

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A. MIRA – Bejaia

Faculté de Technologie
Département : Génie électrique
Spécialité : Réseaux électriques



Mémoire de fin d'études

Préparé par :

Mme. FENNOUCH CYLINA

Mme. BENHANNICHE CHAMS

Thème :

Etude des impacts de la génération dispersée à base
d'énergies renouvelables dans les réseaux de distribution

Soutenu publiquement le : 18/06/2025

Devant le jury :

M.A.MEDJDOUB

Président

Mme. N. AOUZELLAG

Encadrante

Mme.O.AOUCHENNI

Examineur

M. F. OUALI

Co-Encadreur

Année Universitaire : 2024/2025

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



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

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

Je soussigné,

Nom : Fenouche
Prénom : Cyrena
Matricule : 191933 00 75 08
Spécialité et/ou Option : Réseaux électrique
Département : Génie électrique
Faculté : Technologie
Année universitaire : 24/25

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

Intitulé : Etude des impacts de la génération dispersée
à base d'énergie renouvelable

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

Fait à Béjaïa le 1
06/07/2023

Signature de l'intéressé

(*) Lu et approuvé

(*) Arrêté ministériel disponible sur le site www.univ-bejaia.dz/formation (rubrique textes réglementaires)

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



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

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

Je soussigné,

Nom : Benhanniche
Prénom : Chems
Matricule : 191933007913
Spécialité et/ou Option : Réseaux électrique
Département : Génie électrique
Faculté : Technologie
Année universitaire : 24/25

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

Intitulé : Etude des impacts de la génération
dispersée à base d'énergie renouvelable

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

Fait à Béjaïa le
06/01/2025

Signature de l'intéressé

(*) Lu et approuvé

(*) Arrêté ministériel disponible sur le site www.univ-bejaia.dz/formation (rubrique textes règlementaires)

Remerciements

La première et la dernière chose est pour Allah qui nous a donné la capacité, la patience et la force nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre encadrante, Madame Aouzellag Narimen, pour son encadrement rigoureux, sa disponibilité constante et ses conseils précieux qui ont grandement contribué à la réalisation de ce travail. Son soutien et sa bienveillance nous ont été d'un grand réconfort tout au long de ce parcours.

Nous remercions également chaleureusement le doctorant Ouali Fateh, pour son accompagnement, ses explications claires et son aide précieuse tout au long de ce projet. Sa gentillesse et sa pédagogie ont facilité notre progression.

Nos remerciements vont aussi à tous ceux qui nous ont soutenus de près ou de loin dans l'accomplissement de ce travail.

Dédicaces

Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce modeste travail:

À l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral, mon guide et ma source de joie et de bonheur: **mon cher père Messaoud**, ton courage et ta sagesse ont sculpté mon chemin, ta présence m'a donné la confiance pour affronter l'avenir.

Je te dédie ma reconnaissance et mon admiration sans bornes.

À la lumière de mes jours, à la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences **mon adorable mère Safia**, tu es la source de ma force. Ton dévouement et ta tendresse ont été mon rocher. À toi qui m'as donné la vie, je t'offre toute ma gratitude et mon amour éternel.

À ma sœur Tinhinan et mes deux frères Kocila et Maysser, vos rires et vos larmes ont enrichi ma vie. Dans chaque instant partagé, je trouve un trésor précieux. À vous, mes compagnes de voyage et mes complices, je vous offre toute mon affection et ma reconnaissance infinie.

À mes chères amies Anaïs, Iman, Hadil, Meriem, Chaima, Nedjma et Nihad, symboles d'amitié, de complicité et de soutien indéfectible. Vous avez toujours été présentes, dans les rires comme dans les moments difficiles, et chacune de vous occupe une place unique dans mon cœur. Que Dieu vous comble de bonheur, de santé et de réussite.

Sans oublier **ma chère binôme Champsour** son entente et sa sympathie.

Cylina

Dédicaces

Je dédie cet événement marquant de ma vie :

À ma chère mère

Qui m'a éclairé mon chemin et qui m'a encouragé et soutenue tout au long de mes études que Dieu vous protège et vous donne une longue vie pleine de santé et de bonheur. Je trouve ce modeste travail un début de récompense de tes sacrifices.

À mon très cher père

Que j'espère fier... qu'il trouve ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi. Que Dieu vous protège et vous donne une longue vie pleine de santé et de bonheur.

À ma sœur et mes frères

qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail.

À vous aussi mes chères amies que j'ai partagé les meilleurs et les agréables moments de mon parcours universitaire.

À ma chère binôme Cyline

A mon marie

Pour son soutien indéfectible sa patience et sa présence rassurante tout au long de ce parcours

Merci d'avoir cru en moi, lorsque je doutais

Chams

Sommaire

Remerciements

Dédicaces

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des abréviations

Introduction Générale	1
Chapitre I : Généralités sur la génération dispersée dans les réseaux de distribution	1
I.1. Introduction	2
I.2. Fonctionnement du système électrique	2
I.2.1. Production	3
I.2.2. Réseaux de transport	3
I.2.3. Réseaux de répartition	3
I.2.4. Réseaux de distribution	4
I.3. Topologie du réseau électrique et niveaux de tension	4
I.3.1. Réseau maillé/ bouclé	4
I.3.2. Réseau radial	4
I.3.3. Réseau arborescent	4
I.3.4. Niveaux de tension	5
I.4. Type des postes de transformation HTB/HTA et HTA/BT	6
I.4.1. Poste source HTB/HTA	6
I.4.2. Poste HTA/BT	7
I.5. Génération Dispersée	8
I.5.1. Différents types de sources d'énergie renouvelables utilisées en GD	9
I.5.2. Classification des types de GD	12
I.6. Conclusion du chapitre I	14
Chapitre II : Impacts de la génération dispersée sur les réseaux de distribution	1
II.1. Introduction	15
II.2. Etude des impacts	15
II.2.1. Modification du sens de transit de puissance	15
II.2.2. Impact sur le profil de tension	17
II.2.3. Impact sur le plan de protection	19
II.2.4. Impact sur la qualité de système	21
II.2.5. Impact sur le fonctionnement de transformateur régulateur en charge	22
II.3. Conditions de raccordement des GD aux réseaux électriques	23

II.3.1. Contraintes sur la tension /puissance	23
II.3.2. Tenue aux creux de tension.....	23
II.3.3. Contraintes sur la fréquence /puissance réactive	23
II.3.4. Dispositions à prendre en considération	24
Chapitre III : Modélisation et simulation du réseau de distribution avec présence de la génération distribuée....	16
III.1. Introduction	26
III.2 Développement de la méthode Forward-Backward Sweep.....	26
III.2.1. Balayage arrière (Calcul des courants dans les branches).....	27
III.2.2. Balayage avant (Mise à jour des tensions aux nœuds)	27
III.2.3. Algorithme de la méthode utilisée.....	27
III.3. Présentation du réseau étudié	29
III.3.1 Topologie du réseau.....	29
III.3.2. Objectifs d'étude.....	30
III. 4. Analyse de l'état initial du réseau	30
III.5. Analyse de l'état du réseau avec intégration de la génération dispersée.....	33
III. 6. Analyse de l'état du réseau avec insertion de deux générations dispersées	38
III.7. Évaluation de l'état du réseau en cas de défaut avec génération dispersée.....	43
III.7.1. Calcul des courants de courts circuits pour le départ HTB/HTA	44
III.7.2. Impact sur la protection	49
III.8. Conclusion du chapitre III	51
Conclusion générale	52

Annexes

Références

Résumé

Liste des tableaux

Tab I.1 : Niveau de tension.	5
Tab II.1 :Résumé des exigences en réactif dans les réglementations européennes (Facteurs de puissance à pleine charge).	23
Tab III. 1 : Identification de la topologie du réseau étudié.	30
Tab.III.2 :Solution de flux de données et de charge pour le système radial à 15 bus.	32
Tab.III.3 : Pertes, courants et sens du flux avant/après l'insertion du GD (nœud 3, 80%)	37
Tab.III.4 : Pertes, courants et sens du flux avant/après l'insertion des GD (nœud 3 à59% et nœud 11 à21%).....	41
Tab.III.5 : Evaluation des pertes de puissance et des chutes de tension en fonction des taux de deux GD.....	42

Liste des figures

Fig. I.1 : Structure générale du réseau électrique.....	2
Fig.I.2 : Production mondiale d'électricité en 2022.....	3
Fig.I.3 : Différents structures des réseaux électriques	5
Fig. I.4: Niveaux de tension dans les réseaux électriques.....	6
Fig. I.5 : Principales architectures des postes HTB/HTA	7
Fig. I.6: Structure en simple dérivation.....	7
Fig. I.7: Structure en double dérivation	8
Fig. I. 8 : Structure en coupure d'artère	8
Fig. I.9 : Principe de la production solaire	9
Fig.I.10 : Caractéristique courant-tension et puissance-tension	10
Fig.I.11 : Principe de la production éolienne	11
Fig. I.12: Principe de la production biomasse.....	12
Fig. I.13: Principe de la production géothermique.....	12
Fig. I.14 : Principe de la production hydraulique	13
Fig. II.1 : Transit des puissances dans un réseau sans GD.....	16
Fig. II.2: Transit de puissance avec une GD connectée au Nœud 5.....	16
Fig. II.3: Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport.....	17
Fig. II.4 : Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GD dans le réseau.....	18
Fig. II.5: Exemple de surtension provoqué par l'insertion de GD	18
Fig.II.6 : Impacts de production décentralisée sur le courant de court-circuit.....	19
Fig. II.7 : Problème d'aveuglement de protection	20
Fig. II.8 : Problème de déclenchement intempestif des protections.....	21
Fig.II.9 : Principe de fonctionnement du régleur en charge.....	22
Fig.II.10 : Influence sur le fonctionnement des régleurs en charge	22
Fig. II.11: Contraintes de tenue aux variations de fréquence.....	24
Fig.III.1 : Représentation d'un segment dans un réseau de distribution.....	27
Fig.III.2 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 15 nœuds.....	29
Fig.III.3 : Amplitude de la tension aux nœuds.....	30
Fig.III.4 : Chute de tension dans les branches	31
Fig.III.5 : Perte de puissance active dans les branches	31
Fig.III.6 : Perte de puissance réactive dans les branches	31

Fig.III.7 : Sens du transit de puissances du réseau de distribution	32
Fig.III.8 : Chute de tension maximale par rapport à l'emplacement de la GD.....	34
Fig.III.9 : Pertes de puissance totales actives par l'emplacement de la GD et pour différents taux de pénétration.....	34
Fig.III.10 : Pertes de puissance totales réactives par l'emplacement et pour différents taux de pénétration.....	34
Fig.III.11 : Comparaison des pertes totales actives entre les nœuds 3, 4 et 11	35
Fig.III.12 : Comparaison des pertes totale réactives entre les nœuds 3, 4 et 11	35
Fig.III.13 : Comparaison des chutes de tension maximales entre les nœuds 3, 4 et 11	36
Fig.III.14 : Amplitude de la tension aux différents nœuds sans et avec la présence de la GD intégrée au nœud 3 à un taux de 80%.....	36
Fig.III.15 : Sens du transit de puissances après l'insertion d'une GD au nœud 3	37
Fig.III.16 : Évolution de la chute de tension maximale selon les combinaisons de taux d'intégration des deux GD	39
Fig.III.17 : Tension aux nœuds pour différents taux combinés des GD.....	39
Fig.III.18 : Pertes de puissance totales pour différents taux combinés.....	39
Fig.III.19 : Évolution de la chute de tension maximale selon les combinaisons de taux d'intégration des deux GD	40
Fig.III.20 : Tension aux nœuds pour différents taux combinés des GD.....	40
Fig.III.21 : Pertes de puissance totales pour différents taux combinés.....	41
Fig.III.22 : Sens du transit de puissances après l'insertion de deux GD aux nœuds 3 et 11.....	42
Fig. III.23 : Amplitude des tensions aux nœuds pour différents cas étudiés (Sans GD, avec GD au nœud 3 (à 80%), Deux GD aux nœuds 3(à 59%) et 11 (à 21%)).....	42
Fig. III.24 : Défaut au nœud 13 du réseau en présence de deux GD aux nœuds 3 et 11	45
Fig. III.25 : Défaut au nœud 2 du réseau en présence de deux GD aux nœuds 3 et 11	47
Fig. III.26 : Défaut au nœud 17 dans un départ adjacent.....	49

Liste des abréviations

P_{max} : Puissance maximale.

V_{op} : Tension optimale.

I_{op} : Courant optimal.

$P_{cinétique}$: Puissance cinétique extraite du vent.

v_{amont} : Vitesse incidente du vent.

S : Surface balayée par les pales de la turbine éolienne.

ρ : Masse volumique de l'air.

R_t : Rayon de la turbine.

Ω_t : Vitesse mécanique de turbine.

$P_{mécanique}$: Puissance mécanique à la sortie de la turbine.

R : Résistance totale de ligne.

X : Réactance totale de ligne.

P_{tr}, Q_{tr} = Puissances active et réactive transportées vers la charge.

P_{GD}, Q_{GD} = Puissances réactive et réactive fournies par la GD.

I_{cc3} : Le courant de court-circuit triphasé symétrique.

U_n : La tension composée entre phases.

Z_{cc} : L'impédance équivalente totale du circuit parcouru par le courant de défaut.

$\sum R$: Somme des résistances en série.

$\sum X$: Somme des réactances en série.

$I_{CCsource}$: Le courant de court-circuit fourni par la source.

$I_{CC(GD)}$: Le courant de court-circuit injecté par les GDs.

I_j^k : Courant de charge.

PL, QL : Puissance active et réactive de ligne.

V_j^k : Tension au nœud dans chaque itération.

V_i^k : Tension dans l'inter-nœud dans chaque itération.

Z_{ij} : Impédance dans la branche ij .

I_{ij}^k : Courant de ligne dans chaque itération.

e_j^k : L'erreur dans chaque nœud et chaque itération.

e_{\max}^k : Valeur maximale de l'erreur.

I_{cc_min} : Courant de court-circuit biphasé minimal.

X_{HTB} : Réactance équivalente du réseau haute tension côté HTB.

X_T : Réactance du transformateur.

Z_{L_GD} : Somme des impédances de la GD au nœud de défaut;

Z_{L_PS} : Somme des impédances du poste source au nœud de défaut.

S_{cc} : Puissance de court-circuit au point de connexion.

U_{cc} : Tension de court-circuit du transformateur.

Z_b : Impédance de base.

V_b : Tension de base.

S_b : Puissance de base.

X_{amont} : Réactance vue en amont (du point de raccordement de la GD vers le réseau principal).

Introduction Générale

Introduction Générale

La question énergétique constitue aujourd'hui l'un des défis majeurs pour l'humanité. La croissance démographique, l'industrialisation accrue et l'évolution des modes de vie ont entraîné une augmentation constante de la demande en énergie à l'échelle mondiale. Cette évolution s'est accompagnée d'une exploitation massive des ressources fossiles, provoquant une série de problèmes environnementaux critiques tels que la pollution, les émissions de gaz à effet de serre et le réchauffement climatique. De plus, ces ressources sont limitées, ce qui rend leur usage à long terme insoutenable.

Face à cette situation, la transition énergétique s'impose comme une nécessité urgente. Elle repose principalement sur le développement de solutions alternatives respectueuses de l'environnement, notamment l'optimisation de l'efficacité énergétique et le recours aux énergies renouvelables. C'est dans cette dynamique que s'inscrit la génération distribuée (GD), un modèle de production énergétique décentralisé qui permet de produire de l'électricité à proximité des lieux de consommation, en utilisant des sources renouvelables comme le solaire, l'éolien ou la biomasse [1].

La généralisation de la GD représente une opportunité pour renforcer la durabilité des systèmes électriques, améliorer leur efficacité et réduire les pertes liées au transport de l'énergie. Toutefois, son intégration dans les réseaux de distribution pose plusieurs défis techniques, notamment en termes de stabilité du réseau, de gestion des flux de puissance, de qualité de tension et de coordination avec les infrastructures existantes. Ces enjeux nécessitent une étude approfondie des impacts de la GD sur le fonctionnement global des réseaux.

C'est dans ce cadre que s'inscrit ce travail de recherche, qui vise à analyser les apports, les contraintes et les effets de la génération distribuée sur les réseaux électriques [2]. Pour cela, le mémoire est structuré en trois parties complémentaires :

La première partie présente un cadre général sur les systèmes électriques et les principes fondamentaux de la génération distribuée, en mettant l'accent sur les sources d'énergie renouvelables et les types de GD.

La deuxième partie examine les conséquences de l'insertion de la GD dans les réseaux de distribution, en identifiant les principaux impacts techniques et les adaptations nécessaires du système.

Enfin, la troisième partie propose une étude de cas concrète, basée sur un réseau de distribution radial. À travers des simulations numériques, elle évalue les effets de la GD sur les profils de tension, les pertes d'énergie et les performances du réseau.

Ce travail a pour ambition de contribuer à une meilleure compréhension des enjeux liés à la transition énergétique, en mettant en lumière les défis à relever pour une intégration efficace de la génération distribuée dans les réseaux de demain.

Chapitre I : Généralités sur la génération dispersée dans les réseaux de distribution

I.1. Introduction

La compréhension du fonctionnement du système électrique constitue un préalable essentiel à toute étude portant sur les réseaux d'énergie modernes. Ce système complexe repose sur une chaîne interconnectée de composants assurant la production, le transport, la répartition et la distribution de l'électricité jusqu'aux utilisateurs finaux. Chacune de ces étapes joue un rôle déterminant dans la qualité, la stabilité et la fiabilité de l'alimentation électrique.

Ce chapitre s'ouvre par une présentation générale de la production d'électricité, suivie d'une description des réseaux de transport, de répartition et de distribution. Ces différents niveaux sont analysés à travers leur structure, leur rôle spécifique ainsi que les niveaux de tension qui leur sont associés. Une attention particulière est accordée à la topologie du réseau électrique, qui conditionne les performances du système, ainsi qu'aux types de postes de transformation (HTB/HTA et HTA/BT), éléments clés pour l'adaptation des tensions à chaque étape du transfert d'énergie [1].

Dans un contexte de transition énergétique et de décentralisation de la production, la Génération Dispersée (GD) s'impose comme un élément incontournable des réseaux actuels. Nous aborderons donc les différentes sources d'énergie renouvelable utilisées dans le cadre de la GD, ainsi que la classification des types de génération dispersée selon leurs caractéristiques techniques, leurs capacités et leur mode d'intégration au réseau électrique.

I.2. Fonctionnement du système électrique

Le système électrique se compose d'un ensemble d'appareils interconnectés qui permettent la transmission de l'énergie électrique des producteurs aux consommateurs via le réseau (figure. I.1), il est structuré en plusieurs niveaux, assurant des fonctions spécifiques propres, et définis par des tensions ajustées à ces fonctions : la production, les réseaux de transport, de répartition et de distribution de l'électricité.[2]

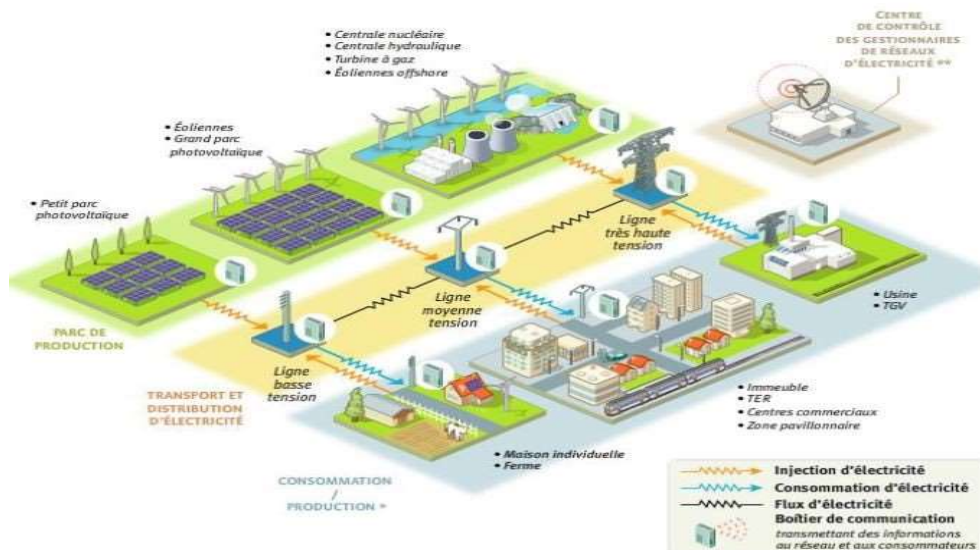


Fig. I.1 : Structure générale du réseau électrique

I.2.1. Production

La production d'énergie électrique repose sur des turbo-alternateurs qui convertissent l'énergie mécanique des turbines en électricité, en utilisant diverses sources primaires telles que le gaz, le pétrole ou l'hydraulique. Les sources d'énergie primaire varient d'un pays à l'autre : par exemple, en Algérie, le gaz naturel représente plus de 70 % de la production énergétique, tandis qu'en France, 75 % de l'électricité est d'origine nucléaire.

Chaque site de production d'énergie, tel qu'une centrale électrique, est généralement équipé de plusieurs ensembles de turbo-alternateurs pour assurer la continuité du service pendant les phases de maintenance. La production d'électricité peut être classée en fonction du type d'énergie primaire utilisée pour sa génération. La figure (I.2) représente la consommation d'énergie totale et la production d'électricité dans le monde en 2022[3].

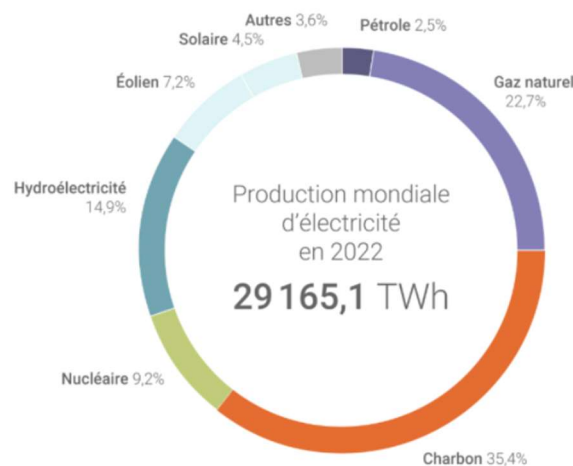


Fig.I.2 : Production mondiale d'électricité en 2022

I.2.2. Réseaux de transport

Les réseaux de transport ont pour mission de transporter l'énergie électrique sur des longues distances. Pour réduire les pertes d'énergie, notamment dues aux effets Joule qui se produisent dans les lignes, ces réseaux sont conçus en très haute tension (de 63 kV à 400 kV). Sur le plan géographique, pour garantir un fonctionnement sûr, ces réseaux sont maillés ou interconnectés. Cela permet de regrouper l'électricité générée par des centrales majeures et de la diriger vers des zones à forte consommation (objectif transport), tout en assurant une utilisation rentable et sécurisée des installations de production grâce à une compensation des diverses défaillances (objectif interconnexion) [2]. Le niveau de tension dans les réseaux électriques varie en fonction des distances et des puissances à transporter. Par exemple, en Algérie, le réseau de transport utilise une tension de 220 kV, avec certaines lignes dans le sud atteignant 400 kV. En comparaison, le réseau européen opère principalement à 400 kV, tandis que le réseau nord-américain fonctionne à une tension de 735 kV[2][4].

I.2.3. Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition régionaux répartissent l'énergie dans différentes régions et alimentent les réseaux de distribution ainsi que les industriels ($S > 10 \text{ MVA}$) qui sont livrées directement en HT ou en THT. Ces clients industriels sont principalement du secteur sidérurgique, de la cimenterie, de la chimie, du transport ferroviaire, etc. [5].

Ils peuvent avoir une structure aérienne ou souterraine près des zones urbaines. Les systèmes de protection sont similaires à ceux utilisés sur les réseaux de transport, leur gestion est assurée par les centres de conduite régionaux.

