

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université A. MIRA-BEJAIA

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique



Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique

Option : Réseaux Électriques

Thème :

Optimisation de l'emplacement des générateurs distribués dans le réseau de distribution

Préparé par :

Mr. Nabyl Moussa GOUDJIL

Mme. Thanina ZERKAK

Encadré par :

Mme. N. AOUZELLAG

Mr. F. OUALI

Année Universitaire : 2023/2024

Remerciement

Nous tenons à remercier tout premièrement DIEU le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

Nos sincère remerciements pour notre encadreur Mme AOUZELLAG. N, et également, notre Co-encadreur Mr. OUALI. F. Pour leur précieux suivi durant toute la période du travail. Nous remercions également tous les enseignants de département Génie Electrique de l'université de Bejaïa qui ont participé à notre formation pendant tout le cycle universitaire. A tous les membres du jury pour avoir accepté de juger notre travail. Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Nous exprimons nos profonds remerciements pour nos familles et nos amis.

SOMMAIRE

Introduction générale	1
<i>Chapitre I: Distribution d'énergie électrique en présence de la génération distribuée</i>	2
I. 1. Introduction	2
I. 2. Caractéristiques des réseaux de distribution	2
I. 3. Problèmes de stabilité et de fiabilité dans les réseaux électriques traditionnels	3
I. 3. 1. La stabilité d'un réseau peut se diviser en : dynamique et statistique.....	4
I. 3. 2. La fiabilité des réseaux électriques peut être définie par	4
I. 4. Besoins croissants en énergie et contraintes et importance des énergies renouvelables dans la transition énergétique	4
I. 4. 1. Exemples de contraintes sur la tension et puissance réactive	5
I. 4. 2. Exemple des Contraintes sur la fréquence et puissance réactive	6
I. 5. Raccordement au réseau de la production décentralisé (Aspects réglementaires et économiques)	7
I. 5. 1. Conditions techniques de raccordement.....	7
I. 5. 2. Problématique du raccordement des producteurs d'EnR au réseau	7
I. 5. 3. Coûts de raccordement	7
I. 6. Impacts de la production décentralisée sur le réseau électrique.....	7
I. 6. 1. Impact sur le sens traditionnel d'écoulement de l'énergie	7
I. 6. 2. Impact sur le plan de protection	8
I. 6. 3. Impact des GED sur la tension	9
I. 6. 4. Impact des GED sur la fréquence.....	10
I. 6. 5. Impact sur le courant de court-circuit.....	11
I. 6. 6. Impact sur la stabilité du système.....	11
I. 7. Solutions pour une intégration optimale des énergies renouvelables.....	12
I. 8. Conclusion.....	12
<i>Chapitre II: Méthodes de calcul de l'écoulement de puissance</i>	13
II. 1. Introduction.....	13
II. 2. Principales méthodes appliquées dans le calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution	13
II. 2. 2. Méthode balayage arrière-avant (BFS)	13
II. 3. Méthode se basant sur le théorème Tellegen (TT).....	14

II. 3. 2. Calcul de la puissance injecté nodal par échelle régressif	15
II. 3. 3. Calcul du courant injecté par échelle progressive.....	16
II. 4. Méthode proposée par Ulas Eminoglu et M. Hakan Hocaoglu	16
II. 5. Méthode proposée par Manuel A. Matos	18
II. 6. Méthode directe de calcul d'écoulement de puissance (Direct Load Flow DLF).....	20
II. 6. 1. Développement de la méthode	20
II. 6. 2. Pertes de puissances	22
II. 6. 3. Algorithme de la méthode DLF	22
II. 6. 4. Avantages potentiels de la méthode d'approche directe DLF	23
II. 7. Méthodologie pour l'emplacement optimal de la génération distribuée	23
II. 7. 1. Fonction objectif	23
II. 7. 2. Contraintes d'égalité	24
II. 7. 3. Contraintes d'inégalité	24
II. 8. Différents algorithmes d'optimisation pour l'emplacement optimal	24
II. 9. Organigramme illustrant les différentes méthodes d'optimisation	25
II. 10. Conclusion	26
<i>Chapitre III: Simulation et interprétation des résultats</i>	27
III. 1. Introduction.....	27
III. 2. Représentation du réseau étudié	27
III. 3. Analyse de l'écoulement de puissance sans la GED	28
III. 4. Analyse de l'écoulement de puissance avec la présence de la GED.....	29
III. 5. Optimisation de l'emplacement du générateur distribué	32
III. 6. Conclusion	33
Conclusion générale	34
Références bibliographiques	35
Annexe	37

Nomenclature

Symboles

Définition

GED	Générateur d'énergie dispersée
HTB	Haute Tension
HTA	Haute Tension
BTB	Basse Tension
BTA	Basse Tension
TBT	Très Basse Tension
R	Résistance de la ligne.
L	Inductance de la ligne
P	Puissance active
Q	Puissance réactive
ΔV	Chute de tension
EnR	Energie Renouvelable
BFS	Balayage arrière avant
I_{chj}	Courant de charge
I_{ji}	Courant de branche
V_i	Tension aux nœuds i
V_j	Tension aux nœuds j
TT	Théorème tellement
S_i	Puissance injectée
S_d	Puissance demandée
S_l	Puissance perdue
I_l	Courant injecté
S	Puissance apparente
Z	Impédance de la ligne
Y	Admittance de la ligne
θ	Déphasage de la ligne
γ	Constante de propagation
δ	Angle électrique
DLF	Direct Load Flow
BIBC	Bus injection to branch current

