الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique



Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
de Master en Génie Électrique

Option : Réseau électrique

THEME

Le Mix optimal des GD Photovoltaïque et Eolien pour l'amélioration des performances du réseau de distribution électrique

Proposé et dirigé par

Dr.TAMI Youcef

Préparé et présenté par,

HALFAOUI Benyoucef

BOUDIAF Yasser

Remerciements

Le plus grand Merci revient à dieu qui lui seul nous a guidé dans le bon sens durant notre vie et qui nous aidé à réaliser ce modeste travail.

Nous remercions vivement notreenseignantMr.TAMI YECEF, Docteur à l'université Yahia Farés de Médéa et mademoiselle boukirat qui a été présent et très actif tout au long de ce travail, n'hésitant pas à prendre sur son temps pour nous aider du début jusqu'à la rédaction du mémoire.

Un grand Merci A tous les enseignants de département d'électrotechnique de l'université Yahia Farés de Médéa qui ont participé à notre formation pendant tout le cycle universitaire.

Nous remercions également les membres du jury qui nous ont honorés de juger et d'enrichir ce modeste travail.Nos remerciements sont destinés aussi à nos familles, et tous nos amis pour leur aide et

leur soutien.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à,

Mes très chers parents pour leurs soutient moral et financier et d'être la lumière de ma vie, qui m'ont toujours encouragé pour terminer mes études, en leur espérant une longue vie et que dieu les gardes.

A mes très chers frères.

A toute ma famille de près ou de loin sans exception.

A mes chers amis de mon quartier.

A mon enseignant Mr. TAMI YOUCEF mes partenaires dans ce travail BOUDIFA YASSER RAOUF IDRESS SAMIA BOUKIRAT toute la promotion 2020-2021 électrotechnique sans exception.

Enfin, à tous ceux que j'aime, et qui m'aiment.

benyoucef

Dédicace

Je dédie ce travail,

A mes très chers parents qui ont sacrifié leur vie pour ma réussite, et pour leurs encouragements. Que dieu les garde éternellement heureux.

A toute la famille BOUDIAF et HALFAOUI

A tous mes amis de quartier

A tous les supporteurs de halfaoui ben youcef ,SAMIR ,ABD LHAK ,SAMIA BOUKIRAT et a tout le groupe de

Sans oublier tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation, depuis le primaire à ce jour, en particulier : Mr. TAMI YOUCEF

A toute mes amis et mes collègues surtout halfaoui ben youcef ,SAMIR ,ABD LHAK ,SAMIA BOUKIRAT à tous ceux qui m'ont aidé pour réaliser ce mémoire.

A l'ensemble des étudiant de ma promotion, particulièrement ceux d'électrotechnique.

Enfin, à tous ceux que j'aime, et qui m'aiment.

ملخص

تزايد القلق بشأن الاثار البيئية وقد أسهمت شروط تحسين نظام التوزيع بأكمله في زيادة عدد وحدات الDG في إنتاج الكهرباء التجارية والمحلية. من المعروف أن الحجم غير المثالي لوحدات DG ووضعها غير المثالي قد يؤدي إلى فقد الطاقة بشكل كبير وضعف الجهد الكهربائي . ولهذا تم نمذجة أنظمة الطاقة الشمسية وطاقة الرياح على التوالي كنموذج عامل طاقة ثابت ونموذج طاقة تفاعلي متغير. تقدم هذه الأطروحة تحليلاً حساسا لتحديد الموضع الأمثل والحجم الأمثل لوحدات DG. تستخدم منهجية (PSO)لإيجاد الحجم والموقع المثالي لل DG في شبكات التوزيع للحد من فقدان الطاقة النشطة وتحسين الجهد الكهربائي . مع مراعاة الارتياب والمشاكل التقنية لشبكة الطاقة مثل فقدان الطاقة النشطة والمتفاعلة .يتضمن ملف تعريف الجهد وحِمل الخط لنظام الطاقة والشكوك التي يتم النظر فيها ما يلي:

-زيادة الحمل في شبكة توزيع الكهرباء في المستقبل .

-توليد الرياح .

-طاقة الإخراج الكهروضوئي

تم اختبار كفاءة الطريقة المقترحة على شبكات التوزيع نصف القطرية القياسية IEEE 32 Bus

الكلمات الدلالية : DGالرياح والطاقة الشمسية، PSO، تقليل الفقدان، نظام توزيع نصف قطري.

Résumé :

Les préoccupations croissantes concernant les impacts environnementaux, les conditions d'amélioration de l'ensemble du réseau de distribution ont contribué à une augmentation du nombre d'unités DG dans la production d'électricité commerciale et domestique. On sait que la taille non optimale et le placement non optimal des unités DG peuvent conduire à des pertes de puissance élevées, à de mauvais profils de tension. Les systèmes solaire et éolien sont respectivement modélisés en tant que modèle à facteur de puissance constant et modèle à puissance réactive variable. Par conséquent, ce mémoire présente une analyse de sensibilité pour déterminer la position optimale et le dimensionnement des unités DG. Une méthodologie PSO est utilisée pour trouver la taille et l'emplacement optimaux de DG dans les réseaux de distribution pour réduire les pertes de puissance active et améliorer le profil de tension en tenant compte des incertitudes et des problèmes techniques du réseau électrique tels que les pertes de puissance active et réactive, le profil de tension et la charge de ligne du réseau électrique et les incertitudes considérées incluent:

- La croissance future de la charge dans le réseau de distribution électrique ;

- La production éolienne ;

- La puissance de sortie du photovoltaïque.

L'efficacité de la méthode proposée est testée sur des réseaux de distribution radiale standard de test IEEE 32 Bus.

Mots clés: DG éolienne et solaire, PSO, minimisation des pertes, système de distribution radiale.

Abstract :

Growing concerns about environmental impacts, the conditions for improvement of the entire distribution system have contributed to an increase in the number of DG units in the production of commercial and domestic electricity. It is known that the non-optimal size and placement of DG units can lead to high power losses and poor voltage profiles. Solar and wind systems are modeled respectively as a constant power factor model and a variable reactive power model. Therefore, this brief presents a sensitivity analysis to determine the optimal position and sizing of the DG units. A PSO methodology is used to find the optimal

size and location of DG in the distribution networks to reduce active power losses and improve the voltage profile taking into account uncertainties and technical problems of the power grid such as active and reactive power losses, the voltage profile and line load of the power system and the uncertainties considered include:

- Future load growth in the electricity distribution network;

- wind generation;

- Photovoltaic output power.

The efficiency of the proposed method is tested on standard IEEE 32 Bus radial distribution networks.

Keywords: DG wind and solar, PSO, loss minimization, radial distribution system

Listes des figures et tableaux

Chapitre 1

Figure 1.1 : Le réseau électrique Algerian.	5
Figure 1.2 : Système triphasé etude.	6
Figure 1.3 : Triangle de Capp du schema monoplane equivalent.	7
Figure 1.4 : Pastes source HTB/HTA.	9
Figure 1.5 : Réseau rural radial.	14
Figure 1.6 : Réseau en double derivation.	15
Figure 1.7 : Double derivation multiple.	15
Figure 1.8 : Poster de coupure.	16
Figure 1.9 : Coupure d'artère	16
Figure 1.10 : Le fuseau.	17
Figure 1.11: L'épi	18
Figure 1.12: la mille	18
Figure 1.13: Boucles ou petals de marguerite.	19
Figure 1.14: La grille	19
Figure 1.15: System de distribution de type nord-américain.	20
Figure 1.16: System de distribution de type European.	22
Figure 1.17: Variants 1 et 2 de la distribution de type euro penne	23

Chapitre 2

Figure 2.1 : Réseau d'étude utilisé pour la miser en evidence des impacts de l'insertion de GED.	28
Figure 2.2 : Example d'effet bénéfique de l'insertion de GED dans le réseau test.	29
Figure 2.3 : Example de sur tension provoquer par l'insertion de GED.	29
Figure 2.4 : Transit des puissance dans le réseau test sans GED.	30
Figure 2.5 : Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connected au nœud 5.	31

Figure 2.6 : Example d'un export de puissance verse le réseau de transport	31
Figure 2.7 : Problem d'aveuglement de protections	33
Figure 2.8 : Problem du déclenchement intempestif de protections.	34
Figure 2.9 : Example de renforcement à faire.	36
Figure 2.10 : Example de depart dédié.	37

Chapitre 3

Figure 3.1 :: Le Déplacement d'une particule	50
Figure 3.2: Système de distribution radiale IEEE 33 bus.	55
Figure 3.3 : Profil de tension avant et après installation DG de type PV avec un pourcentage de 50% de la charge.	57
Figure**3.4:** Profil de tension avant et après installation DG de type PV avec un pourcentage de 100%.de la charge	57
Figure 3.5 Profil de tension avant et après installation DG de type PV avec un pourcentage de 150%.de la charge	58
Figure 3.6 Profil de tension avant et après installation DG de type PV avec un pourcentage de 50% ,100% et150% de la charge	58
Figure 3.7: Profil de tension avant et après installation DG de type éolien avec un pourcentage de 50% de la charge.	61
Figure 3.8 : Profil de tension avant et après installation DG de type éolien avec un pourcentage de 100% de la charge.	61
Figure3.9 Profil de tension avant et après installation DG de type éolien avec un pourcentage d 150% de la charge.	62
Figure3.10 **:** Profil de tension avant et après installation DG de type éolien dans les trois cas de la charge	62
Figure3.11**:** Profil de tension avant et après installation DG mixte de type (PV+éolien) avec un pourcentage de 50% de la charge.	64
Figure3.12: Profil de tension avant et après installation DG mixte de type (PV+éolien) avec un pourcentage de 100% de la charge.	64
Figure3.13: Profil de tension avant et après installation DG mixte de type (PV+éolien) avec un pourcentage de 150% de la charge.	65

Figure3.14**:**Profil de tension avant et après installation DG mixte de type (PV+ éolien)dans les trois cas de la charge.	65

Liste des tableaux

Chapitre 1

Tableau 1.1 : Les different niveaux de tension en Algérie.	5
Tableau 1.2: Caractéristiques générales des lignes et câbles des réseaux de distribution Algérien.	12
Tableau 1.3: Avantages et inconvénients de la structure en coupure d'artère.	17
Tableau 1.4: Avantages et inconvénients du neutre relié directement à la terre.	22
Tableau 1.5: Synthèse sur les régimes de neutre non distribué	24
Tableau 1.6: Résumé sur les solutions de dessertes rurales	25

Chapitre 2

Tableau 2.1 : Injection harmonique de courant pour GED par l'IEEE 519-1992	32
Tableau 2.2: Règles de raccordement d'un producteur au réseau de distribution HTA.	35
Tableau 2.3:. Comparaison des différents types de technologies contrôlables	39
Tableau 2.4: Comparaison des différents types de technologies non-contrôlables	44

Chapitre 3

Tableau 3.1: Données solaires et éoliennes pendant 24 heures.	54
Tableau 3.2 **:** Valeurs de tension avec et sans DG, de type PV installées dans le réseau de distribution IEEE 33-bus avec 3 différents pourcentages de charges	56
Tableau 3.3: Emplacement et taille optimal des DG's de type PV dans le réseau IEEE 33.	59
Tableau 3.4 Valeurs de tension sans et avec DG, de type éolien installées dans le réseau de distribution IEEE 33-bus avec 3 différents pourcentages de charges.	60
Tableau 3.5: Emplacement et taille optimal des DG's de type éolien dans le réseau IEEE 33.	63
Tableau 3.6: Valeurs de tension avec et sans DG, de type (PV+ éolien) installées	63
Tableau 3.7: Emplacement et taille optimal des DG's mixte de type (PV+éolien)dans le réseau IEEE 33	66
Tableau 3.8:Emplacement et taille optimal des différents types de DG's dans le réseau IEEE 33.	67

Table Des Matières

Remerciements I

Dédicace II

Listes des figures III

Introduction Générale 1

Chapitre I ***Etat des lieux des réseaux de distribution en Algérie et par le monde*** .....

I.1 Introduction : 4

I.2 Définitions générales : 4

I.2.Hiérarchisationduréseauélectrique 5

I.2.2 Les différents niveaux de tension en Algérie 5

I.3 Caractéristiques des grandeurs dimensionnantes : 6

I.3.1 Chute de tension 6

I.3.2 Courant admissible dans un conducteur 7

I.3.3 Pertes 8

I.4 Le réseau de distribution HTA 8

I.4.1 Postes source HTB/HTA 8

I.4.2 Bancs de condensateurs 10

I.4.3 Les réseaux HTA 10

I.4.4 Milieu urbain, milieu rural 11

I.5 Caractéristiques des transformateurs HTA/BTA en Algérie 11

I.5.1 Types de conducteurs 11

I.6 Modes de distribution des réseaux HTA de par le monde: 12

I.6.1 Historique 12

I.6.2 Les réseaux ruraux: 14

I.6.3 Les réseaux urbains réseaux en double dérivation simple 14

I.6.4 Les réseaux urbains réseaux en dérivation multiples 15

I.6.5 Les réseaux urbains Structures en coupure d'artère 16

I.6.5.1 Les réseau urbanism le fuseau 17

I.6.5.2 Les réseaux urbains l'épi 17

I.6.5.3 Les réseaux urbains la maille 18

I.6.5.4 Les réseaux urbaiboucles ou pétales de marguerite: 18

I.6.5.5 Les réseaux urbains structure maillée : 19

I.7 Système nord-américain (E.U., Canada) 20
I.7.1 Conditions d'utilisation :..... 21
I.7.2 Avantages et inconvénients de ce type de distribution : ..... .22
I.8 Système sud européen..... .22
I.8.1 Description ……...……22
I.8.2 Système de protection ……. ….23
I.8.3 Avantages et inconvénients de ce type de distribution…….. 23
I.8.4 Avantages et inconvénients du neutre non distribué……..24
I.9 Conclusion 25

Chapitre II *Problèmes posés par l'insertion de GED dans le réseau de distribution et* solutions possibles

II.1 Introduction ……...26
II.2 :Production décentralisé …… ……..26
II.2.1 Impact de l'insertion de GED sur les grandeurs électriques ……..……...27
II.2.2 Impact de l'insertion de GED sur la planification et l'exploitation…….33
II.3 Méthodes actuelles pour raccorder des GED sur le réseau de distribution …….. 34
II.3.1 Procédure actuelle ERDF..... 34
II.3.2 Méthode de renforcement..... 36
II.3.3 Méthode du départ dédié. 36
II.4 Les technologies de la production décentralisée …….. 37
II.4.1Les énergies contrôlables ou dispatchales…….. ……. 37
II.4.2 Les énergies non- contrôlable ……...…….... .40
II.5 Conclusion 44

Chapitre III : simulation et analyse des résultats

III.1 Introduction 45
III.2. formulation du probleme de planification de la GED……..45
III.3. méthodes d'optimisation de la GED ……...…..46
III.3.1 méthodes mathématiques……..47

III.3.2 méthodes heuristiques d'optimisation……..…....47
III.4 Algorithme Par Essaims de Particule……48
III.4.1 Présentation……...…….....48
III.4.2 Définition ……..……...…49
III.4.3 Mode de fonctionnement ……49
III.5 simulation et analyse des résultats…….....……....50
III.5.1 Introduction :……51
III.5.2 Modélisation des DG dans l'étude de l'écoulement de puissance ……...51
III.5.2.1 DG modélisé en tant que nœud PQ……..….51
III.5.2.2 DG modélisé comme type PV…….…….53
III.5.3. Modélisation des DG de type éolien et PV ……...53
III.6 Résultats et discussions ……..….55
III.6.1. Résultats de simulation avec DG de type PV ……...56
III.6.2. Résultats de simulation avec DG de type Eolien……..60
III.6.3. Résultats de simulation avec DG mixte (PV+Eolien)……63
III.7 Conclusion ……..…….....68
Conclusion générale……...……70

Introduction Générale

De nos jours, l'énergie électrique est un bien de consommation à part entière devenu indispensable, non seulement pour la vie quotidienne de chacun mais, également, pour l'économie des pays. En effet, les moindres pannes électriques ont des conséquences économiques et sociétales considérables.

Les réseaux électriques de transport et de distribution sont conçus et exploités pour acheminer l'électricité depuis les producteurs jusqu'aux usagers, en garantissant le niveau de qualité et des conditions de sécurité optimales, au meilleur coût. L'arrivée massive de la production décentralisée, désignée ici « DG : production décentralisée», au sein des réseaux électriques et en particulier de distribution, a introduit des changements profonds dans l'exploitation et la planification de ces réseaux.

Avec l'épuisement rapide des combustibles fossiles, la limitation des lignes de transport et l'augmentation progressive de la température globale ont donné un élan à l'application de la production décentralisée (DG). DG est une unité de production d'électricité à petite échelle qui peut être connectée directement au réseau de distribution ou à l'intérieur des installations des grands consommateurs. DG utilise des systèmes de production d'électricité traditionnels tels que le générateur diesel, la micro turbine, la turbine à gaz, et des technologies de production d'énergie renouvelable telles que le photovoltaïque (PV), l'éolienne (WT) et la pile à combustible. Cependant, le scénario mondial actuel avec des réglementations environnementales strictes et une politique de développement durable fait des DG solaires et éoliennes un choix primordial pour les gestionnaires de réseau de distribution. Mais, l'intégration des DG renouvelables pose des défis majeurs en raison de ses caractéristiques incertaines de production d'électricité. Fait intéressant, les ressources en énergie solaire et éolienne dans la plupart des régions sont presque complémentaires.

Le développement de cette production est du à plusieurs facteurs, parmi lesquels les incitations réglementaires en faveur des énergies renouvelables, l'arrivée de nouveaux acteurs à la suite de l'ouverture des marchés de l'énergie, la possibilité d'installer ces formes de production au plus près du consommateur, etc. Ces productions sont souvent de type intermittent. Elles peuvent représenter un grand nombre de points d'injection mais avec des

petites puissances (de quelques kW à quelques MW) et ne sont pas nécessairement observables et encore moins dispatchables.

Le raccordement de ces productions a un impact certain sur le réseau : plan de tension, courants de court-circuit, plan de protection, etc. De plus, elles nécessitent souvent un renforcement du réseau pour les accueillir dans les conditions de sécurité exigées.

Ainsi, une combinaison appropriée de DG solaires et éoliennes peut amplifier l'efficacité et la fiabilité du réseau en résolvant les problèmes causés par leur nature variable [8]. Les DG sont stratégiquement situés et exploités dans le réseau pour optimiser les performances du réseau, une meilleure régulation de la tension, minimiser les pertes de puissance de distribution, soulager les départs chargés et augmenter la fiabilité des équipements [8].

L'emplacement et la taille appropriés des panneaux photovoltaïques (PV) et des éoliennes dans le réseau sont essentiels car un emplacement non planifiée peut entraîner de nombreux impacts négatifs sur le réseau électrique [8].

L'objectif de ce travail de mémoire consiste à trouver une approche simple mais efficace pour un placement et un dimensionnement optimaux des DG solaires et éoliennes dans le réseau de distribution en considérant la minimisation des pertes de puissance du réseau électrique, la stabilité de la tension et l'amélioration de la sécurité du réseau. La nature stochastique de l'irradiante solaire et la vitesse du vent sont prises en compte. La technique d'optimisation des essaims de particules (PSO) est utilisée pour optimiser les fonctions objectives en tenant compte de la limite de tension du bus, de la capacité de charge de la ligne, de la limite de taille discrète et des contraintes de pénétration des DG. La méthode proposée a été appliquée à un réseau de distribution typique IEEE 33 Bus, et des résultats satisfaisants sont obtenus.

Pour bien mener ce travail à sa fin, nous avons organisé cette thèse en trois chapitres. Dans le premier chapitre, le contexte est introduit à travers une présentation générale de l'état de l'art des réseaux électriques dans un environnement intégré tout en mettant l'accent plus particulièrement sur les réseaux de distribution moyenne tension en Algérie et par le monde.

Les effets de la dérégulation sur l'organisation du système électrique et les évolutions qui sont intervenues sur les réseaux électriques de distribution sont, ensuite, abordés dans ce premier chapitre .Les conséquences de ces évolutions sur l'apparition de la GED sont

également mises en évidence. Les intérêts et les impacts de la GED sur le fonctionnement, l'exploitation et la planification des réseaux de distribution sont, enfin, exposés dans le deuxième chapitre.

Le troisième chapitre est consacré à l'insertion seule et simultanée des DG's de type PV et éolien, pour différentes charges (minimale, moyenne et maximale) dans le réseau de distribution afin de réduire les pertes totales de puissance, d'améliorer le profil de tension.

Plusieurs étude de cas sont analysées et discutées .Enfin, ce travail de mémoire est achevé par une conclusion générale.

Chapitre I :

Etat des lieux des réseaux de distribution en Algérie et par le monde.

I.1.Introduction :

Les réseaux électriques se sont développés dès le début du XXème siècle, poussés par la nécessité d'interconnexion tant à l'échelle nationale qu'internationale. En effet, les premières sources de production provenaient principalement de sources hydrauliques puis thermiques. Comme toute la puissance produite n'était pas consommée localement et comme l'électricité se stocke difficilement, il était alors souvent nécessaire de lui faire passer les frontières politiques. Certaines zones, voire même quelques pays, n'avaient pas de ressources énergétiques propres et avaient donc besoin d'acheter de l'électricité à leurs voisins excédentaires. Dans divers cas particuliers, il pouvait être plus intéressant, financièrement, de consommer de l'électricité d'une centrale plus éloignée que de produire localement.

L'électricité devenant un bien de consommation de plus en plus indispensable, la notion de continuité de fourniture apparut. Tous les facteurs cités précédemment ont contribué à la création de réseaux électriques interconnectés à l'échelle nationale et même internationale.

La première partie de ce chapitre sera donc consacrée aux définitions générales nécessaires à la compréhension du fonctionnement des réseaux. Dans une seconde partie, nous nous focaliserons plus particulièrement sur le réseau de distribution [2].

I.2. Définitions générales

I.2.1. Hiérarchisation du réseau électrique

Le réseau électrique national est hiérarchisé en trois parties dont les fonctions actuelles sont très différentes. Tout d'abord, le réseau de transport a pour rôle de transporter l'énergie en très haute tension depuis les centres de productions jusqu'au premières zones de consommation. Le réseau de répartition alimente directement les gros consommateurs industriels puis achemine l'énergie jusqu'aux réseaux de distribution chargés d'approvisionner les consommateurs moyenne et basse tension[3].

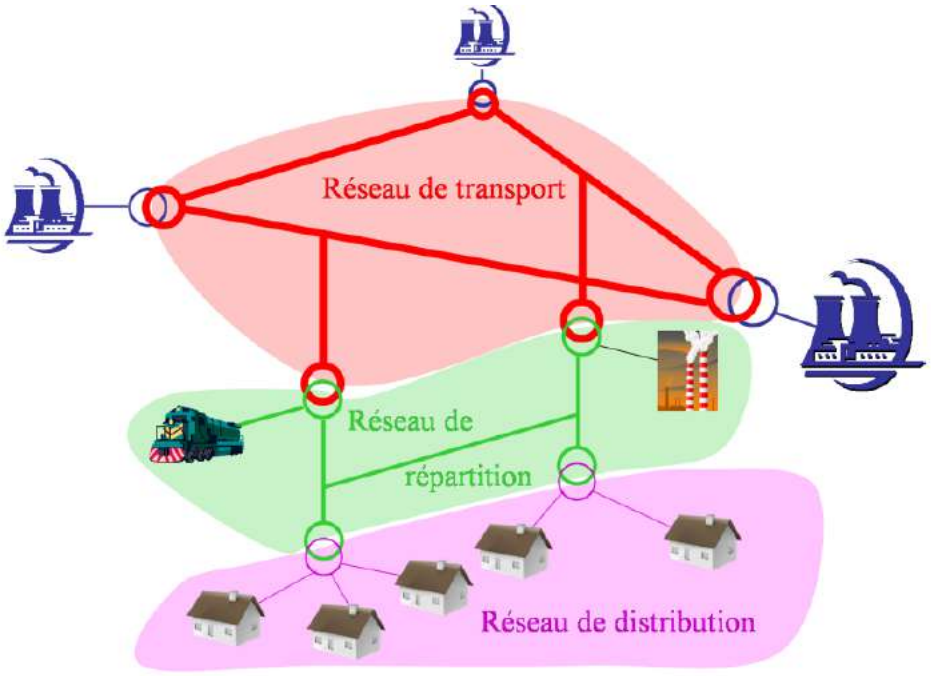


Figure I-1 : Le réseau électrique Algérien[3].

La Figure I-1 illustre le découpage des différentes parties du réseau électrique Algérien.
Ces trois niveaux de réseau sont délimités grâce à des transformateurs. Ces transformateurs permettent d'acheminer l'énergie à différents niveaux de tension.

I.2.2 **Les différents niveaux de tension en Algérie**

Les différents niveaux de tensions sont indiqués dans la tableau I-1. Nous utiliserons par la suite ces abréviations. Ainsi le réseau de transport et de répartition se situe au niveau de la HTB. Le gestionnaire du réseau de transport est responsable, à l'échelle nationale, de l'équilibre production/consommation et du respect des échanges transfrontaliers. Le réseau de distribution est au niveau de la HTA et de la BTA. Le rôle du gestionnaire du réseau de distribution est l'entretien et la gestion de ce dernier et aussi l'alimentation des clients de type petites et moyennes entreprises et résidentiels au travers du réseau moyenne tension (HTA) et du réseau basse tension (BTA) [1].

Tableau I-1 : Les différents niveaux de tension en Algérie[3].