I.2.4. Réseaux de distribution

L'architecture la plus significative du système électrique est représentée par les réseaux de distribution. Ils se chargent de la distribution d'électricité à l'échelle locale. Ils sont soumis à une tension ne dépassant pas 50 kV (HTA). Ces deux types de réseaux constituent les composantes principales : le réseau de moyenne tension (HT) qui fonctionne à 10 kV et 30 kV est relié au réseau de transport, et le réseau de basse tension (BT) qui a une tension de 0.4 kV. Le réseau BT représente la dernière étape du système électrique. Ces sections sont connectées au réseau HT dans les stations de conversion HTA/BT. Ces niveaux de tension constituent un compromis technico-économique qui permet non seulement de réduire les baisses de tension, mais également de limiter le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) mais également de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions [3].

I.3. Topologie du réseau électrique et niveaux de tension

Les topologies des réseaux électriques varient d'un type à l'autre, et leur choix est influencé par plusieurs facteurs, notamment le niveau de fiabilité souhaité, la flexibilité, les exigences de maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Ces topologies peuvent être classées de la manière suivante :

I.3.1. Réseau maillé/ bouclé

Il est souvent utilisé dans l'interconnexions des réseaux au niveau du transport et de la répartition. La topologie maillée consiste à créer plusieurs boucles ou liaisons entre les différents postes d'interconnexions à l'aide de lignes THT ce qui forme un maillage. Les réseaux bouclés sont par contre utilisés pour des niveaux de tension moins élevés, HT ou MT. On les trouve dans les réseaux de répartition et de distribution. Il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés (figures (I.3-a) et (I.3-b)) [5].

I.3.2. Réseau radial

Cette structure est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité (figure I.3-d).

I.3.3. Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT (figure I.3-c) [6].

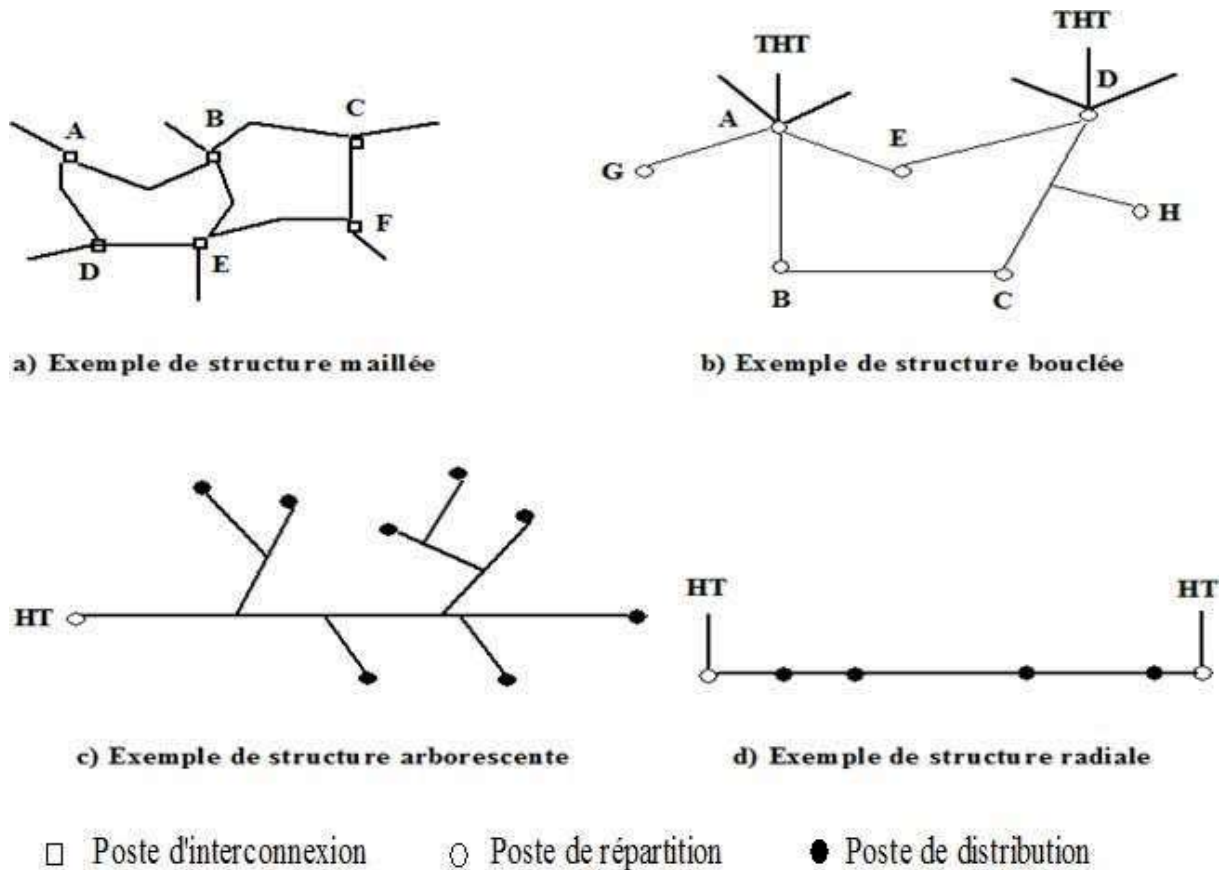


Fig.I.3 : Différentes structures des réseaux électriques

I.3.4. Niveaux de tension

Les niveaux de tension sont établis en fonction des besoins spécifiques de chaque réseau (tableau I.1), en tenant compte de divers facteurs tels que la distance, la capacité de charge et les exigences de sécurité [7]. Cette approche permet d'optimiser le fonctionnement des systèmes électriques tout en assurant la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement en énergie.

Les ouvrages et installations électriques sont classés en fonction de différents domaines de tension. Ces classifications sont établies selon la norme NF C 18-510, comme le montre le tableau ci-dessous :

Tab I.1 : Niveaux de tension

Domaines de tension		Valeur de la tension composée nominale(Volts)	
		Tension Alternatif	Tension continu
Très basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Un schéma simplifié résumant les différentes parties de réseau électrique et ses composants est illustré sur la figure (I.4) [7]:

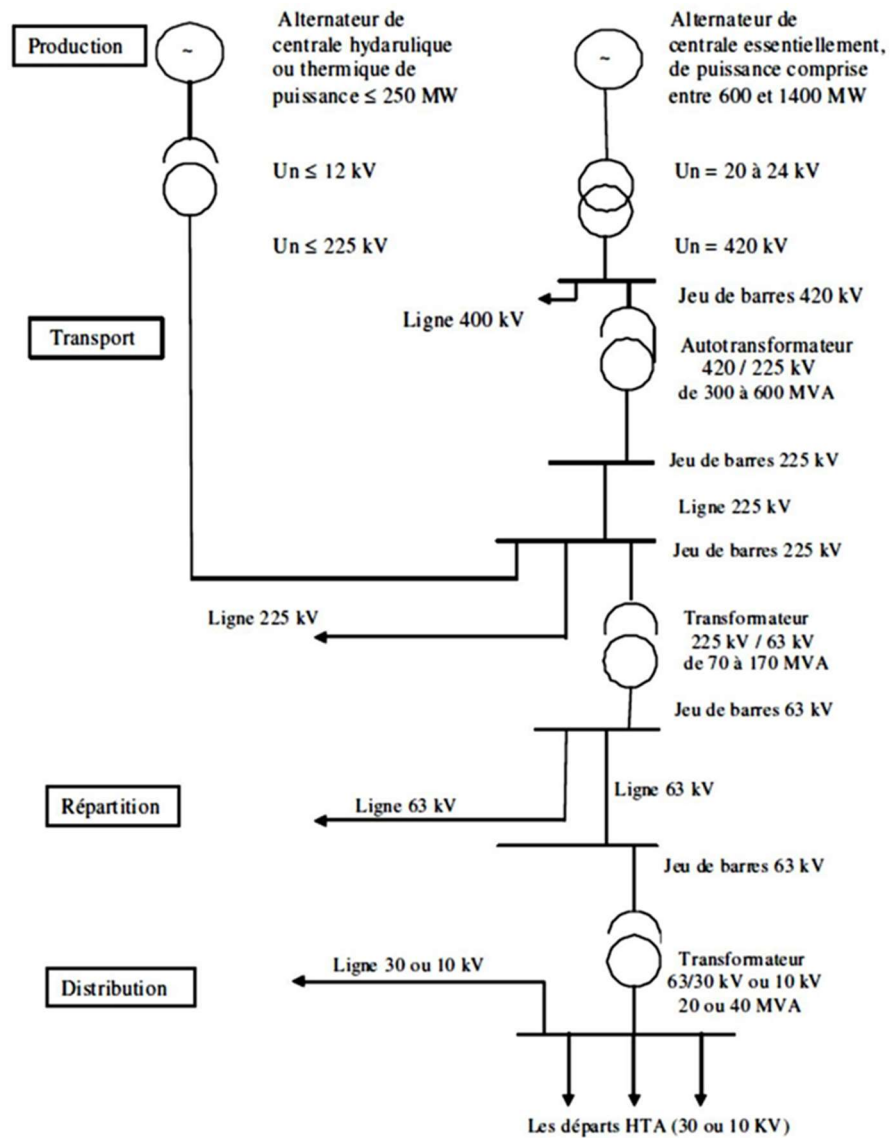
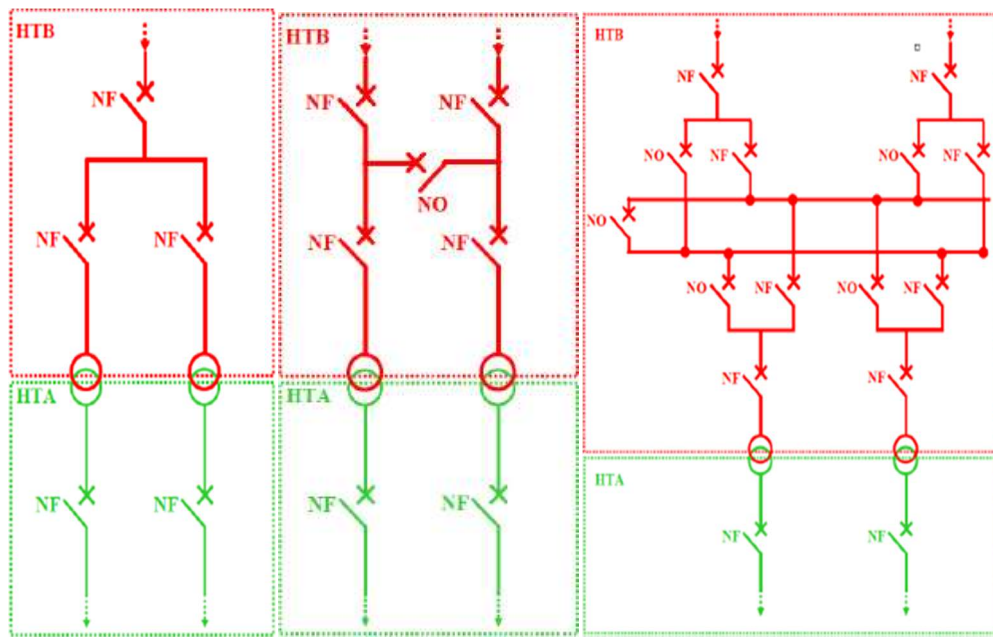


Fig. I.4: Niveaux de tension dans les réseaux électriques

I.4. Type des postes de transformation HTB/HTA et HTA/BT

I.4.1. Poste source HTB/HTA

Les postes sources sont les premiers éléments du réseau de distribution. Ils transmettent l'énergie depuis le réseau de transport ou de répartition au réseau de distribution, en transformant l'énergie électrique de la haute tension (HTB) à la moyenne tension (HTA). Le primaire des transformateurs de ces postes sources est connecté au réseau de transport à des niveaux de tension compris entre 63 kV et 225 kV. Pour des raisons de fiabilité, la majorité des postes sources sont composés de deux transformateurs fonctionnant en régime radial, de façon indépendante en opération normale. En cas de défaillance, des interrupteurs permettent d'isoler le transformateur en défaut et de transiter la charge sur l'autre transformateur. Le réseau de transport étant maillé, le primaire des postes sources est généralement alimenté par deux lignes HTB. Au secondaire, un ou plusieurs jeux de barre alimentent les départs HTA, comme le montre la figure (I.5) qui illustre les principales architectures des postes HTB/HTA [6].



*Simple antenne
Simple jeu de barre*

*Double antenne Double antenne
Double jeu de barre*

Fig. I.5 : Principales architectures des postes HTB/HTA

I.4.2. Poste HTA/BT

Ils sont l'interface entre les réseaux HTA et BT. Ils ont essentiellement un rôle de transformation HTA/BT auquel peuvent éventuellement être associées une fonction d'exploitation HTA et une fonction de répartition BT, suivant la charge à desservir. Les postes HTA/BT peuvent être connectés au réseau de distribution de trois manières comme les suivants [15] :

- **Structure en simple dérivation :** En simple dérivation, comme montré sur la figure (I.6), une seule ligne lie le transformateur au réseau. Si cette ligne connaît un défaut, une intervention sur le câble ou la ligne nécessite dans la majorité des cas d'interrompre l'alimentation de la clientèle [9]

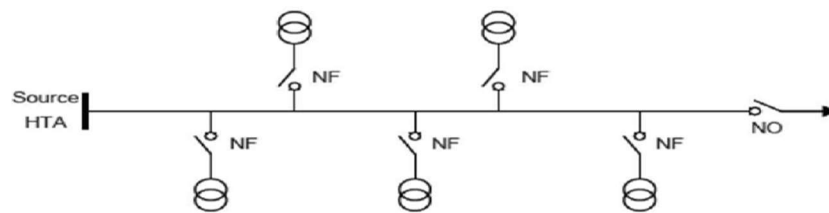


Fig. I.6: Structure en simple dérivation

- **Structure en double dérivation :** La façon la plus simple d'obtenir deux voies distinctes d'alimentation consiste à doubler le réseau radial à partir du jeu de barres du poste source (HTB/HTA) (figure I.7). Chaque poste de transformation (HTA/BT) est raccordé à deux câbles par un dispositif inverseur. En cas de défaut sur le premier câble de travail (CT), il peut être basculé automatiquement sur le deuxième câble de secours (CS) [10].

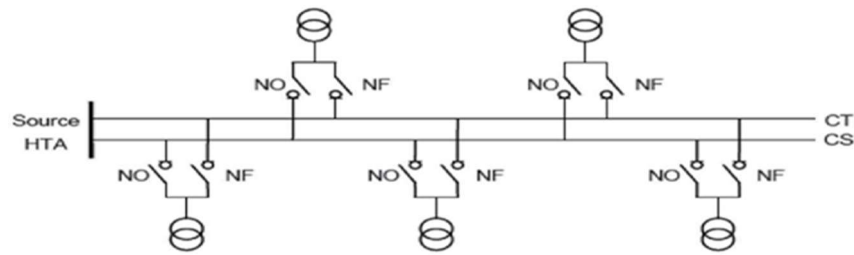


Fig. I.7: Structure en double dérivation

- **Structure en coupure d'artère :** Dans cette architecture (figure I.8), un câble part d'un poste source HTB/HTA, passe successivement par les postes HTA/BT 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 de secours. Au niveau des postes HTA/BT, 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 le défaut [10].

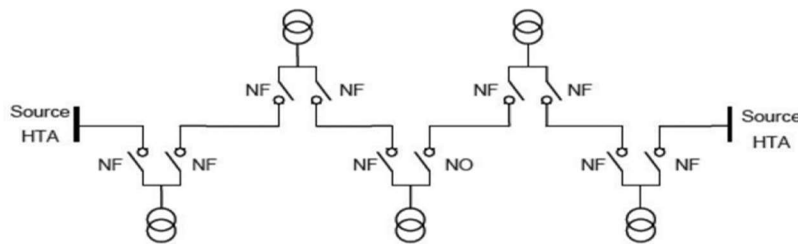


Fig. I. 8 : Structure en coupure d'artère

I.5. Génération Dispersée

La production décentralisée, ou dispersée, se distingue nettement de la production traditionnelle, qui repose sur de grandes unités de puissance connectées au réseau haute tension (HT). Ces unités, dont l'emplacement et la capacité sont soigneusement planifiés, sont contrôlées de manière centralisée pour participer à la régulation de la fréquence et de la tension, tout en assurant un fonctionnement sûr et rentable du réseau dans son ensemble. On les qualifie de « dispatchables ».

En revanche, les unités de production décentralisée ont des capacités qui ne dépassent généralement pas 50 à 100 MW. Elles ne sont ni organisées ni coordonnées de manière centralisée et sont souvent connectées au réseau de distribution, avec des capacités inférieures à 15 MW. De plus, ces unités ne sont pas conçues pour fournir des services systèmes, ce qui les rend moins intégrées dans la gestion globale du réseau électrique.

La production décentralisée présente néanmoins plusieurs avantages, notamment une meilleure flexibilité du réseau, une réduction des pertes énergétiques et un soutien au développement des énergies renouvelables. Elle se développe à l'échelle mondiale, s'appuyant sur des unités de cogénération, d'énergies renouvelables et de production conventionnelle, mises en place par des producteurs indépendants[1].

I.5.1. Différents types de sources d'énergie renouvelables utilisées en GD

La génération dispersée, également appelée production décentralisée, fait appel à une variété de sources d'énergie renouvelable. Voici un aperçu détaillé des principales sources d'énergie renouvelable utilisées dans ce cadre :

A. Énergie solaire

L'énergie solaire est transformée soit directement en électricité à courant continu par les systèmes photovoltaïques destinés à l'approvisionnement des sites éloignés (non raccordés au réseau) en combinaison avec un dispositif de stockage, et indirectement en énergie électrique via la production de chaleur générée par le chauffage de l'eau à l'aide d'un fluide caloporteur, en concentrant le rayonnement solaire sur un échangeur grâce à des miroirs paraboliques. Le schéma de la figure (I.9) illustre les différentes étapes de ce procédé. Cette méthode est connue sous le nom de solaire thermique existant, utilisant diverses technologies (réseau de miroirs paraboliques, concentrateurs, etc.). Cependant cette forme d'énergie demeure à ce jour marginale [12].

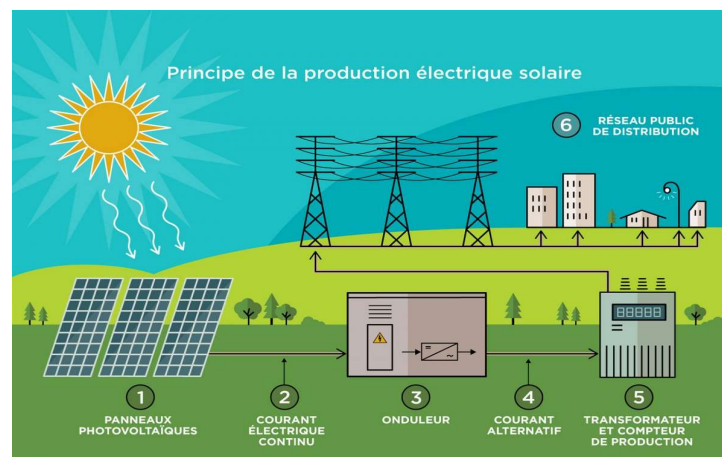


Fig. I.9 : Principe de la production solaire

Les propriétés électriques de la cellule sont synthétisées dans des graphes (figure I.10) qui représentent les caractéristiques courant-tension et puissance-tension (avec lesquelles on peut extraire la puissance maximale)

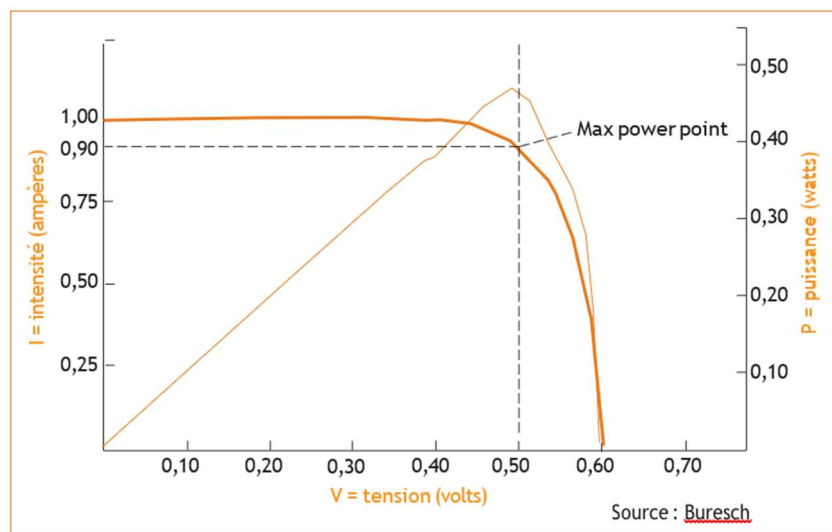


Fig.I.10 : Caractéristique courant-tension et puissance-tension

L'expression de la puissance maximale est donnée par :

$$P_{max} = V_{op} \cdot I_{op} \quad (I.1)$$

P_{max} : Puissance maximale ;

V_{op} : Tension optimale ;

I_{op} : Courant optimal.

B. Énergie éolienne

Au fil des siècles, l'énergie mécanique éolienne a été utilisée pour des tâches essentielles telles que le pompage de l'eau et la mouture du grain. Aujourd'hui, les technologies modernes exploitent cette même énergie pour produire de l'électricité d'origine éolienne. Cette électricité peut être utilisée directement sur des sites isolés ou intégrée au réseau électrique grâce aux éoliennes connectées[2]. Le principe de la production éolienne repose sur la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Cela se fait grâce à des éoliennes, qui sont équipées de pales tournantes. Lorsque le vent souffle, il fait tourner les pales de l'éolienne, ce qui entraîne un rotor connecté à un générateur. Ce dernier convertit l'énergie mécanique en énergie électrique, comme illustré dans la figure (I.11), qui peut ensuite être injectée dans le réseau électrique [11].

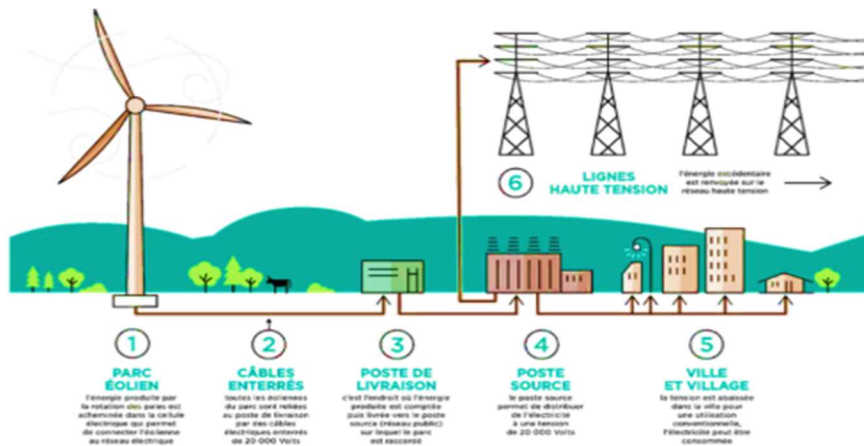


Fig.I.11 : Principe de la production éolienne

La puissance incidente du vent est cinétique et dépend de la surface que le capteur éolien propose au vent, de la vitesse du vent et de la masse volumique de l'air. Elle est donnée dans l'expression suivante.

$$P_{cinétique} = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot v_{amont}^3 \quad (I.2)$$

Tel que :

$P_{cinétique}$: Puissance cinétique extraite du vent

v_{amont} : vitesse incidente du vent en m/s

S : Surface balayée par les pales de la turbine éolienne en m²

ρ : Masse volumique de l'air égale à 1,225 kg/m

Le coefficient de puissance du générateur éolien C_p ou le rendement aérodynamique est donné par :

$$C_p = \frac{P_{\text{mécanique}}}{P_{\text{cinétique}}} \quad (\text{I.3})$$

Le ratio de vitesse est donné par :

$$\lambda = \frac{R_t \cdot \Omega_t}{v} \quad (\text{I.4})$$

R_t : Rayon de la turbine ;

Ω_t : Vitesse mécanique de turbine ;

$P_{\text{mécanique}}$: Puissance mécanique à la sortie de la turbine.

C. Énergie biomasse

Certaines centrales de production d'électricité à flamme exploitent des carburants dérivés de la biomasse comme matière première comme démontré par la figure (I.12). Ces installations permettent de générer de la chaleur, puis de l'énergie, à partir de diverses sources telles que les déchets agricoles, les déchets urbains renouvelables, le biogaz et les résidus issus de l'exploitation forestière. On constate une adoption croissante de cette technologie, notamment dans les régions rurales, où elle contribue à une production d'électricité plus durable et respectueuse de l'environnement [12].

