



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Echahid Hamma Lakhdar - El Oued

Faculté de la Technologie

Département de Génie Mécanique

MÉMOIRE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Spécialité : Électromécanique.

Présenté par :

BESSEI Mohammed Lamine.

HACHEM Elmehdi.

Intitulé :

**Optimisation de l'intégration simultanée Photovoltaïque-Éolien dans
le réseau de distribution.**

Soutenue le : 13/06 /2026

Devant le jury composé de :

Dr : ZEGHDI Zoubir

Président

Dr : BAGGAT Fateh

Examineur

Dr : REMHA Souhaib

Encadreur

Année académique : 2025/2026

Remerciements

Avant tout, nous remercions Allah le Tout-Puissant de nous avoir accordé la santé, la volonté et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur Dr Remha Souhaib pour son accompagnement, ses précieux conseils, sa disponibilité et son soutien tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Nous adressons également nos sincères remerciements aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce travail et de lui consacrer leur temps et leur expertise.

Nos remerciements s'étendent à l'ensemble des enseignants du département qui ont contribué à notre formation académique et scientifique durant notre parcours universitaire.

Nous exprimons notre reconnaissance à nos parents pour leurs sacrifices, leur soutien moral et leurs encouragements constants, qui ont été une source de motivation tout au long de nos études.

Enfin, nous remercions toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à l'élaboration de ce mémoire et à la réussite de ce projet.

À tous, nous adressons nos plus sincères remerciements et notre profonde gratitude.

Dédicace

Nous dédions ce modeste travail :

À nos chers parents, pour leur amour, leurs sacrifices, leurs encouragements et leurs prières.

À nos frères et sœurs, pour leur soutien et leur affection.

À nos familles et à tous ceux qui nous sont chers.

À nos enseignants, pour leurs précieux enseignements et leurs conseils.

À nos amis et collègues, pour les moments partagés tout au long de notre parcours universitaire.

À toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.

Avec toute notre gratitude et notre reconnaissance.

Sommaire

Sommaire	iii
Liste des figures	vi
Liste des tableaux	vii
Acronymes et abréviations.....	viii
Nomenclature.....	ix
Introduction Générale.....	1

Chapitre 1 : Généralités sur le reseau électrique et la production décentralisée

1.1 Introduction	3
1.2 Structure et organisation des réseaux électriques	3
1.2.1 Production	4
1.2.2 Transport	4
1.2.3 Distribution	5
1.2.4 Consommation	5
1.3 Réseaux électriques de distribution	6
1.3.1 Postes source HTB / HTA	6
1.3.2 Architectures des réseaux de distribution HTA	7
1.3.2.1 Réseaux ruraux	7
1.3.2.2 Réseaux urbains	7
1.3.2.2.1 Structure en double dérivation	8
1.3.2.2.2 Structures en coupure d'artère	9
1.4 Production décentralisée	11
1.4.1 Définition	11

1.4.2 Types de production décentralisée	12
1.4.2.1 Les différentes catégories de la production décentralisée.....	12
1.5 Insertion de la GED dans le réseau électrique.....	15
1.6 Apports de la GED.....	16
1.7 Impact de la GED sur le réseau de distribution.....	18
1.8 Conclusion.....	19

Chapitre 2 : Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution

2.1 Introduction	21
2.2 Réseau de distribution radial.....	22
2.2.1 Définition des types des nœuds.....	22
2.2.1.1 nœuds terminal.....	23
2.2.1.2 nœuds commun.....	23
2.2.1.3 nœuds intermédiaire.....	23
2.2.2 Identification des types de nœuds.....	23
2.2.2.1 Méthode de comparaison.....	24
2.2.2.2 Méthode matricielle.....	29
2.2.3 Définition et identification du type de chaque ligne.....	32
2.2.3.1 Ligne principale.....	32
2.2.3.2 Ligne latérale.....	33
2.2.3.3 Ligne sous-latérale.....	35
2.2.3.4 Ligne mineure.....	35
2.3 Écoulement de puissance du réseau de distribution radial.....	37
2.3.1 Unité relative	37
2.3.2 Puissance et courant dans les branches.....	38
2.3.3 Courants des branches.....	39
2.3.3.1 Courant de charge.....	39
2.3.3.2 Courants des branches d'une ligne mineure.....	40
2.3.3.3 Courants des branches d'une ligne sous-latérale.....	40
2.3.3.4 Courants des branches d'une ligne latérale.....	41
2.3.3.5 Courants des branches de la ligne principale.....	41
2.3.4 Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque nœud.....	42

2.3.5 Les pertes de puissance active et réactive.....	43
2.3.6 Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance.....	43
2.4 Applications numériques	44
2.4.1 Réseau test IEEE 33-bus	45
2.5 Conclusion	49

Chapitre 3 : Optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des générateurs dispersés

3.1 Introduction.....	51
3.2 Optimisation de l'emplacement et de la taille des DG.....	51
3.2.1 Méthodes d'optimisation	51
3.2.1.1 Les méthodes conventionnelles.....	52
3.2.1.2 Les méthodes méta-heuristiques.....	52
3.2.2 Algorithme standard de chauve-souris (Bat Algorithm).....	53
3.2.2.1 Initialisation de l'algorithme de chauve-souris.....	54
3.2.2.2 Solution, fréquence et vitesse.....	55
3.2.2.3 Mise à jour du volume sonore et du taux d'émission des impulsions.....	56
3.3 Formulation du problème d'optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des DG.....	58
3.3.1 Fonctions objectifs.....	59
3.3.2 Contraintes d'égalité et d'inégalité.....	59
3.3.2.1 Contraintes d'égalité.....	59
3.3.2.2 Contraintes d'inégalités.....	60
3.4 Résultats et discussions.....	61
3.5 Conclusion	68
Conclusion general.....	70

Liste des figures

Figure 1.1 Schéma de l'organisation des réseaux électriques en fonction de leur tension..	4
Figure 1.2 Schéma de principe des postes sources HTB/HTA	7
Figure 1.3 Structure en double dérivation	8
Figure 1.4 Structure en coupure d'artère	9
Figure 1.5 Classification de DG à la base de la puissance nominale	12
Figure 2.1 Représentation des types des nœuds.....	23
Figure 2.2 Réseau de distribution radial de 17 nœuds.....	25
Figure 2.3 Organigramme de l'identification du type de chaque nœuds par la méthode de comparaison.....	26
Figure 2.4 Organigramme de l'identification du type de chaque nœuds par la méthode matricielle.....	30
Figure 2.5 Détermination du vecteur de la ligne principale.....	33
Figure 2.6 Détermination des vecteurs des lignes latérales.....	34
Figure 2.7 Type de chaque ligne du réseau de distribution électrique 17 nœuds.....	36
Figure 2.8 Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial.....	38
Figure 2.9 Représentation de deux nœuds dans le réseau de distribution radial.....	38
Figure 2.10 Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance.....	44
Figure 2.11 Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33-bus.....	45
Figure 2.12 Tension à chaque nœuds du réseau de distribution IEEE 33-bus.....	48
Figure 2.13 Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus.....	48
Figure 3.1 Profil de tension du réseau IEEE 33 nœuds avant et après reconfiguration.....	63
Figure 3.2 Profil de VSI du réseau IEEE 33 nœuds avant et après reconfiguration.....	65
Figure 3.3 Pertes de puissance active dans les branches du réseau IEEE33-bus.....	66
Figure 3.4 Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus.....	68

Liste des tableaux

Tableau 2.1 Données du réseau 17-bus	27
Tableau 2.2 Types des nœuds selon la méthode de comparaison.....	28
Tableau 2.3 Types des jeux de barres selon la méthode matricielle	31
Tableau 2.4 Identification de la topologie du réseau 17 nœuds par la Technique proposée	36
Tableau 2.5 Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE 33-bus	45
Tableau 2.6 Solution de l'écoulement de puissances du réseau de distribution IEEE 33-bus	46
Tableau 2.7 Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 33-bus	47
Tableau 3.1 Résultat d'optimisation.....	61
Tableau 3.2 Évolution du profil de tension du réseau à 33 nœuds.....	62
Tableau 3.3 Valeurs de l'indice de stabilité de tension (VSI) pour les IEEE 33 nœuds sans et avec DG.....	64
Tableau 3.4 Pertes de puissance active au niveau de chaque branche sans et avec DG.....	65
Tableau 3.5 Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus.....	67

Acronymes et abréviations

HT	Haute Tension
HTB	Haute Tension catégorie B
HTA	Haute Tension catégorie A
BTB	Basse Tension catégorie B
BTA	Basse Tension catégorie A
TBT	Très Basse Tension
SONELGAZ	Société Nationale d'Electricité et du Gaz
OSE	Opérateur du Système Electrique
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
AIE	Agence Internationale de l'Energie
GED	Génération d'Energie Décentralisée
LP	Linear Programming
NLP	Non-Linear Programming
GA	Genetic Algorithm
ACO	Ant Colony Optimisation
ABC	Artificial Bee Colony
SFLA	Shuffled Frog-Leaping Algorithm
CSA	Cuckoo Search Algorithm
PSO	Particle Swarm Optimization
BA	Bat Algorithm
p.u	Per Unit

Nomenclature

S_{Base}	Puissance de base
V_{Base}	Tension de base
R_i	Résistance de la branche i
X_i	Réactance de la branche i
P_G, Q_G	Puissances active et réactive générées au nœud de source
P_{Li}, Q_{Li}	Puissances active et réactive demandées au nœud i
$P_{loss,i}, Q_{loss,i}$	Pertes de puissance active et réactive de la ligne i.
P_{PVS_i}, Q_{PVS_i}	Puissances active et réactive générées par la i ^{ème} PVS
$P_{PVS_i}^{Min}, Q_{PVS_i}^{Min}$	Puissances active et réactive minimales générées par la i ^{ème} PVS
$P_{T, Loss, wo}$	Perte totale de puissance active du cas de base
V_i	Tension du nœud i
$V_{min,i}, V_{max,i}$	Tension minimale et maximale du nœud i
V_{ref}	Tension de reference
VD	Déviation de la tension
S_{li}	Puissance apparente transmise dans la i ^{ème} ligne
S_{li}^{max}	Puissance apparente maximale transmise dans la i ^{ème} ligne
Nb	Nombre total des branches du réseau
Nn	Nombre total des charges du réseau
$NPVS$	Nombre total des sources photovoltaïques
X^T	Vecteur des variables d'état du système
K_V	Facteur de pénalité de tension
K_S	Facteur de pénalité de puissance
$H(V)$	Fonction de pénalisation des violations de la tension des nœuds
$H(S)$	Fonction de pénalisation des violations de la puissance parcourant la ligne
F_{Obj}	Fonction objectif

Introduction générale

La croissance continue de la demande en énergie électrique, conjuguée aux progrès réalisés en matière de conditions environnementales et à l'essor des centrales thermiques, est un vecteur de transformation des systèmes électriques modernes. Dans ce contexte, les options de distribution constituent un axe de développement majeur pour l'intégration des énergies renouvelables et des unités de production centralisées. Ces nouvelles ressources offrent des performances accrues, se traduisent par une réduction des émissions de gaz à effet de serre, une amélioration de l'efficacité énergétique et un renforcement de la sécurité [1].

Par ailleurs, l'intégration de la production distribuée dans les réseaux de distribution nécessite des techniques plus avancées d'exploitation et de planification des réseaux. Ceci permet de prévenir les variations de tension, les surtensions et les sous-tensions, ainsi que tout impact sur la stabilité et la qualité de l'énergie. Afin de tirer pleinement profit des avantages offerts par ces technologies, il est essentiel de déterminer l'emplacement et les dimensions optimaux des unités de production distribuées[1]

Dans ce contexte, ce travail s'intéresse particulièrement à l'optimisation de l'insertion de la production décentralisée au sein des réseaux de distribution. Plus précisément, il s'agit d'intégrer des PV-DG (centrale Photovoltaïque) et WT-DG (centrale Éolien) à l'aide d'une approche métaheuristique, afin de minimiser les pertes actives globales et de rehausser le profil de tension.

Pour ce faire, ce mémoire est structuré autour de trois chapitres distincts :

Le premier est consacré aux notions fondamentales des réseaux électriques, avec un focus sur les réseaux de distribution. Il introduit ensuite les diverses technologies de production décentralisée ainsi que leurs impacts systémiques.

Le deuxième est dédié au calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution. À cet effet, une méthode performante, l'algorithme Backward/Forward Sweep, est détaillée et implémentée sur le réseau de test IEEE à 33 nœuds.

Le troisième traite de l'application de l'algorithme des chauves-souris (Bat Algorithm – BA) pour optimiser l'emplacement et la capacité des DG. L'algorithme proposée repose sur une fonction multi-objectif visant la réduction des pertes de puissance active ainsi que l'amélioration

de la déviation et de la stabilité de la tension. Les résultats sont ensuite validés sur le même réseau de test.

Enfin, une conclusion générale synthétise les principales contributions de cette étude et ouvre la voie à plusieurs perspectives pour de futures recherches

Chapitre 1

Généralités sur les réseaux électriques et la production décentralisée

1.1 Introduction

L'énergie électrique occupe de nos jours une position essentielle dans l'ensemble des activités humaines, qu'il s'agisse des transports, de l'éclairage ou du secteur industriel. Elle constitue un pilier incontournable du développement économique et social des nations. Par conséquent, la moindre défaillance d'origine électrique peut engendrer des conséquences notables sur le fonctionnement des activités économiques. Il est alors indispensable de disposer d'un système électrique fiable, efficace et économiquement viable, capable de garantir une fourniture continue et de qualité, afin d'accompagner durablement le développement des sociétés modernes[1].

Historiquement, les réseaux électriques assurent l'acheminement de l'énergie depuis les sites de production vers les zones de consommation, en s'appuyant sur des infrastructures de transport et de distribution. Dans cette organisation, le réseau de distribution représente l'interface finale avec les utilisateurs, ce qui lui confère un rôle déterminant dans la livraison de l'électricité. Il s'impose ainsi comme une composante clé de l'ensemble du système électrique[1].

Avec l'évolution des contraintes énergétiques et environnementales, les réseaux de distribution doivent désormais s'adapter et intégrer davantage d'intelligence et de flexibilité. Cette transformation vise notamment à faciliter l'intégration des énergies renouvelables et des unités de production locales. La libéralisation du secteur électrique, associée à une sensibilité croissante aux enjeux environnementaux, a conduit à une mutation profonde des réseaux, marquée par le développement de la production décentralisée. Dans ce contexte, l'émergence de réseaux intelligents permet de mieux gérer les impacts liés à ces nouvelles formes de production, tout en favorisant l'adoption d'architectures plus adaptées aux exigences actuelles. Ces approches ont pour objectif d'assurer une intégration efficace et sécurisée de la production décentralisée, tout en garantissant des performances économiques satisfaisantes[2].

1.2 Structure et organisation des réseaux électriques

La figure 1.1 illustre l'architecture verticale d'un réseau électrique en mettant en évidence l'organisation hiérarchique de ses principales fonctions, à savoir le transport, la répartition et la distribution. D'un point de vue physique, ce système repose sur une structuration en plusieurs niveaux de tension. Les réseaux de transport et de répartition ont pour mission d'assurer le

transfert de l'énergie sur de longues distances, en reliant notamment les grandes centrales de production. En revanche, le réseau de distribution intervient au stade final pour fournir l'électricité aux usagers, en ajustant les niveaux de tension en fonction des exigences propres à chaque catégorie de consommateurs.

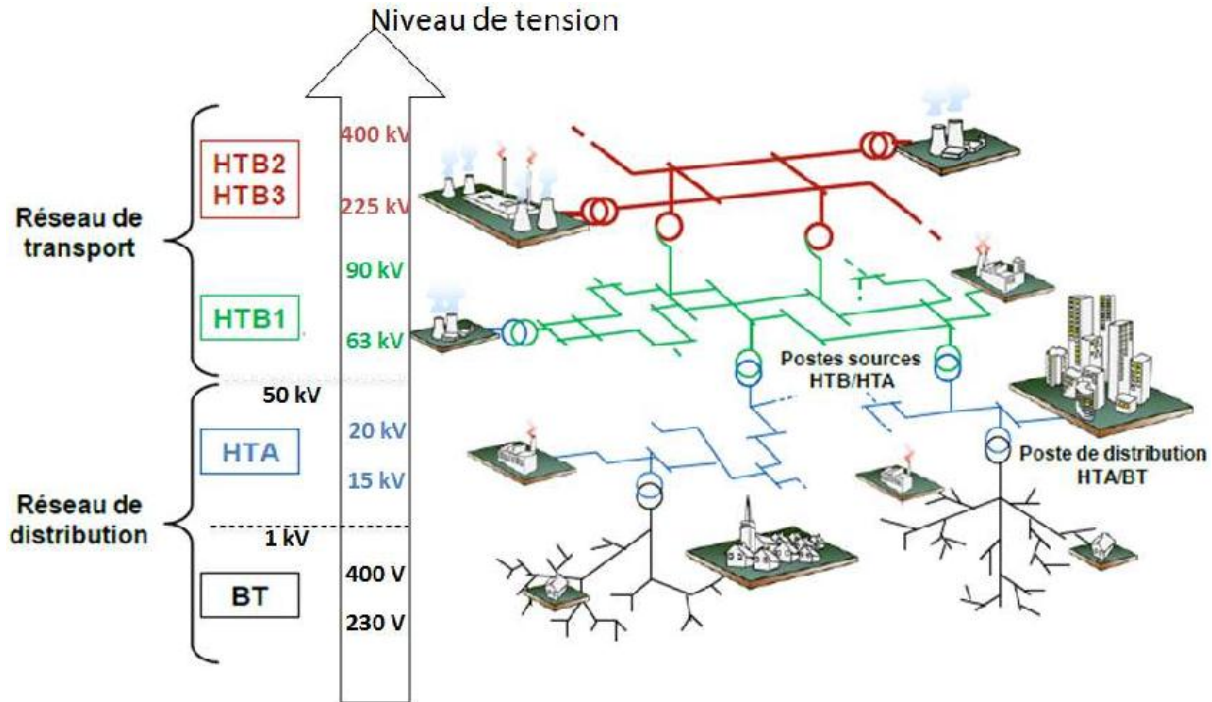


Figure 1.1 – Schéma de l'organisation des réseaux électriques en fonction de leur tension

1.2.1 Production

Les centrales électriques classiques s'appuient, dans la majorité des cas, sur des alternateurs synchrones de forte puissance, mis en mouvement par différents types de turbines qu'elles soient à vapeur, à gaz ou hydrauliques selon la nature de la ressource énergétique exploitée. Ces groupes de production sont connectés au réseau de transport par l'intermédiaire de transformateurs adaptés. La puissance active fournie peut varier de manière significative en fonction des technologies employées, allant d'environ 100 MW pour certaines centrales thermiques de capacité modeste jusqu'à près de 1650 MW pour les unités les plus importantes des centrales nucléaires [1].

1.2.2 Transport

Les réseaux de transport ont pour mission d'acheminer l'énergie électrique sur de longues distances. Afin de limiter notamment les pertes par effet Joule au niveau des lignes, ils fonctionnent à des niveaux de très haute tension, généralement compris entre 63 kV et 400 kV. Du point de vue de leur organisation, ces réseaux adoptent une structure maillée et

interconnectée, ce qui permet à la fois de collecter l'électricité produite par les grandes centrales et de la transférer en quantités importantes vers les zones de consommation. Cette configuration contribue également à garantir une exploitation fiable et économiquement optimisée des moyens de production, en facilitant la gestion des aléas et des déséquilibres[3].

La majorité de ces infrastructures repose sur des lignes aériennes, et leur protection doit être particulièrement performante, compte tenu de leur rôle essentiel dans la stabilité et la sécurité de l'ensemble du système électrique. Cette architecture permet de répartir les flux de puissance sur plusieurs axes du réseau. Toutefois, leur gestion reste complexe en raison de l'ampleur et de la variabilité des échanges d'énergie entre les zones de production et celles de consommation, ce qui complique l'optimisation technico-économique. Ainsi, contrairement aux réseaux de distribution, les réseaux de transport font l'objet d'une supervision avancée, permettant de contrôler avec précision des paramètres tels que la tension, la fréquence, la répartition des flux de puissance ainsi que les coûts de production[3].

1.2.3 Distribution

Les réseaux de distribution représentent une composante essentielle du système électrique, puisqu'ils assurent l'acheminement de l'énergie à l'échelle locale jusqu'aux utilisateurs. Ils fonctionnent à des niveaux de tension ne dépassant pas 50 kV, correspondant au domaine de la haute tension A (HTA). Leur organisation repose sur deux catégories principales : d'une part, le réseau moyenne tension (MT), généralement compris entre 10 kV et 30 kV et relié au réseau de transport, et d'autre part, le réseau basse tension (BT), caractérisé par un niveau de 0,4 kV, destiné à l'alimentation directe des consommateurs[4].

Le réseau basse tension (BT) représente le dernier niveau dans la chaîne du système électrique. Ses différentes sections sont alimentées à partir du réseau moyenne tension (MT) via des postes de transformation HTA/BT. Ce choix de niveaux de tension constitue un compromis technico-économique permettant à la fois de réduire les chutes de tension, de limiter le nombre de postes sources (assurant la liaison entre HTB et HTA), tout en maîtrisant les contraintes techniques et les coûts associés à l'exploitation des hautes tensions[5].

1.2.4 Consommation

L'énergie électrique est utilisée aussi bien par les ménages que par les secteurs industriels pour répondre à trois besoins essentiels : l'éclairage, qui fournit une énergie lumineuse, le chauffage, qui correspond à une énergie thermique, et l'actionnement des machines grâce aux moteurs électriques, produisant une énergie mécanique. Dans le domaine des réseaux électriques,

ces utilisateurs sont appelés des charges, puisqu'ils se distinguent par leur absorption de puissance active et réactive[2].

En exploitant des mesures de puissance relevées sur des périodes données, on peut déterminer la puissance maximale, souvent appelée puissance de pointe, ainsi que la puissance moyenne consommée. Afin de suivre l'évolution de la demande en électricité au fil du temps, les intensités sont relevées au niveau des postes de transformation situés entre les réseaux de transport et de distribution. Ces relevés servent ensuite à établir des courbes de consommation, appelées courbes de charge[1].