U<50 V	50V<U<500V	500V<U<1KV	1KV<U<50KV	50KV<U<100KV	U>100KV
TBT	BT		MT	HT	THT
TBT	BTA	BTB	HTA	HTB	

I.3. Caractéristiques des grandeurs dimensionnèrent

Les conducteurs aériens et souterrains permettent de transporter l'énergie électrique. Cependant, le coût de la matière première et l'encombrement du territoire font qu'il n'est pas possible d'investir dans d'immenses plaques de conducteurs métalliques. Ainsi, les tailles de conducteurs limitées créent des imperfections sur le réseau comme la chute de tension, les puissances limitées dans le réseau et enfin les pertes. Nous allons rappeler la définition de ces imperfections dans les paragraphes qui suivent [3].

I.3.1 Chute de tension

Soit un conducteur électrique triphasé de longueur L alimentant une charge électrique. Le conducteur est caractérisé par sa résistance kilométrique r et sa réactance kilométrique x. La Figure I-2 représente le système triphasé considéré ainsi que son schéma équivalent monophasé. En effet, un système triphasé équilibré de tension composée U (entre phases) est équivalent à trois systèmes indépendants triphasés de tension V (phase - neutre)[16][3].

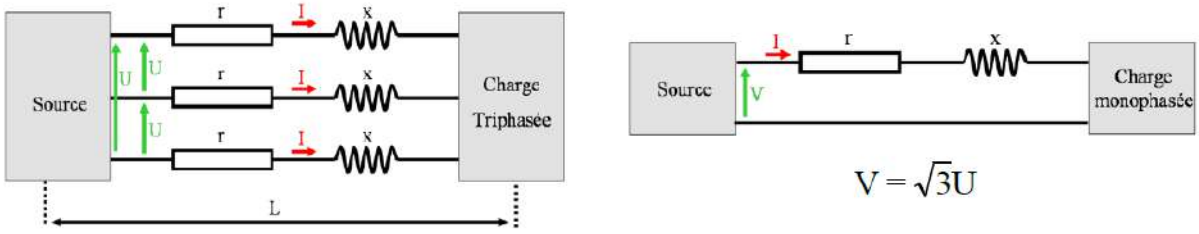


Figure I-2 : Système triphasé étudié[16].

On peut alors dessiner le triangle de Kapp pour ce schéma monophasé comme présenté dans la Figure I-3. On approxime généralement la chute de tension entre la source et la charge à ΔV, partie de la chute de tension réelle colinéaire à C_{charge}. Cela se traduit donc par l'expression de la chute de tension suivante :

$$\mathbf{\Delta V = r \times L \times I \times \cos(\varphi) + x \times L \times I \times \sin(\varphi)}. \qquad \text{(I-1)}$$

Par définition, on a :

$$\begin{aligned} &S = VI && (VA) \\ &P = V \times I \times \cos(\phi) && (W) \\ &d' ou \quad I \times \cos(\phi) = \frac{P}{V} && \\ &Q = V \times I \times \sin(\phi) && (VAr) \\ &d' ou \quad I \times \sin(\phi) = \frac{Q}{V} && \end{aligned} \qquad (I-2)$$

S = puissance apparente ;

P = puissance active de la charge monophasée équivalente ;

Q = puissance réactive de la charge monophasée équivalente.

La chute de tension relative (en %) est donc :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{r \times L \times I \times \cos(\phi) + x \times L \times I \times \sin(\phi)}{V}$$
$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{r \times L \times P + x \times L \times Q}{V^2} \qquad (I-3)$$

En triphasé, nous définissons :

$$U^2 = 3V^2$$
$$P_{tri} = 3 \times V \times I \times \cos(\phi) = 3P$$
$$Q_{tri} = 3 \times V \times I \times \sin(\phi) = 3Q$$
$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{3 \times r \times L \times P + 3 \times x \times L \times Q}{3V^2}$$
$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{r \times L \times P_{tri} + x \times L \times Q_{tri}}{U^2} \qquad (I-4)$$

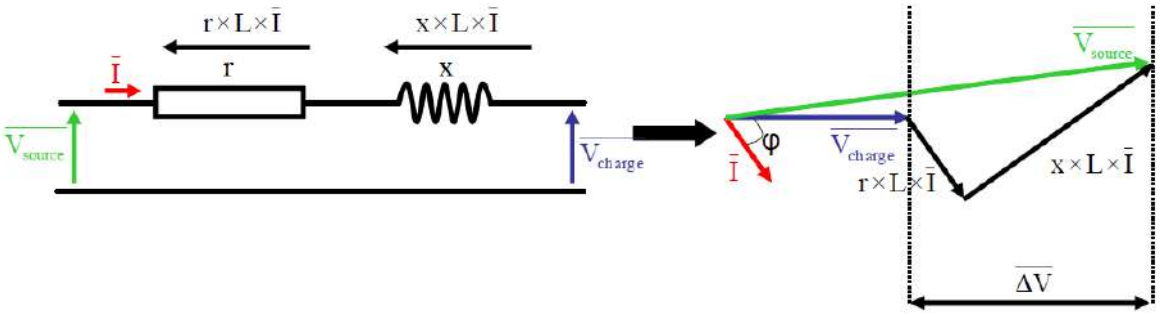


Figure I-3 : Triangle de Kapp du schéma monophasé équivalent[16].

Ainsi on peut voir que plus les conducteurs utilisés sont longs ou impudents, plus il y aura de chute de tension.

I.3.2 Courant admissible dans un conducteur

Le courant admissible d'un conducteur est le courant maximal en régime permanent qui peut circuler dans ce dernier sans dépasser ses contraintes thermiques. Au-delà de ces températures, l'isolant et/ou le conducteur se détériorent et cela peut causer des incendies.

Ainsi, il est nécessaire de dimensionner correctement les conducteurs utilisés pour alimenter les charges afin que les courants qui circulent respectent l'intensité admissible [3].

I.3.3 Pertes

Les pertes électriques sont liées au caractère résistif des conducteurs. Soit un conducteur triphasé de résistance linéique r (Ω/km) et de longueur L (km) permettant d'alimenter une charge. Les pertes s'expriment par la formule suivante [3] :

Pertes= $3\times r\times L\times I^2$. Or on sait que

$$S_{charge} = \sqrt{3} \times U \times I \quad d'ou \quad Pertes = \frac{3\times R\times S_{charges}^2}{\left(\sqrt{3}\times U\right)^2}. \qquad (I-5)$$

L'expression des pertes est donc :

$$Pertes = \frac{R \times S_{charges}^2}{U^2} \qquad (I-6)$$

Ainsi, l'utilisation d'une tension élevée permet de diminuer les pertes. Par ailleurs,

$S^2 = P^2 + Q^2$ d'où :

$$Pertes = \frac{R}{U^2} \times (P^2 + Q^2) \qquad (I-7)$$

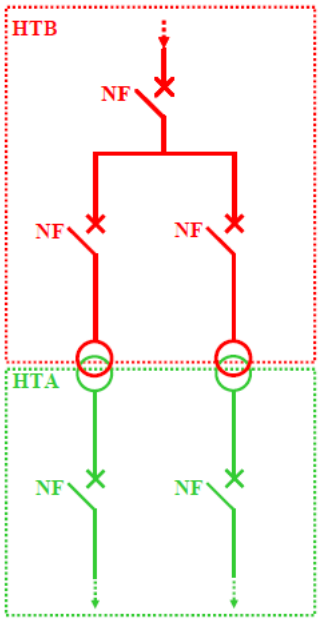
Ainsi, on peut également constater que le transport de puissance active et réactive augmente les pertes.

I.4 Le réseau de distribution HTA

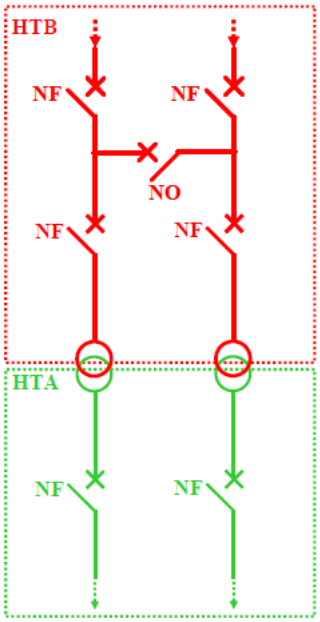
Le réseau de distribution moyenne tension commence à partir du poste source HTB/HTA d'où partent plusieurs départs HTA constitués d'un ensemble de conducteurs et d'appareils de coupure qui alimentent les charges moyenne tension ou les postes de distribution publique (HTA/BTA). Tous ces termes vont être explicités dans les sections suivantes [3][4].

I.4.1 Postes source HTB/HTA

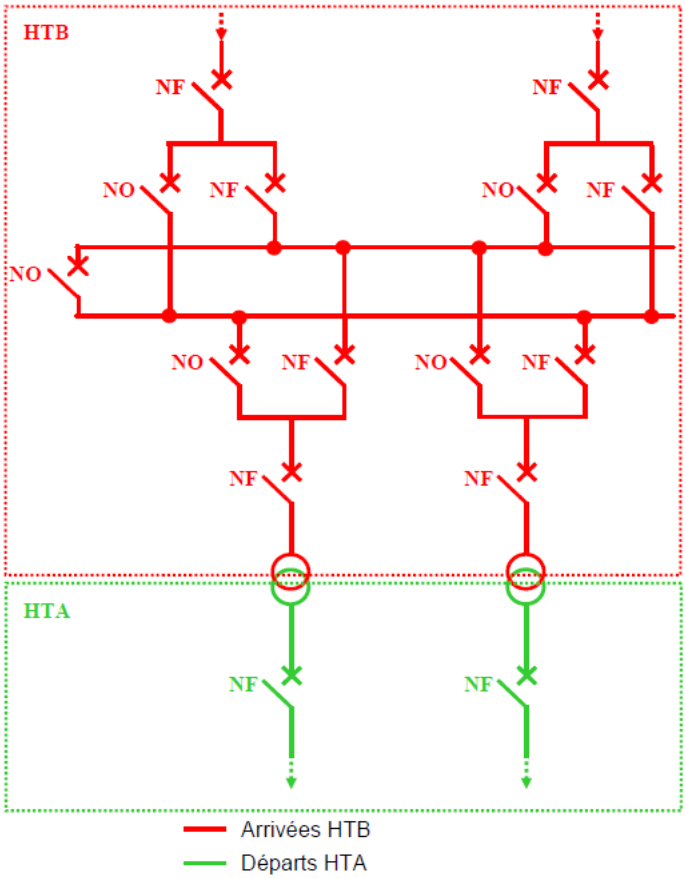
Les postes source HTB/HTA sont parfois alimentés en antenne mais, le plus souvent, ils sont alimentés avec un jeu de barre recevant plusieurs arrivées (ou lignes) HTB. Un ou plusieurs transformateurs HTB/HTA sont raccordés sur ces jeux de barre HTB simples ou multiples. A l'aval de ces transformateurs, des départs moyens tension partent d'un ou plusieurs jeux de barres HTA. La Figure I-4 illustre les différents postes source HTB/HTA. Un départ est la portion du réseau dont l'extrémité amont est un poste source HTB/HTA et l'extrémité aval un organe de coupure normalement ouvert (si c'est un départ bouclé à un autre) et le dernier poste de distribution publique HTA/BTA le cas échéant[3].



Simple antenne



Double antenne – simple jeu de barre



Double antenne – double jeu de barre

Figure I-4 : Postes source HTB/HTA.

I.4.2 Bancs de condensateurs:

Une ou plusieurs cellules alimentent chacune une batterie de condensateurs comportant un trois gradins de puissance généralement égale, chacun de ces gradins étant mis en et hors service par un interrupteur ce qui donne des grandeurs de commande discrètes pour ces éléments de réglage. Le rôle des bancs de condensateurs dans les postes sources est d'assurer localement l'équilibre production/consommation de réactif de manière à limiter les transits de courant réactif au niveau du réseau de transport [1] .

I.4.3 Les réseaux HTA

Les réseaux HTA sont, soit réalisés avec des câbles souterrains quasiment toujours boucla blés mais exploités en radial (réseaux urbains principalement), soit réalisés avec des lignes aériennes, elle aussi le plus souvent bouclables (réseaux ruraux). Il reste quelques structures aériennes en antenne sans secours possible. Avant, les réseaux étaient en grande majorité construits avec des lignes aériennes. Mais des contraintes liées à l'esthétique, à la fiabilité et à l'encombrement ont poussé au développement des câbles souterrains. Par ailleurs, des techniques modernes de pose mécanisée des câbles souterrains ont rendu leur utilisation plus compétitive [5].

Le long des liaisons HTA, on trouve :

- pour les câbles souterrains, des postes de transformation maçonnés HTA/BTA raccordés en coupure d'artère ou en double dérivation,
- pour les lignes aériennes, des postes de transformation simplifiés raccordés par des piquages en antenne alimentant, soit des transformateurs aériens sur poteaux, soit des transformateurs sous abris dits « cabine ou bas de poteau ».

. A l'aval de ces transformateurs HTA/BTA, on trouve principalement des réseaux BTA non boucla bles sauf quelques exceptions en réseaux urbains. Parfois, ces réseaux sont très courts comme, par exemple, dans les zones rurales d'Amérique du Nord où le distributeur alimente directement en biphasé haute tension de quelques kilovolts des charges dispersées ponctuelles allant de 10 à 20 voire 30 kW. Les branchements très courts en basse tension viennent alors directement de la transformatrice moyenne tension (MV)/basse tension (LV). En Algérie, les longueurs de ces réseaux basse tension varient mais excèdent rarement deux kilomètres [5][3].

I.4.4 Milieu urbain, milieu rural

Dans le réseau de distribution national, les principales contraintes dépendent de la répartition géographique des charges. Ainsi, un milieu rural se caractérise-t-il par une densité de charge faible répartie sur une grande zone. On a donc de grandes longueurs de conducteurs, souvent aériens. Ainsi, les problèmes qui peuvent intervenir dans les réseaux ruraux sont principalement liés aux chutes de tension admissibles en bout de ligne.

Un milieu urbain, quant à lui, est caractérisé par une densité de charge élevée avec des longueurs de conducteurs faibles. Ainsi, les puissances appelées sont importantes et les problèmes qui peuvent intervenir sont principalement liés aux courants admissibles dans les conducteurs [5].

I.5 Caractéristiques des transformateurs HTA/BTA en Algérie

Voici les puissances caractéristiques que l'on va retrouver principalement en Algérie :

- Aérien : 50, 100, 160, 250 kVA (avec un Ucc = 4% en valeur typique) avec des régleurs hors charge : ±2.5% de la tension nominale,
- Souterrain : 250, 400, 630, 1000 kVA (avec un niveau de tension de court-circuit : $4\% \leq Ucc \leq 7\%$) avec des régleurs hors charges : ±2.5% et/ou ±5% de la tension nominale.

Ces régleurs hors charge permettent d'ajuster, lorsque le poste n'est pas alimenté, le niveau de tension au niveau de la BT. Ces réglages sont importants car ils fixent le rapport de transformation entre les niveaux de tension HTA et BT en fonction de la chute de tension en amont du poste de distribution public mais sont actuellement peu commodes car réglables uniquement lorsque le réseau n'est pas connecté [7].

I.5.1 Types de conducteurs

Dans la distribution de l'énergie électrique, il semble difficile de mettre en évidence une constante en ce qui concerne le type de conducteur, chaque distributeur utilisant tel ou tel type de conducteur en fonction de caractéristiques techniques, historiques et économiques.
Il apparaît dès lors plus judicieux de résumer les pratiques les plus courantes tout en restant conscient que ces pratiques ne sont en aucun cas des règles de mise en œuvre.

Ainsi en Algérie, on trouve [1] :

Tableau 1 - 2 : Caractéristiques générales des lignes et câbles des réseaux de distribution Algérien

Moyenne Tension	
Lignes aériennes	**Câbles souterrains**
➢ Ligne principale (ossature) : Almélec de section 75, 117 ou148 mm² (voir 228 mm²) ; ➢ Lignes secondaires (dérivations) : Almélec de section 54 mm², Aluminium-acierde section 59,7 mm²	➢ Ligne principale (ossature) : Aluminium de section 150 mm² (voir 240 mm²) ; ➢ Lignes secondaires (dérivations) : Aluminium de section > 95 mm².
Basse Tension	
Lignes aériennes	**Câbles souterrains**
➢ Ligne principale (ossature) : Aluminium torsadé, isolé détection 70 mm², Cuivre nu de section 45 mm². ➢ Lignes secondaires (dérivations) : Aluminium torsadé, isolé détection 50 mm², ➢ Neutre : Almélec de section 54 mm²	➢ Aluminum 3 * 150 mm² + neuter 70 mm² ➢ Aluminum 3 * 70 mm² + neuter 50 mm² ➢ Aluminum 3 * 240 mm² + neuter 95 mm² ➢ Aluminium 3 * 50 mm² + neutre 35 mm²

I.6 Modes de distribution des réseaux HTA de par le monde:

L'architecture des réseaux de distribution ainsi que le placement des appareils de coupure dépend de plusieurs paramètres technico-économiques comme le type de zone (rurale ou urbaine), la qualité de service désirée (temps moyen de coupure par client) et donc l'investissement que l'on est prêt à engager. Dans la suite de ce chapitre, nous allons décrire la structure générale des réseaux de distribution ainsi que les modes de distribution associés[3].

I.6.1. Historique

Les premiers systèmes de distribution HTA au début du XX^{ème} siècle étaient constitués de réseaux triphasés courts et le plus souvent aériens. Le neutre du réseau était souvent isolé de la terre. Les défauts non permanents susceptibles de se produire étaient en général auto extincteurs (qui disparaissent spontanément en un temps très court, inférieur à 100 ms, sans

provoquer le déclenchement des organes de protection du réseau) car la capacité du réseau était très faible [8].

Puis, le courant de défaut se mit à augmenter en raison de :

- l'augmentation des niveaux de tension,
- l'utilisation de câbles souterrains,
- la diminution des longueurs de réseaux issus d'une même source
- l'interconnexion d'ensembles initialement séparés.

Il constitua alors un danger pour l'homme à cause des élévations locales de potentiel qu'il provoquait.

Dès lors, deux grandes tendances apparurent : le système **nord-américain** et le système **européen**[9] :

- en Amérique du Nord, le neutre fut directement relié à la terre régulièrement pour avoir de forts courants de court-circuit et ainsi pouvoir réaliser une détection et isolation des défauts reposant sur des logiques de protection de type fusibles,
- en Europe du Nord, le neutre fut mis à la terre par une réactance accordée à la capacité du réseau pour compenser le courant de défaut monophasé et pour pouvoir, le cas échéant, continuer d'alimenter les charges lors de défauts monophasés,
- en Europe du Sud, le neutre fut raccordé par une impédance pour réduire la valeur du courant de défaut à une valeur raisonnable,
- pour le reste du monde, l'une de ces tendances précédentes furent adoptées.

Le choix des modes de distribution de l'électricité de par le monde dépend de deux principaux critères : un critère géographique et humain (étendue du territoire, répartition de la population et les puissances à desservir entre autres) et un critère historique (les savoirs faire introduits pas les zones d'influence ou colonies).

L'avantage du triphasé est qu'il permet le transport de la même quantité d'énergie avec une section conductrice totale plus petite qu'en monophasé. Ainsi toutes les structures rencontrées dans le monde ont au moins leur ossature principale en triphasée. Il peut cependant s'avérer que l'alimentation monophasée soit économiquement intéressante dans le cas, par exemple, de charges faibles et dispersées.

Il existe deux principaux systèmes de distribution de par le monde : le système Nord-Américain et le système européen. Dans un premier temps, nous allons définir les différentes structures HTA rencontrées, puis nous ferons un tour du monde des modes de distribution

puis nous détaillerons quelques structures particulières. Nous verrons dans cette section que la structure d'un réseau de distribution est à la fois image des contraintes d'exploitation, du matériel disponible et des pratiques d'exploitation héritées de l'histoire du pays [3].

La qualité de service est encore plus importante en milieu urbain notamment à cause de certaines infrastructures qui ne doivent pas être déconnectées comme par exemple les hôpitaux. Le réseau est donc très souvent enterré à cause de ces contraintes d'encombrement et de qualité. La principale différence entre les réseaux aériens et souterrains provient du fait que si le défaut est moins fréquent en souterrain, il est en revanche plus long à réparer. Par ailleurs, un nombre plus important de clients peut être affecté.

L'exploitation est généralement en boucle ouverte. Cependant, on trouve une exploitation maillée à l'est de l'Allemagne (ex RDA). On trouve deux classes de structures : les structures à une voie d'alimentation ou encore appelées structures radiales ou en antenne (généralement dans les réseaux aériens) et les structures à deux voies d'alimentation ou en double dérivation[5][10][11][12].

I.6.2. Les réseaux ruraux

En milieu rural, on trouve des architectures arborescentes bouclables mais exploitées en radial. Les boucles peuvent se situer entre les postes HTB/HTA ou entre départs voisins (du même poste source). La Figure I-5 illustre la structure radiale [3].

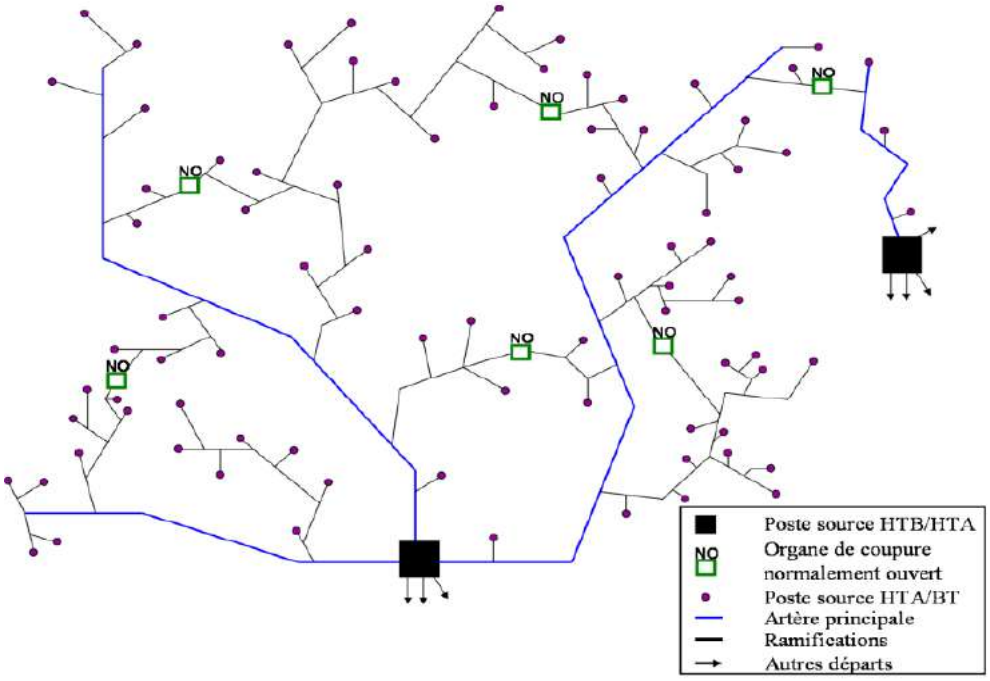


Figure I-5 : Réseau rural radial.

I.6.3. Les réseaux urbains : réseaux en double dérivation simple

Le réseau radial en antenne est doublé à partir du jeu de barre du poste source HTB/HTA. Ainsi chaque transformateur HTA/BTA est connecté à un câble normal et à un câble de secours par le biais de dispositifs inverseurs comme le montre la Figure I-7. C'est une structure difficilement exploitable manuellement mais facilement automatisable malgré les **coûts [3].**

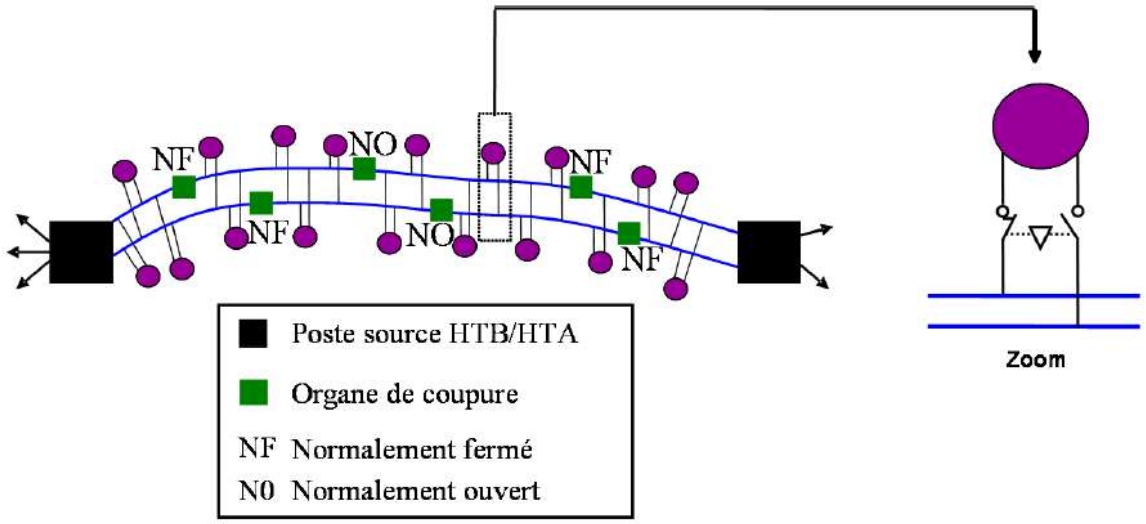


Figure I-6 : Réseau en double dérivation.