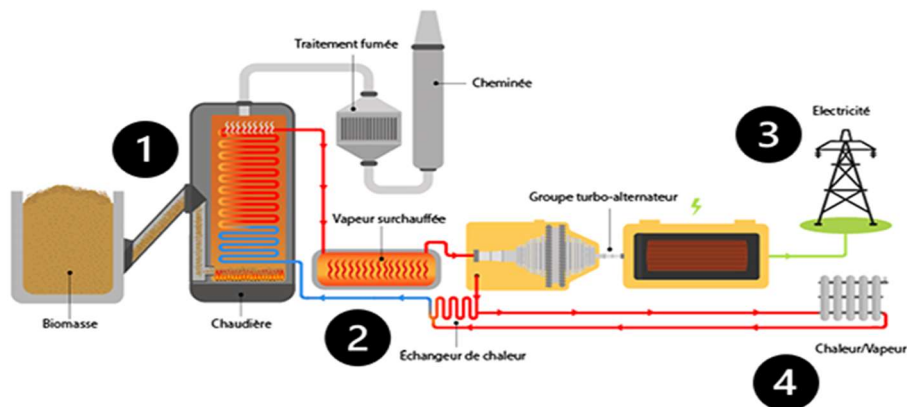


Fig. I.12: Principe de la production biomasse

D. Énergie géothermique

La géothermie repose sur l'exploitation de la chaleur des nappes d'eau souterraines, qui peuvent atteindre des températures allant jusqu'à 350 °C dans les régions les plus favorables comme on peut voir dans la figure (I.13). Cette chaleur est utilisée pour produire directement de la vapeur d'eau, soit par prélèvement direct, soit par échange thermique. La vapeur ainsi générée est ensuite dirigée vers des turbines dans une installation thermique traditionnelle, où elle est convertie en énergie électrique[13]

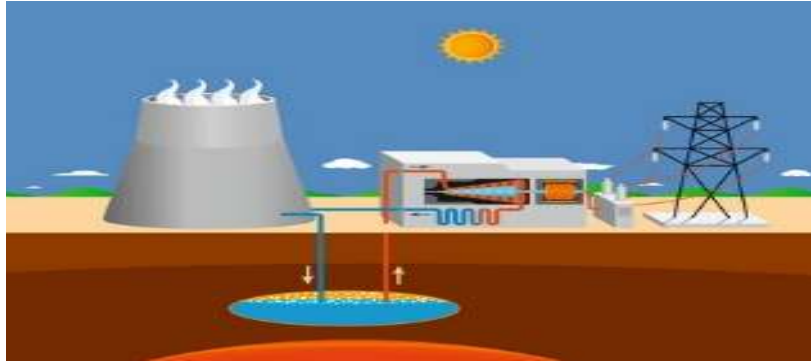


Fig. I.13: Principe de la production géothermique

E. Énergie hydraulique

Les centrales hydroélectriques exploitent l'énergie potentielle gravitationnelle de l'eau provenant des rivières, des lacs ou des fleuves comme illustré dans la figure (I.14). La quantité d'énergie générée est fonction de la hauteur de la chute et du flux d'eau. Dans le cadre de la production décentralisée, on utilise des microcentrales hydrauliques qui disposent d'une puissance de l'ordre de cinq mégawatts. Ce genre de production offre des bénéfices tels que la gratuité de l'énergie source et la constance de la production d'électricité. Les principaux désavantages sont le coût élevé de l'investissement initial et son incidence sur l'environnement [13].

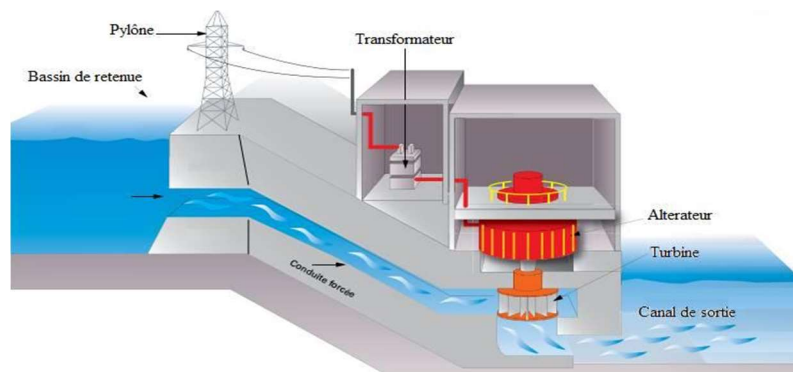


Fig. I.14: Principe de la production hydraulique

I.5.2. Classification des types de GD

On peut classer les GD en quatre catégories principales selon leur aptitude à produire de la puissance active et réactive [14].

a) Type 1 : Ce genre de GD est en mesure de délivrer uniquement la puissance active, comme c'est le cas pour les systèmes photovoltaïques, les micro-turbines et les piles à combustible. Ces derniers sont intégrés au réseau par le biais de convertisseurs, d'onduleurs.

b) Type 2 : Générateur distribué apte à fournir des puissances actives et réactives. Ce type inclut les unités qui s'appuient sur des machines synchrones (comme la cogénération, les turbines à gaz, etc.).

c) Type 3 : GD capable de fournir que la puissance réactive. Les compensateurs synchrones tels que les turbines à gaz sont un exemple de ce type fonctionnant avec facteur de puissance nul.

d) Type 4 : GD capable de délivrer une puissance active en consommant de la puissance réactive. Principalement les générateurs à induction, qui sont utilisés dans des parcs éoliens, entrent dans cette catégorie.

I.6. Conclusion du chapitre I

Ce chapitre a permis de poser les bases essentielles à la compréhension du fonctionnement global du système électrique. Nous avons d'abord décrit les principales étapes de la chaîne énergétique, depuis la production de l'électricité jusqu'à sa distribution finale, en passant par les réseaux de transport, de répartition et de distribution. L'étude de la topologie du réseau ainsi que des différents niveaux de tension a mis en lumière l'organisation hiérarchique et structurée de l'acheminement de l'énergie électrique.

Nous avons également abordé le rôle fondamental des postes de transformation HTB/HTA et HTA/BT dans l'adaptation des niveaux de tension aux besoins du réseau et des usagers. Enfin, une attention particulière a été accordée à la Génération Dispersée (GD), qui constitue une réponse aux défis énergétiques actuels. Nous avons présenté les principales sources d'énergie renouvelable utilisées dans ce contexte, ainsi que la classification des différents types de GD selon leurs caractéristiques et modalités d'intégration au réseau.

Cette vue d'ensemble offre un socle de compréhension indispensable pour appréhender, dans les chapitres suivants, les enjeux techniques et opérationnels liés à l'intégration de la production décentralisée dans les réseaux électriques.

Chapitre II : Impacts de la génération dispersée sur les réseaux de distribution

II.1. Introduction

Les nouveaux modes de production d'énergie visent à générer de l'énergie localement (proche des points de consommation), et cette énergie n'est pas conçue pour être transportée sur de longues distances. Elle peut varier de quelques kilowatts à plusieurs mégawatts et peut aussi être associée à la production de chaleur (cogénération). Dans la plupart des situations, l'interconnexion de cette génération d'énergie décentralisée est envisagée dans les réseaux de distribution, en fonction de l'échelle des puissances injectées.

L'intégration accrue de cette source d'énergie dans le système électrique actuel n'affecte pas sans conséquence l'exploitation et le fonctionnement de ce dernier. Elle constitue un défi considérable en raison des nombreuses incertitudes actuelles concernant les possibilités d'intégration de ces productions au sein du système, ainsi que tous les problèmes qui en découleront et les ajustements indispensables à apporter au système existant. Dans les paragraphes à venir, nous allons exposer divers impacts [13].

II.2. Etude des impacts

Les impacts de la production dispersée sur les réseaux électriques peuvent être à la fois positifs et négatifs. Théoriquement, l'intégration de générations distribuées (GD) devrait permettre de réduire les pertes sur les lignes de transmission et d'améliorer le profil de tension, notamment au point de raccordement. Cependant, dans la pratique, il est souvent difficile d'optimiser ces avantages. En effet, selon le dimensionnement et la localisation des sources d'énergie intermittentes, l'introduction des GD peut perturber le fonctionnement du réseau.

Plusieurs effets négatifs ont ainsi été observés, soulignant la complexité de cette intégration. La proportion d'énergie électrique ou de puissance fournie par des éoliennes ou d'autres sources d'énergie renouvelables est généralement appelée "Pénétration". Elle est généralement indiquée en pourcentage

La pénétration moyenne est définie comme suit [15] :

$$\text{Pénétration moyenne} = \frac{\text{Énergie annuelle produite par des générateurs alimentés par des énergies renouvelables (kWh)}}{\text{Énergie annuelle totale fournie aux charges (kWh)}}$$

Les divers effets de l'intégration du GD dans les réseaux de distribution se déclinent comme suit :

II.2.1. Modification du sens de transit de puissance

L'installation d'une GD modifie les caractéristiques traditionnelles du réseau de distribution. La plupart des systèmes de distribution sont conçus de telle sorte que l'écoulement de puissance se fait dans un seul sens. L'insertion des GD dans les niveaux de tension autres que le réseau de transport peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire de la distribution vers le transport. Sur la figure II.1, la représentation du transit de puissance active est donnée pour un réseau test de distribution sans GD. Les flux de puissance sont unidirectionnels et proviennent du réseau amont [7].

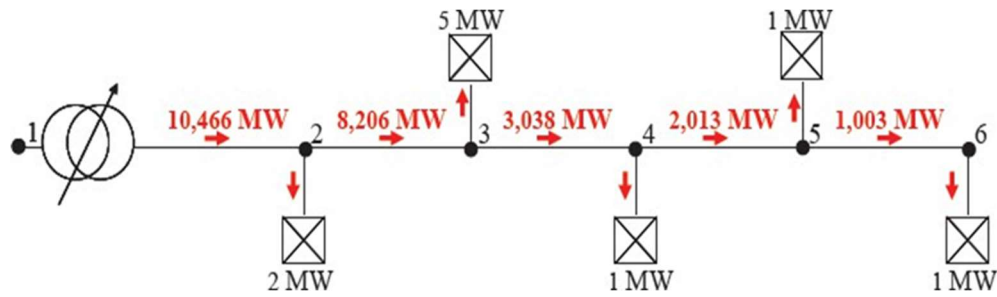


Fig. II.1 : Transit des puissances dans un réseau sans GD

Une GD est connectée au nœud 5, avec une de puissance 5 MW comme indiquée sur la figure II.2. Deux scénarios sont observés :

A. Pour un faible taux d'intégration

La présence de la GD contribue à réduire la puissance délivrée par le poste source et en même temps la puissance qui transite au travers les branches. La DG alimente la charge connectée au même nœud et exporte également de l'énergie vers les autres charges situées en aval du nœud de connexion, tout en fournissant également de l'énergie aux charges en amont. Ainsi, les flux de puissance deviennent bidirectionnels. Dans ce contexte, la puissance qui transite dans ces branches ne provient plus uniquement du poste source, mais également de la production décentralisée [16].

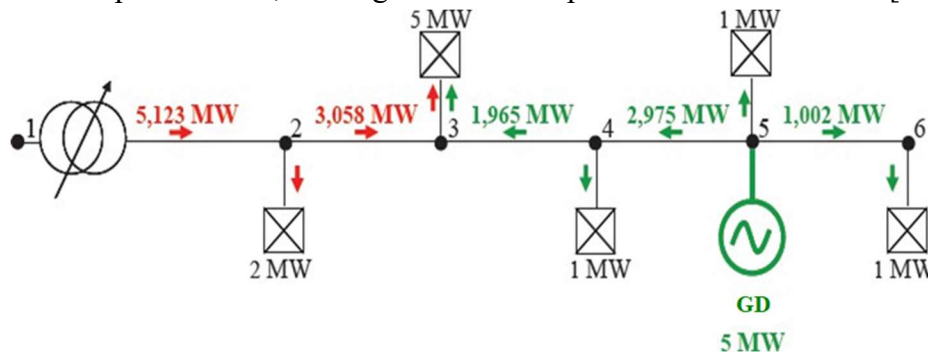


Fig. II.2: Transit de puissance avec une GD connectée au Nœud 5

B. Pour un fort taux d'intégration

Lorsque le taux de pénétration des générateurs décentralisés (GD) augmente et que l'état de charge du réseau est faible (c'est-à-dire que la puissance délivrée par les GD dépasse la puissance totale consommée par le réseau), il est possible de se retrouver dans une situation d'exportation d'énergie vers le réseau de transport. La figure II.3 illustre un exemple d'exportation de puissance, où une GD de 5MW est connectée au nœud 3 et une autre GD de 6MW est connectée au nœud 5 [7].

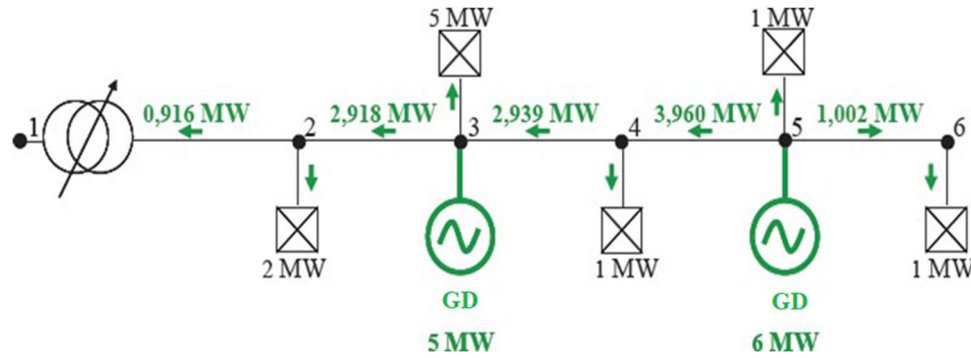


Fig. II.3: Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport

II.2.2. Impact sur le profil de tension

Les générateurs d'énergie ont un impact significatif sur le profil de tension des réseaux électriques, modifiant ainsi le comportement classique de la distribution de la tension. En temps normal, le réseau est conçu de façon à garantir une chute de tension admissible tout au long des départs. Cela signifie que la tension diminue progressivement à mesure que l'on s'éloigne du poste source, en raison des pertes dues à l'impédance des câbles et aux charges connectées [13].

La chute de tension en présence de la GD s'exprime par la formule suivante :

$$\Delta U = \frac{R(P_{tr}-P_{GD})+X(Q_{tr}-Q_{GD}-Q_c)}{U_2} \quad (II.1)$$

R : Résistance totale de ligne ;

X : Réactance totale de ligne ;

P_{tr} , Q_{tr} = Puissances active et réactive transportées vers la charge ;

P_{GD} , Q_{GD} = Puissances active et réactive fournies par la GD.

On constate 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 GD sur le réseau peut faire varier le plan de tension. La tension peut alors dépasser les limites admissibles même avec le fonctionnement des régulateurs en charge [13].

En l'absence de production décentralisée, cette décroissance est prévisible et maîtrisée. Cependant, l'intégration de producteurs d'énergie locaux (comme les panneaux solaires ou les éoliennes) peut perturber cet équilibre. En effet, lorsqu'un ou plusieurs générateurs injectent de l'énergie dans le réseau, ils peuvent localement faire augmenter la tension au-delà des niveaux normaux. Ces élévations, bien que parfois modestes, peuvent entraîner des surtensions si elles dépassent les seuils définis par les normes, notamment en période de faible consommation.

La figure (II.4) présente un exemple positif de l'effet de l'implémentation du GD sur la tension. Il est observable que la tension au niveau du nœud 2 est de 1,02 pu. C'est la tension cible définie par le régulateur de charge. En reliant une GD de 2 MW au point 6, l'énergie est utilisée de manière plus locale comparativement à l'absence de GD. Comme la puissance active injectée est plus faible aux nœuds 3, 4

et 5, la diminution de tension est moins significative. Dans ce contexte, le système de tension associé à une GD connectée permet d'augmenter la tension tout en restant dans les limites autorisées. C'est avantageux pour le réseau, car cela contribue à réduire les pertes [7] [16].

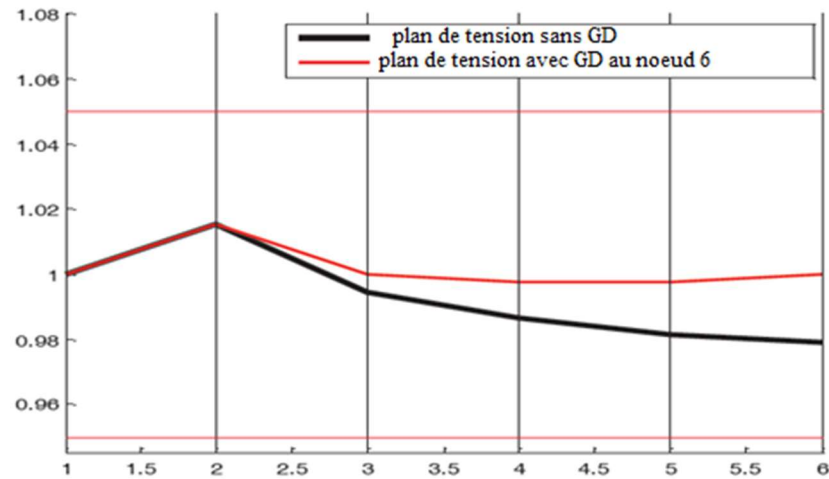


Fig. II.4 : Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GD dans le réseau

Cependant, l'intégration de la génération dispersée entraîne des surtensions, comme le montre la figure (II.5). Un système de production d'énergie de 10 MW est relié au nœud 5. L'exportation de puissance entraîne une élévation de la tension qui excède le seuil supérieur tolérable.

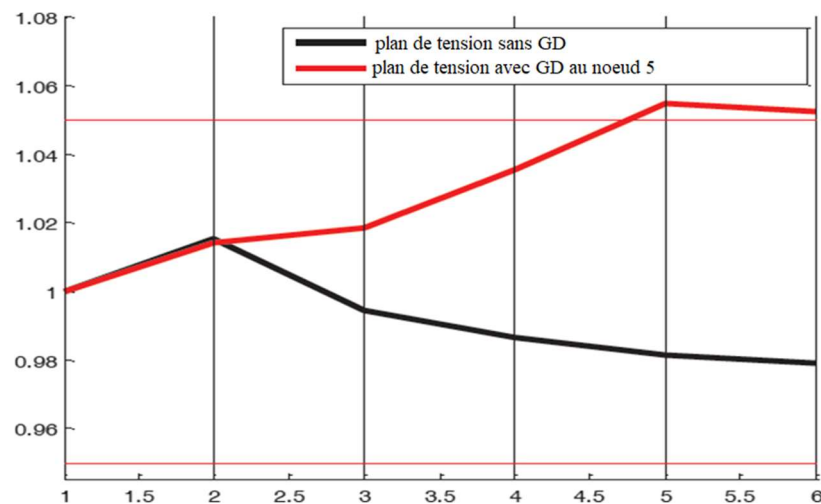


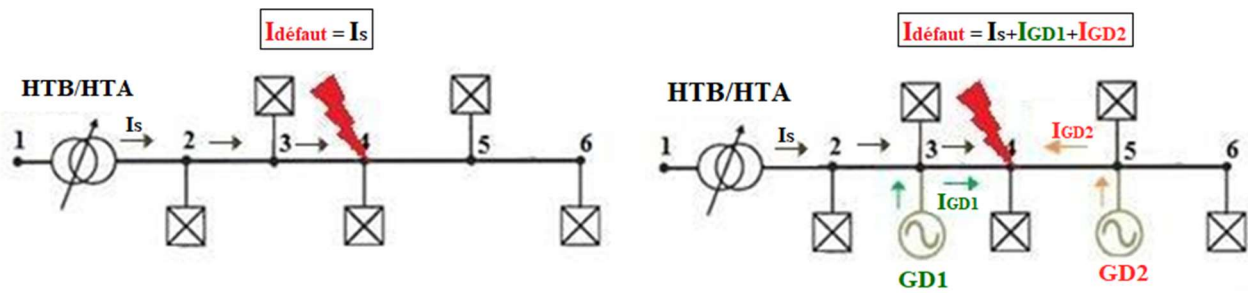
Fig. II.5 : Exemple de surtension provoqué par l'insertion de GD

II.2.3. Impact sur le plan de protection

Le plan de protection est un système coordonné de protections visant à isoler très rapidement un ouvrage en défaut (ligne, transformateur, jeu de barres, etc.) afin de garantir la sécurité des biens et des personnes. Différents types de relais mesurant différentes grandeurs physiques sont utilisés [6]. La modification des courants de court-circuit due à l'insertion de GD peut provoquer une mauvaise sélectivité, des déclenchements intempestifs ou l'aveuglement du système de protection.

A. Courant de court-circuit

En matière de protection, il faut tenir compte de ce que les générateurs décentralisés contribuent à une augmentation du courant de court-circuit dans le réseau. Donc la connexion d'un générateur (asynchrone ou synchrone) au réseau provoque, en cas de défaut, une modification des courants qui peut affecter la sélectivité entre les appareils de protection [11].



a) Le courant de court-circuit dans un réseau radial sans GD

b) Le courant de court-circuit dans un réseau radial avec GD

Fig.II.6: Impacts de production décentralisée sur le courant de court-circuit

✓ Calcul du courant de court-circuit sans la présence de la GD

Le courant de court-circuit triphasé symétrique (figure I.6-a) I_{cc3} est calculé par la formule [17] :

$$I_{cc3} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (\text{II.2})$$

Avec :

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \quad (\text{II.3})$$

U_n : La tension composée entre phases ;

Z_{cc} : L'impédance équivalente totale du circuit parcouru par le courant de défaut (somme des résistances R et réactances X) depuis la source jusqu'au point de défaut ;

$\sum R$ = somme des résistances en série ;

$\sum X$ = somme des réactances en série.

✓ Calcul du courant de court-circuit avec la présence de la GD

La présence de GD (figure I.6-b) modifie l'impédance équivalente du réseau et donc la valeur du courant de court-circuit. Les GD injectent un courant supplémentaire qui s'ajoute au courant provenant de la source principale. Le calcul doit intégrer les impédances internes des GD, souvent modélisés par leurs réactances synchrones ou subtransitoires, et leur mode de connexion (parallèle au réseau). Cela complexifie la détermination de l'impédance totale et nécessite souvent une analyse par composantes symétriques ou une modélisation détaillée du réseau.

En pratique, on calcule le courant de court-circuit total comme la somme vectorielle des contributions des sources principales et des GD, en tenant compte des décalages de phase et des caractéristiques dynamiques des générateurs, donc I_{cc3} est calculé par la formule [18] :

$$I_{CC3} = \sum I_{CCsource} + \sum I_{CC(DG)} \quad (II.4)$$

$I_{CCsource}$: Le courant de court-circuit fourni par la source ;

$I_{CC(DG)}$: Le courant de court-circuit injecté par les GDs.

B. Problème d'aveuglement des protections

Le problème d'aveuglement des protections se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ possédant une GD. Ce problème est illustré sur la figure. II.7. En effet, en l'absence de GD, 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 GD, alors celle-ci 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 [4] [7].

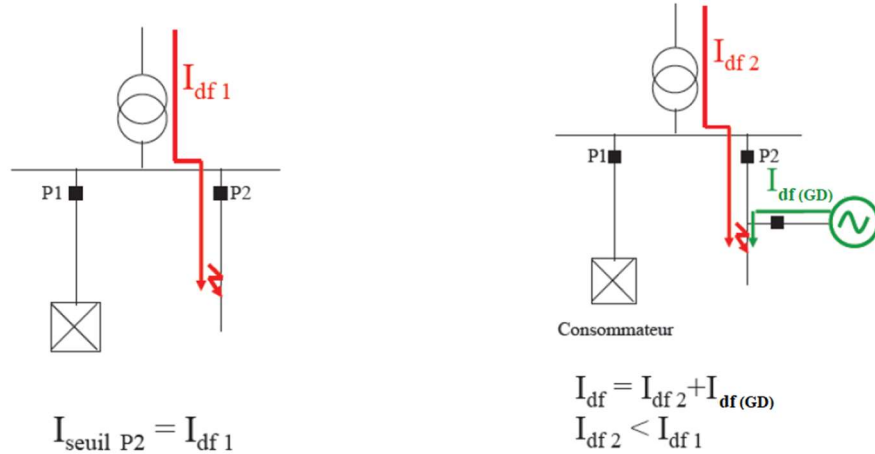


Fig. II.7 : Problème d'aveuglement de protection

C. Problèmes du déclenchement intempestif des protections

Le problème de déclenchement intempestif des protections (Figure. II.8) se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent au départ possédant une GD. En effet, la GD participant au courant de défaut peut faire déclencher la protection P2 si le courant de défaut apporté par la GD est supérieur au seuil de la protection P2 [7].