1.3 Réseaux électriques de distribution

Les réseaux de distribution constituent la structure fondamentale du système électrique, car ils assurent le dernier maillon reliant le réseau d'énergie à la grande majorité des usagers. En tant qu'interface finale, ils ont pour fonction principale d'acheminer directement l'électricité jusqu'aux consommateurs. Contrairement aux réseaux de transport, ils se caractérisent par une extension beaucoup plus importante et une forte densité, ce qui s'explique par la répartition géographique dispersée des utilisateurs ainsi que par la diversité des types de charges à alimenter. Leur alimentation est assurée par les postes sources HTB/HTA, qui réalisent la conversion entre le niveau de très haute tension et celui de moyenne tension[5].

1.3.1 Postes sources HTB / HTA

Les postes sources HTB/HTA représentent l'interface technique et fonctionnelle entre le réseau de transport à très haute tension (HTB) et le réseau de distribution en moyenne tension (HTA). Le primaire des transformateurs installés dans ces postes est directement alimenté par des lignes HTB. Afin d'assurer une meilleure continuité de service et une grande fiabilité, ces installations sont généralement équipées de deux transformateurs fonctionnant en régime radial, chacun opérant de manière indépendante en conditions normales d'exploitation. En cas de défaillance de l'un d'eux, un dispositif de commutation permet son isolement rapide et le transfert de la charge vers le transformateur restant en service[6].

En raison de la structure maillée du réseau de transport, il est également courant que le primaire des postes HTB/HTA soit connecté à une seconde source d'alimentation HTB, ce qui garantit une redondance efficace en cas d'interruption. Du côté secondaire, un ou plusieurs jeux de barres assurent la répartition de l'énergie vers les départs HTA alimentant les réseaux de distribution[7]. La figure 1.3 présente les principales configurations architecturales utilisées dans les postes HTB/HTA.

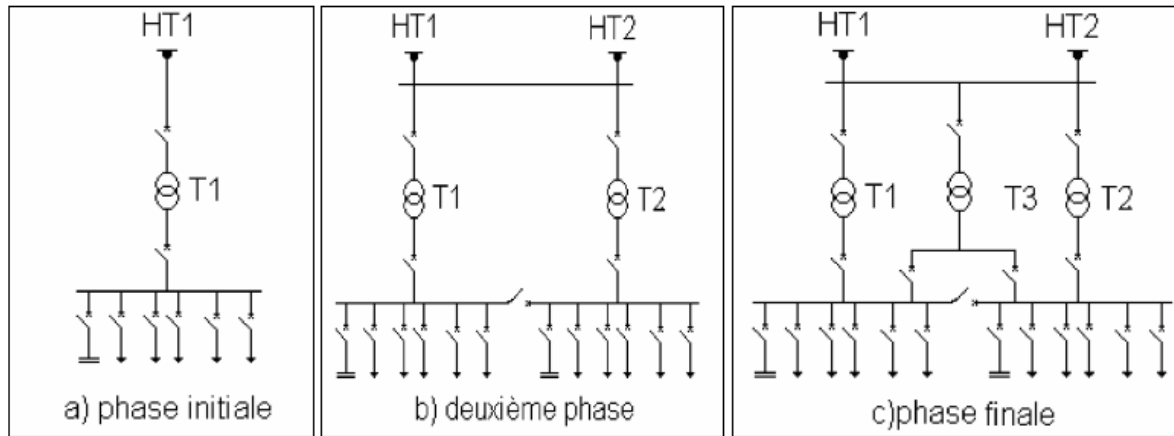


Figure 1.2 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

1.3.2 Architectures des réseaux de distribution HTA

Dans les réseaux de distribution HTA, on peut différencier principalement deux catégories : les réseaux ruraux, généralement réalisés en lignes aériennes, et les réseaux urbains, qui sont le plus souvent constitués de câbles souterrains[5].

1.3.2.1 Réseaux ruraux

Les réseaux de distribution en zone rurale se caractérisent par une faible densité de consommation et une répartition dispersée et inégale des charges sur de grandes étendues géographiques[7]. Cette configuration implique l'utilisation de lignes de transport relativement longues afin d'acheminer l'énergie jusqu'aux différents points de livraison. Leur structure est généralement de type arborescent, pouvant intégrer des bouclages pour améliorer la sécurité d'alimentation, mais exploitée le plus souvent en régime radial afin de faciliter l'exploitation ainsi que les systèmes de protection[8].

Ces boucles peuvent être réalisées soit entre deux départs voisins appartenant au même poste source HTB/HTA, soit entre des départs issus de postes sources distincts. L'un des principaux problèmes rencontrés dans ce type de réseaux est la chute de tension en extrémité de ligne, qui devient importante en raison des longues distances et de la faible puissance consommée localement[8].

1.3.2.2 Réseaux urbains

Contrairement aux réseaux ruraux, les réseaux urbains se distinguent par une concentration très élevée des charges sur des espaces géographiques réduits. Cette situation conduit à des

architectures plus élaborées et plus variées. On distingue principalement deux types de configurations utilisées en milieu urbain :

- les structures en dérivation multiple ;
- les structures en coupure d'artère.

Ces organisations ont pour objectif d'assurer simultanément la continuité de service, une exploitation souple et une reprise rapide de l'alimentation en cas d'incident, tout en respectant les contraintes techniques propres aux zones urbaines[9].

1.3.2.2.1 Structure en double dérivation

La structure en double dérivation repose sur l'existence de deux postes sources HTB/HTA reliés entre eux par deux circuits triphasés ou davantage, montés en parallèle. En fonctionnement normal, chaque poste de transformation HTA/BT est alimenté par une voie principale. Lorsqu'une défaillance survient sur cette voie, la charge peut être reportée automatiquement sur une seconde liaison, généralement prévue à cet effet pour assurer le secours[9].

Cette architecture offre l'avantage essentiel de garantir une excellente continuité d'alimentation et de permettre un rétablissement rapide et automatique du service en cas de défaut[9]. La figure 1.5 présente la configuration classique d'un réseau urbain organisé selon une structure en double dérivation.

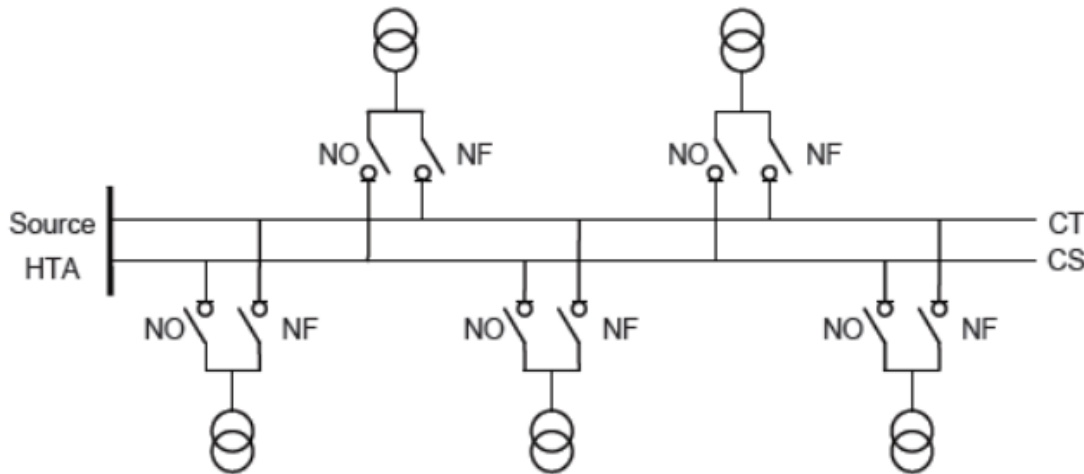


Figure 1.3 Structure en double dérivation

1.3.2.2.2 Structures en coupure d'artère

Dans la configuration dite « en coupure d'artère », représentée sur la figure 1.6, les postes sources HTB/HTA sont reliés deux à deux par des circuits appelés artères. Chaque poste de transformation HTA/BT est alimenté directement à partir de l'une de ces artères. Ces dernières comportent un ou plusieurs dispositifs de coupure, dont l'état (normalement ouvert ou fermé) permet d'exploiter le réseau sous une forme équivalente à une structure radiale.

Ce type d'architecture combine simplicité de fonctionnement et souplesse d'exploitation. Dans certains cas, une liaison supplémentaire peut être ajoutée entre deux postes sources HTB/HTA sous forme de câble de secours, afin d'améliorer la continuité de service et la robustesse du réseau en cas de défaut. Il existe plusieurs variantes de cette configuration, qui seront détaillées dans les sections suivantes[10].

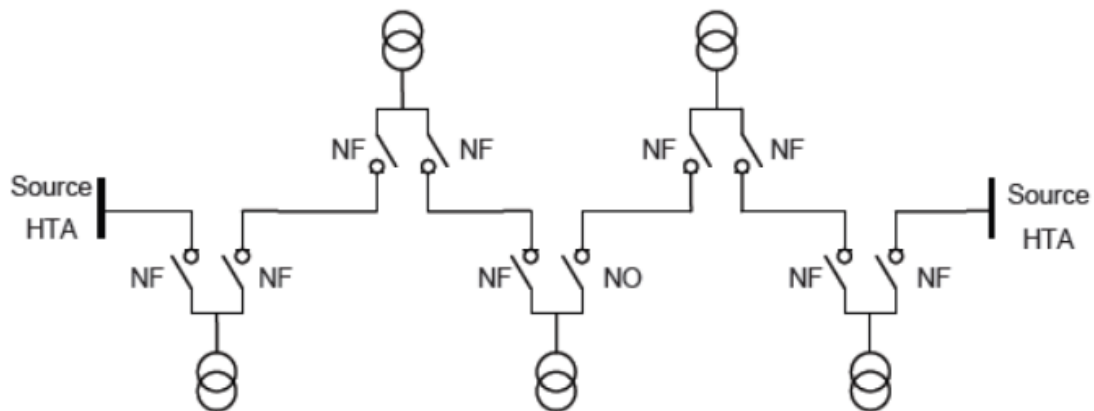


Figure 1.4 : Structure en coupure d'artère [3]

a) Structure en fuseau

Dans une configuration en fuseau, les différents câbles de distribution issus d'un même poste source se rejoignent en un point unique appelé point de réflexion (PR). Ce point joue un rôle stratégique dans l'organisation du réseau, puisqu'il constitue un emplacement privilégié pour l'installation éventuelle de nouveaux postes de transformation HTB/HTA, en fonction de l'évolution de la demande. De plus, il peut être relié au poste source d'origine par une liaison de secours, ce qui contribue à renforcer la fiabilité de l'alimentation[10].

Ce type d'architecture se caractérise par une conception relativement simple et une exploitation aisée. Il permet également d'assurer une qualité d'alimentation satisfaisante, ce qui le rend particulièrement adapté aux réseaux urbains.

b) Structure en épi

La configuration en épi se caractérise par l'existence de plusieurs points de réflexion disposés de manière successive, interconnectés par des liaisons de secours et reliés au poste source HTB/HTA par des départs distincts. Par rapport à la structure en fuseau, cette organisation permet de développer le réseau autour d'un même poste source de manière plus flexible et à moindre coût[10].

Elle offre également une meilleure adéquation avec la répartition réelle des charges dans la zone alimentée, ce qui contribue à optimiser l'infrastructure tout en réduisant la longueur globale des lignes nécessaires

c) Structure maillée

La structure maillée, aussi désignée sous le terme de structure en grille, représente une forme plus évoluée de la configuration en coupure d'artères. Elle se caractérise par la présence de nombreuses boucles résultant de l'interconnexion des lignes, des charges et des liaisons reliant les différents postes HT/MT. Malgré cette organisation physiquement interconnectée, le réseau est généralement exploité en régime radial, grâce à des dispositifs de coupure maintenus en position normalement ouverte[10].

Le grand nombre d'interconnexions entre les différentes artères permet d'assurer une excellente continuité de service ainsi qu'une forte capacité de résistance face aux perturbations. En revanche, cette architecture, plus complexe, implique des coûts de réalisation nettement plus élevés que ceux des structures plus simples.

d) Structure en maille

Dans une configuration en maille, représentée à la figure 1.10, chaque boucle du réseau est alimentée soit directement depuis un poste source HTB/HTA, soit à partir d'un poste intermédiaire appelé « tête de boucle ». Ce dernier est relié au poste source principal par une liaison de forte capacité, généralement désignée sous le nom de câble de structure. Sur le plan fonctionnel, ce poste présente une organisation similaire à celle d'un poste source, à la différence qu'il ne comporte pas de transformateur HTB/HTA.

En complément, des interconnexions entre les différentes boucles sont mises en place afin d'assurer une alimentation de secours en cas de défaillance d'un câble de structure. Cette organisation permet d'améliorer la robustesse du réseau et de maintenir la continuité de service même en présence d'incidents[10].

e) Structure en boucles (ou « pétales de marguerite »)

La configuration en boucles, souvent appelée « pétales de marguerite » (figure 1.11), est généralement adoptée lorsque les zones de consommation sont situées relativement loin du poste source HTB/HTA. Dans ce schéma, chaque boucle est alimentée par un poste spécifique, nommé « tête de pétale », lui-même relié au poste source principal par un ou deux câbles de distribution.

Cette organisation permet de desservir efficacement des zones éloignées, mais elle offre une souplesse d'exploitation plus limitée que la structure en maille. En particulier, le transfert de charge entre différentes boucles en cas de défaut est moins aisé, ce qui peut réduire la continuité d'alimentation lors de perturbations du réseau[10].

1.4 Production décentralisée**1.4.1 Définition**

Dans les domaines scientifique et technique, plusieurs appellations sont utilisées pour désigner la production décentralisée, telles que la génération d'énergie distribuée, la génération dispersée ou encore la production distribuée [11]. Dans le cadre de ce travail, le terme « Génération d'Énergie Décentralisée » (GED) sera retenu de manière cohérente.

Il est important de noter qu'il n'existe pas de définition unique et universelle de la GED. Les interprétations varient selon les pays et les organismes. Certains la définissent en fonction du niveau de tension de raccordement des unités de production, tandis que d'autres mettent l'accent sur l'injection locale de l'énergie au plus près des charges. D'autres approches prennent en compte des aspects technologiques et fonctionnels, tels que l'utilisation des énergies renouvelables, la cogénération ou encore le caractère non pilotable de certaines unités.

De nombreuses organisations et auteurs ont ainsi proposé des définitions qui reflètent cette diversité de points de vue :

- L'Electric Power Research Institute (EPRI) considère la GED comme un ensemble de petites unités de production, dont la puissance s'étend de quelques kilowatts à environ 50 mégawatts, incluant également des systèmes de stockage d'énergie, généralement implantés à proximité des charges ou des infrastructures de distribution [3].
- L'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) définit la GED comme une production assurée par des unités de taille réduite, pouvant être raccordées pratiquement en tout point du réseau électrique, contrairement aux grandes centrales centralisées [2].

- Le Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRÉ) décrit la GED comme un ensemble de sources dont la puissance maximale se situe entre 50 MW et 100 MW, généralement connectées au réseau de distribution et peu ou pas pilotées par l'opérateur, ce qui les rend non dispatchables [9].

- Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), la GED correspond à une production d'électricité implantée à proximité des lieux de consommation, visant à satisfaire des besoins spécifiques tout en contribuant au soutien du réseau. Cette définition inclut diverses technologies comme les moteurs à pistons, les turbines, les piles à combustible ou encore les systèmes photovoltaïques [10].

- Chambers [11] propose une définition fondée sur la puissance, en considérant la GED comme une source de faible capacité, généralement inférieure ou égale à 30 MW, installée près des utilisateurs afin de répondre à leurs besoins locaux ou d'améliorer les performances du réseau de distribution.

- Enfin, Ackermann et ses collaborateurs [11] adoptent une approche plus large, basée sur les critères de localisation et de raccordement. Ils considèrent comme GED toute unité de production connectée directement au réseau de distribution ou en aval du compteur d'un consommateur, indépendamment de sa puissance ou de la technologie utilisée.

De manière générale, les unités de génération décentralisée se distinguent des moyens de production traditionnels par leur puissance plus faible et leur raccordement direct au réseau de distribution [4]. Une classification basée sur la capacité de production est présentée à la figure 1.12 [11][15].

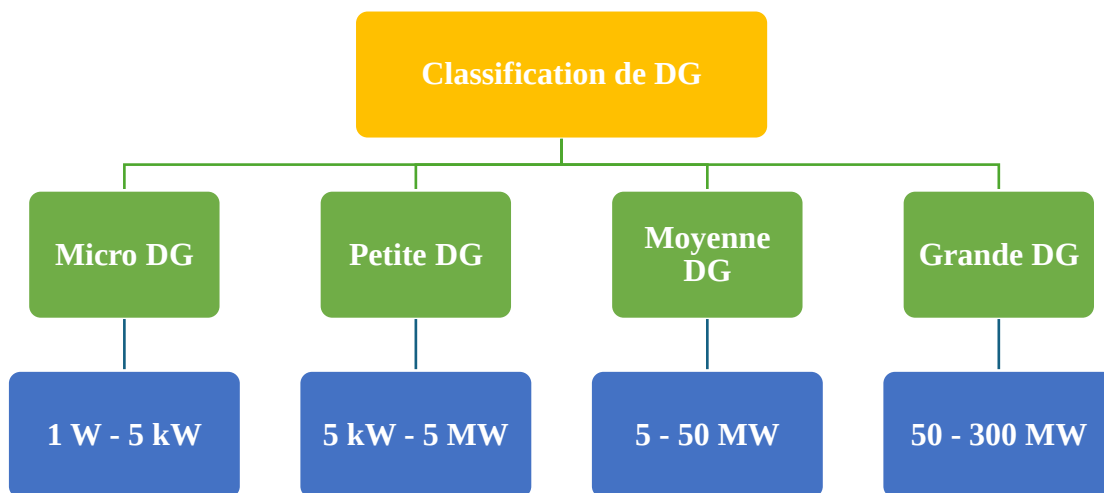


Figure 1.5 : Classification de DG à la base de la puissance nominale

1.4.2 Types de production décentralisée

Les systèmes de génération d'énergie décentralisée (GED) reposent sur un large éventail de technologies, certaines déjà bien maîtrisées et d'autres encore en phase de développement. Les sources d'énergie primaire mobilisées sont elles aussi très diverses, pouvant être d'origine fossile ou renouvelable. Les classifications les plus courantes s'appuient soit sur la nature de l'énergie utilisée [4][5], soit sur la puissance fournie par les unités de production [18].

1.4.2.1 Les différentes catégories de la production décentralisée

a) Énergies non renouvelables

***Énergies fossiles (gaz, charbon, pétrole):** Le fonctionnement de ces systèmes repose sur le même principe que celui des centrales thermiques de forte puissance. La combustion de combustibles fossiles, tels que le charbon, le pétrole ou le gaz naturel, produit une énergie thermique qui est ensuite convertie en énergie électrique[14].

Parmi les principales technologies utilisées figurent les centrales thermiques à flamme équipées de turbines à vapeur, les turbines à gaz ainsi que les moteurs thermiques de type diesel[16]. Certaines de ces installations, notamment les turbines à gaz, permettent également la production simultanée d'électricité et de chaleur utile. Ce procédé est connu sous le nom de cogénération[15].

Grâce à cette double valorisation de l'énergie, ces systèmes offrent un rendement global très élevé, pouvant atteindre des valeurs proches de l'unité.

***Hydrogène :** Les piles à combustible permettent de produire directement de l'électricité à partir de l'hydrogène et de l'oxygène grâce à une réaction électrochimique, correspondant au processus inverse de l'électrolyse de l'eau. Cette technologie suscite un intérêt croissant en raison de son potentiel énergétique et environnemental. Toutefois, l'hydrogène n'étant pas disponible sous une forme directement exploitable dans la nature, sa production nécessite une consommation préalable d'énergie[16].

Actuellement, deux principales technologies de piles à combustible font l'objet de recherches et de développements. La première est la technologie PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell), principalement destinée aux applications de faible puissance. La seconde est la technologie SOFC (Solid Oxide Fuel Cell), utilisée notamment dans les installations stationnaires et les systèmes de cogénération[19].

Malgré leurs nombreux avantages, ces technologies demeurent encore relativement coûteuses, ce qui limite actuellement leur diffusion à grande échelle.

b) Énergies renouvelables

***Hydraulique :** Les centrales hydrauliques exploitent l'énergie potentielle gravitationnelle de l'eau provenant des rivières, des lacs ou des fleuves afin de produire de l'électricité. La puissance générée dépend principalement de la hauteur de chute ainsi que du débit d'eau disponible[18].

Dans le domaine de la production décentralisée, ce sont principalement les microcentrales hydrauliques qui sont utilisées, avec des puissances généralement de l'ordre de quelques mégawatts, pouvant atteindre environ 5 MW.

***Solaire :** Le rayonnement solaire peut être converti en énergie électrique selon deux procédés principaux. Le premier consiste en une conversion directe grâce aux installations photovoltaïques, qui transforment l'énergie solaire en courant électrique continu. Ces systèmes sont souvent utilisés pour l'alimentation des sites isolés non raccordés au réseau électrique, généralement en association avec des dispositifs de stockage d'énergie[18].

Le second procédé repose sur une conversion indirecte de l'énergie solaire. Dans ce cas, le rayonnement solaire est concentré à l'aide de miroirs paraboliques ou d'autres dispositifs de concentration afin de chauffer un fluide caloporteur. La chaleur produite est ensuite utilisée pour générer de l'électricité. Cette technologie est connue sous le nom de solaire thermique et comprend plusieurs configurations, telles que les champs de miroirs paraboliques ou les systèmes à concentration solaire[21].

***Eolien :** Les aérogénérateurs, communément appelés éoliennes, convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Le mouvement des pales entraîne un rotor, puis un multiplicateur de vitesse qui transmet l'énergie mécanique à une génératrice afin de produire de l'électricité[19].

Cette technologie connaît un développement important grâce aux progrès réalisés dans le domaine des systèmes éoliens ainsi qu'à l'intérêt croissant porté aux sources d'énergie propres et renouvelables.

