ce qui facilite la comparaison des grandeurs en question.

Par conséquent, la valeur unitaire de toute quantité peut être définie comme une quantité physique :

$$\text{Valeur en pu} = \frac{\text{valeur réelle}}{\text{valeur de base choisie}}$$

Dans le contexte des réseaux électriques, la quantité physique est représentée par des valeurs telles que les ohms, les ampères, les volts, etc. La valeur de base, également appelée valeur unitaire dans le système par unité, est fixée à 1. Ainsi, un courant de base est également connu sous le nom de courant unitaire. Étant donné que la grandeur physique et la grandeur de base ont les mêmes dimensions, la valeur unitaire résultante, exprimée de manière décimale, est sans dimension et est simplement notée avec l'indice "pu". En revanche, la quantité de base est indiquée par l'indice "B". Le symbole de l'unité est "pu" ou "0/1".

Le système des pourcentages est obtenu en multipliant la valeur unitaire par 100. Par conséquent,

$$\text{Valeur en pourcentage} = \frac{\text{valeur réelle}}{\text{valeur de base choisie}} \times 100$$

Utiliser le système des pourcentages peut être complexe et sujet à des erreurs, car il implique de multiplier les quantités par 100. Ainsi, il est nécessaire d'ajouter ou de retirer le facteur 100 de manière constante, ce qui peut parfois être source de confusion. Par exemple, multiplier 40 % de réactance par 100 % de courant donne 4000 % de tension, qu'il faut ensuite corriger pour obtenir la valeur correcte de 40 % de tension. C'est pourquoi le système par unité est préférable dans les calculs des réseaux électriques, offrant une méthode plus claire et moins sujette à des erreurs liées à la manipulation des pourcentages.

Les grandeurs en unités relatives sont déterminées de la manière suivante :

$$I(p.u) = \frac{I}{I_{base}}; V(p.u) = \frac{V}{V_{base}} \quad (2.1)$$

Afin de convertir toutes les grandeurs électriques en unités relatives ($p.u$), il est nécessaire de choisir arbitrairement deux grandeurs indépendantes de base à un point donné du système électrique. Généralement, ce choix se porte sur une tension simple (V_{base}) et la puissance monophasée (S_{base}).

Afin que les lois électriques restent valides dans le système d'unités relatives, les relations suivantes devront être utilisées pour déterminer le reste des grandeurs de base : [29]

$$P_{base} = Q_{base} = S_{base} \quad (2.2)$$

$$I = \frac{S_{base}}{V_{base}} \quad (2.3)$$

$$Z_{base} = R_{base} = X_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (2.4)$$

Remarque : Si la tension de base est donnée en kV et la puissance en kVa alors, cette impédance (Z_{base}) est donnée par : [29]

$$Z_{base} = R_{base} = X_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} = \frac{10^3 V_{base}^2}{S_{base}} \quad (2.5)$$

Nous déduisons que la résistance en ($p.u$) est égale à :

$$R(p.u) = \frac{R}{Z_{base}} \quad (2.6)$$

Et pour la réactance, nous avons aussi :

$$X(p.u) = \frac{X}{Z_{base}} \quad (2.7)$$

Et pour l'impédance en $(p.u)$, on a :

$$Z(p.u) = \frac{Z}{Z_{base}} \quad (2.8)$$

Ou bien

$$Z(p.u) = R(p.u) + jX(p.u) \quad (2.9)$$

Et pour les puissances de charge, nous avons :

$$P(p.u) = \frac{P}{S_{base}} \quad (2.10)$$

$$Q(p.u) = \frac{Q}{S_{base}} \quad (2.11)$$

2.2.2. Les avantages d'utilisation de Système d'unités relatives [5]

- L'analyse du réseau est grandement simplifiée puisque toutes les impédances d'un circuit équivalent donné peuvent être directement additionnées, quelles que soient les tensions du système.
- Il élimine les $\sqrt{3}$ multiplications et divisions qui sont nécessaires lorsque les systèmes triphasés équilibrés sont représentés par des systèmes par phase. Par conséquent, les facteurs $\sqrt{3}$ et 3 associés aux grandeurs delta et étoile dans un système triphasé équilibré sont directement pris en compte par les grandeurs de base.
- Habituellement, l'impédance d'un appareil électrique est donnée en pourcentage ou par unité par son fabricant sur la base de sa plaque signalétique (par exemple, son voltampère nominal et sa tension nominale).
- Les différences dans les caractéristiques de fonctionnement de nombreux appareils électriques peuvent être estimées par une comparaison de leurs constantes exprimées en unités per.
- Les constantes moyennes des machines peuvent être facilement obtenus car les paramètres d'équipements similaires ont tendance à se situer dans une fourchette relativement étroite et sont donc comparables lorsqu'ils sont exprimés en unités par rapport à la capacité nominale.

- L'utilisation de quantités par unité est plus commode dans les calculs impliquant des ordinateurs numériques.

2.3. Modélisation des éléments du réseau électrique

Un réseau électrique, qu'il s'agisse de transport ou de distribution, comprend divers composants qui doivent être modélisés pour formuler les équations régissant le système électrique. Dans les prochains segments, nous présenterons quelques modèles algébriques fondamentaux des composants du réseau nécessaires pour le calcul de l'écoulement de puissance. [6]

2.3.1. Modélisation d'une charge [6]

La charge électrique est souvent modélisée sous forme d'une impédance constante. La plupart des charges représentent une sous-station (système de distribution). Ces charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prises de charges variables, ou le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant.

Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes.

Les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale :

$$S_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di} \quad (2.12)$$

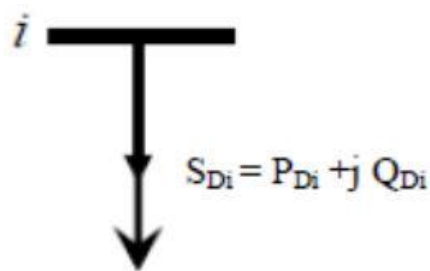


Figure 7: Modèle d'une charge

S_{Di} : puissance apparente demandée au jeu de barres i

P_{Di} : puissance active demandée au jeu de barres i

Q_{Di} : puissance réactive demandée au jeu de barres i

Cette puissance réactive peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive ou capacitive.

2.3.2. Modèle de Ligne de distribution [6]

Les lignes des distributions sont des lignes courtes donc elles sont modélisées par leurs impédances séries seulement. Voir (*Figure 8*)

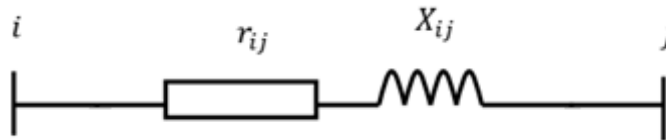


Figure 8: Modèles des lignes de distribution

Avec

r_{ij} : Résistance longitudinale

x_{ij} : Réactance longitudinale

2.4. Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance

L'analyse de l'écoulement de puissance vise à déterminer les valeurs des tensions et des puissances en chaque nœud d'un réseau électrique, ainsi que les pertes associées, pour des conditions de fonctionnement spécifiques. Pour résoudre ce problème, plusieurs étapes sont nécessaires :

- Formulation d'un modèle mathématique adéquat du système de puissance, comprenant la spécification des variables et des contraintes aux nœuds.
- Résolution numérique du système pour obtenir les solutions recherchées. [8]

Cette étude permet d'obtenir les grandeurs essentielles d'un réseau électrique en régime permanent équilibré, notamment les tensions aux nœuds, les puissances injectées et transitant dans les lignes, ainsi que les pertes actives et réactives. Ces informations sont cruciales pour la planification, la construction, l'extension, la conduite et le contrôle des réseaux électriques. [7]

2.5. Problème de l'écoulement de puissance

Chaque nœud du réseau électrique est caractérisé par quatre grandeurs fondamentales : le module de tension V_i , la phase de tension δ_i , la puissance active injectée P_i et la puissance réactive injectée Q_i . Pour chaque nœud, deux de ces grandeurs doivent être spécifiées à l'avance, tandis que les deux autres sont calculées. Les grandeurs inconnues des tensions, à savoir leurs modules et leurs phases, sont désignées comme des variables d'état, tandis que les puissances active et réactive injectées sont

appelées variables de contrôle. La détermination de l'état du système nécessite le calcul des valeurs des variables d'état. Dans l'analyse de l'écoulement de puissance. [9]

2.6. Classification des nœuds (Jeux de barres) [10]

Réseau de distribution radial comme a été mentionné auparavant, la technique proposée pour le calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution radial, se base principalement sur la connaissance de la topologie ou l'architecture du réseau. Pour cela, cette technique nécessite uniquement la lecture des données du réseau : le nombre des jeux de barres et les charges branchées au niveau de chacun d'eux, ainsi que les branches qui le forment, jeux de barres de départ, jeux de barres d'arrivée et la caractéristique résistance et réactance de chaque branche. La connaissance de la topologie du réseau se fait par l'identification du type de chaque jeu de barres et de chaque ligne. Généralement, les réseaux de distribution qui ont une forme radiale, comportent un jeu de barres de référence qui est souvent le premier jeu de barres du réseau, et trois autres types de jeux de barres :

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

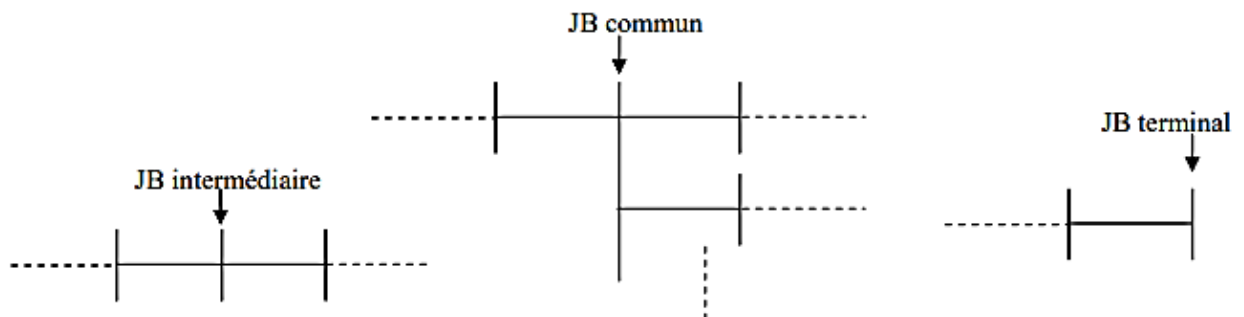


Figure 9: Représentation des types des jeux de barres

2.7. Identification du type de chaque ligne [11]

2.7.1. Ligne principale

Une ligne principale est une ligne qui débute d'un jeu de barres dit jeu de barres de référence (JBref).

2.7.2. Ligne latérale

Une ligne latérale est une ligne qui débute d'un jeu de barres commun appartenant à la ligne principale.

2.7.3. Ligne sous-latérale

Une ligne sous-latérale est une ligne qui débute d'un jeu de barres commun appartenant à la ligne latérale.

2.7.4. Ligne mineure

Une ligne mineure est une ligne qui débute d'un jeu de barres commun appartenant à la ligne sous-latérale.

2.8. Méthodes de calcul de l'écoulement des puissances [12]

Les méthodes classiques de calcul de l'écoulement de puissance des réseaux de transport à savoir Gauss-Seidel, Newton-Raphson et découplée rapide sont inappropriées et inefficaces dans l'étude des réseaux de distribution à cause des caractéristiques spécifiques de ces réseaux qui sont :

- Le rapport entre la résistance et la réactance de lignes R/x est élevé ;
- La configuration radiale des réseaux de distribution ;

Afin de calculer efficacement l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution, plusieurs méthodes basées sur le concept de balayage avant et arrière (Backward-Forward sweep BFS) ont été développées.

2.8.1. Méthode de BFS (Backward/Forward Sweep)

Cette méthode se divise en deux phases distinctes : le balayage arrière et le balayage avant. Lors du balayage arrière, les courants sont déterminés en appliquant la loi de Kirchhoff aux courants, partant du nœud le plus éloigné du nœud source. Dans la phase de balayage avant, les tensions en aval sont calculées à partir du nœud source. Pour mener à bien ces calculs, les données essentielles comprennent les puissances active et réactive des charges, la désignation des nœuds et un modèle d'impédance de séquence positive pour toutes les branches. [13], [14]

2.8.1.1. Formulation mathématique [13]

Prenons en compte un réseau de distribution présentant une structure radiale, composé d'une série de branches. Chaque branche de ce réseau est représentée par une combinaison en série d'une résistance et d'une inductance pure dans sa modélisation.

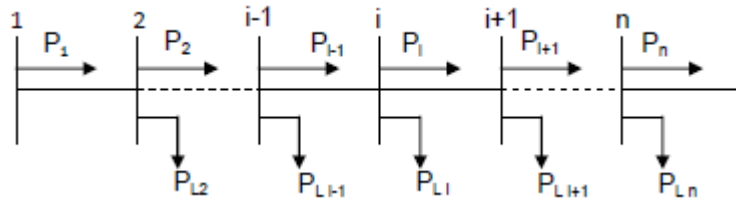


Figure 10: Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial

L'impédance d'une branche «i» quel conque de ce réseau s'écrit comme suit :

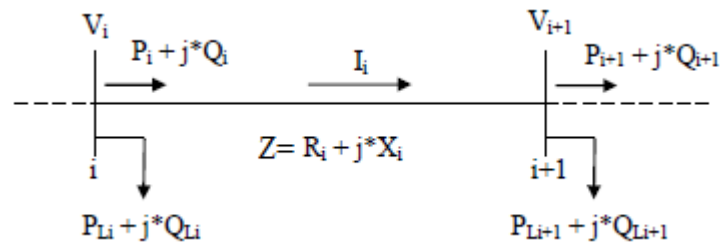


Figure 11: Représentation de deux jeux de barres

Les puissances active et réactive transitées du jeu de barres « i » au jeu de barres « i+1 » peuvent être calculées comme suit :

$$P_i = P'_{i+1} + R_i \frac{P'^2_{i+1} + Q'^2_{i+1}}{V^2_{i+1}} \quad (2.13)$$

$$Q_i = Q'_{i+1} + X_i \frac{P'^2_{i+1} + Q'^2_{i+1}}{V^2_{i+1}} \quad (2.14)$$

Ou :

$$P'_{i+1} = P_{i+1} + P_{Li+1} \quad (2.15)$$

$$Q'_{i+1} = Q_{i+1} + Q_{Li+1} \quad (2.16)$$

P_{Li+1} Et Q_{Li+1} sont les puissances actives et réactive de la charge au niveau du jeu de barres «i+1»

P_i Et Q_i sont les puissances active et réactive sortantes du jeu de barres « i »

Le courant traversant la branche « i » s'écrit comme suit :

$$I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \quad (2.17)$$

$$P'_{i+1} - Q'_{i+1} = V_{i+1}^* I_i$$

2.8.1.2. Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barres [13], [15]

D'après la *Figure 11*, le courant dans la branche $(i, i + 1)$ s'écrit de deux façons :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \\ I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \end{array} \right. \quad (2.18)$$

En assimilant les parties réelles et imaginaires des deux côtés de l'équation (2.18), on aura :

$$V_i^2 - V_i V_{i+1} \cos(\delta_{i+1} - \delta_i) = (P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) \quad (2.19)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} V_i V_{i+1} \cos(\delta_{i+1} - \delta_i) = V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i) \\ V_i V_{i+1} \sin(\delta_{i+1} - \delta_i) = Q_i R_i - P_i X_i \end{array} \right. \quad (2.20)$$

En élevant les deux côtés des équations (2.20) à la puissance 2, on obtient :

$$\left\{ \begin{array}{l} (V_i V_{i+1})^2 \cos^2(\delta_{i+1} - \delta_i) = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 \\ (V_i V_{i+1})^2 \sin^2(\delta_{i+1} - \delta_i) = (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \end{array} \right. \quad (2.21)$$

En assemblant les équations (2.21) côté à l'autre, une nouvelle équation est obtenue

$$(V_i V_{i+1})^2 = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 + (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \quad (2.22)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (P_i R_i + Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \quad (2.23)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2 \quad (2.24)$$

Finalement, l'équation de l'amplitude de la tension au niveau de chaque jeu de barres du réseau de distribution radial est obtenue comme suit :

$$V_{i+1} = \left[V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (P_i R_i)^2 + (R_i^2 + X_i^2) \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \right]^{1/2} \quad (2.25)$$

Toujours à partir des équations (2.21), l'angle de tension peut s'écrire :

$$\tan(\delta_{i+1} - \delta_i) = \frac{Q_i R_i - P_i X_i}{V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i)} \quad (2.26)$$

$$\delta_{i+1} = \delta_i - \tan^{-1} \left(\frac{Q_i R_i - P_i X_i}{V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i)} \right) \quad (2.27)$$

2.8.1.3. Les pertes de puissances active et réactive [13]

Les pertes de puissance active au niveau d'une branche «i» de la *Figure 11* s'écrivent comme suit :

$$P_{Loss,i} = R_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (2.28)$$

Les pertes totales de puissance active dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (2.28) :

$$P_{T,Loss} = \sum_{i=1}^N P_{Loss,i} \quad (2.29)$$

Les pertes de puissance réactive au niveau d'une branche « i » s'écrivent comme suit :

$$Q_{Loss,i} = X_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (2.30)$$

Les pertes totales de puissance réactive dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (2.30) :

$$Q_{T,Loss} = \sum_{i=1}^N Q_{Loss,i} \quad (2.31)$$

2.8.1.4. Construction de la Matrice BIBC [16]

Les courants de charge au niveau des jeux de barres sont obtenus en utilisant l'équation suivant:

$$S_i = (P_i + jQ_i), \quad i = 1, \dots, N \quad (2.32)$$

$$I_i^k = \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right)^* \quad (2.33)$$

Les courants traversant les branches sont calculés par l'application de la loi de Kirchhoff au réseau de distribution. Un réseau de distribution simple de 9 jeux de barres et 8 branches présenté par la (*Figure 12*) est utilisé comme exemple pour faciliter l'explication de la méthode de détermination de la matrice BIBC.

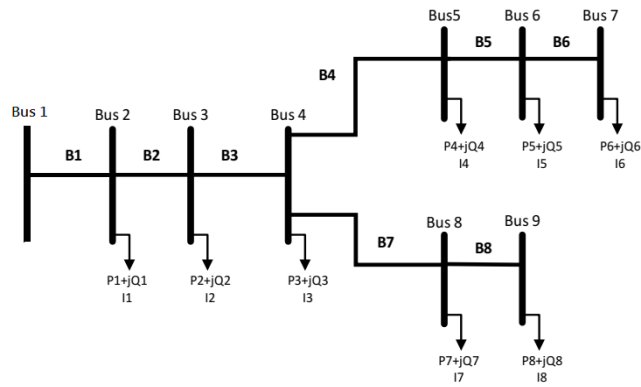


Figure 12: Réseau de distributions simple

Les courants des branches du réseau peuvent être exprimés en fonction des courants de charges comme suit :

$$\begin{aligned}
 B_1 &= I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 + I_7 + I_8 \\
 B_2 &= I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 + I_7 + I_8 \\
 B_3 &= I_3 + I_4 + I_5 + I_6 + I_7 + I_8 \\
 B_4 &= I_4 + I_5 + I_6 \\
 B_5 &= I_5 + I_6 \\
 B_6 &= I_6 \\
 B_7 &= I_7 + I_8 \\
 B_8 &= I_8
 \end{aligned} \tag{2.34}$$

Donc, la relation entre les courants de charge des jeux de barres et les courants de branches peut être écrite sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \\ B_6 \\ B_7 \\ B_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \end{bmatrix} \tag{2.35}$$

D'une forme générale, l'équation peut s'écrire comme suit :

$$[B] = [BIBC][I] \tag{2.36}$$

Où BIBC (en anglais Bus-injection to branche-current matrix) est la matrice des courants injectés dans les jeux de barres qui est une matrice triangulaire supérieure contenant les valeurs 0 et 1 uniquement. La matrice BIBC peut se former selon l'algorithme suivant :

- 1- Pour un réseau de distribution de m branches et n jeux de barres, les dimensions de la matrice BIBC sont $m \times (n-1)$
- 2- Si la branche B_k est située entre le jeu de barres i et le jeu de barres j , copier la colonne du $i^{\text{ème}}$ jeu de barres de la matrice BIBC dans la colonne du $j^{\text{ème}}$ jeu de barres et écrire 1 à la position de l'élément de la $k^{\text{ème}}$ ligne (branche) et la $j^{\text{ème}}$ colonne (jeu de barres).
- 3- Répéter la deuxième opération jusqu'à ce que toutes les branches seront incluse dans la matrice BIBC

La tension de nœud peut être exprimée comme une fonction des courants de branche, des paramètres de ligne, et de la tension de référence au niveau du poste source (HTB/HTA). La relation entre les courants de branche et les tensions de nœud, comme obtenue par l'équation (2.37) et (2.38) suivant :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ V_9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & Z_{56} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & Z_{56} & Z_{67} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 & 0 & Z_{78} & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 & 0 & Z_{78} & Z_{89} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \\ B_6 \\ B_7 \\ B_8 \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

$$[\Delta V] = [BCBV][B] \quad (2.38)$$

Où BCBV (en Anglais Branch Current Bus Voltage) est la matrice qui représente la relation entre les courants de branches et les tensions des nœuds, $V_i, i=2,3, \dots, 9$ est la tension du nœud « i », et Z_{im} est l'impédance de ligne entre le nœud « i » et le nœud « m ».

Les matrices BIBC et BCBV sont élaborées en fonction de la structure topologique du réseau de distribution. En combinant les équations (2.35) et (2.38), la relation entre ces deux matrices peut être exprimée comme :

$$[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I] \quad (2.39)$$

La solution du calcul de répartition de charges est obtenue par une résolution itérative, de l'équation (2.32). La tension est calculée grâce à l'équation de récurrence (2.33) et suivant le critère d'arrêt de l'équation (2.41).

$$[V^{k+1}] = [V^0][\Delta V^{k+1}] \quad (2.40)$$

$$([V^{k+1}] - [V^k]) < \varepsilon \quad (2.41)$$

2.8.1.5. Algorithm de Backward/Forward Sweep (BFS) [13]

1 ère Etape:

Lire les données de réseau.