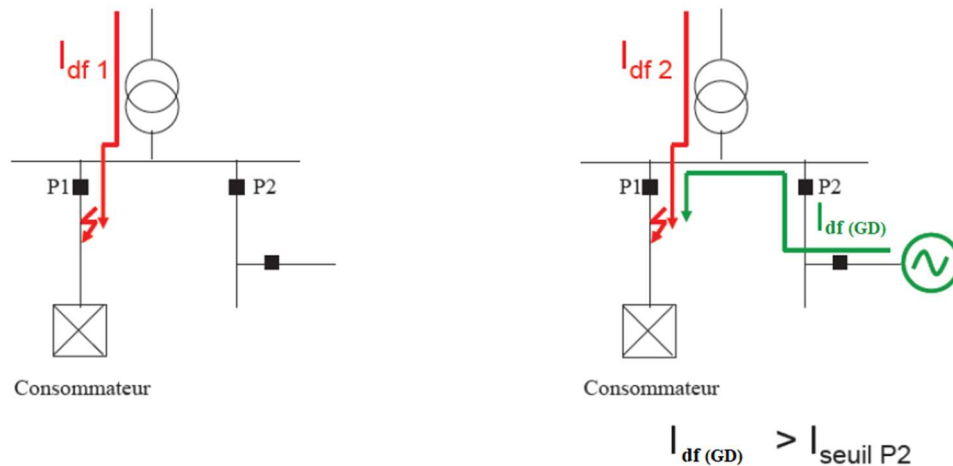


Fig. II.8 : Problème de déclenchement intempestif des protections

II.2.4. Impact sur la qualité de système

L'insertion de GD dans le réseau de distribution peut également altérer la qualité de l'onde de tension. Celle-ci est déterminée grâce à un ensemble d'indices.

- A. Creux de tension :** Les creux de tension sont des chutes brusques de la tension, suivies de son rétablissement après une courte durée. Ils interviennent lors de la connexion des GD de type asynchrone au réseau électrique, ce type de générateur consomme de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique et fait appel à un fort courant, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur) [7].
- B. Papillotement (Flicker) :** Il s'agit de variations rapides de la tension inférieures à 10 % de la tension nominale de manière répétitive. Le « flicker » n'a aucune incidence sur les matériels, cependant il provoque une gêne visuelle car il est responsable du papillotement des ampoules à incandescence. Le « flicker » peut apparaître en raison de l'intermittence des GD (les variations fréquentes de leurs énergies primaires causant alors des variations importantes de puissance) si celles-ci sont des éoliennes ou encore des panneaux photovoltaïques [11].
- C. Harmoniques :** Ils sont essentiellement provoqués par la présence de charges non linéaires et de convertisseurs de puissance. Ces harmoniques provoquent une surchauffe de l'équipement, un fonctionnement défectueux du système de protection, et des interférences dans les circuits de communication. Les dispositifs d'électronique de puissance utilisés pour optimiser la puissance extraite des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes à vitesse variables et panneaux photovoltaïques) présentent l'inconvénient d'être des sources d'harmoniques [7].
- D. Déséquilibre du système triphasé :** Le déséquilibre du système triphasé est dû à un mauvais équilibrage des phases et peut provoquer des déséquilibres de tension (diminution ou élévation). Ces déséquilibres au niveau de la moyenne tension peuvent apparaître lors du raccordement de GD monophasées sur le réseau basse tension, au même titre que les charges monophasées classiques [11].

II.2.5. Impact sur le fonctionnement de transformateur régleur en charge

Les transformateurs des postes sources sont dotés de régleurs en charge permettant de modifier le rapport de transformation par pas de 1%, afin d'adapter la tension HTA aux variations de charge et aux fluctuations de la tension amont. Lorsqu'un seuil est dépassé, le premier changement de prise s'effectue après un délai Δt_1 de 1 minute, pour filtrer les variations transitoires dues à de fortes connexions ou déconnexions de charges. Les changements suivants ont un délai réduit Δt_2 de 10 secondes [19], correspondant au temps de réinitialisation du dispositif. Comme illustré dans la figure (II.9).

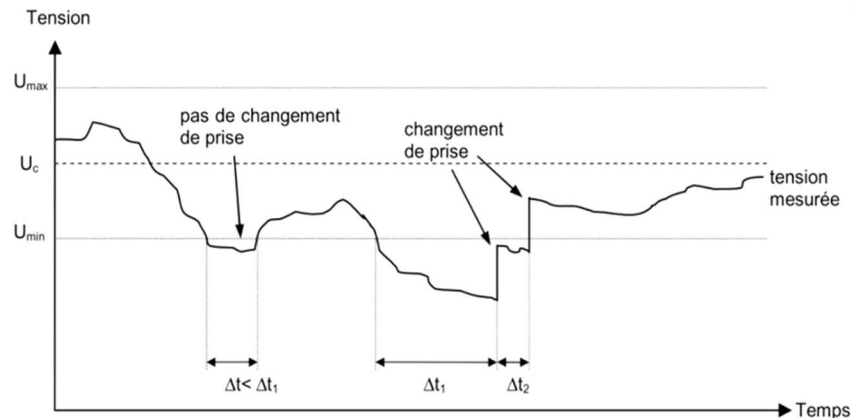


Fig.II.9 : Principe de fonctionnement du régleur en charge

Le régulateur, interprétant une baisse moins marquée de la tension dans le réseau, ajuste alors la prise vers une position inférieure pour compenser cette variation. Cela se traduit par une diminution généralisée de la tension sur l'ensemble des nœuds du réseau. Cependant, cet ajustement peut poser problème dans les zones sans GD connectée. En effet, la tension globale du réseau ayant augmenté au niveau des nœuds proches de la GD, la correction du régulateur peut provoquer une baisse excessive de la tension dans les parties du réseau éloignées de la production décentralisée. Ainsi, bien que la présence de la GD améliore localement la stabilité de la tension, elle peut, dans certains cas, induire des déséquilibres en abaissant la tension au niveau des points de départ du réseau, risquant ainsi de descendre sous les limites de tension acceptables. Comme démontré par la figure (II.10) [20].

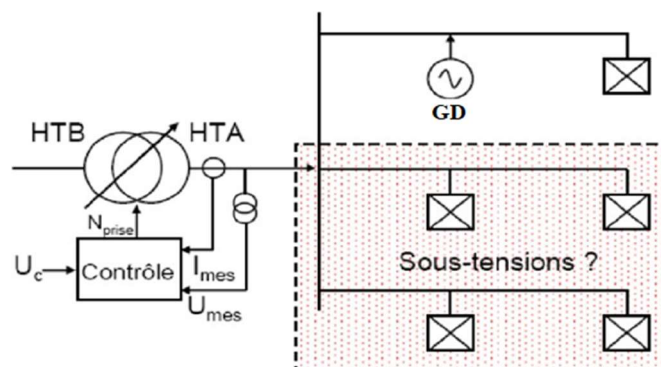


Fig.II.10 : Influence sur le fonctionnement des régulateurs en charge

Un autre phénomène particulièrement préoccupant lorsque les générateurs sont situés loin du poste source. Dans ce cas, les transformateurs régulateurs, qui ajustent la tension en fonction de celle mesurée à leurs bornes, ne perçoivent pas nécessairement les élévations de tension éloignées. Leur

logique de régulation, visant à maintenir la tension au niveau nominal au poste source, peut involontairement accentuer le problème en augmentant la tension globale, créant ainsi des surtensions dans les zones proches des générateurs

II.3. Conditions de raccordement des GD aux réseaux électriques

Au départ, les GD étaient peu contraints techniquement lors de leur raccordement au réseau, car leur impact était limité. Cependant, avec leur intégration croissante, leur influence sur la stabilité du réseau s'est accentuée. Ainsi, les exigences techniques de raccordement ont été renforcées pour assurer un fonctionnement fiable du système électrique en toutes circonstances.

II.3.1. Contraintes sur la tension /puissance

Les conditions techniques de raccordement ne sont pas harmonisées d'un pays à un autre. Chaque gestionnaire de réseau définit ses propres conditions en accord avec les réglementations nationales. Ceci explique la diversité des contraintes qui existe (tableau II.1) et montre le problème auquel sont confrontés les constructeurs pour pouvoir répondre à toutes ces exigences [21].

Tab. II.1 : Résumé des exigences en réactif dans les réglementations européennes (Facteurs de puissance à pleine charge)

Pays	Législation-gestionnaire		Absorption $f_p \text{ max=}$	Fourniture $f_p \text{ max=}$
France	Distribution		0.944	0.928
Irlande	ESB	$P_{\text{tot}} < 5\text{MW}$	N/A	0.95
		$P_{\text{tot}} \geq 5\text{MW}$	0.95	0.95
Allemagne	E-On Nets		0.925	0.95
Danemark	Energinet		0.995	0

II.3.2. Tenue aux creux de tension

La tenue aux creux de tension est une exigence technique imposant à certains équipements de rester connectés au réseau électrique lors de baisses de tension, et de retrouver un fonctionnement normal après un défaut. Cette capacité, appelée Low Voltage Ride Through (LVRT), vise à éviter des déconnexions massives qui pourraient compromettre la stabilité du système électrique. Avec l'augmentation de la puissance injectée au réseau, différentes réglementations imposent des critères précis pour garantir cette tenue aux creux de tension [21]

II.3.3. Contraintes sur la fréquence /puissance réactive

Le maintien des moyens de production connectés au réseau à des fréquences situées en dehors de la plage normale de fonctionnement est crucial pour la stabilité du système électrique. Des conditions

techniques précisent un temps minimal pendant lequel ces moyens doivent rester connectés malgré des variations de fréquence. Ces exigences sont souvent dictées par des réglementations nationales et varient selon la plage de fréquence considérée [21].

France		20s	3 min	5h	∞	60s	
France (insulaire)	60s	3 min	∞				5s
Irlande	0.5s	20s	60s	∞	60s	0.5s	
Danemark		10s	5 min	25min	∞	60s	
Allemagne			10 min	20 min	30 min	∞	30 min
<div> <div>46</div> <div>47</div> <div>48</div> <div>49</div> <div>50</div> <div>51</div> <div>52</div> <div>53</div> </div>							

Fig. II.11: Contraintes de tenue aux variations de fréquence

La figure (II.11) compare les contraintes de tenue aux variations de fréquence et de tension selon différentes réglementations (ex. : Allemagne, Irlande, France). Par exemple, en Irlande, au-delà de 52 Hz, les installations doivent être déconnectées. En France, les systèmes doivent être capables de rester connectés même lors de variations rapides allant jusqu'à $\pm 0,5$ Hz/s. Les systèmes doivent aussi réduire leur puissance sur ordre du gestionnaire du réseau, ce qui implique une communication efficace avec le centre de contrôle. Cela souligne l'importance pour les producteurs d'être équipés de systèmes permettant une réponse rapide et flexible aux variations du réseau [21].

II.3.4. Dispositions à prendre en considération

Pour raccorder une installation de production sur le réseau électrique, relié à un grand réseau interconnecté, différentes dispositions sont à prendre en compte. Ces dispositions sont précisées par des arrêtés et des décrets qui évoluent au fil du temps suite au retour d'expérience induit par l'intégration de production dans un réseau conçu pour distribuer l'électricité. Le raccordement de la GD à un réseau de distribution HTA, s'effectue à la tension du réseau et au point de raccordement le plus proche, les GD à raccorder au réseau de distribution ont une puissance totale installée inférieure ou égale à 10 MW, Au-delà de cette limite, le raccordement s'effectue normalement à un réseau haute tension appartenant généralement au réseau de transport [22]. L'installation de raccordement doit être équipée de :

- ✓ **Un système de comptage d'énergie** : l'installation de GD doit comprendre tout un système de comptage et enregistrement d'énergie active et réactive injectée ou absorbée (alimentation des auxiliaires) sur le réseau de distribution d'une manière très précise, ce comptage selon divers calendriers permet d'archiver les courbes de charges.
- ✓ **Un système de télémesure des paramètres de fonctionnement** (courant, tension, fréquence, puissance active et réactive..., etc.) ainsi que la télésignalisation des positions des disjoncteurs des groupes et lignes et les sectionneurs de barres. Ce système est mis à disposition en temps réel et toute information doit être transmise directement aux centres de conduite.

- ✓ ***Un système de protections et automates de l'installation GD*** : qui servent à éliminer tout défaut émanant de la production dispersée ou du réseau de distribution. Cette protection peut être : 1. Protection différentielle numérique ligne/câble munie des supports de communication entre les deux extrémités de la liaison et dotée de toutes les fonctions nécessaires : perturbographe, réenclencheur, téléaction, téléprotection surveillance du support de télécommunication ..., etc. 2. Protections ampèremétriques à temps constant comme protection de secours.
- ✓ ***Un dispositif de couplage du groupe au réseau*** : la GD doit être équipée d'un système automatique qui permet le couplage ou le découplage (cas d'un défaut) du groupe au réseau par l'intermédiaire du disjoncteur groupe ou du disjoncteur ligne.

II.5. Conclusion du chapitre II

Dans ce chapitre, nous avons examiné en détail les principaux impacts de l'intégration de la génération dispersée sur les réseaux de distribution. Nous avons étudié l'influence de ces unités sur le sens de transit de la puissance, l'évolution du profil de tension, les modifications apportées aux plans de protection, ainsi que leur effet sur la qualité du système électrique. L'impact sur le fonctionnement des transformateurs régulés en charge a également été analysé, mettant en évidence de nouveaux défis pour l'exploitation des réseaux. Enfin, nous avons conclu ce chapitre en présentant les conditions techniques et réglementaires nécessaires au raccordement des unités de génération dispersée aux réseaux électriques, soulignant ainsi l'importance d'une intégration maîtrisée pour garantir la stabilité et la performance du système.

Chapitre III : Modélisation et simulation du réseau de distribution avec présence de la génération dispersée

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous analysons un réseau électrique à topologie radiale comprenant 15 nœuds. L'objectif principal est de réaliser un calcul d'écoulement de puissance afin d'évaluer les profils de tension aux différents nœuds, les pertes de puissance active et réactive, ainsi que le sens des transits de puissance au sein du réseau.

L'étude vise également à examiner l'impact de la génération dispersée sur le comportement global du réseau, en particulier sur les amplitudes de tension aux nœuds, les chutes de tension, ainsi que les pertes actives et réactives dans les lignes.

L'analyse est conduite selon deux configurations distinctes :

- ✓ En l'absence de génération dispersée ;
- ✓ En présence de sources décentralisées issues d'énergies renouvelables.

Les méthodes classiques de calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de transport, telles que Gauss-Seidel, Newton-Raphson ou encore la méthode découplée rapide, se révèlent inadaptées à l'analyse des réseaux de distribution [24]. Cette inadéquation s'explique par les caractéristiques spécifiques de ces réseaux, notamment :

- ✓ Un rapport résistance/réactance (R/X) élevé dans les lignes ;
- ✓ Une configuration majoritairement radiale.

Ces particularités compromettent la convergence et l'efficacité des méthodes traditionnelles, initialement conçues pour des réseaux maillés à faible résistance relative.

Pour pallier ces limitations et permettre un calcul plus adapté de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution, plusieurs méthodes spécifiques ont été développées, notamment celles fondées sur le principe du balayage avant-arrière (*Forward-Backward Sweep*) [25]. Le calcul des grandeurs électriques s'appuie sur cette méthode, qui sera appliquée à divers scénarios de fonctionnement, afin de comparer les performances du réseau avec et sans intégration de génération dispersée.

III.2 Développement de la méthode Forward-Backward Sweep

La méthode Forward-Backward Sweep '*FBS*', ou balayage avant/arrière, est l'une des techniques d'écoulement de puissance les plus efficaces pour l'analyse des réseaux de distribution à topologie radiale. Elle se distingue par sa simplicité de mise en œuvre et sa rapidité de convergence.

Les variantes des méthodes BFS ont été rapportées, notamment la méthode de sommation de puissance et la méthode de sommation d'admittance. Le principe de fonctionnement des méthodes BFS repose sur deux étapes de calcul à chaque itération. Le processus initial consiste à déterminer les flux de puissance ou de courant en partant des nœuds d'extrémité vers le nœud de référence.

Le balayage avant permet de calculer les tensions aux différents nœuds, en partant du nœud de référence (souvent le poste source) vers les nœuds terminaux du réseau. En parallèle, lors du balayage arrière, les courants sont déterminés en remontant des nœuds terminaux vers le nœud de référence, en considérant que les tensions restent constantes. À l'inverse, durant le balayage avant, les courants sont supposés inchangés [26].

III.2.1. Balayage arrière (Calcul des courants dans les branches)

Ce processus commence par les nœuds terminaux du réseau et remonte vers le nœud de référence. Il consiste à calculer les courants transitant dans chaque branche, en fonction des courants des charges des nœuds et des flux en aval.

III.2.2. Balayage avant (Mise à jour des tensions aux nœuds)

À partir du nœud de référence, les tensions sont mises à jour successivement jusqu'aux nœuds terminaux, en tenant compte des courants calculés lors du balayage arrière et des impédances des branches.

À l'issue de chaque itération, un critère de convergence est évalué afin de vérifier la stabilité et la précision des résultats obtenus. Le principe fondamental de la méthode **FBS** repose ainsi sur l'alternance de ces deux étapes de calcul à chaque itération.

III.2.3. Algorithme de la méthode utilisée

On considère deux jeux de barres 'i' et 'j' d'un réseau de distribution reliés par une branche d'impédance Z_{ij} , comme illustré sur la figure (III.1) [27] :

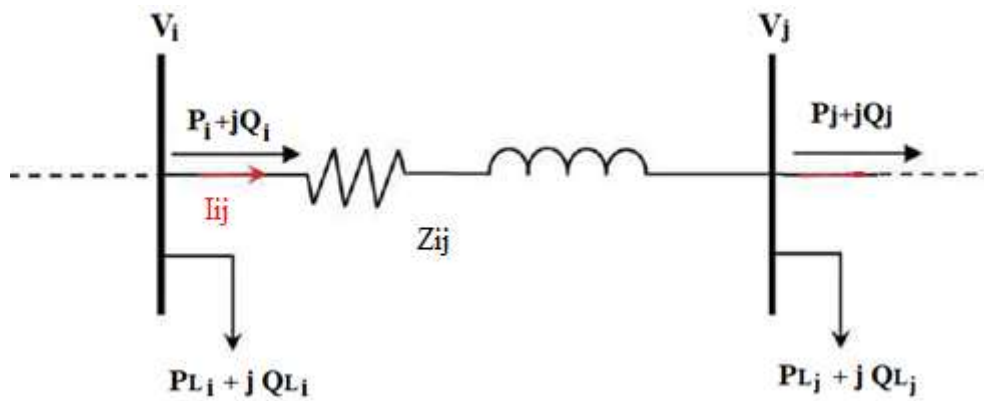


Fig.III.1 : Représentation d'un segment dans un réseau de distribution.

Les équations de l'écoulement de puissance utilisées dans cette méthode sont données comme suit :

Les courants de charges sont donnés par :

$$I_j^k = \frac{(PL_j + jQL_j)}{V_j^{k-1}} \quad (III.1)$$

Les courants dans les segments sont donnés par :

$$I_{ij}^k = I_n^{kj} + \sum \text{tous les courant des branches émane du Noeud n} \quad (III.2)$$

En se basant sur les équations (III.1) (III.2), on calcul les nouvelles tensions aux nœuds tel que :

$$V_j^k = V_i^k - Z_{ij} * I_{ij}^k \quad (III.3)$$

L'écart maximal entre deux itérations successives est calculé par :

$$e_j^k = \max(|V_j^k - V_j^{k-1}|) \quad (III.4)$$

Chapitre III :Modélisation et simulation du réseau de distribution avec présence de la génération dispersée

Test de convergence

$$e_{max}^k \leq Erreur == \text{imprimer les résultats} \quad (III.5)$$

Avec :

I_j^k : Courant de charge au nœud 'j'.

P_{Lj}, Q_{Lj} : Puissances active et réactive arrivant au nœud 'j'.

V_j^k : Tension au nœud 'j' à l'itération 'k' chaque itération.

V_i^k : Tension dans l'inter-nœud dans chaque itération.

Z_{ij} : Impédance dans la branche ij.

I_{ij}^k : Courant de ligne dans chaque itération.

e_j^k : Erreur dans chaque nœud et chaque itération.

e_{max}^k : Valeur maximale de l'erreur.

Étapes de l'algorithme

- Initialiser toutes les tensions nodales à $1\angle 0^\circ$ pu
- Définir un seuil de convergence ε (typiquement 10^{-5} pu)
- Initialiser le compteur d'itérations k à 0

Balayage arrière (Backward Sweep)

- Parcourir les branches depuis les charges terminales vers la source
- Pour chaque branche, calculer le courant en appliquant :
 - * L'équation (III.1) pour le courant de charge
 - * L'équation (III.2) pour sommer les courants descendants

Balayage avant (Forward Sweep)

- Parcourir les nœuds depuis la source vers les charges
- Mettre à jour chaque tension nodale en appliquant l'équation (III.3), cette mise à jour tient compte de la chute de tension dans les branches

Vérification de convergence

- Calculer l'écart maximal ΔV_{\max} entre deux itérations successives
- Tester la convergence (équations III.4 et III.5)
- Si $\Delta V_{\max} \leq \varepsilon$, l'algorithme termine avec succès
- Si le nombre maximal d'itérations k_max est atteint, L'algorithme signale une non-convergence

III.3. Présentation du réseau étudié

Dans le cadre de cette étude, un réseau de distribution radial à 15 nœuds est utilisé comme réseau test. Ce réseau a été choisi afin d'analyser l'impact de l'intégration de la génération dispersée, issue de sources d'énergies renouvelables, sur les performances du réseau électrique.

L'analyse est conduite sous différentes conditions de fonctionnement, avec et sans génération dispersée, dans le but d'évaluer et de comparer l'effet de la production renouvelable sur les tensions, les pertes électriques, et le transit de puissance dans le réseau, ainsi que sur le comportement du système de protection. Cela inclut l'étude du fonctionnement des dispositifs de protection, la sélectivité des déclenchements, et l'impact de la génération dispersée sur les courants de court-circuit, afin d'en apprécier les implications en matière de coordination et de sécurité du réseau.

III.3.1 Topologie du réseau

La figure (III.2) illustre le schéma du réseau de distribution radial à 15 nœuds utilisé pour l'étude. Le système est structuré de manière radiale, comprenant un générateur principal connecté au nœud 1, sélectionné comme bus de référence. Le réseau est constitué de quinze nœuds représentant des charges électriques, interconnectés par quatorze branches.

Les spécifications du réseau de distribution IEEE 15-bus sont les suivantes [28] :

- Nombre de bus : 15
- Nombre de branches : 14
- Tension de base : 11 kV
- Puissance de base : 100 MVA

Les données des lignes (impédances) sont résumées dans le tableau (A.1) de l'annexe 1.