BCBV	Matrix Branch current to bus volta
P_{Loss_i}	Perte active dans la branche i
Q_{Loss_i}	Perte réactive dans la branche i
X_i	Réactance de branche
R_i	Résistance de branche
I_i	Courant de branche
N_{br}	Nombre de branches
V_{ref}	Magnitude de la tension du bus de référence
N_{sc}	Nombre total de sections
P_G	Puissance du générateur
P_L	Perte de puissance réelle dans le système
P_{DG_i}	Génération de puissance réelle
P_{Di}	Demande de puissance au bus i
P_{DG_i}	Puissance active injectée par générateur distribué au bus i
Q_{DG_i}	Puissance réactive injectée par générateur distribué au bus i
V_{min}	Valeur minimale de la tension
V_{max}	Valeur maximale de la tension
GA	Genetic Algorithm
PSO	Particle Swarm Optimisation
JB	Jeux de Barre
ΔP	Pertes active
ΔQ	Pertes réactive

Liste des figures

Fig. I. 1 : Réseau rural radial.....	2
Fig. I. 2 : Structure générale de la composition hybride	3
Fig. I. 3 : Grid code irlandais : capacité de la gestion de la puissance réactive	5
Fig. I. 4 : Contraintes des capacités en réactif	6
Fig. I. 5 : Transit de puissances dans le réseau sans GED	8
Fig. I. 6 : Transit de puissances dans le réseau avec GED connectée au nœud 5	8
Fig. I. 7 : Problème d’aveuglement de la protection	8
Fig. I. 8 : Problème d’enclenchement de la protection	9
Fig. I. 9 : Exemple d’effet bénéfique de l’insertion de GED dans le réseau test	9
Fig. I. 10 : Exemple de surtension provoqué par l’insertion de GED.....	10
Fig. I. 11 : Emploi de différentes réserves de puissance suite à une perte de production	11
Fig. I. 12 : Courant de court-circuit dans un réseau radial sans et avec GED	11
Fig. II. 1 : Réseau de distribution radial par niveau.....	14
Fig. II. 2 : Réseau de distribution qui illustre les charges et les pertes	15
Fig. II. 3 : Schéma d’un simple réseau à deux jeux de barres	16
Fig. II. 4 : Réseau avec une seule branche.....	18
Fig. II. 5 : Réseau de distribution IEEE 9 JB.....	20
Fig. II. 6 : Organigramme illustrant les différentes méthodes d’optimisation.....	26
Fig. III. 1 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69 JB.....	27
Fig. III. 2 : Amplitude de tension sans la GED aux différents nœuds	28
Fig. III. 3 : Chutes de tensions sans la GED.....	28
Fig. III. 4 : Pertes de puissances active et réactive	29
Fig. III. 5 : Chutes de tension maximales en fonction de l’emplacement de la GED	30
Fig. III. 6 : Pertes totales actives en fonction de l’emplacement de la GED.....	30
Fig. III. 7 : Pertes totales en fonction du taux d’intégration	31
Fig. III. 8 : Amplitude des tensions pour un emplacement au nœud 61	31
Fig. III. 9 : Pertes totales et chutes de tension en fonction du taux d’intégration et l’emplacement de la GED	32
Fig. III. 10 : Amplitude des tensions pour un emplacement à 50% du GED au nœud 61	33
Fig. III. 11 : Pertes de puissances actives pour un emplacement au nœud 61	33

Liste des tableaux

Tab. I. 1 Comparaison des capacités en réactif selon les réglementations européennes pour un fonctionnement à puissance nominale.....	6
Tab. I. 2 Contraintes de tenue aux variations de la fréquence	6
Tab. II. 1 Avantages potentiels de la méthode d'approche directe DLF.....	23
Tab. II. 2 Différents algorithmes d'optimisation pour l'emplacement optimal	25
Tab. III. 1 Identification de la topologie du réseau étudié.....	27

Introduction générale

Aujourd'hui, l'énergie électrique est devenue un bien de consommation essentiel, crucial non seulement pour la vie quotidienne de chacun, mais aussi pour l'économie des nations. En effet, les pannes électriques, même les plus brèves, ou l'incapacité à répondre à la demande en puissance, peuvent entraîner des répercussions économiques et sociétales significatives. Par conséquent, disposer de réseaux électriques fiables et rentables est une nécessité de plus en plus pressante [1].

La production d'énergie décentralisée, également connue sous le nom de générateur d'énergie dispersée (GED), est devenue une réalité dans de nombreux pays à travers le monde. Cette évolution est favorisée par la déréglementation des marchés de l'énergie et les avancées technologiques dans les systèmes de production à faible puissance. Ce modèle vise à produire l'énergie localement, généralement à proximité des lieux de consommation, ce qui permet de la transporter sur de courtes ou moyennes distances [2].

La combinaison de facteurs technologique, économique, environnementaux et réglementaire crée un environnement à la production décentralisée d'électricité. Cette tendance est non seulement bénéfique l'efficacité et la résilience du système énergétique, mais elles jouent un rôle crucial dans la transition vers des sources d'énergies plus durables et respectueuses de l'environnement.

Bien que l'intégration des générateur distribué (GED) dans les réseaux de distribution offre de nombreux avantages, elle entraîne également plusieurs impacts négatifs sur la tension, les flux de puissance et la protection du réseau.

Le sujet de ce mémoire concerne de trois chapitres, le premier chapitre présente la distribution d'énergie électrique en présence du générateur distribuée (GED), ensuite, il traite les problèmes de stabilité et de fiabilité dans les réseaux électriques et les différentes solutions pour une intégration optimales des énergies renouvelables.

Le deuxième chapitre introduit de détailler la méthodologie et les techniques utilisées pour modéliser et calculer l'écoulement de puissance, en mettant un accent particulier sur les aspects théorique de l'approche direct.