I.6.4. Les réseaux urbains : réseaux en dérivation multiples

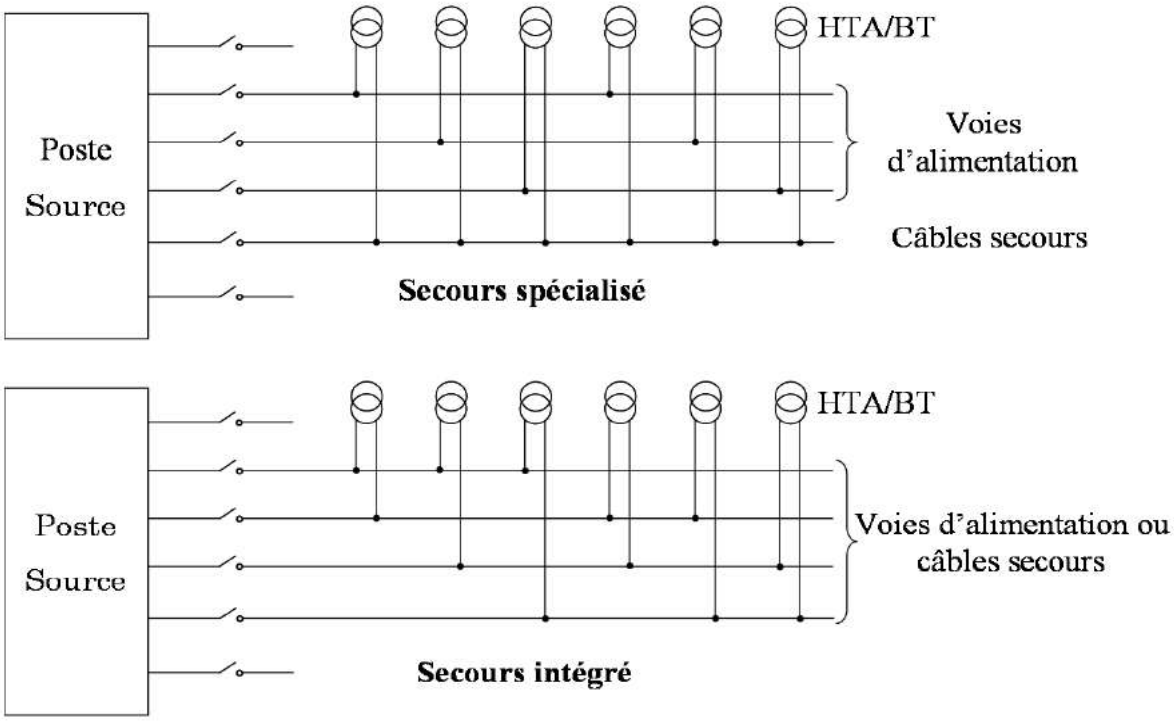


Figure I-7 : Double dérivation multiple.

On trouve cette structure dans la capitale française (Paris). Chaque poste source HTA/BTA ne dispose que de deux voies d'alimentation mais ces deux voies sont raccordées alternativement à entre trois et six câbles partant du poste source HTB/HTA. En cas de défaut, la charge peut être basculée soit sur un câble secours, soit sur les autres câbles (secours intégré) comme le montre la Figure I-7.

Dans tous les cas, on a intérêt à mettre un poste de coupure réparti tous les 10 à 15 postes HTA/BTA de façon à limiter les manœuvres lors de l'élimination du défaut. La Figure I-8 donne un exemple d'un poste de coupure sur deux départs d'une structure en double dérivation multiple de la Figure I-7[3].

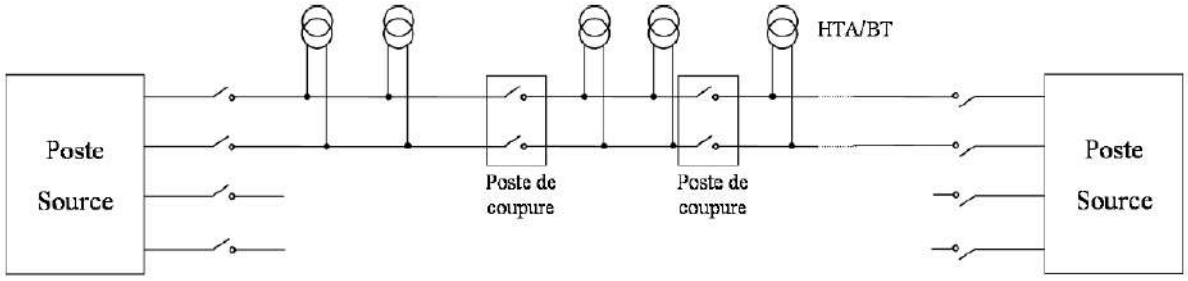


Figure I-8 : Poste de coupure.

Dans le cas de fortes densités de charges ou quand une qualité de service accrue est demandée, cette structure peut être envisagée[3].

I.6.5. Les réseaux urbains : Structures en coupure d'artère

Dans cette architecture, un câble part d'un poste source HTB/HTA, passe successivement par les postes HTA/BTA à desservir avant de rejoindre soit un autre poste source HTB/HTA, soit un départ différent du même poste source HTB/HTA, soit un câble secours.

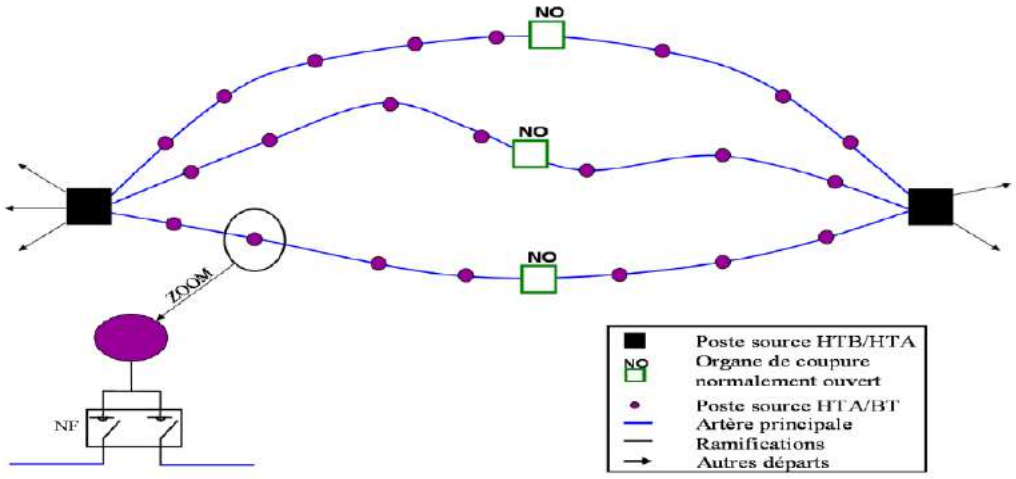


Figure I-9 : Coupure d'artère.

Au niveau des postes HTA/BTA, des interrupteurs sont placés de part et d'autre des postes sources. Ils sont tous normalement fermés sauf un qui permet l'exploitation radiale. Ainsi en cas de défaut sur un tronçon de câble, on peut l'isoler en ouvrant les deux interrupteurs qui l'encadrent. La fermeture de l'interrupteur normalement ouvert permet la réalimentation du reste des charges non touchées par ce défaut. Le Tableau I-3 résume les avantages et inconvénients de la coupure d'artère[3].

Tableau I-3 : Avantages et inconvénients de la structure en coupure d'artère

Avantages	Inconvénients
▪ Plus économique que la double dérivation ▪ Exploitation manuelle : temps d'intervention d'environ 1h	Automatisation coûteuse et difficile mais qui sera amenée à se développer en raison de la baisse des coûts de transmission et des systèmes de gestion centralisée.

La coupure d'artère présente plusieurs variantes que nous allons détailler ci-dessous.

I.6.5. 1 Les réseaux urbains : le fuseau

Dans le cas du fuseau (Figure I-10), tous les câbles issus d'un même poste convergent vers un même point appelé point de réflexion (PR sur la figure). Ce point pourrait constituer le lieu privilégié pour la création future d'un poste source HTB/HTA. Lorsqu'il s'agit d'un point de réflexion, alors il peut être intéressant de mettre un câble de secours. Dans ce cas, la structure est alors dite à secours spécialisé (un câble secours pour, au maximum six câbles « travail »). Cette structure est simple et son exploitation facile. Par ailleurs, la qualité de fourniture est bonne **[3]**.

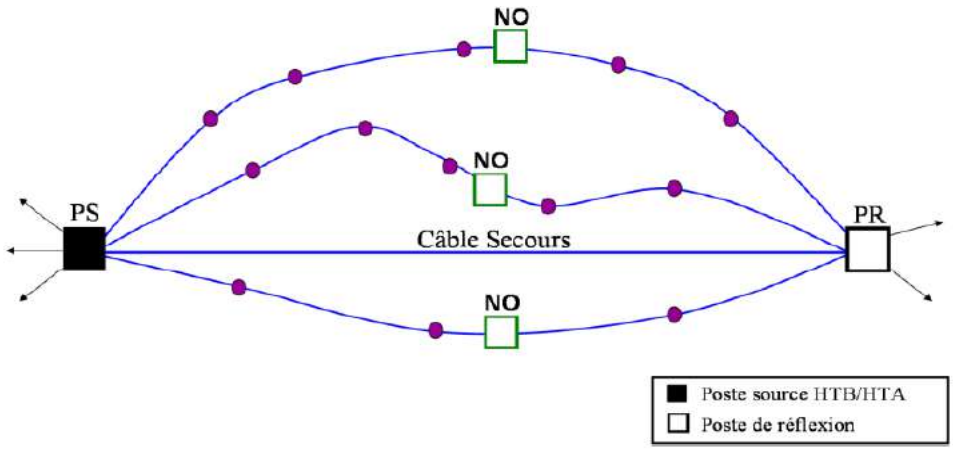


Figure I-10 : Le fuseau.

I.6.5. 2 Les réseaux urbains : l'épi

Il s'agit d'une variante du fuseau où il y a plusieurs points de réflexion répartis sur le câble secours. Il n'y a pas plus de six câbles travail pour un câble secours. Les câbles de travail partent du poste source et rejoignent un câble de secours qui suit une certaine direction.

Le développement autour d'un même poste est économique et plus souple que le fuseau. En effet, cette structure tient compte de la réelle répartition des charges. La longueur des câbles de travail dépend de la répartition des charges alors que pour le fuseau, il faut tirer à chaque fois un câble depuis le poste source jusqu'au point de réflexion. La longueur des câbles est bien adaptée à la répartition des charges. On peut pallier une double indisponibilité et enfin ce réseau peut évoluer vers le fuseau[3].

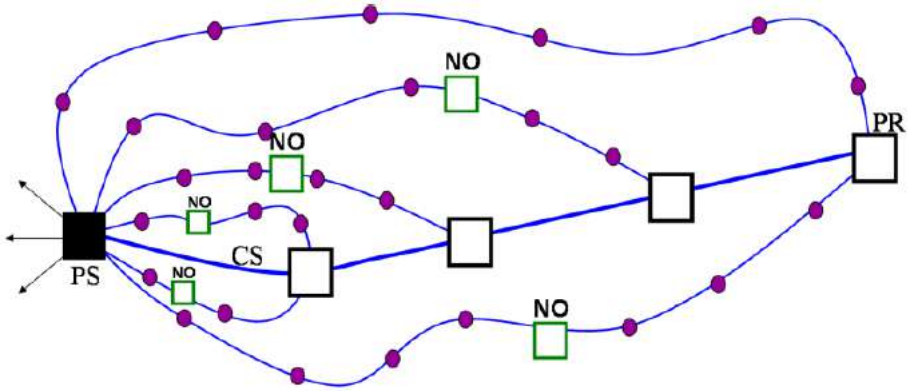


Figure I-11 : L'épi.

I.6.5. 3 Les réseaux urbains : la maille

Cette structure est composée de boucles alimentées directement par les sources HTB/HTA ou via des postes têtes de boucle reliés aux sources HTB/HTA par des conducteurs de section importante appelés câbles de structure. Les postes têtes de boucle ont la même structure que les postes source sauf qu'il n'y a pas de transformateur HTB/HTA. Des liaisons inter-boucles permettent le report de charge d'une boucle sur l'autre en cas de perte d'un câble de structure[3].

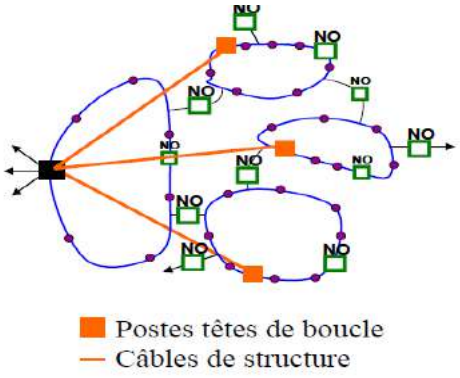


Figure I-12 : la maille.

I.6.5. 4 Les réseaux urbains : boucles ou pétales de marguerite

Cette structure est pratique lorsque le centre de gravité des charges est excentré par rapport au poste source. Dans ce cas, on alimente un poste nommé poste tête de pétales par un ou deux départs issus du poste source HTB/HTA. Par ailleurs, la puissance des câbles est limitée à la puissance maximale divisée par deux pour que ceux-ci puissent tenir en cas de défaut. Contrairement à la maille, il n'y a plus de liaisons entre les boucles[3].

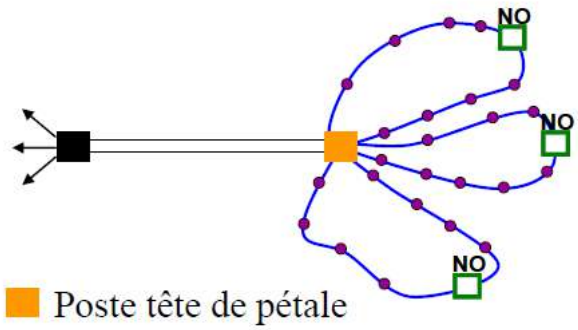


Figure I-13 : Boucles ou pétales de marguerite.

I.6.5. 5 Les réseaux urbains : structure maillée

La structure maillée est composée de conducteurs *intra postes* et *inter postes*. Les conducteurs *intra poste* relient deux postes sources HTB/HTA. Les conducteurs *inter poste* relient des conducteurs *intra poste* ente eux. Des organes de coupure normalement ouverts sont répartis dans la structure maillée afin de permettre une exploitation radiale.

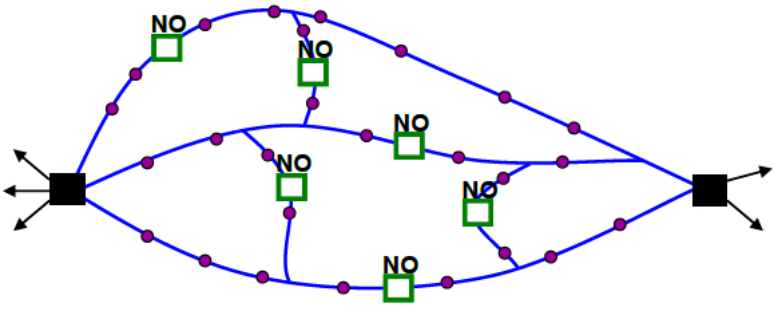


Figure I-14 : La grille.

Des disjoncteurs repartis dans le réseau pourraient permettre un fonctionnement maillé mais c'est rarement utilisé. Cette structure permet une excellente qualité de service.

Cependant, c'est une structure très coûteuse et dont le plan de protection est compliqué à réaliser[3].

I.7 Système nord-américain (E.U., Canada) :

Description :

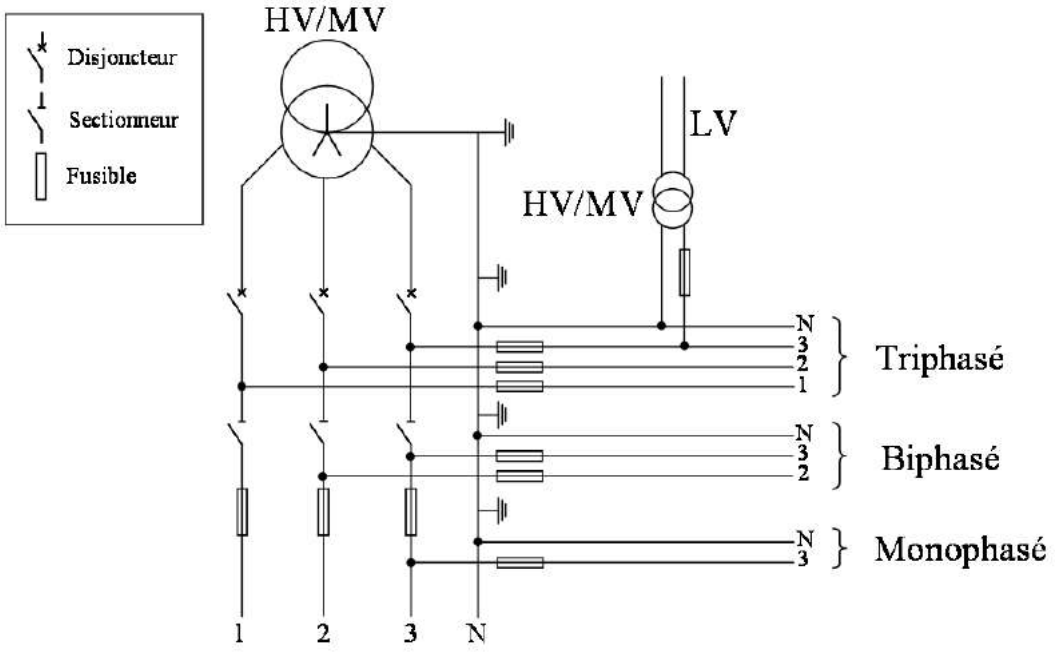


Figure I-15 : Système de distribution de type nord-américain.

Cette architecture est composée de quatre conducteurs : trois conducteurs de phases et un conducteur de neutre. Le neutre est mis à la terre au niveau du poste source HTB/HTA puis régulièrement (tous les 200 à 300 mètres) ainsi qu'à chaque transformateur ou branchement de clients. A partir de cette ossature principale, des dérivations de type arborescentes se développent. Celles-ci peuvent être triphasées, biphasées ou monophasées. La Figure I-15 illustre la distribution de type nord-américaine [3].

I.7.1 Conditions d'utilisation

Cette architecture permet une alimentation en biphasé et monophasé ce qui est intéressant étant donné que dans ces vastes régions, il y a certaines zones géographiquement importantes où la densité de population, et donc les puissances à desservir, sont hétérogènes [3].

Exploitation :

Cette architecture induit des courants de défaut très importants (jusqu'à plus de 10 000 A. Ils sont donc facilement détectables. Plus leurs valeurs sont élevées, plus ils sont éliminés rapidement grâce à des protections adaptées et/ou à des fusibles.

Le système de mise à la terre utilisé impose un appareillage coordonné constitué de fusibles (près des transformateurs HTA/BTA ou en tête de petites dérivations), de sectionneurs automatisés (interrupteurs à coupure automatique dans le creux de tension) ailleurs et de recluses (disjoncteurs réenclencher qui tirent leur énergie de manœuvre du courant de défaut) le plus souvent. Le réseau principal et les dérivations importantes sont alimentés en triphasé mais les dérivations les moins importantes sont souvent réalisées en monophasé (1 phase + neutre) ou biphasé (deux phases).

Le cas du monophasé à un seul conducteur (la terre jouant le rôle de neutre) est parfois envisagé pour son faible coût mais il existe certains risques. Il s'agit du SWER (Single Wire Earth Return). Si la terre a une résistivité qui varie en fonction des saisons, elle peut alors être plus élevée que celle d'un conducteur retour et donc engendrer d'importantes montées en potentiel. Une solution pour baisser la résistivité du sol serait d'enterrer du cuivre mais cela revient alors plus cher que de mettre un conducteur retour. Mais en général, distribuer en BTA monophasé dans les pays du tiers-monde est trop coûteux car il faut alimenter de très faibles charges dispersées. La résistivité des pays africains est élevée pendant toute la saison sèche.
En Amérique du nord en revanche, le réseau basse tension est très court (départs dédiés inférieurs à 300 m) et les charges domestiques sont directement reliées aux transformateurs (4 à 6 particuliers par transformateur)[8][3].

I.7.2 Avantages et inconvénients de ce type de distribution

Pour des charges dispersées mais importantes réparties sur le territoire, ce système est le plus économique. Il est utilisé, par exemple, pour de grosses exploitations agricoles distantes les unes des autres du fait même de leur taille.

Mais la distribution du neutre implique une surveillance accrue de la continuité de ce conducteur car toute rupture produirait alors un neutre flottant qui pourrait imposer une tension composée au lieu d'une tension simple aux consommateurs. Par ailleurs, d'importantes surtensions pourraient apparaître aux niveaux des mises à la terre dues au courant circulant dans la terre. De plus, il faut également surveiller l'état des systèmes de protections car ils sont soumis à des courants de court-circuit importants. Le Tableau I-4 résume les avantages et inconvénients du neutre relié directement à la terre[3].

Tableau I-4 : Avantages et inconvénients du neutre relié directement à la terre.

Avantages	Inconvénients
▪ Minimisation des surtensions. ▪ Elimination sélective des défauts (fusibles). ▪ Economique (possibilité de dérivations monophasées).	▪ Courants de défaut importants. ▪ Déclenchements fréquents. ▪ Contraintes sur les équipements de protection (carcourants de court-circuit élevés). ▪ Nécessité de surveiller le conducteur de neutre (notamment une éventuelle rupture de celui-ci qui entraînerait de forts gradients de potentiels au niveau des connexions de terre).

I.8 Système sud européen

I.8 .1 Description

Cette architecture est composée, au niveau de la moyenne tension, de trois conducteurs qui sont les trois conducteurs de phase. Le neutre est directement relié à la terre par une impédance au niveau du poste source HTA/HTB. Cette architecture présente une ossature principale de forte section (usuellement 148 mm² en aluminium pour l'aérien) de laquelle partent des dérivations plus économiques (usuellement 54 mm² pour l'aérien) qui alimentent des grappes de postes sources HTA/BTA. La Figure I-16 illustre la distribution de type européenne[14][3].

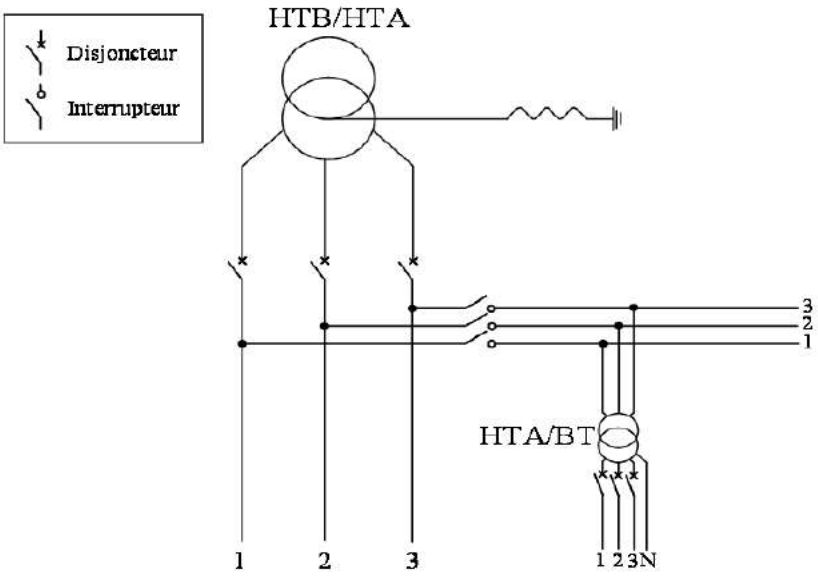


Figure I-16 : Système de distribution de type européen.

I.8.2 Système de protection

Le poste source est protégé par des disjoncteurs à cycle de ré enclenchements rapides puis lents [3] pour éliminer les défauts fugitifs, auto-extincteurs et semi-permanents dans le cas de réseaux aériens. Les lignes sont protégées par des disjoncteurs automatisés disposés sur l'ossature principale et en tête de dérivation. Ces disjoncteurs permettent d'isoler une zone en cas de défaut permanent en continuant d'alimenter le reste des clients raccordés à des artères non touchées par le défaut[14].

I.8.3 Avantages et inconvénients de ce type de distribution

Le coût immédiat de ce type de distribution peut être élevé à cause de l'utilisation systématique de trois conducteurs et de transformateurs triphasés. Cependant elle présente une grande capacité d'évolution et d'adaptation aux besoins d'une clientèle artisanale et de petites industries.

Variante N°1 : système utilisé en Grande-Bretagne ou en Irlande (à neutre non distribué)

Les architectures sont de type européen mais permettent en plus une alimentation biphasée ou monophasée en utilisant deux fils de phases. Cette solution, utilisée pour alimenter des zones à habitats dispersés, est économiquement plus intéressante qu'une solution entièrement triphasée. La Figure I-17 illustre la première et deuxième variante de la distribution de type européen[3].