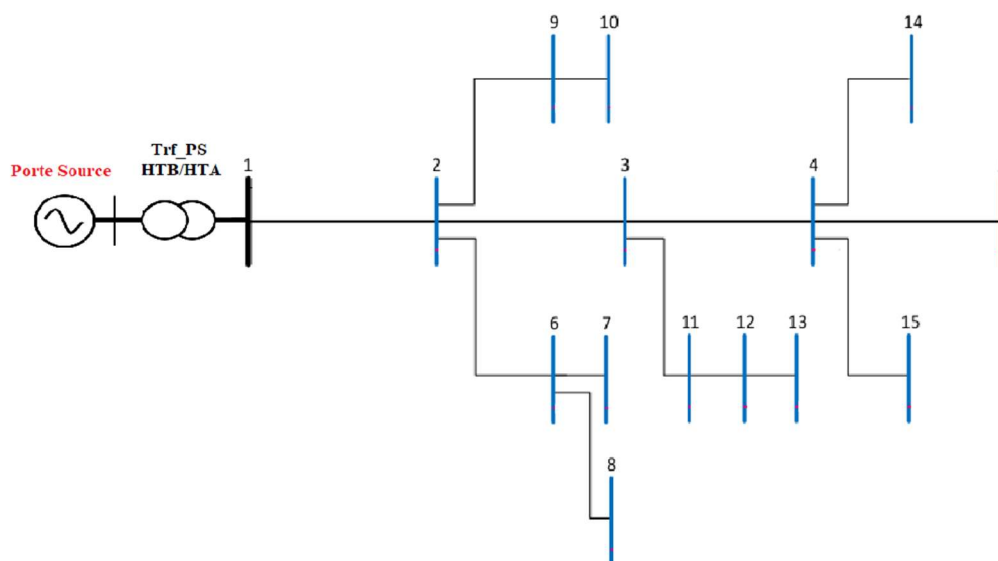


Fig.III.2 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 15 nœuds

Le tableau III.1 présente la classification des nœuds et des lignes qui composent le réseau.

Tab. III. 1 : Identification de la topologie du réseau étudié

JB de référence	1
JB terminaux	5,7,8 ,10,13,14,15
JB intermédiaires	9, 11,12
JB communs	2,3,4,6
Linge principale	1,2,3,4,5

III.3.2. Objectifs d'étude

Nous proposons d'étudier quatre scénarios afin d'analyser en profondeur le comportement du réseau, définis comme suit :

- ✓ Analyse de l'état initial du réseau ;
- ✓ Analyse de l'état du réseau avec intégration de la génération dispersée ;
- ✓ Analyse de l'état du réseau avec insertion de deux générations dispersées ;
- ✓ Évaluation de l'état du réseau en cas de défaut avec génération dispersée.

III. 4. Analyse de l'état initial du réseau

Ce scénario vise à examiner le comportement du réseau en l'absence de génération dispersée. L'étude se concentre sur les profils de tension à chaque nœud, les chutes de tension, ainsi que les pertes actives et réactives au sein des lignes. De plus, elle évalue le sens de transit des puissances actives et réactives à travers l'ensemble du réseau. Cette analyse constitue une référence essentielle pour les comparaisons futures.

Les résultats de l'écoulement de puissances obtenues pour le réseau de distribution sont présentés sur les figures de (III.3) à (III.7) et le tableau (III.2).

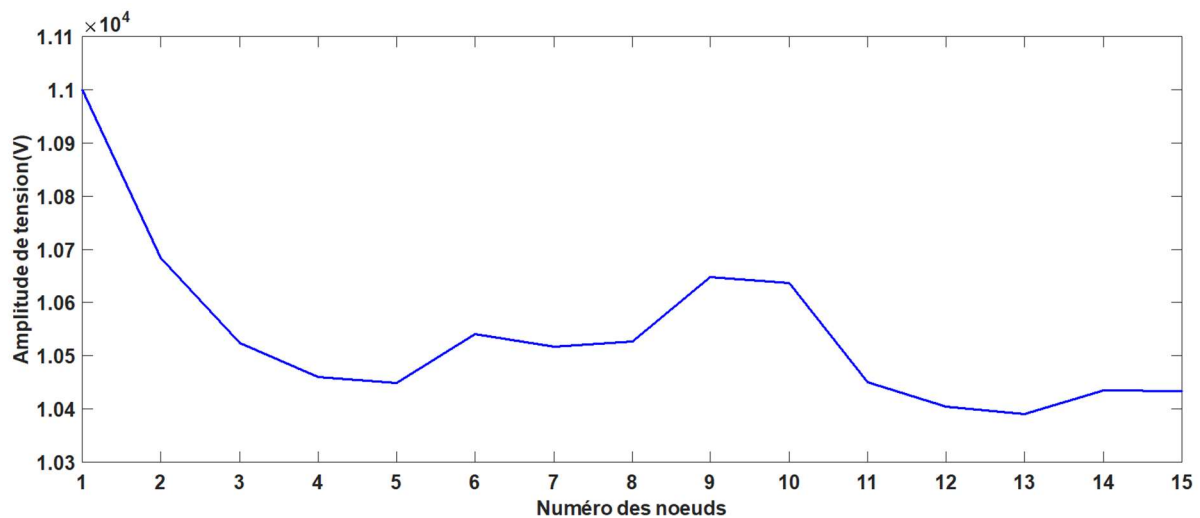


Fig.III.3 : Amplitude de la tension aux nœuds

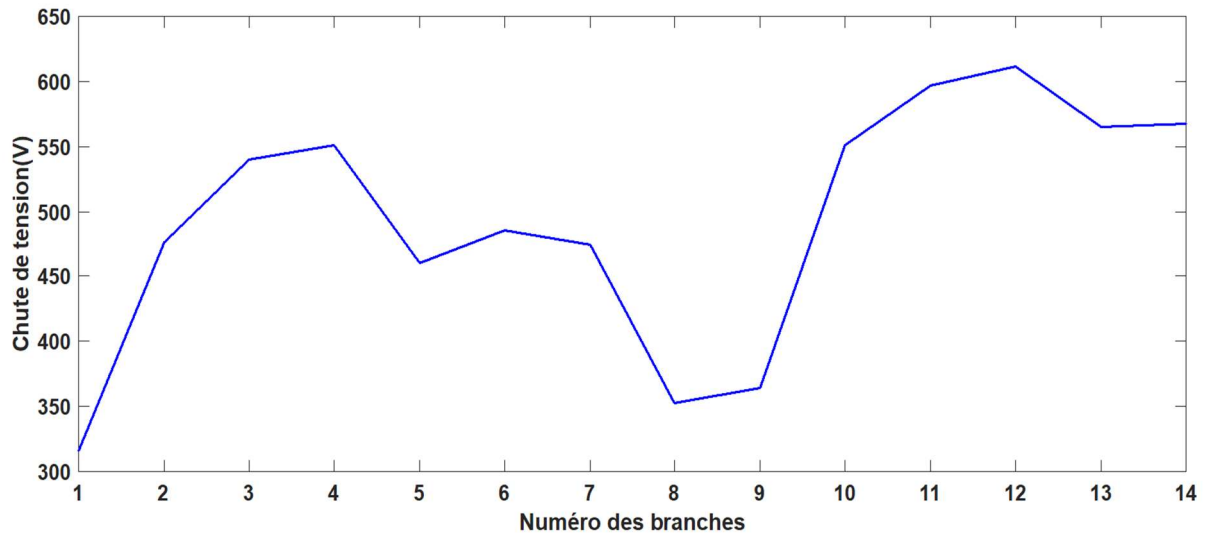


Fig.III.4 : Chute de tension dans les branches

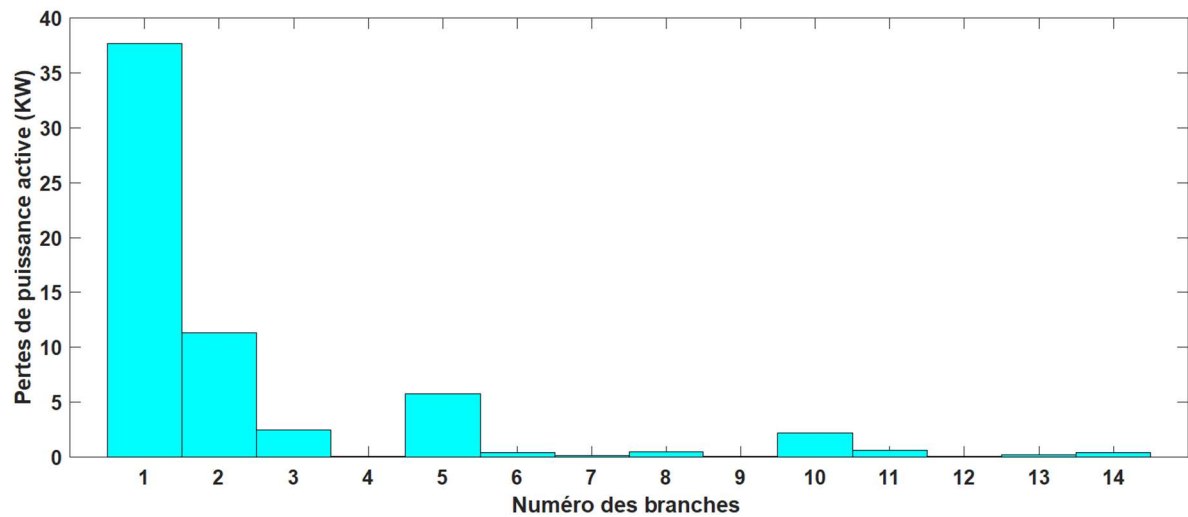


Fig.III.5 : Perte de puissance active dans les branches

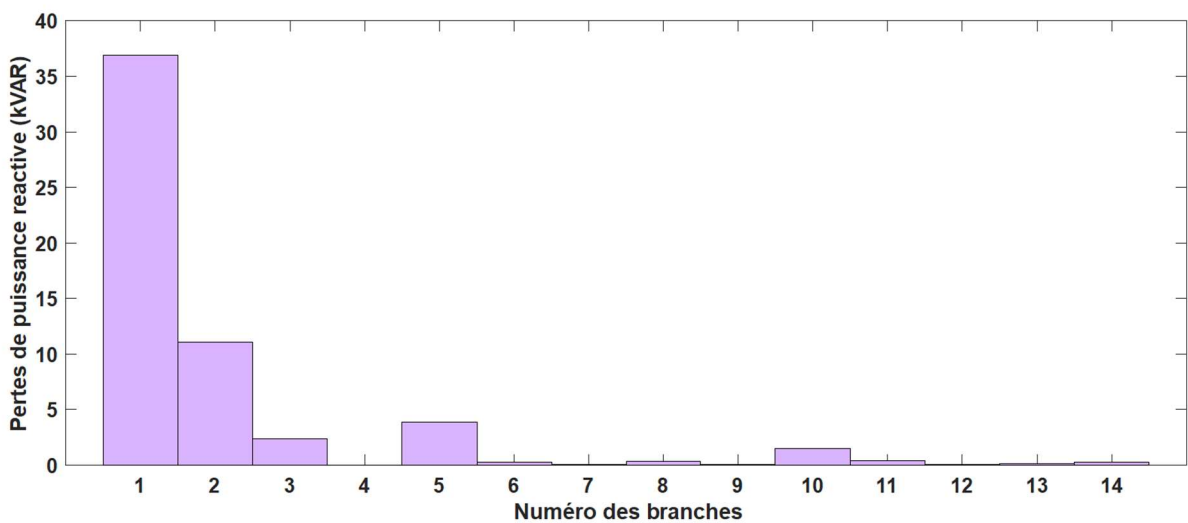


Fig.III.6 : Perte de puissance réactive dans les branches

Chapitre III :Modélisation et simulation du réseau de distribution avec présence de la génération dispersée

Tab.III.2 : Solution de flux de données et de charge pour le système radial à 15 bus.

N° de branche	Puissance active (kW)	Puissance réactive (kVAR)	V(kV)
1	44.1	45	10,6843
2	70	71.4	10,5237
3	140	142.8	10,4599
4	44.1	45	10,4489
5	70	71.4	10,648
6	44.1	45	10,6359
7	140	142.8	10,5402
8	140	142.8	10,516
9	70	71.4	10,527
10	140	142.8	10.45
11	70	71.4	10,4038
12	44.1	45	10,3895
13	70	71.4	10,4346
14	140	142.8	10,4324

La charge active totale = 1226,4000 kW

La charge réactive totale = 1251,1785 kVAr

Les pertes de puissance active totales = 41.4752 kW

Les pertes de puissance réactive totales = 57,0393 kVAr

La valeur de tension minimale en p.u. = 0,945 enregistrée au bus 13

La figure (III.7) illustre le sens du transit des courants dans les segments du réseau, indiquant que le flux de puissance dans le réseau étudié est unidirectionnel, se déplaçant de manière descendante depuis le poste source vers les charges, c'est-à-dire de l'amont vers l'aval.

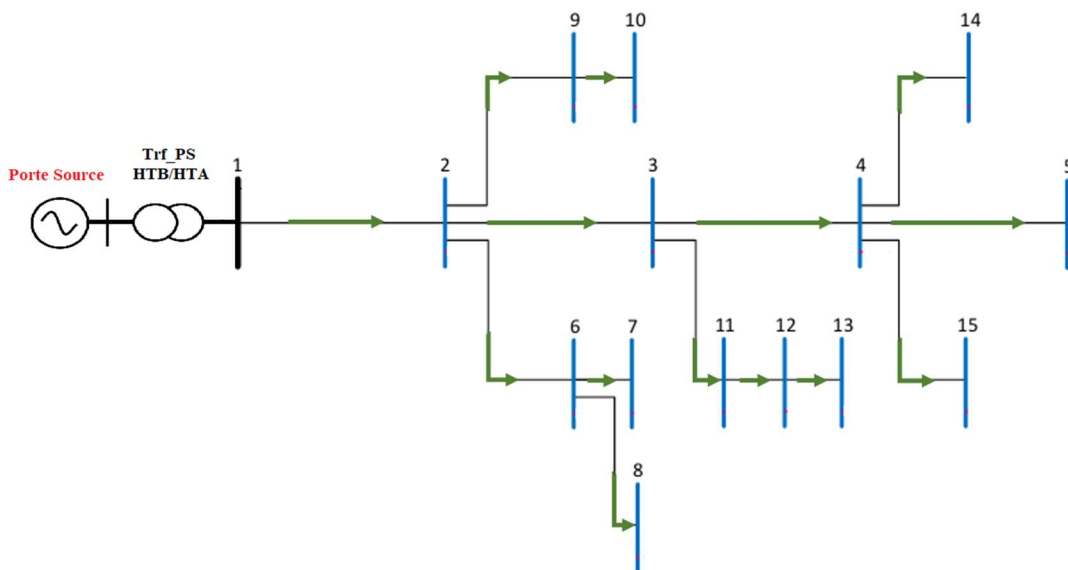


Fig.III.7 : Sens du transit de puissances du réseau de distribution

Interprétation des résultats

Les figures (III.3) et (III.4) illustrent respectivement le profil de tension aux différents nœuds du réseau ainsi que les chutes de tension par branche en absence de la GD. Nous observons la tension diminue progressivement à partir du nœud source pour atteindre une valeur minimale d'environ 10.395KV aux nœuds les plus éloignés. Cette baisse graduelle est principalement due à l'accumulation des chutes de tension le long des branches du réseau. La chute de tension maximale observée atteint environ 605V dans certaines branches, traduisant soit une charge importante, soit une longueur plus considérable de ces lignes.

Les figures (III.5) et (III.6) présentent respectivement les pertes de puissance active et réactive par branche. Il apparaît que les pertes les plus élevées se concentrent dans les premières branches, en particulier la branche N°1, où les courants sont plus intenses. Cette distribution des pertes s'explique par la structure radiale du réseau ainsi que par les caractéristiques électriques de ses branches, notamment leur résistance et leur réactance,

La figure III.7 montre le sens de circulation de la puissance dans un réseau de distribution radial à 15 nœuds. La puissance part du transformateur principal et se dirige vers les différentes charges situées aux extrémités du réseau, ce qui indique un flux unidirectionnel classique, sans génération décentralisée.

Le tableau III.3 présente les résultats de calculs de flux de puissance. On y observe une diminution progressive de la puissance active et de la tension à mesure que l'on s'éloigne de la source, ce qui est normal dans un réseau bien conçu. Les pertes de puissance active sont assez importante (environ 41,76kW), ce qui montre que le système est sujet à des pertes, et besoin d'un soulagement.

III.5. Analyse de l'état du réseau avec intégration de la génération dispersée

Ce scénario examine l'impact de l'intégration de la génération dispersée sur le comportement du réseau. Plusieurs cas sont étudiés en variant à la fois les emplacements d'insertion de la GD (à différents nœuds du réseau) et les taux d'intégration (puissance injectée par rapport à la charge totale). L'objectif de cette étude est d'observer l'évolution des profils de tension, les modifications des flux de puissances active et réactive, ainsi que les effets sur les pertes. Cela permet de mieux comprendre les avantages et les limites associés à chaque configuration d'intégration.

Pour chaque configuration de l'emplacement de la GD, un calcul d'écoulement de puissance est effectué en faisant varier le taux d'intégration de 30% à 75%, par incréments de 5%. Cette démarche a permis de tracer plusieurs courbes illustrant l'impact de l'emplacement de la GD et de son taux d'injection sur le comportement global du réseau.

La figure III.8 présente les chutes de tension maximales en fonction du nœud de raccordement de la GD, pour des taux variant de 30% à 75%. L'objectif de cette analyse est d'identifier l'emplacement optimal ainsi que le taux d'injection associé permettant de minimiser les chutes de tension maximales dans le réseau. Les figures (III.9) et (III.10) présentent l'évolution des pertes totales de puissances active et réactive en fonction du nœud de raccordement de la GD, pour des taux d'intégration variant de 30% à 75%. Cette analyse vise à identifier la configuration optimale, en termes d'emplacement et de taux d'injection, permettant de minimiser les pertes actives dans le réseau.

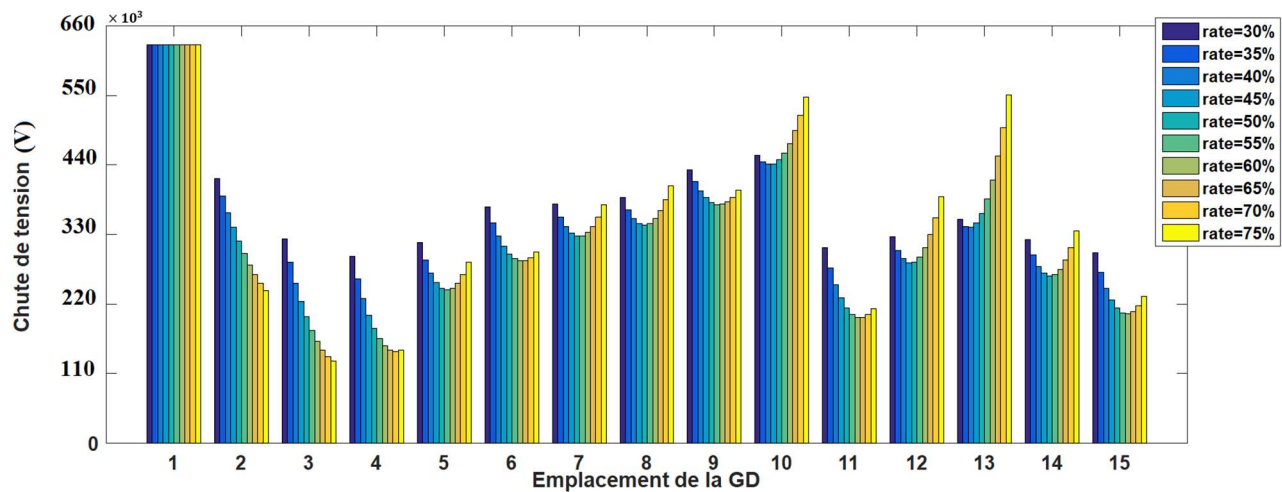


Fig. III.8 : Chute de tension maximale par rapport à l'emplacement de la GD

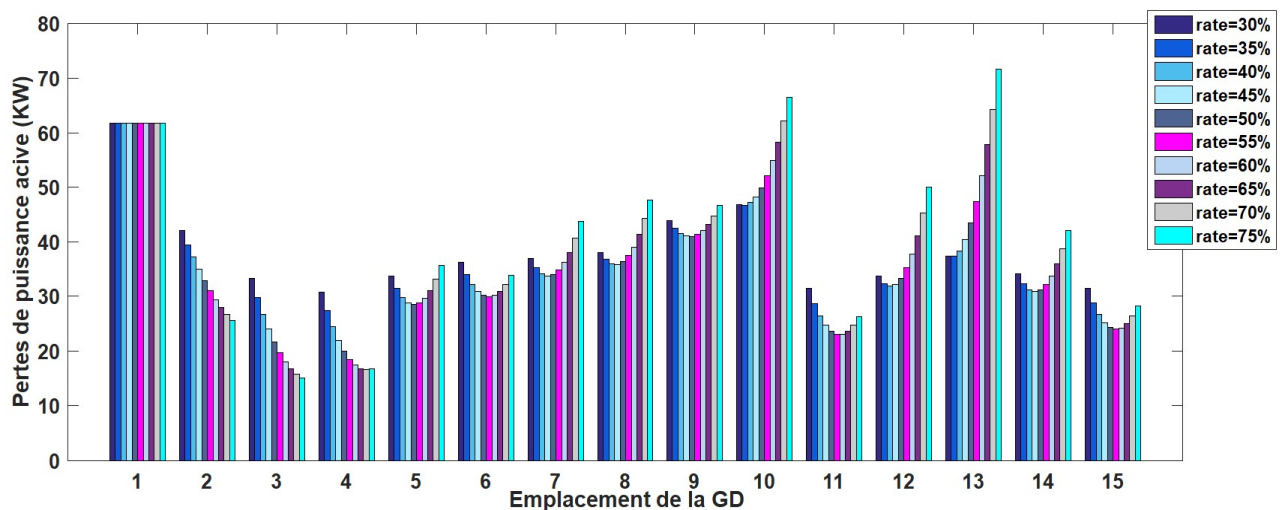


Fig.III.9 : Pertes de puissance totales actives par l'emplacement de la GD
et pour différents taux de pénétration

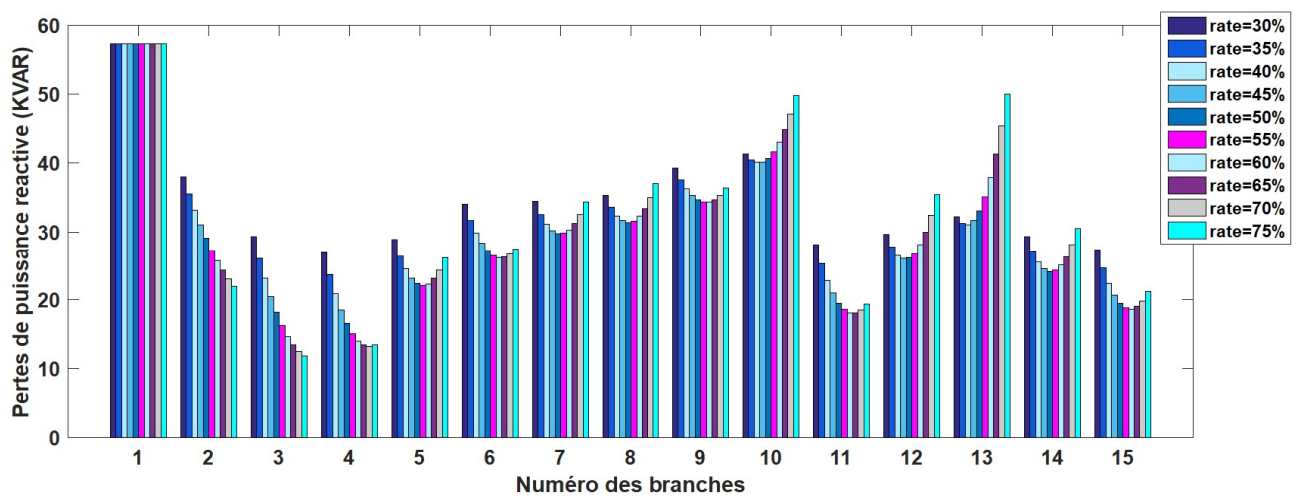


Fig.III.10 : Pertes de puissance totales réactives par l'emplacement
et pour différents taux de pénétration

Chapitre III :Modélisation et simulation du réseau de distribution avec présence de la génération dispersée

L'analyse révèle que les pertes diminuent jusqu'à un certain seuil d'intégration, puis augmentent progressivement pour la majorité des emplacements et vice versa pour les chutes de tension. Ce comportement permet d'identifier les nœuds 3, 4 et 11 qui présentent les meilleures performances en termes de réduction des pertes actives/réactives et de limitation des chutes de tension maximales, particulièrement pour des taux d'intégration élevés.

Afin de préciser le choix optimal, nous avons comparé les pertes actives, les pertes réactives ainsi que les profils de tension associés à ces trois emplacements (voir figures III.11, III.12 et III.13), pour des taux d'injection variant de 45% à 90%, par incréments de 5%. À l'issue de cette étude comparative, le jeu de barres n°3 est le seul qui garde la diminution des pertes jusqu'à 80%et les chutes jusqu'à 90%, donc il a été retenu comme emplacement optimal pour la GD, offrant les meilleures performances globales du réseau.