Enfin, le troisième chapitre constitue une contribution à l'étude de l'écoulement de puissance par une méthode basée sur la topologie des réseaux de distribution. Dans la suite, nous allons étudier le réseau à son état initial et avec la présence du GED. Nous terminerons par l'optimisation de son emplacement en appliquant une méthode graphique

Chapitre I: Distribution d'énergie électrique en présence de la génération distribuée

I. 1. Introduction

La génération d'énergie distribuée GED aussi appelée production décentralisée d'électricité, connaît un essor fulgurant ces dernières années, stimulée par la transition énergétique et le développement des énergies renouvelables. Cette nouvelle donne bouleverse le paysage traditionnel de l'industrie électrique, historiquement dominé par les grands producteurs centralisés. Les gestionnaires de réseau sont confrontés à de nouveaux défis techniques et économiques en raison de l'intégration croissante de sources de production décentralisées, souvent intermittentes.

L'ouverture du marché de l'énergie a entraîné une expansion significative de la GED dans divers pays. Celle-ci repose sur l'utilisation d'énergies renouvelables et de petites unités de cogénération mises en place par des producteurs indépendants. Aujourd'hui, la GED est une réalité dans la plupart des réseaux électriques mondiaux. La déréglementation du marché de l'énergie, combinée aux avancées technologiques dans la production de faible puissance, a fortement favorisé cette transformation [2].

Dans ce chapitre, nous allons étudier la distribution d'énergie électrique dans le contexte de la production décentralisée.

I. 2. Caractéristiques des réseaux de distribution

Chaque distributeur développe sa propre approche et tire des enseignements de son expérience avec son réseau. Malgré les variations mondiales, il y a une tendance à adopter des règles communes pour garantir la sécurité et la qualité des services fournis aux clients.

Les directives que le distributeur doit suivre sont énoncées dans le cahier des charges du réseau d'alimentation, et plus récemment dans celui du réseau de distribution public [3].

Dans les zones rurales on observe souvent des architectures arborescentes qui peuvent être bouclées mais qui sont utilisées de manière radiale. La figure 1 illustre la structure radiale [1].

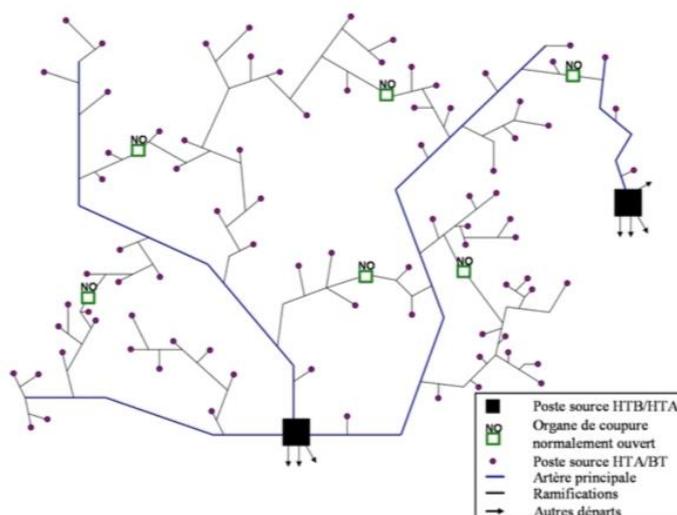


Fig. I. 1 : Réseau rural radial

✚ Caractéristiques des signaux : niveau de tension et fréquence

La sélection des niveaux de tension et de la fréquence des signaux est généralement influencée par des facteurs à la fois techniques, économiques et historiques. En conséquence, chaque pays a ses propres niveaux de tension et adopte une fréquence spécifique. On pouvait trouver la nomenclature suivante [3] :

- ✚ HTB : pour des tensions composées plus de 50 kV
- ✚ HTA : pour des tensions composées comprises entre 1 kV et 50 kV
- ✚ BTB : pour des tensions composées comprises entre 500 V et 1 kV
- ✚ BTA : pour des tensions composées comprises entre 50 V et 500 V
- ✚ TBT : pour des niveaux de tension inférieure à 50 V.

Les niveaux de tension du réseau de distribution public BT sont 230/400 V et la fréquence est de 50Hz.

I.2.2. Caractéristique typique des transformateurs HTA

Les puissances caractéristiques que l'on va retrouver sont [3] :

- ✚ Aérien : 25, 50, 100, 160 et 250 kVA, avec un $U_{cc}=4\%$ en valeur typique et des régleurs hors charge : $\pm 2,5\%$.
- ✚ Souterrain : 250, 400, 630 et 1000 kVA, avec des $4\% \leq U_{cc} \leq 7\%$.

I.2.3. Caractéristiques des charges

La caractéristique principale des réseaux de distribution basse tension est la prédominance des charges monophasées. Ces charges entraînent un déséquilibre dans le réseau, créant ainsi de nouvelles contraintes [3] [1].