2 ème Etape

Identifier les types des jeux de barres

3 ème Etape

Initialiser la tension des tous les jeux de barres à 1pu

4 ème Etape

Détermination la matrice $[BIBC]$ et $[BCBV]$

5 ème Etape

Calcule des courant injecte $[I]$ en applique l'équation (2.33)

6 ème Etape

Calculer les courants traversant les branches en applique l'équation (2.35)

7 ème Etape

Calculer les nouvelles tensions module et phase au niveau de tous les jeux de barres en appliquant l'équation (2.38)

8 ème Etape

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

Les pertes de puissance active et réactive dans chaque branche selon les équations (2.28) et (2.30)

Calculer les pertes totales active et réactive selon les équations (2.29) et (2.31) et afficher les résultats finaux. Si non retourne à l'étape 5.

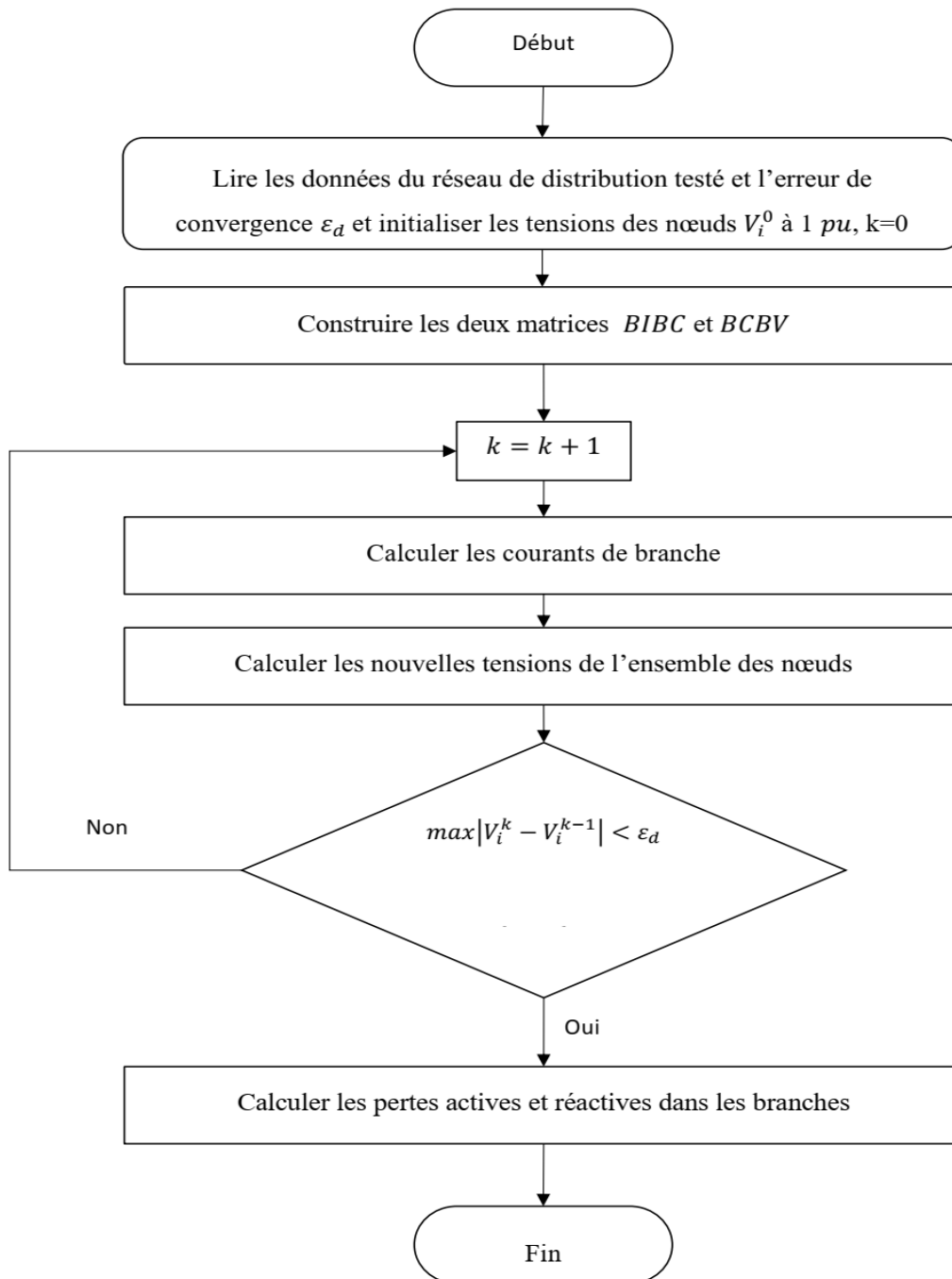
2.8.1.6. Organigramme de la méthode BFS d'écoulement de puissance.

Figure 13: Organigramme de la méthode BFS d'écoulement de puissance.

2.9. Déviation de la tension [17]

La déviation de la tension peut être définie comme la différence entre la tension du jeu de barres de référence et la tension du jeu de barres i . Plus la déviation de la tension est petite, plus la tension du réseau est meilleure. La déviation de la tension (VD) est définie comme suit :

$$VD = \sum_{i=2}^{N_{JB}} (V_{ref} - V_i)^2 \quad (2.42)$$

Où VD est la déviation de tension totale, V_i est l'amplitude de la tension du jeu de barres i et V_{ref} est la tension nominale (1.0 p.u).

2.10. Analyse de la stabilité de tension du réseau de distribution [18]

La stabilité de tension est définie comme la capacité d'un réseau électrique à maintenir des tensions acceptables à chaque jeu de barres suite à une perturbation. Plusieurs phénomènes, tels qu'une défaillance d'une ligne ou une variation importante de la charge, peuvent engendrer une chute progressive et incontrôlable de la tension, aboutissant à un effondrement généralisé de la tension du réseau. De nombreuses méthodes d'analyse de la stabilité de tension ont été proposées dans la littérature pour évaluer la stabilité du réseau de distribution dans différentes conditions de fonctionnement et pour proposer des méthodes de contrôle appropriées. Les indices de stabilité de la tension sont très utiles pour évaluer la stabilité de tension du réseau de distribution et pour quantifier la distance entre le point de fonctionnement actuel et le point d'effondrement de la tension. L'indice de stabilité de tension proposé par Chakravorty et Das sera utilisé dans notre étude.

2.10.1. L'indice de stabilité de tension VSI [18]

L'indice de stabilité de tension VSI proposé par Chakravorty et Das peut être dérivé du schéma simplifié de réseau de distribution radial de la **Figure 11** et représenté par les équations suivantes :

De l'équation (2.17) nous obtenons :

$$|V_{i+1}|^4 - (|V|^2 - 2P_{Li+1} * R_i - 2Q_{Li+1} * X_i)|V_{i+1}|^2 + (P_{Li+1}^2 + Q_{Li+1}^2)(R_i^2 X_i^2) = 0 \quad (2.43)$$

En remplaçant les termes

$(|V|^2 - 2P_{Li+1} * R_i - 2Q_{Li+1} * X_i)$ et $(P_{Li+1}^2 + Q_{Li+1}^2)(R_i^2 X_i^2)$ par b_i et c_i respectivement, on obtient l'équation suivante :

$$|V_{i+1}|^4 - bi|V_{i+1}|^2 + c = 0 \quad (2.44)$$

On voit que l'équation (2.44) a quatre solutions, qui sont :

- $0.707[b_i - (b_i^2 - 4c_i)^{1/2}]^{1/2}$
- $-0.707[b_i - (b_i^2 - 4c_i)^{1/2}]^{1/2}$
- $-0.707[b_i + (b_i^2 - 4c_i)^{1/2}]^{1/2}$
- $0.707[b_i + (b_i^2 - 4c_i)^{1/2}]^{1/2}$

Maintenant, pour des données réalistes lorsque P , Q , R , X et V sont exprimées en unité relative, bi est toujours positive car le terme : $2(P_{Li+1} * R_i + Q_{Li+1} * X_i)$ est très petit par rapport à $|V_i|^2$ et aussi le terme $4c_i$ est très petit par rapport à b_i^2 par conséquent $(b_i^2 - 4c_i)^{1/2}$ est presque égale à b_i et donc deux solutions de $|V_{i+1}|$ sont presque égales à zéro et pas faisable, la troisième solution est négative et donc pas faisable, la quatrième solution de $|V_{i+1}|$ st positive et réalisable. Par conséquent, la solution de l'équation (2.44) est :

$$0.707 [b_i + (b_i^2 - 4c_i)^{1/2}]^{1/2} \quad (2.45)$$

De l'équation (2.45), on voit qu'une solution acceptable de l'écoulement de puissance du réseau de distribution radial existera si :

$$(b_i^2 - 4c_i) \quad (2.46)$$

On remplace les équations de bi et ci dans l'équation (2.46), on obtient :

$$VSI_{i+1} = |V_i|^4 - 4(P_{Li+1} * X_i - Q_{Li+1} * R_i)^2 - 4(P_{Li+1} * R_i - Q_{Li+1} * X_i)|V_i|^2 \geq 0 \quad (2.47)$$

Ou VSI_{i+1} est l'indice de stabilité de tension du jeu de barres $i+1$ ($i=1, 2, 3, \dots, N$)

N est le nombre total des jeux de barres.

Pour un fonctionnement stable du réseau, VSI_{i+1} , Les auteurs de attestent que plus la valeur de VSI proche de 1, le système deviendrait plus stable.

2.11. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré les équations qui régissent l'écoulement de puissance et nous avons examiné la méthode *Forward/Backward sweep* pour leur résolution. L'utilisation des unités relatives permet de simplifier les calculs par normalisation des valeurs d'impédance, de courant, de tension et de puissance. Grâce à l'exactitude de la modélisation et à des approches méthodologiques comme le *Forward/Backward sweep*, il est possible de procéder à des estimations fiables concernant les tensions aux nœuds ainsi que les déperditions de puissance. L'identification précise des nœuds, des branches et l'utilisation des matrices BIBC et BCBV sont essentielles pour appréhender la structure du réseau et pour optimiser la gestion de l'écoulement de puissance.

Dans le chapitre suivant, on va présenter en détail les différents types des productions décentralisées (DGs) et leurs impacts sur le réseau de distribution

CHAPITRE 3 : ETAT DE L'ART D'OPTIMISATION DE L'EMPLACEMENT DES DG

3.1. Introduction

La production décentralisée, actuellement désignée sous de différentes dénominations, telle que Production Décentralisée, Production Distribuée, Génération d'Énergie Décentralisée ou Génération d'Énergie Dispersée (DG en anglais), tend à se développer dans le monde entier. Elle repose sur des unités de cogénération, d'énergies renouvelables, ou de production traditionnelle, fournissant des services système permettant le bon fonctionnement fiable et économique du réseau dans son ensemble. Les générateurs d'électricité de faible puissance, rattachés aux réseaux de distribution, forment la production décentralisée (DG). La particularité de l'approche DG réside dans le raccordement au réseau de distribution et la petitesse de la taille par rapport aux unités de production centralisée. La définition la plus générale de la DG inclut n'importe quelle source d'énergie électrique issue de la production centralisée; directement connectée au réseau ou à proximité des points de consommation d'énergie. La production DG repose sur le recours à des sources d'énergie primaires renouvelables et à la cogénération en vue d'améliorer l'efficacité énergétique et produire une énergie plus propre.

3.2. Etat de l'art

L'optimisation multi-objectif pour le dimensionnement et le placement optimal des générateurs distribués dans les réseaux de distribution utilise l'algorithme PSO pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la stabilité des systèmes d'énergie. Le PSO s'inspire du comportement social des oiseaux ou des poissons, avec des particules se déplaçant dans l'espace de recherche pour trouver la solution optimale. Les approches multi-objectif comme le MOPSO (Multi-Objective Particle Swarm Optimization) gèrent des objectifs conflictuels tels que la minimisation des pertes, l'amélioration des profils de tension et la réduction des coûts. Les variantes hybrides comme le GA-PSO (Algorithme Génétique et PSO Hybride) et le VCPSO (PSO à Constantes Variables) combinent différentes techniques pour une meilleure convergence et des solutions de qualité. Des améliorations spécifiques intègrent la fiabilité et des études ont montré l'efficacité de ces méthodes pour optimiser les systèmes de distribution d'énergie. Des études récentes ont exploré diverses applications et améliorations du PSO dans le contexte des réseaux de distribution électrique :

- Moradi et Abedini (2012) : Ont combiné GA et PSO pour le placement et le dimensionnement optimal des DG, abordant à la fois la minimisation des pertes de puissance et l'amélioration du profil de tension dans les systèmes de distribution. [26]
- Kefayat et al. (2015) : Ont développé un algorithme hybride ACO (Optimisation par Colonies de Fourmis) et ABC (Algorithme des Colonies d'Abeilles Artificielles) pour le placement et le dimensionnement probabiliste optimal des DG, se concentrant sur l'amélioration de la robustesse de la solution face aux incertitudes dans le système de puissance. [27]
- Rao et al. (2013) : Ont utilisé le PSO pour la minimisation des pertes de puissance dans les systèmes de distribution, intégrant la reconfiguration du réseau et le placement des DG pour obtenir des résultats optimaux. [28]

Ces approches de pointe démontrent la polyvalence et l'efficacité du PSO et de ses variantes pour résoudre des problèmes d'optimisation multi-objectifs complexes dans les systèmes de distribution d'énergie. L'intégration de méthodes hybrides et d'améliorations adaptées aux exigences spécifiques des systèmes de puissance améliore encore le processus d'optimisation, assurant une distribution d'énergie plus fiable et efficace. Les études récentes soulignent l'importance de ces techniques pour les gestionnaires de réseaux cherchant à améliorer les performances globales de leurs systèmes tout en intégrant les sources d'énergie renouvelables et en réduisant les coûts et les émissions.

3.3. Différents types de production d'énergie

Plusieurs types de générateurs d'énergie se développent dans le monde sur la base d'unités de production traditionnelle, de système à énergie renouvelable ou de cogénération installée par des producteurs indépendants. Les différentes technologies de production d'énergie appartiennent à deux groupes qui sont : [19]

- les sources d'énergie décentralisée n'étant pas renouvelables.
- les sources d'énergie décentralisée renouvelable.

3.3.1. Sources de production décentralisée non renouvelables [19]

3.3.1.1. Energies fossiles (gaz, charbon, pétrole) : Elles sont utilisées comme l'énergie primaire pour produire l'électricité. Ces énergies se trouvent dans les :

- **Turbines à combustion :** Les niveaux de puissance varient de 25kW à 200MW

- **Micro-turbines à combustion** : les niveaux de puissance disponibles dans le marché varient entre 30 et 250 kW.
- **Moteurs à gaz** : niveau de puissance varie de 5kW à 5MW
- **Moteurs diesel** : le gabarit des puissances varie de 100kW à 25MW

3.3.1.2. Energie d'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.

3.3.1.3. Cogénération :

La cogénération électricité-chaleur récupère la chaleur des microcentrales électriques près des bâtiments, atteignant un rendement de 90%. Cette récupération réduit la nécessité d'une consommation supplémentaire d'énergie pour le chauffage des bâtiments.

3.3.2. Sources de production décentralisée renouvelables

Les sources d'énergie renouvelable contribuent progressivement à la construction de générateurs d'énergie. Mais à part pour les grands et les champs d'éoliennes de grande superficie, les sources d'énergie renouvelable sont souvent dispersées géographiquement et ne permettent une production électrique que de faible puissance. Les principales sources d'énergie renouvelable les plus communes sont [19] :

3.3.2.1. Centrales hydrauliques :

Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Celle-ci est transformée en énergie électrique par un alternateur entraîné par une turbine mue par la force de l'eau qui est due soit à la hauteur de chute de centrales alimentées par une conduite forcée, soit au débit dans le cas de centrale au fil de l'eau [19]

3.3.2.2. Eolienne

Les aérogénérateurs, ou éolien, tirent leur énergie du vent transmise par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie commence à atteindre sa maturité technologique est de plus en plus réponde grâce à son fort attrait écologique. [19]

3.3.2.3. Les centrales géothermiques

Les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraines qui peuvent atteindre 350 C° dans les zones les plus favorables. Cette eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs. La vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique. [19]

3.3.2.4. Solaire photovoltaïques

Les panneaux solaires convertissent directement l'énergie reçue par rayonnement solaire en énergie électrique à courant continu. Ils sont très utilisés pour l'alimentation de sites isolés (non connectés aux réseaux) en association avec un système de stockage. [19]

3.4. Avantages et les inconvénients des DGs [20],[30]

a. *Avantages*

L'intégration de la DG dans les réseaux de distribution a de grands impacts sur le fonctionnement et la planification des systèmes de distribution. Différents problèmes techniques, économiques et environnementaux ont abordés dans la littérature telle que :

- Réduction des pertes actives.
- Report des investissements dans la capacité du réseau.
- Amélioration du profil de tension.
- Réduction des émissions.
- Amélioration de la stabilité de la tension en augmentant la marge de charge du système.
- Amélioration de la fiabilité, les indices de fiabilité peuvent être améliorés si DG les unités sont utilisées et placées correctement dans le réseau.
- Accroître la sécurité du réseau.
- Faciliter la restauration du système.
- Réduire les coûts énergétiques à court terme.

b. *Les inconvénients :*

Malgré leurs avantages significatifs, les générateurs d'énergie décentralisée (DG) peuvent également présenter certains défis, notamment :

- Les systèmes de distribution initialement conçus pour un flux unidirectionnel de l'énergie sont confrontés à des défis lorsque des unités de génération décentralisée (DG) sont ajoutées, créant ainsi un flux bidirectionnel de puissance. Cette modification peut affecter les performances des relais de protection.
- Dans les systèmes intégrant des DGs, le phénomène d'îlotage peut survenir, mettant en danger le personnel et le public, ainsi que provoquer des surtensions potentielles.

- Le contrôle des DGs appartenant aux clients peut être complexe et difficile à gérer.
- Les DGs basées sur les énergies renouvelables comme le photovoltaïque (PV) et l'éolien produisent une puissance de sortie intermittente, fonction de l'irradiation solaire ou de la vitesse du vent. Leur puissance de sortie n'est donc pas constante et elles ne peuvent pas être régulés selon les besoins.

3.5. Différents types de DGs dans le réseau électrique [21]

Les DG 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 DG 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: DG 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: DG 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: DG 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

3.6. Impact de la production décentralisée sur le réseau de distribution

Les gestionnaires du réseau se préoccupent de ce type d'étude lors de la phase de planification ou de l'approbation d'un projet de raccordement des DGs. Les principaux impacts à rappeler sont les suivants :

3.6.1. Impact de l'insertion de DGs sur les grandeurs électriques

3.6.1.1. Impact sur le plan de tension [22]

Le réseau de distribution opère à des tensions de (30kV et 10 kV), mais l'utilisation de conducteurs pour acheminer l'énergie aux consommateurs entraîne une chute de tension, ce qui signifie que la tension aux points de consommation est inférieure à celle au niveau du poste source. Trop faible, cette tension peut perturber les équipements du consommateur, tandis qu'une tension excessive peut endommager à la fois le réseau et les équipements des consommateurs. Par conséquent, il est impératif

de maintenir la tension dans les limites de $\pm 5\%$ de la tension nominale, pour des raisons techniques et économiques. La chute de tension dépend des puissances actives et réactives injectées, ainsi que du type et de la longueur des conducteurs. De plus, l'intégration de générateurs d'énergie distribuée (DGs) peut altérer la tension, dépassant parfois les limites admissibles malgré la présence de régulateurs de charge.

3.6.1.2. Impacts sur le sens de transit de puissance [22]

La connexion de DGs sur le réseau de distribution modifie le transit de puissance dans le réseau. La **Figure 14** montre les transits de puissance obtenus sur ce réseau test sans DGs. Les flux de puissance sont unidirectionnels et proviennent du réseau amont, le réseau de transport. Le transformateur HTB/HTA symbolise la frontière entre le réseau de distribution et le réseau de transport.

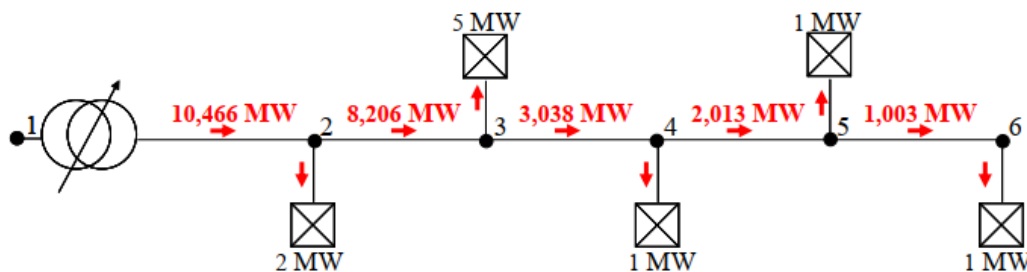


Figure 14: Transit des puissances dans le réseau test sans DGs

On connecte une DG au nœud 5 de puissance 5 MW comme indiquée sur la **Figure 15**. On suppose que cette DG fonctionne à sa puissance maximale. Non seulement elle alimente la charge connectée au même nœud mais, en plus, elle va exporter de la puissance vers les autres charges. Les flux de puissance deviennent alors bidirectionnels. La puissance provenant du réseau de répartition est alors de 5,123 MW. Par ailleurs, dans le cas précédent où la puissance provenait intégralement du réseau amont. Ainsi grâce à la production locale de cette DG, les transits de puissance active ont diminué et par conséquent les pertes également.

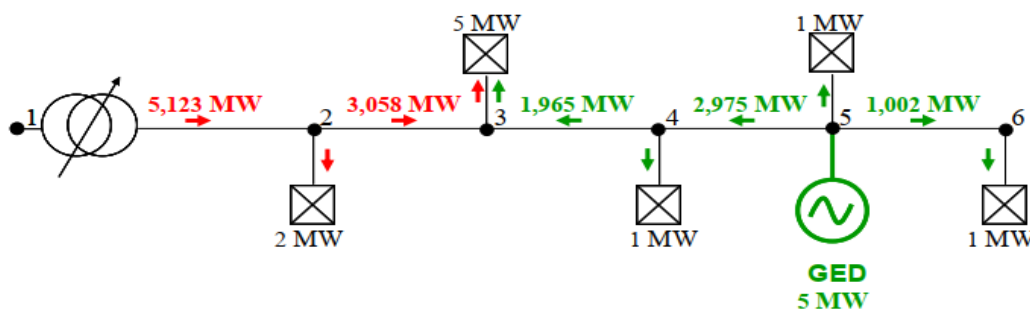


Figure 15: Transit de puissance dans le réseau test avec une DG connectée au nœud 5

3.6.1.3. Impact sur la qualité de la tension [22]

La connexion de DG sur le réseau de distribution peut également altérer la qualité de l'onde de tension. Celle-ci est déterminée grâce à un ensemble d'indices :

- **Le 'Flicker'**

Il s'agit de variations rapides de la tension inférieures à 10 % de la tension nominale de manière répétitive. Il provient du fonctionnement de certaines machines comme les fours à arcs par exemple. Le « flicker » n'a aucune incidence sur les matériels. Cependant il provoque une gêne visuelle car il est responsable du papillotement des ampoules à incandescence. Le « flicker » peut apparaître en raison de l'intermittence des DGs si celles-ci sont des éoliennes ou encore des panneaux photovoltaïques.