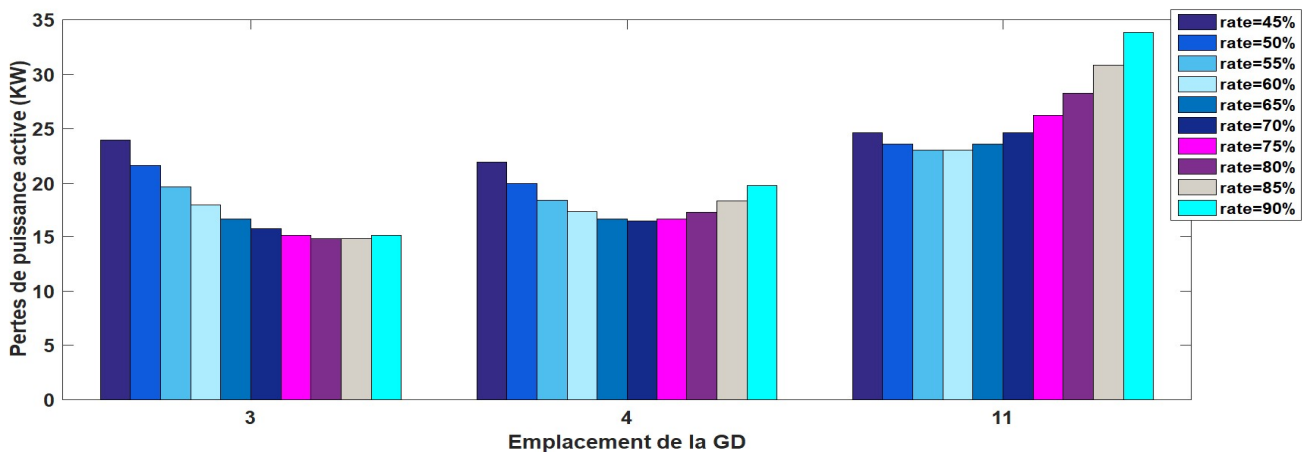


Fig.III.11 : Comparaison des pertes totales actives entre les nœuds 3, 4 et 11

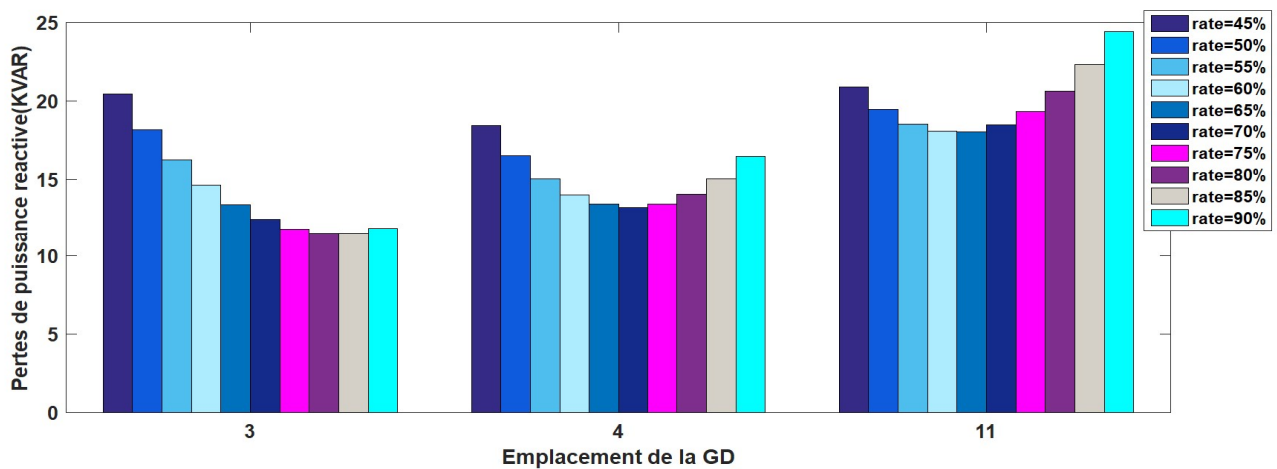


Fig.III.12 : Comparaison des pertes totale réactives entre les nœuds 3, 4 et 11

Chapitre III :Modélisation et simulation du réseau de distribution avec présence de la génération dispersée

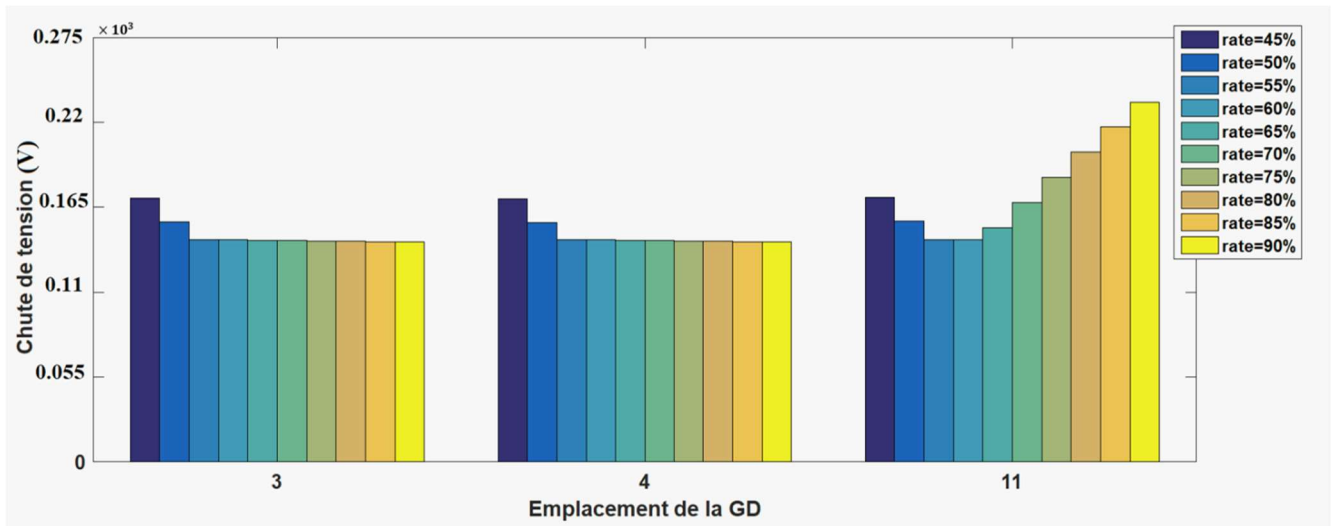


Fig.III.13 : Comparaison des chutes de tension maximales entre les nœuds 3, 4 et 11

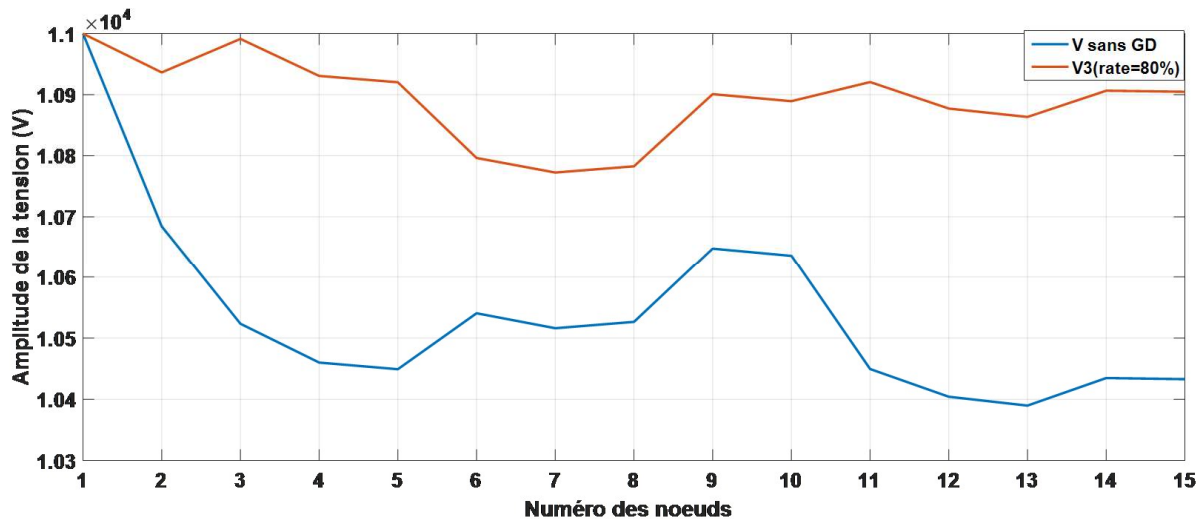


Fig.III.14 : Amplitude de la tension aux différents nœuds sans et avec la présence de la GD intégrée au nœud 3 à un taux de 80%

Une analyse comparative des pertes actives et réactives, ainsi que des intensités et du sens des courants circulant dans les différents segments du réseau, avant et après l'insertion du générateur dispersé (GD) au nœud 3 avec un taux de pénétration de 80%, a été réalisée. Les résultats de cette étude sont synthétisés dans le tableau III.4

Chapitre III :Modélisation et simulation du réseau de distribution avec présence de la génération dispersée

Tab.III.3 : Pertes, courants et sens du flux avant/après l’insertion du GD (nœud 3, 80%)

N° de la ligne	Puissances actives Transitées dans les lignes (kW)		Puissances réactives Transitées dans les lignes (KVAR)		Courants de lignes		Sens de transit Des courants	
	Sans GD	Avec GD	Sans GD	Avec GD	Sans GD	Avec GD	Sans GD	Avec GD
1-2	1251.8803	258.60381	-1269.7212	-260.13476	0.0129	0.0026	+	+
2-3	725.44492	-257.41588	-735.84665	263.89874	0.0076	-0.0026	+	-
3-4	395.58269	394.8015	-401.69824	-402.3676	0.0042	0.0040	+	+
4-5	44.206606	44.124315	-44.894756	-44.975609	0.0005	0.0004	+	+
2-9	352.85466	352.40244	-355.01978	-355.4234	0.0037	0.0036	+	+
9-10	141.07305	140.89562	-141.7387	-141.91267	0.0015	0.0014	+	+
2-6	70.507885	70.420529	-70.897859	-70.983493	0.0007	0.0007	+	+
6-7	114.44976	114.32982	-116.15355	-116.26658	0.0012	0.0012	+	+
6-8	44.232689	44.186459	-44.869274	-44.914586	0.0005	0.0004	+	+
3-11	255.95809	255.37861	-258.48694	-258.96336	0.0027	0.0026	+	+
11-12	114.91004	114.6525	-115.7222	-115.96642	0.0012	0.0012	+	+
12-13	44.409813	44.310609	-44.693677	-44.791836	0.0005	0.0004	+	+
4-14	70.20924	70.075312	-71.193404	-71.325134	0.0007	0.0007	+	+
4-15	140.42882	140.1601	-142.3766	-142.64094	0.0015	0.0014	+	+

La figure III.15 illustre l'évolution du sens de circulation des courants dans les différents segments du réseau suite à l'insertion du générateur distribué (GD) au nœud 3. On observe clairement une modification des flux de puissance, avec notamment l'apparition de flux inversés dans certaines branches du réseau, témoignant de l'impact significatif de la production décentralisée sur la distribution des courants.

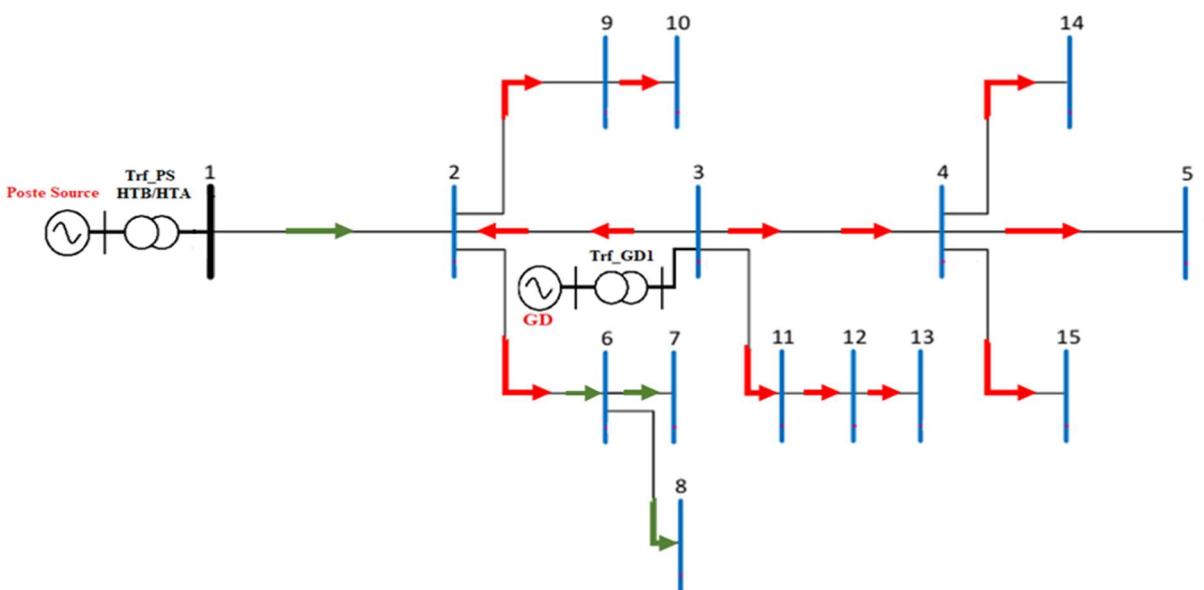


Fig.III.15 : Sens du transit de puissances après l’insertion d’une GD au nœud 3

Interprétation des résultats

D'après l'analyse de la figure III.8, qui illustre les chutes de tension en fonction de l'emplacement de la GD dans chaque nœud, on observe une diminution générale des chutes de tension, traduisant une amélioration globale du niveau de tension dans le réseau. Cette amélioration des chutes de tension est quasiment constante de 55% jusqu'à 90% est particulièrement marquée au nœud 3 (voir figure. III.13). Les valeurs minimales de chute de tension sont observées aux emplacements 3 et 4, où elles diminuent respectivement de 517V et 539V à 143V pour un taux d'intégration de 75 %. Le nœud 11 présente également une amélioration notable, la chute de tension passant de 594V à 341V pour un taux de 55 %.

En ce qui concerne les pertes de puissance active et réactive (figures III.9 et III.10), les emplacements les plus avantageux, c'est-à-dire associés aux plus faibles pertes, sont les nœuds 3, 4 et 11. Sur la base de cette première analyse, un second calcul d'écoulement de puissance a été effectué, en se concentrant uniquement sur ces trois nœuds afin de les comparer et de déterminer l'emplacement le plus performant. Les résultats montrent que le nœud 3 se distingue par les meilleures performances globales, avec des pertes actives et réactives respectivement de 13KW et 12KVAR pour un taux d'intégration de 80 %, comme l'illustrent clairement les figures III.11 et III.12.

La figure III.14 montre que l'intégration d'une GD au nœud 3 améliore le profil de tension dans tout le réseau. Les tensions aux nœuds, surtout les plus éloignés, sont plus stables et plus élevées, ce qui confirme l'effet positif de la GD sur la qualité de distribution électrique.

La figure III.15 illustre le nouveau sens du transit de puissance dans le réseau après l'intégration d'une GD au niveau du nœud 3. Contrairement à la configuration initiale, certains flux de puissance changent de direction, ce qui montre que la GD injecte de l'énergie localement et allège la charge sur le transformateur principal. Le tableau III.4 vient appuyer cette analyse en comparant les pertes actives et réactives avant et après l'intégration de la GD. On observe une nette réduction des pertes, ce qui confirme que la GD permet une meilleure répartition de l'énergie dans le réseau, améliore l'efficacité globale et réduit les courants transitant sur certaines lignes.

III. 6. Analyse de l'état du réseau avec insertion de deux générations dispersées

Cette étude se concentre sur l'impact de l'intégration simultanée de deux sources de génération dispersée au sein du réseau. En examinant différents scénarios d'insertion, notamment leurs emplacements et les niveaux de puissance injectée, nous visons à évaluer les effets sur les profils de tension, les flux de puissance active et réactive, ainsi que les pertes dans le système. Cette analyse permettra de mieux comprendre les synergies potentielles entre les deux sources et d'identifier les configurations optimales pour améliorer la performance et la fiabilité du réseau

Le premier générateur est injecté au nœud 3, identifié comme optimal, avec un taux d'intégration noté « taux1 », tandis que le second est raccordé au nœud 11 avec un taux noté « taux 2 ». La contrainte imposée est que la somme des deux taux reste constante et égale à 80%. L'objectif principal de cette étude est d'identifier la combinaison qui minimise simultanément les chutes de tension maximales ainsi que les pertes de puissance active et réactive dans le réseau.

Les figures de (III.16) à (III.18), présentent respectivement, les chutes de tension maximales obtenues pour chaque combinaison, les tensions aux nœuds ainsi que des pertes de puissance en fonction des taux d'intégration. Ces taux varient de 70% à 10% pour le premier GD et de 10% à 70% pour le second, par pas de 10%, tout en respectant la contrainte du taux maximal.

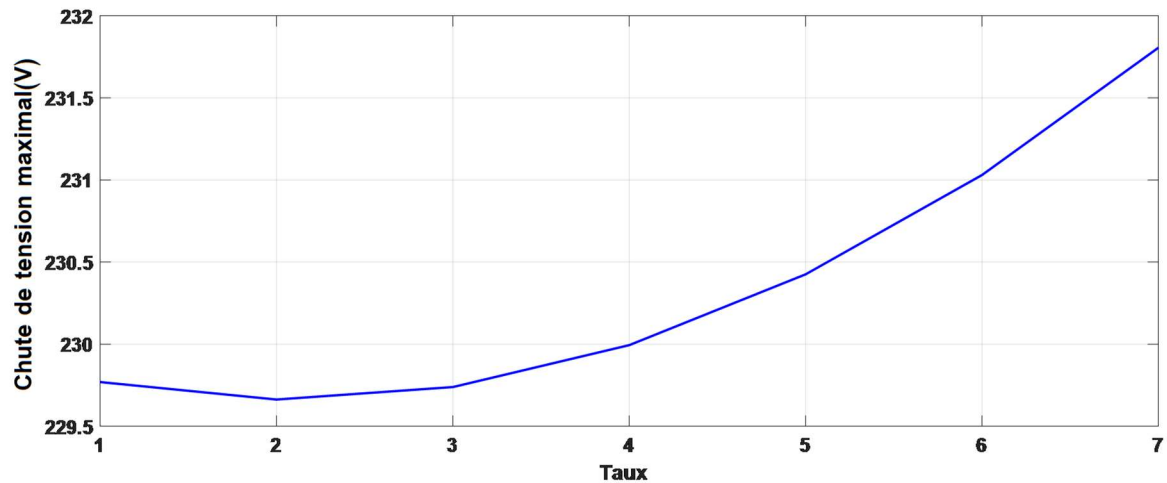


Fig.III.16 : Évolution de la chute de tension maximale selon les combinaisons de taux d'intégration des deux GD

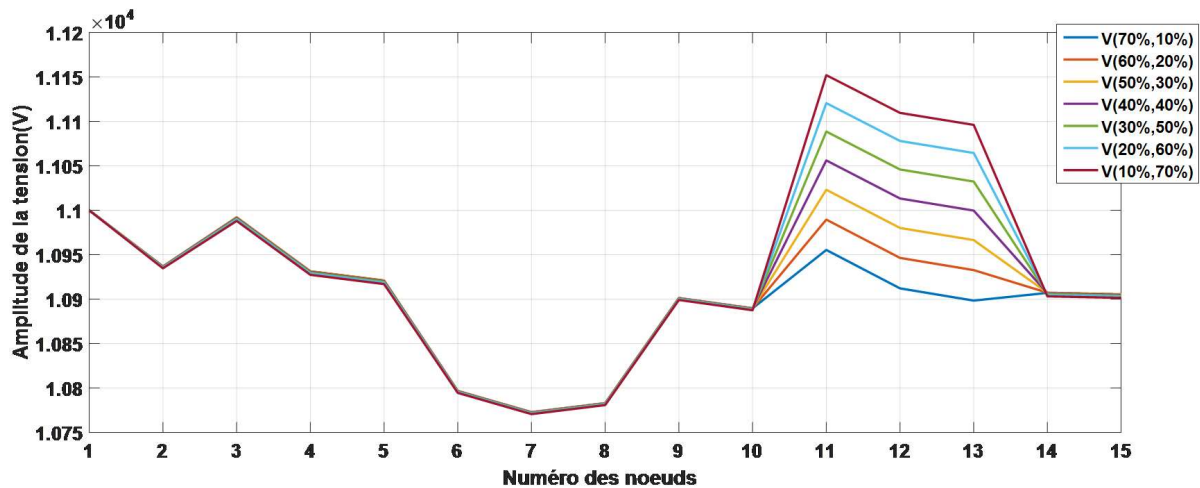


Fig.III.17 : Tension aux nœuds pour différents taux combinés des GD

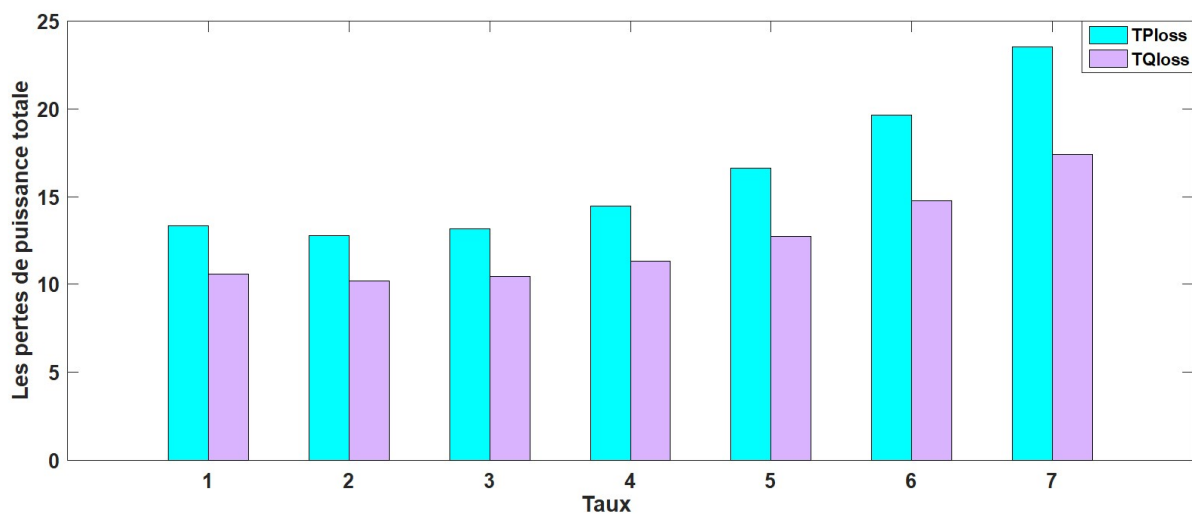


Fig.III.18 : Pertes de puissance totales pour différents taux combinés

Chapitre III :Modélisation et simulation du réseau de distribution avec présence de la génération dispersée

Afin d'approfondir l'analyse et d'accroître la précision des résultats, une évaluation détaillée des chutes de tension maximales, des tensions aux nœuds et des pertes de puissance a été réalisée en affinant les taux d'intégration des générateurs distribués. Le taux d'injection du premier générateur (taux1) a été progressivement réduit de 60 % à 55 %, tandis que celui du second (taux2) a été augmenté de 20 % à 25 %, avec un pas de 1 %. Cette démarche a permis d'identifier la combinaison optimale offrant les meilleures performances électriques du réseau, à savoir : taux1=59% et taux2=21%. Cette configuration minimise à la fois les chutes de tension et les pertes de puissance, comme illustré sur les figures de (III.19) à (III.21).