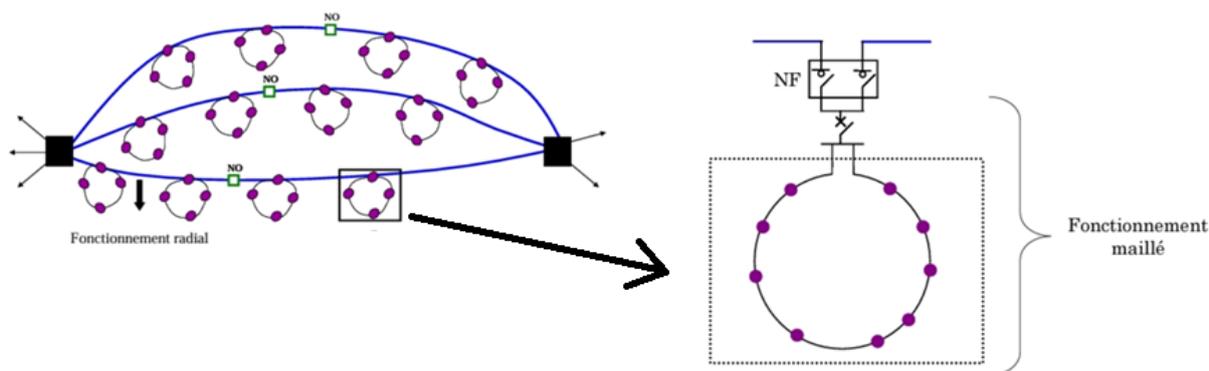


Fig. I. 2 : Structure générale de la composition hybride

I. 3. Problèmes de stabilité et de fiabilité dans les réseaux électriques traditionnels

Les réseaux électriques traditionnels sont confrontés à des problèmes de stabilité et de fiabilité liés à la complexité croissante de leurs structures et aux besoins en énergie électrique en constante augmentation. Pour assurer une gestion sécurisée des tensions électriques, il est essentiel de planifier, de gérer et de coordonner minutieusement ces réseaux interconnectés. Les dispositifs de protection tels que les disjoncteurs sont utilisés pour détecter et isoler les défauts ou les surcharges, minimisant ainsi les interruptions de courant. Cependant, la stabilité des réseaux électriques est

également influencée par des facteurs tels que les pertes et les courants, nécessitant ajustements dynamiques pour maintenir la stabilité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.

I. 3. 1. La stabilité d'un réseau peut se diviser en : dynamique et statistique

a. La stabilité statique

Consiste à analyser les états d'équilibre d'un système pour déterminer les niveaux de tension et les flux de puissance à travers tous les nœuds du réseau. Cette analyse est essentielle lors de la conception des composants passifs du réseau.

b. La stabilité dynamique

Examine comment un système évolue après avoir subi une perturbation, qu'elle soit mineure ou majeure. Les perturbations mineures incluent les ajustements continus de la puissance consommée par les charges, provoquant des ajustements constants du système. Les perturbations majeures sont généralement déclenchées par des courts-circuits ou la déconnexion d'une charge à la suite d'un défaut isolé [4].

I. 3. 2. La fiabilité des réseaux électriques peut être définie par

a. Fiabilité de la production

Les vulnérabilités du système se manifestent lorsque la demande excède l'offre, ce qui peut se produire de deux manières ; soit une augmentation soudaine de la demande pour diverses raisons, soit une réduction de la capacité due à une panne ou à une maintenance d'une des stations.

b. Fiabilité des réseaux de distribution

L'évaluation de la fiabilité des réseaux de distribution est souvent négligée et sous-estimée dans les calculs. Cependant, cette tendance évolue alors que les distributeurs sont de plus en plus soumis à l'obligation de garantir un haut niveau de qualité dans la fourniture d'électricité.

c. Fiabilité de l'ensemble production, transport et distribution

Pour les systèmes intégrant la production, le transport et/ou la distribution, la méthode traditionnelle recommandée est celle de la probabilité conditionnelle. Son but est d'évaluer la probabilité de subir une perturbation majeure en cas d'indisponibilité d'un ou plusieurs composants d'un même réseau [5].

I. 4. Besoins croissants en énergie et contraintes et importance des énergies renouvelables dans la transition énergétique

La libéralisation du marché de l'énergie en 1996 a entraîné une volonté croissante de promouvoir les énergies renouvelables, ce qui a conduit à des modifications majeures dans les réseaux électriques. Aujourd'hui, les producteurs ont la possibilité de se connecter aux réseaux de distribution et de vendre leur énergie aux gestionnaires de ces réseaux. Les producteurs d'énergie décentralisés, qui ne sont pas connectés au réseau de transport, posent de nouveaux défis pour les réseaux électriques. Les conditions techniques de raccordement évoluent pour garantir le bon fonctionnement du système électrique tout en permettant l'insertion de nouveaux producteurs. L'énergie éolienne, avec sa capacité de production importante, est particulièrement concernée par

ces modifications. À l'avenir, ces producteurs devront répondre aux besoins du système électrique en participant aux ajustements de fréquence et de tension [6].

I. 4. 1. Exemples de contraintes sur la tension et puissance réactive

Les contraintes sur la tension et la puissance réactive sont des facteurs importants à prendre en compte dans la conception et l'exploitation des réseaux électriques dans le monde entier. Les contraintes spécifiques peuvent varier d'un pays à l'autre, il est nécessaire de se référer aux normes et réglementations en vigueur dans chaque pays pour connaître les exigences exactes, on note quelques exemples de contraintes :

a. France

L'arrêté du 25 avril 2008 définit les conditions techniques de raccordement des installations de production aux réseaux de distribution. Il établit les exigences en termes de puissance réactive et de tension, ainsi que la nécessité de se connecter au centre de conduite pour échanger des informations et répondre aux demandes d'actions d'exploitation [6].

Les installations considérées comme non marginales sont :

- ✚ Les installations dont la puissance active maximale est supérieure ou égale à 5MW.
- ✚ Les installations raccordées sur le départ non dédié dont la puissance active maximale est supérieure ou égale à 25% de la charge moyenne du départ.

b. Irlande

Les parcs éoliens de moins de 5MW doivent respecter un facteur de puissance spécifique, comme indiqué sur la figure I.3. En revanche, ceux de 5MW ou plus doivent se conformer aux règles de tension et avoir des capacités de gestion de puissance réactive, telles qu'illustrées sur la figure I.3 [7].