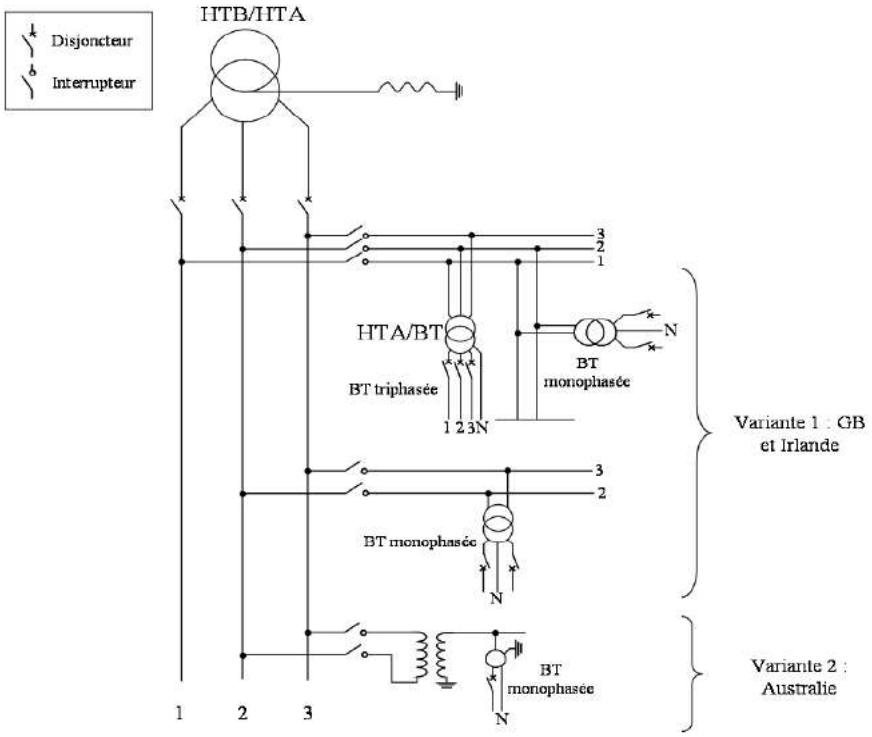


Figure I-17 : Variantes 1 et 2 de la distribution de type européenne.

L'avantage d'une telle solution, lorsqu'elle est employée correctement, peut aller jusqu'à économiser 15 à 25% des coûts du système sud européen classique. En revanche, des taux de déséquilibres importants peuvent apparaître [3].

Variante N°2 : le système australien

Cette architecture est de type européenne mais elle a la particularité d'avoir des distributions monophasées à un seul conducteur avec retour par la terre (SWER : Single Wire Earth Return). La Figure I-17 illustre le système australien. La résistivité du sol est faible et les distances pour desservir les consommateurs sont énormes donc c'est économiquement intéressant.

I.9.4 Avantages et inconvénients du neutre non distribué

Le Tableau I-5 résume les avantages et inconvénients de chaque régime de neutre non distribué ainsi que les pays où ils sont utilisés[3].

Tableau I-5 : Synthèse sur les régimes de neutre non distribué.

Régime de neutre	Pays	Avantages	Inconvénients
Neutre relié à la terre par une impédance	Belgique, France, GB, Irlande, Japon, Suède et Europe du Sud	▪ Limitation des intensités des courants de court-circuites défauts phase terre. ▪ Surtensions modérées. ▪ Courant de défaut peu élevé donc pas besoin de neutre	Déclenchement au premier défaut
Neutre relié à la terre par bobines de Petersen	Allemagne, Finlande, Norvège, Europe du nord	▪ Courant de défaut monophasé quasi nul ▪ Bonne continuité deservice	▪ A chaque changement reconfiguration de réseau il faut réadapter la bobine ▪ Surtensions (mais moins élevées que neutre isolé) ▪ Nécessité de personnel de surveillance
Neutre isolé	Allemagne,	▪ Bonne qualité de	▪ Surveillance attentive

	Belgique, Italie, Japon, Norvège	service ▪ Evite déclenchement en cas de défaut phase-terre ▪ Courants de défauts très faibles	▪ Surtensions importantes donc matériels sur isolés

Résumé des solutions de desserte rurale à partir d'une ossature HTA existante.

Tableau I-6 : Résumé sur les solutions de dessertes rurales [3].

Charge prévue sur la dérivation	**Système nord-américain**	**Système européen**
Forte	3 phases + Neutre	3 phases
Moyenne	2 phases + Neutre	3 ou 2 phases
Faible	1 phase + Neutre	2 phases
Très faible	1 phase (retour par la terre)	1 phase (retour par la terre)

I.10 Conclusion

Ainsi, nous avons vu les différentes architectures de réseau de distribution actuellement utilisées dans le monde. Bien qu'elles soient parfois très différentes (dans leur structure voire dans leur mode d'exploitation), elles ont toutes les mêmes objectifs : assurer la qualité et la continuité de fourniture à moindre coût tout en assurant la sécurité des biens et des personnes. La question de priorité est leur principale différence car qualité et coût sont bien souvent des critères antagonistes.

Chapitre II :
Problèmes posés par l'insertion de GED dans le réseau de distribution et Solutions possibles

II.1. INTRODUCTION :

Les principaux problèmes liés au raccordement de Génération d'Energie Décentralisée (nommées GED) sur le réseau de distribution sont

liés aux problèmes de capacité technique d'accueil d'une part et aux problèmes réglementaires qui obligent le distributeur à accepter le raccordement d'un producteur sur le réseau de distribution d'autre part. En effet, le réseau de distribution n'a pas été conçu, à la base, pour accepter de la production. Cette problématique peut remettre largement en cause la façon de planifier et d'exploiter les réseaux de distribution.

II.2. Production décentralisée : définition et contraintes de raccordement

Les GED (Générateurs d'Energie Dispersés) sont des sources de productions intermittentes (éolien, photovoltaïque entre autres) ou non (centrale thermique, groupe diesel entre autres) qui sont connectées au réseau de distribution. Leur puissance installée doit être inférieure à 12 MW au point de livraison lorsque l'installation est raccordée dans une zone qui n'est pas interconnectée avec le réseau métropolitain et inférieure à 17 MW sinon. Les parcs de production, éoliens par exemple, de plus grande puissance sont généralement connectés directement au réseau de transport ou tronçonnés en lots plus petits [15].

Dans les années à venir, les préoccupations grandissantes vis-à-vis de la protection de l'environnement, de l'augmentation de l'indépendance énergétique et du développement durable visent à augmenter l'insertion de productions décentralisées principalement à base de sources d'énergies renouvelable. Ces productions devront être connectées au réseau de distribution qui a été conçu, à la base, pour faire transiter des flux de puissance unidirectionnels. Malheureusement, suivant les conditions de charge et de production, l'apparition de ces productions peut engendrer des flux bidirectionnels et peut causer de nombreux problèmes [16].

Les avantages de la production décentralisée concernent à la fois les fournisseurs d'électricité et les consommateurs. Pour les premiers, il s'avère que :

- Le moyen de production peut être installé à proximité du consommateur, d'où une baisse des coûts de transport et de distribution, et quelque fois moins de pertes électriques,
- Les sites géographiques pour les petits générateurs se trouvent plus facilement,
- Les moyens de production décentralisée raccourcissent les temps d'installation,
- Les nouvelles technologies sont plus propres et silencieuses,

• La cogénération, une des formes de GED la plus répandue, améliore le rendement énergétique.

La production décentralisée peut être classifié sur la base de la puissance nominale. Ainsi la capacité d'une micro GED varie de 1 W à 5 kW, une petite GED de 5 kW à 5 MW, une moyenne GED de 5 MW à 50 MW, strictement raccordé au réseau de distribution et la production centralisée de 50 MW à 300 MW. Il existe aussi deux facteurs qui permettent de quantifier la présence de GED dans le réseau :

a) Le niveau de pénétration de la production décentralisée (τ_{GED}) qui est la fraction de la charge totale du système servi par la (ou les) GED, est défini par l'équation suivante :

$$\tau_{GED} = \frac{P_{GED}}{P_{load}} \times 100\% \qquad \text{(II. 1)}$$

Où P_{GED} est la puissance maximale produite par la production décentralisée et P_{load} la puissance maximale consommée par la charge.

b) Le niveau de dispersion de la production décentralisée ($Disp_{GED}$) reflète le nombre d'emplacements dans le réseau, où la production décentralisée est installée. Ce niveau est défini par l'équation suivante[3] :

$$Disp_{GED} = \frac{\#Bus_{GED}}{\#Bus_{load}} \times 100\% \qquad \text{(II. 2)}$$

II.2.1. **Impact de l'insertion de GED sur les grandeurs électriques**

- **Impact sur le plan de tension**

Le réseau de distribution en Algérie fonctionne sous une tension de 30 kV. L'utilisation de conducteurs pour transporter l'énergie aux consommateurs est responsable d'une chute de tension c'est-à-dire que la tension relevée aux nœuds consommateurs est plus faible que la tension relevée au niveau du poste source.

Une tension trop faible provoque le dysfonctionnement du matériel chez le consommateur et une tension trop forte peut endommager les équipements du réseau et ceux du consommateur. Ainsi un compromis technico-économique exige que la tension sur le réseau de distribution doive rester dans les limites de +/- 5 % de la tension nominale ce qui donne en Algérie l'intervalle [28,5 ; 31,5] kV.

Pour pallier ce problème, on utilise des transformateurs régleurs en charge au niveau du poste source HTB/HTA. Ces sont des transformateurs dont on peut changer les prises c'est-à

dire faire varier le rapport de transformation et donc soit diminuer soit augmenter la tension. On rappelle pour mémoire que la chute de tension en régime triphasé s'exprime par la formule suivante [3]:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{r \times L \times P_{tri} + x \times L \times Q_{tri}}{U^2} \qquad \text{(II. 3)}$$

On constate donc que la chute de tension dépend directement des puissances actives et réactives injectées mais également du type et de la longueur des conducteurs utilisés. Ainsi la connexion de GED sur le réseau peut faire varier le plan de tension. La tension peut alors dépasser les limites admissibles même avec le fonctionnement des régleurs en charge[17].

Pour montrer les effets de la GED sur le plan de tension, prenons l'exemple de la Figure II-1. Le réseau est constitué de 5 charges régulièrement espacées de 5 km consommant au total 10 MW. Les conducteurs utilisés sont en aluminium et ont une section de 150 mm². Les paramètres des conducteurs sont donc r = 0,206 Ω/km et x = 0,1 Ω/km. Le nœud 1 représente le transformateur du poste source HTB/HTA (63 kV/20 kV) doté d'un régleur en charge.[17][3]

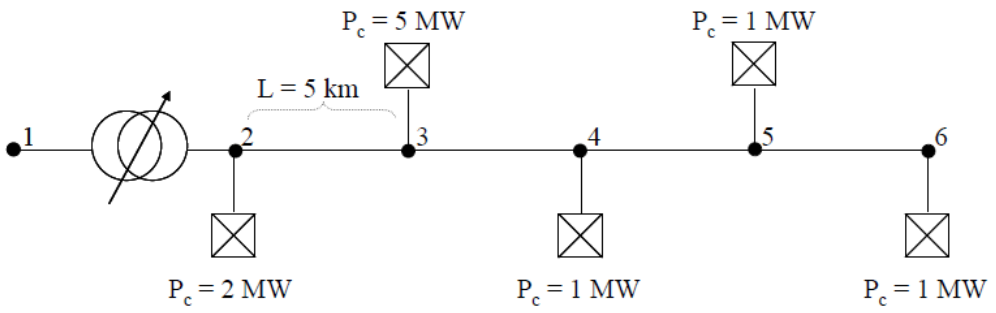


Figure II-1 : Réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence des impacts de l'insertion de GED.

La Figure II-2 illustre un exemple d'impact bénéfique de l'insertion de GED sur la tension. On peut constater qu'au nœud 2 la tension est de 1,02 pu. Cela correspond à la tension de consigne du régleur en charge. En connectant une GED de 2 MW au nœud 6, l'énergie est consommée plus localement que dans le cas sans GED. La puissance active injectée étant moins importante aux nœuds 3, 4, 5, la chute de tension est moins importante. Le plan de tension avec une GED connectée permet dans ce cas de remonter la tension tout en restant dans les limites admissibles. Ceci est bénéfique pour le réseau car cela permet de diminuer les pertes.

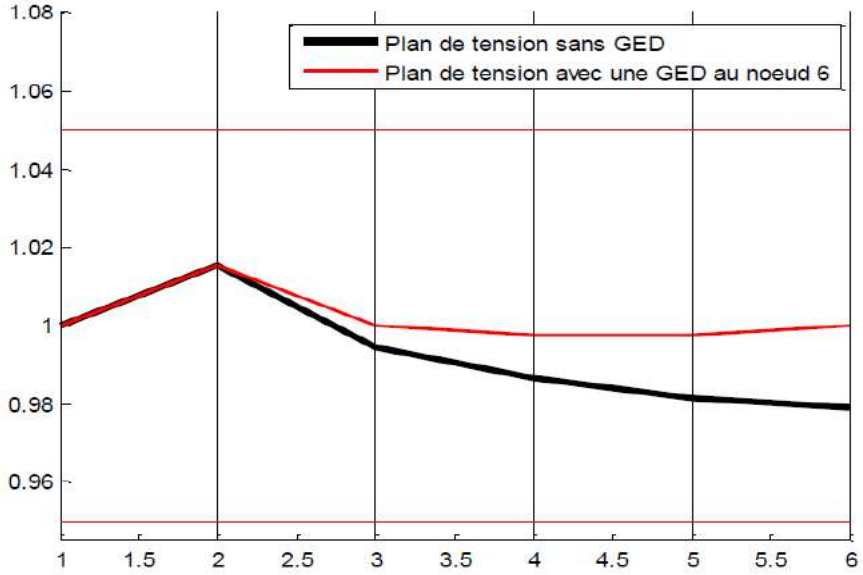


Figure II-2 : Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GED dans le réseau test.

En revanche, l'insertion de GED peut provoquer des surtensions comme l'illustre la Figure II-3. Une GED de 10 MW est connectée au nœud 5. L'export de puissance provoque une augmentation de la tension qui dépasse la limite supérieure admissible.

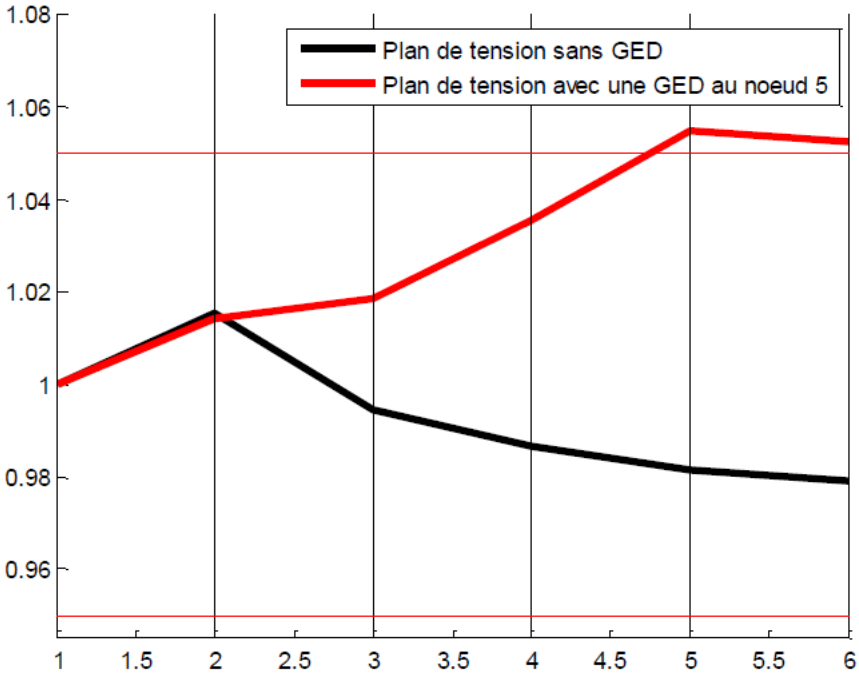


Figure II-3 : Exemple de surtension provoquer par l'insertion de GED.

Les GED connectées à un départ peuvent provoquer le changement de prises du régleur en charge. Ainsi, d'autres départs de ce régleur en charge peuvent voir leur tension diminuer

en raison du changement de prises du régleur, avec la logique de compoundage appliquée au régleur en charge [16][3].

a) Impact sur les transits de puissances

La connexion de GED sur le réseau de distribution modifie le transit de puissance dans le réseau. Nous reprenons l'exemple de la Figure II-1. La Figure II-4 montre les transits de puissance obtenus sur ce réseau test sans GED. Les flux de puissance sont unidirectionnels et proviennent du réseau amont, le réseau de transport. Le transformateur HTB/HTA symbolise la frontière entre le réseau de distribution et le réseau de transport.

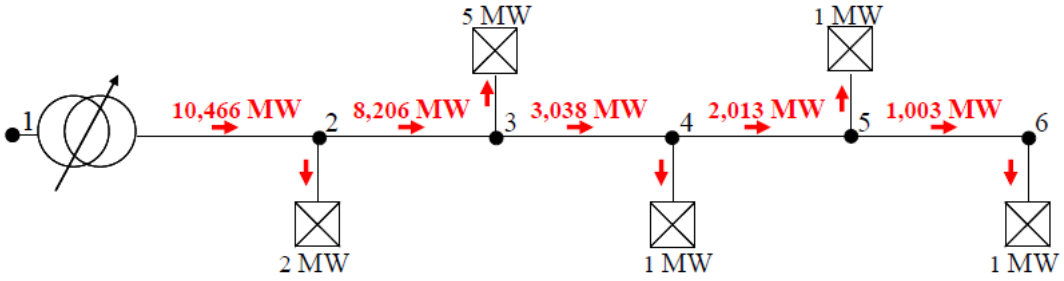


Figure II-4 : Transit des puissances dans le réseau test sans GED.

On connecte une GED au nœud 5 de puissance 5 MW comme indiquée sur la Figure II-5. On suppose que cette GED fonctionne à sa puissance maximale. Non seulement elle alimente la charge connectée au même nœud mais, en plus, elle va exporter de la puissance vers les autres charges. Les flux de puissance deviennent alors bidirectionnels. La puissance provenant du réseau de répartition est alors de 5,123 MW. Par ailleurs, dans le cas précédent où la puissance provenait intégralement du réseau amont, les pertes sur le réseau de distribution étaient de 465,6 kW. Dans le cas d'une GED connectée au nœud 5, les pertes sont réduites à 122,5 kW. L'introduction de cette GED a donc diminué les pertes sur le réseau d'un facteur 3,8. Au chapitre I, nous avons vu que les pertes peuvent s'exprimer par la formule suivante [3]:

$$Pertes = \frac{R}{U^2} \times (P^2 + Q^2) \qquad (II.4)$$

Ainsi grâce à la production locale de cette GED, les transits de puissance active ont diminué et par conséquent les pertes également [18].

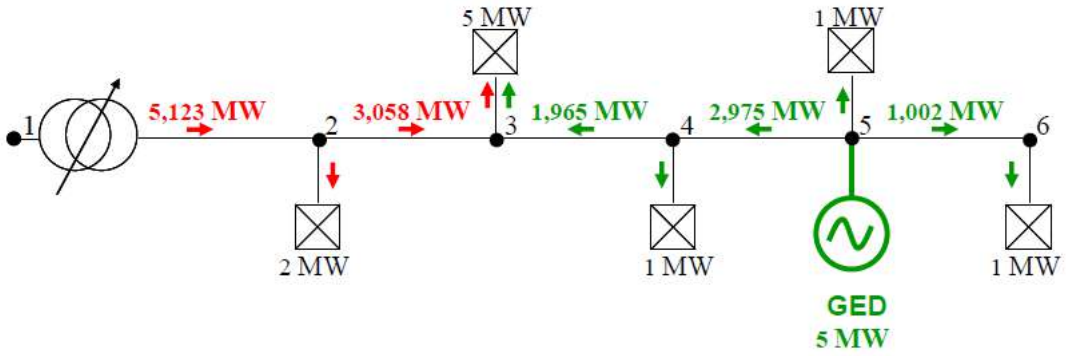


Figure II-5 : Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud 5.

Selon le nombre et la taille des GED connectées au réseau, on peut se trouver dans une situation d'export d'énergie vers le réseau de transport. La Figure II-6 illustre un exemple de cas d'export de puissance si on connecte, par exemple, 1 GED au nœud 3 de 5 MW et 1 GED au nœud 5 de 6 MW[18].

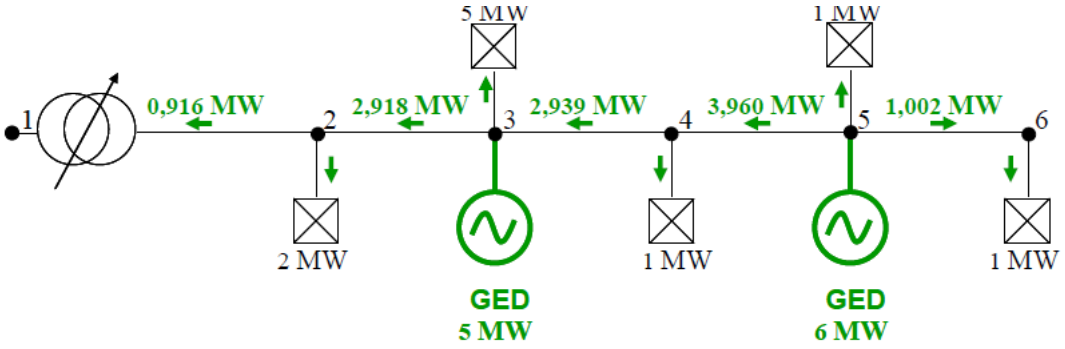


Figure II-6 : Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport.

b) Impact sur les courants de court-circuit

L'introduction de GED dans le réseau de distribution modifie l'impédance globale du réseau et donc les courants de court-circuit et la puissance de court-circuit. Ainsi il est possible que le courant de court-circuit soit modifié [13][3][14] et puisse provoquer le dysfonctionnement du matériel de protection (aveuglement ou déclenchement intempestif que nous présenterons dans la partie II.1.2). Par ailleurs, lors d'un défaut, les producteurs alimentent le courant de défaut. Celui-ci peut alors dépasser la limite admissible des éléments du réseau (conducteurs entre autres).

c) Impact sur la qualité de la tension

La connexion de GED sur le réseau de distribution peut également altérer la qualité de l'onde de tension. Celle-ci est déterminée grâce à un ensemble d'indices[19][3].

- *Le « fliquer »*

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

- *Les creux de tension*

Il s'agit d'une diminution brutale de la tension qui peut aller jusqu'à 90 % de la tension nominale pendant une durée comprise entre 10 ms et 1 minute. Le fonctionnement des protections limite la durée des creux de tension suite à des défauts polyphasés. Ils peuvent intervenir également lorsqu'une GED se couple au réseau[3].

- *Les harmoniques*

Les harmoniques sont une déformation de l'onde de tension ou de courant. La production décentralisée peut introduire des harmoniques. L'amplitude des harmoniques dépend de la technologie du convertisseur de puissance éventuel et de la configuration de l'interface considérée. Les onduleurs introduisent des harmoniques dans le réseau. Les anciens convertisseurs de puissance avec thyristors commutés en ligne produisent des niveaux de courants harmoniques plus élevés par rapport aux nouveaux onduleurs avec IGBT basés sur la Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI) . Ces derniers onduleurs sont capables de générer une sortie avec des niveaux d'harmoniques qui devraient satisfaire, entre autres normes de qualité, les exigences IEEE 519-1992 dans le tableau ci-dessous[19].

Tableau II.1**. Injection harmonique de courant pour GED par l'IEEE 519-1992.**

Harmonique	**<11ème**	**11ème~17ème**	**17ème~23ème**	**23ème~35ème**	**>35ème**	**Totale**
Distorsion permise	**4%**	**2%**	**1.5%**	**0.6%**	**0.3%**	**5%**

- *Les déséquilibres du système triphasé*

Le déséquilibre du système triphasé est dû à un mauvais équilibrage des phases et peut provoquer des déséquilibres de tension (diminutions ou élévations). Ces déséquilibres au niveau de la moyenne tension peuvent apparaître lors du raccordement de GED monophasées sur le réseau basse tension, au même titre que les charges monophasées classiques[19].

II.2.2. Impact de l'insertion de GED sur la planification et l'exploitation

Dans la partie précédente, les impacts de l'insertion de production décentralisée sur les grandeurs électriques ont été mis en évidence. Ceux-ci laissent penser que le réseau de distribution n'a pas été conçu pour accueillir ces productions. Nous allons donc détailler les impacts possibles de l'insertion de GED sur le plan de protection et sur les calculs technico économiques réalisés en planification[3].

a) Impact sur le plan de protection

La modification des courants de court-circuit due à l'insertion de GED peut conduire à une modification du réglage des protections voire même à leur changement. Deux principaux problèmes apparaissent suite à une insertion de GED : le problème d'aveuglement de protections et celui déclenchement intempestif des protections[16].

➢ **Problème d'aveuglement des protections**

Le problème d'aveuglement de protections se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ possédant une GED. Ce problème est illustré sur la Figure II-7. En effet, en l'absence de GED, le seuil de la protection P2 est réglé à $I_{seuil\ P2} = I_{df\ 1}$ (courant de défaut provenant du réseau amont). Si on raccorde une GED, alors la GED va participer au courant de défaut. Le courant de défaut apporté par le réseau amont, $I_{df\ 2}$, est alors plus faible que $I_{df\ 1}$ est donc inférieur au seuil de la protection P2 qui ne déclenche pas d'où le terme d'aveuglement[3].

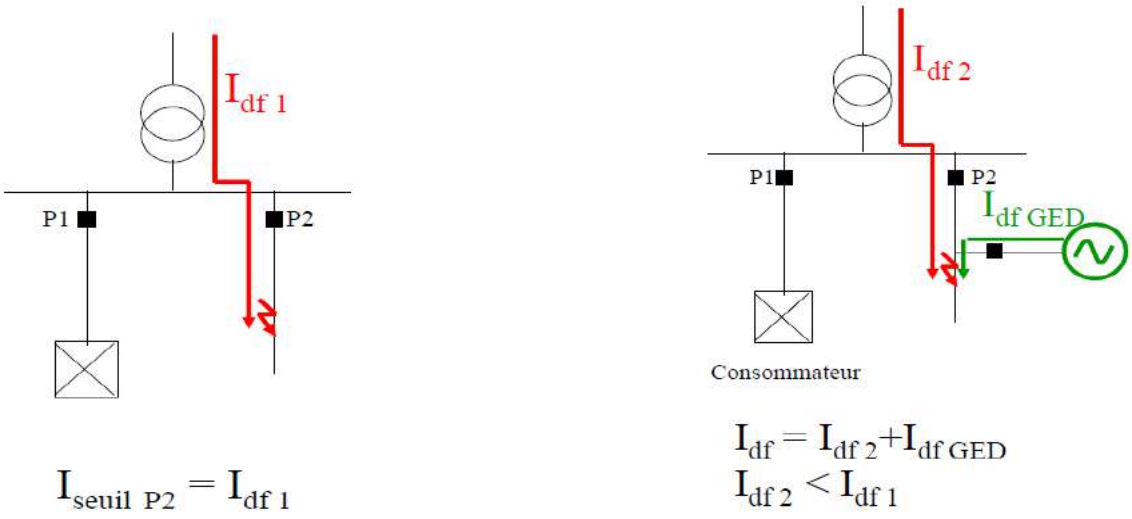


Figure II-7 : Problème d'aveuglement de protections.