Bien que les coûts d'investissement demeurent relativement élevés, notamment pour les installations éoliennes offshore, l'énergie exploitée reste gratuite et les impacts environnementaux associés sont généralement limités par rapport aux sources conventionnelles de production électrique.

***Géothermie :** Le principe de la géothermie repose sur l'exploitation de la chaleur stockée dans les nappes d'eau souterraines, dont la température peut atteindre environ 350 °C dans les zones géologiques les plus favorables. Cette énergie thermique peut être utilisée directement par prélèvement de chaleur ou indirectement au moyen d'échangeurs thermiques permettant de produire de la vapeur d'eau[18].

***Biomasse :** Certaines centrales thermiques à flamme utilisent des combustibles issus de la biomasse comme source d'énergie primaire. Parmi les ressources exploitées figurent les déchets agricoles, les déchets urbains biodégradables, le biogaz ainsi que les résidus provenant de l'exploitation forestière. Ces matières sont utilisées pour produire de la chaleur, laquelle est ensuite transformée en énergie électrique[18].

La production décentralisée peut également être classée en quatre grandes catégories, en fonction de sa capacité à fournir de la puissance active et réactive.

- **Type 1 :** Ce type de production décentralisée est capable de fournir uniquement de la puissance active[23]. Il s'agit notamment des installations photovoltaïques, des microturbines et des piles à combustible, généralement intégrées au réseau via des convertisseurs ou onduleurs.

- **Type 2 :** Ce type de GED peut fournir à la fois de la puissance active et de la puissance réactive[23]. Les unités basées sur des machines synchrones, telles que la cogénération ou les turbines à gaz, appartiennent à cette catégorie.

- **Type 3 :** Ce type de production est destiné à fournir uniquement de la puissance réactive[23]. Les compensateurs synchrones, comme certaines turbines à gaz fonctionnant à facteur de puissance nul, constituent un exemple typique de cette catégorie.

- **Type 4 :** Ce type de GED fournit de la puissance active tout en consommant de la puissance réactive[23]. Il correspond principalement aux générateurs asynchrones, largement utilisés dans les parcs éoliens.

1.5 Insertion de la GED dans le réseau électrique

Contrairement aux réseaux électriques traditionnels, dont l'évolution repose principalement sur des infrastructures centralisées, les réseaux modernes se développent de plus en plus grâce à l'intégration de la production décentralisée, en particulier au niveau des réseaux de distribution. Cette évolution entraîne une transformation structurelle importante vers une architecture plus flexible, dans laquelle les unités de production sont raccordées localement[24].

Cette intégration modifie profondément la nature des flux d'énergie, qui deviennent bidirectionnels entre les niveaux de transport et de distribution. Ainsi, les réseaux de distribution ne se limitent plus à une fonction passive de distribution, mais deviennent des réseaux actifs, capables à la fois d'absorber et d'injecter de l'énergie. À l'inverse, en l'absence de GED, les réseaux de distribution restent passifs et se contentent d'acheminer l'énergie du réseau de transport vers les consommateurs[24].

Cette évolution est motivée par plusieurs facteurs techniques, économiques et environnementaux:

- L'augmentation continue de la demande en électricité, combinée à l'épuisement progressif des ressources fossiles, pousse les systèmes énergétiques à se tourner vers des solutions renouvelables et durables[24].
- Les coûts élevés d'investissement liés aux grandes centrales de production et aux infrastructures de transport, ainsi que les oppositions sociales qu'elles suscitent, favorisent le recours à des unités de plus petite taille, mieux acceptées localement[24].
- Les engagements internationaux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, notamment dans le cadre du Protocole de Kyoto (1997), encouragent le développement de solutions à faible impact environnemental, parmi lesquelles la GED joue un rôle important[24].
- La structure modulaire et décentralisée de ces unités permet une implantation progressive, au plus près des zones de consommation, avec des délais de réalisation et des investissements réduits[24].
- Enfin, la libéralisation du marché de l'électricité et l'ouverture à la concurrence des producteurs décentralisés contribuent à améliorer la qualité de service tout en favorisant une baisse progressive des coûts de l'énergie pour les consommateurs.

1.6 Apports de la GED

L'intégration de la génération d'énergie décentralisée (GED) dans les systèmes électriques apporte des bénéfices importants sur les plans technique, économique et environnemental [22]. Ces avantages peuvent être résumés comme suit :

- Réduction des pertes en ligne :

La proximité des unités GED par rapport aux consommateurs limite les transferts d'énergie sur de longues distances, ce qui réduit les pertes par effet Joule. Ce rapprochement entre production et consommation améliore le rendement global du réseau et permet une diminution des coûts d'exploitation, malgré les investissements initiaux nécessaires à leur installation[25].

- Réduction des pointes de consommation :

Lors des périodes de forte demande, l'utilisation de la production centralisée entraîne une sollicitation importante du réseau. L'intégration de sources GED en période de pointe permet de soulager les infrastructures de transport et de distribution, tout en réduisant les contraintes thermiques sur les équipements, ce qui prolonge leur durée de vie[25].

- Diminution des délais de mise en service :

Contrairement aux grandes centrales électriques dont la réalisation peut prendre plusieurs années, les unités GED peuvent être installées et mises en service en quelques mois seulement. Cette rapidité constitue un atout majeur pour répondre rapidement à l'évolution de la demande énergétique[25].

- Amélioration de la sécurité d'alimentation :

En situation de crise ou de défaillance du réseau principal, les sources GED permettent de prendre en charge une partie de la demande locale, contribuant ainsi à renforcer la résilience globale du système électrique et à limiter les coupures généralisées[25].

- Contribution au démarrage du réseau (black-start) :

Après une panne généralisée, le rétablissement du réseau nécessite une remise sous tension progressive. Les unités GED peuvent jouer un rôle important en alimentant certaines zones localement et en facilitant le redémarrage des centrales de grande puissance[26].

- Facilitation de l'intégration des énergies renouvelables :

La GED favorise l'intégration massive des sources renouvelables dans les réseaux intelligents[25]. Cette transition permet de réduire la dépendance aux énergies fossiles et de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, contribuant ainsi à une production plus propre et durable[26].

- Amélioration de la qualité et de la continuité de service :

Pour certaines charges sensibles nécessitant une alimentation fiable, la présence de sources GED proches des consommateurs permet d'assurer une alimentation de secours rapide, garantissant ainsi la continuité de service[26].

- Réduction du coût de l'énergie :

Le développement de la production décentralisée à grande échelle peut conduire à une baisse progressive des coûts de l'électricité. Les « centrales virtuelles », regroupant plusieurs unités GED, offrent aux gestionnaires de réseau des moyens flexibles et souvent moins coûteux que les solutions classiques d'ajustement de la production.

- Réduction de l'impact environnemental :

Même si certaines unités fonctionnent avec des combustibles, leur impact environnemental reste généralement inférieur à celui des grandes centrales centralisées. Leur implantation à proximité des zones urbaines est facilitée par leurs faibles émissions, ce qui en fait une solution adaptée aux environnements résidentiels et urbains[26].

1.7 Impact de la GED sur le réseau de distribution

L'intégration de la génération d'énergie décentralisée (GED) dans les systèmes électriques introduit de nouveaux enjeux en matière d'exploitation et de planification, particulièrement au niveau des réseaux de distribution. Conçus initialement pour un écoulement unidirectionnel de l'énergie — du réseau de transport vers les consommateurs — ces réseaux doivent désormais évoluer vers des structures plus flexibles et dynamiques. Les principaux impacts techniques de cette transformation sont présentés ci-après.

a) Sens de transit de puissance : À l'origine, les réseaux de distribution sont dimensionnés pour recevoir l'énergie depuis le réseau HTB via les postes HTB/HTA, puis la distribuer vers les utilisateurs finaux. L'intégration de la GED peut toutefois inverser ce sens de flux, entraînant un transfert de puissance du réseau basse tension vers le réseau haute tension. Cette inversion nécessite une adaptation des systèmes de protection, qui doivent désormais être capables de gérer des flux bidirectionnels.

Dans un premier temps, ce phénomène peut être toléré sans perturbations majeures. Cependant, lorsque le taux de pénétration de la GED augmente, des congestions locales peuvent apparaître, notamment dans les zones où le réseau n'a pas été conçu pour supporter des flux inverses [28,29].

b) Pertes électriques : L'impact de la GED sur les pertes électriques peut être positif ou négatif selon plusieurs facteurs, notamment la localisation des unités, leur puissance installée, la technologie utilisée, la configuration du réseau et la nature des charges [45,44]. Une analyse précise de ces paramètres est donc nécessaire pour évaluer correctement les effets sur le rendement global du système.

c) Profil de tension La présence de GED modifie la répartition des tensions le long des lignes de distribution, provoquant généralement une élévation locale de la tension. Cette variation dépend de plusieurs éléments tels que le nombre d'unités installées, leur emplacement, leur puissance et leur facteur de puissance, ainsi que la structure du réseau [8]. Dans certaines

situations, notamment en période de faible charge, ces élévations peuvent dépasser les limites réglementaires.

Bien que des dispositifs de régulation de tension soient généralement installés pour maintenir les valeurs dans les plages admissibles, ils peuvent se révéler insuffisants lorsque les conditions d'exploitation deviennent trop variables.

d) Stabilité du système : Lorsque les unités de GED utilisent des machines synchrones ou asynchrones directement connectées au réseau, leur comportement lors des perturbations peut influencer la stabilité globale du système. Il est essentiel que ces unités puissent rester connectées et synchronisées après un défaut afin d'éviter des déséquilibres ou des chutes importantes de tension.

e) Puissance de court-circuit : L'injection de puissance par des générateurs, notamment rotatifs, peut modifier significativement les niveaux de courant de court-circuit dans le réseau [3]. Ces variations peuvent entraîner un dépassement des capacités nominales des équipements (lignes, transformateurs, protections), provoquant ainsi des contraintes thermiques et mécaniques.

Avant tout raccordement de GED, il est donc indispensable de vérifier que les niveaux de court-circuit restent compatibles avec les caractéristiques des équipements existants. Il est également important de s'assurer que ces injections ne provoquent pas de déclenchements intempestifs des protections, en particulier sur les départs proches du poste source. En cas de dépassement des limites admissibles, des solutions telles que le renforcement du réseau, la mise à niveau des protections ou la reconfiguration des unités doivent être envisagées.

f) Qualité de service : Certaines unités de GED, notamment celles utilisant des générateurs asynchrones, peuvent provoquer des chutes de tension temporaires lors de leur mise en service, dues au courant d'appel nécessaire à la magnétisation. Par ailleurs, les dispositifs électroniques de conversion (onduleurs, convertisseurs) peuvent introduire des harmoniques, susceptibles de dégrader la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs [32].

1.8 Conclusion

La génération d'énergie décentralisée (GED) a profondément transformé le fonctionnement des réseaux de distribution, en modifiant leur structure et leur mode d'exploitation. Cette évolution marque une transition vers un réseau plus interactif, flexible et orienté vers une production locale de l'énergie.

De nombreux bénéfices peuvent être observés pour l'ensemble des acteurs du système électrique — consommateurs, producteurs, gestionnaires et régulateurs — ainsi que pour la société dans son ensemble. Parmi ces avantages figurent notamment la réduction des pertes liées au transport de l'énergie, la diversification des sources de production et le renforcement de la résilience du système électrique.

Cependant, l'intégration de la GED s'accompagne également de défis techniques importants. Elle peut entraîner :

- une variation des pertes de puissance, parfois à la hausse ;
- une dégradation du profil de tension ;
- une diminution de la stabilité du système, en particulier avec les sources intermittentes telles que le solaire ou l'éolien.

Ces contraintes mettent en évidence la nécessité de mettre en place des stratégies de gestion, de contrôle et d'optimisation adaptées, afin de garantir une intégration sûre, efficace et durable de la GED dans les réseaux électriques existants.

Chapitre 2

Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution

2.1 Introduction

Ces dernières années, l'attention s'est de plus en plus portée sur les réseaux de distribution ainsi que sur l'analyse de l'écoulement de puissance. Initialement, les efforts de recherche se concentraient principalement sur les réseaux de transport, dans le but d'assurer une répartition optimale de l'énergie produite entre les grandes unités de génération, de minimiser les pertes et de maintenir un profil de tension satisfaisant au niveau des jeux de barres. Pour répondre à ces objectifs, plusieurs méthodes de type newtonien ont été développées et utilisées avec succès, notamment la méthode de Newton-Raphson ainsi que sa version découplée rapide, reconnues pour leur efficacité dans la résolution des problèmes d'écoulement de puissance dans les réseaux de transport[27].

Cependant, l'application de ces approches aux réseaux de distribution s'est révélée, dans de nombreux cas, peu fiable en raison de problèmes de convergence. Cette limitation s'explique par les caractéristiques propres aux réseaux de distribution, qui diffèrent sensiblement de celles des réseaux de transport[29]. En effet, les réseaux de distribution présentent généralement une structure radiale ou faiblement maillée, un nombre important de nœuds et de branches, ainsi que des rapports résistance/réactance (R/X) relativement élevés.

Dans ce chapitre, l'accent sera mis sur l'étude de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution, qu'ils soient de type radial ou faiblement maillé. Pour les réseaux radiaux, une méthode basée sur l'exploitation de la topologie du réseau sera proposée. Cette approche repose sur l'analyse des données du réseau, notamment les jeux de barres et les branches. Elle implique, d'une part, l'identification des différents types de jeux de barres (terminaux, intermédiaires ou communs) et, d'autre part, la classification des lignes (principales, latérales, sous-latérales ou secondaires). Ces informations topologiques seront ensuite utilisées pour effectuer le calcul de l'écoulement de puissance à l'aide de la méthode du double balayage (backward/forward sweep)[29].

Concernant les réseaux maillés ou faiblement maillés, une technique alternative sera adoptée, caractérisée par de bonnes propriétés de convergence[31]. Cette méthode repose sur la construction de deux matrices distinctes : la première permet de déterminer les courants dans les

branches à partir des lois de Kirchhoff, tandis que la seconde est utilisée pour évaluer les courants injectés dans les boucles, afin de prendre en compte la présence de maillages dans le réseau.

Enfin, les performances des approches proposées seront évaluées à l'aide de systèmes de test standards, à savoir les réseaux de distribution IEEE à 33.

2.2 Réseau de distribution radial

Comme indiqué précédemment, la méthode proposée pour déterminer l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution radial repose essentiellement sur la connaissance de sa topologie, c'est-à-dire de son organisation structurelle. [30] À cet effet, elle nécessite uniquement l'exploitation des données du réseau, notamment le nombre de nœuds, les charges associées à chacun d'eux, ainsi que les caractéristiques des branches qui les relie (nœuds d'origine et de destination, résistances et réactances).

L'identification de la topologie s'effectue en classant chaque nœud et chaque ligne selon leur nature. En général, un réseau radial comprend un nœud de référence souvent situé à l'origine du réseau ainsi que trois autres catégories de nœud : nœuds terminaux, les nœuds communs et les nœuds intermédiaires. Ces différents nœuds sont interconnectés par des branches représentant des portions de lignes électriques, formant ainsi une structure arborescente typique des réseaux radiaux.[34]

Par ailleurs, les lignes constituant ce type de réseau peuvent être classées en quatre catégories principales : les lignes principales, les lignes latérales, les lignes sous-latérales et les lignes secondaires. Cette classification permet de mieux décrire l'architecture du réseau.

Ainsi, grâce à cette démarche d'identification, il devient possible de reconstituer la topologie complète du réseau, indépendamment de son degré de complexité ou de sa dimension.

2.2.1 Définition des types des nœuds

La figure suivante (2.1) illustre la forme de chaque nœud du réseau de distribution. N commun, N intermédiaire, N terminal

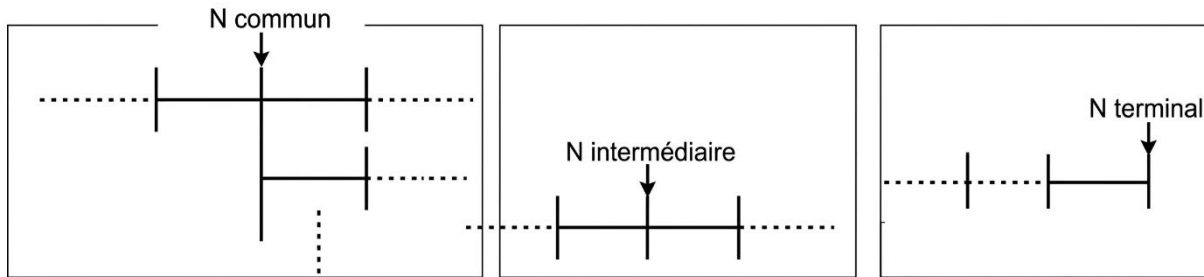


Figure 2.1 : Représentation des types des nœuds

2.2.1.1 nœuds terminal

Un nœud terminal correspond à un nœud relié à une seule branche du réseau. Il représente généralement l'extrémité des départs ou des dérivations, autrement dit la fin des feeders.[17]

2.2.1.2 nœuds commun

Un nœud commun désigne un nœud auquel sont connectées au moins trois branches. Il constitue un point de jonction important dans le réseau, permettant la distribution de l'énergie vers plusieurs directions.[17]

2.2.1.3 nœuds intermédiaire

Un nœud intermédiaire est un nœud reliant exactement deux branches. Il assure la continuité du réseau entre différents types de nœuds.[17] Sa position peut varier selon la configuration, notamment entre :

- Un nœud intermédiaire et un nœud terminal,
- Un nœud commun et un nœud terminal,
- Deux nœuds communs,
- Un nœud commun et un nœud intermédiaire,
- Ou encore deux nœuds intermédiaires.

2.2.2 Identification des types de nœuds

Afin de déterminer la nature de chaque nœud constituant un réseau de distribution, deux approches principales peuvent être utilisées. La première, appelée méthode de comparaison, repose sur l'analyse comparative entre les nœuds d'arrivée et ceux de départ, en suivant une procédure décrite par un organigramme (figure 2.3).[31] La seconde, dite méthode matricielle,

consiste à construire une matrice de dimension où représente le nombre total de nœuds Cette matrice est établie à partir des informations relatives aux nœuds de départ et d'arrivée de chaque branche, conformément à l'organigramme présenté (figure 2.4)[32].

2.2.2.1 Méthode de comparaison

a) Identification des nœuds terminaux

À partir des données disponibles sur le réseau notamment les nœuds et les branches l'identification des nœuds terminaux s'effectue en comparant chaque nœud d'arrivée avec l'ensemble des nœuds de départ, selon la procédure définie dans l'organigramme (figure 2.3).

Si un nœud d'arrivée ne correspond à aucun nœud de départ, cela signifie qu'il est relié à une seule branche. Dans ce cas, ce nœud est classé comme un nœud terminal[31].

b) Identification des nœuds intermédiaires

La détermination des nœuds intermédiaires, à partir des données du réseau (nœuds et branches), repose également sur une comparaison entre les nœuds d'arrivée et ceux de départ, conformément à l'organigramme (figure 2.3).

Lorsqu'une seule correspondance est observée, cela signifie que le nœuds est connecté à exactement deux branches. Dans ce cas, il est classé comme un nœud intermédiaire[31].

c) Identification des nœuds communs

En utilisant la même démarche basée sur les données du réseau, l'identification des nœuds communs s'effectue aussi par comparaison entre les nœuds d'arrivée et ceux de départ, suivant l'organigramme (figure 2.3)[33].

Si plusieurs correspondances sont constatées, cela indique que le nœuds est relié à au moins trois branches. Il est alors considéré comme un nœud commun[32].

Par ailleurs, les données relatives aux branches du réseau de distribution peuvent être organisées sous forme d'une matrice notée *ldata*, comportant cinq colonnes et $(n - 1)$ lignes, où (n) représente le nombre total de nœuds . La première colonne correspond à l'identifiant de chaque branche, la deuxième indique le nœuds d'origine, la troisième le nœuds de destination,

tandis que les quatrième et cinquième colonne contiennent respectivement les valeurs de résistance et de réactance de chaque branche[33].