- **Les creux de tension**

Il s'agit d'une diminution brutale de la tension qui peut aller jusqu'à 90 % de la tension nominale pendant une durée comprise entre 10 ms et 1 minute. Le fonctionnement des protections limite la durée des creux de tension suite à des défauts polyphasés. Ils peuvent intervenir également lorsqu'une DG se couple au réseau.

- **Les harmoniques**

Les harmoniques sont une déformation de l'onde de tension ou de courant. Certaines DGs (Photovoltaïque entre autres) peuvent avoir des interfaces d'électronique de puissance. Or ce sont ces dispositifs d'électronique de puissance qui sont responsables de la création d'harmoniques plutôt hautes fréquences qui peuvent provoquer un vieillissement prématuré des matériels. Par ailleurs, elles sont responsables de gênes acoustiques dans les transformateurs et de vibrations dans les machines tournantes

- **Les déséquilibres du système triphasé**

Le déséquilibre du système triphasé est dû à un mauvais équilibrage des phases et peut provoquer des déséquilibres de tension (diminutions ou élévations). Ces déséquilibres au niveau de la moyenne tension peuvent apparaître lors du raccordement de DG monophasées sur le réseau basse tension, au même titre que les charges monophasées classiques.

3.6.1.4. Impact sur les courants de court-circuit [22]

L'intégration de DG dans le réseau de distribution modifie l'impédance globale du réseau et donc les courants de court-circuit et la puissance de court-circuit. Ainsi il est possible que le courant de court-

circuit soit modifié et puisse provoquer le dysfonctionnement du matériel de protection. Par ailleurs, lors d'un défaut, les producteurs alimentent le courant de défaut. Celui-ci peut alors dépasser la limite admissible des éléments du réseau (conducteurs entre autres).

3.6.2. Impact de l'insertion de DG sur la planification et exploitation [22]

Dans la partie précédente, les impacts de l'insertion de production décentralisée sur les grandeurs électriques ont été mis en évidence. Ceux-ci laissent penser que le réseau de distribution n'a pas été conçu pour accueillir ces productions. Nous allons donc détailler les impacts possibles de l'insertion de DG sur le plan de protection et sur les calculs technico-économiques réalisés en planification.

3.6.2.1. Impact sur le plan de protection [22]

La modification des courants de court-circuit due à l'insertion de DG peut conduire à une modification du réglage des protections voire même à leur changement. Deux principaux problèmes apparaissent suite à une insertion de DG : le problème d'aveuglement de protections et celui déclenchement intempestif des protections.

3.6.2.2. Problème d'aveuglement des protections [22]

Le problème d'aveuglement de protections se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ possédant une DG. Ce problème est illustré sur la **Figure 16**. En effet, en l'absence de DG, le seuil de la protection P2 est réglé à $I_{\text{seuil P2}} = I_{\text{df 1}}$ (courant de défaut provenant du réseau amont). Si on raccorde une DG, alors la DG va participer au courant de défaut. Le courant de défaut apporté par le réseau amont, $I_{\text{df 2}}$, est alors plus faible que $I_{\text{df 1}}$ est donc inférieur au seuil de la protection P2 qui ne déclenche pas d'où le terme d'aveuglement.

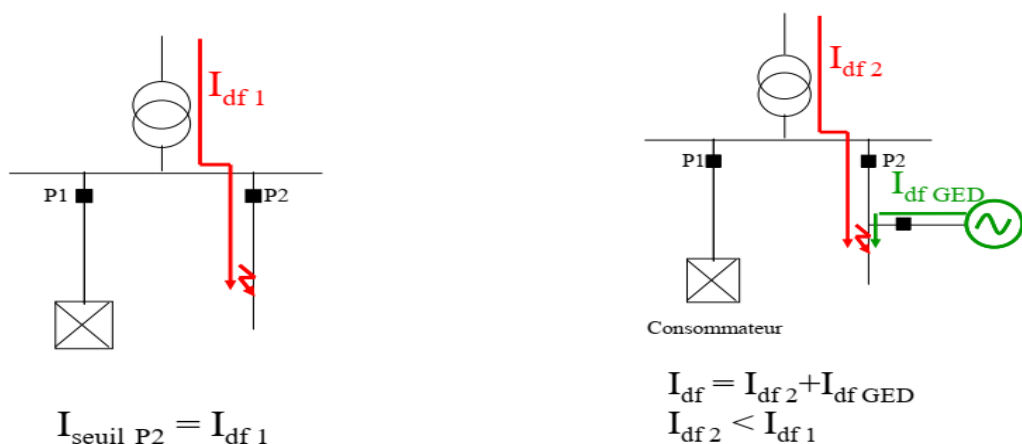


Figure 16: Problème d'aveuglement de protections

3.6.2.3. Problème du déclenchement intempestif des protections [22]

Le problème de déclenchement intempestif (illustré sur la *Figure 17*) se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent au départ possédant une DG. En effet, la DG participant au courant de défaut peut faire déclencher la protection P2 si le courant de défaut apporté par la DG est supérieur au seuil de la protection P2

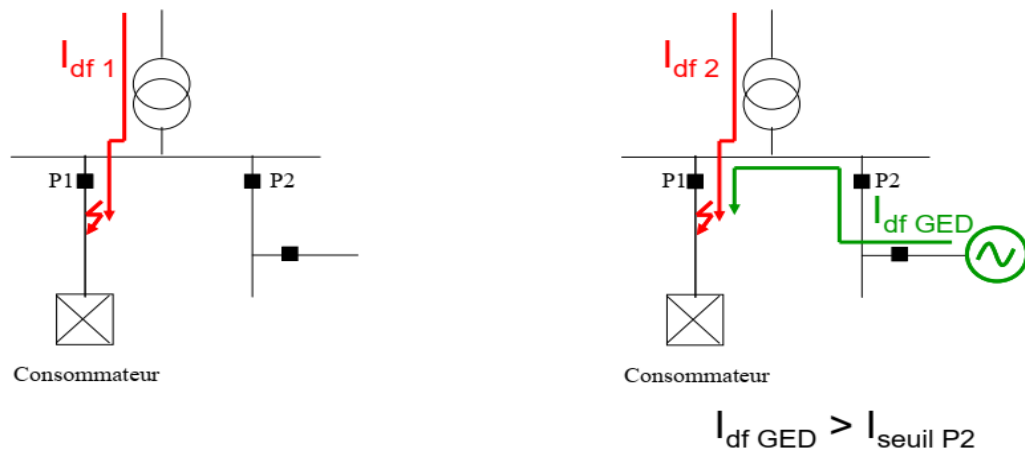


Figure 17: Problème du déclenchement intempestif de protections

3.7. Optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs

3.7.1. Définition de L'optimisation [11]

L'optimisation est une branche mathématique cherchant à modéliser, analyser et résoudre analytiquement ou numériquement des problèmes qui consistent à minimiser ou maximiser une fonction sur un ensemble. Les problèmes d'optimisation en électrotechnique présentent plusieurs difficultés liées aux besoins de l'utilisateur, aux caractéristiques du problème à résoudre et au temps de calcul. De nombreux travaux s'appuient sur des méthodes de résolution exactes permettant d'obtenir une solution dont l'optimalité est garantie. Dans certaines situations, on peut cependant chercher des solutions d'une bonne qualité, sans garantie d'optimalité, mais au profit d'un temps de calcul plus réduit.

3.7.2. L'optimisation par essaim particulaire (PSO) [21]

Les algorithmes d'optimisation par essaim de particules (PSO) ont été introduits en 1995 par Kennedy et Eberhart comme une alternative aux algorithmes génétiques standards. Ces algorithmes sont inspirés des essaims d'insectes (ou des bancs de poissons ou des nuées d'oiseaux) et de leurs mouvements coordonnés. En effet, tout comme ces animaux se déplacent en groupe pour trouver de

la nourriture ou éviter les prédateurs, les algorithmes à essaim de particules recherchent des solutions pour un problème d'optimisation. Les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim.

3.7.2.1. Principe générale de la méthode PSO [31]

Un essaim de particules, qui sont des solutions potentielles au problème d'optimisation, survole, l'espace de recherche, en quête de l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes :

- Une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;
- Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;
- Une composante sociale : la particule tend se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins.

Dans le cas d'un problème d'optimisation, la qualité d'un site de l'espace de recherche est déterminée par la valeur de la fonction objective en ce point.

La **Figure 17** illustre le schéma vectoriel du déplacement d'une particule qui détermine de nouvelle position d'une particule dans un processus PSO (les trois flèches grisées représentent la combinaison vectorielle des trois effets pris en compte)

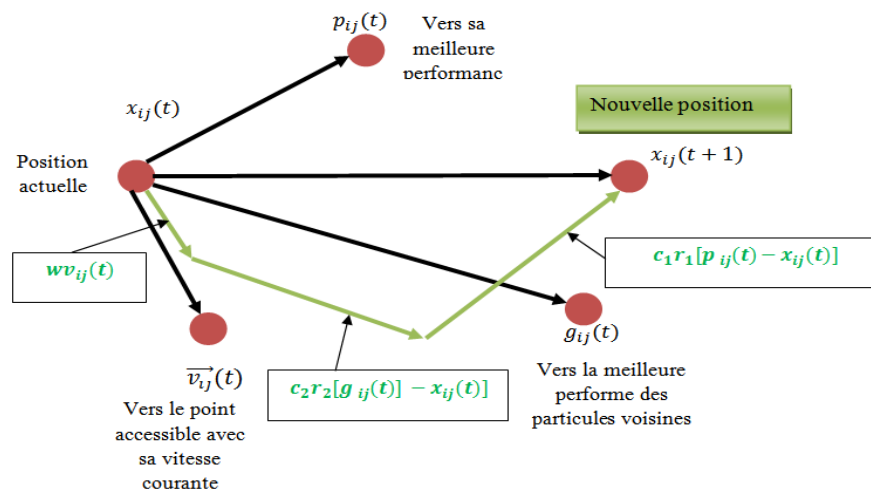


Figure 18 : Schéma de principe du déplacement d'une particule.

3.7.2.2. Formalisation [25]

La position à l'itération $(t+1)$ de la particule i est alors définie par l'équation :

$$\mathbf{x}_{ij}(t+1) = \mathbf{x}_{ij}(t) + \mathbf{v}_{ij}(t+1) \quad (3.1)$$

$$\mathbf{v}_{ij}(\mathbf{t} + \mathbf{1}) = \mathbf{w}\mathbf{v}_{ij}(\mathbf{t}) + c_1 r_1 \left(\mathbf{p}_{best_{ij}}(\mathbf{t}) - \mathbf{x}_{ij}(\mathbf{t}) \right) + c_2 r_2 \left(\mathbf{g}_{best_j}(\mathbf{t}) - \mathbf{x}_{ij}(\mathbf{t}) \right) \quad (3.2)$$

Avec :

$$i=1, 2, 3 \dots N_p \quad j=1, 2, 3 \dots N_d \quad t=1, 2, 3 \dots t_{max}$$

N_p est le nombre de particules de l'essaim

N_d est le nombre de variables du problème (c.-à-d. dimension d'une particule).

t_{max} est le nombre maximal d'itération.

$\mathbf{v}_{ij}(\mathbf{t})$ est la vitesse de la $j^{ème}$ composante de la $i^{ème}$ de la $k^{ème}$ itération.

$\mathbf{p}_{best_{ij}}$ est la $j^{ème}$ composante de la meilleure position occupée par la $i^{ème}$ particule de l'essaim enregistrée dans les itérations précédentes (local best).

$\mathbf{g}_{best_{ij}}$ est la $j^{ème}$ composante de la meilleure position occupée par l'essaim (global best).

\mathbf{x}_{ij} est la $j^{ème}$ coordonnée de la position actuelle de la particule i , à la $t^{ème}$ itération.

\mathbf{w} est en général une constante appelée coefficient d'inertie c_1 et c_2 , sont deux constantes appelées coefficients d'accélération r_1 et r_2 , sont deux nombres aléatoires tirés uniformément dans $[0,1]$ à chaque itération et pour chaque dimension.

$\mathbf{w}\mathbf{v}_{ij}(\mathbf{t})$ correspond à la composante physique du déplacement. Le paramètre contrôle l'influence de la direction de déplacement sur le déplacement futur. Il est à noter que, dans certaines applications, le paramètre peut-être variable

$c_1 r_1 \left(\mathbf{p}_{best_{ij}}(\mathbf{t}) - \mathbf{x}_{ij}(\mathbf{t}) \right)$ Correspond à la composante cognitive du déplacement où c_1 contrôle le comportement cognitif de la particule.

$c_2 r_2 \left(\mathbf{g}_{best_j}(\mathbf{t}) - \mathbf{x}_{ij}(\mathbf{t}) \right)$ Correspond à la composante sociale du déplacement où c_2 contrôle l'aptitude sociale de la particule.

Tableau 1: Les coefficients W_{max} , W_{min} , c_1 , c_2

coefficient d'inertie W_{max}	coefficient d'inertie W_{min}	coefficients d'accélération C_1	coefficients d'accélération C_2
0.9	0.4	2	2

3.8. Formulation du problème d'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs [23]

L'objectif du problème d'optimisation de l'emplacement et de la taille des générateurs distribués (DGs) est de minimiser les pertes totales de puissance active, d'améliorer le profil de tension et de renforcer la stabilité de tension, tout en respectant les contraintes d'égalités et d'inégalités.

D'un point de vue mathématique, les fonctions objectifs et les contraintes relatives à l'emplacement et à la dimension des DGs peuvent être formulées de la manière suivante :

3.8.1. Fonction objectif

Les fonctions objectives peuvent être classées en deux catégories : les fonctions à objectif unique (mono-objectif) et les fonctions à objectifs multiples (multi-objectifs). Les fonctions mono-objectif ont pour but de minimiser ou maximiser un seul objectif (par exemple, les pertes de puissance, le profil de tension, la stabilité, etc.), tandis que les fonctions multi-objectifs sont une combinaison de deux ou plusieurs fonctions mono-objectif.

3.8.1.1. Fonction mono-objectif (minimisation des pertes de puissance active) [25]

La minimisation des pertes de puissance active en fonction de la puissance des DGs est considérée comme la fonction objective et elle est exprimée comme suit :

$$f_1 = \min(P_{T,Loss}) \quad (3.3)$$

Où

$$P_{T,Loss} = \sum_{i=1}^N P_{Loss,i} \quad (3.4)$$

3.8.1.2. Fonction multi-objectifs[11]

La fonction objective considérée combine trois objectifs : la minimisation des pertes de puissance active, la minimisation de la déviation de tension et l'amélioration de la stabilité de tension. Pour représenter ces objectifs dans une seule expression mathématique, nous combinons chaque fonction par des coefficients. L'utilisation des coefficients de pondération permet de transformer les trois fonctions mono-objectif en une seule fonction multi-objectif.

$$F_2 = \min(w_1 f_1 + w_2 f_2 + w_3 f_3) \quad (3.4)$$

$$F_2 = \min(w_1 P_{T, Loss} + w_2 VD + w_3 VSI) \quad (3.5)$$

Où $P_{T, Loss}$, VD et VSI sont, respectivement, les pertes de puissance active totales, la déviation de tension et l'indice de stabilité de tension ; w_1 et w_2 et w_3 sont des facteurs de pondération. Dans ce travail, les valeurs de w_1 et w_2 et w_3 sont, respectivement, 0.4 et 0.3 et 0.3. La déviation de tension (VD) et l'indice de stabilité de tension (VSI) sont donnés par les équations (2.42) et (2.47) respectivement.

3.8.2. Contraintes d'égalités et d'inégalités [23], [24]

3.8.2.1. Contraintes d'égalités

Ces contraintes traduisent l'équilibre entre les puissances générées par le poste source, la production décentralisée et celles demandées par les charges. Elles peuvent être représentées par :

$$P_s + \sum P_{DG} = \sum_{i=1}^n P_{Li} + \sum_{i=1}^m P_{Loss\ i} \quad (3.6)$$

$$Q_s + \sum Q_{DG} = \sum_{i=1}^n Q_{Li} + \sum_{i=1}^m Q_{Loss\ i} \quad (3.7)$$

Avec :

P_s et Q_s est la puissance active et réactive générées par le poste source.

P_{DG} et Q_{DG} est la puissance active et réactive fournie par la production décentralisée.

3.8.2.2. Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalités s'expriment par

- **Tension du jeu de barres**

L'amplitude de la tension de chaque jeu de barres est limitée comme suit :

$$V_{min} \leq |V_i| \leq V_{max} \quad (3.8)$$

$i=1, 2, \dots, Nbr$ (nombre total de jeux de barres)

V_{min} et V_{max} sont considérées comme 0,95 et 1,05 (p.u) respectivement.

V_i est la tension du jeu de barres

- **Courant de branche**

Le courant de chaque branche est limité comme suit :

$$I_i \leq I_{i \max} \quad (3.9)$$

$i=1, 2, \dots, N_{br}$ (nombre total de branches)

I_i est le courant de la branche i

$I_{i, \max}$ est le courant maximal de la branche i

- **Puissances générées par les DGs**

Les limites des puissances générées par les DGs :

$$P_{DG}^{min} \leq |P_{DGi}| \leq P_{DG}^{max} \quad (3.10)$$

$$Q_{DG}^{min} \leq |Q_{DGi}| \leq Q_{DG}^{max} \quad (3.11)$$

P_{DG} et Q_{DG} est la puissance active et réactive totale de DG

- **Position de DG**

$$2 \leq DG_{JB} \leq N_{JB} \quad (3.12)$$

DG_{JB} est le numéro de jeu de barres de l'installation de DG

3.8.3. Algorithme de PSO [25]

La résolution de la taille optimale et du meilleur emplacement du DG, un algorithme basé sur PSO a été utilisé et les étapes suivantes sont suivies pour la mise en œuvre :

- **Étape 1** : Saisissez des données telles que l'impédance de ligne, la puissance de ligne.
- **Étape 2** : Calculez les tensions à chaque nœud et la perte de puissance totale dans le réseau de distribution à l'aide de la méthode de balayage avant et arrière.
- **Étape 3** : initialiser la taille de la population.
- **Étape 4** : Initialisez le nombre de particules à optimiser.
- **Étape 5** : Définissez le nombre de bus $x=2$.
- **Étape 6** : Définissez le nombre de générations $y=0$.
- **Étape 7** : Générez une position et une vitesse aléatoires pour chaque particule.
- **Étape 8** : Calculez la perte de puissance pour chaque particule.
- **Étape 9** : Initialisez la position actuelle de chaque particule comme « P best ».
- **Étape 10** : Attribuez « G best » comme meilleur parmi « P best ».
- **Étape 11** : Mettez à jour la vitesse et la position de chaque particule.

- **Étape 12** : Si le nombre de générations atteint la limite maximale, passez à l'étape 13 ou bien augmentez le compteur de un et passez à l'étape 7.
- **Étape 13** : Si le nombre de bus atteint la limite maximale, passez à l'étape 14 ou bien augmentez le compteur de un et passez à l'étape 6.
- **Étape 14** : Affichez les résultats.

3.9. Conclusion

L'intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution induit plusieurs modifications dans le comportement du réseau. Initialement, les flux de puissance, le profil de tension et les courants de court-circuit sont ajustés. Ces ajustements peuvent présenter des avantages pour le réseau, mais ils peuvent également engendrer des effets néfastes, tels qu'une augmentation des niveaux de tension et des courants de court-circuit.

La dernière section traite de l'optimisation de l'emplacement et de la taille des générateurs distribués en utilisant l'algorithme d'essaim de particules (PSO). Elle propose une formulation du problème d'optimisation relatif à l'emplacement et à la taille des générateurs distribués, accompagnée d'une explication de la mise en œuvre de l'algorithme PSO pour résoudre cette problématique.

CHAPITRE 4 : APPLICATION ET RESULTAT DE SIMULATION

4.1. Introduction

Dans le cadre de l'optimisation des réseaux de distribution électrique, l'utilisation de générateurs distribués (DG) joue un rôle crucial pour améliorer l'efficacité énergétique et la stabilité des systèmes. Le réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres, connu pour sa complexité et ses caractéristiques réalistes, est un banc d'essai idéal pour évaluer l'impact de l'intégration des DGs.

Ce chapitre explore les caractéristiques du réseau de distribution testé, ainsi que les résultats des simulations menées pour évaluer l'impact de l'installation de générateurs distribués à différents facteurs de puissance (0.8, 0.9, et 1). En utilisant l'algorithme d'optimisation par essaims particuliers (PSO), nous avons étudié plusieurs scénarios d'intégration des DGs afin de minimiser les pertes de puissance et de maximiser la stabilité de tension du réseau.

Nous examinerons d'abord les paramètres du réseau de distribution et les résultats de l'écoulement de puissance sans l'intégration de DG. Ensuite, nous présenterons les résultats des simulations pour chaque facteur de puissance, en comparant les performances du réseau avec l'installation d'un ou deux DGs. Enfin, nous discuterons des avantages de l'utilisation de DG pour l'optimisation des réseaux de distribution et identifierons la configuration optimale qui offre la meilleure combinaison de réduction des pertes de puissance et d'amélioration de la stabilité de tension.

4.2. Réseau de distribution testé

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres de la *Figure 19* sont données comme suit :

- Nombre de jeux de barres =33 ;
- Nombre de branches =32 ;
- Jeu de barres de référence N° =1 ;
- Tension de base =12,66 kV ;
- Puissance de base = 100 MVA.