➢ ***Problème du déclenchement intempestif des protections***

Le problème de déclenchement intempestif (illustré sur la Figure II-8) se produit lorsqu' un défaut apparaît sur un départ adjacent au départ possédant une GED. En effet, la GED participant au courant de défaut peut faire déclencher la protection P2 si le courant de défaut apporté par la GED est supérieur au seuil de la protection P2.

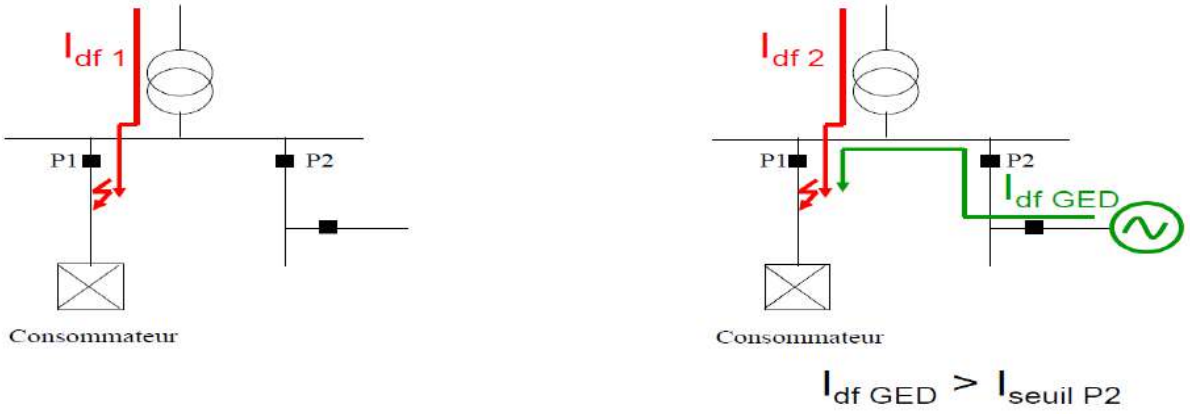


Figure II-8 : Problème du déclenchement intempestif de protections.

b) Impact sur les calculs technico-économiques des études de planification[3]

L'introduction de production décentralisée dans le réseau modifie les transits de puissance et le plan de tension. Ainsi, c'est un paramètre qui doit être introduit dans les études de planification. Par exemple, une décision de renforcement de réseau sans GED et avec GED n'aura pas les mêmes coûts actualisés. Il est en effet possible que selon qu'il y ait une GED ou non, les parties du réseau à renforcer changent. Les coûts actualisés des pertes, ou encore de l'énergie non distribuée, peuvent donc être très différents.

II.3 Méthodes actuelles pour raccorder des GED sur le réseau de distribution[19]

II.3.1. Procédure actuelle ERDF

Le raccordement d'un producteur au réseau de distribution moyenne tension doit répondre à des règles de sécurité et de qualité. Les principales règles actuellement utilisées par ERDF sont résumées dans le Tableau II-2 [19].

Pour respecter ces règles de raccordement et si les études l'imposent, ERDF a recours soit au renforcement soit à la création d'un départ dédié pour le producteur.

Tableau II-2 : Règles de raccordement d'un producteur au réseau de distribution HTA.

Puissance raccordable en triphasé	P ≤ 17 MW (tarif de rachat)
Tenue aux courants de court-circuit	Les courants de court-circuit ne doivent pas endommager les appareillages du réseau tels que : - les conducteurs (2 à 22 kA efficace) - les organes de coupure (pouvoir de coupure de 8 ou 12,5 kA efficace)
Emission des Harmoniques	Les taux de courants harmoniques émis par le site de production ne doivent pas dépasser les limites fixées par l'arrêté du 17 mars 2003.
Transmission Tarifaire	Le raccordement de productions ne doit pas perturber le système de diffusion des ordres de commande du passage des signaux tarifaires (tarifs heures pleines/heures creuses, entre autres).
Variations rapides de tension	L'à-coup de tension dû à l'enclenchement des transformateurs du site de production ne doit pas dépasser 5 % au point de livraison des installations. Les fluctuations de puissance dues à la présence d'un site de production ne doivent pas générer de « fliquer » trop important (norme CEI 1000-2-2).
Plan de tension et tenue thermique des ouvrages	Le raccordement d'un site de production ne doit pas provoquer la circulation de courants trop élevés. La tension en tout point du réseau doit être comprise entre +/-5 % de la tension nominale.
Protection générale C13-100 du producteur	Le réglage de la protection générale du site est possible si $0{,}8\ I_{ccbi\ g} < 1{,}3\ I_M$ Avec $I_{ccbi\ g}$ = courant de court-circuit biphasé chez le producteur lorsqu'il est le seul en service I_M = courant maximal injecté ou soutiré par l'installation de production sur le réseau en régime permanent.
Protection du départ du producteur	La protection du départ sur lequel est connecté le producteur ne risque pas d'être aveuglée. Pour cela il faut $0{,}8\ I_{ccbi} < 1{,}3\ I_M$ Avec I_{ccbi} = courant de court-circuit biphasé au point le plus impédant du départ sur lequel le site est connecté en schéma secourant.

II.3.2. Méthode de renforcement

La méthode de renforcement consiste à remplacer des conducteurs existants par des conducteurs de section plus importante. Ainsi, lors d'une étude de raccordement de GED, les conducteurs du réseau qui sont contraints sont alors renforcés. La Figure II-9 montre un exemple où les lignes ont cette fois une section de 95 mm². Les paramètres sont alors r = 0,32 Ω/km et x = 0,1 Ω/km. Dans ce cas, les lignes (3-4) et (4-5) sont en surintensité suite à la connexion d'une GED de 12 MW. Les conducteurs initiaux avaient pour courant maximal admissible 230 A. La connexion de la GED de 12 MW provoque une augmentation des courants qui atteignent 236 A dans la ligne (3-4) et 264 A dans la ligne (4-5). Une solution est de remplacer les lignes (3-4) et (4-5) par des conducteurs de section 150 mm² qui auront un courant maximal admissible de 300 A[3].

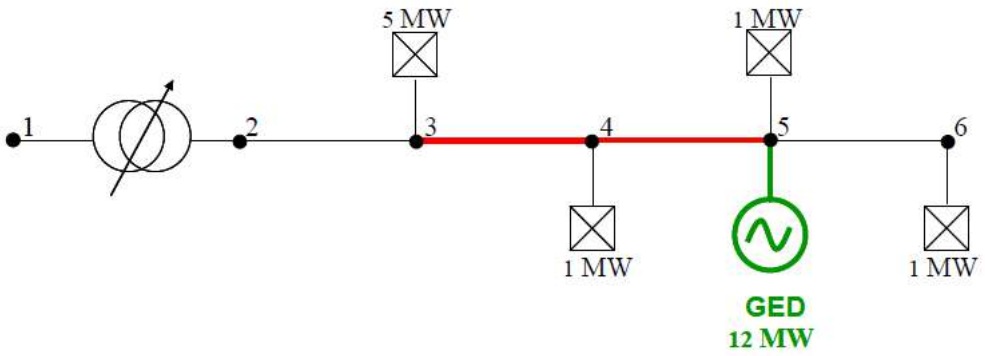


Figure II-9 : Exemple de renforcement

Etant données toutes les autres contraintes de raccordement citées dans le paragraphe précédent, une étude préalable détermine quels seront les problèmes posés suite au raccordement d'une GED. Si le problème ne peut pas se résoudre simplement (renforcement) la GED sera raccordée au réseau par un départ dédié[18][3].

II.2.3. Méthode du départ dédié

Raccorder une GED par un départ dédié consiste à connecter la GED directement au niveau du poste source grâce à un départ relié directement au jeu de barre à la sortie d'un transformateur HTB/HTA. Ainsi les flux redeviennent unidirectionnels dans les autres départs du réseau de distribution comme si l'énergie provenait du réseau amont.

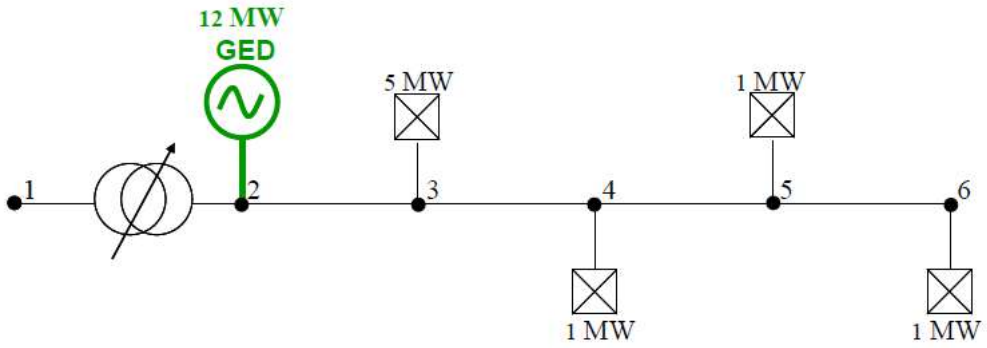


Figure II-10 : Exemple de départ dédié.

II.4. Les technologies de la production décentralisée

L'interconnexion de la production décentralisée introduit un mélange de sources primaires d'énergie et des technologies pour son interfaçage avec le réseau. Cela a stimulé la recherche, la promotion, le développement et l'utilisation des nouvelles formes d'énergie renouvelables ou avec un moindre impact écologique. Pour ces technologies, la plupart arrivées à maturité technologique, il est prévu que leurs coûts de production du kWh décroissent dans les années à venir, par des effets d'échelle et d'apprentissage. La puissance fournie au réseau est généralement définie par la source primaire d'énergie (énergie fatale) et non par les besoins du système. Cela introduit une incertitude sur la production d'énergie. Les principales sources de production d'énergie non-conventionnelles sont brièvement présentées dans les sections suivantes.

II.4.1.Les énergies contrôlables ou dispatchées (non renouvelable) [20][[21][22]

Ce type de production d'énergie ne dépend pas des conditions météorologiques, mais des exigences énergétiques des clients ou (plus exceptionnellement) du réseau. La production est basée sur des sources d'énergie primaires telles que le biocarburant, le diesel, le gaz naturel, qui ont moins d'impact écologique par rapport à la génération conventionnelle du point de vue des émissions de gaz à effet de serre. Ces énergies sont contrôlables vu que la production dépend des combustibles fournis par l'opérateur de la centrale au système de conversion de puissance. Les principaux types de production d'énergie contrôlables sont les suivants :

a) Les petites centrales thermiques : ce type de centrale se réfère aux centrales électriques à combustible fossile de quelque kW jusqu'à 100 MW. Elles utilisent essentiellement des moteurs et turbines à combustion. Les moteurs sont caractérisés par des faibles coûts, la

possibilité de récupération thermique par cogénération thermique et électrique, leur flexibilité, et une assez grande fiabilité. Les émissions sont réduites avec la combustion du gaz naturel, par rapport aux émissions des moteurs à combustibles fossiles. Cependant, ces générateurs présentent des inconvénients : les générateurs créent une pollution sonore et ont un coût de maintenance élevé. Les turbines à combustion (gaz) sont couramment utilisées dans l'industrie pétrolière. Le développement des micro-turbines favorise l'installation de petites centrales thermiques.

b) Les micro-turbines : c'est une turbine à combustion qui produit de l'énergie électrique dans la gamme de puissance qui va de 10 à 500 kW. Le générateur électrique fonctionne à une vitesse de rotation élevée (de 50 000 à 120 000 tours/min) et la fréquence des tensions et courants de sortie sont de l'ordre de 10 000 hertz. Ceci impose l'utilisation d'un convertisseur d'électronique de puissance type redresseur-onduleur pour adapter la sortie au réseau électrique. Les micro-turbines sont généralement caractérisées par des niveaux faibles d'émissions de gaz et la plupart utilisent le gaz naturel. L'utilisation des combustibles obtenus à partir de la biomasse (méthane ou éthanol) est également possible, et rend la micro-turbine encore plus écologique. En outre, le faible coût d'investissement, le rendement élevé, le faible niveau de bruit, la durabilité encouragent l'utilisation des micro-turbines [20].

c) La cogénération : c'est la production simultanée d'électricité et de chaleur. Les moteurs à combustion externe ou tout autre cycle (Stirling, Rankine), les turbines à combustion, les micro-turbines et même la pile à combustible peuvent être utilisés dans des montages de cogénération. La cogénération à large échelle est généralement basée sur la combustion de combustibles fossiles ou de déchets ménagers. La « chaleur résiduelle » résultant de la production d'électricité est ensuite valorisée pour d'autres applications. Générant plusieurs produits simultanés, le rendement global d'une unité de cogénération peut attendre jusqu'à 80%. Dans les petites unités de cogénération, la production de chaleur est le processus dominant et l'électricité est un sous-produit [20][21].

d) Les centrales valorisant de la biomasse : le terme « Biomasse » se réfère au matériel biologique qui peut être utilisé comme combustible ou pour la production industrielle. Ce combustible comprend de la végétation, des déchets solides ou des ordures ménagères, des déchets animaux (fumier), des résidus forestiers ou agricoles et certains types de déchets industriels. La biomasse peut être considérée comme un substitut des combustibles fossiles. La biomasse est convertie en énergie thermique, en combustibles

liquides, solides ou gazeux et autres produits chimiques à travers une variété de procédés de conversion. Ces dernières formes seront ensuite converties en électricité. En général, la biomasse est abondante et peut être considérée comme une source d'énergie renouvelable [21].

e) La pile à combustible : la pile à combustible produit de l'électricité grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur (par exemple l'hydrogène) couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que l'oxygène de l'air. La réaction d'oxydation de l'hydrogène est accélérée par un catalyseur qui est généralement du platine. Une cellule de pile à combustible ne produit qu'une petite quantité d'électricité, et de plus grandes quantités peuvent être obtenues à partir d'un empilement de cellules élémentaires Parce que le résidu de la conversion est uniquement de l'eau pure (dans le cas de l'hydrogène comme carburant), elles sont aussi écologiques. Elles peuvent être modulaires, portables et de faible pollution sonore, car il n'y a pas de pièces mobiles. Dans l'avenir, les réseaux électriques pourraient être combinés avec les infrastructures de gaz et d'hydrogène. Une telle évolution encouragerait ainsi la mise en œuvre des piles à combustible. L'efficacité du processus des piles à combustible est fortement dépendante de la membrane pour créer la réaction chimique requise pour le transport d'ions[22][21][20].

Les principales caractéristiques technico-économiques et enviromentales des technologies de production décentralisée contrôlables sont synthétisées dans le tableau suivant :

Tableau II.3. **Comparaison des différents types de technologies contrôlables .**

Technologie	Capacité (kW)	Efficacité (%)	Coût (€/kW)		Emissions (kg/MWh)	
			Production	Récupération de chaleur	CO_X	NO_X
Moteur diesel	20~104	36~43	125~300	0	650	10
Générateur à gaz	50~5E^3	28~42	25~800	75~150	500~620	0.2~1.0
Turbine à gaz	10E3+	21~40	300~600	100~200	600~680	0.3~0.5
Micro-turbines	30~200	25~30	500-750	200~600	720	0.1
Pile à combustible	50~250	35~54	1.5E3~3E3	0	430~490	0.3~0.5

II.4.2. Les énergies non- contrôlables (renouvelable)

Une autre forme de production décentralisée est constituée par les énergies renouvelables qui« sont des formes d'énergies dont la consommation ne diminue pas la ressource à l'échelle humaine » . Les énergies renouvelables captent leur énergie à partir des formes d'énergie existantes ou des processus naturels. La production d'énergie renouvelable possède deux caractéristiques qui la distinguent de la génération conventionnelle : sa répartition géographique et sa non-contrôlabilité. Afin de capturer ces énergies, qui se trouvent abondamment reparties dans la nature, la conversion en électricité est effectuée par d' installations sur de nombreux sites[21].

La puissance totale injectée au réseau dépend du nombre d'unités de conversion d'énergie et de sa disponibilité. Selon le niveau de regroupement, les convertisseurs peuvent être connectés en différents niveaux de tension du réseau, y compris sûr le réseau de transport.

a) Les petites centrales hydroélectriques : une usine hydro-électrique génère de l'électricité par le mouvement d'une masse d'eau d'un réservoir supérieur à un niveau inférieur, où plusieurs turbines et générateurs sont installés. Ce mouvement de l'eau peut-être obtenu, à partir du débit d'une rivière avec une petite retenue d'eau ou par des turbines immergées (hydroliennes). Une petite centrale hydroélectrique peut produire de la puissance électrique jusqu'à 10 MW. Les petites centrales hydroélectriques ont moins d'impact sur l'environnement et sur les écosystèmes qu'une grande centrale hydroélectrique, et il est facile de les construire en peu de temps. Une fois construite, son coût d'entretien est minime[23]. La puissance de sortie pour une usine hydroélectrique est donnée par l'équation suivante [20][21][23]:

$$P = Q \times H \times \eta \times \rho \times g \qquad (II.5)$$

Avec P la puissance de sortie $[W]$, Q le débit du cours d'eau $[m^3 \times s^{-1}]$, H la hauteur de la chute d'eau $[m]$, h l'efficacité des turbines et des génératrices associées, ρla densité de l'eau $[kg \times m3]$, et g la constante gravitationnelle $[m \times s^{-2}]$. Pour les petites centrales hydroélectriques, H, h, ρ et g sont déterminées et constantes.

L'énergie produite est variable et dépend du débit Q .

b) Les éoliennes : Une éolienne produit de l'électricité à partir de l'énergie cinétique du vent qui passe dans les pales de la turbine. L'énergie éolienne est la source d'énergie la plus prometteuse pour la production d'électricité renouvelable. L'intérêt croissant de la mise en œuvre des éoliennes est principalement lié à la disponibilité quasi infinie de la puissance

du vent, des impacts environnementaux limités et de sa compétitivité dans les coûts de production [20]. La puissance générée par une éolienne (si la vitesse du vent *u* est entre les valeurs minimale pour le démarrage de l'unité et maximale pour la puissance de sortie de la génératrice), peut s'exprimer comme :

$$P = \frac{1}{2} \times C_p \times \rho \times u^3 \times A \tag{II.6}$$

$$\text{Avec} \quad C_p = \frac{1}{2} \times \left(1 + \frac{u_0}{u}\right) \times \left[1 - \left(\frac{u_0}{u}\right)^2\right] \tag{II.7}$$

Avec *P* la puissance de sortie [*W*], *Cp* le coefficient de puissance ou rendement de la génératrice, u_0 la vitesse du vent en aval à la sortie des pales du rotor [$m \times s^{-1}$], ρla densité de l'air [$kg \times m^{-3}$], et *A* l'aire balayée par le disque du rotor [m^2]. En pratique,

ρ, *A* sont des valeurs déterminées et constantes et *Cp* est une variable pour limiter la puissance extraite par la turbine dans le cas d'angle de calage variable. Ainsi, la puissance produite par une éolienne est principalement caractérisée par la vitesse du vent qui a un comportement stochastique[20].

c) Les cellules photovoltaïques : Les cellules photovoltaïques (PV's) convertissent l'énergie du rayonnement solaire en électricité. Une cellule photovoltaïque est constituée par deux ou plusieurs couches semi-conductrices. Lorsque la cellule photovoltaïque est exposée au soleil, les photons provoquent le déplacement des électrons dans une direction (traversant la jonction des couches) et génère un courant continu. Actuellement, le coût de production de l'énergie photovoltaïque est encore élevé. Cependant, le coût du kW crête installé des modules PV a grandement diminué au cours des dernières années. La mise en œuvre de panneaux PV est encouragée par la disponibilité de l'énergie solaire, un long cycle de vie et une maintenance simple (car il n'y a généralement pas de pièces mobiles). De plus, les temps d'installation et de mise en œuvre des panneaux sont courts[22].

d) La puissance générée par un module photovoltaïque est donnée par :

$$P = \eta \times \left(E_{ed} \times A_{PV\ total} + E_{es} \times A_{PV\ avec\ soleil}\right) \tag{II.8}$$

$$A_{PV\ avec\ soleil} = A_{PV\ total} \times \left(\vec{S} \times \vec{P}\right) \tag{II.9}$$

$$\vec{S} = \left(S_x, S_y, S_z\right) = \begin{cases} \overrightarrow{S_x} = \cos(\theta) \times \cos(\alpha_{soleil}) \\ \overrightarrow{S_y} = \cos(\theta) \times \sin(\alpha_{soleil}) \\ \vec{S}_z = \sin(\theta) \end{cases} \qquad \left|\vec{S}\right| = 1 \tag{II.10}$$

$$\vec{P} = \left(P_x, P_y, P_z\right) = \begin{cases} \overrightarrow{P_x} = \cos(\beta) \times \cos\left(\alpha_{paneau}\right) \\ \overrightarrow{P_y} = \cos(\beta) \times \sin\left(\alpha_{paneau}\right) \\ \vec{P}_z = \sin(\beta) \end{cases} \qquad \left|\vec{P}\right| = 1 \tag{II.11}$$

Dans les équations ci-dessus, *P* désigne la puissance extraite de la lumière solaire[*W*] ; η le rendement du panneau solaire ; E_{ed}et E_{es}sont le rayonnement de diffusion et l'irradiance directe horizontale [$W \times m^{-2}$] ; *S*et *P*sont respectivement l'orientation du soleil et l'orientation du panneau ; θ et α_{soleil} sont les angles de la hauteur et del'azimut du soleil [*rad*] et β et α_{paneau} sont les angles de la hauteur et de l'azimut du panneau [*rad*].

En pratique, $A_{PV\ total,}$ η, β et α_{paneau}sont des valeurs déterminées et constantes. Par conséquent, l'électricité produite est caractérisée par E_{ed} et E_{es}, θ et α_{soleil}. Les angles d'altitude et d'azimut du soleil (θ et $s_{oleil)}$ varient en fonction de l'heure et de la saison, tandis que les caractéristiques de E_{ed} et E_{es} sont aléatoires. En effet, les changements météorologiques et le mouvement des nuages influencent fortement sur les valeurs de E_{ed} et E_{es}. Par conséquent, la production d'électricité est notée comme étant stochastique[22].

e) Les usines marémotrices : L'énergie est extraite soit directement en exploitant l'énergie cinétique des courants de la marée, soit en utilisant un bassin pour capter l'énergie potentielle due à l'amplitude de la marée. Dans cette dernière, un barrage, est construit dans un estuaire. a marée montante et à marée descendante, l'eau s'écoule à travers des tunnels dans le barrage et le flux et le reflux des marées font tourner une turbine . L'énergie marémotrice ne produit pas de polluants. Elle est obtenue par le cycle des marées et ne provoque aucune inondation. Cependant, la construction d'une usine marémotrice doit être planifiée, compte tenu de son impact potentiel sur l'écosystème environnant. La puissance de sortie de la turbine est donnée par la même équation pour les éoliennes ,c'est-à-dire l'équation I.4 et I.5.

   Tenant compte que ρ est la densité du fluide [$kg \times m^{-3}$], *A* l'aire des pales hydre [m^2],*Cp* le coefficient de puissance de la turbine, et *u* la vitesse de l'eau [$m \times s^{-1}$]. La puissance de sortie *P* dépend de la vitesse de l'eau *u*. Ainsi, la marée est la seule factrice qui affecte la production d'énergie d'une usine marémotrice. Cela rend la production d'énergie marémotrice relativement bien prévisible[22].

f) Les usines holométriques : complémentaires de l'usine marémotrice, elles utilisent le mouvement essentiellement vertical de la surface de la mer (énergie des vagues). Les usines holométriques sont non polluantes. Cependant, la construction d'une usine holométrique doit être planifiée soigneusement, de sorte que les impacts écologiques soient minimisés. La production d'énergie d'une centrale houlomotrice peut être évaluée à l'aide de l'équation suivante [24] :

$$\mathbf{P}_{\mathrm{abc}} = \alpha \times \mathbf{A}_{\mathrm{w}} \times \mathbf{H}_{\mathrm{s}}^{1.5} \qquad \text{(II.12)}$$

avec P_{abc}la puissance moyenne absorbée [W], A_w la surface d'eau mise en œuvre[m^2], H la hauteur significative des vagues [m], et α est un coefficient de rendement [$kgm^{-1}s^{-3}$] dans un état idéal. Pour une centrale houlomotrice, α et A_w sont des coefficients bien déterminés. La sortie puissance dépend pratiquement de la hauteur des vagues, valeurs ni constantes ni contrôlables.

g) Les centrales géothermiques : les centrales géothermiques convertissent l'énergie contenue dans les roches chaudes en électricité, en utilisant de l'eau ou un autre fluide pour absorber la chaleur de la roche et la transporter à la surface de la terre. A l'heure actuelle l'exploitation de l'énergie géothermique à l'échelle mondiale (8 GW) représentante environ 1/10 de l'exploitation potentielle. L'énergie géothermique est souvent désignée comme une forme d'énergie renouvelable, mais la chaleur pouvant éventuellement être épuisées à un endroit donné, elle n'est pas strictement renouvelable. Souvent, plusieurs puits sont exploités de manière tournante. En général et selon le taux d'extraction, un lieu peut rester productif pendant une période de 10 à 100 ans. Une centrale géothermique exige habituellement un terrain minimum, il faut faire des puits et des miro-explosions pour fissurer la roche. Le transport de matériaux et le stockagen'est pas un facteur déterminant pour l'installation d'une centrale de ce type. Elle ne produit également aucune pollution [24].