Afin d'illustrer et de clarifier la méthode proposée, un exemple de réseau de distribution est présenté (figure 2.2). Ce dernier comprend 17 nœuds et 16 branches, avec une indication explicite du type associé à chaque nœud

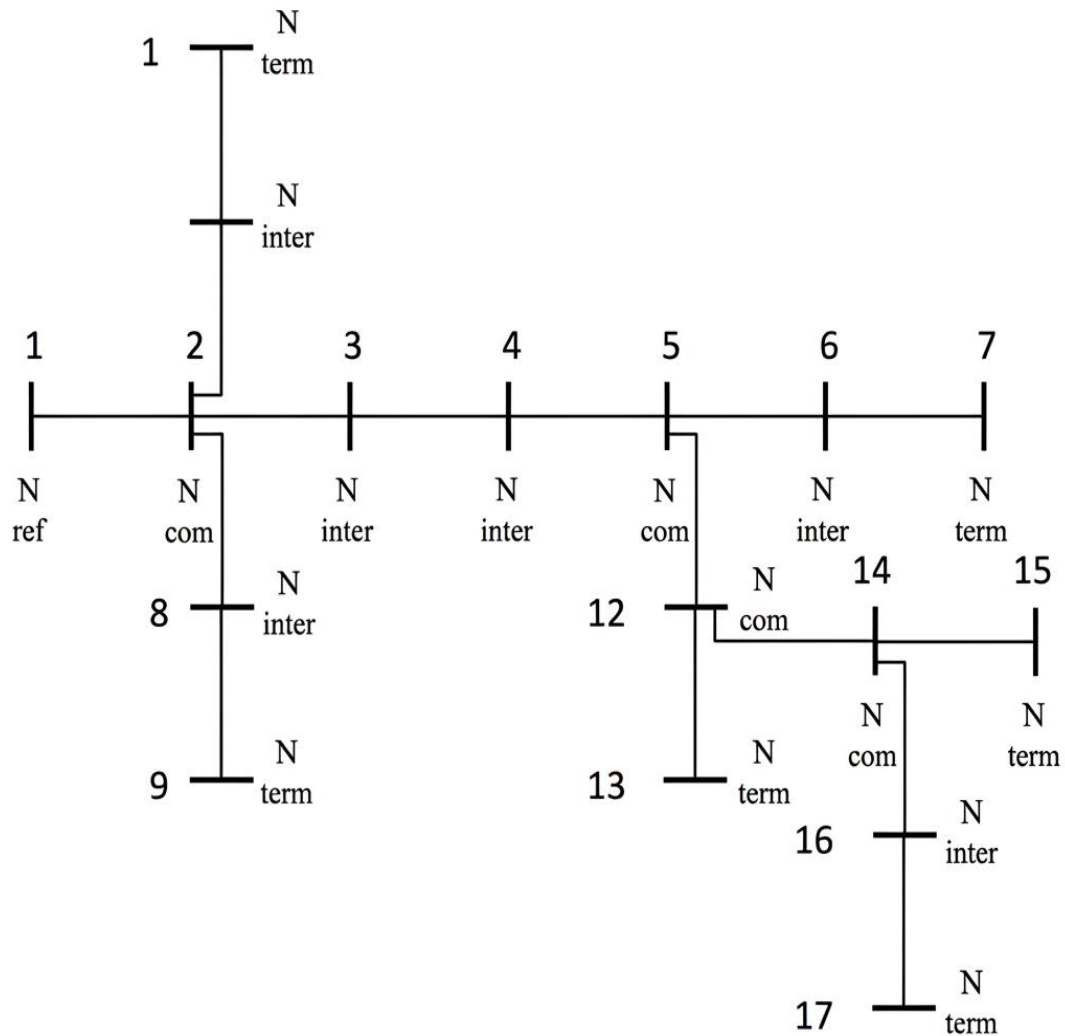


Figure 2.2 : Réseau de distribution radial de 17 nœuds

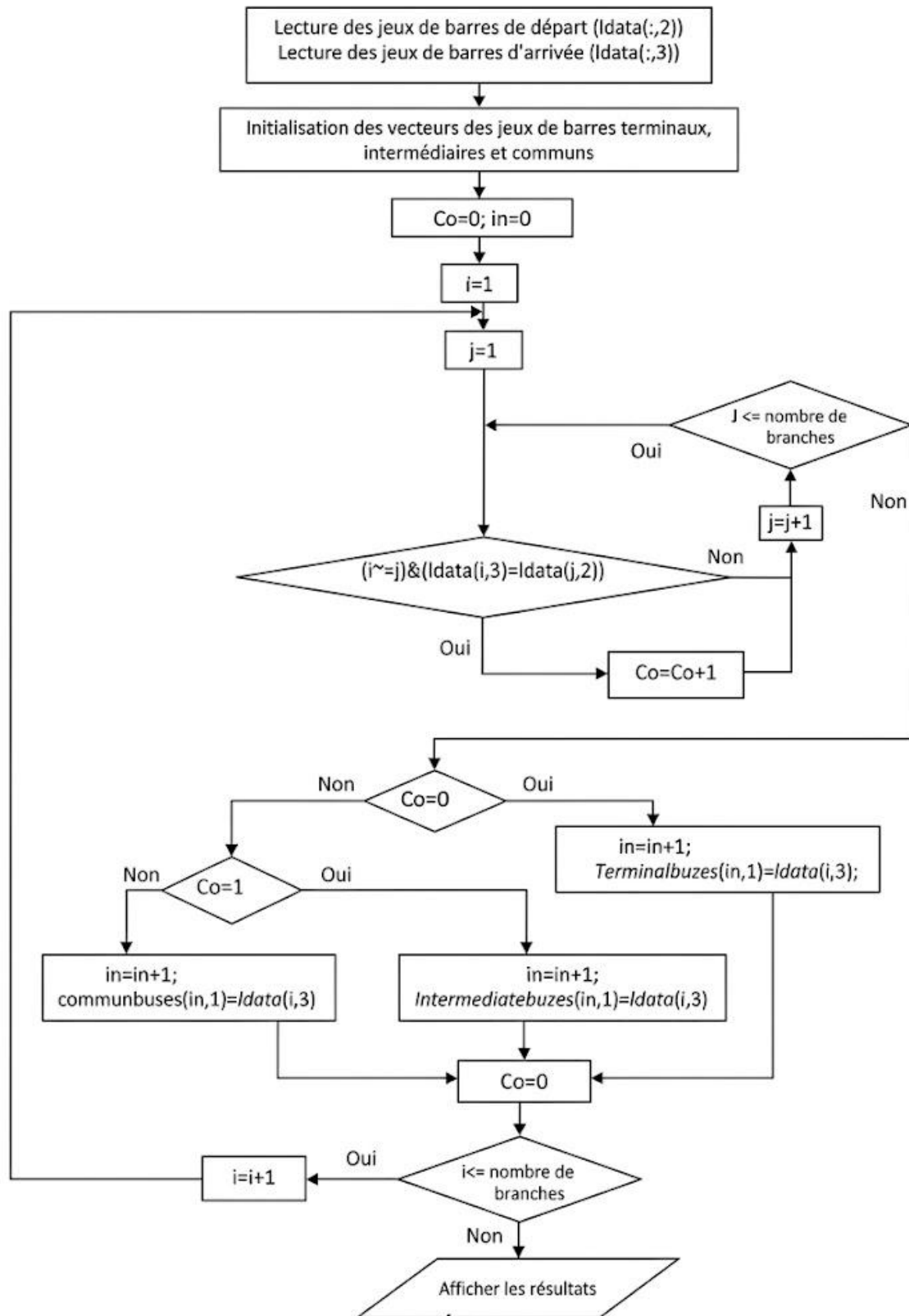


Figure 2.3 : Organigramme de l'identification du type de chaque nœuds par la méthode de comparaison

Le tableau 2.1 présente la numérotation des différentes branches du réseau à 17 nœuds ainsi que les nœuds d'origine et de destination associés à chacune d'elles.

Tableau 2.1 : Données du réseau 17-bus

Numéro des branches	nœuds de départ	nœuds d'arrivée
1	1	2
2	2	3
3	3	4
4	4	5
5	5	6
6	6	7
7	2	8
8	8	9
9	2	10
10	10	11
11	5	12
12	12	13
13	12	14
14	14	15
15	14	16
16	16	17

Pour le réseau illustré à la figure (2.2), la mise en œuvre de la méthode proposée permet d'obtenir les résultats présentés dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2 : Types des nœuds selon la méthode de comparaison

Numéro du nœuds	Type du nœuds	Nombre d'égalités
2	N Commun	3
3	N Intermédiaire	1
4	N Intermédiaire	1
5	N Commun	2
6	N Intermédiaire	1
7	N Terminal	0
8	N Intermédiaire	1
9	N Terminal	0
10	N Intermédiaire	1
11	N Terminal	0
12	N Commun	2
13	N Terminal	0
14	N Commun	2
15	N Terminal	0
16	N Intermédiaire	1
17	N Terminal	0

2.2.2.2 Méthode matricielle

La méthode matricielle repose sur la construction d'une matrice binaire composée uniquement de 0 et de 1[34]. Dans cette représentation, le nœuds de départ d'une branche correspond à l'indice de la ligne, tandis que le nœuds d'arrivée correspond à l'indice de la colonne. Ainsi, si une branche relie deux nœuds, l'élément matriciel correspondant prend la valeur 1 ; dans le cas contraire, il est égal à 0.

a) Identification des nœuds terminaux

Après la construction de la matrice du réseau, un nœuds i est considéré comme terminal si la ligne i associée ne contient que des éléments nuls (figure 2.4)[34]. Cela signifie que ce nœud n'est connecté à aucun autre nœuds en aval, ce qui permet de le classer comme nœuds terminal.

b) Identification des nœuds intermédiaires

Un nœuds i est identifié comme intermédiaire lorsque la ligne i de la matrice contient un seul élément non nul (figure 2.4). Dans ce cas, le nœud est relié à un seul autre nœud en aval, ce qui correspond à la définition d'un nœud intermédiaire[34].

c) Identification des nœuds communs

Un nœuds i est qualifié de commun lorsque la ligne i de la matrice contient au moins deux éléments non nuls (figure 2.4). Cela indique que ce nœud est connecté à deux nœuds ou plus en aval, ce qui correspond à un point de jonction du réseau[35].

Afin de mieux illustrer cette seconde approche, nous considérons le même réseau de distribution présenté précédemment à la figure (2.2).

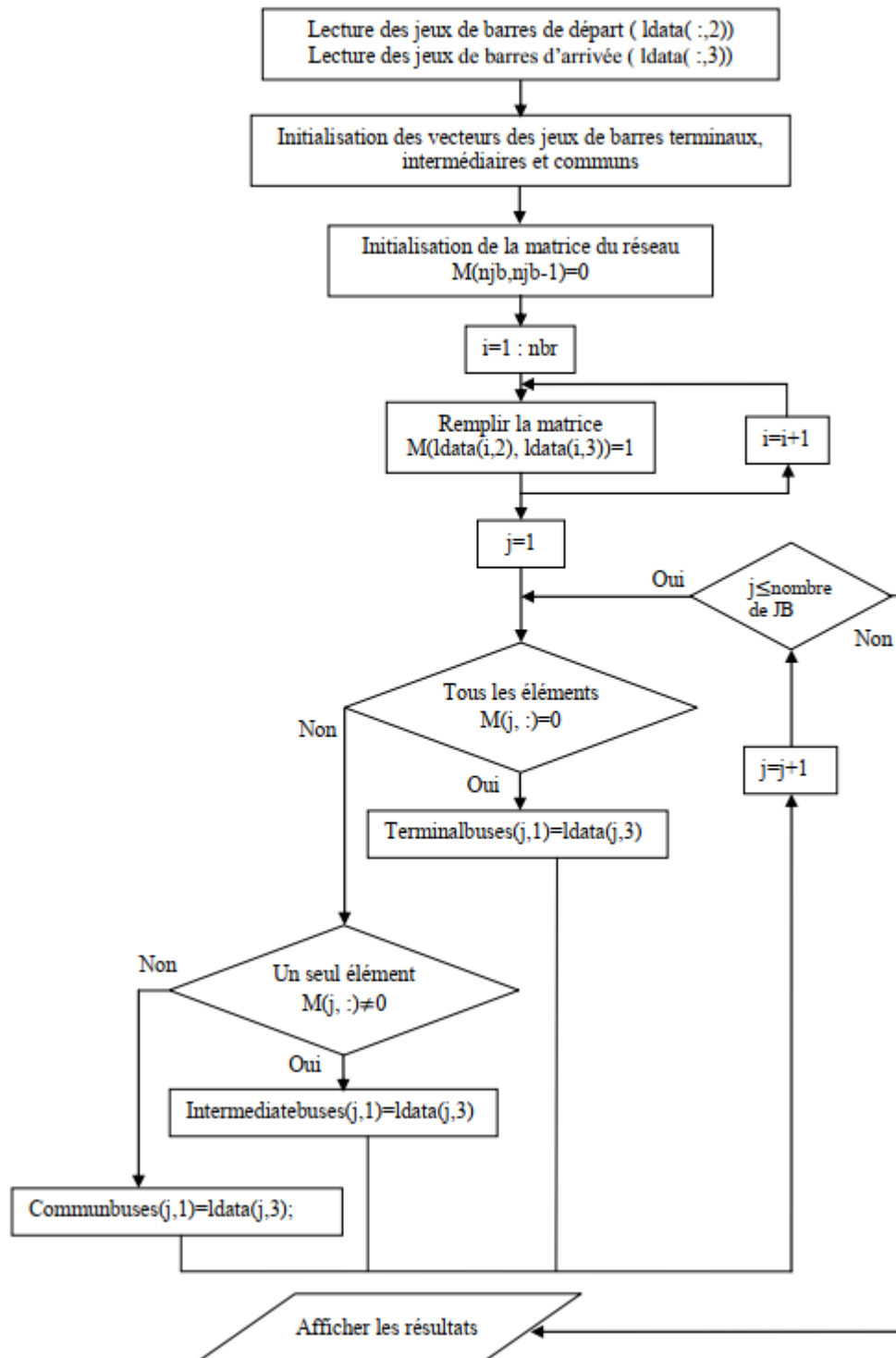


Figure 2.4 : Organigramme de l'identification du type de chaque nœuds par la méthode matricielle

La matrice formée à partir des données du réseau est la suivante :

1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

L'application de la deuxième méthode permet d'identifier le type de chaque nœuds du réseau. Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau (2.3).

Tableau 2.3 : Types des jeux de barres selon la méthode matricielle

Numéro du nœuds	Type du nœuds	Nombre d'éléments non nuls
2	N. Commun	3
3	N. Intermédiaire	1
4	N. Intermédiaire	1
5	N. Commun	2
6	N. Intermédiaire	1
7	N. Terminal	0
8	N. Intermédiaire	1
9	N. Terminal	0
10	N. Intermédiaire	1
11	N. Terminal	0
12	N. Commun	2

13	N. Terminal	0
14	N. Commun	2
15	N. Terminal	0
16	N. Intermédiaire	1
17	N. Terminal	0

2.2.3 Définition et identification du type de chaque ligne

2.2.3.1 Ligne principale

Une ligne principale (figure 2.7) correspond à une ligne qui prend naissance à partir d'un nœuds racine, généralement le nœuds de référence (JBref). Elle constitue le chemin principal d'alimentation dans le réseau radial[35].

L'identification des nœuds appartenant à la ligne principale (LP) s'effectue selon la procédure décrite dans l'organigramme (figure 2.5). Dans un premier temps, on détermine l'ordre du premier nœuds terminal (OJBT1) à partir du vecteur des nœuds terminaux contenu dans *ldata*, représentant la colonne des nœuds d'arrivée des branches du réseau [36].

Le premier nœud terminal identifié, ainsi que le nœuds de départ auquel il est connecté, en plus de tous les nœuds de départ situé en amont dans l'ordre du réseau, constituent l'ensemble des nœuds formant la ligne principale du réseau [36].

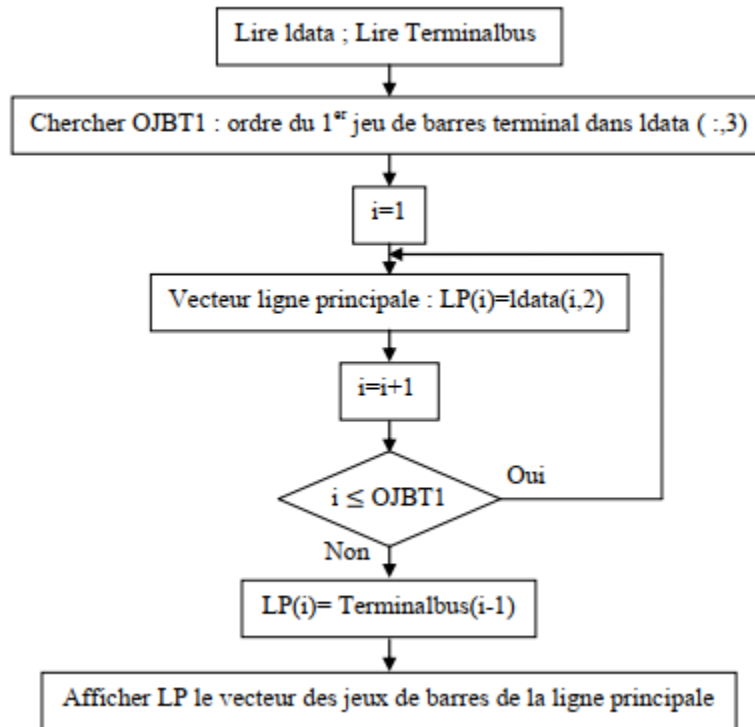


Figure 2.5 : Détermination du vecteur de la ligne principale

2.2.3.2 Ligne latérale

Une ligne latérale (figure 2.7) correspond à une branche qui débute à partir d'un nœud commun appartenant à la ligne principale.

L'identification des nœuds formant une ligne latérale (LL) commence par la détermination de son nœud de départ [36]. Cette étape est réalisée en comparant les éléments du vecteur des nœuds communs avec ceux du vecteur de la ligne principale (LP), afin de repérer les points de dérivation à partir de la structure principale du réseau.

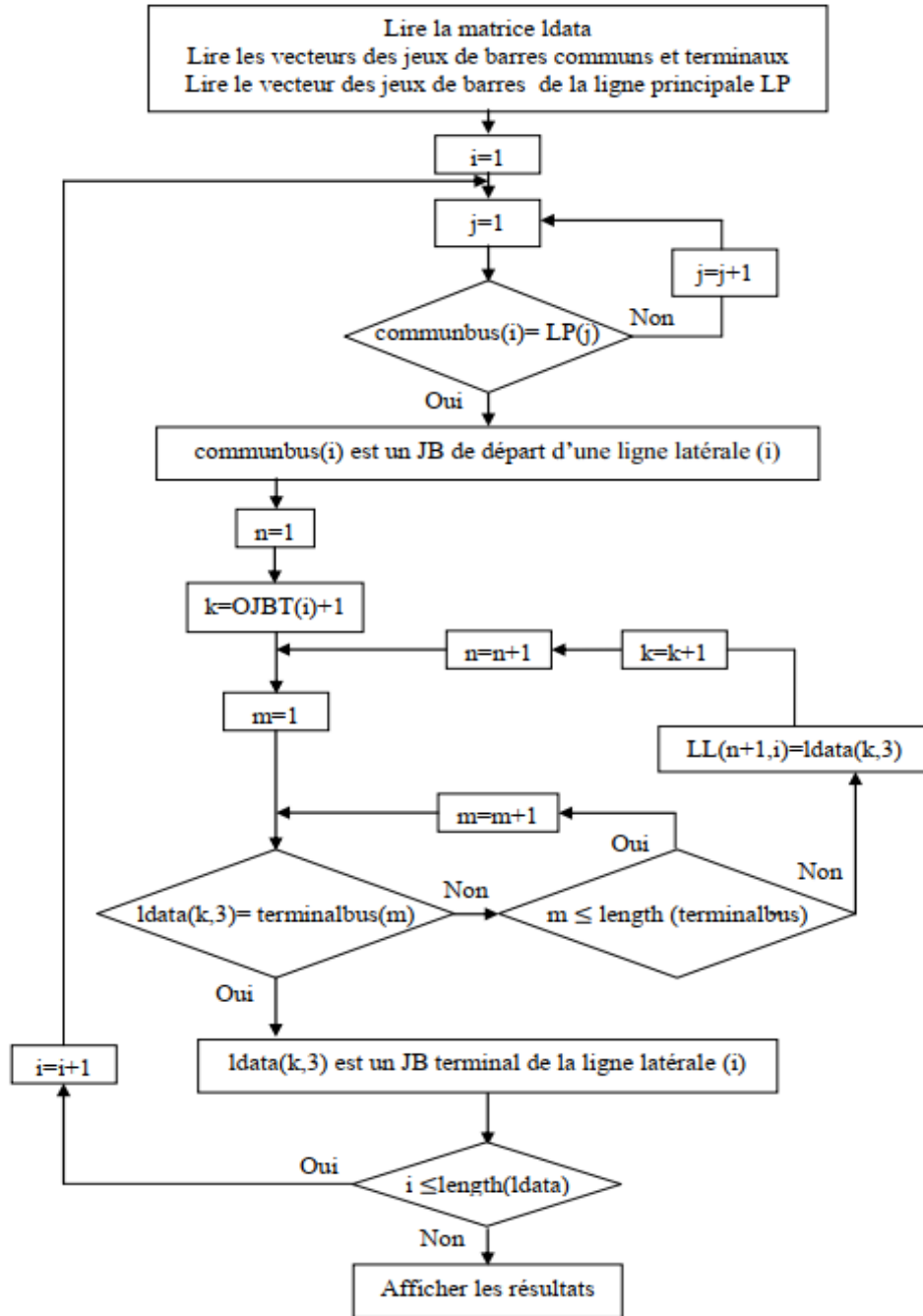


Figure 2.6 : Détermination des vecteurs des lignes latérales

S'il existe une égalité, cela signifie que le nœuds commun considéré constitue le point de départ d'une ligne latérale [37]. Ensuite, au-delà de l'ordre $OJBT_1$, une vérification supplémentaire est effectuée en comparant le nœuds d'arrivée associé à ce nœuds commun avec le vecteur des nœuds terminaux, afin de déterminer s'il s'agit ou non d'un nœud terminal.

Ainsi, le nœuds terminal identifié, le nœuds de départ auquel il est rattaché, ainsi que l'ensemble des nœuds de départ situés en amont jusqu'au nœuds commun servant d'origine à la ligne latérale, constituent l'ensemble des nœuds formant cette ligne latérale. La détection des autres lignes latérales s'effectue selon la même démarche, en tenant compte du fait que l'ordre OJBT varie en fonction du nœuds commun étudié [37].

2.2.3.3 Ligne sous-latérale

Une ligne sous-latérale (figure 2.7) est une ligne qui prend naissance à partir d'un nœud commun appartenant à une ligne latérale.

L'identification du nœuds de départ d'une ligne sous-latérale (LSL) se fait par comparaison des éléments du vecteur des nœuds communs avec ceux des vecteurs des lignes latérales. Lorsqu'une égalité est détectée, cela signifie que le nœuds commun concerné constitue le point de départ d'une ligne sous-latérale [38].

Le reste des nœuds composant une ligne sous-latérale est déterminé selon la même procédure décrite dans l'organigramme (figure 2.6), en remplaçant le vecteur de la ligne principale par les vecteurs des lignes latérales, et les vecteurs des lignes latérales par ceux des lignes sous-latérales [38].

2.2.3.4 Ligne mineure

Une ligne mineure (figure 2.7) correspond à une ligne issue d'un nœud commun appartenant à une ligne sous-latérale.

La détermination du nœuds de départ d'une ligne mineure (LM) est réalisée en comparant les éléments du vecteur des nœuds communs avec ceux des vecteurs des lignes sous-latérales. Si une égalité est observée,[38] cela signifie que le nœuds commun étudié constitue le point de départ d'une ligne mineure.

Les autres nœuds formant une ligne mineure sont ensuite déterminés selon la même procédure décrite dans l'organigramme (figure 2.6), en considérant cette fois le vecteur des lignes sous-latérales comme référence principale et celui des lignes mineures comme niveau suivant de décomposition [38].