Les données de ce réseau sont représentées dans l'Annexe 1

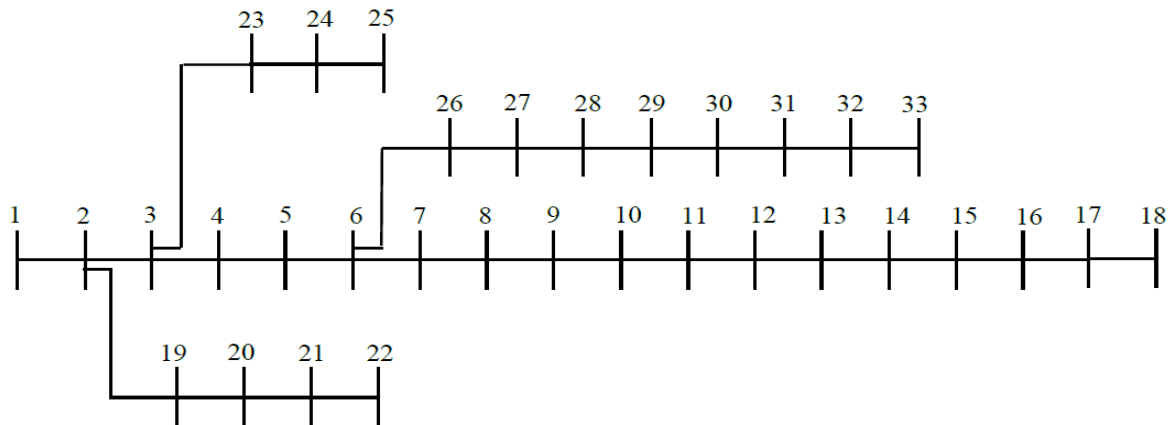


Figure19 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres

Le **tableau 2** représente le type de chaque jeu de barres et de chaque ligne constituant le réseau de distribution IEEE 33-bus.

Tableau 2 : l'identification de la topologie du réseau IEEE 33 jeux de barres

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

4.3. Résultats et interprétations

Dans notre travail, les paramètres de PSO ont été pris comme suit :

- Taille de chaque DG : $100 \text{ KW} \leq P_{DG} \leq 500 \text{ KW}$

- Nombre de DGs insérées : une seule DG, deux DGs
- Nombre de la population = 50 ;
- Nombre des itérations = 100 ;
- Nombre maximum des itérations = 300 ;

Pour voir l'influence de la présence des unités de production décentralisées du réseau de distribution deux scénarios sont considérés :

- Premier Scénario (fonction mono-objectif) :
L'objectif de cette fonction est de minimiser les pertes totales de puissance active
- Deuxième scénario (fonction multi-objectifs) :
la fonction objectif considérée combine trois objectifs (minimisation des pertes de puissance active, minimisation de la déviation de tension et amélioration de la stabilité de tension).

4.3.1. Résultat de l'écoulement de puissance

Le calcul de l'écoulement de puissance du réseau testé est obtenu en utilisant la méthode de BFS (Backward/Forward Sweep) dont le principe et l'organigramme sont déjà décrits au chapitre II.

Après la simulation sur programme « **MATLAB** » nous obtenons les résultats suivants :

Tableau 3 : Pertes de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE 33-bus

N° JDB	La tension Sans DGs (pu)	Numéro de La branche	Pertes Active(KW)	Pertes Réactive(KVAr)	VSI Stability index
1	1.0000	/	/	/	0
2	0.9970	1	12.2404	6.2397	0.98683
3	0.9829	2	51.7912	26.3789	0.9314
4	0.9755	3	19.9005	10.1351	0.90404
5	0.9681	4	18.6989	9.5237	0.87747
6	0.9497	5	38.2486	33.0180	0.81204
7	0.9462	6	1.9145	6.3285	0.79347
8	0.9413	7	4.8380	1.5988	0.77723
9	0.9351	8	4.1805	3.0035	0.76319
10	0.9292	9	3.5609	2.5240	0.74435
11	0.9284	10	0.5537	0.1831	0.74268
12	0.9269	11	0.8811	0.2914	0.737587
13	0.9208	12	2.6662	2.0978	0.718288
14	0.9185	13	0.7292	0.9598	0.710469
15	0.9171	14	0.3570	0.3177	0.70538
16	0.9157	15	0.2815	0.2055	0.70186
17	0.9137	16	0.2516	0.3360	0.69563
18	0.9131	17	0.0531	0.0417	0.69308
19	0.9965	18	0.1610	0.1536	0.98398
20	0.9929	19	0.8322	0.7499	0.9699
21	0.9922	20	0.1008	0.1177	0.96715
22	0.9916	21	0.0436	0.0577	0.96466
23	0.9794	22	3.1816	2.1740	0.9186
24	0.9727	23	5.1437	4.0617	0.85535
25	0.9694	24	1.2875	1.0074	0.84331
26	0.9477	25	2.6009	1.3248	0.80575
27	0.9452	26	3.3290	1.6950	0.79705
28	0.9337	27	11.3009	9.9637	0.7588
29	0.9255	28	7.8333	6.8242	0.73168
30	0.9219	29	3.8957	1.9843	0.59658
31	0.9178	30	1.5936	1.5750	0.7045
32	0.9169	31	0.2132	0.2485	0.69728
33	0.9166	32	0.0132	0.0205	0.70546
Pertes active Totale (KW)			202.6771		
Pertes réactive Totale (KVAr)			135.141		
Tension minimale (JDB)			0.91306 (18)		
Tension maximale (JDB)			0.99703 (2)		

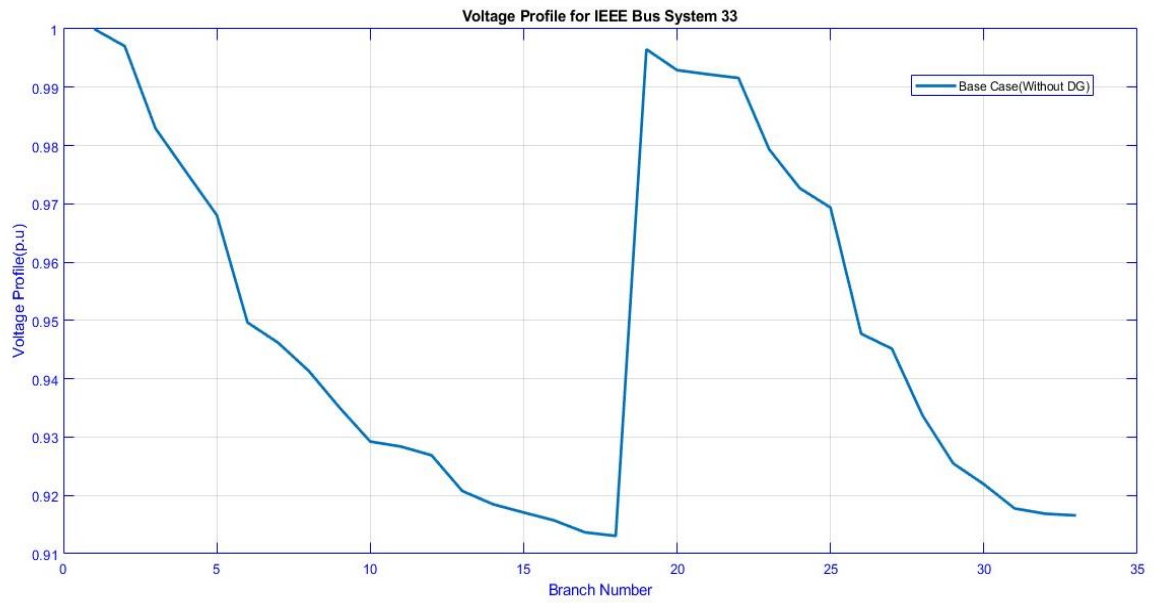


Figure 20 : Tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus

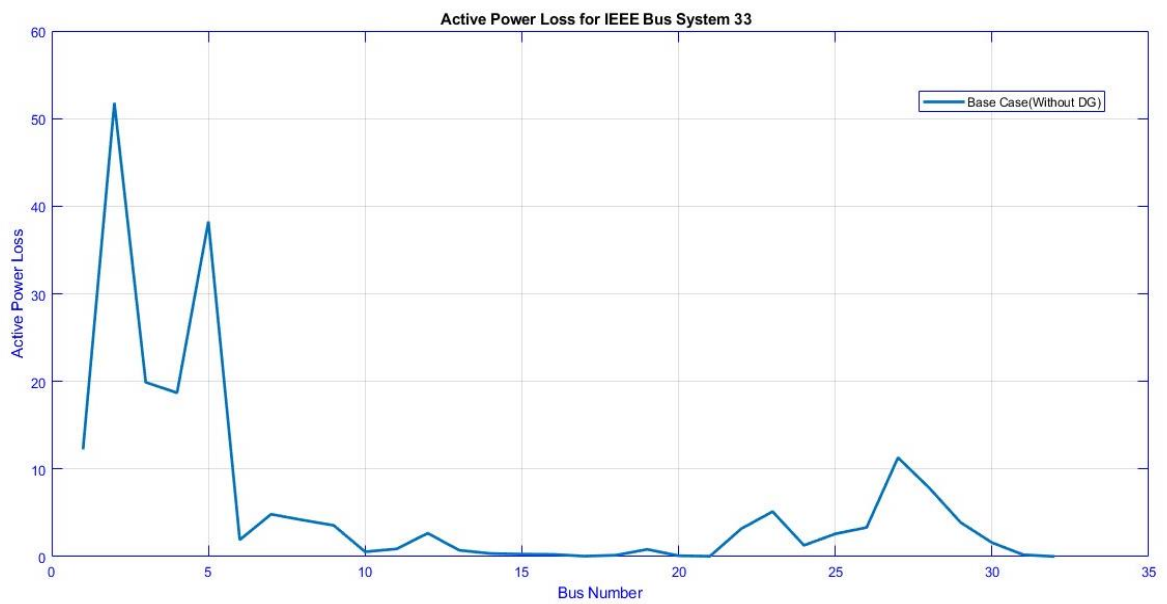


Figure 21 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus

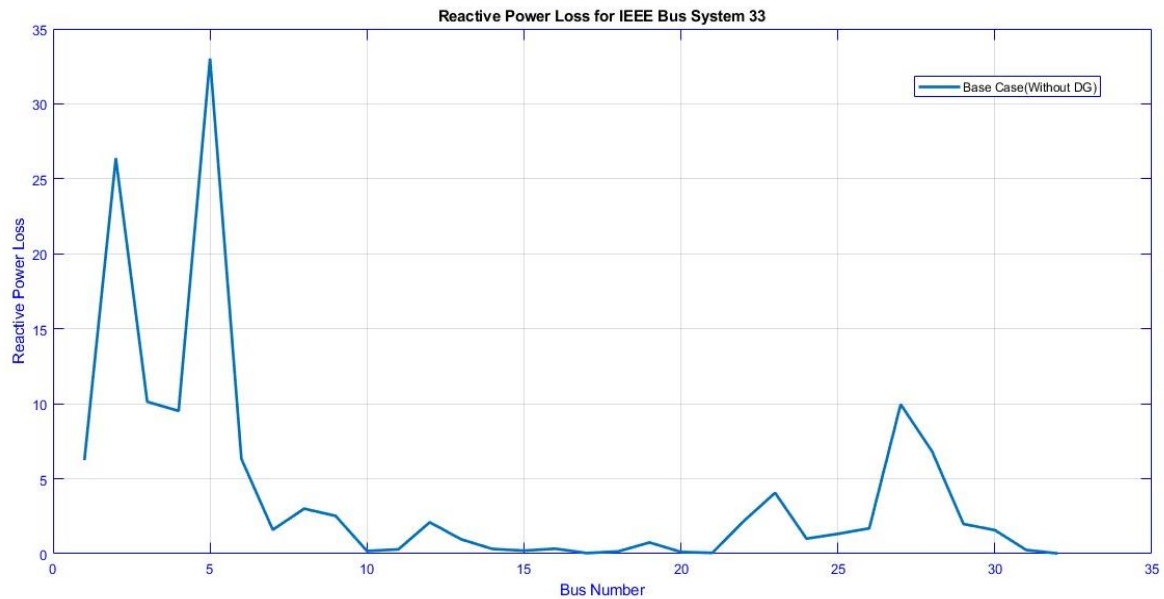


Figure 22 : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus

Le **tableau 3** présente les modules des tensions au niveau de chaque jeu de barres et les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche. La valeur de tension la plus basse est 0.91306 pu qui se trouve au niveau du JDB 18. Concernant les pertes actives, la valeur maximale est 51.7912 kW, est donnée au niveau de la branche numéro 2. Pour les pertes réactives, la valeur la plus élevée est 33.0180 kVAr, se trouve au niveau de la branche numéro 5. Ces pertes sont dues aux valeurs des courants traversant ces branches ainsi qu'aux caractéristiques électriques, notamment la résistance et la réactance, relatives à chaque branche du réseau. Les pertes totales actives et réactives du réseau sont respectivement de 202.6771 kW et 135.141 kVAr, représentant 5,45 % et 5,87 % de la puissance demandée.

4.3.2. Fonction mono-objectif

L'intégration optimale de la production décentralisée dans les réseaux de distribution IEEE 33 jeux de barres sera effectuée avec différents facteur de puissance (0.8, 0.9, 1) selon les cas suivants :

- Cas 1 : Sans insertion de DG ;
- Cas 2 : Avec insertion d'une DG ;
- Cas 3 : Avec insertion de deux DGs ;

4.3.2.1. Avec FP = 0.8

Tableau 4: Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution
IEEE 33-bus avec PF=0.8

N° JDB	Avec 1 DG				Avec 2 DG			
	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability
1	1.0000	/	/	1	1.0000	/	/	1
2	0.9975	8.7398	4.4552	0.98864	0.9979	6.0063	3.0618	0.99034
3	0.9858	35.3021	17.9805	0.94246	0.9885	22.7652	11.5950	0.95287
4	0.9802	11.4383	5.8254	0.92163	0.9846	5.6389	2.8718	0.93828
5	0.9746	10.3962	5.2949	0.90159	0.9808	4.8279	2.4589	0.92456
6	0.9610	20.9122	18.0524	0.85173	0.9717	9.4127	8.1255	0.89009
7	0.9576	1.8674	6.1729	0.83278	0.9704	0.4664	1.5417	0.87839
8	0.9528	4.7181	1.5592	0.81615	0.9685	0.7458	0.2465	0.87155
9	0.9466	4.0759	2.9283	0.8017	0.9674	0.2751	0.1976	0.87462
10	0.9409	3.4716	2.4607	0.78239	0.9669	0.1591	0.1128	0.87258
11	0.9400	0.5398	0.1785	0.78066	0.9668	0.0179	0.0059	0.8735
12	0.9385	0.8589	0.2840	0.77543	0.9668	0.0385	0.0127	0.87327
13	0.9325	2.5989	2.0448	0.75565	0.9683	0.2480	0.1951	0.87854
14	0.9303	0.7107	0.9355	0.74763	0.9695	0.1620	0.2133	0.88209
15	0.9289	0.3479	0.3097	0.74243	0.9712	0.4651	0.4140	0.88765
16	0.9275	0.2743	0.2003	0.73881	0.9699	0.2508	0.1831	0.88366
17	0.9255	0.2452	0.3274	0.73241	0.9680	0.2242	0.2993	0.87667
18	0.9249	0.0518	0.0406	0.72981	0.9674	0.0473	0.0371	0.87385
19	0.9970	0.1608	0.1535	0.98579	0.9974	0.1607	0.1533	0.98748
20	0.9934	0.8314	0.7492	0.9717	0.9938	0.8307	0.7485	0.97338
21	0.9927	0.1007	0.1176	0.96894	0.9931	0.1006	0.1175	0.97062
22	0.9920	0.0436	0.0576	0.96645	0.9925	0.0436	0.0576	0.96812
23	0.9823	3.1625	2.1609	0.92959	0.9850	3.1448	2.1488	0.93993
24	0.9756	5.1127	4.0372	0.86605	0.9783	5.0841	4.0146	0.87614
25	0.9723	1.2797	1.0013	0.85394	0.9750	1.2725	0.9957	0.86396
26	0.9601	0.7151	0.3642	0.84865	0.9707	0.6991	0.3561	0.88694
27	0.9589	0.8547	0.4352	0.8444	0.9695	0.8356	0.4254	0.8826
28	0.9535	2.6997	2.3802	0.82542	0.9643	2.6391	2.3268	0.86321
29	0.9499	1.7545	1.5284	0.81222	0.9607	1.7150	1.4941	0.84972
30	0.9488	0.7221	0.3678	0.68129	0.9595	0.7059	0.3596	0.71742
31	0.9503	0.2223	0.2197	0.81043	0.9611	0.2174	0.2149	0.84792
32	0.9513	0.2296	0.2676	0.80936	0.9621	0.2246	0.2617	0.84688
33	0.9535	0.7157	1.1128	0.82614	0.9642	0.6999	1.0882	0.86394

Tableau 5 : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.8

	Sans DG	Avec 1 DG	Avec 2 DG
Pertes active Totale (KW)	202.6771	125.1541	70.1247
Pertes réactive Totale (KVA _r)	135.141	84.0036	46.335
Emplacement optimal de la DG	/	33	33/15
Taille optimale du DG (KW)	/	500	500/483
Tension minimale(BUS)	0.91306 (18)	0.9249 (18)	0.95954 (30)
Tension maximale(BUS)	0.99703 (2)	0.99749 (2)	0.99792 (2)
Réduction des pertes actives	/	38.25%	65.4%

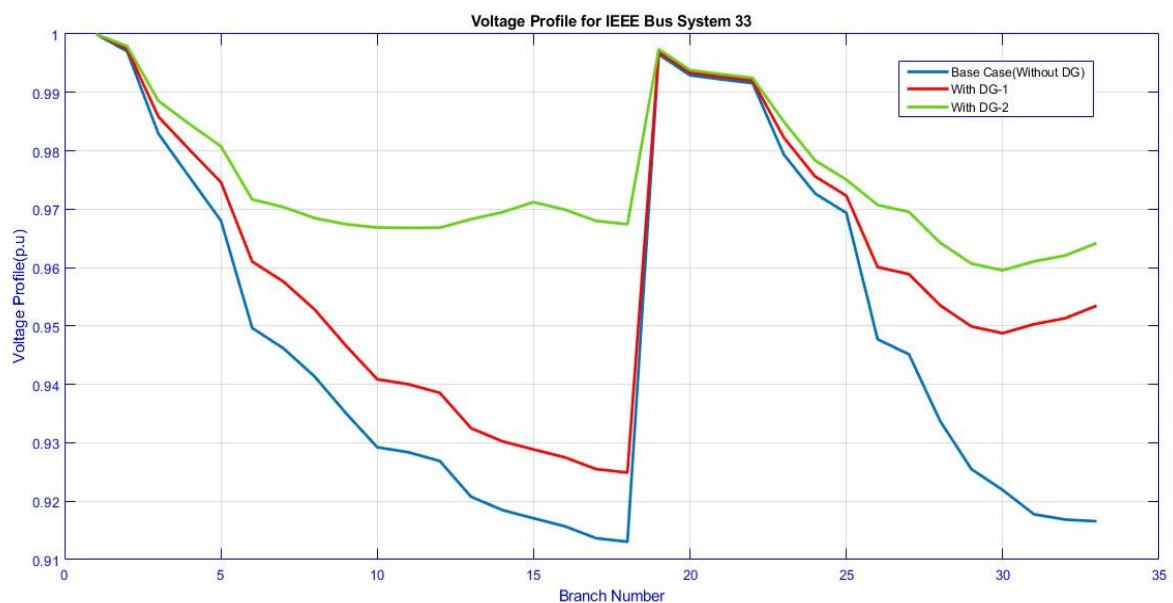


Figure 23: Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.8

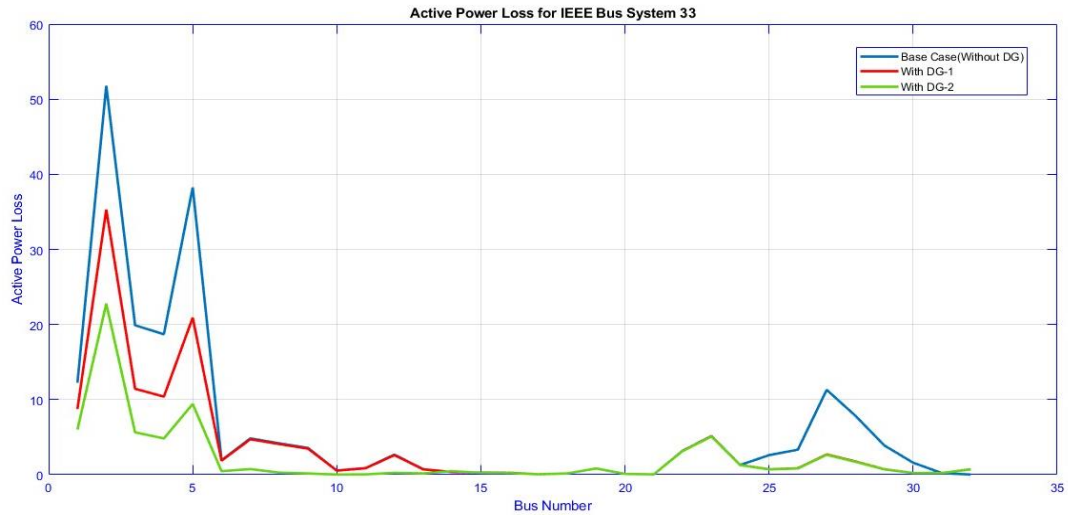


Figure 24 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.8$

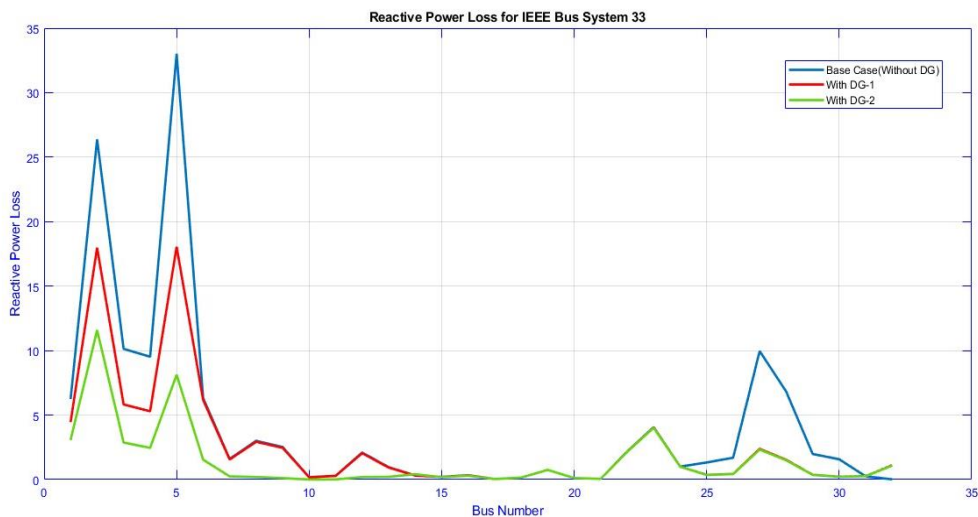


Figure 25: Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.8$

Les **Tableaux 4** et **5** représentent les résultats de l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs et la réduction de la perte de puissance totale pour $FP = 0.8$. Quand on a insert un seul DG au niveau du JDB numéro 33. La valeur de tension la plus basse est augmentée de 0.91306 à 0.9249 pu qui se trouve au niveau du JDB 18. Les pertes totales de puissance active étaient 125.1541 kW, sont diminuées de 38.25%. Dans le second cas, par l'insertion de deux DGs au niveau du JDB numéro 33 et 15 respectivement, La valeur de tension la plus basse est augmentée vers 0.95954 pu, les pertes totales de puissance active étaient 70.1247 KW sont diminuées de 65.4%. Les figures : **Figures 23, 24** et **25** illustre le niveau de tension, pertes active et pertes réactive à différents bus en fonction du nombre de DGs installés dans le réseau.