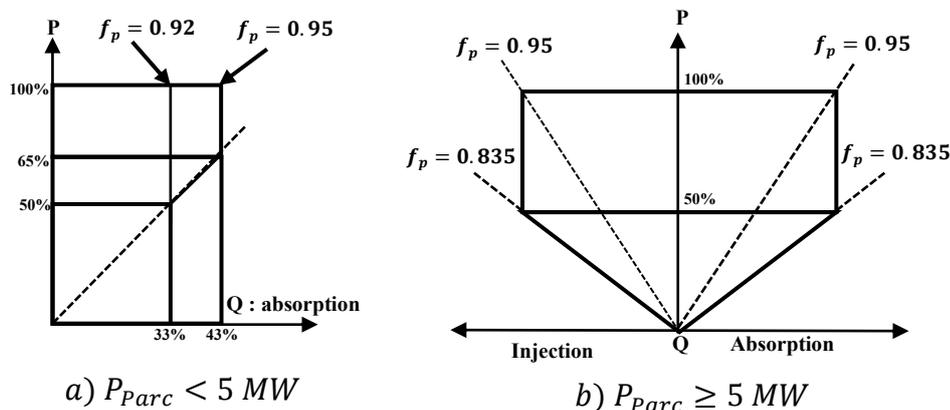


Fig. I. 3 : Grid code irlandais : capacité de la gestion de la puissance réactive

c. Allemagne

Les parcs éoliens doivent être capables de fonctionner de manière inductive avec un facteur de puissance de 0,95 et de manière capacitive avec un facteur de puissance de 0,925. Selon les besoins, un parc éolien peut être requis de maintenir un facteur de puissance constant, de fournir une certaine puissance réactive, ou de participer au réglage de la tension [6].

d. Danemark

La figure I.4 présente les directives pour le raccordement des éoliennes à une tension inférieure à 100kV. À ces niveaux de tension, les éoliennes ne sont pas tenues de réguler la tension ou la puissance réactive à leur point de raccordement [6].

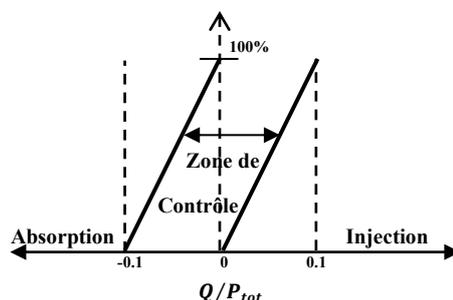


Fig. I. 4 : Contraintes des capacités en réactif

Le tableau I.1 expose la variété des contraintes présentes et met en évidence le défi auquel les constructeurs sont confrontés pour satisfaire à toutes ces exigences.

Tab. I. 1 Comparaison des capacités en réactif selon les réglementations européennes pour un fonctionnement à puissance nominale

Pays	Législation – gestionnaire	Absorption $f_{p_{max}} =$	Fourniture $f_{p_{max}} =$
France	[ARR 08] distribution	0.944	0.928
Irlande	ESB Networks	$P_{tot} < 5MW$	N/A
		$P_{tot} \geq 5MW$	0.95
Allemagne	E-On Netz	0.925	0.95
Danemark	Energinet	0.995	0

I. 4. 2. Exemple des Contraintes sur la fréquence et puissance réactive

Effectivement, maintenir les moyens de production raccordés au réseau à des fréquences spécifiques est essentiel pour assurer la stabilité du système. Les parcs éoliens doivent être capables de réduire leur puissance sur demande du gestionnaire de réseau, ce qui nécessite des moyens de communication avec un centre de contrôle. Cela permet aux opérateurs d'avoir une vision précise de la production éolienne [6].

Tab. I. 2 Contraintes de tenue aux variations de la fréquence

FR 03 (Abrogé) [ARR 03]					∞		
FR 08 [ARR 08]		20 s	3 min	5 h	∞	60 s	
FR 08 (Insulaire) [ARR 08]	60 s	3 min			∞		5 s
IE 07 [ESB 07]	0.5 s	20 s	60 s		∞	60 s	0.5 s
DK 04 [DK 04]		10 s	5 min	25 min	∞	60 s	
DE 07 [EON 07]			10min	20min	30min	∞	30min

46 47 48 49 50 51 52 53

En Irlande, la réglementation stipule que les éoliennes doivent être déconnectées lorsque la fréquence dépasse 52Hz. Elles peuvent être reconnectées lorsque la fréquence redescend en dessous de 50.2Hz, et leur production doit reprendre rapidement. De plus, une déconnexion est également requise en cas de variation de fréquence supérieure ou égale à +0.55 Hz/s.

En France, la réglementation sur la tenue aux variations de fréquence pour les systèmes insulaires est très stricte. Elle stipule que les parcs éoliens peuvent être déconnectés du réseau lorsque la production d'énergie éolienne et solaire dépasse 30% de la puissance totale du réseau. Cette mesure vise à maintenir la stabilité du système électrique.

I. 5. Raccordement au réseau de la production décentralisé (Aspects réglementaires et économiques)

I. 5. 1. Conditions techniques de raccordement

Dans les années 1990, les parcs éoliens étaient intégrés aux réseaux électriques sans contraintes majeures. Leur impact sur le système électrique étant limité, ils n'étaient pas sollicités pour maintenir le bon fonctionnement du réseau. Ainsi, en cas de problèmes de tension ou de fréquence, ils pouvaient se déconnecter du réseau. Cependant, avec l'augmentation de leur intégration, il est devenu nécessaire de les faire participer davantage à la stabilité du réseau [6].

I. 5. 2. Problématique du raccordement des producteurs d'EnR au réseau

D'un point de vue technique, l'intégration des sources distribuées au réseau électrique présente de nouveaux défis. Par conséquent, lors de l'approbation des raccordements, le gestionnaire du réseau de distribution doit garantir que l'installation [3] :

- ✚ Respecte les contraintes en régime de défaut ;
- ✚ Respecte les intensités admissibles ;
- ✚ Tient la tension dans sa plage admissible en régime permanent et lors du démarrage ;
- ✚ Respecte les contraintes de qualité de tension.

I. 5. 3. Coûts de raccordement

La littérature identifie trois catégories distinctes de coûts [3]

- ✚ Les coûts correspondants à la construction de l'unité de production en énergie renouvelable (EnR).
- ✚ Les coûts de construction de l'unité de production EnR, ainsi que les coûts d'extension vers le réseau existant.
- ✚ Les frais complets de connexion pour la production d'énergie renouvelable englobent la construction, l'extension et, si nécessaire, le renforcement de l'infrastructure existante.