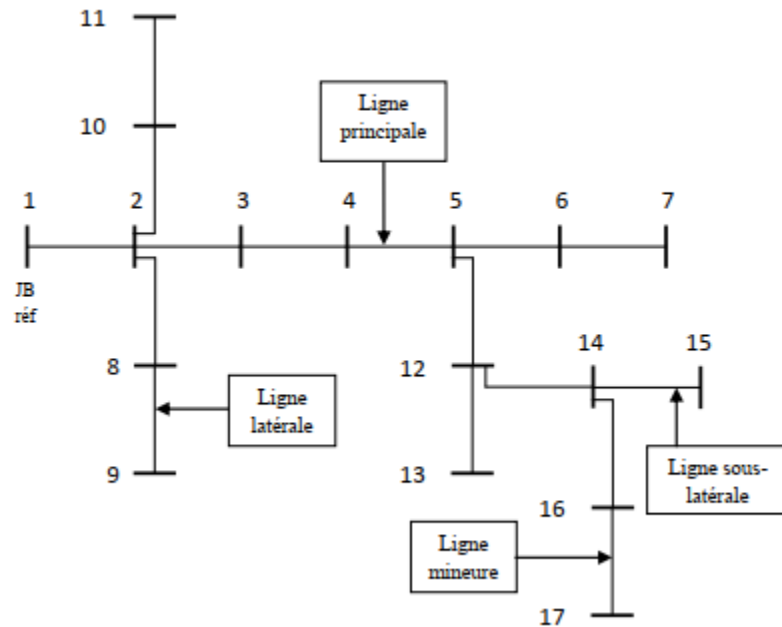


Figure 2.7 : Type de chaque ligne du réseau de distribution électrique 17 nœuds

Pour le réseau présenté à titre d'exemple, l'application de la méthode d'identification de la topologie permet d'obtenir les résultats regroupés dans le tableau (2.4).

Tableau 2.4 : Identification de la topologie du réseau 17 nœuds par la technique proposée

nœuds de référence	1
nœuds terminaux	7, 9, 11, 13, 15, 17
nœuds intermédiaires	3, 4, 6, 8, 10, 16
nœuds communs	2, 5, 12, 14
Ligne principale	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
Lignes latérales	2, 8, 9
	2, 10, 11
	5, 12, 13
Ligne sous-latérale	12, 14, 15
Ligne mineure	14, 16, 17

2.3 Écoulement de puissance du réseau de distribution radial

L'identification de la topologie du réseau, à travers la détermination des vecteurs représentant les types de nœuds ainsi que les types de lignes, [36] est exploitée dans la résolution du problème d'écoulement de puissance. Cette exploitation permet de calculer les grandeurs suivantes :

- le courant dans chaque branche
- la puissance transmise dans chaque branche
- les pertes totales de puissance active et réactive dans le réseau
- la tension de chaque nœuds

2.3.1 Unité relative

Le système en unité relative (per unit) est un système de normalisation des grandeurs électriques qui permet de représenter les paramètres du réseau sous forme adimensionnelle. Il facilite l'analyse en fournissant une perception claire des ordres de grandeur, indépendamment des niveaux de tension et de puissance [36].

Dans ce système, une grandeur électrique quelconque A est rapportée à une valeur de base A_{base} afin d'être exprimée par rapport à sa valeur réelle A_{raie} sous forme d'un rapport sans unité, noté « pu » ou en pourcentage de la valeur de base [39].

Pour une tension de base V_{base} (en kV), une puissance de base S_{base} (en kVA) et une résistance R (en Ω), la résistance en unité relative R_{pu} est donnée par la relation suivante :

$$R_{pu} = R \frac{S_{Base}}{10^3 V_{Base}^2} \#(2.1)$$

La puissance active normalisée P_{pu} en unité relative, en fonction de la puissance active P exprimée en MW, est donnée par :

$$P_{pu} = \frac{P}{S_{Base}} \#(2.2)$$

La puissance réactive normalisée Q_{pu} en unité relative, en fonction de la puissance réactive Q exprimée en MVar, est donnée par :

$$Q_{pu} = \frac{Q}{S_{Base}} \#(2.3)$$

2.3.2 Puissance et courant dans les branches

Considérons un réseau de distribution de configuration radiale constitué d'un ensemble de branches. Chaque branche de ce réseau est modélisée par une résistance en série avec une inductance pure.

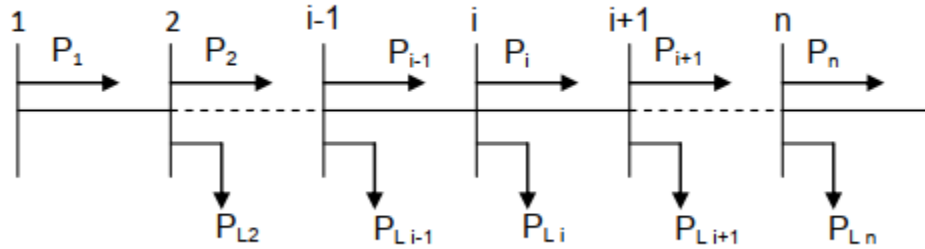


Figure 2.8 : Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial

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

$$Z_i = R_i + X_i \quad (2.4)$$

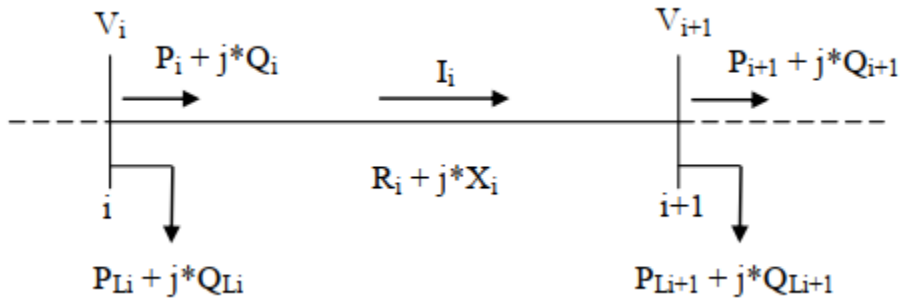


Figure 2.9 : Représentation de deux nœuds dans le réseau de distribution radial

Les puissances active et réactive transitées du nœuds i au nœuds i+1 peuvent être calculées comme suit :

$$P_i = P'_{i+1} + R_i \frac{(P'^2_{i+1} + Q'^2_{i+1})}{V^2_{i+1}} \quad (2.5)$$

$$Q_i = Q'_{i+1} + X_i \frac{(P'^2_{i+1} + Q'^2_{i+1})}{V^2_{i+1}} \quad (2.6)$$

Où :

$$P'_{i+1} = P_{i+1} + P_{Li+1}$$

$$Q'_{i+1} = Q_{i+1} + Q_{Li+1}$$

P_{Li+1} et Q_{Li+1} sont les puissances active et réactive de la charge au niveau du nœuds $i+1$;

P_i et Q_i sont les puissances active et réactive sortantes du nœuds (i)

Le courant traversant la branche (i) s'écrit comme suit :

$$I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \quad (2.7)$$

2.3.3 Courants des branches

Les courants circulant dans les différentes branches du réseau sont déterminés en appliquant la méthode du balayage arrière (backward sweep). Cette approche consiste, dans un premier temps, à calculer les courants des charges connectées à chaque nœuds. Ensuite, les courants des branches sont évalués en suivant un ordre hiérarchique, en commençant par les lignes mineures, puis les lignes sous-latérales, les lignes latérales, et enfin la ligne principale [39].

2.3.3.1 Courant de charge

Le courant injecté au niveau de chaque nœud dépend de la puissance consommée par la charge qui y est raccordée ainsi que de la tension à ce nœud. Pour un nœuds i , le courant injecté peut s'exprimer comme suit :

$$I_{Li} = \frac{S^*_{Li}}{V_i^*} \quad (2.8)$$

Où $i=1, 2, 3, \dots, Ni$, Ni est le nombre total des jeux de barres

2.3.3.2 Courants des branches d'une ligne mineure

Le *courant* circulant dans une branche appartenant à une ligne mineure est déterminé à partir des courants des charges connectées en aval. Il peut être calculé comme suit :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} \quad (2.9)$$

$$\begin{cases} b = (JBDM_m - 1), \dots, (JBTM_m - 1) \forall m, m = 1, 2, \dots, N_m \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBTM_m \\ I_{bm,m} = I_b, \text{ si } b = b_{slm} \end{cases}$$

N_m : nombre total de lignes mineures.

I_b, I_{b+1} : courants circulant respectivement dans les branches b et $b+1$.

$JBDM_m$: nœuds de départ de la ligne mineure considérée.

$JBTM_m$: nœud terminal de cette même ligne mineure.

$I_{bm,m}$: courant de branche associé à la ligne mineure correspondante.

b_{slm} : numéro de la branche reliant la ligne sous-latérale à la ligne mineure.

2.3.3.3 Courants des branches d'une ligne sous-latérale

Le courant circulant dans une branche appartenant à une ligne sous-latérale s'exprime de la manière suivante :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{m=1}^{N_m} I_{bm,m} \quad (2.10)$$

$$\begin{cases} b = (JBDSL_{sl} - 1), \dots, (JBDSL_{sl} - 1) \forall sl, sl = 1, 2, \dots, N_{sl} \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBDSL_{sl} \\ I_{bm,m} = 0, \text{ si } (b + 1) \neq n_{slm} \forall m, m = 1, 2, \dots, N_m \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBDSL_{sl} \\ I_{bsl,sl} = I_b, \text{ si } b = b_{lsl} \end{cases}$$

N_{sl} : nombre total de lignes sous-latérales.

$JBDSL_{sl}$: nœuds de départ de la ligne sous-latérale (sl).

$JBTSL_{sl}$: nœuds terminal de la ligne sous-latérale (sl).

n_{slm} : numéro du nœuds commun dans la ligne sous-latérale à partir duquel débute la ligne mineure correspondante.

$I_{bsl,sl}$: courant de branche associé à la ligne sous-latérale (sl).

blsl : numéro de la branche reliant la ligne latérale à la ligne sous-latérale (sl).

2.3.3.4 Courants des branches d'une ligne latérale

Le courant circulant dans une branche appartenant à une ligne latérale est donné par la relation suivante :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{sl=1}^{N_{sl}} I_{bsl,sl} \quad (2.11)$$

Où

$$\begin{cases} b = (JBDL_l - 1) \text{ jusqu'à } (JBTL_l - 1) \forall l, l = 1, 2, \dots, N_l \\ I_{bsl,sl} = 0, si(b+1) \neq n_{lsl} \forall sl, sl = 1, 2, \dots, N_{sl} \\ I_{b+1} = 0, si(b+1) = JBTL_l \\ I_{bl,l} = I_b, sib = b_{Pl} \end{cases}$$

Nl : nombre total de lignes latérales.

JBDLl : nœuds de départ de la ligne latérale (l).

JBTLl : nœuds terminal de la ligne latérale (l).

Ibl,l : courant de branche associé à la ligne latérale (l).

bPl : numéro de la branche reliant la ligne principale à la ligne latérale (l).

nsl : numéro du nœuds commun dans la ligne latérale à partir duquel débute la ligne sous-latérale (sl).

2.3.3.5 Courants des branches de la ligne principale

Le courant circulant dans une branche appartenant à la ligne principale est donné par la relation suivante :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{l=1}^{N_l} I_{bl,l} \quad (2.12)$$

Où

$$\begin{cases} b = 1, 2, \dots, (JBTP_p - 1) \\ I_{bl,l} = 0, si(b+1) \neq n_{Pl} \forall l, l = 1, 2, \dots, N_l \\ I_{b+1} = 0, si(b+1) = JBTP_p \end{cases}$$

NTPP : nœud terminal de la ligne principale.

nPl : numéro du nœuds commun dans la ligne principale à partir duquel débute la ligne latérale (l).

2.3.4 Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque nœud

Le courant circulant dans la branche reliant les nœuds (i) et (i+1) peut être déterminé selon deux formulations distinctes :

$$\begin{cases} I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \\ I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \end{cases} \quad (2.13)$$

En assimilant les équations (2.13), on obtient :

$$\frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \quad (2.14)$$

$$V_i^2 - V_i V_{i+1} \angle (\delta_{i+1} - \delta_i) = (P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) \quad (2.15)$$

$$\begin{cases} V_i V_{i+1} \cos(\delta_{i+1} - \delta_i) = V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i) \\ V_i V_{i+1} \sin(\delta_{i+1} - \delta_i) = Q_i R_i - P_i X_i \end{cases} \quad (2.16)$$

En élevant au carré les deux membres des équations (2.16), on obtient l'expression suivante :

$$\begin{cases} (V_i V_{i+1})^2 \cos^2(\delta_{i+1} - \delta_i) = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 \\ (V_i V_{i+1})^2 \sin^2(\delta_{i+1} - \delta_i) = (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \end{cases} \quad (2.17)$$

En combinant les différentes relations issues des équations (2.17), il est possible d'établir l'équation suivante :

$$(V_i V_{i+1})^2 = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 + (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \quad (2.18)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (P_i R_i + Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \quad (2.19)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2 \quad (2.20)$$

Finalement, l'expression de l'amplitude de la tension au niveau de chaque nœud du réseau de distribution radial peut être déduite et s'écrit comme suit :

$$V_{i+1} = \left[V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (R_i^2 + X_i^2) \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \right]^{1/2} \quad (2.21)$$

À partir des équations (2.16), l'angle de la tension au niveau de chaque nœud peut également être déterminé. Il s'exprime par la relation suivante :

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

$$\delta_{i+1} = \delta_i - \tan^{-1} \left(\frac{(Q_i R_i - P_i X_i)}{[V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]} \right) \quad (2.23)$$

2.3.5 Les pertes de puissance active et réactive

Les pertes de puissance active dans une branche (i) s'expriment comme suit

$$P_{\text{Loss},i} = R_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V|_i^2} \quad (2.24)$$

Les pertes totales de puissance active du réseau sont calculées en additionnant les pertes de puissance active de l'ensemble des branches, conformément à l'équation (2.24) :

$$P_{T, \text{Loss}} = \sum_{i=1}^{\text{Nbr}} P_{\text{Loss},i} \quad (2.25)$$

Les pertes de puissance réactive, au niveau d'une branche (i), s'écrivent comme suit:

$$Q_{\text{Loss},i} = X_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V|_i^2} \quad (2.26)$$

Les pertes totales de puissance réactive du réseau sont obtenues en sommant les pertes de puissance réactive de l'ensemble des branches, telles que définies par l'équation (2.26) :

$$Q_{T, \text{Loss}} = \sum_{i=1}^{\text{Nbr}} Q_{\text{Loss},i} \quad (2.27)$$

2.3.6 Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance

Dans un premier temps, le type de chaque nœud est déterminé à l'aide de l'une des deux méthodes proposées, à savoir la méthode de comparaison ou la méthode matricielle. Ensuite, la classification des lignes (principale, latérale, sous-latérale et mineure) est effectuée en établissant les vecteurs correspondant aux nœuds constituant chaque type de ligne [39].

Le profil de tension est initialisé à 1,0 pu pour l'ensemble des nœuds. Par la suite, les courants de charge ainsi que les courants circulant dans les branches des lignes mineures, sous-latérales, latérales et principales, ainsi que les puissances transitant dans les branches, sont calculés lors de la phase backward. Les tensions aux différents nœuds sont ensuite déterminées lors de la phase forward [40].

Ce processus est répété de manière itérative en utilisant les nouvelles valeurs de tension obtenues à chaque nœuds. La différence maximale entre les tensions de deux itérations successives est utilisée comme critère de convergence [40].

2.4 Applications numériques

Afin d'évaluer l'efficacité de la technique d'identification de la topologie du réseau basée sur la classification des nœuds et des lignes pour la résolution de l'écoulement de puissance, une implémentation sous MATLAB a été réalisée. Cette méthode a ensuite été appliquée à deux réseaux tests standards IEEE 33-bus

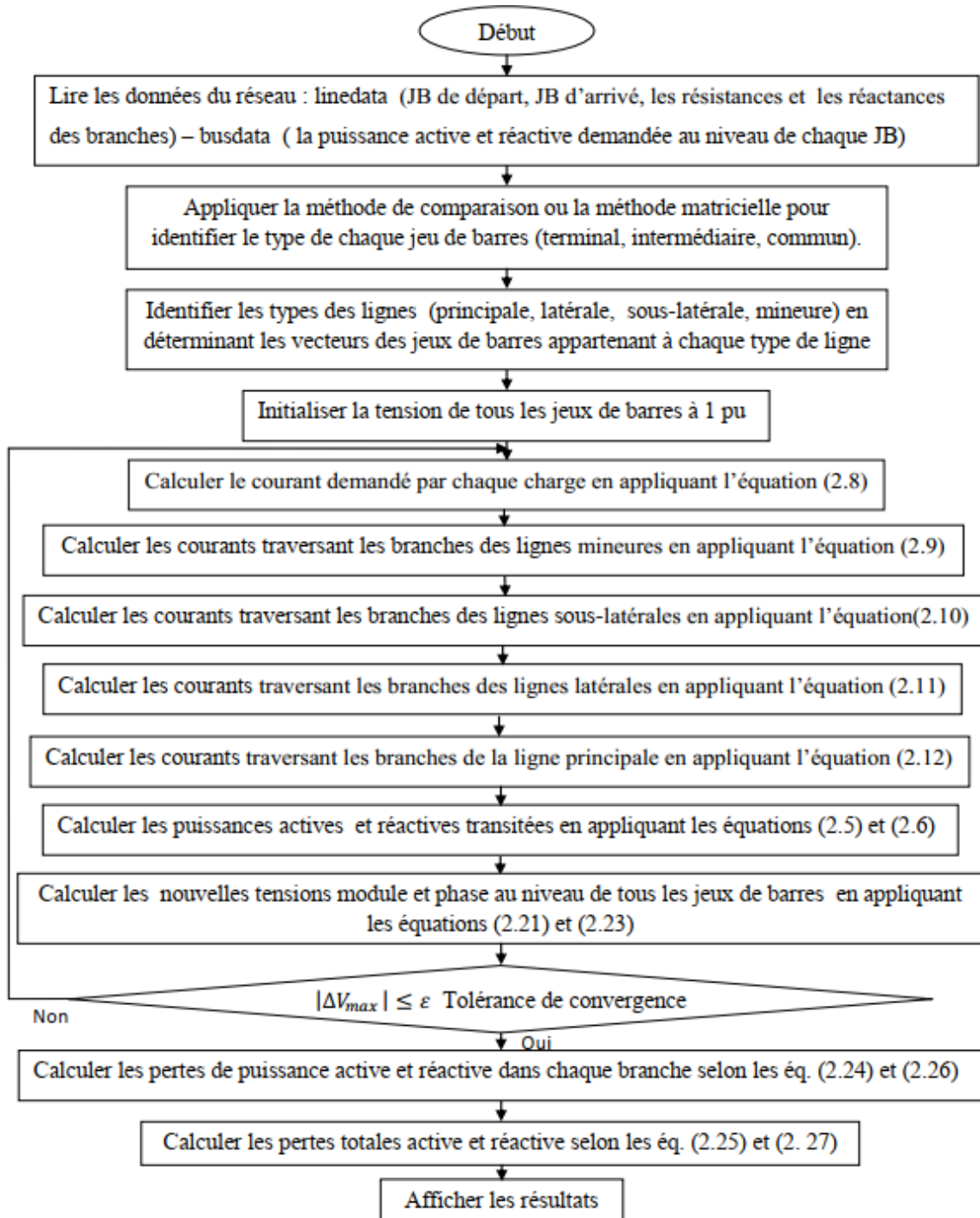


Figure 2.10 : Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance

2.4.1 Réseau test IEEE 33-bus

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 33-bus, représenté à la figure (2.11), sont les suivantes :

- Nombre de nœuds : 33
- Nombre de branches : 32
- Nœuds de référence : n° 1
- Tension de base : 12,66 kV
- Puissance de base : 10 MVA

Les données détaillées du réseau test sont présentées en annexe 1.

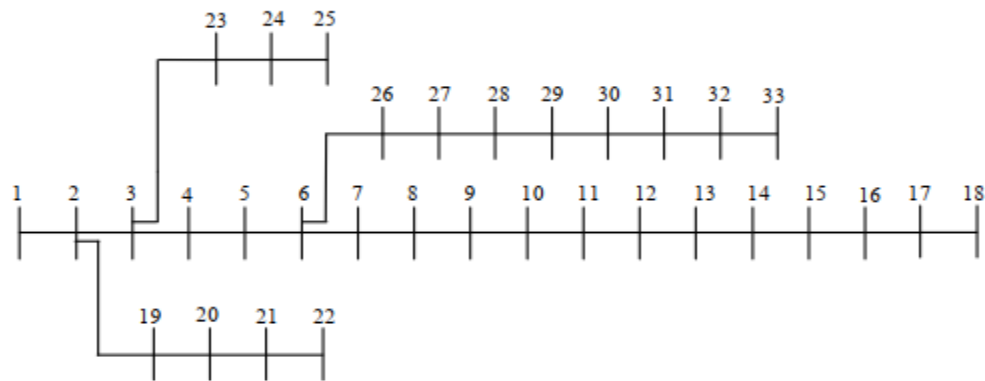


Figure 2.11 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33-bus

Le tableau (2.5) présente la classification de chaque nœuds ainsi que le type de chaque ligne constituant le réseau de distribution IEEE 33-bus.

Tableau 2.5 : Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE 33-bus

nœuds de référence	1
nœuds terminaux	18, 22, 25 ,33
nœuds 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
nœuds 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

Tableau 2.6 : Solution de l'écoulement de puissances du réseau de distribution IEEE 33-bus

nœuds	Tension p.u	nœuds	Tension p.u
1	1	18	0,913
2	0,997	19	0,9965
3	0,9829	20	0,9929
4	0,9754	21	0,9922
5	0,968	22	0,9916
6	0,9496	23	0,9793
7	0,9462	24	0,9727
8	0,9413	25	0,9693
9	0,935	26	0,9477
10	0,9292	27	0,9452
11	0,9284	28	0,9337
12	0,9269	29	0,9255
13	0,9207	30	0,9219
14	0,9185	31	0,9178
15	0,917	32	0,9169
16	0,9157	33	0,9166
17	0,9136		

Le tableau (2.6) présente les modules des tensions au niveau de chaque nœuds . La tension minimale obtenue est de 0,913 pu, observée au niveau du nœuds 18 (figure 2.12).