4.3.2.2. Avec FP = 0.9

Tableau 6 : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution

IEEE 33-bus avec PF=0.9

N° JDB	Avec 1 DG				Avec 2 DG			
	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability
1	1.0000	/	/	1	1.0000	/	/	1
2	0.9974	9.1033	4.6405	0.99005	0.9978	6.5000	3.3135	0.98846
3	0.9855	37.0329	18.8620	0.95112	0.9881	25.0732	12.7705	0.94135
4	0.9797	12.3625	6.2961	0.93548	0.9838	6.7927	3.4595	0.91987
5	0.9740	11.2995	5.7550	0.92068	0.9797	5.9336	3.0221	0.89917
6	0.9597	22.8046	19.6860	0.88229	0.9695	11.7131	10.1113	0.8471
7	0.9563	1.8727	6.1904	0.86901	0.9678	0.5057	1.6718	0.82822
8	0.9515	4.7315	1.5637	0.86184	0.9658	0.8097	0.2676	0.81163
9	0.9453	4.0877	2.9368	0.8633	0.9643	0.2469	0.1774	0.79723
10	0.9395	3.4816	2.4678	0.85966	0.9633	0.1110	0.0787	0.77798
11	0.9387	0.5413	0.1790	0.86048	0.9632	0.0052	0.0017	0.77626
12	0.9372	0.8614	0.2848	0.86006	0.9632	0.0003	0.0001	0.77105
13	0.9312	2.6065	2.0507	0.8627	0.9639	0.0368	0.0289	0.75133
14	0.9289	0.7128	0.9382	0.86446	0.9646	0.0618	0.0813	0.74334
15	0.9275	0.3489	0.3106	0.86872	0.9660	0.2989	0.2661	0.73815
16	0.9262	0.2751	0.2009	0.86479	0.9647	0.2535	0.1851	0.73455
17	0.9242	0.2460	0.3284	0.85791	0.9628	0.2266	0.3026	0.72818
18	0.9236	0.0519	0.0407	0.85513	0.9622	0.0479	0.0375	0.72558
19	0.9969	0.1608	0.1535	0.9872	0.9973	0.1607	0.1533	0.98561
20	0.9933	0.8315	0.7492	0.9731	0.9937	0.8308	0.7486	0.97152
21	0.9926	0.1007	0.1176	0.97034	0.9930	0.1006	0.1175	0.96876
22	0.9920	0.0436	0.0576	0.96784	0.9924	0.0436	0.0576	0.96627
23	0.9820	3.1644	2.1622	0.93819	0.9845	3.1478	2.1508	0.92849
24	0.9753	5.1158	4.0396	0.87445	0.9779	5.0888	4.0184	0.86499
25	0.9720	1.2804	1.0019	0.86228	0.9746	1.2737	0.9966	0.85289
26	0.9587	0.9605	0.4892	0.87881	0.9685	0.9405	0.4791	0.84369
27	0.9573	1.1843	0.6030	0.87401	0.9672	1.1597	0.5905	0.83899
28	0.9512	3.8759	3.4173	0.85174	0.9610	3.7953	3.3462	0.81718
29	0.9469	2.6160	2.2790	0.83616	0.9568	2.5616	2.2316	0.80191
30	0.9455	1.1978	0.6101	0.70355	0.9554	1.1729	0.5974	0.67059
31	0.9462	0.0493	0.0487	0.83061	0.9561	0.0483	0.0477	0.79645
32	0.9469	0.1359	0.1584	0.82845	0.9568	0.1331	0.1551	0.79429
33	0.9486	0.5543	0.8618	0.84372	0.9585	0.5429	0.8441	0.80935

Tableau 7 : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.9

	Sans DG	Avec 1 DG	Avec 2 DG
Pertes active Totale (KW)	202.6771	133.6916	79.6172
Pertes réactive Totale (KVAr)	135.141	89.481	52.3103
Emplacement optimal de la DG	/	33	33/15
Taille optimale du DG (KW)	/	500	500/500
Tension minimale(BUS)	0.91306 (18)	0.92356 (18)	0.95545 (30)
Tension maximale(BUS)	0.99703 (2)	0.99744 (2)	0.99784 (2)
Réduction des pertes actives	/	34.03%	60.71%

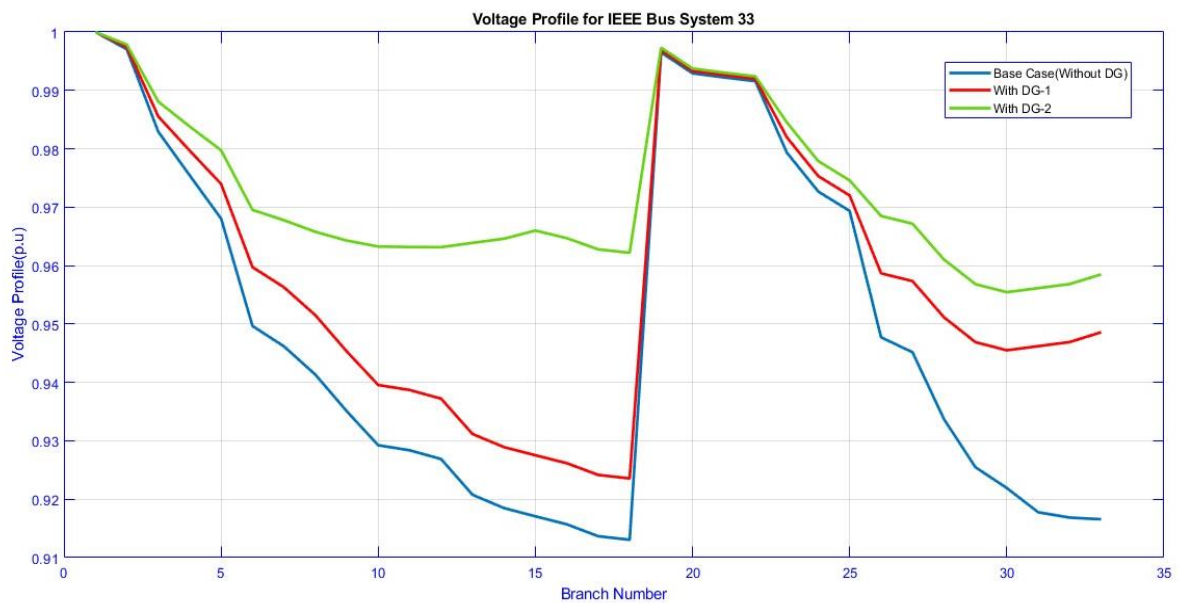


Figure 26 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.9

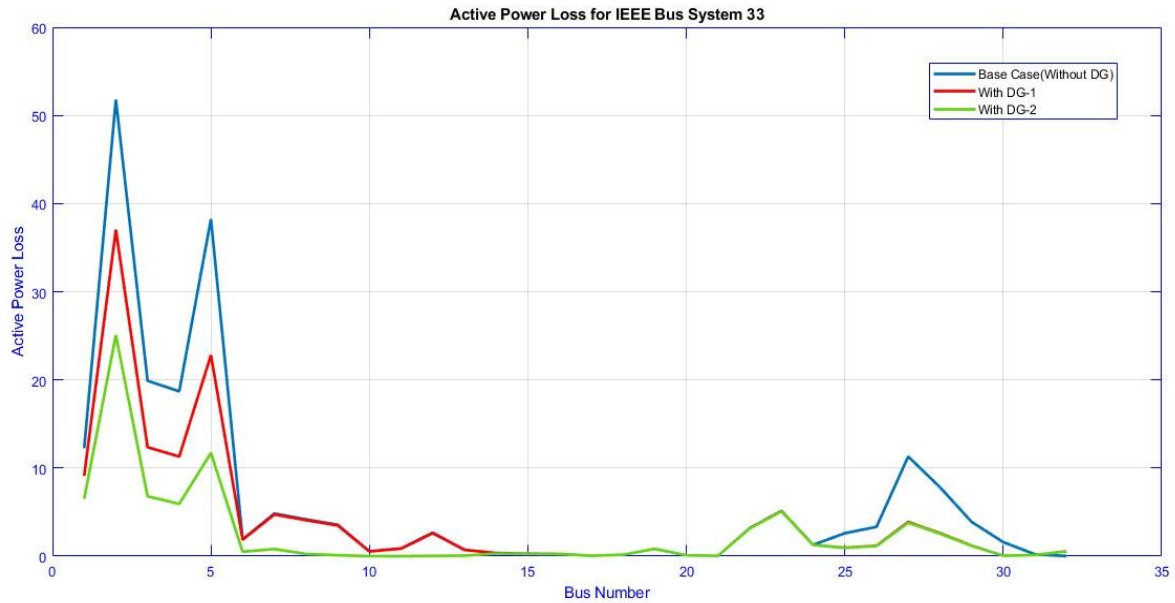


Figure 27 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.9$

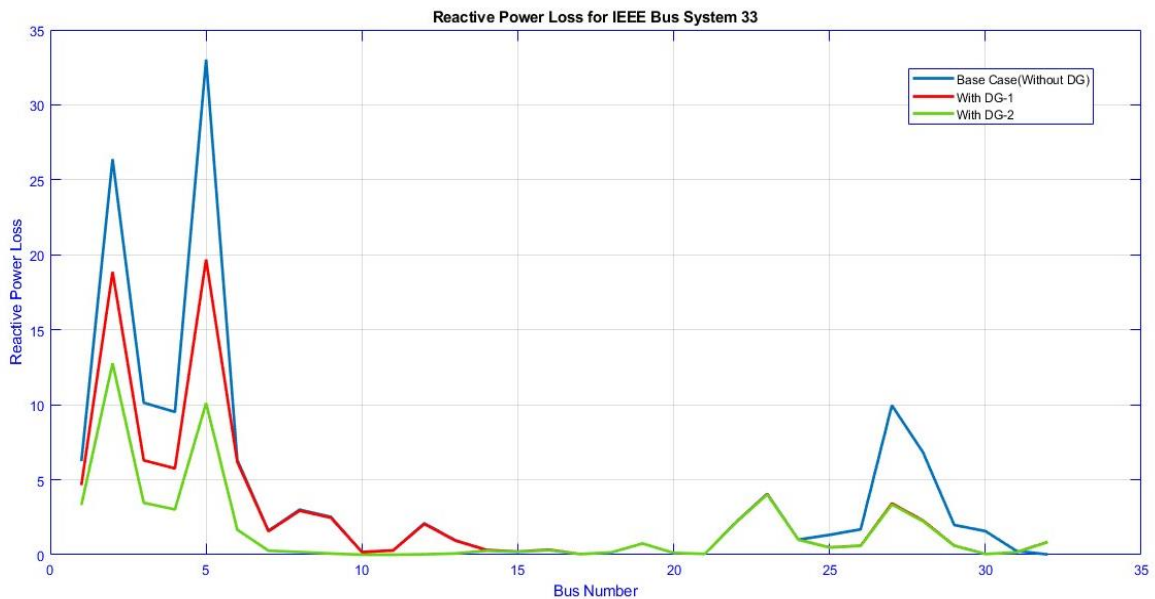


Figure 28 : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.9$

Les **Tableaux 6** et **7** présentent les résultats de l'optimisation de l'emplacement et de la taille des générateurs distribués ainsi que la réduction de la perte de puissance totale pour un facteur de puissance de 0,9. Lorsqu'un seul DG est inséré au niveau du jeu de barres numéro 33, la valeur de tension la plus basse augmente de 0,91306 à 0.92356 pu, cette valeur se trouvant au niveau du jeu de

barres 18. Les pertes totales de puissance active, initialement de 125,1541 kW, sont réduites de 34.03 %. Dans le second cas, avec l'insertion de deux DGs au niveau des jeux de barres numéros 33 et 15 respectivement, la valeur de tension la plus basse augmente à 0.95545 pu. Les pertes totales de puissance active, initialement de 79.6172 kW, sont réduites de 60.71 %. Les **Figures 26, 27 et 28** illustrent le niveau de tension, les pertes actives et les pertes réactives à différents bus en fonction du nombre de DGs installés dans le réseau.

4.3.2.3. Avec FP = 1

Tableau 8 : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution

IEEE 33-bus avec PF=1

N° JDB	Avec 1 DG				Avec 2 DG			
	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability
1	1.0000	/	/	1	1.0000	/	/	1
2	0.9974	9.8476	5.0199	0.98812	0.9977	7.8392	3.9961	0.98939
3	0.9850	40.6082	20.6830	0.93926	0.9870	31.4522	16.0196	0.94704
4	0.9788	14.3328	7.2996	0.91654	0.9821	10.2143	5.2021	0.92895
5	0.9727	13.2402	6.7434	0.8946	0.9773	9.2826	4.7278	0.91167
6	0.9573	26.8827	23.2064	0.83843	0.9647	18.7337	16.1718	0.86495
7	0.9538	1.8828	6.2235	0.81967	0.9620	0.7564	2.5002	0.84831
8	0.9490	4.7570	1.5721	0.80316	0.9596	1.5098	0.4990	0.83984
9	0.9428	4.1099	2.9528	0.78886	0.9569	0.9034	0.6490	0.83711
10	0.9370	3.5006	2.4813	0.76972	0.9547	0.7040	0.4990	0.82934
11	0.9362	0.5443	0.1800	0.76801	0.9545	0.1034	0.0342	0.82978
12	0.9347	0.8662	0.2864	0.76283	0.9542	0.1497	0.0495	0.82865
13	0.9286	2.6208	2.0620	0.74323	0.9531	0.4518	0.3555	0.82475
14	0.9264	0.7167	0.9434	0.73529	0.9527	0.1529	0.2013	0.82248
15	0.9250	0.3509	0.3123	0.73014	0.9532	0.2468	0.2197	0.82367
16	0.9236	0.2766	0.2020	0.72656	0.9519	0.2603	0.1901	0.81987
17	0.9216	0.2473	0.3302	0.72024	0.9500	0.2327	0.3107	0.81324
18	0.9210	0.0522	0.0410	0.71765	0.9494	0.0491	0.0385	0.81053
19	0.9968	0.1608	0.1535	0.98527	0.9971	0.1607	0.1534	0.98654
20	0.9933	0.8316	0.7494	0.97118	0.9936	0.8311	0.7489	0.97244
21	0.9925	0.1007	0.1176	0.96842	0.9929	0.1006	0.1176	0.96968
22	0.9919	0.0436	0.0577	0.96593	0.9922	0.0436	0.0576	0.96719
23	0.9814	3.1680	2.1646	0.92642	0.9835	3.1546	2.1555	0.93414
24	0.9748	5.1216	4.0442	0.86297	0.9768	5.1000	4.0272	0.87051
25	0.9715	1.2819	1.0031	0.85089	0.9735	1.2765	0.9988	0.85838
26	0.9560	1.5485	0.7888	0.8344	0.9635	1.5261	0.7773	0.86085
27	0.9544	1.9812	1.0087	0.82885	0.9619	1.9525	0.9941	0.85518
28	0.9467	6.7473	5.9490	0.80182	0.9542	6.6501	5.8632	0.82764
29	0.9412	4.7368	4.1266	0.78277	0.9488	4.6687	4.0672	0.80823
30	0.9394	2.4087	1.2269	0.65075	0.9469	2.3744	1.2094	0.67518
31	0.9385	0.3488	0.3447	0.77066	0.9460	0.3447	0.3407	0.79585
32	0.9386	0.1593	0.1857	0.76654	0.9461	0.1568	0.1827	0.79168
33	0.9383	0.0126	0.0195	0.7749	0.9469	0.4628	0.7195	0.80373

Tableau 9 : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=1

	Sans DG	Avec 1 DG	Avec 2 DG
Pertes active Totale (KW)	202.6771	153.4883	111.8455
Pertes réactive Totale (KVA _r)	135.141	102.4792	74.0772
Emplacement optimal de la DG	/	32	33/15
Taille optimale du DG (KW)	/	500	500/500
Tension minimale(BUS)	0.91306 (18)	0.92103 (18)	0.94603 (31)
Tension maximale(BUS)	0.99703 (2)	0.99736 (2)	0.99768 (2)
Réduction des pertes actives (%)	/	24.27 %	44.81 %

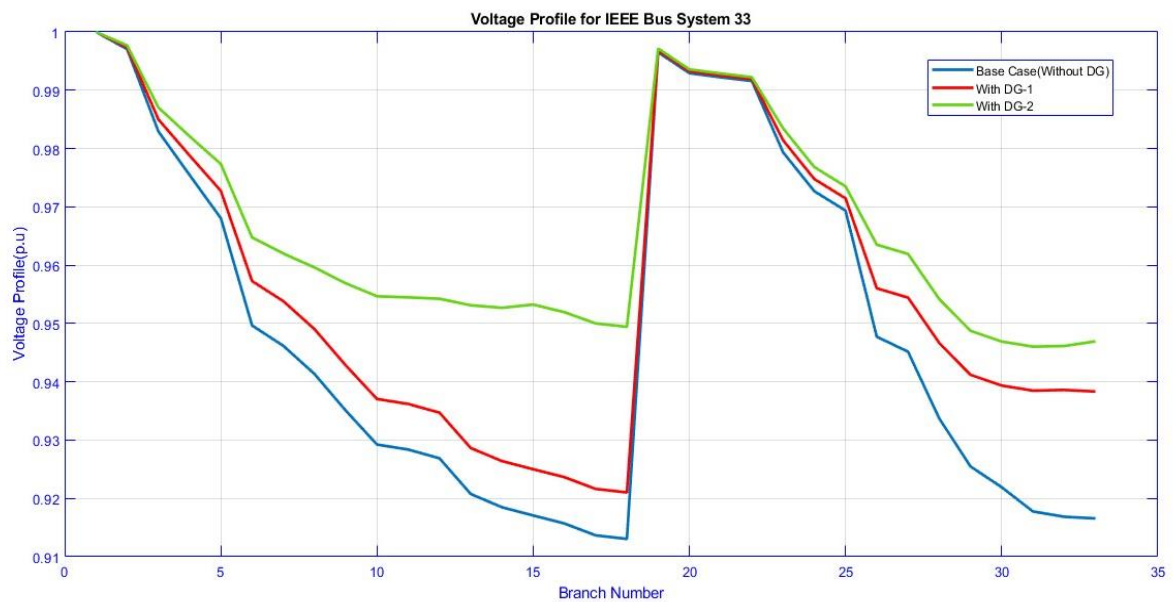


Figure 29 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec FP = 1

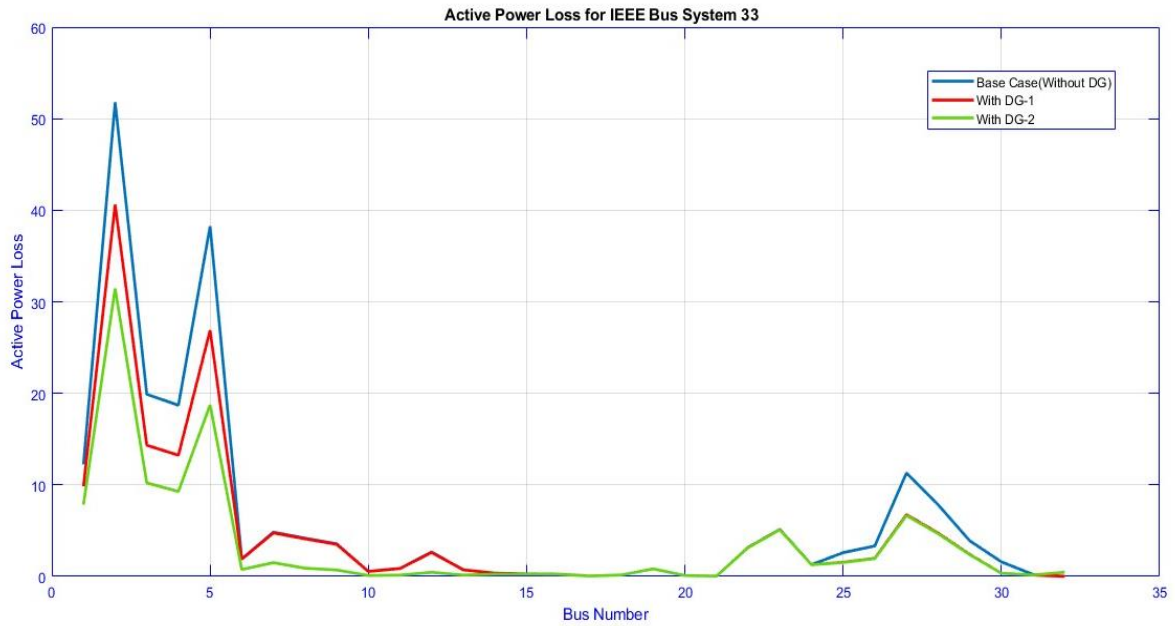


Figure 30 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 1$

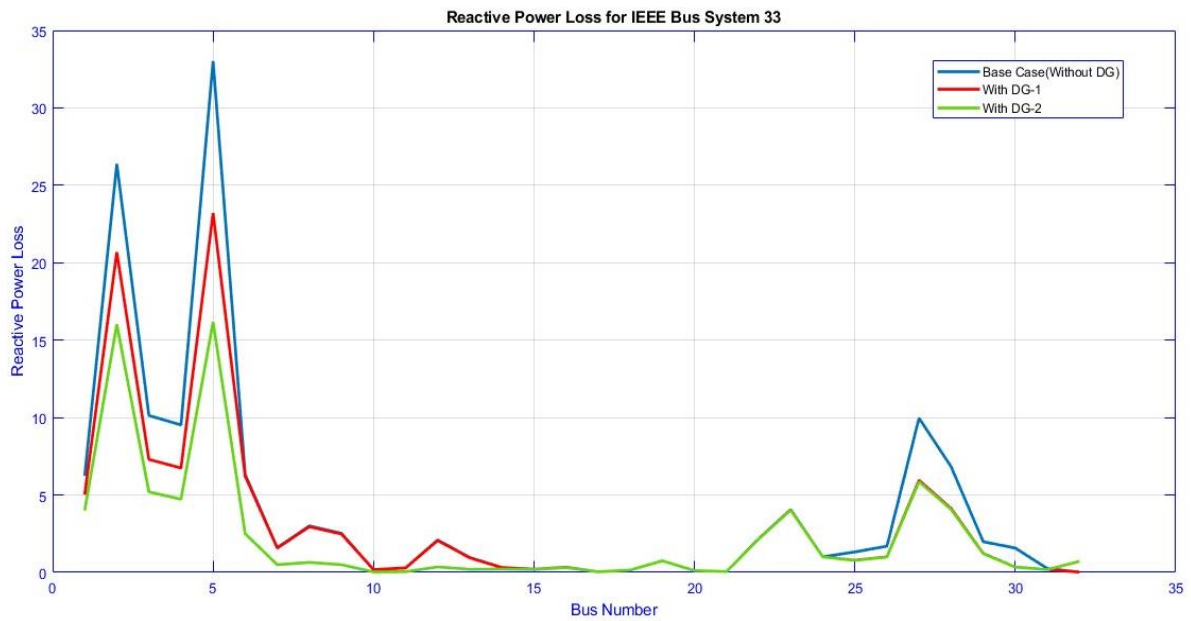


Figure 31 : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 1$

Les **tableaux 8** et **9** présentent les résultats de l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs ainsi que la réduction de la perte de puissance totale pour un facteur de puissance de $FP = 1$. Lorsqu'un seul DG est inséré au niveau du JBR numéro 32, la valeur de tension la plus basse augmente de