I. 6. Impacts de la production décentralisée sur le réseau électrique

L'intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution actuel affecte inévitablement son exploitation et son fonctionnement. Les paragraphes suivants détailleront plusieurs de ces impacts :

I. 6. 1. Impact sur le sens traditionnel d'écoulement de l'énergie

Le système électrique a été conçu pour permettre un flux de puissance allant du système de transport vers le système de distribution, mais il est envisageable que de l'énergie soit également injectée du système de distribution vers le système de répartition et de transport.

La figure I.5 illustre les transits de puissances observés sur ce réseau sans GED, les flux de puissance circulent dans une seule direction provenant de réseau amont [3] [1].

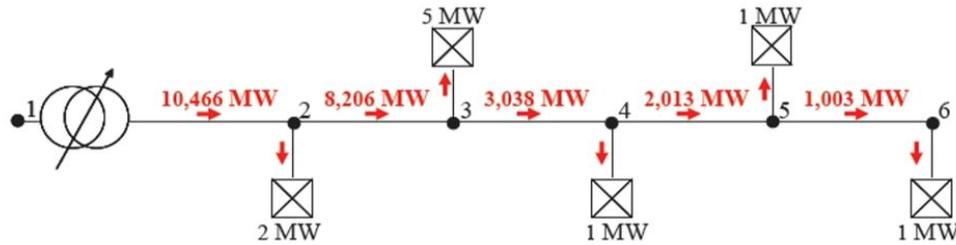


Fig. I. 5 : Transit de puissances dans le réseau sans GED

On connecte une GED au nœud 5 de puissance 5 MW, tel que représenté dans la figure I.6.

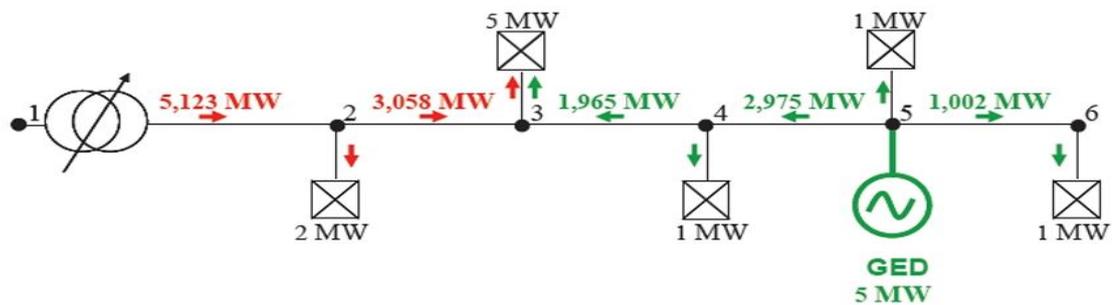


Fig. I. 6 : Transit de puissances dans le réseau avec GED connectée au nœud 5

I. 6. 2. Impact sur le plan de protection

L'ajustement des seuils de protection sera modifié lorsque de nouveaux générateurs seront connectés au réseau, ce qui affectera les courants de court-circuit. De plus, cette modification peut entraîner des problèmes tels qu'une compromission de sélectivité, des déclenchements intempestifs ou l'aveuglement du système de protection [1].

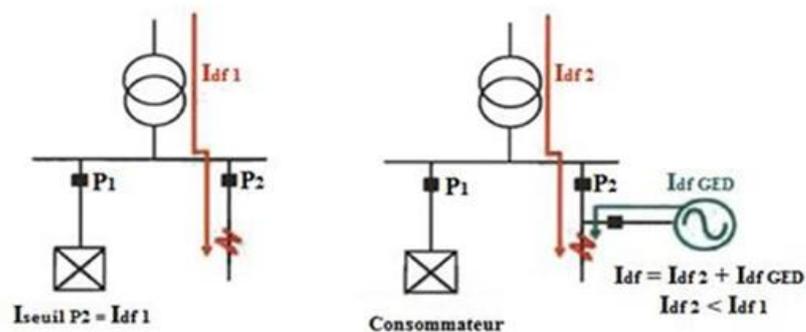


Fig. I. 7 : Problème d'aveuglement de la protection

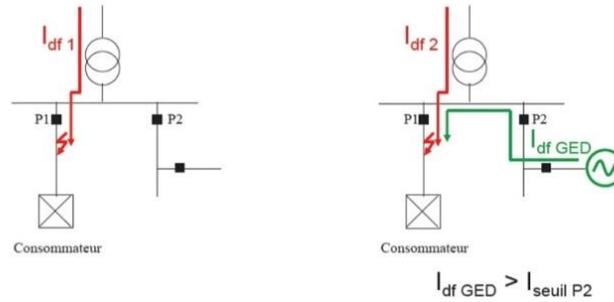


Fig. I. 8 : Problème d'enclenchement de la protection

I. 6. 3. Impact des GED sur la tension

L'intégration croissante des énergies renouvelables décentralisées perturbe le fonctionnement des réseaux électriques, car les flux de puissance ne sont plus unidirectionnels. Les méthodes de régulation actuelles ne peuvent plus assurer une tension stable sur l'ensemble du réseau. A partir du diagramme de Fresnel associé à cette ligne on peut déterminer l'expression de la chute de tension en fonction de la tension, du courant et des paramètres de la ligne comme suit [3] [6].

$$\bar{V}_{res} - \bar{V} = (R + j\omega L)\bar{I} \quad (I.1)$$

Et

$$\Delta V = \frac{1}{3} \frac{PR + QL\omega}{V} \quad (I.2)$$

$$\delta V = \frac{1}{3} \frac{-QR + PL\omega}{V} \quad (I.3)$$

La figure I.9 illustre un exemple d'impact bénéfique de l'insertion de GED sur la tension. On peut remarquer qu'au nœud 2 la tension est de 1,02 pu. Cela correspond à la tension de consigne du régulateur en charge. En connectant une GED de 2 MW au nœud 6, l'énergie est consommée plus localement que dans le cas sans GED. La puissance active injectée étant moins importante au nœud 3, 4, 5, la chute de tension est moins importante. Le plan de tension avec une GED connectée permet dans ce cas de remonter la tension tout en restant dans les limites admissibles. Ceci est généreux pour le réseau car cela permet de diminuer les pertes [1].