Le tableau (2.7) illustre les pertes de puissance active et réactive dans chaque branche du réseau IEEE 33-bus, obtenues après trois itérations du calcul de l'écoulement de puissance, avec un temps d'exécution de 0,050873 secondes. Les figures (2.13 a, b) représentent respectivement les pertes de puissance active et réactive par branche.

Concernant les pertes actives, la valeur maximale, égale à 51,79 kW, est observée au niveau de la branche n°2, tandis que la perte réactive maximale, soit 33,02 kVAr, est enregistrée au

niveau de la branche n°5. Cette répartition s'explique par les valeurs des courants circulant dans ces branches ainsi que par leurs paramètres électriques, notamment la résistance et la réactance associées à chaque branche du réseau.

Les pertes totales de puissance active et réactive du réseau sont respectivement de 202,7 kW et 135,25 kVAr,.

Tableau 2.7 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 33-bus

Branche	Pertes active (kW)	Pertes réactive (kVAr)	Branche	Pertes active (kW)	Pertes réactive (kVAr)
1	12,24	6,34	17	0,05	0,04
2	51,79	26,39	18	0,16	0,15
3	19,91	10,14	19	0,83	0,75
4	18,70	9,52	20	0,10	0,12
5	38,25	33,02	21	0,04	0,06
6	1,91	6,33	22	3,18	2,17
7	4,84	1,60	23	5,14	4,06
8	4,18	3,00	24	1,29	1,01
9	3,56	2,52	25	2,60	1,32
10	0,55	0,18	26	3,33	1,70
11	0,88	0,29	27	11,30	9,96
12	2,69	2,10	28	7,83	6,82
13	0,73	0,96	29	3,90	1,98
14	0,36	0,32	30	1,59	1,57
15	0,28	0,21	31	0,21	0,25
16	0,25	0,34	32	0,01	0,02

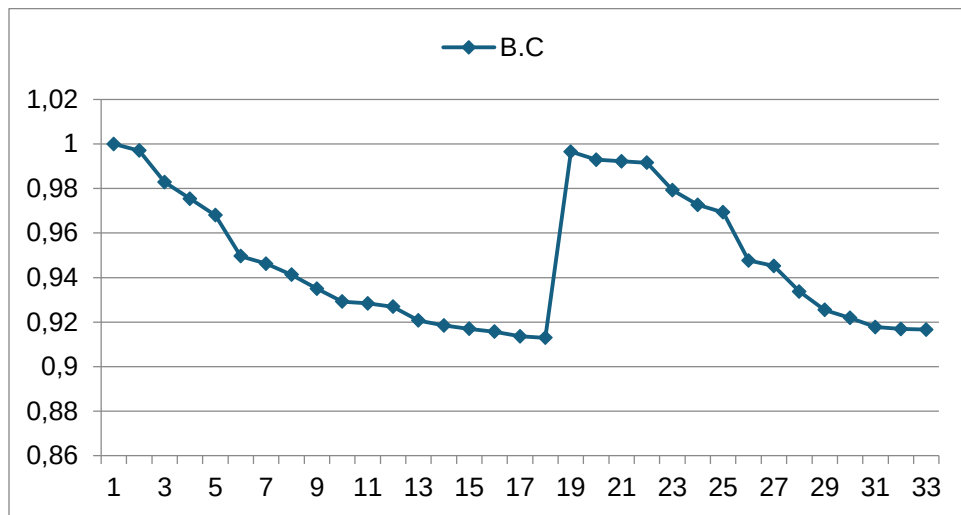
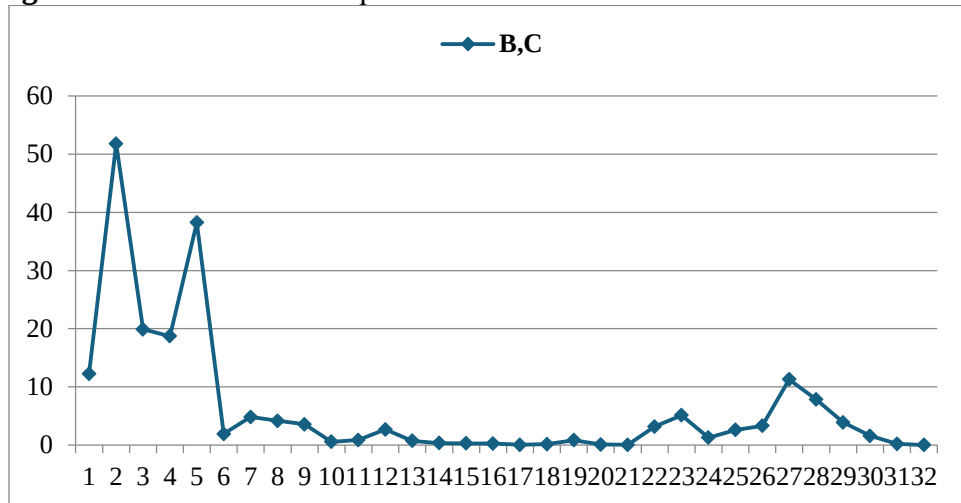
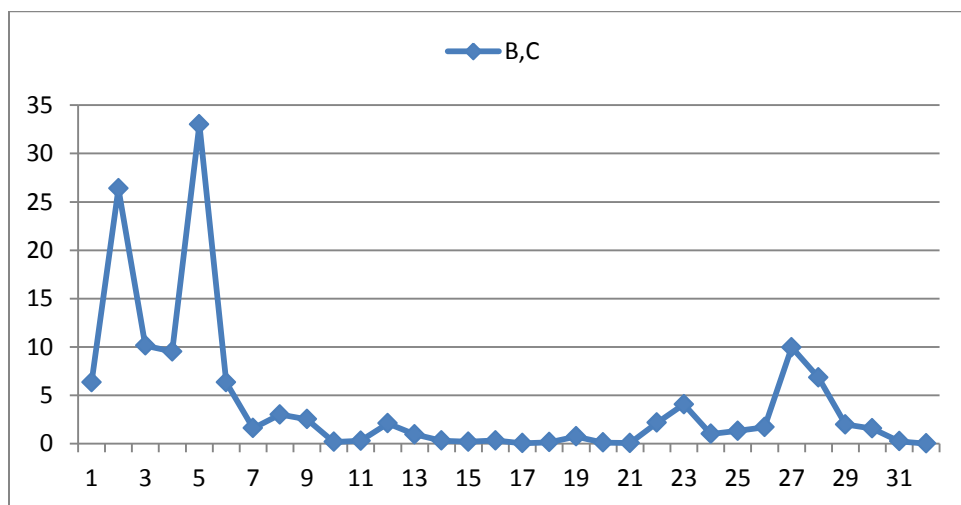


Figure 2.12 : Tension à chaque nœuds du réseau de distribution IEEE 33-bus



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.13 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié le calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution, qu'ils soient de structure radiale ou faiblement maillée.

Pour la première configuration, à savoir le réseau radial, une méthode basée sur l'exploitation de la topologie du réseau a été proposée. Cette approche repose uniquement sur l'analyse des données du réseau. Elle commence par l'identification du type de chaque nœuds (terminal, commun ou intermédiaire), réalisée à l'aide de l'une des deux méthodes proposées : la méthode de comparaison ou la méthode matricielle. Elle se poursuit ensuite par la classification des lignes (principale, latérale, sous-latérale et mineure). Cette information topologique est ensuite utilisée dans le calcul de l'écoulement de puissance en appliquant la méthode du double balayage (backward/forward sweep)[40].

Pour la seconde configuration, correspondant aux réseaux maillés ou faiblement maillés, une technique issue de [38][36] a été adoptée. Elle repose sur la construction de deux matrices : la première permet le calcul des courants de branches, tandis que la seconde est utilisée pour déterminer les courants injectés dans les boucles formées par la fermeture des interrupteurs normalement ouverts (tie switches), afin de prendre en compte la structure maillée du réseau de distribution.

Enfin, l'efficacité des méthodes a été validée sur les réseaux tests IEEE 33-bus. Les résultats obtenus montrent que la première technique est particulièrement adaptée aux réseaux radiaux, avec de bonnes performances par rapport à d'autres approches, tandis que la seconde technique contribue efficacement à l'amélioration du profil de tension grâce à la prise en compte de la structure maillée.

Chapitre 3

Optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des générateurs dispersés

3.1 Introduction

L'intégration croissante des sources d'énergie renouvelables dans les réseaux de distribution a profondément modifié les stratégies d'exploitation et de planification des systèmes électriques modernes. Parmi les solutions les plus prometteuses, la génération distribuée (Distributed Generation – DG) joue un rôle essentiel dans l'amélioration de la qualité de l'énergie, la réduction des pertes électriques et le renforcement de la fiabilité du réseau. Toutefois, les bénéfices associés à l'intégration des unités de production distribuée dépendent fortement de leur emplacement et de leur dimensionnement au sein du réseau.

Un choix inadéquat de ces paramètres peut engendrer des effets indésirables tels qu'une augmentation des pertes de puissance, des fluctuations de tension ou encore une dégradation de la stabilité du système. Par conséquent, la détermination des emplacements optimaux et des capacités appropriées des générateurs distribués constitue un problème d'optimisation complexe nécessitant l'utilisation de méthodes performantes capables de traiter des espaces de recherche de grande dimension et des contraintes multiples.

Dans ce contexte, les algorithmes métaheuristiques inspirés des phénomènes naturels ont suscité un intérêt croissant grâce à leur capacité à fournir des solutions de haute qualité avec un coût de calcul raisonnable. Parmi ces techniques, l'algorithme des chauves-souris (Bat Algorithm – BA) se distingue par son efficacité dans la résolution des problèmes d'optimisation non linéaires et multi-objectifs.

L'objectif de ce chapitre est d'étudier l'optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des générateurs distribués dans le réseau de test IEEE 33 nœuds. L'approche proposée repose sur l'application de l'algorithme BA (Bat Algorithm) afin de minimiser les pertes de puissance, d'améliorer le profil de tension et d'accroître la stabilité du réseau. Les performances des différentes configurations intégrant le PV-DG, le WT-DG et la combinaison (PV-DG + WT-DG) seront analysées et comparées afin d'identifier la solution la plus efficace pour améliorer le fonctionnement global du réseau de distribution.

3.2 Optimisation de l'emplacement et de la taille des DG

3.2.1 Méthodes d'optimisation

L'optimisation constitue une branche des mathématiques appliquées qui vise à modéliser, analyser et résoudre, de manière analytique ou numérique, des problèmes consistant à minimiser ou maximiser une fonction objectif définie sur un ensemble de solutions possibles[41].

Dans le domaine de l'électrotechnique, les problèmes d'optimisation sont souvent complexes en raison des exigences spécifiques des utilisateurs, des contraintes liées au système étudié ainsi que du temps de calcul nécessaire. Plusieurs travaux reposent sur des méthodes exactes permettant d'obtenir une solution optimale garantie. Toutefois, dans certaines situations, il est préférable de privilégier des approches fournissant des solutions de bonne qualité sans garantie d'optimalité, mais avec un temps de calcul réduit [41].

De manière générale, les méthodes d'optimisation peuvent être classées en deux grandes catégories : les méthodes conventionnelles et les méthodes méta-heuristiques.

3.2.1.1 Les méthodes conventionnelles

- **Techniques analytiques** : Ces techniques consistent à représenter le système étudié sous forme d'un ensemble d'équations mathématiques, dont la solution est obtenue de manière directe. Elles se distinguent par leur simplicité de mise en œuvre et leur capacité à converger vers une solution optimale [37]. Toutefois, leurs performances peuvent se dégrader lorsque la taille et la complexité du système augmentent.

- **Techniques déterministes** : Il s'agit de méthodes d'optimisation reposant sur une amélioration itérative d'une solution initiale. Plusieurs algorithmes déterministes existent, notamment la programmation non linéaire (NLP) [37] et certaines méthodes analytiques améliorées [39]. Ces approches présentent cependant certaines limites, telles qu'une forte sensibilité au nombre de variables de décision, un temps de calcul élevé, ainsi qu'un risque de convergence vers des optima locaux [39].

3.2.1.2 Les méthodes méta-heuristiques

Le terme « méta-heuristique » a été introduit par Glover en 1986. Il est formé de deux racines grecques : la première signifie « au-delà » ou « niveau supérieur », et la seconde « trouver » ou « découvrir » [40].

Les méta-heuristiques sont des algorithmes stochastiques itératifs visant à explorer l'espace de recherche afin d'approcher un optimum global d'une fonction objectif. Elles fonctionnent comme des méthodes de recherche intelligente, cherchant à exploiter les caractéristiques du problème afin de déterminer une solution de bonne qualité. Il existe une grande variété de méta-heuristiques, allant des approches simples de recherche locale à des algorithmes complexes de

recherche globale. Leur principal avantage réside dans leur haut niveau d'abstraction, ce qui leur permet d'être adaptées à une large gamme de problèmes d'optimisation [39].

De manière générale, les méthodes d'optimisation peuvent être classées en deux catégories : les méthodes locales, qui permettent d'atteindre un optimum local, et les méthodes de recherche globale, qui visent à identifier l'optimum global. Afin d'améliorer les performances des algorithmes, plusieurs travaux ont proposé des approches hybrides combinant ces deux stratégies. L'algorithme obtenu comporte alors deux phases principales : l'exploration et l'exploitation.

La phase d'exploration permet de rechercher de nouvelles solutions dans l'ensemble de l'espace de recherche, y compris des zones encore inexplorées, afin d'identifier de potentiels optima locaux. La phase d'exploitation, quant à elle, utilise les solutions obtenues afin d'affiner la recherche dans les régions les plus prometteuses et de converger vers l'optimum local le plus proche, avec une meilleure précision [41].

Les méthodes méta-heuristiques présentent généralement les caractéristiques suivantes [42] :

- Elles sont souvent non déterministes et ne garantissent pas toujours l'obtention de la solution optimale, ni la preuve de son optimalité ;
- Elles s'inspirent de phénomènes physiques (recuit simulé), biologiques (algorithmes évolutionnaires) ou comportementaux (intelligence en essaim) ;
- Elles reposent sur des mécanismes stochastiques permettant de gérer la complexité combinatoire et de limiter le risque de convergence vers des optima locaux ;
- Elles ont été initialement développées pour des problèmes combinatoires à variables discrètes.

Cependant, ces méthodes présentent aussi certains inconvénients, notamment la nécessité de régler plusieurs paramètres et un temps de calcul souvent élevé.

3.2.2 Algorithme standard de chauve-souris (Bat Algorithm)

Parmi les nombreuses méta-heuristiques inspirées des phénomènes biologiques, l'algorithme de chauve-souris (*Bat Algorithm – BA*), proposé par Xin-She Yang [43], a suscité un intérêt considérable dans le domaine de l'optimisation. Grâce à son efficacité et à sa simplicité de mise en œuvre, il est aujourd'hui largement utilisé pour résoudre divers problèmes d'optimisation complexes.

Cet algorithme s'inspire du mécanisme d'écholocalisation utilisé par les microchiroptères pour se déplacer et localiser leurs proies. En raison de leurs capacités visuelles limitées, les chauves-souris émettent des impulsions ultrasonores et analysent les échos réfléchis par les objets environnants afin d'estimer les distances, d'identifier les obstacles et de détecter leurs proies[43].

Le principe fondamental du BA repose sur une stratégie de contrôle adaptatif de la fréquence des impulsions émises. Cette caractéristique permet d'accroître la diversité des solutions au sein de la population et d'assurer un équilibre efficace entre les phases d'exploration et d'exploitation de l'espace de recherche. Pour reproduire le comportement naturel des chauves-souris, l'algorithme ajuste dynamiquement la fréquence, la vitesse ainsi que le taux d'émission des impulsions au cours du processus de recherche [39].

L'un des principaux avantages de l'algorithme de chauve-souris standard réside dans sa capacité à converger rapidement vers des solutions prometteuses dès les premières itérations. Cette transition efficace entre l'exploration globale et l'exploitation locale en fait une méthode particulièrement adaptée aux problèmes nécessitant des temps de calcul réduits [42].

Afin d'améliorer davantage ses performances, plusieurs variantes et versions améliorées ont été développées dans la littérature. Ces améliorations visent principalement à accroître la diversité de la population, à éviter la convergence prématurée vers des optima locaux et à renforcer la capacité de recherche globale de l'algorithme [42].

3.2.2.1 Initialisation de l'algorithme de chauve-souris

La première étape de l'algorithme de chauve-souris consiste à générer une population initiale composée de n individus, représentant chacun une chauve-souris. Cette population est créée de manière aléatoire afin d'assurer une bonne répartition des solutions dans l'espace de recherche [43].

Chaque individu est représenté par un vecteur de variables réelles de dimension d , où chaque composante correspond à une variable de décision du problème d'optimisation. Les positions initiales des chauves-souris sont générées aléatoirement à l'intérieur des limites inférieure et supérieure définies pour chaque variable.

La population initiale est ainsi obtenue à l'aide de l'équation suivante :

$$X_{ij} = X_{min\ j} + rand(0,1)(X_{max\ j} - X_{min\ j}) \quad (3.1)$$

où :

- $i = 1, 2, \dots, n$ représente l'indice de la chauve-souris dans la population

- $j = 1, 2, \dots, d$ désigne l'indice de la variable de décision ou de la dimension du problème
- X_{maxj} correspond à la borne supérieure de la variable associée à la dimension j
- X_{minj} représente la borne inférieure de la variable associée à la dimension j

Ainsi, chaque composante du vecteur de position est générée aléatoirement dans l'intervalle délimité par les bornes inférieure et supérieure correspondantes, garantissant que toutes les solutions initiales appartiennent à l'espace de recherche admissible.

3.2.2.2 Solution, fréquence et vitesse

Dans l'algorithme de chauve-souris, chaque individu de la population est représenté par une chauve-souris virtuelle caractérisée par une position, une vitesse et une fréquence. Au cours du processus d'optimisation, ces paramètres sont mis à jour de manière itérative afin d'explorer efficacement l'espace de recherche et de se rapprocher progressivement de la solution optimale[43].

À chaque itération t , la position $\mathbf{x}_i$ et la vitesse $\mathbf{v}_i$ de chaque chauve-souris sont ajustées en fonction de sa fréquence d'émission ainsi que de la meilleure solution courante $\mathbf{x}^*$ identifiée par l'ensemble de la population. Cette stratégie permet aux individus d'orienter leur déplacement vers les régions les plus prometteuses de l'espace de recherche tout en conservant une certaine diversité des solutions[43].

Les nouvelles positions et vitesses des chauves-souris à l'itération t sont obtenues à l'aide des équations de mise à jour suivantes :

$$f_i = f_{min} + (f_{max} - f_{min})\beta \quad (3.2)$$

$$v_i^t = v_i^{t-1} + (x_i^t - x^*)f_i, \quad (3.3)$$

$$x_i^t = x_i^{t-1} + v_i^t \quad (3.4)$$

Dans ces équations, $\beta \in [0,1]$ représente un nombre aléatoire généré suivant une distribution uniforme. La variable X^* correspond à la meilleure solution globale obtenue à l'itération courante, déterminée après comparaison de l'ensemble des solutions fournies par les n chauves-souris de la population[43].

Au début de l'exécution de l'algorithme, chaque chauve-souris se voit attribuer aléatoirement une fréquence comprise entre f_{min} et f_{max} , selon une distribution uniforme. Cette diversification initiale favorise une meilleure exploration de l'espace de recherche.

Par ailleurs, lorsqu'une solution prometteuse est identifiée parmi les meilleures solutions disponibles, une nouvelle solution est générée localement pour chaque chauve-souris. Cette phase de recherche locale est réalisée à l'aide d'une transformation intégrant un facteur aléatoire, ce qui permet d'explorer le voisinage de la solution retenue tout en conservant une certaine diversité dans la population [43].

$$X_{new} = X_{old} + \varepsilon A^t, \quad (3.5)$$

Dans cette formulation, $\varepsilon \in [-1,1]$ représente une variable aléatoire générée selon une distribution uniforme, tandis que A^t désigne le volume sonore moyen de l'ensemble des chauves-souris à l'itération considérée. Cette composante aléatoire permet d'introduire une diversité supplémentaire dans le processus de recherche locale et d'améliorer l'exploration des régions prometteuses de l'espace de recherche [44].

Le mécanisme de mise à jour des positions et des vitesses des chauves-souris présente plusieurs similitudes avec celui utilisé dans l'algorithme d'optimisation par essaim de particules (*Particle Swarm Optimization – PSO*) [43]. Toutefois, l'algorithme de chauve-souris intègre des paramètres supplémentaires, notamment le volume sonore et le taux d'émission des impulsions, qui lui confèrent une meilleure capacité d'adaptation au cours de la recherche.

Grâce au contrôle dynamique de l'amplitude des déplacements des individus, l'algorithme de chauve-souris peut être considéré comme une approche hybride combinant les avantages du PSO et ceux d'une recherche locale intensive. L'équilibre entre exploration globale et exploitation locale est assuré par l'ajustement progressif du volume sonore et du taux de pulsation, permettant ainsi d'améliorer la qualité des solutions obtenues[44]

3.2.2.3 Mise à jour du volume sonore et du taux d'émission des impulsions

Dans l'algorithme de chauve-souris, le volume sonore (A_i) et le taux d'émission des impulsions (r_i) sont des paramètres adaptatifs qui évoluent au cours du processus d'optimisation. Leur mise à jour est effectuée à chaque itération afin de reproduire le comportement naturel des chauves-souris lors de la localisation de leurs proies[43].

Au fur et à mesure que la chauve-souris se rapproche de sa cible, l'intensité du signal émis diminue progressivement, tandis que la fréquence d'émission des impulsions augmente. Cette stratégie permet de réduire progressivement l'exploration globale au profit d'une recherche locale plus précise autour des solutions prometteuses[44].