0,91306 à 0.92103 pu, cette valeur se trouvant au niveau du jeu de barres 18. Les pertes totales de puissance active, initialement de 153.4883 kW, sont réduites de 24.27 %. Dans le second cas, avec l'insertion de deux DGs au niveau des JDB numéros 33 et 15 respectivement, la valeur de tension la plus basse augmente à 0.94603 pu, cette valeur se trouvant au niveau du jeu de barres 18. Les pertes totales de puissance active, initialement de 79,6172 kW, sont réduites de 44.81 %. Les **Figures 29, 30 et 31** illustrent le niveau de tension, les pertes actives et les pertes réactives à différents bus en fonction du nombre de DGs installés dans le réseau.

4.3.2.4. Comparaison entre les résultats

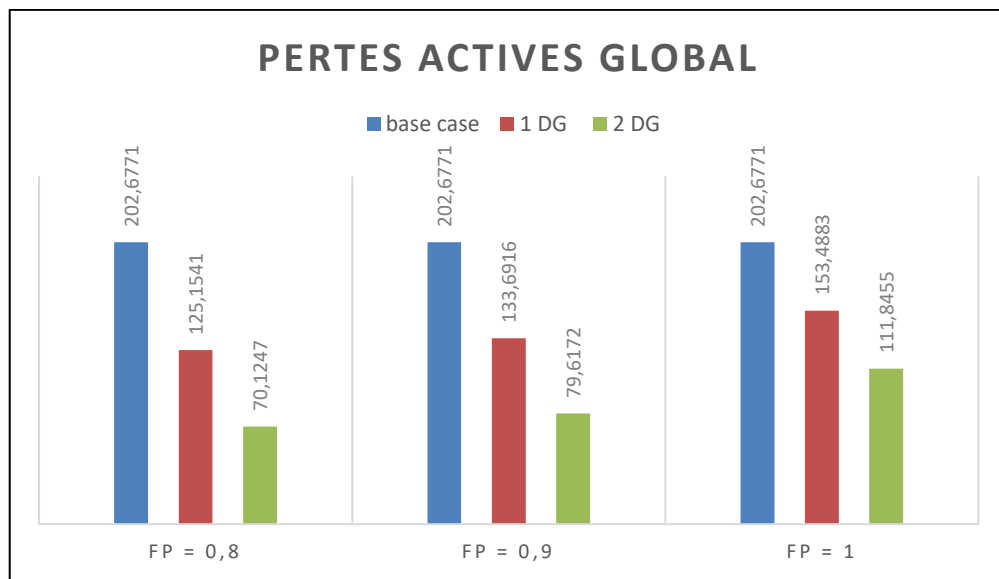


Figure 32 : Pertes totales de puissances active du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres sans DG, avec une DG et deux DGs installées

Pour chaque facteur de puissance étudié, l'insertion de deux DGs se révèle être les meilleurs résultats. La solution optimale consiste à insérer deux DGs au niveau des JDB numéros 33 et 15 avec un FP=0.8. Cette configuration maximise l'amélioration de la tension minimale et réduit considérablement les pertes de puissance active, L'indice de stabilité de la tension est meilleur que celles obtenues avec les autres valeurs du facteur de puissance (0,9 et 1), optimisant ainsi l'efficacité et la stabilité du réseau électrique.

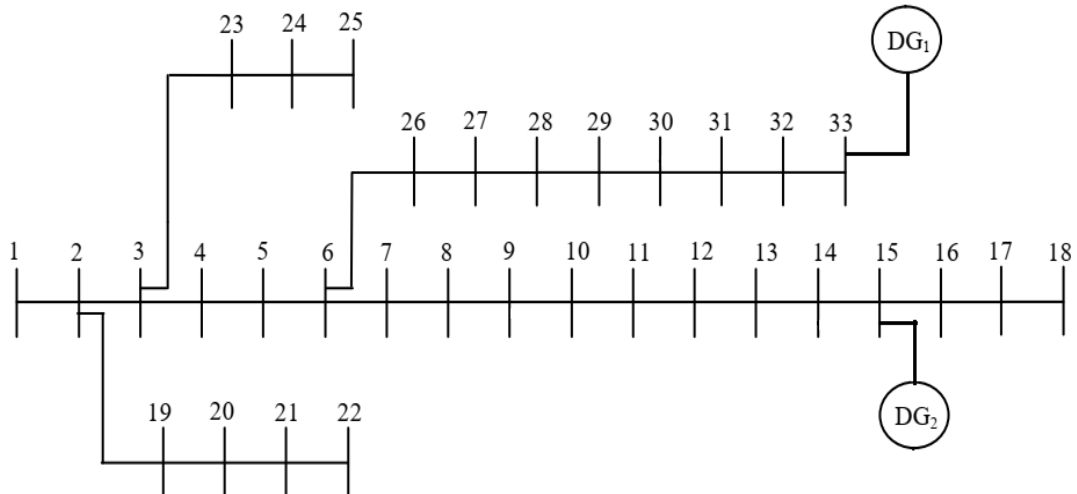


Figure 33 : Insertion optimale de deux DGs dans le réseau IEEE33-bus pour la fonction mono-objectif

4.3.3. Fonction multi-objectifs

Dans cette section, la fonction objectif considérée combine trois objectifs (minimisation des pertes de puissance active, minimisation de la déviation de tension et amélioration de la stabilité de tension). Afin d'évaluer les performances de l'algorithme PSO dans le cas d'une fonction multi-objectifs, nous l'appliquons pour l'optimisation de l'emplacement et de la taille des trois DGs dans les mêmes réseaux test avec trois facteur de puissance et avec les mêmes paramètres que ceux de la section précédente.

4.3.3.1. Avec FP = 0.8

Tableau 10 : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution
IEEE 33-bus avec PF=0.8

N° JDB	Avec 1 DG				Avec 2 DG			
	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability
1	1.0000	/	/	1	1.0000	/	/	1
2	0.9975	8.7525	4.4617	0.98863	0.9979	6.0316	3.0747	0.99032
3	0.9858	35.3612	18.0105	0.94241	0.9885	22.8793	11.6531	0.95276
4	0.9801	11.4670	5.8400	0.92156	0.9845	5.6878	2.8967	0.93811
5	0.9746	10.4240	5.3091	0.90149	0.9807	4.8741	2.4824	0.92432
6	0.9610	20.9699	18.1023	0.85157	0.9716	9.5071	8.2070	0.88969
7	0.9575	1.8676	6.1735	0.83262	0.9703	0.4369	1.4442	0.87825
8	0.9528	4.7185	1.5594	0.816	0.9685	0.6781	0.2241	0.87177
9	0.9466	4.0763	2.9286	0.80154	0.9677	0.2417	0.1736	0.87548
10	0.9408	3.4719	2.4609	0.78223	0.9673	0.1431	0.1014	0.87407
11	0.9400	0.5398	0.1785	0.7805	0.9672	0.0183	0.0060	0.87509
12	0.9385	0.8590	0.2840	0.77528	0.9673	0.0449	0.0149	0.87504
13	0.9325	2.5991	2.0450	0.7555	0.9690	0.3018	0.2374	0.88126
14	0.9302	0.7108	0.9356	0.74748	0.9703	0.1924	0.2532	0.88525
15	0.9288	0.3480	0.3097	0.74228	0.9690	0.3196	0.2844	0.87963
16	0.9275	0.2743	0.2003	0.73866	0.9677	0.2519	0.1840	0.87566
17	0.9254	0.2453	0.3275	0.73227	0.9658	0.2252	0.3007	0.8687
18	0.9248	0.0518	0.0406	0.72966	0.9652	0.0475	0.0373	0.86589
19	0.9970	0.1608	0.1535	0.98578	0.9974	0.1607	0.1533	0.98747
20	0.9934	0.8314	0.7492	0.97169	0.9938	0.8307	0.7485	0.97336
21	0.9927	0.1007	0.1176	0.96893	0.9931	0.1006	0.1175	0.9706
22	0.9920	0.0436	0.0576	0.96644	0.9925	0.0436	0.0576	0.96811
23	0.9823	3.1626	2.1610	0.92954	0.9850	3.1450	2.1489	0.93982
24	0.9756	5.1128	4.0373	0.86601	0.9783	5.0844	4.0148	0.87603
25	0.9723	1.2797	1.0013	0.8539	0.9750	1.2726	0.9957	0.86386
26	0.9600	0.7198	0.3666	0.84848	0.9706	0.7522	0.3831	0.88639
27	0.9588	0.8607	0.4382	0.84421	0.9693	0.9032	0.4599	0.88185
28	0.9535	2.7193	2.3975	0.82515	0.9638	2.8661	2.5270	0.86156
29	0.9498	1.7675	1.5398	0.8119	0.9600	1.8693	1.6285	0.84742
30	0.9487	0.7278	0.3707	0.68094	0.9588	0.7768	0.3957	0.71486
31	0.9502	0.2174	0.2149	0.80999	0.9601	0.1647	0.1627	0.84442
32	0.9512	0.2263	0.2637	0.8089	0.9610	0.1894	0.2208	0.84308
33	0.9509	0.0122	0.0190	0.81735	0.9630	0.6335	0.9850	0.85974

Tableau 11 : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.8

	Sans DG	Avec 1 DG	Avec 2 DG
Pertes active Totale (KW)	202.6771	124.6796	70.6738
Pertes réactive Totale (KVAr)	135.141	83.0552	46.5744
Emplacement optimal de la DG	/	32	33/14
Taille optimale du DGs (KW)	/	497	478/500
Tension minimale (BUS)	0.91306 (18)	0.92485 (18)	0.95879 (30)
Tension maximale (BUS)	0.99703 (2)	0.99749 (2)	0.99791 (2)
Déviation de la tension (pu)	0.1171	0.0712	0.0263
Minimum VSI Stability	0.59658	0.68094	0.71486
Réduction des pertes actives (%)	/	38.48 %	65.13 %

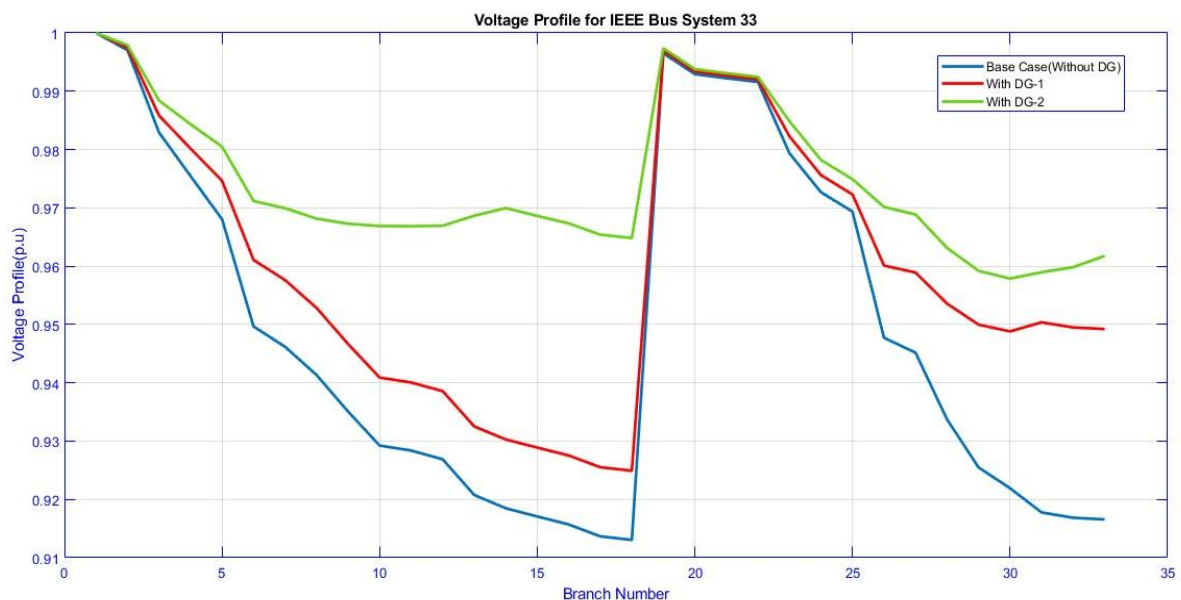


Figure 34 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.8

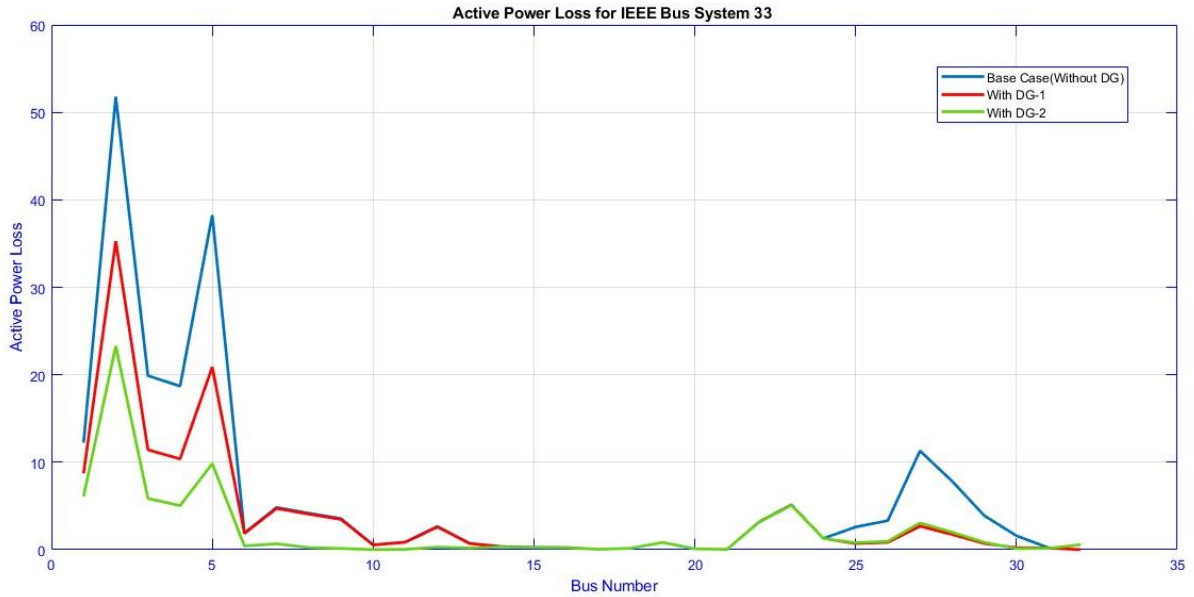


Figure 35 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.8

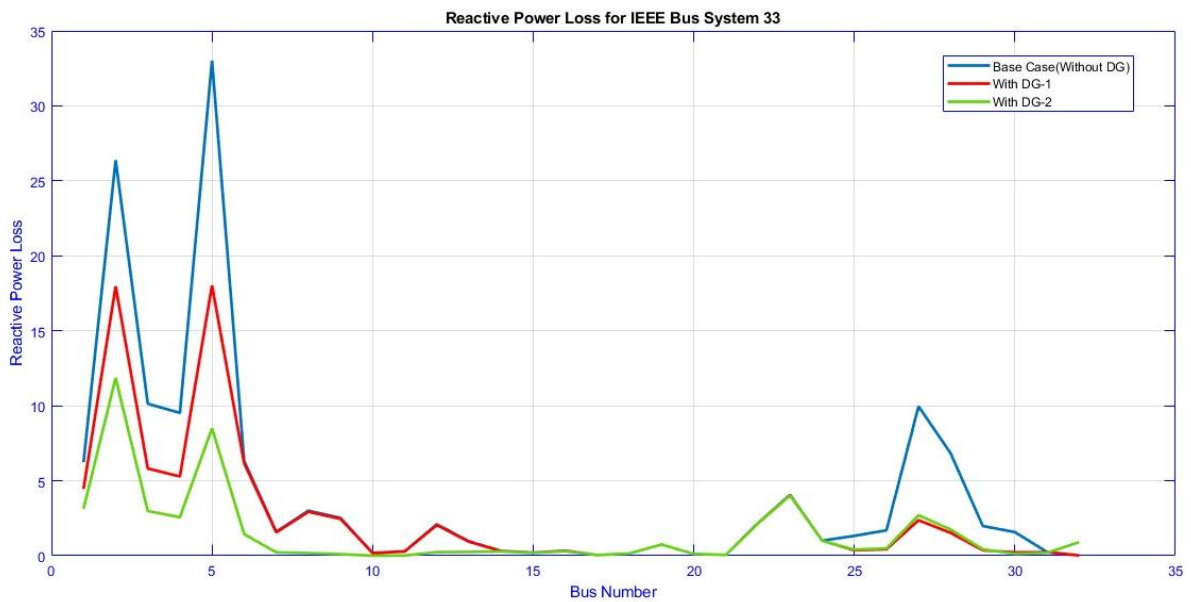


Figure 36 : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.8

Dans le cadre d'une simulation avec un facteur de puissance de 0.8, les résultats obtenus démontrent une amélioration significative de l'efficacité énergétique et de la stabilité du système électrique.

Le **Tableau 10** montre les résultats de la simulation en mode DG (facteur de puissance 0,8) et la réduction globale de la perte de puissance. Le **Tableau 11** montre les pertes totales, les tensions

minimales et maximales, la déviation de la tension, et l'indice de stabilité du système dans différents cas. Dans le premier cas, les pertes de puissance dans le réseau est calculée sans installer des générateurs. Nous avons remarqué que les pertes de puissance active sont estimées à 202,6771 KW et que la tension minimale sera de 0,91306 pu sur le bus 18, avec une déviation de tension de 0,1171. Quant à la stabilité minimale, elle est estimée à une valeur de 0,59658.

En plaçant un DG (taille optimale du DG = 497 kW) sur le bus 32 du réseau, les pertes de puissance est réduite de 39 % et la tension minimale sur le bus 18 devient 0,92485 pu. La valeur de la déviation de la tension est réduite à 0,0712. En ce qui concerne le critère de stabilité minimale, il augmente pour atteindre la valeur de 0,68094.

En plaçant deux DG (taille optimale de DG1 = 478 kW / taille optimale de DG2 = 500 kW) simultanément sur les bus 33 et 14, les pertes de puissance est réduite de 65,13 % et la déviation de la tension est réduit à 0,0263. La valeur de l'indice de stabilité minimale augmente par rapport aux cas précédents, atteignant une valeur de 0,71486.