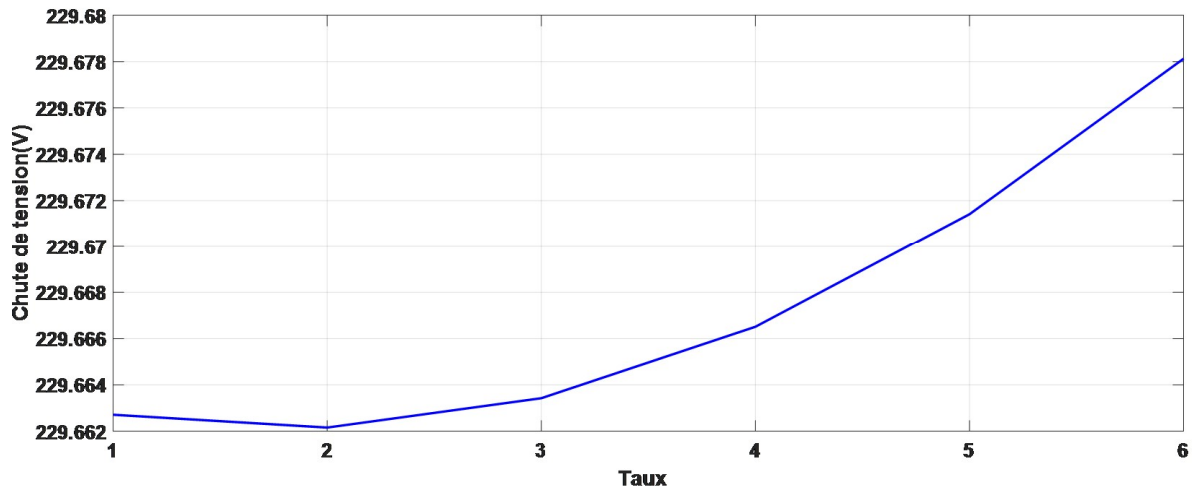


Fig.III.19 : Évolution de la chute de tension maximale selon les combinaisons de taux d'intégration des deux GD

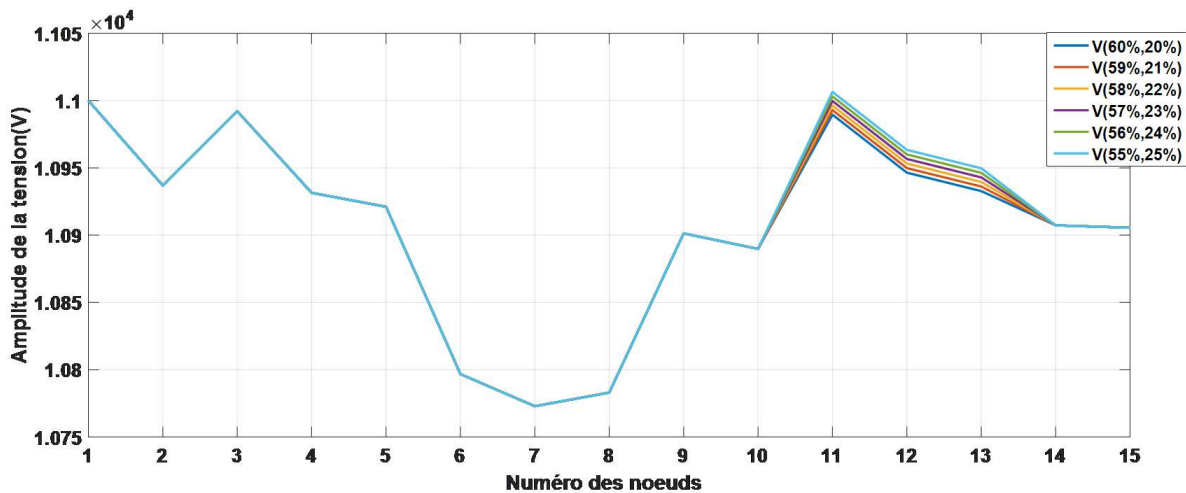


Fig.III.20 : Tension aux nœuds pour différents taux combinés des GD

Chapitre III :Modélisation et simulation du réseau de distribution avec présence de la génération dispersée

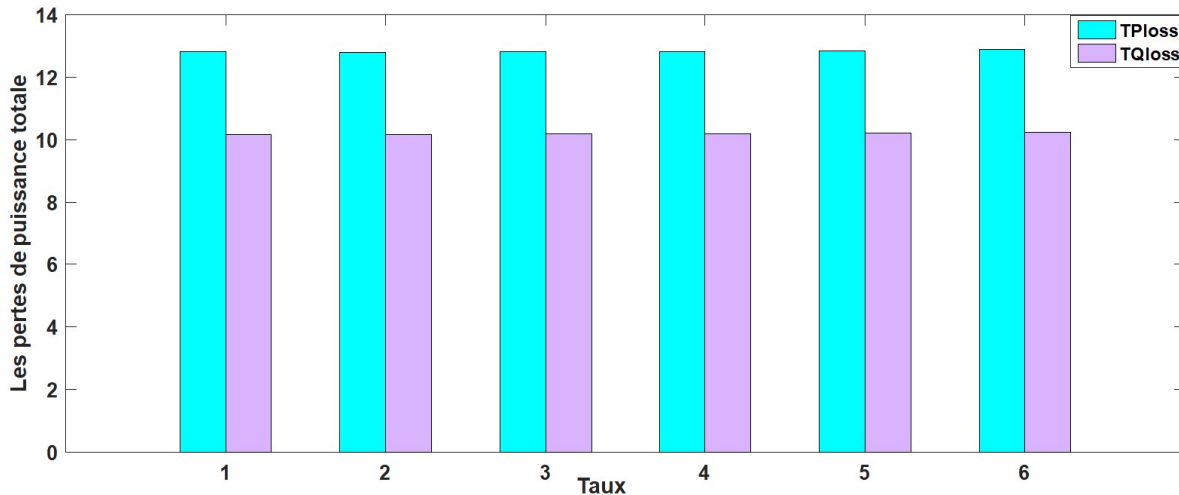


Fig.III.21 : Pertes de puissance totales pour différents taux combinés

Une analyse comparative des pertes actives et réactives, ainsi que des intensités et du sens des courants circulant dans les différents segments du réseau, avant et après l'insertion des GD au nœud 3 avec un taux de pénétration de 59% et au nœud 11 avec un taux de pénétration de 21%, a été réalisée. Les résultats de cette étude sont synthétisés dans le tableau III.5.

Tab.III.4 : Pertes, courants et sens du flux avant/après l'insertion des GD (nœud 3 à 59% et nœud 11 à 21%)

N° de la ligne	Puissances actives transitées dans les lignes (kW)		Puissances réactives transitées dans les lignes (kVAR)		Sens de transit des courants de lignes	
	Sans GD	Avec GD	Sans GD	Avec GD	Sans GD	Avec GD
1-2	1251.8803	256.62528	-1269.7212	-258.7996	+	+
2-3	725.44492	-259.42115	-735.84665	265.24066	+	-
3-4	395.58269	394.81206	-401.69824	-402.35787	+	+
4-5	44.206606	44.125502	-44.894756	-44.974531	+	+
2-9	352.85466	352.40754	-355.01978	-355.41899	+	+
9-10	141.07305	140.89767	-141.7387	-141.91093	+	+
2-6	70.507885	70.421552	-70.897859	-70.98262	+	+
6-7	114.44976	114.33146	-116.15355	-116.2651	+	+
6-8	44.232689	44.187098	-44.869274	-44.914015	+	+
3-11	255.95809	-2.8341007	-258.48694	3.0359667	+	-
11-12	114.91004	114.34376	-115.7222	-116.27032	+	+
12-13	44.409813	44.191403	-44.693677	-44.909826	+	+
4-14	70.20924	70.077198	-71.193404	-71.323431	+	+
4-15	140.42882	140.16387	-142.3766	-258.7996	+	+

La figure III.22 illustre le sens de circulation des courants dans les segments du réseau, mettant en évidence la modification du sens de transit des puissances suite à l'insertion d'un second GD au niveau du nœud 11.

Chapitre III :Modélisation et simulation du réseau de distribution avec présence de la génération dispersée

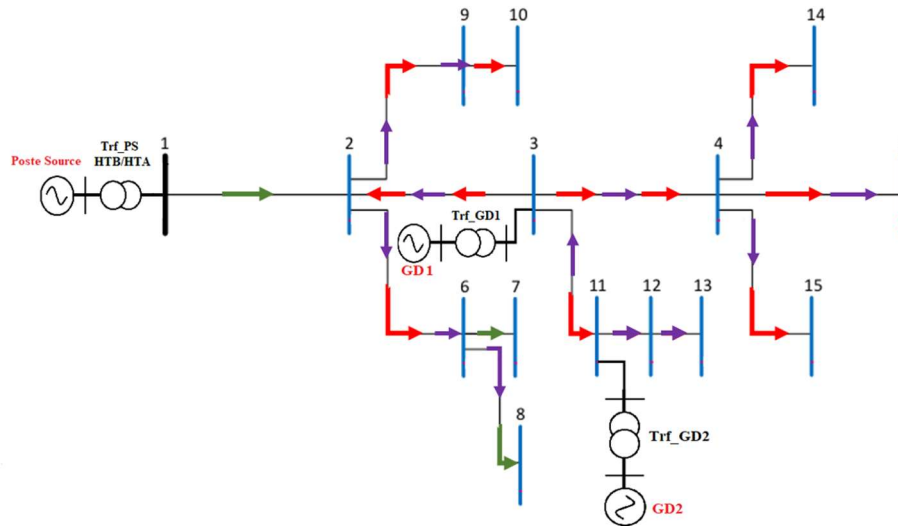


Fig.III.22 : Sens du transit de puissances après l'insertion de deux GD aux nœuds 3 et 11

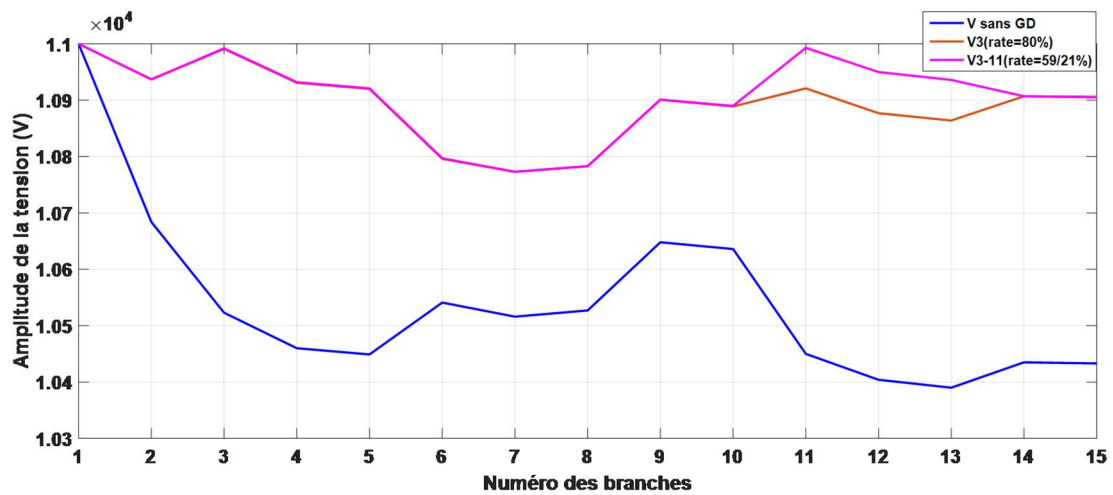


Fig.III.23 : tensions aux nœuds pour différents cas étudiés
(Sans GD, avec GD au nœud 3(à 80%), Deux GD aux nœuds 3(à 59%) et 11 (à 21%))

Tableau III.5 : Evaluation des pertes de puissance et des chutes de tension en fonction des taux de deux GD.

Cas Traités	Taux 1 (GD1)	Taux2 (GD2)	Chutes de tension maximales (V)	Pertes de puissances actives (kW)	Pertes de puissances réactives (kVAR)
1	60	20	229.6627	12.8109	10.1812
2	59	21	229.6621	12.8082	10.1793
3	58	22	229.6634	12.8145	10.1836
4	57	23	229.6665	12.8300	10.1940
5	56	24	229.6714	12.8545	10.2106
6	55	25	229.6781	12.8882	10.2333

Interprétation des résultats

Les figures III.16 et III.19 illustrent l'évolution de la chute de tension maximale dans le réseau en fonction du taux d'injection de la GD. Dans les deux cas, on observe une diminution progressive de cette chute lorsque le taux de GD augmente. Cela montre clairement que l'intégration de la GD améliore le profil de tension et réduit les pertes, contribuant ainsi à une meilleure stabilité et efficacité du réseau électrique.

Les figures III.17 et III.20 montrent l'évolution de la tension aux différents nœuds du réseau pour divers taux combinés de la GD. On observe globalement une amélioration progressive de l'amplitude de la tension à mesure que le taux de GD augmente. Cette injection croissante permet de rehausser les tensions aux nœuds les plus sensibles, corrigeant ainsi les déséquilibres et renforçant la stabilité du réseau. Ces résultats confirment l'effet bénéfique de l'intégration de la GD sur la qualité de tension dans le système électrique.

Les figures III.18 et III.21 illustrent l'évolution des pertes de puissance totale pour différents taux combinés de génération décentralisée GD. On remarque clairement que l'intégration de la GD permet une réduction significative des pertes de puissance dans le réseau. Plus le taux de GD est élevé, plus les pertes diminuent, ce qui confirme l'efficacité de la GD pour améliorer le rendement énergétique du système électrique. Cette amélioration est due à la proximité de la production par rapport à la consommation, réduisant ainsi les transferts de puissance sur de longues distances.

La figure III.22 illustre visuellement les modifications du sens de transit de puissance dans le réseau après l'ajout de deux unités de GD, notamment aux nœuds 5 et 11. On y voit clairement que certains flux de puissance changent de direction, soulignant l'impact de la GD sur la topologie des échanges énergétiques. Cette redistribution permet une alimentation plus locale des charges, réduisant les pertes sur les lignes.

Le tableau III.5 compare six configurations d'intégration de deux générateurs distribués (GD1 et GD2) dans un réseau électrique, en évaluant leur impact sur les chutes de tension et les pertes d'énergie. Le Cas 2 (59% pour GD1 et 21% pour GD2) émerge comme la configuration optimale, présentant les meilleures performances avec une chute de tension minimale (229,6621 V) et les pertes actives (12,8082 kW) et réactives (10,1793 kVAR) les plus faibles.

La figure III.23 illustre l'impact de la GD sur le profil de tension du réseau électrique à travers trois scénarios distincts. En l'absence de GD, on observe une chute de tension caractéristique des réseaux passifs. L'introduction d'une GD au nœud 3, à 80% de pénétration, entraîne une augmentation notable de la tension locale, avec un risque potentiel de surtension. Le cas avec deux unités de GD réparties aux nœuds 3 (à 59% d'intégration) et 11 (à 21% d'intégration) présente quant à lui un profil de tension plus équilibré, démontrant l'avantage d'une injection décentralisée pour stabiliser le réseau. Ces résultats soulignent l'importance d'une répartition optimale de la GD pour maintenir les tensions dans les plages admissibles tout en améliorant la qualité de l'énergie.

III.7. Évaluation de l'état du réseau en cas de défaut avec génération dispersée

Ce scénario analyse le fonctionnement du réseau lors d'un défaut, tel qu'un court-circuit, en tenant compte de la présence de génération dispersée. L'étude met l'accent sur le comportement des dispositifs de protection et leur coordination (ou sélectivité) entre eux. De plus, elle explore l'impact de la production locale sur les courants de court-circuit, leur localisation, ainsi que l'efficacité du système de protection dans ce contexte particulier.

III.7.1. Calcul des courants de courts circuits pour le départ HTB/HTA

Cette étude vise à caractériser précisément les courants de défaut (à la fois dans leurs valeurs maximales et minimales) pour évaluer l'influence des unités de génération décentralisées sur le dimensionnement des protections électriques. L'analyse portera particulièrement sur la modification des plages de déclenchement des dispositifs de protection, en quantifiant comment l'intégration de sources de génération dispersée modifie les paramètres critiques du réseau en situation de défaut.

A. Calcul du courant de défaut minimal I_{cc_min}

Cette étude considère un défaut biphasé franc appliqué à l'extrémité critique du réseau (nœud 13), comme représenté sur la figure III.24, pour lequel le courant de défaut est déterminé par :

$$I_{cc_min} = \frac{U_n}{2 Z_{défaut}} \quad (III.6)$$

U_n : Tension nominale phase-phase

$Z_{défaut}$: Somme des impédances parcourues par le courant de défaut, représentant le chemin le plus impédant du réseau (cas le plus défavorable), incluant les impédances amont des sources, des transformateurs, des lignes et des éventuelles GD. Les caractéristiques des réseaux amont, ainsi que les spécifications techniques des transformateurs du poste source et des postes de raccordement des GD, sont détaillées dans l'annexe 2.

➤ Calcul du court-circuit biphasé issu du poste source

Le courant de court-circuit issu du poste source I_{cc_PS} est donné par :

$$I_{cc_PS} = \frac{U_n}{2(jX_{HTB} + jX_{T_PS} + Z_{L_PS})} \quad (III.7)$$

Tel que :

$$Z_{L_PS} = 8.7804 + j6.6886 \, \Omega$$

$$X_{HTB} = 0.1368 \, \Omega$$

$$X_{T_PS} = 0.15004 \, \Omega$$

Le courant est égal à :

$$I_{cc_PS} = 490.46 \angle -38.46 \, A$$

Avec,

I_{cc_PS} : Courant de court-circuit biphasé issu du poste source au nœud 13;

X_{HTB} : Réactance équivalente du réseau amont du poste source;

X_{T_PS} : Réactance du transformateur du poste source ;

Z_{L_PS} : Somme des impédances du poste source au nœud 13 ;

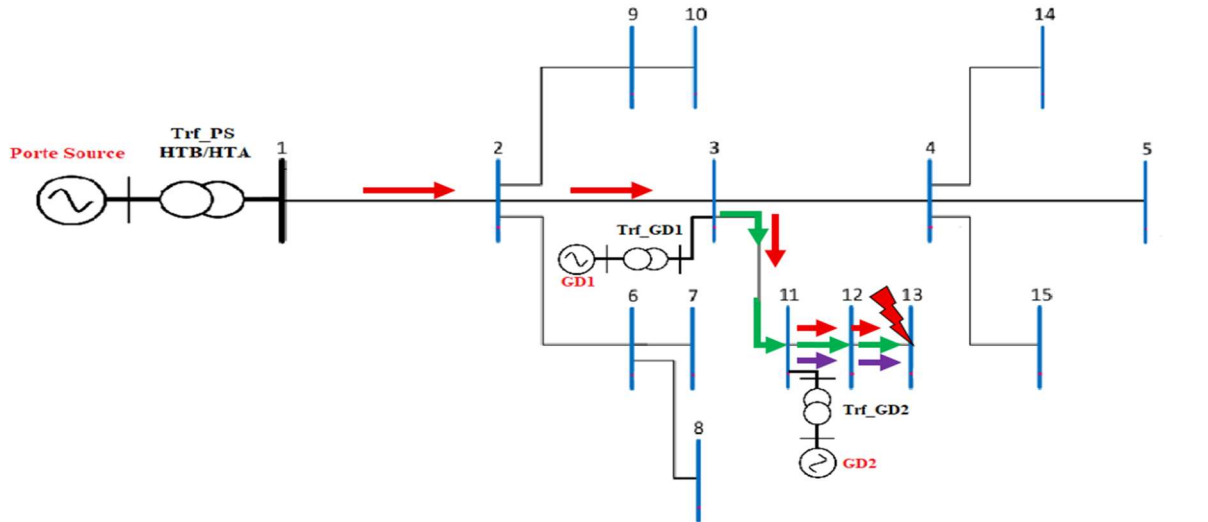


Fig. III.24 : Défaut au nœud 13 en présence de deux GD aux nœuds 3 et 11

➤ **Calcul des courants de court-circuit issus des générations dispersées (GD1, GD2)**

Le courant de court-circuit biphasé issu d'une génération dispersée se calcule par l'expression :

$$I_{cc_GD} = \frac{U_n}{2(jX_{amont_GD} + jX_{T_GD} + Z_{L_DG})} \quad (III.8)$$

• **Calcul du courant de court-circuit biphasé issu de GD1**

En calculant les grandeurs de l'équation (III.8), on trouve :

$$X_{amont_GD} = 2.42\Omega$$

$$X_{T_GD} = 0.121\Omega$$

$$Z_{L_DG1} = 6.2571 + j4.2204\Omega$$

Le courant est égal à :

$$I_{cc_GD1} = 595.02 \angle -47.21^\circ \text{ A}$$

Avec,

I_{cc_GD1} : Courant de court-circuit biphasé issu de la GD1 au nœud 13;

X_{amont_GD} : Réactance équivalente du réseau amont des GD;

X_{T_GD} : Réactance du transformateur des GD ;

Z_{L_GD} : Somme des impédances de la GD1 au nœud 13 ;

- **Calcul du courant de court-circuit biphasé issu de GD2**

En calculant les grandeurs de l'équation (III.8), on trouve :

$$Z_{L_{GD2}} = 4.4616 + j3.0093 \Omega$$

Le courant est égal à :

$$I_{cc_{GD2}} = 772.34 \angle -51.20^\circ \text{ A}$$

Avec,

$I_{cc_{GD2}}$: Courant de court-circuit biphasé issu de la GD2 au nœud 13;

$Z_{L_{GD2}}$: Somme des impédances de la GD2 au nœud 13 ;

- **Calcul du courant de court-circuit minimal total (I_{cc_min}) issu des générations dispersées et du poste source**

Sachant que le court-circuit minimal est la somme des courants issus du poste source ainsi que des deux GD, on peut écrire alors:

$$I_{cc_min} = I_{cc_PS} + I_{cc_{GD1}} + I_{cc_{GD2}} \text{ (III.9)}$$

Alors,

$$I_{cc_min} = 1850.36 \angle -46.56^\circ \text{ A}$$

B. Calcul du courant de défaut maximal I_{cc_max}

Cette étude considère un défaut triphasé franc appliqué au nœud le plus proche du poste source du réseau (nœud 2), comme représenté sur la figure III.25, pour lequel le courant de défaut est déterminé par :

$$I_{cc_max} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{\text{défaut}}} \text{ (III.10)}$$

- **Calcul du court-circuit issu triphasé du poste source**

Le courant de court-circuit issu du poste source $I_{cc_{PS}}$ est donné par :

$$I_{cc_{PS}} = \frac{U_n}{\sqrt{3}(jX_{HTB} + jX_{T_{PS}} + Z_{L_{PS}})} \text{ (III.11)}$$

Tel que :

$$Z_{L_{PS}} = 1.3531 + j1.3234 \Omega$$

Le courant est égal à :

$$I_{cc_{PS}} = 3016.51 \angle -49.95^\circ \text{ A}$$

Avec,

I_{cc_PS} : Courant de court-circuit triphasé issu du poste source au nœud 2;

Z_{L_PS} : Somme des impédances du poste source au nœud 2.

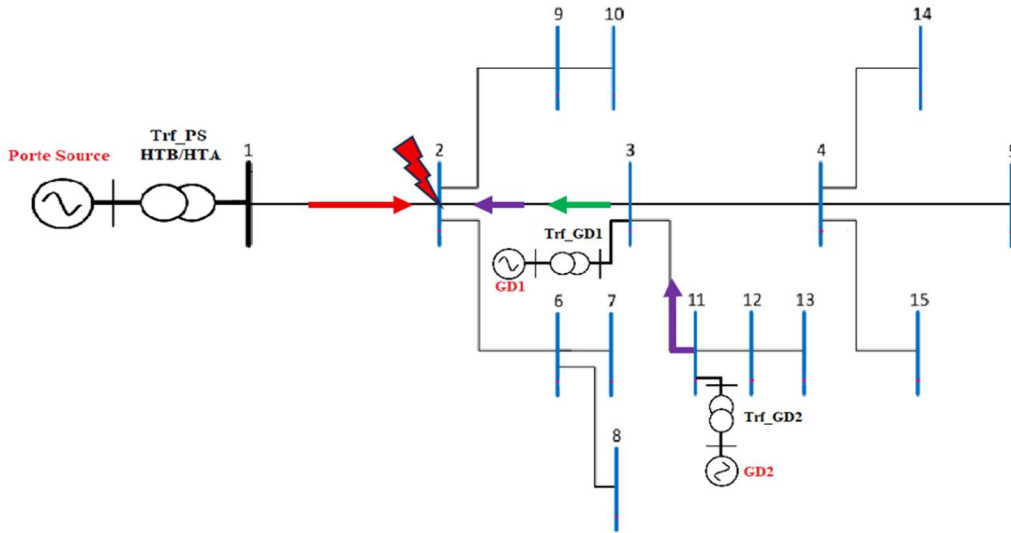


Fig. III.25 : Défaut au nœud 2 du réseau en présence de deux GD aux nœuds 3 et 11.