Les principales caractéristiques technico-économiques et enviromentales des technologies de production décentralisée renouvelables sont décrites dans le tableau suivant :

Tableau II.4**. Comparaison des différents types de technologies non-contrôlables [2].**

Technologie	Energie primaire	Capacité (kW)	Efficacité (%)	Coût (€/kW)		Emissions (kg/MWh)
				Initial	Opération et Maintenance	
Eolienne	Le vent	>5E^3	15~30	750~1.5E^3	1.5-2	0
Cellule PV	Le soleil	1~500	10~20	5E3~7E^3	40-50	0
Marémotrice/ houlomotrice	La mare et les vagues	20~2E^3	30~50	1.6E3~3E^3	1.5-2	0
Géothermie	La géo-thermique	15E^3~55E^3	98	1400~2300	3.7-5.5	0

II.4. Conclusions

Le réseau de distribution représente le maillon final du système électrique. Il comporte un grand nombre d'éléments qui interagissent et il est, de ce fait, très complexe. L'introduction de production décentralisée dans le réseau de distribution provoque de nombreuses modifications du comportement du réseau. Tout d'abord, les transits de puissance, le plan de tension et les courants de court-circuit sont modifiés. Ces modifications peuvent être bénéfiques pour le réseau mais également préjudiciables (augmentation des tensions et des courants de court-circuit). De plus, les GED peuvent également modifier le comportement du système de protection et amener à des situations d'aveuglement ou de déclenchement intempestif.

Donc l'intégration optimale des DEG's dans le réseau de distribution peut Fournir des incitateurs qui visent a encourager le développement des DEG's dans des endroits optimale avec des tilts et de type qui a surent un maximum d'intérêt c'est l'objet 3 chapitres qui traiter l 'emplacement optimal des DEG's et le mix optime des types des DEG's

Chapitre III :

SIMULATION ET ANALYSE DES RESULTATS

III.1 INTRODUCTION

L'intégration optimale de la GED dans les réseaux électriques de distribution est essentielle pour maximiser son intérêt et de minimiser son coût d'intégration. Une méthode de planification de GED adéquate est nécessaire pour obtenir les informations utiles sur le potentiel et l'impact d'une pénétration massive de la GED, en identifiant les objectifs qui peuvent être atteints avec une utilisation optimale des ressources. Par conséquent, l'analyse optimale de l'intégration de la GED dans les réseaux de distribution peut fournir les incitations et les politiques qui visent à encourager le développement de la GED dans des endroits appropriés avec des tailles et des types qui assurent un maximum d'intérêt et un impact minimal [26].

Au cours des dernières années, le problème de planification de l'intégration de la GED dans les réseaux électriques de distribution a été traité sous des perspectives variées, et sous différentes dénominations:

- planification de la GED,
- optimisation de la GED,
- placement optimal de la GED,
- placement et dimensionnement optimisés de la GED.

La plupart d'entre eux sont axés sur l'optimisation à objectif unique, généralement la minimisation du coût total d'investissement, ou la minimisation des pertes dans les lignes.

La planification de l'intégration de la GED dans les réseaux électriques de distribution est essentiellement un problème d'optimisation à objectifs multiples et contradictoires. Dans un problème d'optimisation multi-objectif, la solution n'est pas unique, mais plutôt un groupe de solutions non dominées appelé le front de Pareto . Une analyse multi-objective peut exprimer les différents points de vue des opérateurs du système d'énergie électrique (Gestionnaires de réseaux, les propriétaires de GED, les consommateurs, les écologistes) facilitant l'identification des solutions de compromis [27].

III.2. FORMULATION DU PROBLEME DE PLANIFICATION DE LA GED [26][25] :

Le problème typique de planification optimale de la GED consiste à déterminer le nombre, les emplacements, les tailles et le type des unités de GED à installer dans un réseau électrique de distribution existant tout en respectant les contraintes d'exploitation de ce réseau. C'est un

problème complexe d'optimisation multi-objectif non linéaire et non convexe à variables entières et discrètes. Il peut être formulé de manière générale par:

$$\min F(X) = \min\left(\left[f_1(X), f_2(X)\ldots, f_m(X)\right]\right), \quad X \in \Omega \qquad (III-1a)$$

$$g_j(X) = 0, \quad j = 1,2,\ldots,p \qquad (III-1b)$$

$$h_k(X) \le 0, \quad k = 1,2,\ldots,q \qquad (III-1c)$$

F(X) est un vecteur de *m* fonctions objectives f_i *(X)* telles que le coût d'investissement, les pertes dans les lignes, l'énergie non distribuée, les écarts de tension et autres. *X* est le vecteur de décision constitué d'un ensemble de *n* variables de décision [x_1, x_2,…,x_n] talqué le nombre, les emplacements et les capacités et le type des unités de la GED à installer. Ω est le domaine de décision qui définit les valeurs possibles que peuvent prendre les variables de décision. Il est appelé l'espace de recherche. Pour le problème de la planification de la GED, les variables de décision x_i peuvent prendre des valeurs discrètes, entières et binaires. Les contraintes peuvent être de type égalité g_j telles que les équations de répartition de charges et de type inégalité h_k telles que les contraintes de tension et découvrant[28][29].

La planification multi-objective de la GED est un problème d'optimisation non-linéaire et non-convexe. Il comprend à la fois des objectifs d'optimisation non linéaires, tels que les pertes de puissance et des contraintes non linéaires telles que les équations de répartition de charges. Il s'agit donc d'un problème combinatoire non-linéaire, non-convexe, avec plusieurs optimums locaux difficile à résoudre avec les méthodes mathématiques d'optimisation traditionnelles. La section suivante présente une brève revue des méthodes d'optimisation mathématique et heuristiques couramment utilisés dans la planification de la GED[27].

III.3. METHODES D'OPTIMISATION DE LA GED[24]

Les méthodes d'optimisation peuvent être à objectif unique ou multiples. Lorsque le problème d'optimisation a un seul objectif, le problème est unidimensionnel et il n'admit qu'une seule solution optimale. De nombreuses méthodes d'optimisation à objectif unique basées sur des approches mathématiques sont disponibles dans la littérature . De même, de nombreuses méthodes d'optimisation heuristiques existent également pour résoudre des problèmes d'optimisation à un seul objectif. En réalité, le problème de planification de la GED a des objectifs multiples, souvent contradictoires, qui doivent être optimisés simultanément.

La plupart des approches d'optimisation utilisées dans le problème de planification de la GED sont à objectif unique. Elles sont classées en deux catégories de méthodes [27][24]:

- les méthodes mathématiques,
- les méthodes heuristiques.

III.3.1 METHODES MATHEMATIQUES

Les méthodes mathématiques comprennent la programmation linéaire (PL), la programmation non linéaire (PNL), la programmation non linéaire entière mixte (PNLEM) et les approches analytiques qui appliquent des hypothèses simplificatrices dans la formulation du problème telles que la linéarisation des fonctions objectives et la linéarisation des contraintes[25].

III.3.2 METHODES HEURISTIQUES D'OPTIMISATION[24]

Les méthodes heuristiques, fondées sur des principes inspirés de la nature, comprennent le Recuit Simulé (Simulâtes Annealing), les Algorithmes Evolutionnaires (Evolutionnaire Algorithmes), La Recherche Tabou (Tabou Ranch) et l'Optimisation d'Essaim de Particules (Particule Swarn Optimisation), et d'autres. Elles s'adaptent bien aux problèmes combinatoires non-convexes et non-linéaires . Elles effectuent une recherche globale et trouvent généralement une bonne approximation de l'optimum global dans un temps limité.

- ***Les Algorithmes Génétiques***

La plupart des méthodes heuristiques appliquées dans la planification de la GED sont basées sur les algorithmes génétiques qui s'adaptent bien aux problèmes combinatoires non linéaires[.

- ***Recuit Simulé***

L'algorithme du Recuit Simulé (RS), introduit par Kirkpatrick, Gelât et Vecchi en 1983,est un processus qui simule le problème d'optimisation à un processus de recuit. Il a la possibilité de s'échapper aux minimums locaux en y incorporant une fonction de probabilité pour accepter ou rejeter de nouvelles solutions. Il est utilisé dans comme outil d'optimisation pour déterminer les emplacements et les tailles de la GED qui minimisent les pertes d'énergie électrique.

- ***Algorithme de la Recherché Tabou***

L'algorithme de la recherche tabou (RT), développé par Glover et Hansen en 1986, est une méthode d'optimisation combinatoire efficace qui peut fournir une solution optimale ousub-optimale dans un délai relativement court. Il est capable d'éliminer des minimums locaux de la zone de recherche. Il est basé sur les mouvements, le voisinage, la liste taboue, l'aspiration, l'intensification et la diversification.

- ***Optimisation par Essaim de Particules***

L'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO), proposé par Kennedy et Eberhart en 1995, est inspiré du comportement social des oiseaux ou des poissons pendant la recherche de la nourriture . C'est une procédure de recherche basée sur une population où les individus, appelés particules, changent leur position (état) avec le temps.

Pendant le vol, chaque particule ajuste sa position en fonction de sa propre expérience, et l'expérience de la particule voisine, utilisation de la meilleure position rencontrée par lui-même et son voisin[28].

III.4 Algorithme Par Essaims de Particule

III.4.1Présentation:

L'optimisation par essaim particulaire (OEP), ou Particule Swarm Optimisation (PSO) en anglais, est un algorithme évolutionnaire qui utilise une population de solutions candidates pour développer une solution optimale au problème. Cet algorithme a été proposé par Russel Eberhart (ingénieur en électricité) et James Kennedy (socio-psychologue) en 1995. Il s'inspire à l'origine du monde du vivant, plus précisément du comportement social des animaux évoluant en essaim, tels que les bancs de poissons et les vols groupés d'oiseaux. En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes, alors qu'individuellement chaque individu a une « intelligence » limitée, et ne dispose que d'une connaissance locale de sa situation dans l'essaim. L'information locale et la mémoire de chaque individu sont utilisées pour décider de son déplacement. Des règles simples, telles que « rester proche des autres individus », « aller dans une même direction » ou « aller à la même vitesse », suffisent pour maintenir la cohésion de l'essaim, et permettent la mise en œuvre de comportements collectifs complexes et adaptatifs. [24]

III.4.2 Définition :

La population dans l'algorithme PSO est nommée essaim, chaque individu du groupe est dit particule. Le déplacement de toute particule est régi par des règles et conditions bien spécifiques, influencé par le mouvement des autres particules du voisinage. Dans un tel contexte ce déplacement à une signification et doit parallèlement répondre à une logique, fondement même du PSO . Il consiste à chercher un optimum dans un voisinage donné, ce déplacement est influé par les trois composantes suivantes :

- Une composante d'inertie : la particule s'efforce de suivre instinctivement son cap de déplacement.
- Une composante cognitive : la particule fait tout pour se diriger vers la meilleure position rencontrée jusqu'à présent.
- Une composante sociale : la particule s'inspire également de l'expérience, du parcours des autres particules, pour se diriger vers la meilleure position rencontrée par ses voisins[30][29].

III.4.3 Mode de fonctionnement [29]:

L'algorithme PSO décrit ci-dessous est celui qui considère le voisinage d'une particule comme étendu à toute la population :

1. Création d'une population P de N particules réparties sur l'espace de recherche ε. [25]
2. Chaque particule pt ∈ P est évaluée à l'aide d'une fonction de fitness f mesurant l'adéquation de cette solution potentielle avec le problème, qu'on cherche argmin de f(x). [25]
3. Si la position xi de la particule i est meilleure au sens de la fonction de fitness que sa meilleure position jamais rencontrée $P_{Best}i$, mettre à jour $P_{Best}i$.
4. Déterminer la meilleure particule G_{best} i parmi la population courante, c'est-à dire : G_{best} = argmin (P_{Best})
5. Mettre à jour la vitesse vi(t+1) de chaque particule i selon la règle suivante

$$v_i\,(t+1) = \omega\, v_i\,(t) + c_1 .r_1.\,(P_{best\,i}\,(t) - x_i\,(t)) + c_2.r_2.(G_{best\,i}\,(t) - x_i(t)) \quad \text{(III.2)}$$

Inertie composant cognitive composant sociale

L'inertie ω est définie par l'équation:

$$\omega = \omega \max - \left(\frac{\omega \max - \omega \min}{i\ ter \max} \right).\text{iter} \qquad \text{(III.3)}$$

6. Déplacer les particules à leur position Xi(t+1) :

$$x_i\,(t+1) = x_i\,(t) + v_i\,(t+1) \qquad \text{(III.4)}$$

Avec :

v_i: est la vitesse de particule i.

x_i :est la position de la particule i.

ω: est la coefficient d'inertie.

$c_1$et c_2: sont deux constantes d'accélération $c_1 = c_2 \in [0 ; 4]$.

r_1 et r_2: sont deux variables aléatoires uniformes sur [0 ; 1]

P_{best} (t): est la meilleure solution de la particule i.

G_{best} (t): est la meilleure solution dans le voisinage (toutes les particules).

N: est le nombre des particules.

ω_{max}: l'inertie initiale.

ω_{min}: l'inertie finale.

iter max: le maximum de nombre d'itération.

iter : le numéro d'itération actuelle.

7. Reboucler sur la seconde étape (pour t+1) jusqu'à ce qu'un critère de fin soit vérifié.

[27][28]

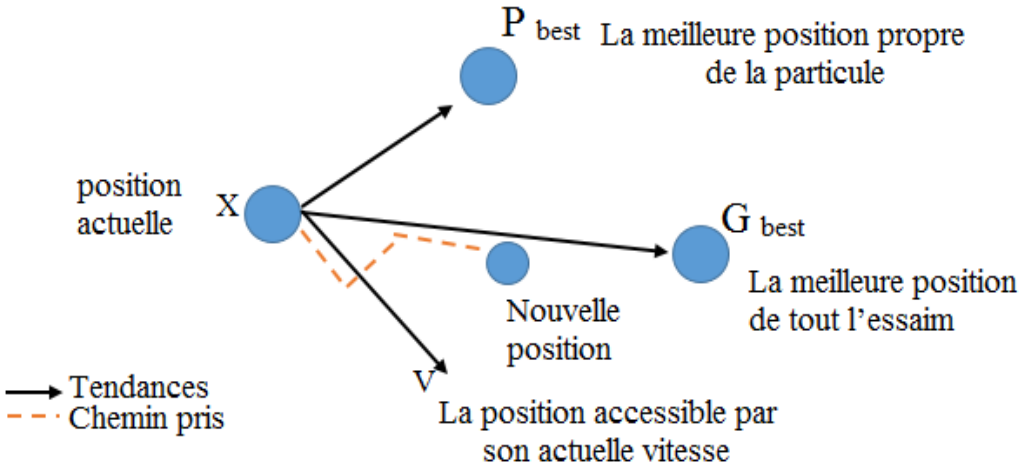


Figure III.1 : Le Déplacement d'une particule

III.5 Simulation :

III.5.1 Introduction :

Dans cette partie de notre travail, on présente une approche pour un placement et une taille optimaux des DG en tenant compte des problèmes techniques du système tels que les pertes de puissance active et réactive, le profil de tension et la charge de ligne du système. Les systèmes solaire et éolien sont respectivement modélisés en tant que modèle à facteur de puissance constant et modèle à puissance réactive variable. Le placement des DG énergies renouvelables est limité à un certain nombre de bus en tenant compte des contraintes environnementales. Dans ce travail, seuls les bus solaires et éoliens disponibles sont pris en compte pour l'optimisation du placement des DG Renouvelables. Les indices d'impact du système global sont comparés avec et sans tenir compte des DG limitant les bus. Ce travail est testé sur des systèmes de distribution à 33 bus. La technique de simulation basée sur l'algorithme génétique est étudiée**[30][29][28]**.

III.5.2 Modélisation des DG dans l'étude de l'écoulement de puissance :

Dans le système avec DG's, les panneaux photovoltaïques, les piles à combustible, les micros turbines et certaines types d'éoliennes sont injectées dans le réseau électrique via des interfaces électroniques de puissance. Dans de tels cas, le modèle d'un DG en écoulement de puissance dépend de la méthode de commande utilisée dans le circuit de commande du convertisseur. Les DG qui contrôlent la tension en régulant la tension d'excitation (DG : Générateurs Synchrones) ou le circuit de commande du convertisseur utilisé pour contrôler indépendamment «P» et «V», alors l'unité DG peut être de type PV. D'autres DG comme les unités basées sur un générateur à induction ou un convertisseur utilisé pour contrôler indépendamment P et Q, alors le DG doit être modélisé en tant que type PQ. En utilisant ces modèles pour les DG, la méthode d'écoulement de puissance basée sur l'injection de courant est utilisée pour les études de réseau de distribution[28].

III.5.2.1 DG modélisé en tant que nœud PQ:

Une unité DG peut être modélisée de trois manières différentes en mode nœud PQ, comme illustré ci-dessous[28]:

a) DG en tant que modèle de «charge PQ négative»:

Dans ce cas, le DG est simplement modélisé comme une source de production d'énergie active (P) et réactive (Q) constante. Les valeurs spécifiées de ce modèle DG sont la puissance de sortie réelle (P_{DG}) et réactive (Q_{DG}) du DG. On peut noter que les DG de type pile à combustible peuvent être modélisées comme un modèle de charge PQ négative. La charge sur le bus (i) avec l'unité DG doit être modifiée :

$$P_{L,i} = P_{L,i} - P_{DG,i} \qquad (III-5)$$

$$Q_{L,i} = Q_{L,i} - Q_{DG,i} \qquad (III-6)$$

b) DG en tant que modèle à «facteur de puissance constant»:

Le DG est généralement modélisé comme un modèle à facteur de puissance constant. Les DG contrôlables tels que les DG basés sur un générateur synchrone et les unités basées sur l'électronique de puissance sont de préférence modélisés comme un modèle à facteur de puissance constant. Par exemple, la puissance de sortie peut être ajustée en contrôlant le courant d'excitation et les angles de déclenchement pour les DG basés sur un générateur synchrone et les DG basés sur l'électronique de puissance, respectivement . Pour ce modèle, les valeurs spécifiées sont la puissance active et le facteur de puissance du DG. La puissance réactive du DG peut être calculée par (III-7), puis l'injection de courant équivalent peut être obtenue par (III-8)[30][28] :

$$Q_{iDG} = P_{iDG} \tan\left(\cos^{-1}\left(FP_{iDG}\right)\right) \qquad (III-7)$$

$$I_{iDG} = I^{r}_{iDG}\left(V_{iDG}\right) + jI^{i}_{iDG}\left(V_{iDG}\right) = \left(\frac{P_{iDG} + jQ_{iDG}}{V_{iDG}}\right) \qquad (III-8)$$

c) DG en tant que «puissance réactive variable» :

Les DG utilisant des générateurs à induction comme dispositifs de conversion de puissance agiront principalement comme des générateurs de puissance réactive variable. En utilisant l'éolienne basée sur un générateur à induction comme exemple, la puissance active de sortie peut être calculée par la courbe de puissance de l'éolienne. Ensuite, sa sortie de puissance réactive peut être formulée comme une fonction comprenant la puissance active de sortie, la tension du bus, l'impédance du générateur, etc. Cependant, le calcul de la puissance réactive utilisant cette approche est lourde et difficile à calculer

efficacement. D'un point de vue en régime permanent, la puissance réactive consommée par une éolienne peut être représentée en fonction de sa puissance réelle , c'est-à-dire[27] :

$$Q'_{iDG} = -Q_0 - Q_1 P_{iDG} - Q_2 P_{iDG}^2 \qquad (III-9)$$

Où Q'_{iDG} est la fonction de puissance réactive consommée par l'éolienne. Les Q_0, Q_1 et Q_2 sont généralement obtenus expérimentalement. La puissance réactive consommée par la charge ne peut pas être entièrement fournie par le système de distribution, et par conséquent des batteries de condensateurs sont installées pour la correction du facteur de puissance lorsque des DG basés sur un générateur à induction sont utilisés.

III.5.2.2 DG modélisé comme type PV:

Le DG en tant que nœud PV est généralement un modèle à tension constante. Les valeurs spécifiées de ce modèle DG sont la puissance active de sortie et l'amplitude de la tension du bus. Pour maintenir une tension constante, le changement de tension ΔV_i doit être maintenu zéro en injectant de la puissance réactive [28].

III.5.3. Modélisation des DG de type éolien et PV :

Les systèmes photovoltaïques convertissent l'énergie solaire en énergie électrique. Leur sortie est une tension CC et est convertie en tension CA via un onduleur pour être compatible avec le réseau CA. La puissance de sortie d'un panneau solaire photovoltaïque (PV) dépend de la surface (*A*) du panneau PV, de l'irradiance solaire $\mu(t)$ et de l'efficacité du panneau PV β [29].

$$P_{PV}(t) = A\beta\mu(t) \qquad (III-10)$$

La puissance de sortie de l'éolienne est proportionnelle à l'énergie cinétique, à la densité de l'air, etc. Les autres paramètres de l'éolienne comprennent la vitesse du vent.

$$P_{wind}(t) = 0.5\alpha\rho(t)A\,v(t)^3 \qquad (III-11)$$

Où α est la constante d'Albert B et z, $\rho(t)$ est la densité de l'air, *A* est la zone balayée par le rotor de la turbine et $v(t)$ est la vitesse du vent [25].

Les sources d'énergie des DG peuvent être classées en sources d'énergie stables et instables, les piles à combustible et les micro-turbines à gaz font partie des sources d'énergie stables, le vent et le solaire sont les sources d'énergie instable les plus couramment utilisées. Différentes sources d'énergie présentent des caractéristiques spéciales lorsqu'elles sont combinées avec différents convertisseurs d'énergie . Par exemple, le générateur à induction agira comme un générateur de puissance active constante et de puissance réactive variable, lorsqu'il est utilisé pour convertir l'énergie éolienne au réseau électrique. Il est donc modélisé comme un modèle de puissance réactive variable dans l'analyse de l'écoulement de puissance. Cependant, si le convertisseur électronique statique est utilisé pour convertir le solaire en réseaux électriques, il agira principalement comme un générateur avec un facteur de puissance constant dans des conditions de fonctionnement normales [**27**].

Par conséquent, il est modélisé comme un modèle à facteur de puissance constant. La puissance nominale maximale de la station solaire photovoltaïque est fixée en prenant la moyenne des puissances solaires totales par jour calculées à l'aide de l'équation (III .10). De même, la puissance nominale maximale de la station éolienne est fixée en prenant des moyennes de toutes les puissances journalières calculées en utilisant l'équation (III.11).

Le tableau III.1 présente les données d'irradiation solaire et les données de vitesse du vent sur 24 heures . Le calcul de la puissance générée pour chaque niveau d' irradiance et vitesse du vent en utilisant les équations (III.10) et (III.11) respectivement. Dans cette étude, la puissance moyenne générée par le solaire est de 1,191 p.u et l'éolienne est de 0,471 p.u.

Tableau III.1. Données solaires et éoliennes pendant 24 heures.[28]

Temps (heures)	**Données d'irradiance solaire (W / m2)**	**Données de vitesse du vent (m / sec)**
1	0	3.0335
2	0	3.5412
3	0	4.9334
4	0	5.7063
5	0	6.5247
6	32.1779	6.3937
7	203.3411	5.256
8	406.6817	3.6345

9	575.9177	4.1387
10	733.1582	4.5555
11	872.7758	4.3235
12	737.8383	4.0157
13	815.881	2.7205
14	818.2873	2.6466
15	732.5975	3.9623
16	565.549	3.4079
17	455.1528	5.3587
18	139.9814	6.0713
19	37.669	5.2234
20	0	4.8908
21	0	2.1175
22	0	1.7315
23	0	4.7083
24	0	4.9598

III.6.Résultats et discussions :

Les résultats de la simulation sont réalisés pour deux types de DG (Type 1: qui injecte de la puissance active comme la cellule photovoltaïque ou la pile à combustible, Type 3: qui injecte une source de puissance active et consomme de la puissance réactive, comme un les éoliens). La figure III.2 montre le schéma unifilaire du réseau de distribution radiale IEEE 33, avec un départ principal et trois latéraux. Les paramètres de bus et de ligne sont donnés dans . La demande totale du système est de 3720 kW de puissance active et de 2300 kVAr de puissance réactive[28].

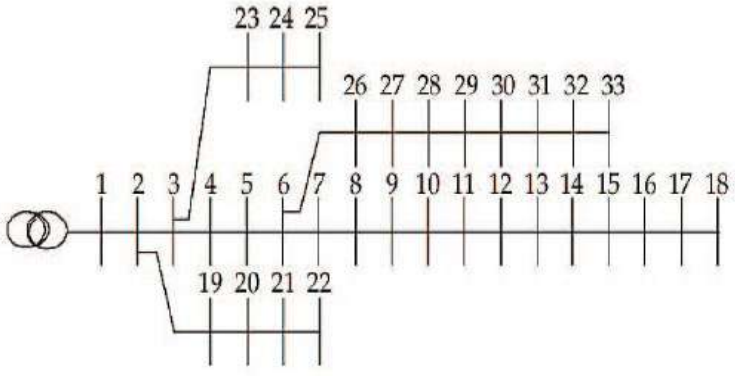


Fig.III.2. Système de distribution radiale IEEE 33 bus[28].