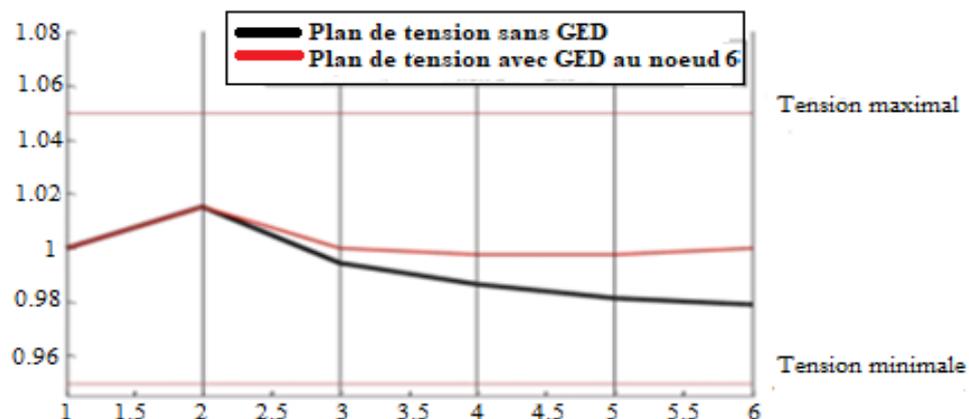


Fig. I. 9 : Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GED dans le réseau test

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

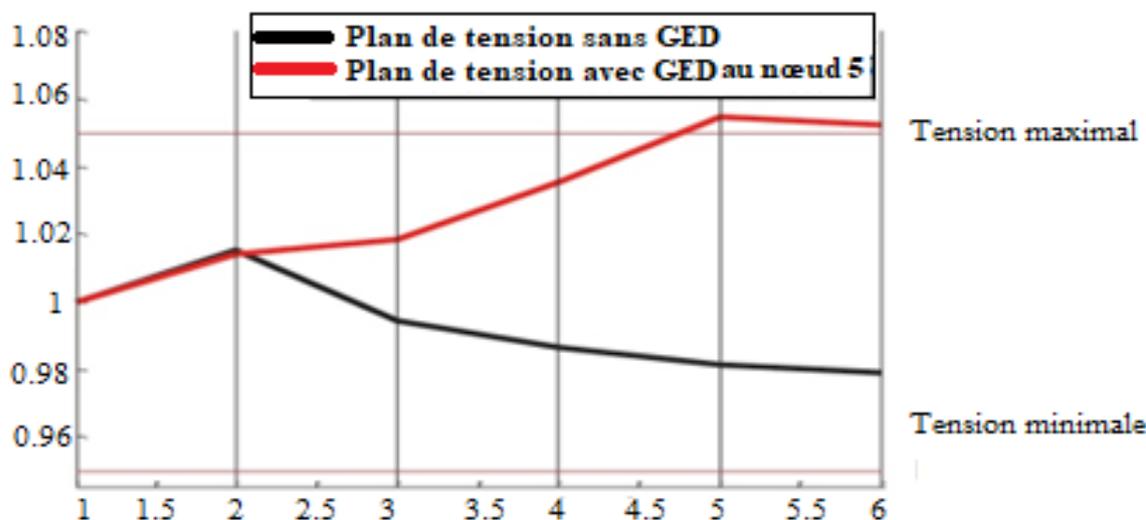


Fig. I. 10 : Exemple de surtension provoqué par l'insertion de GED

Les GED connectées à un départ peuvent provoquer le changement de prises du régulateur en charge. Par conséquent, d'autres départs de ce régulateur en charge peuvent voir leur tension diminuer en raison du changement de prises du régulateur, avec la logique de compoundage appliquée au régulateur en charge [1].

I. 6. 4. Impact des GED sur la fréquence

En fonctionnement normal, la fréquence d'un système d'énergie électrique est identique à un instant donné sur l'ensemble du réseau. Cette fréquence est maintenue grâce à l'équilibre entre la production et la consommation de puissance active. Si la charge ou la production varie, cela affecte la fréquence du système.

Les groupes de production sont régulés pour garantir la stabilité de la fréquence et la maintenir à une valeur nominale de référence, qui est de 50 Hz en Europe. La participation au réglage de fréquence dans un système électrique nécessite une réserve de puissance pour l'énergie éolienne.

Cette réserve peut être obtenue en réduisant volontairement la production éolienne ou en ajoutant des systèmes de stockage d'énergie. Actuellement, les éoliennes ne sont pas tenues de participer au réglage de fréquence car leur puissance installée est encore marginale et elles n'ont pas un impact significatif sur la stabilité en fréquence du système électrique. Cependant, avec une augmentation de leur intégration, surtout dans les milieux insulaires où les puissances en jeu sont moins importantes, il deviendra nécessaire qu'elles participent également à ce réglage [6].