➤ **Calcul des courants de court-circuit issus des générations dispersées (GD1, GD2)**

Le courant de court-circuit triphasé issu d'une génération dispersée se calcule par l'expression :

$$I_{cc_GD} = \frac{U_n}{\sqrt{3}(jX_{amont_GD} + jX_{T_GD} + Z_{L_GD})} \quad (III.12)$$

• **Calcul du courant de court-circuit triphasé issu de GD1**

En calculant la somme des impédances parcourues par le courant de défaut issu de la DG1 au nœud 2, on trouve :

$$Z_{L_GD1} = 1.1701 + j1.1446 \, \Omega$$

Le courant est égal à :

$$I_{cc_GD1} = 1642.37 \angle -72.38^\circ \text{ A}$$

Avec,

I_{cc_GD1} : Courant de court-circuit biphasé issu de la GD1 au nœud 2;

Z_{L_GD1} : Somme des impédances de la GD1 au nœud 2 ;

- **Calcul du courant de court-circuit triphasé issu de GD2**

En calculant la somme des impédances parcourues par le courant de défaut issu de la DG2 au nœud 2, on trouve :

$$Z_{L_DG2} = 2.9657 + j2.3557 \Omega$$

Le courant est égal à :

$$I_{cc_GD2} = 1109.36 \angle -58.79^\circ \text{ A}$$

Avec,

I_{cc_GD} : Courant de court-circuit biphasé issu de la GD2 ;

Z_{L_GD2} : Somme des impédances de la GD2 au nœud 2;

- **Calcul du courant de court-circuit maximal total (I_{cc_max}) issu des générations dispersées et du poste source**

Sachant que le court-circuit maximal est la somme des courants issus du poste source ainsi que des deux GD, on peut écrire alors:

$$I_{cc_max} = I_{cc_PS} + I_{cc_GD1} + I_{cc_GD2} \text{ (III.13)}$$

Alors,

$$I_{cc_max} = 5686.95 \angle -58^\circ \text{ A}$$

Interprétation des résultats

L'intégration des générations dispersées dans le réseau électrique influence directement les seuils de réglage des protections en modifiant à la fois les courants de défaut minimal et maximal. En effet, la contribution additionnelle des sources décentralisées augmente le courant maximal de défaut en réduisant l'impédance équivalente du réseau, ce qui peut nécessiter un réajustement des protections contre les surintensités. Parallèlement, la DG peut aussi élever le courant minimal de défaut en maintenant une alimentation locale pendant les incidents, obligeant à revoir la sensibilité des protections pour garantir leur déclenchement même pour des défauts de faible amplitude. L'impact varie selon le type de DG et leur emplacement dans le réseau.

III.7.2. Impact sur la protection

A partir des résultats obtenus dans le paragraphe III.7.1, on remarque que la présence des générations dispersées aux nœuds 3 et 11 a contribué à faire augmenter les valeurs des courants de court-circuit minimal et maximal au point de défaut. Cette double modification des extrêmes du courant de défaut complexifie la coordination des protections, notamment en provoquant des problèmes d'aveuglement des protections et des déclenchements intempestifs. En situation de défaut, la contribution des unités de DG peut modifier radicalement la distribution des courants de défaut, réduisant parfois l'intensité perçue par les relais de protection en amont et les rendant ainsi aveugles à certains défauts (aveuglement de la protection). Parallèlement, l'injection décentralisée d'énergie peut créer des flux de puissance inverses ou déséquilibrés, entraînant des déclenchements non désirés des protections (déclenchement intempestif).

A. Aveuglement de la protection

L'intégration des DG peut entraîner un phénomène critique d'aveuglement des protections, où les dispositifs de protection traditionnels deviennent incapables de détecter ou de réagir correctement aux défauts. Ce problème survient principalement lorsque la DG modifie la direction ou l'amplitude des courants de défaut, réduisant ainsi le courant traversant les relais de protection en amont. Par exemple, dans un réseau radial avec injection de courant par la DG en aval du défaut, le courant de défaut perçu par le relais principal peut diminuer en dessous de son seuil de déclenchement, empêchant son action.

B. Déclenchement intempestif d'un départ sain

Dans cette partie, nous analysons spécifiquement le phénomène de déclenchement intempestif en considérant une configuration réseau comprenant deux départs adjacents, comme illustré dans la figure III.26. Pour modéliser ce scénario, nous avons simulé un défaut triphasé symétrique au niveau du nœud 17 du deuxième départ, tout en tenant compte de la présence de génération décentralisée aux nœuds 3 et 11 au premier départ. Cette approche nous permet d'évaluer précisément la contribution des sources dispersées aux courants de court-circuit au point de défaut. Les calculs réalisés prennent en compte à la fois l'apport du réseau principal et celui des unités de production décentralisées, offrant ainsi une vision complète des impacts de la GD sur le comportement des protections.

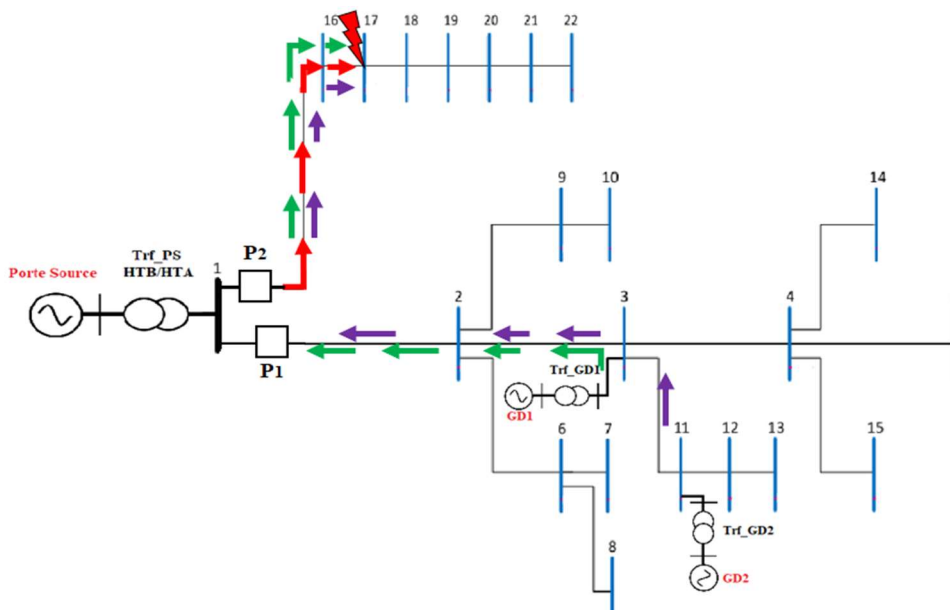


Fig. III.26 : Défaut au nœud 17 dans un départ adjacent

➤ **Calcul des courants de court-circuit issus des générations dispersées**

La somme des impédances du poste source au point de défaut $Z_{L(1-17)}$ ainsi que celles des nœuds de connexions des GD au nœud 17, $Z_{L(3-1)}$ pour la GD1 et $Z_{L(11-1)}$ pour la GD2 sont :

$$Z_{L(3-1)} = 2.5233 + j2.4681 \Omega$$

$$Z_{L(11-1)} = 4.3188 + j3.6792 \Omega$$

$$Z_{L(1-17)} = 1.4630 + j1.4320 \Omega$$

• **Calcul du courant de court-circuit issu de GD1**

$$I_{cc_GD1} = \frac{U_n}{\sqrt{3}(jX_{amont} + jX_{T_{GD}} + Z_{L(3-1)} + Z_{L(1-17)})} \quad (\text{III.14})$$

On obtient:

$$I_{cc_GD1} = 838.41 \angle -58.24^\circ \text{ A}$$

• **Calcul du courant de court-circuit issu de GD2**

$$I_{cc_GD2} = \frac{U_n}{\sqrt{3}(jX_{amont} + jX_{T_{GD}} + Z_{L(11-1)} + Z_{L(1-17)})} \quad (\text{III.15})$$

On obtient:

$$I_{cc_GD2} = 662.17 \angle -52.92^\circ \text{ A}$$

➤ **Calcul du courant de court-circuit total (I_{cc_GD}) issu des GD qui existent dans le départ sain**

$$I_{cc_GD} = I_{cc_GD1} + I_{cc_GD2} \quad (\text{III.16})$$

On obtient :

$$I_{cc_GD} = 1498.98 \angle -55.89^\circ \text{ A}$$

• **Calcul du court-circuit issu du poste source**

$$I_{cc_PS} = \frac{U_n}{\sqrt{3}(jX_{HTB} + jX_{T_{PS}} + Z_{L(1-17)})} \quad (\text{III.17})$$

On obtient :

$$I_{cc_PS} = 2813.64 \angle -49.59^\circ \text{ A}$$

➤ **Calcul du courant de court-circuit total (I_{cc_tot}) au point de défaut sur le départ en défaut**

$$I_{cc_tot} = I_{cc_PS} + I_{cc_GDtot} \quad (\text{III.18})$$

On obtient :

$$I_{cc_tot} = 4306.72 \angle -51.78^\circ \text{ A}$$

L'analyse du deuxième scénario met en évidence un problème critique de coordination des protections dû à la présence de génération décentralisée. Lors d'un défaut au nœud 17 du départ adjacent, les GD connectées aux nœuds 3 et 11 contribuent significativement au courant de défaut (2813.64 A), provoquant le déclenchement intempestif de la protection du départ sain. Simultanément, la protection du départ défectueux, soumise à un courant de 4306.72 A, déclenche correctement pour éliminer le défaut. Ce double déclenchement, l'un involontaire et l'autre nécessaire, révèle les défis majeurs posés par la GD: perturbation de la sélectivité des protections, risque d'indisponibilité inutile de départ sain, et complexification de la gestion des défauts.

III.8. Conclusion du chapitre III

Ce chapitre a démontré de manière exhaustive l'impact multidimensionnel de la génération décentralisée GD sur les réseaux électriques. D'un côté, la GD améliore significativement les paramètres opérationnels : le profil de tension s'améliore avec des réductions de chute atteignant 72% (passant de 517V à 143V au nœud 3), les pertes actives et réactives diminuent respectivement jusqu'à 13kW et 12kVAR, et la configuration optimale (59% au nœud 3 et 21% au nœud 11) permet une meilleure stabilité globale. Parallèlement, la GD modifie profondément la dynamique du réseau en induisant des changements de direction des flux de puissance, réduisant ainsi les transferts sur les lignes principales et allégeant la charge du transformateur. Cependant, ces bénéfices s'accompagnent de défis majeurs pour les systèmes de protection : les modifications des courants de défaut entraînent des risques d'aveuglement des protections traditionnelles et des déclenchements intempestifs, comme illustré par le cas critique où des protections ont déclenché simultanément sur des départs sains (2813.64 A) et défectueux (4306.72).

Conclusion générale

Conclusion générale

Cette étude a permis d'explorer de manière approfondie les enjeux techniques et opérationnels liés à l'intégration de la génération dispersée (GD) dans les réseaux électriques, en particulier ceux de distribution.

Le chapitre 1 a posé les fondements en décrivant la structure hiérarchique du système électrique, depuis la production jusqu'à la distribution, en mettant l'accent sur le rôle clé des postes de transformation et des différentes sources d'énergie renouvelable. Cette analyse a fourni une base essentielle pour comprendre les défis associés à la décentralisation de la production.

Le chapitre 2 a approfondi ces défis en examinant les impacts concrets de la GD sur les réseaux de distribution, notamment en termes de transit de puissance, de profil de tension, de protection et de qualité de l'énergie. Ces analyses ont souligné la nécessité d'une intégration rigoureuse pour préserver la stabilité du réseau.

Enfin, le chapitre 3 a appliqué ces concepts à un réseau réel de moyenne tension (11 kV), évaluant différents scénarios d'intégration et leurs effets sur les chutes de tension, les pertes d'énergie et la réponse aux défauts. Les résultats ont montré que si la GD peut améliorer certains aspects (comme le profil de tension), elle introduit également des risques, notamment en matière de protection, nécessitant des solutions adaptées pour éviter des dysfonctionnements critiques.

Une attention particulière doit être portée aux risques de surtensions lors des périodes de fort taux d'intégration ou lorsque le réseau est faiblement chargé, ainsi qu'aux problématiques de retour de puissance vers le réseau amont qui pourraient perturber la stabilité de fréquence. Ces phénomènes, combinés aux défis déjà identifiés comme l'aveuglement des protections et les déclenchements intempestifs, soulignent l'importance cruciale d'adapter les schémas de protection (protections directionnelles, ajustement dynamique des seuils, systèmes communicants) et de mettre en place des mécanismes de régulation avancés.

Pour une intégration réussie, il est essentiel de combiner des solutions techniques innovantes (algorithmes intelligents, couplage avec le stockage), d'optimiser le positionnement des GD et d'implémenter des systèmes de contrôle actif de la tension et de la fréquence et d'évoluer les cadres réglementaires

Cette approche globale permettra de concilier transition énergétique et performance des réseaux, tout en prévenant les risques de surtensions et d'instabilité fréquentielle. Les perspectives futures devraient explorer l'intégration des micro-réseaux et des outils de simulation avancés pour anticiper ces nouveaux défis opérationnels et garantir des systèmes électriques plus résilients et durables.

En conclusion, l'intégration de la génération dispersée représente une évolution majeure pour les réseaux électriques, offrant des opportunités en matière de durabilité et de résilience, mais exigeant également des ajustements techniques et réglementaires pour en maîtriser les impacts. Cette étude souligne l'importance d'une approche équilibrée, combinant analyse théorique et simulations pratiques, afin d'optimiser l'insertion des énergies renouvelables tout en garantissant la fiabilité et la performance du système électrique.

Annexes

Annexe1

Tableau (01) : Données de réseau de 15 jeux de barres

N° de branche	Bus de	Bus vers	La résistance R (p.u)	La réactance X(p.u.)
1	1	2	1.1183	1.0938
2	2	3	0.9671	0.9460
3	3	4	0.6951	0.6799
4	4	5	1.2591	0.8493
5	2	9	1.6638	1.1222
6	9	10	1.3940	0.9402
7	2	6	2.1134	1.4255
8	6	7	0.8993	0.6066
9	6	8	1.0342	0.6976
10	3	11	1.4839	1.0009
11	44	12	2.0235	1.3649
12	12	13	1.6638	1.1222
13	4	14	1.8436	1.2436
14	4	15	0.9893	0.6673

Annexe2

- Réseau amont HTB [29]

$U_n=11\text{kV}$; $S_{cc}=884\text{MVA}$

$$X_{HTB} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{11^2}{884} = 0.1368\Omega$$

- Transformateur de séparation HTB/HTA

$S_n=100\text{MVA}$; $U_{cc}=12.4\%$

$$X_T = \frac{U_{cc}}{100} * \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{12.4}{100} * \frac{11^2}{100} = 0.15004\Omega$$

- Génération dispersée [30]

$U_n=11\text{kV}$; $S_{cc_{GD}} = 50\text{MVA}$

$$X_{amont} = \frac{U_n^2}{S_{cc_{GD}}} = \frac{11^2}{50} = 2.42\Omega$$

- Transformateur de séparation des GD [30]

$U_n=11\text{kV}$; $S_{n_{GD}} = 10\text{MVA}$; $U_{cc_{GD}} = 1\%$

$$X_{T_{GD}} = \frac{U_{cc_{GD}}}{100} * \frac{U_n^2}{S_{n_{GD}}} = \frac{1 * 11^2}{100 * 10} = 0.121\Omega$$

Références bibliographiques

- [1] Kazouz-H., Hennine-L., Lamri-M. « Simulation et étude de l'écoulement de puissance optimal dans un réseau électrique, intégrant des sources d'énergies renouvelables : application au réseau électrique algérien ». Mémoire de fin d'études, Université de Naâma, Algérie, 2023.
- [2] Ketfi, N. « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée ». Mémoire de magister, Université de Batna, 06/12/2014.
- [3] Alliouache, L. « Contrôle de la puissance en présence de la production décentralisée ». Projet de fin d'études, Université Abderrahmane MIRA de Béjaïa, 2019/2020.
- [4] He, Y. « Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande ». Thèse de doctorat, Centrale Supélec, 2015.
- [5] Gladkikh, E. « Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution de l'énergie électrique ». Thèse de doctorat, 2006.
- [6] Naama, B. « La production décentralisée ». Mémoire, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran-Mohamed Boudiaf, 2016/2017.
- [7] Laribi-Djabbour. « Étude d'intégration d'une production décentralisée dans un réseau de distribution électrique ». Mémoire de master académique, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2016/2017.
- [8] Braun, C. « Aide à la distribution et exploitation électrique : Simulation et optimisation ». Thèse de doctorat, Université de Namur, 2017.
- [9] Gouin, V. « Évaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles ». Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2015.
- [10] Aissaoui, A. « Planification des réseaux électriques de distribution pour une présence massive de la génération d'énergie dispersée ». Thèse de doctorat, Université Djilali Liabes de Sidi-Bel-Abbès, 2016.
- [11] Touahria, W, Benmeddour, S. « Impact de la production décentralisée sur le plan de protection dans les réseaux de distribution ». Mémoire de fin d'études, Université A. MIRA-Béjaïa, 2019/2020.
- [12] Belbey, O. « Optimisation de l'emplacement et de la taille d'une production décentralisée dans un réseau de distribution par l'algorithme génétique ». Mémoire de master académique, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2021/2022.
- [13] Bouakra, A. « Impact et régulation de la tension à la suite d'insertion d'énergie renouvelable dans les réseaux de distribution électrique ». Mémoire de maîtrise, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, 2016.
- [14] Souaib, R. « Étude statique des réseaux électriques en présence de la génération dispersée ». Thèse de doctorat, Université Amar Telidji-Laghouat, 2021/2022.
- [15] Aouzellag, N. « Chapitre 1 : Les énergies renouvelables dans les réseaux électriques ». Cours Intégration des ressources renouvelables aux réseaux électriques, E-Learning, Université de Béjaïa 2025.

- [16] Ouédraogo, M. « Contribution de localisation des GED dans les réseaux de distribution sur la stabilité de tension ». Mémoire de master, Université Fès Elmenid, 2020.
- [17] Aeh Nabilium, « Court-Circuit et Stabilité », document PDF, Scribd, 18 avril 2013. <https://fr.scribd.com/document/136724663/court-circuit-et-stabilité>
- [18] Tidjani, K. « Présentation des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution ». Mémoire, Université Dr. Yahia Fares de Médéa, 2015.
- [19] Benchekroun, A. « Supervision énergétique des réseaux de distribution intégrant des véhicules électriques et des énergies renouvelables ». Thèse HESAM Université, France, 2021.
- [20] Aouzellag, N. « Chapitres 2 et 3 : Impacts de l'intégration des ressources renouvelables aux réseaux électriques ». Cours Intégration des ressources renouvelables aux réseaux électriques, E-learning, Université de Béjaïa. 2025.
- [21] Hadjsaid, N. « La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée ». Paris, France : Lavoisier, 2010.
- [22] Labed, I. « Étude de la modification du transit de puissance lors du couplage des énergies renouvelables sur le réseau de distribution ». Thèse de doctorat en sciences, Université Frères Mentouri - Constantine 1, 2019.
- [23] Canard, J.-F. « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution ». Thèse, Institut national polytechnique de Grenoble, 12 décembre 2000.
- [24] S. Ghosh and D. Das. « Method for load-flow solution of radial distribution networks: Transmission and Distribution ». IEE Proceedings - Generation, 146(6):641–648, 1999
- [25] D. Das, D. P. Kothari, and A. Kalam. « Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks ». International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 17(5) :335–346, 1995.
- [26] Aouf, A., Laib, L. « Étude de l'expansion d'un réseau BT alimentant une zone domestique ». Mémoire de fin d'études, Université Abderrahmane MIRA de Bejaïa, 2020/2021.
- [27] Bouaraguia, A., Benhamada, A. « L'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution ». Mémoire de master académique, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2016/2017.
- [28] Bouchekara, H. « Comprehensive Review of Radial Distribution Test Systems ». University of Hafr Al-Batin, juin 2020. <https://www.researchgate.net/publication/342541810>.
- [29] K. Maidi, F.Saad « Evaluation des Puissances de Court-Circuit minimales et maximales des postes THT/HT/MT et HT/MT des postes du réseau de distribution Est », 2020.
- [30] N. Ghanemi, « Etude de la tenue au courant de court-circuit pour le raccordement d'une production décentralisée au réseau MT », mémoire de magister, université Mentouri de Constantine ,2008.

Résumé

Ce mémoire s'articule autour de l'étude de la génération dispersée (GD) et de son intégration dans les réseaux électriques. Le premier chapitre a posé les fondements nécessaires à la compréhension du système électrique, en décrivant les étapes de la chaîne énergétique, la structure hiérarchisée des réseaux, le rôle des postes de transformation, ainsi que les principales sources de GD et leur classification. Le deuxième chapitre a mis en lumière les impacts techniques de l'intégration de la GD sur les réseaux de distribution, notamment les modifications du flux de puissance, les variations du profil de tension, les effets sur la protection et la qualité du système, ainsi que les contraintes liées au raccordement. Le dernier chapitre a quant à lui présenté une analyse approfondie des effets réels de la GD sur le réseau, montrant une amélioration notable des performances (réduction de la chute de tension, des pertes actives et réactives), mais aussi l'apparition de nouveaux défis, notamment en matière de protection, où des déclenchements inappropriés peuvent survenir suite à des changements de courants de défaut. Ainsi, l'ensemble de l'étude met en évidence les bénéfices et les contraintes de la GD, soulignant l'importance d'une intégration maîtrisée et adaptée aux exigences techniques du réseau.

Abstract

This thesis focuses on the study of distributed generation (DG) and its integration into electrical networks. The first chapter laid the necessary foundations for understanding the electrical system, by describing the stages of the energy chain, the hierarchical structure of the networks, the role of transformer substations, as well as the main sources of DG and their classification. The second chapter highlighted the technical impacts of integrating DG into distribution networks, particularly changes in power flow, variations in voltage profiles, effects on protection systems and power quality, as well as the constraints related to connection. The final chapter presented an in-depth analysis of the actual effects of DG on the network, showing a noticeable improvement in performance (such as reduced voltage drops and active/reactive losses), but also revealing new challenges, especially in terms of protection, where inappropriate tripping may occur due to changes in fault currents. Thus, the study as a whole highlights both the benefits and the limitations of DG, emphasizing the importance of a controlled and technically compliant integration into the power grid.

ملخص

يرتكز هذا البحث على دراسة التوليد الموزع وكيفية إدماجه في الشبكات الكهربائية. حيث وضع الفصل الأول الأسس اللازمة لفهم النظام الكهربائي، من خلال وصف مراحل سلسلة الطاقة، وبنية الشبكات الهرمية، ودور محطات التحويل، بالإضافة إلى عرض أهم مصادر التوليد الموزع وتصنيفاتها. أما الفصل الثاني فقد سلط الضوء على الآثار التقنية الناتجة عن إدماج التوليد الموزع في شبكات التوزيع، خاصة فيما يتعلق بتغير تدفق القدرة، وتحولات منحني التوتر، وتأثيراته على أنظمة الحماية وجودة الطاقة، إلى جانب القيود المرتبطة بعملية الربط. في حين قدم الفصل الأخير تحليلاً معمقاً للتأثيرات الفعلية للتوليد الموزع على الشبكة، مبرراً تحسناً واضحاً في الأداء (من خلال تقليل انخفاض التوتر، والخسائر الفاعلة والتفاعلية)، إلا أنه كشف أيضاً عن تحديات جديدة، خصوصاً على مستوى الحماية، حيث يمكن أن تحدث حالات فصل غير مناسبة نتيجة لتغيرات في تيارات الأعطال. وبذلك، تبرز هذه الدراسة الفوائد والتحديات المرتبطة بالتوليد الموزع، مشددة على أهمية إدماجه بشكل مدروس ومتوافق مع المتطلبات التقنية للشبكة.