4.3.3.2. Avec FP = 0.9

Tableau 12 : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution
IEEE 33-bus avec PF=0.9

N° JDB	Avec 1 DG				Avec 2 DG			
	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability
1	1.0000	/	/	1	1.0000	/	/	1
2	0.9974	9.1155	4.6467	0.98845	0.9978	6.5504	3.3391	0.99002
3	0.9855	37.0893	18.8907	0.94131	0.9880	25.3012	12.8867	0.95091
4	0.9797	12.3897	6.3100	0.91981	0.9837	6.8922	3.5101	0.93514
5	0.9740	11.3260	5.7685	0.89908	0.9796	6.0281	3.0702	0.92022
6	0.9597	22.8595	19.7334	0.84695	0.9693	11.9069	10.2786	0.88154
7	0.9562	1.8729	6.1910	0.82807	0.9675	0.5257	1.7377	0.86813
8	0.9515	4.7320	1.5638	0.81149	0.9655	0.8589	0.2839	0.86076
9	0.9453	4.0881	2.9371	0.79709	0.9639	0.2799	0.2011	0.86186
10	0.9395	3.4819	2.4680	0.77784	0.9628	0.1337	0.0947	0.85787
11	0.9387	0.5414	0.1790	0.77611	0.9627	0.0075	0.0025	0.85863
12	0.9372	0.8615	0.2849	0.77091	0.9626	0.0012	0.0004	0.85811
13	0.9311	2.6067	2.0509	0.75119	0.9632	0.0239	0.0188	0.86023
14	0.9289	0.7129	0.9383	0.7432	0.9639	0.0509	0.0671	0.86176
15	0.9275	0.3490	0.3106	0.73801	0.9652	0.2737	0.2436	0.8658
16	0.9261	0.2751	0.2009	0.73441	0.9639	0.2539	0.1855	0.86188
17	0.9241	0.2460	0.3284	0.72804	0.9620	0.2270	0.3031	0.85501
18	0.9235	0.0519	0.0407	0.72544	0.9614	0.0479	0.0376	0.85223
19	0.9969	0.1608	0.1535	0.9856	0.9973	0.1607	0.1533	0.98717
20	0.9933	0.8315	0.7492	0.97151	0.9937	0.8308	0.7486	0.97306
21	0.9926	0.1007	0.1176	0.96876	0.9930	0.1006	0.1175	0.9703
22	0.9920	0.0436	0.0576	0.96626	0.9924	0.0436	0.0576	0.96781
23	0.9820	3.1645	2.1622	0.92845	0.9845	3.1481	2.1511	0.93798
24	0.9753	5.1159	4.0397	0.86495	0.9778	5.0894	4.0188	0.87425
25	0.9720	1.2805	1.0019	0.85285	0.9745	1.2738	0.9967	0.86208
26	0.9586	0.9648	0.4914	0.84353	0.9683	0.9410	0.4793	0.87806
27	0.9573	1.1897	0.6057	0.83881	0.9670	1.1602	0.5907	0.87326
28	0.9511	3.8935	3.4328	0.81693	0.9608	3.7970	3.3477	0.851
29	0.9468	2.6276	2.2891	0.80161	0.9566	2.5627	2.2326	0.83542
30	0.9454	1.2026	0.6126	0.67027	0.9552	1.1734	0.5977	0.70284
31	0.9461	0.0464	0.0459	0.79606	0.9559	0.0483	0.0477	0.82988
32	0.9468	0.1332	0.1553	0.79387	0.9566	0.1332	0.1552	0.82772
33	0.9465	0.0123	0.0192	0.80229	0.9583	0.5431	0.8444	0.84299

Tableau 13 : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=0.9

	Sans DG	Avec 1 DG	Avec 2 DG
Pertes active Totale (KW)	202.6771	133.367	80.369
Pertes réactive Totale (KVA _r)	135.141	88.7769	52.7997
Emplacement optimal de la DG	/	32	33/15
Taille optimale du DGs (KW)	/	497	500/489
Tension minimale (BUS)	0.91306 (18)	0.92351 (18)	0.95524 (30)
Tension maximale (BUS)	0.99703 (2)	0.99744 (2)	0.99784 (2)
Déviation de la tension (pu)	0.1171	0.0322	0.0759
Minimum VSI Stability	0.59658	0.70284	0.67027
Réduction des pertes actives (%)	/	34.19 %	60.34 %

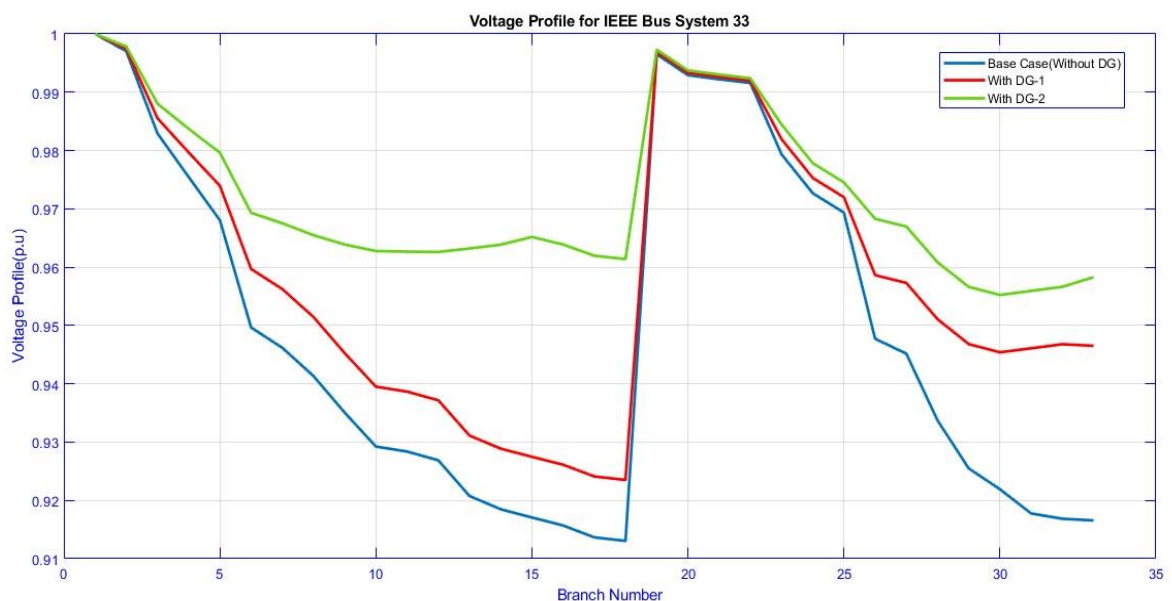


Figure 37 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec FP = 0.9

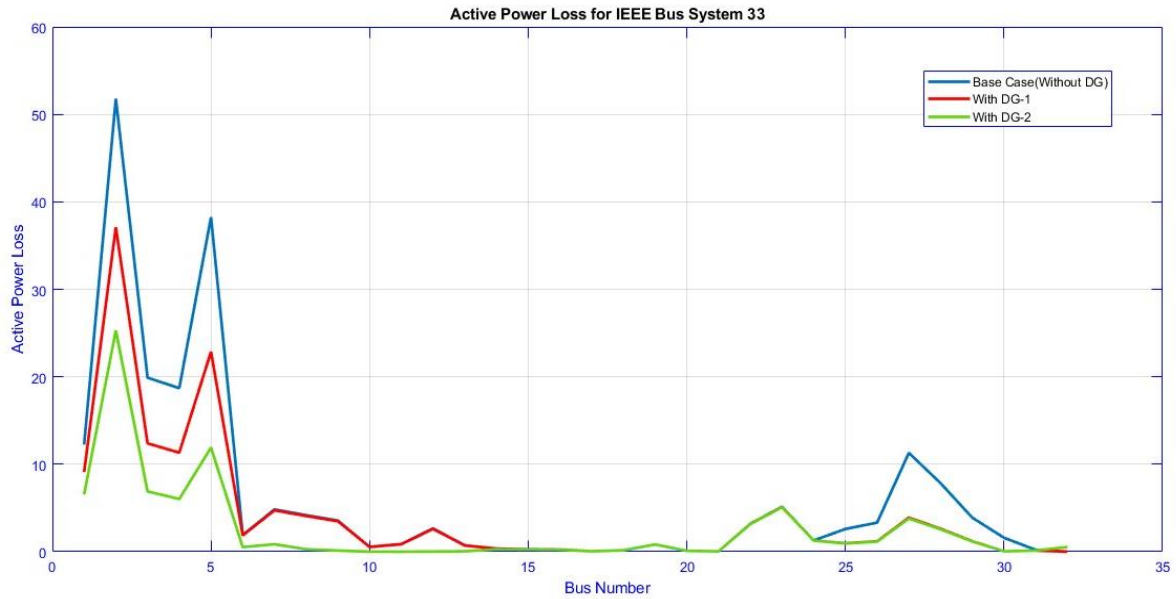


Figure 38 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.9$

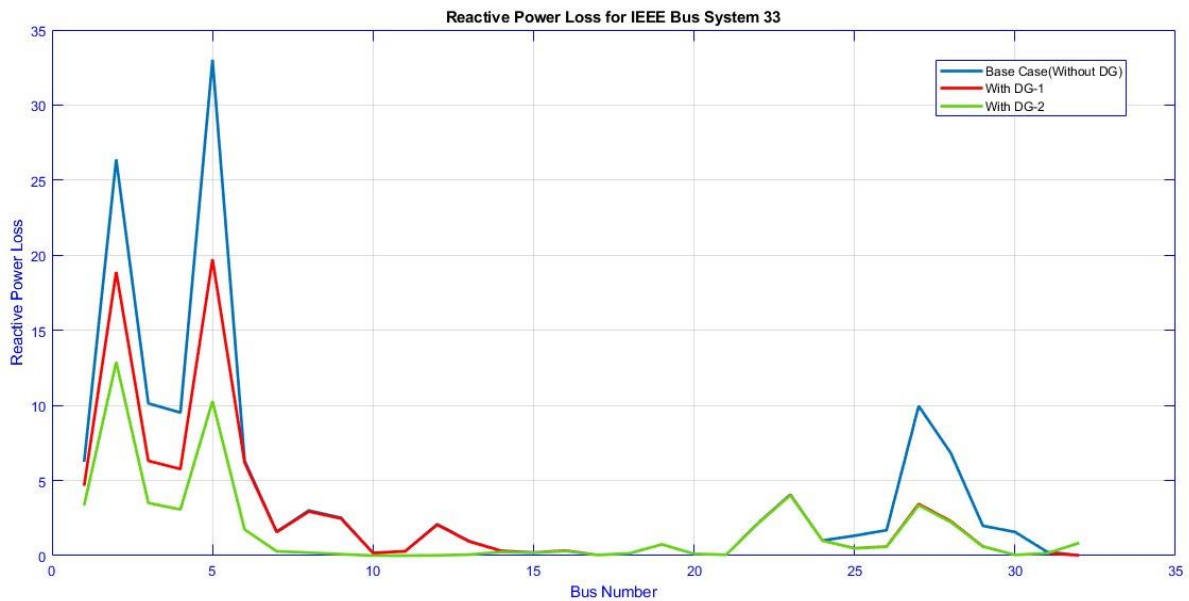


Figure 39 : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 0.9$

Le **Tableau 12** présente les résultats de la simulation en mode DG avec un facteur de puissance de 0.9, ainsi que la réduction globale des pertes de puissance. Le **Tableau 13** détaille les pertes totales, les tensions minimales et maximales, la déviation de tension et l'indice de stabilité du système dans différents scénarios. Dans le premier cas nous obtenons les mêmes résultats que pour $FP = 0.8$. En installant un générateur distribué (taille optimale du DG = 497 kW) sur le bus 32 du réseau, les pertes de puissance sont réduites de 34.19 %, et la tension minimale sur le bus 18 atteint 0.92351

pu. La déviation de tension diminue à 0.0322. Concernant l'indice de stabilité minimale, celui-ci augmente pour atteindre 0.70284.

En installant deux générateurs distribués simultanément (taille optimale de DG1 = 500 kW et taille optimale de DG2 = 489 kW) sur les bus 33 et 15, les pertes de puissance sont réduites de 60.34 %, la déviation de tension augmente à 0.0759, l'indice de stabilité minimale diminuée atteignant une valeur de 0.67027 par rapport aux scénarios de placement une seul DG.

4.3.3.3. Avec FP = 1

Tableau 14 : Pertes de puissances active et réactive dans chaque branche du réseau de distribution
IEEE 33-bus avec PF=1

N° JDB	Avec 1 DG				Avec 2 DG			
	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability	Voltage (pu)	PLoss (KW)	QLoss (KVAr)	VSI Stability
1	1.0000	/	/	1	1.0000	/	/	1
2	0.9974	9.8619	5.0272	0.98811	0.9977	7.8392	3.9961	0.98939
3	0.9850	40.6723	20.7156	0.9392	0.9870	31.4522	16.0196	0.94704
4	0.9788	14.3602	7.3135	0.91645	0.9821	10.2143	5.2021	0.92895
5	0.9727	13.2664	6.7568	0.89447	0.9773	9.2826	4.7278	0.91167
6	0.9572	26.9363	23.2527	0.83825	0.9647	18.7337	16.1718	0.86495
7	0.9544	0.7792	2.5756	0.82176	0.9620	0.7564	2.5002	0.84831
8	0.9520	1.5608	0.5158	0.81332	0.9596	1.5098	0.4990	0.83984
9	0.9492	0.9363	0.6727	0.81054	0.9569	0.9034	0.6490	0.83711
10	0.9469	0.7278	0.5159	0.80276	0.9547	0.7040	0.4990	0.82934
11	0.9467	0.1063	0.0351	0.80317	0.9545	0.1034	0.0342	0.82978
12	0.9465	0.1527	0.0505	0.80201	0.9542	0.1497	0.0495	0.82865
13	0.9453	0.4529	0.3563	0.79798	0.9531	0.4518	0.3555	0.82475
14	0.9448	0.1499	0.1973	0.79567	0.9527	0.1529	0.2013	0.82248
15	0.9454	0.2379	0.2118	0.79677	0.9532	0.2468	0.2197	0.82367
16	0.9441	0.2647	0.1933	0.79303	0.9519	0.2603	0.1901	0.81987
17	0.9421	0.2366	0.3159	0.78649	0.9500	0.2327	0.3107	0.81324
18	0.9415	0.0500	0.0392	0.78382	0.9494	0.0491	0.0385	0.81053
19	0.9968	0.1608	0.1535	0.98526	0.9971	0.1607	0.1534	0.98654
20	0.9933	0.8316	0.7494	0.97117	0.9936	0.8311	0.7489	0.97244
21	0.9925	0.1007	0.1176	0.96842	0.9929	0.1006	0.1176	0.96968
22	0.9919	0.0436	0.0577	0.96593	0.9922	0.0436	0.0576	0.96719
23	0.9814	3.1681	2.1647	0.92636	0.9835	3.1546	2.1555	0.93414
24	0.9748	5.1217	4.0443	0.86292	0.9768	5.1000	4.0272	0.87051
25	0.9714	1.2819	1.0031	0.85083	0.9735	1.2765	0.9988	0.85838
26	0.9553	2.5574	1.3027	0.83185	0.9635	1.5261	0.7773	0.86085
27	0.9528	3.2732	1.6666	0.82299	0.9619	1.9525	0.9941	0.85518
28	0.9414	11.1112	9.7965	0.78412	0.9542	6.6501	5.8632	0.82764
29	0.9332	7.7017	6.7096	0.75654	0.9488	4.6687	4.0672	0.80823
30	0.9297	3.8301	1.9509	0.62033	0.9469	2.3744	1.2094	0.67518
31	0.9256	1.5667	1.5484	0.72893	0.9460	0.3447	0.3407	0.79585
32	0.9247	0.2096	0.2443	0.72163	0.9461	0.1568	0.1827	0.79168
33	0.9244	0.0129	0.0201	0.72987	0.9469	0.4628	0.7195	0.80373

Tableau 15 : Pertes de puissances active et réactive totales du réseau de distribution IEEE 33-bus avec PF=1

	Sans DG	Avec 1 DG	Avec 2 DG
Pertes active Totale (KW)	202.6771	151.7237	111.8455
Pertes réactive Totale (KVA _r)	135.141	100.2746	74.0772
Emplacement optimal de la DG	/	15	33/15
Taille optimale du DGs (KW)	/	493	500 / 500
Tension minimale (BUS)	0.91306 (18)	0.92439 (33)	0.94603 (31)
Tension maximale (BUS)	0.99703 (2)	0.99736 (2)	0.99768 (2)
Déviation de la tension (pu)	0.1171	0.0736	0.0480
Minimum VSI Stability	0.59658	0.62033	0.67518
Réduction des pertes actives (%)	/	25.14 %	44.81 %

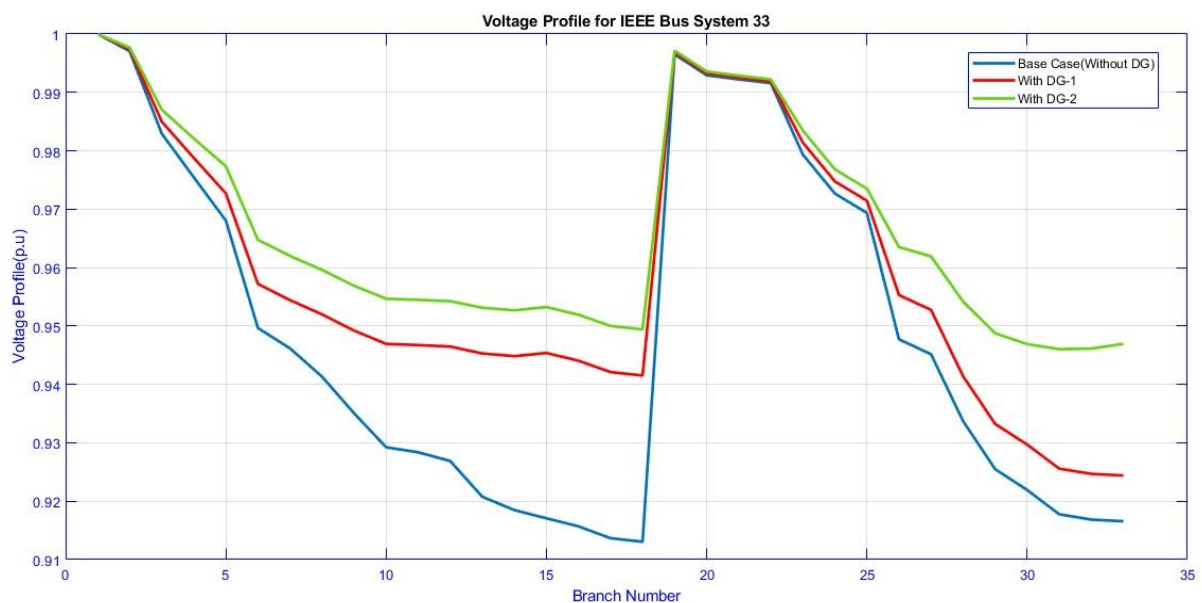


Figure 40 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec FP = 1

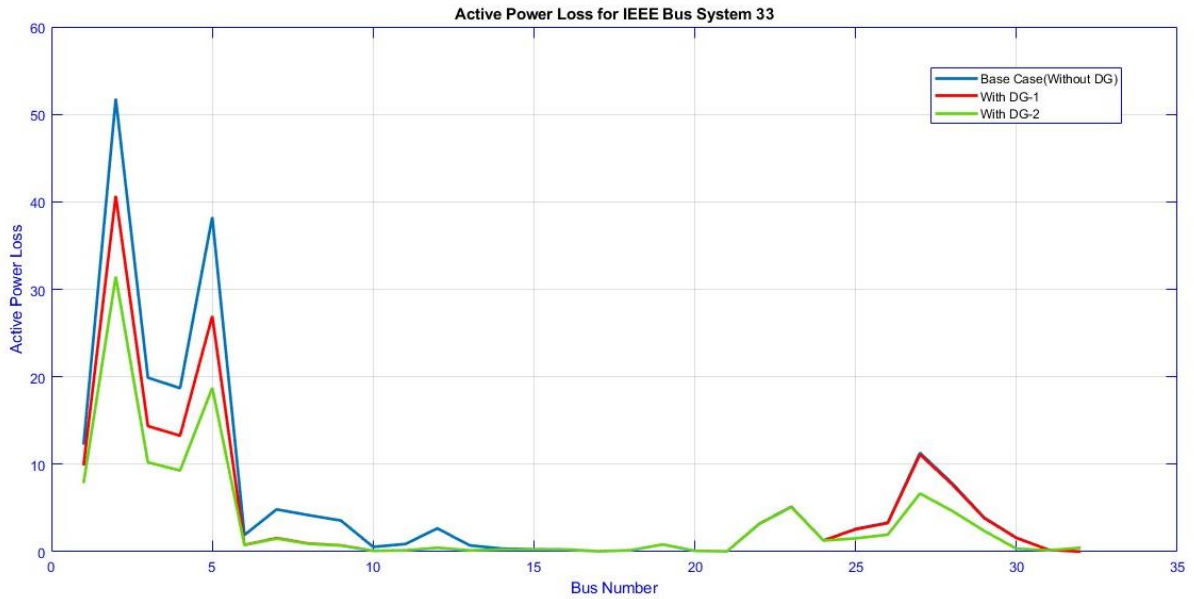


Figure 41 : Pertes active dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 1$

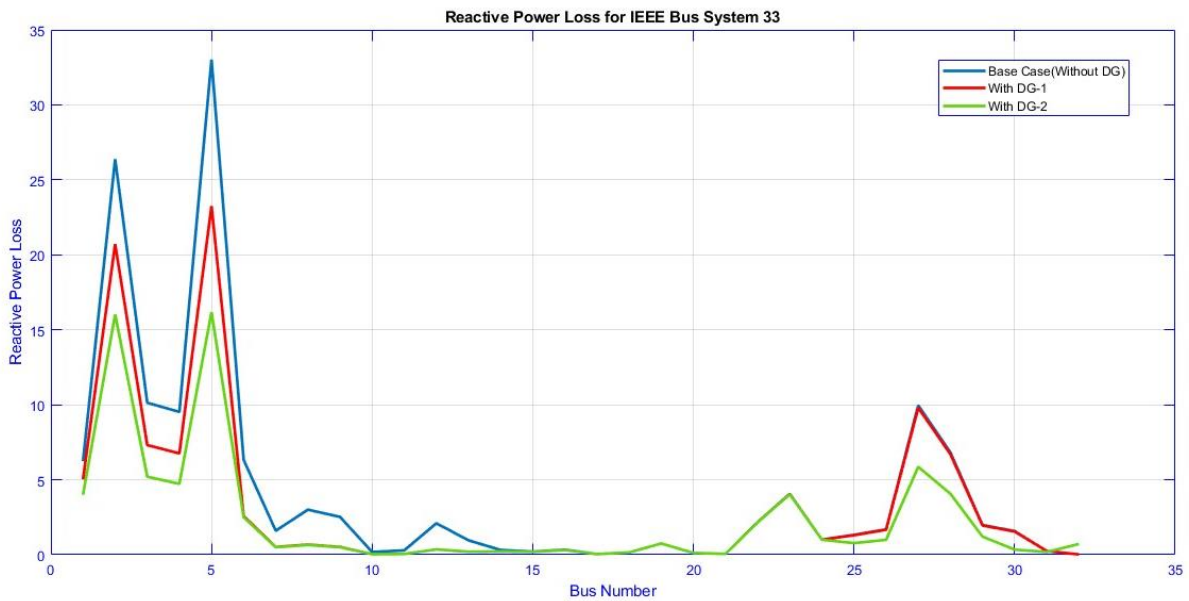


Figure 42 : Pertes réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs avec $FP = 1$

Le **Tableau 14** fournit une analyse détaillée des performances du réseau en mode DG, avec une réduction notable des pertes de puissance. Les données du **Tableau 15** mettent en lumière les pertes totales, les niveaux de tension, la déviation de tension et l'indice de stabilité dans différents scénarios. L'ajout d'un générateur distribué (avec une taille optimale de 493 kW) sur le bus 15 se traduit par une

réduction des pertes de puissance de 25.14 %, abaissant la tension minimale à 0.92439 pu sur le bus 33, et améliorant l'indice de stabilité minimale à 0.62033. La déviation de tension diminue à 0.0736. L'installation simultanée de deux générateurs distribués (tailles optimales de $DG1=DG2 = 500$ kW) sur les bus 33 et 15 entraîne une réduction spectaculaire des pertes de puissance de 44.81 %, tandis que la déviation de tension est réduite à 0.0480. L'indice de stabilité minimale augmente considérablement, atteignant une valeur de 0.67518 par rapport aux configurations précédentes.