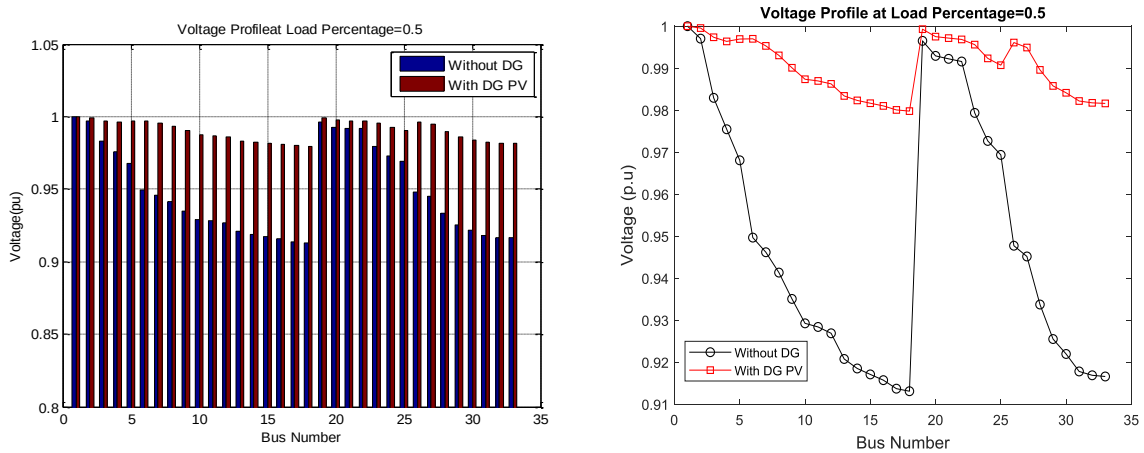
III.6.1 Résultats de simulation avec DG de type PV :

Les résultats de l'écoulement de puissance du réseau de distribution IEEE 33 bus avec et sans DG, de type PV avec différents pourcentage de la charge.

Tableau III.2 : Valeurs de tension avec et sans DG, de type PV installées dans le réseau de distribution IEEE 33-bus avec 3 différents pourcentages de charges.

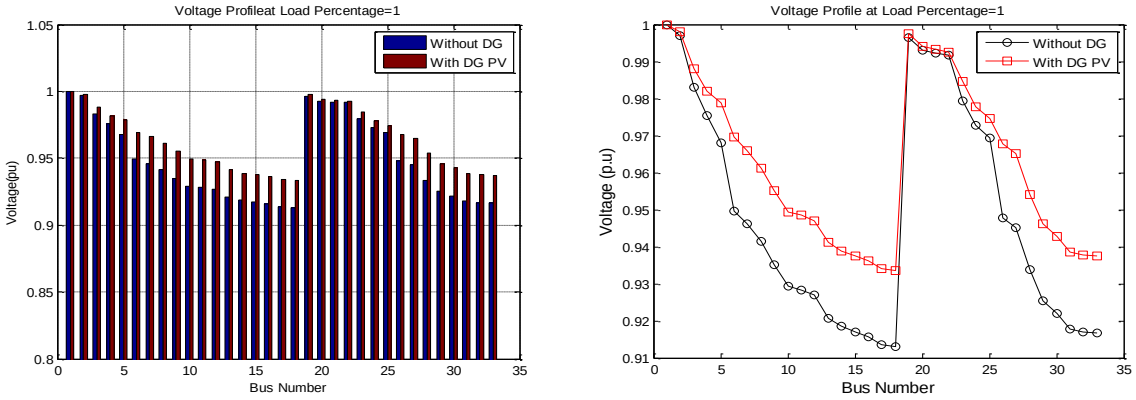
Num. JB	V (pu)				Num. JB	V (pu)			
	Sans DG	Charge 50%	Charge 100%	Charge 150%		Sans DG	Charge 50%	Charge 100%	Charge 150%
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	18	0.9131	0.9798	0.9335	0. 8830
2	0.9970	0.9996	0.9981	0.9965	19	0.9965	0.9993	0.9975	0.9957
3	0.9829	0.9974	0.9881	0.9782	20	0.929	0.9975	0.9940	0.9903
4	0.9755	0.9964	0.9819	0.9665	21	0.922	0.9972	0.9933	0.9892
5	0.9681	0.9969	0.9788	0.9593	22	0.916	0.9968	0.9926	0.9883
6	0.9497	0.9970	0.9695	0.9397	23	0.9794	0.9956	0.9845	0.9727
7	0.9462	0.9953	0.9660	0.9343	24	0.9727	0.9923	0.9779	0.9626
8	0.9413	0.9930	0.9613	0.9268	25	0.9694	0.9907	0.9745	0.9575
9	0.9351	0.9901	0.9551	0.9171	26	0.9479	0.9961	0.9676	0.9368
10	0.9292	0.9901	0.9494	0.9081	27	0.9453	0.9949	0.9652	0.9330
11	0.9284	0.9874	0.9486	0.9068	28	0.9339	0.9896	0.9541	0.9155
12	0.9269	0.9863	0.9471	0.9045	29	0.9257	0.9858	0.9461	0.9030
13	0.9208	0.9834	0.9411	0.8950	30	0.9222	0.9841	0.9427	0.8977
14	0.9185	0.9823	0.9389	0.8914	31	0.9180	0.9822	0.9386	0.8912
15	0.9171	0.9817	0.9375	0.8892	32	0.9171	0.9817	0.9377	0.8897
16	0.9157	0.9810	0.9361	0.8871	33	0.9168	0.9816	0.9374	0.8893
17	0.9137	0.9801	0.9341	0.8840					

On constate que le bus 18 présente la tension la plus faible avec différentes taux de la charge.



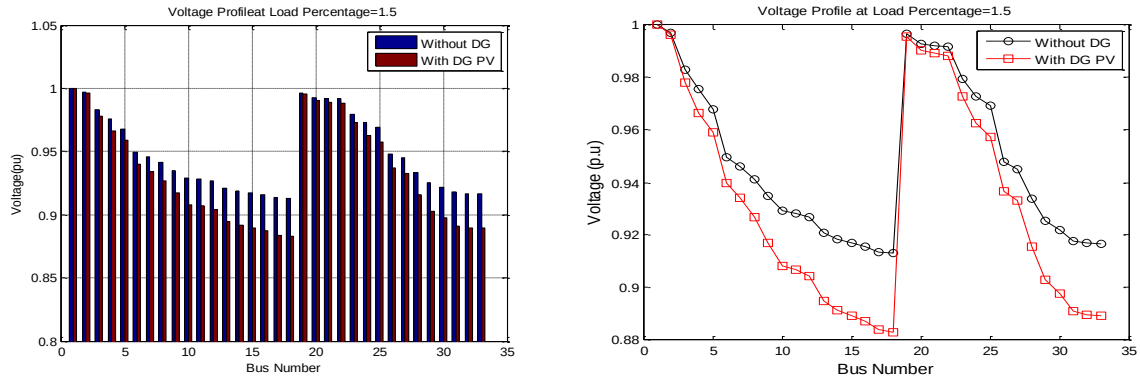
FigureIII.3: Profil de tension avant et après installation DG de type PV avec un pourcentage de 50% de la charge.

La figure (III.3) représente le profil de tension avant et après l'installation des DG de type PV pour une charge de 50%. On remarque que le minimum de tension avant insertion de DG est égale à **0.9131**au Bus18, par contre il est égale à **0.9798**pu au Bus18 après insertion du DGde type PV.



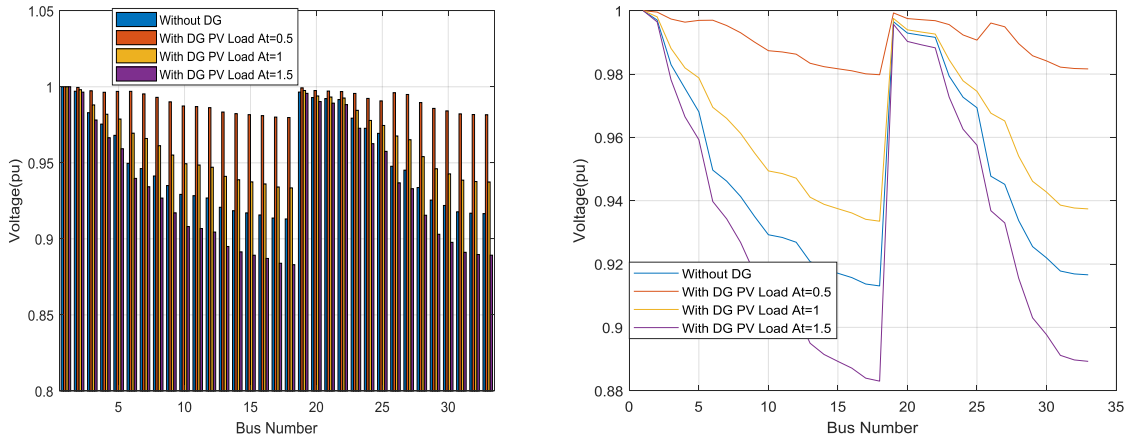
FigureIII.4 Profil de tension avant et après installation DG de type PV avec un pourcentage de 100%.de la charge.

La figure (III.4) représente le profil de tension avant et après l'installation des DG PV en présence de 100% de la charge. On aperçoit une nette amélioration de la tension puisque le minimum de tension avant insertion de DG est égale à **0.9131pu**au niveau du **Bus18**, par contre il est égale à **0.9335pu**après insertion du DG PV au même Bus.



FigureIII.5 : Profil de tension avant et après installation DG de type PV avec un pourcentage de 150% de la charge.

La figure (III.5) représente le profil de tension avant et après l'installation des DG PV pour une charge de 150 %.On remarque une baisse de tension au niveau de tous les bus après installation du DG de type PV avec une augmentation de la charge de **150%**, et surtout au niveau du **Bus 18** de **0.9131 pu** à **0.8830 pu**.



FigureIII.6: Profil de tension avant et après installation DG de type PV avec un pourcentage de 50% ,100% et150% de la charge.

La figure (III.6) illustre l'amélioration du profil de tension pour les cas étudiés : configuration initiale sans DG's, avec insertion optimale des DG's avec différentes pourcentage de la charge. Selon les résultats obtenus, l'emplacement optimale des DG's sur le réseau de distribution contribue efficacement à l'amélioration du profile de la tension et la diminution des pertes des puissances actives.

Tableau III.3: Emplacement et taille optimal des DG's de type PV dans le réseau IEEE 33.

N. scenario	*Type de DG's*	*Pourcentage de la charge*	*Perte de puissance active (kW)*	*Perte de puissance réactive (kVAr)*	*Taille DG (kW)*	*DG Location*	*Taux réduc. Puiss. active*	*Tension min (pu)*
1	***Sans DG***	1	202.6863	135.1779	//	//	//	0.9131 @Bus 18
2	***Avec DG PV***	0.5	28.848	20.629	1684.1	@Bus 33	85.76 %	0.9798 @Bus 18
		1	**133.41**	**90.628**	**1684.1**	**@Bus 33**	**34.17%**	**0.9335** @Bus 18
		1.5	380.14	253.48	1684.1	@Bus 33	- **87.55%**	0.8830 @Bus 18

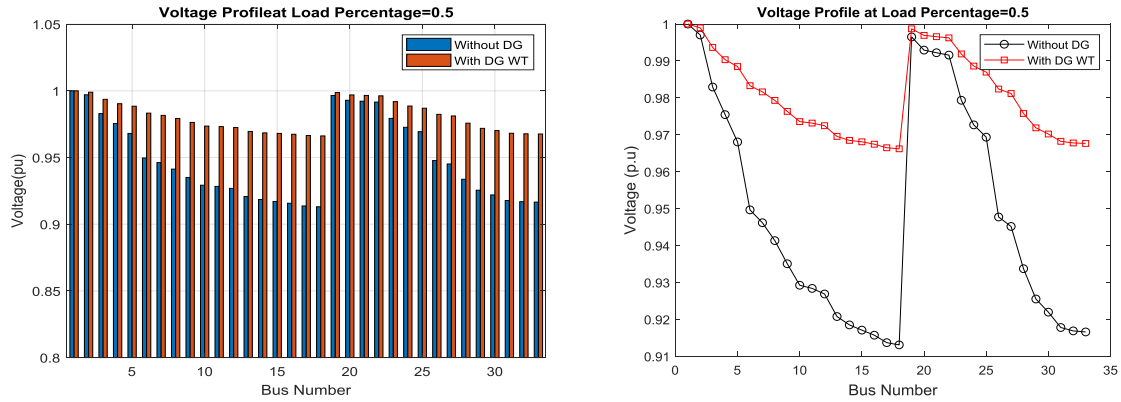
Selon le tableau III.3, on remarque qu'il y a une nette réduction des pertes actives et réactive avec un emplacement optimale des DG's de type PV, **85.76 %** pour un pourcentage de **50%** de la charge et de **34.17% de** réduction pour **100%** de la charge. Par contre on remarque qu'il y a une augmentation des pertes actives et réactives pour une charge de **150%**, (- **87.55%**).

III.6.2. **Résultats de simulation avec DG de type Eolien :**

Les résultats de l'écoulement de puissance du réseau de distribution IEEE 33 bus avec et sans DG, de type éolien avec différents pourcentage de la charge.

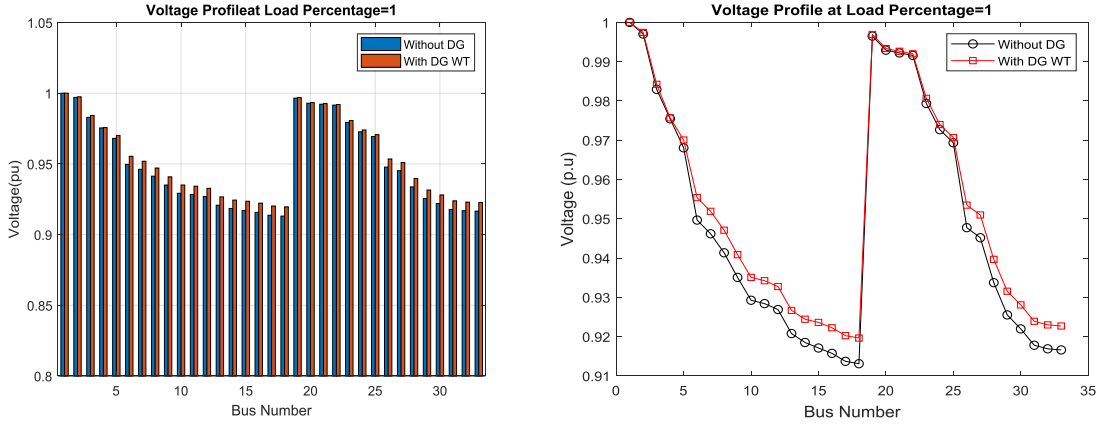
Tableau III.4 : Valeurs de tension sans et avec DG, de type éolien installées dans le réseau de distribution IEEE 33-bus avec 3 différents pourcentages de charges.

Num. JB	V (pu)				Num. JB	V (pu)			
	Sane DG	**Charge 50%**	**Charge 100%**	**Charge 150%**		**Sane DG**	**Charge 50%**	**Charge 100%**	**Charge 150%**
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	18	0.9131	0.9662	0.9196	0. 8686
2	0.9970	0.9990	0.9975	0.9958	19	0.9965	0.9987	0.9969	0.9950
3	0.9829	0.9937	0.9842	0.9742	20	0.929	0.9969	0.9934	0.9897
4	0.9755	0.9903	0.9757	0.9600	21	0.922	0.9966	0.9926	0.9886
5	0.9681	0.9885	0.9701	0.9502	22	0.916	0.9963	0.9920	0.9876
6	0.9497	0.9833	0.9554	0.9251	23	0.9794	0.9919	0.9807	0.9687
7	0.9462	0.9816	0.9519	0.9196	24	0.9727	0.9886	0.9740	0.9585
8	0.9413	0.9793	0.9471	0.9120	25	0.9694	0.9870	0.9707	0.9535
9	0.9351	0.9763	0.9408	0.9022	26	0.9479	0.9824	0.9535	0.9221
10	0.9292	0.9736	0.9351	0.8931	27	0.9453	0.9812	0.9510	0.9181
11	0.9284	0.9732	0.9342	0.8917	28	0.9339	0.9758	0.9396	0.9003
12	0.9269	0.9725	0.9327	0.8894	29	0.9257	0.9719	0.9315	0.8875
13	0.9208	0.9696	0.9267	0.8798	30	0.9222	0.9702	0.9281	0.8821
14	0.9185	0.9685	0.9244	0.8762	31	0.9180	0.9682	0.9239	0.8754
15	0.9171	0.9681	0.9236	0.8749	32	0.9171	0.9678	0.9230	0.8740
16	0.9157	0.9674	0.9222	0.8728	33	**0.9168**	**0.9677**	**0.9227**	**0.8735**
17	0.9137	0.9665	0.9202	0.8696					



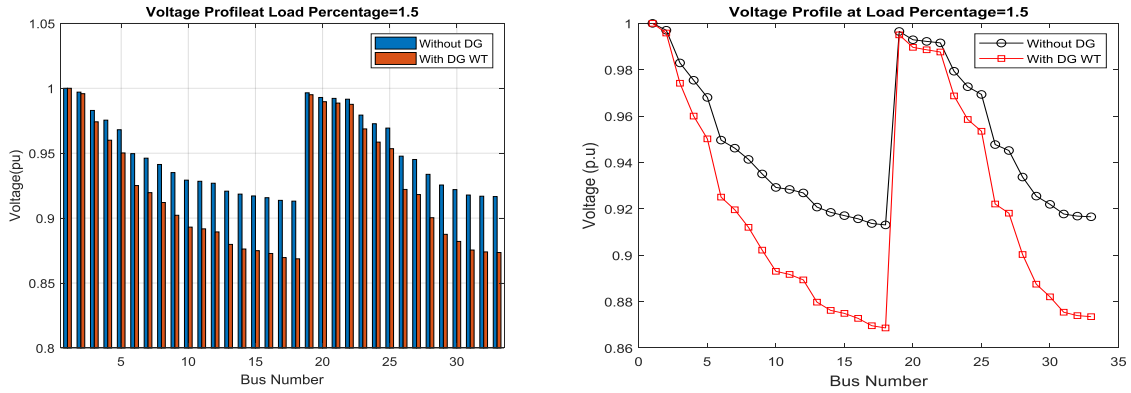
FigureIII.7 : Profil de tension avant et après installation DG de type éolien avec un pourcentage de 50% de la charge.

La figure (III.7) représente le profil de tension avant et après l'installation des DG de type éolien, avec une charge de 50%. On remarque que le minimum de tension avant insertion de DG est égale à 0.9131 pu au Bus18, par contre il est égale à 0.97662 pu après insertion du DG de type éolien.



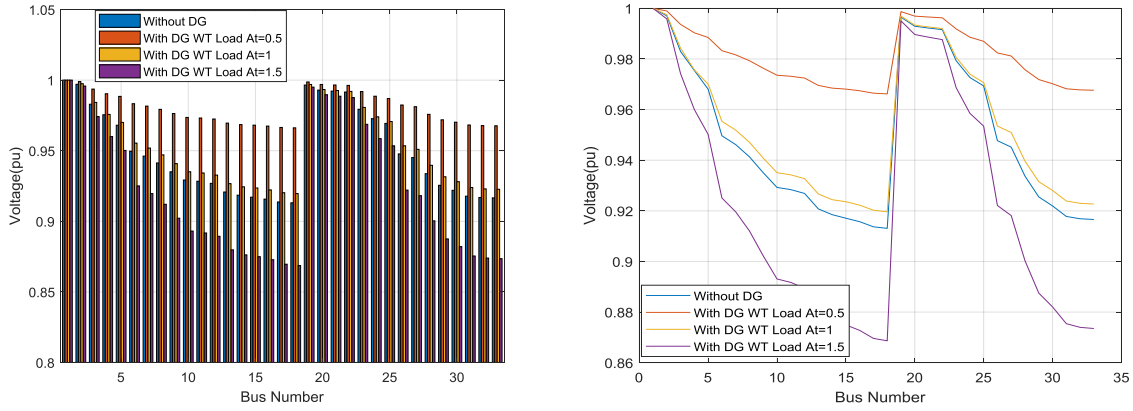
FigureIII.8 : Profil de tension avant et après installation DG de type éolien avec un pourcentage de 100% de la charge.

La figure (III.8) représente le profil de tension avant et après l'installation des DG de type éolien avec une charge de 100%. On remarque une amélioration du profile de la tension puisque le minimum de tension avant insertion de DG été égale à 0.9131pu au Bus18, par contre il est égale a.0.9196 pu après insertion du DG éolien.



FigureIII.9 : Profil de tension avant et après installation DG de type éolien avec un pourcentage de 150% de la charge.

La figure (III.9) représente le profil de tension avant et après l'installation des DG éolien avec une charge de 150%. On remarque une dégradation du profile de la tension au niveau de tous les bus (ex. le minimum de tension avant insertion de DG est égale à 0.9131pu au Bus18, par contre il est égale à 0.8686 pu après insertion du DG éolien.)



FigureIII.10: Profil de tension avant et après installation DG de type éolien dans les trois cas de la charge.

On remarque que le meilleur profil de tension (figure III .10) ainsi que le minimum de pertes totales de puissance active sont obtenus dans le cas 1, (50% de la charge).

D'après le tableau III.5, on constate qu'il y a une nette réduction des pertes de puissance active et réactive pour les deux cas (de **83,37%** pour **50%** de la charge et de **11,16%** pour **100%**de la charge). Par contre, on constate une nette augmentation des pertes de puissance actives et réactive pour un taux de 150% de la charge (-135,05%), cette augmentation est due à l'augmentation de la charge.

Tableau III.5: Emplacement et taille optimal des DG's de type éolien dans le réseau IEEE 33.

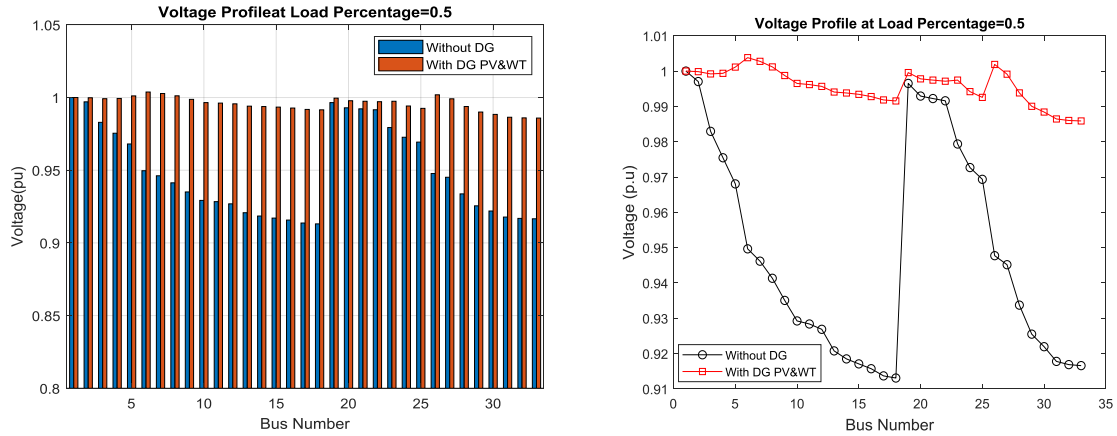
s.NO	Type de DG's	Pourcentage de la charge	Perte de puissance active (kW)	Perte de puissance réactive (kVAr)	TAILLE DG (kW)	DG Location	Taux réduc. Puissance active	Tension min (pu)
1	***Sans DG***	1	202.6863	135.1779	//	//	//	0.9131 @Bus 18
2	***Avec DG Eolien***	0.5	33.694	22.633	695.24	@Bus 17	83.37%	0.9662 @Bus 18
		1	**180.05**	**118.44**	**695.24**	@Bus **17**	**11.16%**	**0.916@Bus 18**
		1.5	476.42	312.2	695.24	@Bus 17	**- 135.05%**	0.8686 @Bus 18

III.6.3. **Résultats de simulation avec DG mixte (PV+Eolien):**

Les résultats de l'écoulement de puissance du réseau de distribution IEEE 33 bus avec et sans DG, de type mixte (PV+éolien) avec différents pourcentage de la charge.

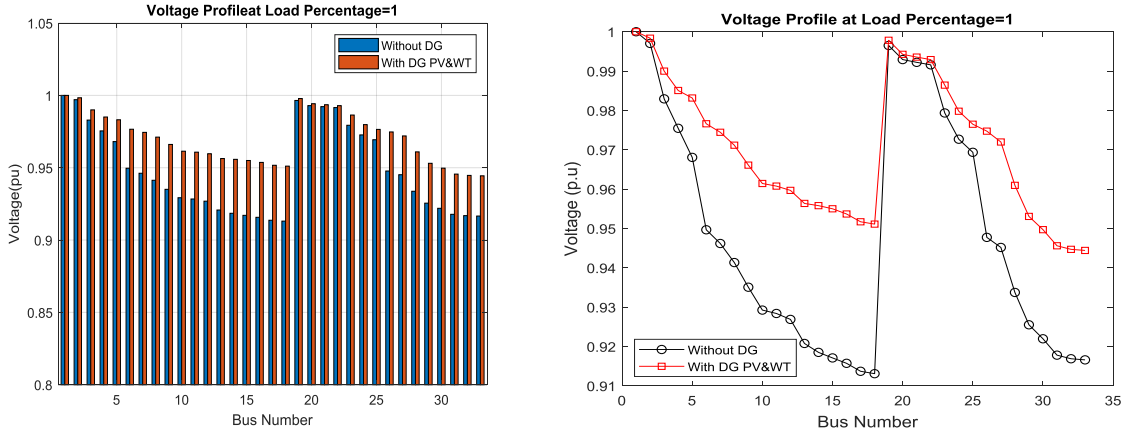
Tableau III.6 : Valeurs de tension avec et sans DG, de type (PV+ éolien) installées dans le réseau de distribution IEEE 33-bus avec 3 différents pourcentages de charges.