Le volume sonore est généralement initialisé à une valeur relativement élevée afin de favoriser l'exploration de l'espace de recherche. À mesure que les itérations avancent, cette

valeur décroît jusqu'à atteindre une limite minimale. Lorsque cette condition est atteinte, cela indique que la chauve-souris a localisé sa proie et qu'elle cesse pratiquement d'émettre des signaux acoustiques[44].

Parallèlement, le taux d'émission des impulsions augmente progressivement afin d'améliorer la précision de la recherche dans le voisinage de la meilleure solution trouvée. Ce mécanisme permet à l'algorithme de réaliser une transition efficace entre les phases d'exploration et d'exploitation, favorisant ainsi une convergence rapide vers la solution optimale[44].

L'évolution du volume sonore A_i et du taux d'émission r_i au cours des itérations est décrite par les équations de mise à jour suivantes :

$$A_i^{t+1} = \alpha A_i^t \quad (3.6)$$

$$r_i^{t+1} = r_i^0 [1 - \exp(-\gamma t)] \quad (3.7)$$

Dans les équations de mise à jour, α et γ sont deux constantes de contrôle qui influencent le comportement de l'algorithme au cours du processus d'optimisation. Le paramètre α joue un rôle similaire au facteur de refroidissement utilisé dans la méthode du recuit simulé (*Simulated Annealing*), puisqu'il contrôle la diminution progressive du volume sonore des chauves-souris au fil des itérations[43].

Pour des valeurs vérifiant $0 < \alpha < 1$ et $\gamma > 0$, le volume sonore décroît graduellement tandis que le taux d'émission des impulsions augmente avec l'avancement de la recherche. Ce mécanisme permet aux chauves-souris de passer progressivement d'une phase d'exploration globale de l'espace de recherche à une phase d'exploitation locale plus précise autour des meilleures solutions identifiées[43].

$$A_i^t \rightarrow 0, r_i^t \rightarrow r_i^0, \text{ as } t \rightarrow \infty \quad (3.8)$$

Le réglage des paramètres de l'algorithme constitue une étape importante et nécessite généralement plusieurs essais afin d'obtenir les meilleures performances. En pratique, chaque chauve-souris est associée à des valeurs spécifiques de volume sonore et de taux d'émission des impulsions. Afin de garantir une diversité suffisante au sein de la population, ces paramètres peuvent être initialisés de manière aléatoire[44].

Par ailleurs, la mise à jour du volume sonore et du taux d'émission n'est effectuée que lorsque la nouvelle solution obtenue présente une amélioration par rapport à la solution précédente. Cette stratégie permet de privilégier les déplacements orientés vers des régions plus prometteuses de l'espace de recherche et favorise ainsi la convergence progressive de la population vers la solution optimale[44].

Algorithme 1. Pseudo code de l'algorithme de chauve-souris standard.

1. Fonction objective: $f(x)$, $x = (x_1, \dots, x_d)$
2. Initialiser la population de chauve-souris x_i et la vitesse v_i , $i = 1, 2, \dots, n$
3. Définir la fréquence d'impulsions f_i de chaque position x_i
4. Initialiser le taux de pulsation r_i et le volume A_i
5. Tant que ($t < \text{nombre maximum d'itérations}$)
 - 5.1. Générer de nouvelles solutions en ajustant la fréquence et en actualisant les vitesses et les positions / solutions. (équations 2, 3; 4).
 - 5.2. Si ($\text{rand} > r_i$)
 - 5.2.1. Sélectionnez une solution parmi les meilleures solutions
 - 5.2.2. Générer une solution locale autour de la meilleure solution sélectionnée x^* (équation 5)
 - 5.3. Fin si
 - 5.4. Si ($\text{rand} < A_i$ et $f(x_i) < f(x^*)$)
 - 5.4.1. Accepter de nouvelles solutions
 - 5.4.2. Augmenter r_i et réduire A_i (équations 6, 7)
 - 5.5. Fin si
 - 5.6. Trouver la meilleure solution x^*
6. Fin tant que
7. Afficher les résultats donnés par la meilleure solution x^*
8. Fin de l'algorithme

Algorithme 1. Pseudo code de l'algorithme de chauve-souris standard.

3.3 Formulation du problème d'optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des DG

L'objectif principal de l'optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des unités de génération distribuée (DG) consiste à réduire les pertes totales de puissance active, à améliorer le profil de tension et à renforcer la stabilité de tension du réseau, tout en respectant l'ensemble des contraintes d'égalité et d'inégalité imposées par le système[36].

3.3.1 Fonctions objectifs

La fonction multi-objectifs adoptée dans cette étude intègre simultanément trois critères de performance : la réduction des pertes de puissance active, la diminution de la déviation de tension et l'amélioration de la stabilité de tension du réseau. Afin de regrouper ces différents objectifs dans une formulation unique, chaque fonction est normalisée par rapport à sa valeur de référence, puis pondérée à l'aide de coefficients spécifiques [45].

L'introduction de coefficients de pondération permet de combiner les différentes fonctions mono-objectives en une seule fonction globale, facilitant ainsi la résolution du problème d'optimisation tout en tenant compte de l'importance relative de chaque critère [45].

$$F = \min \left(\frac{P_{T, Loss}}{P_{T, Loss_base}} + w_1 \frac{VD}{VD_{base}} + w_2 \frac{VSI^{-1}}{VSI_{base}^{-1}} \right) \quad (3.9)$$

Dans cette formulation, $P_{T, Loss_base}$, VD_{base} et VSI_{base} représentent respectivement les pertes totales de puissance active, la déviation de tension et l'indice de stabilité de tension du réseau de distribution dans sa configuration initiale, c'est-à-dire avant l'intégration des unités de génération distribuée (DGs).

Les coefficients w_1 et w_2 sont des facteurs de pondération utilisés pour ajuster l'importance relative des différents objectifs considérés dans la fonction multi-objectifs. Dans le cadre de cette étude, les valeurs attribuées à ces coefficients sont respectivement égales à 0,65 et 0,35 [44].

3.3.2 Contraintes d'égalité et d'inégalité

3.3.2.1 Contraintes d'égalité

Les contraintes d'égalité du problème d'optimisation sont représentées par les équations d'équilibre de puissance active et de puissance réactive du réseau. Ces équations garantissent le respect des lois de conservation de l'énergie en assurant l'équilibre entre la puissance produite, la puissance consommée et les pertes dans le système électrique. Elles peuvent être formulées comme suit [46] :

$$P_{G,i} - P_{L,i} = |V_i| \sum_{j=1}^{N_n} |Y_{ij}| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.10)$$

$$Q_{G,i} - Q_{L,i} = |V_i| \sum_{j=1}^{N_{bus}} |Y_{ij}| |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.11)$$

Où :

$P_{G,i}$ et $Q_{G,i}$ désignent respectivement les puissances active et réactive injectées par le générateur connecté au nœuds i ;

$P_{L,i}$ et $Q_{L,i}$ représentent respectivement les puissances active et réactive demandées au niveau du nœuds de charge i ;

θ_{ij} correspond à l'angle associé à l'élément (i,j) de la matrice d'admittance du réseau, reliant les nœuds i et j .

3.3.2.2 Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalité du problème d'optimisation peuvent être formulées comme suit [46] :

- **Tension du nœuds** : La valeur de la tension à chaque nœud doit rester comprise dans les limites admissibles définies par les contraintes d'exploitation du réseau, soit :

$$V_{min} \leq |V_i| \leq V_{max} \quad i = 1, 2, \dots, N_n \quad (3.12)$$

- **courant de la branche** : Le courant circulant dans chaque branche du réseau doit respecter les limites maximales admissibles afin de garantir un fonctionnement sûr et fiable des équipements [46]. Cette contrainte s'exprime comme suit :

$$I_i \leq I_{i,max} \quad i = 1, 2, \dots, N_{br} \quad (3.13)$$

- **Puissances générées par les DGs**: Les puissances générées par les unités de génération distribuée (DGs) doivent être comprises dans les plages de fonctionnement autorisées afin de garantir leur exploitation correcte et éviter toute surcharge[46]. Cette contrainte s'exprime comme suit :

$$P_{DG}^{min} \leq |P_{DGi}| \leq P_{DG}^{max} \quad (3.14)$$

$$Q_{DG}^{min} \leq |Q_{DGi}| \leq Q_{DG}^{max} \quad (3.15)$$

- **Position de DG**:

$$2 \leq |DG_n| \leq N_n \quad (3.16)$$

où V_{min} et V_{max} représentent respectivement les limites minimale et maximale de la tension, fixées dans ce travail à 0,95 p.u et 1,05 p.u. N_n désigne le nombre total de nœuds du réseau, tandis que DG_n correspond au numéro des nœuds auxquels les unités de génération distribuée sont raccordées [46].

V_i représente la tension au niveau du nœud i , et I_i le courant circulant dans la branche i . $I_{i,max}$ est la valeur maximale admissible du courant dans la branche i .

PDG désigne la puissance totale fournie par les DGs, et Nbr correspond au nombre total de branches du réseau.

3.4 Résultats et discussions

Le Tableau 3.1 présente les résultats de l'optimisation du réseau de distribution en termes d'emplacement et de capacité optimaux des générateurs distribués, ainsi que leur impact sur les pertes actives (PL), la déviation de tension (VD) et l'indice de stabilité de tension (SI).

Dans le cas de base (C.B), le réseau présente des pertes actives de 0,2027 MW, une déviation de tension de 0,117 p.u et un indice de stabilité de 0,6950. L'intégration d'un PV-DG au nœud 6 avec une capacité optimale de 3,3134 MW permet de réduire les pertes à 0,1114 MW et d'améliorer significativement les performances du réseau. Des résultats encore plus favorables sont obtenus avec l'intégration d'un WT-DG au même nœud, où les pertes diminuent à 0,0726 MW et l'indice de stabilité atteint 0,9281.

Toutefois, la meilleure configuration est obtenue avec l'intégration simultanée des deux sources renouvelables. Le PV-DG et le WT-DG sont installés respectivement aux nœuds 13 et 30, avec des capacités optimales de 0,9029 MW et 1,1876 MW. Cette configuration permet de réduire les pertes actives à 0,0308 MW, d'abaisser la déviation de tension à 0,00138 p.u et d'obtenir un indice de stabilité élevé de 0,9279.

Ces résultats démontrent que la configuration hybride PV-DG & WT-DG constitue la solution optimale, offrant la plus forte réduction des pertes et une amélioration significative du profil de tension et de la stabilité du réseau.

Tableau 3.1 Résultat d'optimisation

		Emplacement	Capacité (MW)	PL (MW)	VD (p.u)	SI (p.u)
C.B		-	-	0,2027	0,117	0,6950
PV-DG		6	3,3134	0,1114	0,01640	0,8538
WT-DG		6	3,2058	0,0726	0,00350	0,9281
PV-DG & WT-DG	PV-DG	13	0.9029	0.0308	0.00138	0.9279
	WT-DG	30	1.1876			

Dans le tableau suivant (tableau 3.2) Dans le cas de base (B.C), le réseau souffre d'une forte chute de tension due à la charge linéaire, atteignant un minimum critique de 0,9130 pu au nœud

Chapitre 3 Optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des générateurs dispersés

18. L'introduction de la PD corrige significativement cette anomalie. L'insertion de la configuration PV-DG rétablit l'ensemble des tensions dans la plage admissible, élevant le nœud critique à 0,9613 pu. Le scénario WT-DG offre un soutien de tension plus agressif, provoquant de légères surtensions (jusqu'à 1,0156 pu au nœud 6) tout en corrigeant le nœud 18 à 0,9815 pu. Enfin, la configuration hybride PV-DG+WT-DG présente les performances optimales. Elle permet un lissage rigoureux du profil de tension sur l'ensemble des nœuds, maintenant les valeurs dans une plage idéale comprise entre 0,9815 pu (nœud 25) et 1,0110 pu (nœud 13), éliminant à la fois les risques de sous-tension et de surtension.

Tableau 3.2 Évolution du profil de tension du réseau à 33 nœuds

N,b	B.C	PV-DG	WT-DG	PV-DG+WT-DG
1	1	1	1	1
2	0,997	0,999	0,9997	0,9988
3	0,9829	0,9955	0,9997	0,9945
4	0,9754	0,9958	1,0027	0,9941
5	0,968	0,9966	1,0062	0,994
6	0,9496	0,996	1,01	0,9945
7	0,9462	0,9927	1,01	0,9949
8	0,9413	0,9881	1,0078	0,9953
9	0,935	0,9822	1,002	0,9983
10	0,9292	0,9766	0,9966	1,0019
11	0,9284	0,9758	0,9958	1,0024
12	0,9269	0,9744	0,9944	1,0036
13	0,9207	0,9686	0,9887	1,01
14	0,9185	0,9664	0,9866	1,0089
15	0,917	0,9651	0,9852	1,0076
16	0,9157	0,9638	0,984	1,0064
17	0,9136	0,9618	0,9821	1,0045
18	0,913	0,9613	0,9815	1,004
19	0,9965	0,9985	0,9992	0,9983
20	0,9929	0,9949	0,9956	0,9948
21	0,9922	0,9942	0,9949	0,9941
22	0,9916	0,9936	0,9942	0,9935
23	0,9793	0,9919	0,9962	0,991
24	0,9727	0,9854	0,9897	0,9847
25	0,9693	0,9821	0,9864	0,9815
26	0,9477	0,9942	1,01	0,9948
27	0,9452	0,9918	1,01	0,9953
28	0,9337	0,9809	1,0008	0,9978
29	0,9255	0,9731	0,9931	1

30	0,9219	0,9697	0,9898	1,0019
31	0,9178	0,9658	0,9859	0,9981
32	0,9169	0,9649	0,9851	0,9973
33	0,9166	0,9646	0,9848	0,997

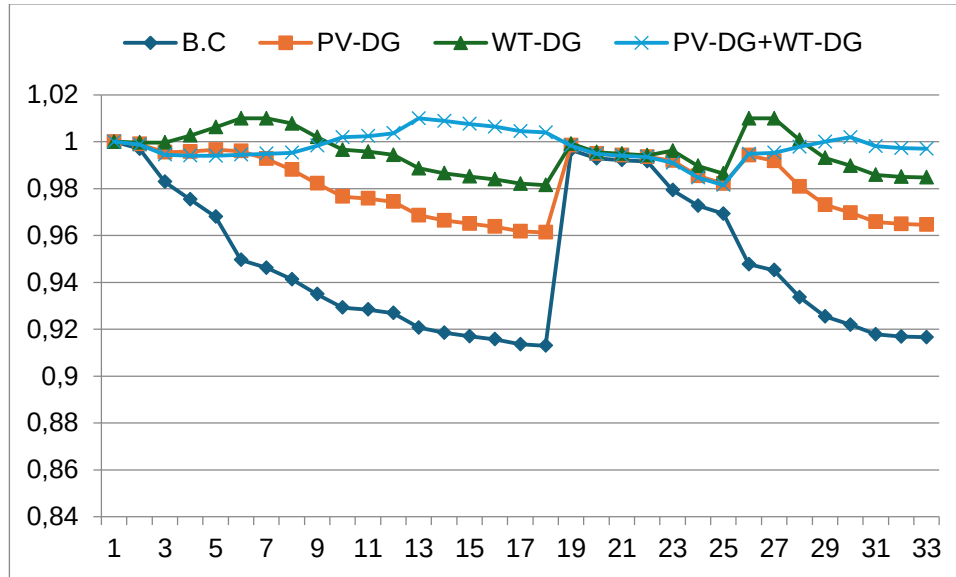


Figure 3.1 Profil de tension du réseau IEEE 33 nœuds avant et après reconfiguration

Le tableau de suivante (3.2) présente l'évolution de l'indice de stabilité de tension (VSI) pour les 33 nœuds

B.C : Forte instabilité du réseau. Le VSI s'effondre le long des lignes pour atteindre une valeur minimale critique de 0,6949 au nœud 18, indiquant une forte vulnérabilité à l'écroulement de tension.

PV-DG : Amélioration globale de la stabilité. Le VSI minimal est redressé à 0,8538 (nœud 18), éloignant le réseau de la zone critique.

WT-DG : Soutien plus prononcé que le PV. Le VSI minimal passe à 0,9281 (nœud 18) avec des pics locaux dépassant 1,00 (ex. 1,0633 au nœud 6) dus aux surtensions éoliennes.

Hybride (PV-DG+WT-DG) : Performance et robustesse optimales. Ce cas offre le profil le plus sûr et homogène, stabilisant le VSI minimal à 0,9280\$ (nœud 25) et maintenant la majorité des nœuds près de la valeur idéale de 1,00

Tableau 3.3 Valeurs de l'indice de stabilité de tension (VSI) pour les IEEE 33 nœuds sans et avec DG

N,b	B.C	PV-DG	WT-DG	PV-DG+WT-DG
1	1	1	1	1
2	0,988086	0,996	0,9987	0,9954
3	0,932245	0,9817	0,9989	0,9779
4	0,905002	0,9834	1,0108	0,9764
5	0,877861	0,9865	1,0248	0,9763
6	0,81138	0,9833	1,0633	0,978
7	0,801268	0,9711	1,0502	0,9796
8	0,784996	0,9532	1,0316	0,9813
9	0,7642	0,9303	1,0078	0,9932
10	0,745394	0,9096	0,9862	1,0073
11	0,742815	0,9067	0,9832	1,0097
12	0,738019	0,9014	0,9777	1,0146
13	0,718431	0,8798	0,9552	1,0445
14	0,711552	0,8722	0,9472	1,0362
15	0,707207	0,8674	0,9422	1,0309
16	0,702999	0,8627	0,9374	1,0258
17	0,696776	0,8558	0,9302	1,0182
18	0,694952	0,8538	0,9281	1,016
19	0,986045	0,9939	0,9966	0,9933
20	0,971879	0,9797	0,9824	0,9793
21	0,969204	0,977	0,9797	0,9766
22	0,966716	0,9745	0,9772	0,9742
23	0,919811	0,9681	0,9848	0,9645
24	0,894809	0,9424	0,959	0,9398
25	0,882836	0,9302	0,9466	0,928
26	0,806675	0,977	1,0563	0,9792
27	0,797964	0,9675	1,0464	0,9813
28	0,759356	0,9251	1,0023	0,991
29	0,733295	0,8963	0,9723	1
30	0,722361	0,8842	0,9597	1,0078
31	0,709388	0,8698	0,9448	0,9925
32	0,706654	0,8668	0,9416	0,9892
33	0,705785	0,8658	0,9406	0,9882

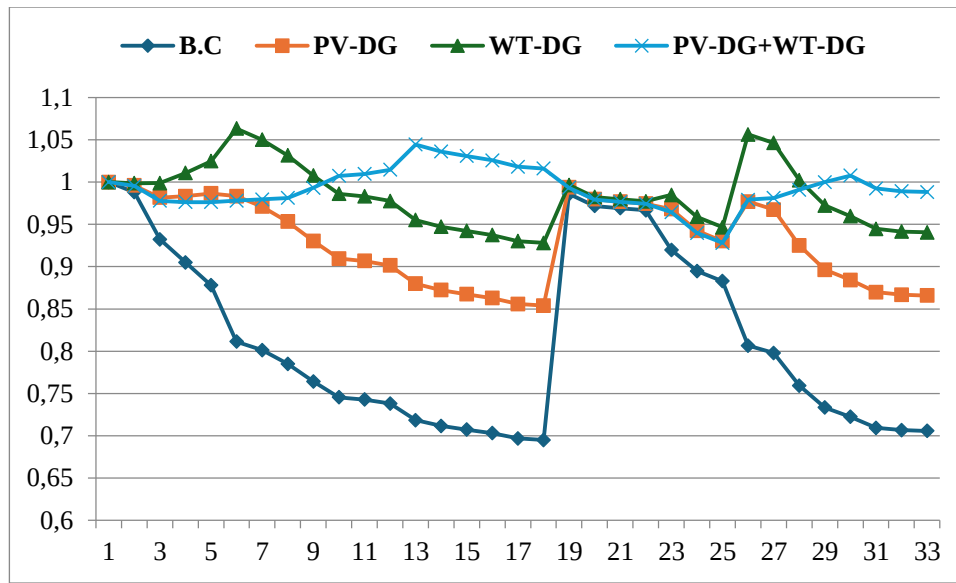


Figure 3.2 Profil de VSI du réseau IEEE 33 nœuds avant et après reconfiguration

Tableau 3.4 Pertes de puissance active au niveau de chaque branche sans et avec DG

N,b	B,C	PV-DG	WT-DG	PV-DG+WT-DG
1	12,23532917	3,4095	0,196	1,8273
2	51,79389998	14,3554	0,267	4,9977
3	19,90504997	8,5823	3,229	0,0594
4	18,70144008	8,9305	4,2194	0,0081
5	38,25058322	19,4301	9,9748	0,0304
6	1,914654173	1,7332	1,6646	0,0691
7	4,83873072	4,3769	4,2022	0,2949
8	4,180598007	3,778	3,6259	1,1116
9	3,561341678	3,2175	3,0876	1,4133
10	0,553916543	0,5003	0,4801	0,3303
11	0,881229948	0,7958	0,7636	0,7621
12	2,688294293	2,4271	2,3286	3,7579
13	0,729202037	0,6583	0,6315	0,6184
14	0,356974087	0,3222	0,309	0,3008
15	0,281475714	0,254	0,2436	0,2368
16	0,251648953	0,227	0,2178	0,2113
17	0,053140081	0,0479	0,046	0,0446
18	0,16092023	0,1603	0,1601	0,1575
19	0,832186785	0,8289	0,8277	0,8114
20	0,100761216	0,1004	0,1002	0,0981
21	0,043635354	0,0435	0,0434	0,0424
22	3,18153324	3,1	3,0731	2,9221
23	5,143934794	5,0118	4,9683	4,7112
24	1,287396979	1,2542	1,2433	1,1719
25	2,601851099	2,3522	2,2579	0,0952

26	3,328713772	3,0087	2,8878	0,1916
27	11,30052191	10,2119	9,8007	0,9866
28	7,834168447	7,0787	6,7934	0,9988
29	3,895252887	3,5192	3,3772	1,0331
30	1,593803791	1,4392	1,3808	1,3348
31	0,213169102	0,1925	0,1847	0,1783
32	0,013171533	0,0119	0,0114	0,011

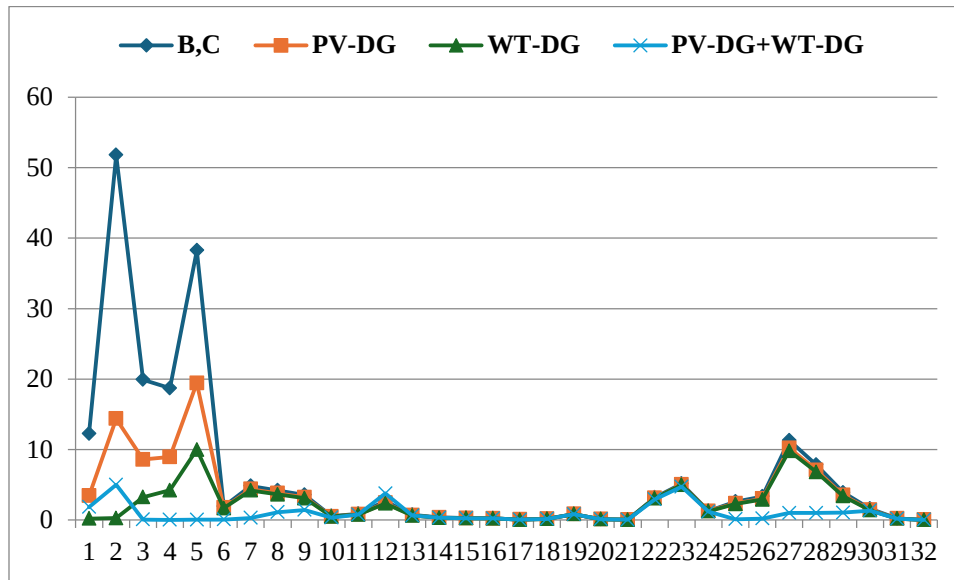


Figure 3.3 Pertes de puissance active dans les branches du réseau IEEE33-bus

Dans ce cas, nous observons une réduction significative des pertes réelles après l'intégration de sources de production décentralisée. Sur le réseau principal, les pertes les plus importantes ont été enregistrées sur les branches 2, 5 et 1, avec des valeurs respectives de 51,79 kW, 38,25 kW et 12,24 kW. Ces pertes élevées sont principalement dues aux courants importants circulant dans ces parties du réseau radial.