4.3.3.4. Comparaison entre les résultats

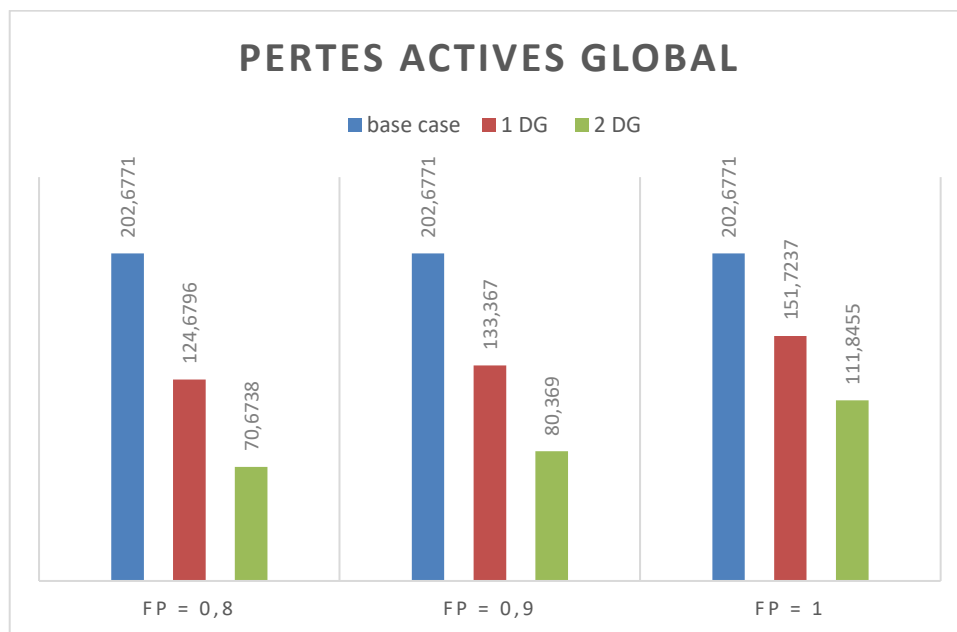


Figure 43 : Pertes totales de puissances active du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres sans DG, avec une DG et deux DGs installées

Notre étude, a démontré que la configuration la plus efficace est obtenue avec un facteur de puissance de 0,8 et l'installation de deux générateurs distribués (DG1 de 478 kW sur le bus 33 et DG2 de 500 kW sur le bus 14). Cette configuration permet une réduction des pertes de puissance de 65,13 %, une augmentation de la tension minimale à 0,95954 pu, une réduction de la déviation de tension à 0.0263 et une amélioration de l'indice de stabilité à 0,71486.

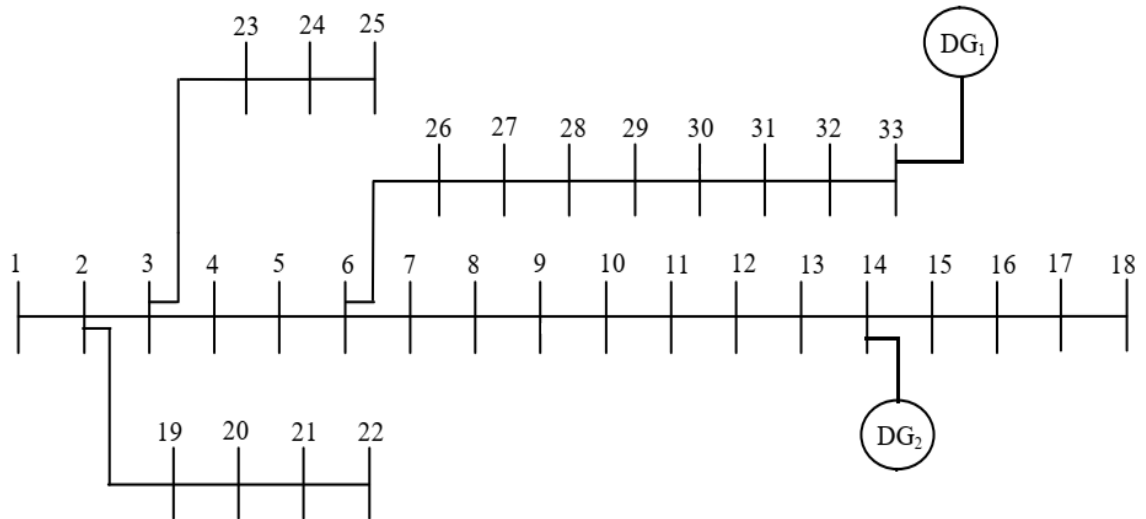


Figure 44 : Insertion optimale de deux DGs dans le réseau IEEE33-bus pour la fonction multi-objectifs

4.4. Conclusion

L'intégration de générateurs distribués (DG) dans les réseaux de distribution peut significativement améliorer l'efficacité énergétique et la stabilité des systèmes électriques. Notre étude, basée sur les simulations du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres, a révélé des résultats notables en termes de réduction des pertes de puissance et d'amélioration de la stabilité de tension à différents facteurs de puissance.

Les simulations ont montré que l'installation de DGs à un facteur de puissance de 0,8 offre les meilleures performances globales. En particulier, la configuration optimale consiste à installer deux DGs (DG1 de 478 kW sur le bus 33 et DG2 de 500 kW sur le bus 14). Cette configuration permet une réduction des pertes de puissance de 65,13 %, une augmentation de la tension minimale à 0,95879 pu, une réduction de la déviation de tension à 0.0263, et une amélioration de l'indice de stabilité à 0,71486. Parce que les charges électriques ont généralement des facteurs de puissance inférieurs à 1 (elles ont besoin à la fois de puissance active et réactive). Lorsque les générateurs décentralisés sont proches des charges et fonctionnent avec un facteur de capacité de 0,8, ils fournissent une partie de la puissance réactive requise localement. Cela réduit la nécessité de transmettre la puissance réactive sur de longues lignes de transmission à partir de centrales de production, réduisant ainsi le courant global dans les lignes de transmission.

Ces résultats démontrent que l'optimisation de l'emplacement et de la taille des générateurs distribués, associée à un facteur de puissance approprié, peut considérablement améliorer les performances des réseaux de distribution. L'utilisation de l'algorithme PSO s'est révélée efficace pour atteindre ces objectifs, confirmant son potentiel comme outil d'optimisation dans la gestion des réseaux électriques. En conclusion, l'intégration stratégique de DGs représente une solution viable et efficace pour renforcer la stabilité et l'efficacité énergétique des réseaux de distribution modernes.

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Conclusion générale

La libéralisation du marché de l'électricité et l'augmentation de la consommation d'énergie ont conduit les chercheurs à développer des techniques pour l'intégration des nouvelles sources de génération d'énergie ou au niveau du réseau de distribution. Cependant, l'insertion non planifiée de ces moyens de production au niveau des réseaux de distribution peut avoir des conséquences sur le bon fonctionnement de ces derniers.

Pour améliorer l'efficacité du fonctionnement des réseaux de distribution, il est essentiel d'optimiser l'insertion des DGs. Plusieurs méthodes et outils ont été suggérés dans la littérature pour optimiser l'emplacement et la taille des directeurs généraux dans les réseaux de distribution.

Au cours de ce travail, nous avons exposé :

- Au début, une technique a été proposée pour le calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution radial IEEE 33 jeux de barres basée sur la technique connue du double balayage de la ligne (backward/forward sweep technique).
- L'utilisation de l'algorithme d'Optimiseur d'Essaim de Particules (Particle Swarm Optimizer PSO) dans l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs dans les réseaux de distribution IEEE 33 jeux de barres.
- Dans un premier temps, nous avons élaboré le problème d'optimisation en précisant un seul objectif : réduire les pertes de puissance active. Ensuite, nous avons combiné trois objectifs : réduire les pertes de puissance active, améliorer la déviation de tension et améliorer la stabilité de tension. Dans chaque cas nous avons appliqué la méthode avec des différents facteurs des puissances (0.8, 0.9 et 1)

Il a été démontré que l'intégration optimale des DGs avec un facteur de puissance adéquat garantit le bon fonctionnement du réseau en diminuant considérablement les pertes de puissance. Il a également été démontré que l'algorithme PSO est efficace.

L'insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution ouvre de nombreuses possibilités, notamment en ce qui concerne les différents types de DG installés (photovoltaïques, éoliennes, etc.) et leurs nombres maximales à installer, ainsi que la reconfiguration du réseau de

distribution en prenant en compte d'autres contraintes telles que les limites de transit et l'assurance de la continuité du service en cas de défauts. Il est possible qu'il soit nécessaire de mettre en place un plan de protection avec un réglage optimum des relais afin d'améliorer la fiabilité du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs, ainsi que pour une nouvelle configuration.

Annexe A-

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivée	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)
1	1	2	0.0922	0.0470
2	2	3	0.4930	0.2512
3	3	4	0.3661	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.8190	0.7070
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	0.7115	0.2351
8	8	9	1.0299	0.7400
9	9	10	1.0440	0.7400
10	10	11	0.1967	0.0651
11	11	12	0.3744	0.1298
12	12	13	1.4680	1.1549
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.5909	0.5260
15	15	16	0.7462	0.5449
16	16	17	1.2889	1.7210
17	17	18	0.7320	0.5739
18	2	19	0.1640	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3555
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	3	23	0.4512	0.3084
23	23	24	0.8980	0.7091
24	24	25	0.8959	0.7071
25	6	26	0.2031	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.0589	0.9338
28	28	29	0.8043	0.7006
29	29	30	0.5074	0.2585
30	30	31	0.9745	0.9629
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.3411	0.5302

Tableau 16: Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres

Jeu de barres N°.	P (MW)	Q (MVA _r)
1	0	0
2	0.1000	0.0600
3	0.0900	0.0400
4	0.1200	0.0800
5	0.0600	0.0300
6	0.0600	0.0200
7	0.2000	0.1000
8	0.2000	0.1000
9	0.0600	0.0200
10	0.0600	0.0200
11	0.0450	0.0300
12	0.0600	0.0350
13	0.0600	0.0350
14	0.1200	0.0800
15	0.0600	0.0100
16	0.0600	0.0200
17	0.0600	0.0200
18	0.0900	0.0400
19	0.0900	0.0400
20	0.0900	0.0400
21	0.0900	0.0400
22	0.0900	0.0400
23	0.0900	0.0500
24	0.4200	0.2000
25	0.4200	0.2000
26	0.0600	0.0250
27	0.0600	0.0250
28	0.0600	0.0200
29	0.1200	0.0700
30	0.2000	0.6000
31	0.1500	0.7000
32	0.2100	0.1000
33	0.0600	0.0400

Tableau 17 : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres

Références Bibliographiques

- [1] Patrik Jacob, « Réseau de distribution : Distribution de l'énergie », Vol 1, Académie D'Aix Marseille, Avril 2014.
- [2] Sari Loubna & Diabi Chaima « Etude d'un réseau de transport d'énergie à haute tension 90 KV » MEMOIRE DE MASTER, Université Badji Mokhtar-Annaba, juin 2017
- [3] Christophe PRÉVÉ & Robert JEANNOT « Guide de conception des réseaux électriques industriels T & D 6 883 427/A » Cahier technique de Schneider Electric-Février 1997
- [4] Dr.AOUZELLAG LAHACANI NARIMEN « RÉSEAUX ÉLECTRIQUES » Polycopié de cours UEF 3111 3ème Année Licence ELT Université A.MIRA-BEJAIA
- [5] Turan Gönen Electrical Power Transmission System Engineering Analysis and Design, Third Edition, California State University, Sacramento ,USA 2014, pp182-183
- [6] Nabil MANCER « Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS)» Mémoire de Magister Université Mohamed Khider – Biskra 2012
- [7] ABOU Abdeljalil & DEMERDJI ABDELMADJID « optimisation et contrôle de l'écoulement de puissance dans réseau électrique » (Mémoire de master) Université Saad Dahleb blida 2020
- [8] Mr. BOT Youcef, « Influence des FACTS sur le calcul de l'écoulement des puissances en utilisant un IPFC », Thèse en vue de l'obtention du diplôme de magister, Université d'Oran, Algérie, Mai 2011.
- [9] Sayah Samir « Application de l'Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques » (Doctorat En science) Université Ferhat Abbes – Sétif 2006
- [10] BEN MOUSSA Mohammed Lamine & LAKHAL Kheir Eddine «Analyse de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution » (Mémoire MASTER ACADEMIQUE) UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA 2021
- [11] BOUKAROURA Abdelkader « Contribution à la modélisation et à l'optimisation des réseaux de distribution sous incertitudes », Thèse de doctorat, Université Larbi Ben M'hidi-Oum El Bouaghi, 01/07/2021
- [12] Kumar, K. V., and Selvan, M. P. (2008) A simplified approach for load flow analysis of radial distribution network with embedded generation, TENCON 2008-2008 IEEE Region 10 Conference, IEEE
- [13] AMRANE Mohamed & DJELLOUL Med Salah Eddine « Minimisation des pertes d'un réseau de distribution» Mémoire MASTER Université Mohamed Khider de Biskra 29 juin 2022
- [14] S. Suyanto, C. Rahmadhani, O. Penangsang, and A. Soeprijanto, "Power-flow development based on the modified backward/forward for voltage profile improvement of distribution system," International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE), vol. 6, no. 5, pp. 2005–2014, Oct. 2016, DOI: <http://doi.org/10.11591/ijece.v6i5.pp2005-2014>
- [15] T. Yuvaraj, K. Ravi, Multi-objective simultaneous DG and DSTATCOM allocation in radial distribution using cuckoo searching algorithm, Alexandria Eng. J. (2018), <https://doi.org/10.1016/j.aej.2018.01.001>
- [16] Shaikh, R.; Stojcevski, A.; Seyedmahmoudian, M.; Chandran, J. A Multi-Objective Approach for Optimal Sizing and Placement of Distributed Generators and Distribution Static Compensators in a Distribution Network Using the Black Widow Optimization Algorithm. Sustainability 2024, 16, 4577 <https://doi.org/10.3390/su16114577>
- [17] An. D. T. Le, M. A. Kashem, M. Negnevitsky and G. Ledwich, "Minimizing Voltage Deviation in Distribution Feeders by Optimizing Size and Location of Distributed Generation", Australian Journal of Electrical & Electronics Engineering, Vol. 3, No. 2, pp. 147–155, 2007.
- [18] Chakravorty, M., and Das, D., Voltage stability analysis of radial distribution networks, Electric Power

- and Energy Systems, Vol. 23, (2001, 129-135). [http://dx.doi.org/10.1016/s0142-0615\(00\)00040-5](http://dx.doi.org/10.1016/s0142-0615(00)00040-5)
- [19] ABDELLAH BOUAKRA, « impacte et régulation de la tension à la suite d'insertion d'énergie renouvelable dans réseau de distribution électrique » Maitrise en Ingénierie Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue Mai 2016
- [20] Murty V, Kumar A, «Optimal placement of DG in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth», International Journal Electric Power Energy Syst, pp.246–56, 2015.
- [21] KETFI Nadhir « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée » Doctorat en sciences Option : Réseaux Électriques -Université de Batna -2014
- [22] Marie-Cécile ALVAREZ-HÉRAULT Ingénieur ENSIEG, « ARCHITECTURES DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DU FUTUR EN PRÉSENCE DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE », THESE DOCTEUR DE L'Institut polytechnique de Grenoble, 10 décembre 2009.
- [23] Salhi Safa « Minimisation des pertes d'un réseau de distribution en présence de sources d'énergie dispersées » MASTER ACADEMIQUE UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA - 11/06/2022
- [24] Mahesh, K., Nallagownden, P. & Elamvazuthi, I. Advanced Pareto front non-dominated sorting multi-objective particle swarm optimization for optimal placement and sizing of distributed generation. Energies 9(12), 982. <https://doi.org/10.3390/en9120982> (2016).
- [25] D.B. Prakash & C. Lakshminarayana «Multiple DG Placements in Distribution System for Power Loss Reduction Using PSO Algorithm» Procedia Technology 25(2016) 785 – 792
- [26] Moradi, M. H., & Abedini, M. (2012). A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 34(1), 66–74. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.08.023>
- [27] Kefayat, M., Lashkar Ara, A., & Nabavi Niaki, S. A. (2015). A hybrid of ant colony optimization and artificial bee colony algorithm for probabilistic optimal placement and sizing of distributed energy resources. Energy Conversion and Management, 92, 149–161. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.12.037>
- [28] Rao, R. S., Ravindra, K., Satish, K., & Narasimham, S. V. L. (2013). Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Systems, 28(1), 317–325. doi:10.1109/TPWRS.2012.2197227
- [29] Abdelhafid Hellal, Mohamed Boudour, « Génie électrique : Fondamentaux et concepts de base », Editions pages bleus internationales, 2010.
- [30] Khamis A, Sharee fH, Bizkevelci E, Khatib T, «A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems», Renew Sustain, pp.483–93, 2013.
- [31] Zemzami, M., Elhami, N., Makhloufi, A., Itmi, M., & Hmina, N. (2017). Application d'un modèle parallèle de la méthode PSO au problème de transport d'électricité. Incertitudes et Fiabilité Des Systèmes Multiphysiques, 17(1). <https://doi.org/10.21494/ISTE.OP.2017.0127>

ملخص:

يتزايد الطلب على الكهرباء بسبب النمو السكاني السريع والتنمية الاقتصادية والصناعية في جميع أنحاء العالم. ويواجه قطاع الكهرباء تحدي تلبية هذا الطلب المتزايد بطريقة مستدامة وفعالة من حيث التكلفة وصديقة للبيئة. يمكن أن تساعد المولدات اللامركزية الصغيرة والمتوسطة الحجم، الموجودة بالقرب من نقاط الاستهلاك، في تقليل الفاقد من الكهرباء في شبكات التوزيع من خلال تقليل طول خطوط النقل وتحسين جودة الطاقة ومعدلات الجهد، وبالتالي تعزيز استقرار الشبكة. لتركيب هذه المولدات، يجب تحديد الموقع والحجم الأمثل. تم استخدام خوارزمية التحسين التجريبي الجزئي لحل هذه المشكلة. تم تقسيم العمل إلى جزأين: تحديد الحجم والموقع الأمثل مع نفس الهدف المتمثل في تقليل الخسائر النشطة، وتحديد الحجم والموقع الأمثل لأهداف مختلفة مثل تقليل الخسائر النشطة وتحسين الجهد واستقرار الشبكة. طُبقت الخوارزمية على شبكة توزيع الطاقة 33 عقدة مع عوامل قدرة مختلفة: 0.8 و 0.9 و 1. أكدت النتائج أداء خوارزمية مُحسِن سرب الجسيمات.

كلمات مفتاحية: شبكة التوزيع، تدفق الطاقة، مصادر الإنتاج اللامركزي، خوارزمية مُحسِن سرب الجسيمات، التحسين أحادي الهدف، التحسين متعدد الأهداف.

Résumé :

La demande d'électricité augmente en raison de la croissance démographique rapide et du développement économique et industriel dans le monde entier. Le secteur de l'électricité doit relever le défi de répondre à cette demande croissante de manière durable, économique et respectueuse de l'environnement. Les générateurs décentralisés, de petite et moyenne taille, répartis près des points de consommation, peuvent contribuer à réduire les pertes électriques dans les réseaux de distribution en diminuant la longueur des lignes de transmission et en améliorant la qualité de l'énergie et les profils de tension, améliorant ainsi la stabilité du réseau. Pour installer ces générateurs, il faut déterminer l'emplacement et la taille optimaux. Un algorithme d'optimisation par essais partiels a été utilisé pour résoudre ce problème. Le travail a été divisé en deux parties : la détermination de la taille et de l'emplacement optimaux avec le même objectif de minimisation des pertes actives, et la détermination de la taille et de l'emplacement optimaux pour divers objectifs tels que la minimisation des pertes actives, l'optimisation de la tension et la stabilité du réseau. L'algorithme a été appliqué au réseau de distribution d'électricité IEEE 33 BUS avec différents facteurs de puissance : 0.8, 0.9, et 1. Les résultats ont confirmé les performances de l'algorithme PSO.

Mots Clés : Réseau de distribution, écoulement de puissance, Production décentralisée, l'algorithme Optimiseur d'Essaim de Particules, Optimisation mono-objectif, Optimisation multi-objectifs.

Abstract:

The demand for electricity is increasing due to rapid demographic growth and economic and industrial development worldwide. The electricity sector faces challenges in meeting this growing demand in a sustainable, economic, and environmentally friendly manner. Decentralized generators, small and medium-sized distributed near consumption points, can help reduce electrical losses in distribution networks by reducing transmission line length and improving energy quality and tension profiles, thereby improving network stability. To install these generators, optimal emplacement and size must be determined. A partial-test optimization algorithm was used to address this problem. The work was divided into two parts: determining the optimal size and location with the same objective of minimizing active losses, and determining the optimal size and location for various objectives such as active loss minimization, tension optimization, and network stability. The algorithm was applied to the IEEE 33 BUS electricity distribution network with various power factors: 0.8, 0.9, and 1. The results confirmed the performance of the PSO algorithm.

Key Words: Distribution network, Power flow, Distributed generation, Particle Swarm Optimizer algorithm, Single-objective optimization, Multi-objective optimization.