Num JB	V (pu)				Num JB	V (pu)			
	Sane DG	**Charge 50%**	**Charge 100%**	**Charge 150%**		**Sane DG**	**Charge 50%**	**Charge 100%**	**Charge 150%**
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	18	0.9131	0.9915	0.9511	0. 9074
2	0.9970	0.9998	0.9984	0.9968	19	0.9965	0.9996	0.9978	0.9960
3	0.9829	0.9992	0.9900	0.9802	20	0.929	0.9978	0.9994	0.9906
4	0.9755	0.9994	0.9851	0.9698	21	0.922	0.9974	0.9836	0.9896
5	0.9681	1.0011	0.9832	0.9640	22	0.916	0.9971	0.9929	0.9886
6	0.9497	1.0038	0.9766	0.9474	23	0.9794	0.9974	0.9864	0.9748
7	0.9462	1.0028	0.9744	0.9440	24	0.9727	0.9942	0.9798	0.9647
8	0.9413	1.0012	0.9712	0.9389	25	0.9694	0.9926	0.9765	0.9596
9	0.9351	0.9987	0.9661	0.9309	26	0.9479	1.0019	0.9747	0.9456
10	0.9292	0.9965	0.9614	0.9236	27	0.9453	0.9991	0.9720	0.9428
11	0.9284	0.9962	0.9608	0.9225	28	0.9339	0.9938	0.9610	0.9255
12	0.9269	0.9957	0.9597	0.9208	29	0.9257	0.9900	0.9531	0.9132
13	0.9208	0.9941	0.9558	0.9156	30	0.9222	0.9884	0.9497	0.9079
14	0.9185	0.9938	0.9550	0.9147	31	0.9180	0.9864	0.9456	0.9014
15	0.9171	0.9934	0.9537	0.9135	32	0.9171	0.9860	0.9447	0.9000
16	0.9157	0.9929	0.9517	0.9114	**33**	**0.9168**	**0.9686**	**0.9444**	**0.8996**
17	0.9137	0.9918	0.9511	0.9083					



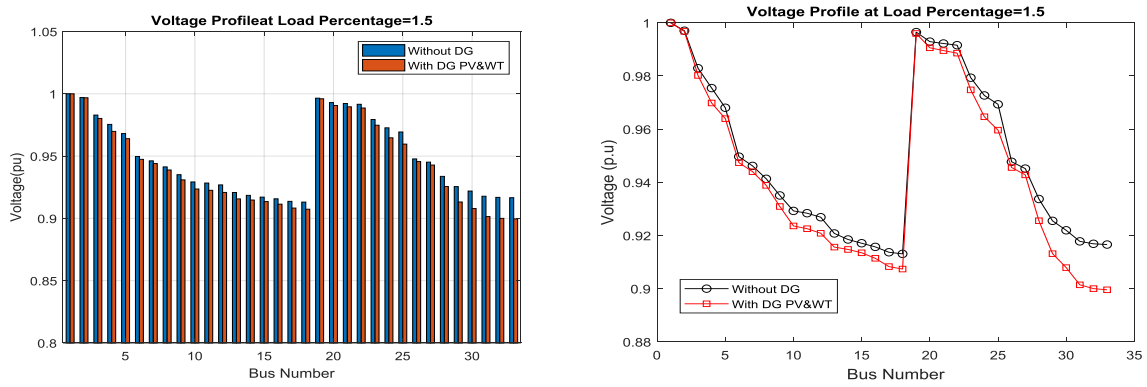
FigureIII.11: Profil de tension avant et après installation DG mixte de type (PV+éolien) avec un pourcentage de 50% de la charge.

La figure (III.11) représente le profil de tension avant et après l'installation des DG (PV+ éolien) avec une charge de 50%. On remarque une nette amélioration de la tension (le minimum de tension avant insertion de DG est égale à **0.9131 pu** au Bus**18**, par contre il est égale à **0.9686pu**au Bus**33**après insertion du DG mixte).



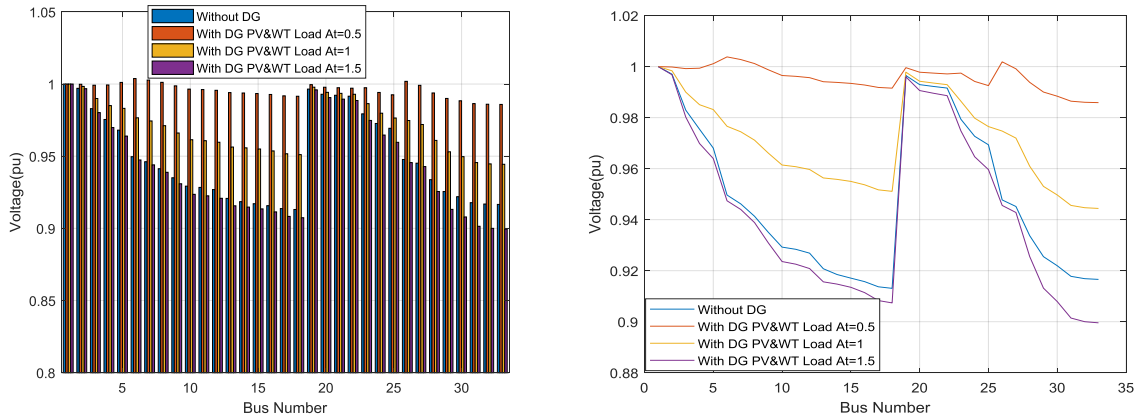
FigureIII.12 : Profil de tension avant et après installation DG mixte de type (PV+ éolien) avec un pourcentage de 100% de la charge.

La figure (III.12) représente le profil de tension avant et après l'installation des DG mixte (PV+ éolien) avec un taux de 100% de la charge. On remarque que le minimum de tension avant insertion de DG est égale à **0.9131 pu** au **Bus18**, par contre il est égale à **0.9444 pu** après insertion du DG mixte (PV+ éolien) au **Bus33**.



FigureIII.13 : Profil de tension avant et après installation DG mixte de type (PV+ éolien) avec un pourcentage de 150% de la charge.

La figure (III.13) représente le profil de tension avant et après l'installation des DG mixte (PV+ éolien) avec une charge de 150%. On remarque une dégradation du profile de la tension au niveau de tous les bus (ex. le minimum de tension avant insertion de DG est égale à **0.9131pu**au **Bus18**, par contre il est égale à **0.8996pu**au **Bus33** après insertion du DG mixte (PV+ éolien).



FigureIII.14: Profil de tension avant et après installation DG mixte de type (PV+ éolien)dans les trois cas de la charge.

On remarque que le meilleur profil de tension (figure III.14) ainsi que le minimum de pertes totales de puissance active sont obtenus dans le cas 1, (50% de la charge).

D'après le tableau III.7, on constate qu'il y a une nette réduction des pertes de puissance active et réactive pour les deux cas (de **83,37%** pour **50%** de la charge et de **11,16%** pour **100%**de la charge). Par contre, on constate une nette augmentation des pertes de puissance actives et réactive pour un taux de 150% de la charge (-135,05%), cette augmentation est due à l'augmentation de la charge.

Tableau III.7: Emplacement et taille optimal des DG's mixte de type (PV+éolien)dans le réseau IEEE 33

s. NO	Type de DG's	Pourcentage de la Charge	Perte de puissance active (kW)	Perte de puissance réactive (kVAr)	TAILLE DG (kW)	DG LOCATI-ON	Taux réduc. Puissance active	Tension min (pu)
1	***Sans DG***	1	202.6863	135.1779	//	//	//	0.9131 @Bus 18
4	***DG(PV+éolien)***	0.5	40.397	27.156	1539.5 (PV) & 635.41 (WT)	(PV) @Bus 33 & (WT)@Bus 18	80.06	0.9686 @Bus 33
		1	**113.15**	**75.541**	**1539.5 (PV) & 635.41 (WT)**	**(PV)** @Bus **33 & (WT)**@Bus **18**	**44.17**	**0.9444** @Bus 33
		1.5	311.92	204.82	1539.5 (PV) & 635.41 (WT)	(PV) @Bus 33 & (WT)@Bus 18	**-53.89**	0.8996 @Bus 33

D'après le tableau (III.7), en pleine charge, les valeurs minimales de tension obtenues respectivement selon les cas proposés dans le tableau() sont 0.9131pu, 0.0.8830 pu, 0.8686 pu et 0.9074 pu toutes au niveau du jeu de barres 18 correspondant respectivement aux pertes totales de puissance active 476.42 kW, 380.14 kW, 202.6863 kW et 311.92 kW. On remarque que le meilleur profil de tension ainsi que le minimum de pertes totales de puissance active en pleine charge sont obtenus dans le cas 3, installation simultanée des DGs (PV&WT) reflétant l'impact positif des deux équipements sur le comportement du réseau de distribution. Pour les autres niveaux, faible et moyenne charges, les résultats trouvés sont plus meilleurs et admissible. Les pertes totales de puissance active s'améliorent de mieux en mieux du cas 1 au cas 3 pour tous les niveaux de charge. Donc, l'intégration ou l'insertion optimale et simultanée de deux DG(PV+ éolien) influe remarquablement sur l'amélioration du profil de tension en réalisant de bons taux de réduction des pertes totales de puissance active pour les

trois niveaux de charge par rapport au cas sans installation d'équipements surtout en moyenne charge.

Tableau III.8: Emplacement et taille optimal des différents types de DG's dans le réseau IEEE 33.

s.NO	Type de DG's	Pourcentage de la charge	Perte de puissance active (kW)	Perte de puissance réactive (kVAr)	TAILLE DG (KW)	DG LOCATION	Taux réduc. Puissance active	Tension min (pu)
1	***Sans DG***	1	202.6863	135.1779	//	//	//	0.9131 @Bus 18
2	***Avec DG PV***	0.5	28.848	20.629	1684.1	@Bus 33	85.76%	0.9798 @Bus 18
		1	**133.41**	**90.628**	**1684.1**	@Bus **33**	**34.17%**	**0.9335 @Bus 18**
		1.5	380.14	253.48	1684.1	@Bus 33	**- 87.55%**	0.8830 @Bus 18
3	***Avec DG Eolien***	0.5	33.694	22.633	695.24	@Bus 17	83.37%	0.9662 @Bus 18
		1	**180.05**	**118.44**	**695.24**	@Bus **17**	**11.16%**	**0.9196@ Bus 18**
		1.5	476.42	312.2	695.24	@Bus 17	**- 135.05%**	0. 8686 @Bus 18
4	***DG (PV+éolien)***	0.5	40.397	27.156	1539.5 (PV) & 635.41 (WT)	(PV) @Bus 33 & (WT)@Bus 18	80.06%	0.9686 @Bus 33
		1	**113.15**	**75.541**	**1539.5 (PV) & 635.41 (wT)**	**(PV)** @Bus **33 & (WT)**@Bus **18**	**44.17%**	**0.9444** @Bus 33
		1.5	311.92	204.82	1539.5 (PV) & 635.41 (WT)	(PV) @Bus 33 & (WT)@Bus 18	**-53.89%**	0.8996 @Bus 33

D'après le tableau III.8, on conclue que :

1. Plus la charge du réseau augment plus il y a une diminution de la tension des bus du réseau.
2. A partir du tableau, on observe que les tensions sont améliorées avec un placement optimal et une taille appropriée des DG. On constate qu'avec l'intégration des DG mixte (PV+ éolien) , le profil de tension est considérablement amélioré. On observe également qu'en associerles deux types de DG, le profil de tension s'améliore, l'importance de l'intégration DG est clairement observée.

3. Cette étude de cas comprend diverses combinaisons de différentes unités de production de distribution comme: sans DG, solaire, éolienne, combinaison solaire et éolienne. Ici, le solaire est modélisé comme un modèle de facteur de puissance constant, l'éolienne est modélisé comme un modèle de puissance réactive variable, dans les études de l'écoulement de puissance. Cette étude comprend diverses combinaisons de différentes générations de distribution, qui sont clairement tabulées et présentées pour un réseau de bus de distribution à 33 bus. Le tableau 6 montre le placement optimal des DG et ses tailles correspondantes et les pertes de puissance active et réactive pour différentes combinaisons de DG au réseau de distribution de 33 bus. On constate que sans DG les pertes sont de 202.6863 kW et 135,1779 kVAr. Il y a une réduction significative des pertes en cas d'intégration de DG de type solaire photovoltaïque **34.17%** pour une charge de 100% par rapport au DG de type éolienne**11.16%**. Les pertes sont réduites de **44,17%** grâce à l'intégration des deux types de DG dans le cas de 100% de la charge.
4. Le résultat montre que le DG de type PV augmente la tension de 2,23% tandis que le DG de type éolien augmente de 0,71% et on peut observer que l'intégration des DG's mixte (PV+éolien) augmente de 3,43% la tension. On peut donc affirmer que le DG mixte de type (PV+éolien) minimise plus de pertes de puissance et améliore mieux le profil de tension du réseau par rapport au DG de type PV seul ou éolien seul. De plus, les résultats numériques montrent son efficacité en termes de perte de puissance et d'amélioration des performances de qualité de tension.

III.7 Conclusion :

Les résultats ont clarifié l'efficacité de cet algorithme pour l'amélioration du profil de tension, la réduction des pertes de puissance du réseau. Ce travail présente une méthode efficace pour choisir l'emplacement et la taille appropriés de la Génération Distribuée (DG) pour atteindre le troisième objectif qui est la minimisation d'une fonction objectif d'où la perte de puissance active la plus faible. Le PSO est utilisé pour déterminer le meilleur emplacement et la meilleure taille de DG pour atteindre ces objectifs. Les résultats obtenus montrent que la taille et l'emplacement appropriés de DG peuvent améliorer les performances du réseau en réduisant les pertes, et en outre, améliorer le profil de tension du réseau de distribution. Les conclusions pour les objectifs sont données comme suit:

• Le profil de tension est considérablement amélioré en plaçant DG mixte (PV+éolien) dans le réseau de distribution.

• L'optimisation par l'essaim de particules est proposé pour trouver la taille et l'emplacement optimale de DG pour la minimisation des pertes de puissance active et réactive ainsi que l'amélioration du profil de la tension du réseau de distribution.

• Les pertes de puissance active ont été réduites de 44,17% en combinant des DG' s de type PV et de type éolien.

Conclusion génerle

L'insertion optimale des DG's et de différents types dans le réseau de distribution, des techniques utilisées pour contribuer à la gestion des réseaux de distribution dans l'objectif de minimiser les pertes totales de puissance en assurant un bon profil de tension, sont réalisées en se basant sur l'optimisation par une méthode méta heuristique dite **Algorithme à essaim de particules (Particle Swarm Optimiser) (PSO),** pour optimiser la taille et l'emplacement des DG's. Cet algorithme selon une comparaison faite entre différentes méthodes méta heuristiques permet de réaliser un bon compromis efficacité et taux de réussite pour trouver rapidement la solution la plus proche de l'optimum.

On a opté d'utiliser une technique basée sur l'intégration des DG's dans le réseau de distribution d'une façon optimale, d'où le recours à la méthode d'optimisation méta heuristique PSO.

Pour cela, des scénarios ont été étudiés, une insertion optimale d'une DG de type PV seul et d'une DG de type éolienne seul et enfin un mix de DG's dans le réseau de distribution radial IEEE33-bus de point de vue d'emplacement et de taille opérationnelle pour minimiser les pertes totales de puissance active du système en améliorant le profil de tension. Les résultats obtenus ont montré l'efficacité de l'intégration optimale des DG's.L'étude a été faite pour trois niveaux de charge : charge minimale (100%), charge moyenne (50%) et charge maximale ou pleine charge (150%).

Les résultats montrent que l'hybridation des DG renouvelables (PV+ éolien) fournit des indices de performance plus améliorés que le système PV seul ou éolien seul.

De nombreuses perspectives s'ouvrent sur le sujet de l'insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution notamment ce qui concerne les types des DG's installées (photovoltaïque, éolienne,..) et leurs nombres maximales à installer ainsi la reconfiguration du réseau de distribution en prenant en considération d'autres contraintes telles que les limites de transite et l'assurance de la continuité du service en cas des défauts.

Un nouveau plan de protection avec un réglage optimal des relais pourrait être nécessaire pour augmenter la fiabilité du réseau de distribution en présence des DG's et des condensateurs et pour une nouvelle configuration.

Bibliographie

[1] Raphael Caire, "Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2004.

[2] Wendy Carolina Brice no Vicente, «Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, septembre 2012.

[3] Marie-Cécile Alvarez-Hérault, " Architectures des réseaux de distribution Du future en présence de production décentralisée", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.

[4] Karim TAREB,'' REGLAGE DES PROTECTIONS DES RESEAUX HTA'', Thèse de Magister de Université mouloud mammeri de Tizi-Ouzou 25 SEPTEMBRE 2017

[5] P. Carrive, « Techniques de l'ingénieur N° D4 210 : Réseaux de distribution Structure et planification », décembre 1991

[6] Dr. Dine cour Réseau électrique université Dr. yahia feres Médea, Alger

[7] https://www.scribd.com/document/413880752/a-pdf

[8] E. Gain, « Techniques de l'ingénieur N° D 4220 : Réseau de distribution Conception et dimensionnement », 1993

[9] A. Charoy, « Compatibilité électromagnétique », Livre, Edition Dunod, 2005

[10] D. Fulchiron, « Cahier Technique Schneider Electric N°203 : Choix de base des réseaux MT de distribution publique », mars 2001.

[11] H. Persoz, « Histoire générale de l'électricité en France », Volume 3 : 1947-1987», Tome 3, février 1984.

[12] C. Puret, « Cahier Technique Schneider Electric N°155 : Les réseaux de distribution publique MT dans le monde », septembre 2001.

[13] http://www.institut-numerique.org/iii2-modernisation-des-equipements-electriques-pour-une-meilleure-erd-51fba1b2e1fd1

[14] C. D. Pham, « Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée », Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble soutenue le 19 septembre 2005.

[15] P. Abadie, « Journal officiel de la république française, arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique », 25 avril 2008.

[16] 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 soutenue le12 décembre 2000.

[17] R. Caire, « Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenobl soutenue le2 avril 2004.

[18] R. Caire, N. Retière, N. Hadjsaid, S. Martino, C. Andrieu « Permanent Short Circuit Current Modification of Low Voltages Distributed Generation on Distribution Network », IEE 37th International Universities Power Engineering Conference UPEC 2002,9-11 septembre 2002, Staffordshire, Royaume Uni.

[19] www.erdfdistribution.fr, rubrique documentations techniques de référence, consulté le 10 décembre 2010.

[20] RANAIVOARIMANANA Mamiherintsoa Issaïa, ‘’ Intégration d’une puissance de 30 MW d’origine solaire photovoltaïque dans le réseau interconnecté d’Antananarivo (RIA)’’, Thèse de Master 2 titre ingénieur en Génie Electrique 21 Décembre 2017

[21] https://www.partagedeseaux.info/Le-secteur-de-l-eau-source-d-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre.

[22] NAIDJI Mourad,’’ ETUDE D'IMPACT DE L'INTEGRATION DES SOURCES PV DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION D'ENERGIE ELECTRIQUE’’, Thèse de M A G I STE R e n ELE CT ROTE CHNIQUE le 17/01/2015.

[23] https://www.futura-sciences.com/planete/questions-reponses/energie-renouvelable-petite-hydroelectricite-petites-centrales-hydroelectriques-1398/1987», Tome 3, février 1984.

[24] K. Mahesh, P.A/L Nallagownden, I. A/L Elamvazuthi, "Optimal Placement and Sizing of DG in DistributionSystem Using Accelerated PSO for Power LossMinimization", 2015 IEEE, Conference Paper · October 2015.

[26] Deepak Pandey, Jitendra Singh Bhadoriya, "Optimal Placement & Sizing Of Distributed Generation (DG) To Minimize Active Power Loss Using Particle Swarm Optimization (PSO)", International journal of scientific& Technology research volume 3, issue 7, JULY 2014.

[27] W. M. Dahalan, H.Mokhlis, "Network Reconfiguration for Loss Reduction with Distributed Generations Using PSO", 2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 2-5 December 2012, Kota Kinabalu Sabah, Malaysia.

[28] Energy and Power 2012, 2(1): 18-23 DOI: 10.5923/j.ep.20120201.03

[29] Available online at www.sciencedirect.com

[30] https://www.researchgate.net/publication/328607912

[31] Rodrigo H. de Luis, "Optimalplacementandsizingofdistributed generation", Thèse de

Mastere de MSc. Engineering and Policy Analysis–Madrid, July 2016.

[32] Salhi Abdelfattah, "Planification optimale de l'échange d'énergie électrique entre des réseaux interconnectés", Thèse de Magister de Université Mohamed Khider – Biskra.

Nomenclature

S	puissance apparente ;
P	puissance active de la charge monophasée équivalente ;
Q	puissance réactive de la charge monophasée équivalente.
L (km)	longueur.
r (Ω/km)	résistance linéique
BTA	Basse Tension.
HTA	Haute Tension
SWER	Single Wire Earth Return
JB ref	Jeu de barres de référence
JB term	Jeu de barres terminal
JB com	Jeu de barres commun
JB inter	Jeu de barres intermédiaire
LP	Ligne principale
LL	Ligne latérale
LSL	Ligne sous-latérale
LM	Ligne mineure
OJBT1	Ordre du premier jeu de barres terminal
ldata	Données des branche du réseau
busata	Données des jeux de barres du réseau
P_i	Puissance active sortante du jeu de barres i
Q_i	Puissance réactive sortante du jeu de barres i
P_{i+1}	Puissance active sortante du jeu de barres i+1
Q_{i+1}	Puissance réactive sortante du jeu de barres i+1
P_{Li}	Puissance active de la charge i branchée au jeu de barres i
Q_{Li}	Puissance réactive de la charge i branchée au jeu de barres i
$JBDM_m$	Jeu de barres de départ de la $m^{ême}$ ligne mineure
$JBTM_m$	Jeu de barres terminal de la $m^{ême}$ ligne mineure
$JBDSL_{sl}$	Jeu de barres de départ de la $sl^{ême}$ ligne sous-latérale
$JBTSL_{sl}$	Jeu de barres terminal de la $sl^{ême}$ ligne sous-latérale
$JBDL_l$	Jeu de barres de départ de la $l^{ême}$ ligne latérale
$JBTL_l$	Jeu de barres terminal de la $l^{ême}$ ligne latérale

$JBTP_p$	Jeu de barres terminal de la ligne principale
$P_{Loss\ i}$	Pertes de puissance active au niveau de la branche i
$Q_{Loss\ i}$	Pertes de puissance réactive au niveau de la branche i
$P_{T\ Loss}$	Pertes totales de puissance active
$Q_{T\ Loss}$	Pertes totales de puissance active
PSO	Algorithme à essaim de particules (Particle Swarm Optimiser)
GED	Générateur d'énergie distribué
β_{ij}	Attractivité entre lucioles i et j
r_{ij}	Distance entre lucioles i et j
β_0	Attractivité à $r=0$
γ	Coefficient d'absorption de lumière.
α	Paramètre de répartition
DG	Génération d'énergie dispersée (Distrbuted generation)
P_{DGi}	Puissance active injectée par DG au jeu de barres i
Q_{DGi}	Puissance réactive injectée par DG au jeu de barres i
P_G	Puissance active générée provenant de la source
P_D	Puissance demandée

Annexes :

Tableau 1 Données pour le Réseau de distribution IEEE 33 bus.

Branch	Sending bus	Receiving bus	Resistance, R, Ω	Reactance, X, Ω	Real power load at receiving bus, MW	Reactive power load at receiving bus, MVAr
1	1	2	0.0922	0.0477	0.1	0.06
2	2	3	0.493	0.2511	0.09	0.04
3	3	4	0.366	0.1864	0.12	0.08
4	4	5	0.3811	0.1941	0.06	0.03
5	5	6	0.819	0.707	0.06	0.02
6	6	7	0.1872	0.6188	0.2	0.1
7	7	8	1.7114	1.2351	0.2	0.1
8	8	9	1.03	0.74	0.06	0.02
9	9	10	1.04	0.74	0.06	0.02
10	10	11	0.1966	0.065	0.045	0.03
11	11	12	0.3744	0.1238	0.06	0.035
12	12	13	1.468	1.155	0.06	0.035
13	13	14	0.5416	0.7129	0.12	0.08
14	14	15	0.591	0.526	0.06	0.01
15	15	16	0.7463	0.545	0.06	0.02
16	16	17	1.289	1.721	0.06	0.02
17	17	18	0.732	0.574	0.09	0.04
18	2	19	0.164	0.1565	0.09	0.04
19	19	20	1.5042	1.3554	0.09	0.04
20	20	21	0.4095	0.4784	0.09	0.04
21	21	22	0.7089	0.9373	0.09	0.04
22	3	23	0.4512	0.3083	0.09	0.05
23	23	24	0.898	0.7091	0.42	0.2
24	24	25	0.896	0.7011	0.42	0.2
25	6	26	0.203	0.1034	0.06	0.025
26	26	27	0.2842	0.1447	0.06	0.025
27	27	28	1.059	0.9337	0.06	0.02
28	28	29	0.8042	0.7006	0.12	0.07
29	29	30	0.5075	0.2585	0.2	0.6
30	30	31	0.9744	0.963	0.15	0.07
31	31	32	0.3105	0.3619	0.21	0.1
32	32	33	0.341	0.5302	0.06	0.04