L'intégration de la PV-DG réduit significativement les pertes sur toutes les branches. Cette amélioration est due à la fourniture locale d'une partie de la puissance requise, ce qui réduit les courants provenant du poste de transformation et, par conséquent, les pertes par effet Joule. De même, l'intégration de la WT-DG réduit également les pertes, bien que son effet varie en fonction de l'emplacement de la source et de la répartition de la charge.

Les meilleurs résultats sont obtenus avec la configuration simultanée PV-DG & WT-DG. Dans cette configuration, les pertes réelles sont significativement réduites sur l'ensemble du réseau. Par exemple, les pertes sur la branche 2 ont diminué de 51,79 kW à 4,9977 kW, soit une réduction de plus de 90 %. De même, les pertes sur la branche 5 ont diminué de 38,25 kW à seulement 0,0304 kW. Cette amélioration remarquable met en évidence l'effet synergique de

Chapitre 3 Optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des générateurs dispersés

l'intégration des systèmes photovoltaïques et éoliens, qui améliore la distribution de l'énergie et réduit significativement les courants sur les lignes les plus congestionnées.

De plus, les branches suivantes du réseau présentent une diminution progressive des pertes, reflétant une amélioration globale de la répartition de la charge et une réduction des contraintes électriques. Par conséquent, les résultats démontrent que l'intégration optimale de générateurs d'énergie renouvelable distribués est une solution efficace pour améliorer l'efficacité énergétique des réseaux de distribution radiaux et réduire les pertes de puissance.

Tableau 3.5 Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus

N,b	B,C	PV-DG	WT-DG	PV-DG+WT-DG
1	6,341092	1,767	0,1016	0,947
2	26,38525	7,313	0,136	2,546
3	10,13554	4,3701	1,6442	0,0303
4	9,523736	4,5479	2,1487	0,0041
5	33,01826	16,7723	8,6103	0,0262
6	6,329178	5,7295	5,5025	0,2285
7	1,599103	1,4465	1,3887	0,0975
8	3,003707	2,7144	2,6052	0,7987
9	2,524212	2,2805	2,1885	1,0017
10	0,183285	0,1656	0,1589	0,1093
11	0,291228	0,263	0,2524	0,2519
12	2,097883	1,8941	1,8172	2,9326
13	0,959897	0,8665	0,8313	0,814
14	0,317762	0,2868	0,2751	0,2678
15	0,205545	0,1855	0,1779	0,1729
16	0,336012	0,3032	0,2908	0,2821
17	0,041667	0,0376	0,0361	0,035
18	0,153527	0,1529	0,1527	0,1503
19	0,749899	0,7469	0,7459	0,7312
20	0,117719	0,1172	0,1171	0,1146
21	0,057694	0,0575	0,0574	0,0561
22	2,174519	2,1188	2,1004	1,9972
23	4,061533	3,9572	3,9229	3,7199
24	1,007348	0,9814	0,9728	0,917
25	1,324541	1,1975	1,1494	0,0485
26	1,695335	1,5323	1,4708	0,0976
27	9,96471	9,0048	8,6422	0,87
28	6,824063	6,166	5,9175	0,87
29	1,984537	1,7929	1,7206	0,5263
30	1,57493	1,4221	1,3645	1,319
31	0,248496	0,2244	0,2153	0,2078

32	0,020475	0,0185	0,0177	0,0171
----	----------	--------	--------	--------

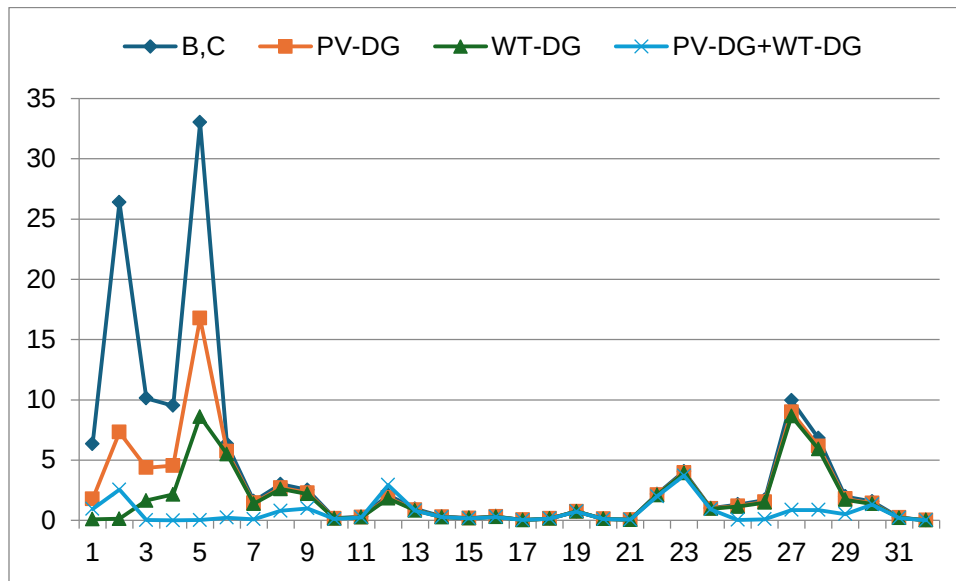


Figure 3.4 Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus

Dans ce situation, les résultats montrent que les pertes de puissance réactive sont relativement élevées sur le réseau principal, notamment sur les branches 2, 5, 3 et 27. L'intégration de générateurs distribués contribue à réduire ces pertes en produisant de l'énergie localement, ce qui diminue le courant circulant dans les lignes. Les deux scénarios, photovoltaïque avec générateurs distribués (PV-DG) et éolien avec générateurs distribués (WT-DG), améliorent les performances du réseau, la réduction étant plus marquée avec l'énergie éolienne.

Cependant, la meilleure performance est obtenue avec la configuration simultanée (PV-DG + WT-DG), qui réduit considérablement les pertes de puissance réactive sur l'ensemble du réseau. Cette réduction reflète une meilleure répartition des flux de puissance, une amélioration des niveaux de tension et une efficacité énergétique accrue du système de distribution.

Par conséquent, l'intégration simultanée de sources d'énergie solaire photovoltaïque et éolienne constitue la solution optimale pour réduire les pertes de puissance réactive et améliorer les performances globales du réseau.

3.5 Conclusion

Ce chapitre a présenté une approche d'optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des générateurs distribués à l'aide de l'algorithme des chauves-souris (Bat Algorithm) appliqué au réseau IEEE à 33 nœuds. Les résultats obtenus montrent que l'intégration optimale des sources de production distribuée améliore significativement les performances du

Chapitre 3 Optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des générateurs dispersés

réseau en réduisant les pertes de puissance active et réactive, en améliorant le profil de tension et en renforçant la stabilité de tension.

L'analyse comparative des différentes configurations étudiées a mis en évidence la supériorité de la solution simultanée combinant le PV-DG et le WT-DG. Cette configuration permet d'obtenir les meilleures performances techniques, avec une réduction importante des pertes électriques, une amélioration notable des niveaux de tension et une augmentation de l'indice de stabilité du réseau.

Ainsi, l'algorithme BA s'est révélé être un outil efficace pour résoudre le problème d'optimisation de l'intégration des générateurs distribués, démontrant l'intérêt des systèmes d'énergies renouvelables pour améliorer l'efficacité et la fiabilité des réseaux de distribution modernes.

Conclusion Générale

Conclusion générale

L'intégration optimale des unités de production décentralisée (DG) ainsi que la reconfiguration des réseaux de distribution constituent aujourd'hui des leviers essentiels pour améliorer les performances techniques et opérationnelles des systèmes électriques modernes.

L'évaluation a été réalisée sur le réseau de référence IEEE à 33 nœuds, largement adopté dans la littérature scientifique comme banc d'essai pour l'analyse et la validation des stratégies d'optimisation appliquées aux réseaux de distribution.

Afin de déterminer l'emplacement et le dimensionnement optimaux des unités de production décentralisée, l'algorithme des chauves-souris (Bat Algorithm, BA) a été mis en œuvre. Le problème d'optimisation a été formulé selon une approche multiobjectif prenant en considération la réduction des pertes de puissance active, l'amélioration de l'indice de stabilité de tension (VSI) ainsi que la limitation des chutes de tension. Les résultats obtenus montrent que le placement optimal des ressources distribuées permet une amélioration significative du profil de tension et une diminution notable des pertes techniques du réseau. Par ailleurs, l'algorithme BA a démontré une efficacité supérieure à celle de plusieurs méthodes d'optimisation rapportées dans les travaux antérieurs.

Les résultats de cette recherche ouvrent plusieurs perspectives pour les travaux futurs. Il serait notamment pertinent d'étendre l'approche proposée à une optimisation multiobjectif intégrant des critères supplémentaires tels que les coûts d'investissement, les contraintes environnementales et les émissions de carbone. De même, l'exploration de techniques d'optimisation avancées, notamment les approches hybrides et les méthodes basées sur l'intelligence artificielle, telles que les réseaux de neurones artificiels et l'apprentissage par renforcement, pourrait contribuer à améliorer davantage la robustesse, la précision et la rapidité des solutions obtenues.

Bibliographie

- [1] Boris Berseneff, “Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur” , Thèse de doctorat de L'Université de Grenoble, Décembre 2010
- [2] Alberto Colomi, Marco Dorigo, Vittorio Maniezzo,” Distributed Optimization by Ant Colonies”. Proceedings of ECAL’91-First European Conference on Artificial Life, édité par F.Varela, et al., pages 134_142.Elsevier Publishing, Paris, France, 1992.
- [3] M.C Alvarez, “Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée”, Thèse de doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.
- [4] O. Richardot, “Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée”, Thèse de doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [5] V.T Khanh, “Interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique”, Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois Rivières, 2009.
- [6] Agence internationale de l'énergie (AIE), <https://www.iea.org>
- [7] Ministère de l'énergie et des mines, <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=electricite-et-gaz>.
- [8] Plan de développement 2018-2028 du Sonelgaz, https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/plan_de_developpement_2018-2028_5fcf84faf379f.pdf.
- [9] M. Zellagui, « Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV) », Mémoire de Magistère, Université Mentouri Canstantine, 2010.
- [10] Opérateur du Système Electrique OSE, <https://www.os.dz>.
- [11] T. Ackermann, G. Andersson and L. Söder, “Distributed generation: a definition” Electric Power Systems Research, Vol. 57, pp. 195-204, April 2001.
- [12] Wendy Carolina BRICEÑO VICENTE, “Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes”, Thèse docteur de l’Université de Grenoble, 20 septembre 2012.
- [13] I. A. Farhat and M. E. El-Hawary, "Interior point methods application in optimum operational scheduling of electric power Systems," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 3, no. 11, 2009.

- [14] P. Subburaj, et al., "Distribution System Reconfiguration for Loss Reduction using Genetic Algorithm", J. Electrical Systems, vol. 2, no. 4, pp. 198-207, December 2006.
- [15] G.B. Gharehpetian, M. Mousavi, "Distributed generation systems, Design, Operation and Grid Integration", Butterworth-Heinemann, 2017.
- [16] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, S. Plumel, J. Deuse, "Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie ", Actes des journées du club EEA, Gif sur Yvette, 26-28 Mai 2004, Paris, Hermès, p. 53-68.
- [17] G. Joos, B. Ooi, D. McGillis, F. Galiana, R. Marceau, "The potential of distributed generation to provide ancillary services", Power Engineering Society Summer Meeting, (2000). IEEE, Volume 3, Page(s):1762 - 1767.
- [18] V. H. M. Quezada, J. R. Abbad, T. G. S. Roman, "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation," IEEE Trans. Power Systems, vol. 21, no. 2, pp. 533-540, May 2006.
- [19] R.C. Dugan, S.K. Price, "Issues for Distributed Generation in the US", Proc. of IEEE PES Winter Meeting 2002, New York (USA), 27-31 January 2002, Vol. 1, pp. 121-126.
- [20] J. F. Canard, "Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution", Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 12 décembre 2000
- [21] K. Nadhir, "Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée ", Thèse de Doctorat en sciences, décembre 2014.
- [22] W. F. Tinney, C. E. Hart, "Power Flow Solution by Newton's Method", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, No. 11, pp. 1449–1460, 1967.
- [23] K. V. Kumar, M. P. Selvan, "A simplified Approach for Load Flow Analysis of Radial Distribution Network", International Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol. 2, No. 3, pp. 439–450, 2008.
- [24] S. Singh and T. Chose, "Improved radial load flow method", International Journal of Electric Power and Energy Systems, Vol. 44, No. 1, pp. 721–727, 2013.
- [25] A. R. Abul'Wafa, "A network-topology-based load flow for radial distribution networks with composite and exponential load", Electric Power Systems Research, Vol. 91, pp. 37–43, 2012.
- [26] V. V. K. Reddy, M. Sydulu, "Index and GA based Optimal Location and Sizing of Distribution System Capacitors", IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, pp. 1–4, 2007.
- [27] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. Overbye, "Power System Analysis and Design", Cengage Learning, 3 janv. 2011
- [28] D. Singh, D. Singh, K.S. Verma, "Multiobjective optimization for DG planning with load models, IEEE Transactions on Power Systems 24 (1) (2009) 427–436.
- [29] Mohammad Javad Kasaei, "Distribution Network Reconfiguration for Optimal Operation

of Distributed Generation with Ant Colony Algorithm”, PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY, ISSN 0033-2097, R. 88 NR 12a/2012.

- [30] M.S. Srinivas, “Distribution Load Flow: A Brief Review”, IEES PES Winter Meeting 2000.
- [31] Eminoglu, U. Hocaoglu, M.H. “Distribution Systems Forward / Backward Sweep based Algorithms: A Review and Comparison Study”, Electric Power Components and Systems, 2009, 37, pp. 91-110.
- [32] A.G. Esposito, E.R. Ramos, “Reliable Load Flow Technique for Radial Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14, No.3, August 1999, pp.1063-1069.
- [33] R. Palma-Behnke, J. L. Cerda A., L. S. Vargas, and A. Jofré , "A Distribution Company Energy Acquisition Market Model With Integration of Distributed Generation and Load Curtailment Options," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 20. pp. 1718-1727, 2005.
- [34] G. W. Chang, S. Y. Chu, H. L. Wang, “An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems”, IEEE Trans. on Power Systems, 2007, 22, (2), pp.882-884.
- [35] J. Liu, M. M. A. Salama, R.R.Mansour, “An efficient power flow algorithm for distribution systems with polynomial load”, International Journal of Electrical Engineering Education, 2002, 39, (4), pp.372-386.
- [36] O. Hajji, “ Contribution au développement de méthodes d’optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs Electrotechniques ”, Thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, Université des sciences et technologies de Lille, 2003
- [37] W. Prommee and W. Ongsakul, "Optimal multiple distributed generation placement in microgrid system by improved reinitialized social structures particle swarm optimization," European Transactions on Electrical Power, vol. 1, no. 21, pp. 489-504, 2011.
- [38] L. Slimani, “Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes métaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité déréglé”, Thèse de doctorat, Université de Batna, 2009.
- [39] Z. Abdmouleh, A. Gastli, L. Ben-Brahim, M. Haouari, N. A. Al-Emadi, “Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources”, Renewable Energy, Vol. 113, pp. 266–280, 2017.
- [40] S. Remha, S. Chettih, S. Arif, S. “Optimal placement of different DG units type in distribution networks based on voltage stability maximization and minimization of power losses. In: 2016 8th international conference on modelling, identification and control (ICMIC). IEEE, 2016. p. 867-873.
- [41] Shuaib, Y.M.; Kalavathi, M.S.; Rajan, C.C.A. Optimal capacitor placement in radial distribution system using gravitational search algorithm. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2015, 64, 384–397.
- [42] Kowsalya, M.; Mohamed Imran, A. Optimal distributed generation and capacitor placement

- in power distribution networks for power loss minimization. In Proceedings of the 2014 International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE), Vellore, India, 9–11 January 2014; pp. 1–6.
- [43] T. P. Nguyen and D. N. Vo, “A novel stochastic fractal search algorithm for optimal allocation of distributed generators in radial distribution systems”, *Applied Soft Computing*, Vol. 70, pp. 773–796, 2018.
 - [44] B. Stott and O. Alsac , "Fast decoupled load flow", *IEEE Trans on Power Apparatus and systems*, Vol.PAS-9, pp.859-869, 1974.
 - [45] L. Soo-Hyoung and P. Jung-Wook, "Selection of Optimal Location and Size of Multiple Distributed Generations by Using Kalman Filter Algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, August 2009.
 - [46] C. Wang and M. Nehrir, "Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, p. 2068–2076, 2004.

ملخص

تركز هذه المذكرة على التكامل الأمثل لتوليد الطاقة الموزعة في شبكات التوزيع لتحسين أدائها التقني. بعد عرض شبكات التوزيع الكهربائية، وبنيتها، وتقنيات توليد الطاقة الموزعة المختلفة، أُجري تحليل لتدفق الطاقة على شبكة اختبار IEEE ذات 33 عقدة باستخدام طريقة المسح الأمامي/الخلفي. بعد ذلك، طُبقت خوارزمية الخفافيش لتحديد الموقع الأمثل وحجم المولدات الموزعة بهدف تقليل فقد الطاقة، وتحسين مستوى الجهد، وتعزيز استقرار الشبكة. تُظهر النتائج أن التكامل الأمثل لمصادر الطاقة المتجددة، ولا سيما الدمج المتزامن لأنظمة الطاقة الشمسية الكهروضوئية مع طاقة الرياح، يُحسن أداء الشبكة بشكل ملحوظ مع تقليل الفاقد الكهربائي. وبذلك، تؤكد هذه الدراسة أهمية توليد الطاقة الموزعة كحل فعال لتعزيز كفاءة وموثوقية واستدامة شبكات التوزيع الحديثة.

الكلمات المفتاحية: توليد لامركزي ، خوارزمية الخفافيش، شبكة التوزيع.

Résumé

Ce mémoire se concentre sur l'intégration optimale de la production décentralisée dans les réseaux de distribution afin d'améliorer leurs performances techniques. Après avoir présenté les réseaux de distribution électrique, leur structure et les différentes technologies de production décentralisée, une analyse de l'écoulement de puissance a été réalisée sur le réseau de test IEEE à 33 nœuds en utilisant la méthode de balayage avant/arrière. Ensuite, l'algorithme des chauves-souris a été appliqué pour déterminer l'emplacement et la taille optimaux des générateurs décentralisés dans le but de réduire les pertes de puissance, d'améliorer le profil de tension et de renforcer la stabilité du réseau. Les résultats montrent que l'intégration optimale des sources d'énergie renouvelables, en particulier l'intégration simultanée de systèmes solaires photovoltaïques et d'énergie éolienne, améliore considérablement les performances du réseau tout en réduisant les pertes électriques. Ainsi, cette étude confirme l'importance de la production décentralisée en tant que solution efficace pour renforcer l'efficacité, la fiabilité et la durabilité des réseaux de distribution modernes.

Mots clés : DG, Algorithme de Chauve-Souris, Réseau de Distribution.

Abstract

This thesis focuses on the optimal integration of distributed generation in distribution networks to enhance their technical performance. After presenting electrical distribution networks, their structure, and various distributed generation technologies, a power flow analysis was conducted on the IEEE 33-bus test system using the Forward/Backward Sweep method. Subsequently, the Bat Algorithm was applied to determine the optimal placement and sizing of distributed generators aiming to minimize power losses, improve the voltage profile, and enhance network stability. The results demonstrate that the optimal integration of renewable energy sources, particularly the simultaneous integration of solar photovoltaic systems and wind energy, significantly improves network performance while reducing electrical losses. Thus, this study confirms the importance of distributed generation as an effective solution for enhancing the efficiency, reliability, and sustainability of modern distribution networks.

Keywords: DG , Bat algorithm, Distribution network.