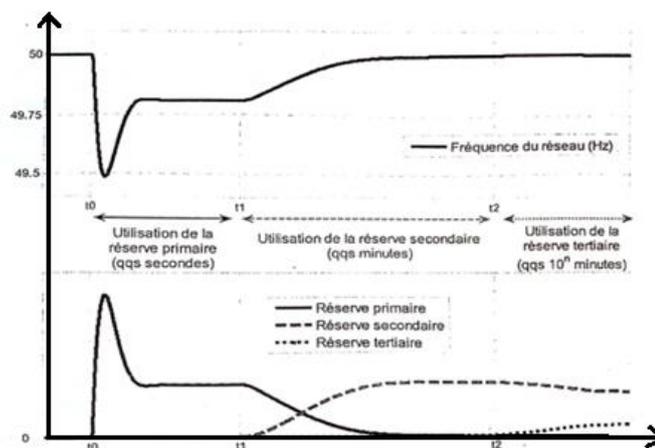


Fig. I. 11 : Emploi de différentes réserves de puissance suite à une perte de production

I. 6. 5. Impact sur le courant de court-circuit

En cas de défaut, la production décentralisée peut influencer les niveaux de courant de court-circuit. Ces variations dépendent du nombre d'unités de génération décentralisée et de la puissance qu'elles fournissent. Si ces niveaux augmentent, cela peut causer des problèmes pour les composants de distribution tels que les lignes, les disjoncteurs et les interrupteurs. Ces composants sont conçus pour supporter des courants de court-circuit inférieurs, donc une augmentation du courant peut les soumettre à des contraintes thermiques et mécaniques [9].

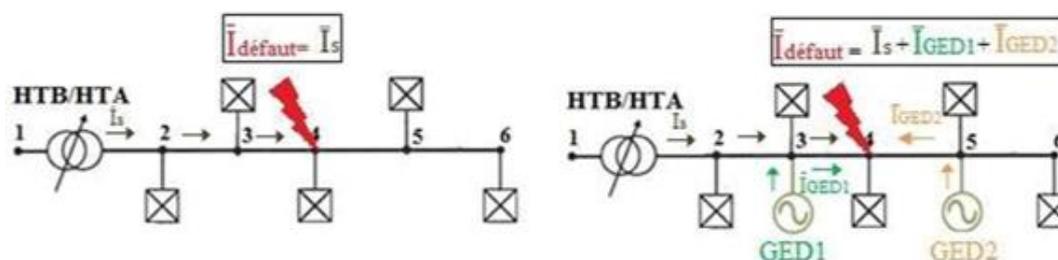


Fig. I. 12 : Courant de court-circuit dans un réseau radial sans et avec GED

I. 6. 6. Impact sur la stabilité du système

Il existe deux types de générateurs distribuer : synchrones et asynchrones. Lorsque des générateurs synchrones sont introduits dans le réseau, cela modifie le temps critique d'élimination des défauts, qui fait référence à la durée maximale d'une perturbation que le système peut gérer sans perdre sa stabilité. Ceci, à son tour, a un impact direct sur la limite de stabilité dynamique du système [3].

On va traiter les autres impacts qui sont :

Impact sur la planification du réseau

La nécessité d'une nouvelle observabilité des réseaux de distribution émerge car ils étaient traditionnellement conçus pour un rôle passif. Toutefois, avec l'avènement de la production décentralisée, ces réseaux doivent désormais jouer un rôle plus actif.

Impact économique sur les marchés de l'énergie

La collaboration et les accords entre les producteurs décentralisés pourraient stimuler la compétition sur le marché.

Impact sur la qualité de service

Les GED de type asynchrone consomment de la puissance réactive pour magnétiser le circuit magnétique. Lorsqu'il est connecté à un réseau, des courants importants circulent et des chutes de tension se produisent.

I. 7. Solutions pour une intégration optimale des énergies renouvelables

Il existe plusieurs solutions qui peuvent être mises en œuvre pour relever ces défis et optimiser l'intégration des EnR aux réseaux de distribution, on peut citer :

Technologies de stockage d'énergie

Les technologies de stockage d'énergie, telles que les batteries et les systèmes de stockage par pompage-turbinage, permettent de stocker l'énergie excédentaire produite par les sources d'énergie renouvelable lorsqu'elle n'est pas nécessaire et de la restituer au réseau lorsque la demande est élevée. Cela contribue à améliorer la stabilité du réseau et à réduire la dépendance aux combustibles fossiles [10].

Les réseaux intelligents

Les réseaux intelligents utilisent des technologies de l'information et de la communication pour surveiller et gérer le réseau électrique en temps réel. Cela permet d'optimiser l'acheminement de l'énergie, d'intégrer plus efficacement les énergies renouvelables et d'améliorer la fiabilité du réseau [11].

La gestion de la demande

La gestion de la demande consiste à modifier les habitudes de consommation d'énergie des consommateurs afin de mieux correspondre à la production d'énergie renouvelable. Cela peut être réalisé par le biais de programmes de réponse à la demande, de prix dynamiques de l'électricité et d'autres mesures incitatives.

L'intégration des marchés de l'énergie

L'intégration des marchés de l'énergie permet d'échanger l'énergie sur de plus grandes distances, ce qui peut aider à mieux gérer la variabilité de la production d'énergie renouvelable.

I. 8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé brièvement les caractéristiques des réseaux de distribution, par la suite, nous avons présenté les problèmes de stabilité et de fiabilité dans les réseaux électriques traditionnels et les besoins croissants en énergie renouvelable. Nous avons traité par la suite les conditions de raccordement au réseau du GED et les différents impacts causés lors d'un fort taux de pénétration. Nous avons numérisé quelques solutions pour leur meilleure intégration.

Chapitre II: Méthodes de calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution

II. 1. Introduction

Le calcul d'écoulement de puissance est une étude en régime permanent du réseau électrique qui consiste à déterminer, en premier lieu, à chaque jeu de barres, l'amplitude et la phase de la tension ainsi que les puissances active et réactive injectées. Connaissant les tensions (amplitude et phase) aux jeux de barres ainsi que les puissances injectées (active et réactive), nous pouvons calculer, en deuxième lieu, les courants et les puissances dans les lignes et ceux fournis par les sources [1].

L'objectif principal de ce chapitre est de développer une compréhension approfondie de l'approche directe utilisée pour l'analyse de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution électrique. Ce chapitre vise à expliquer en détail la méthodologie et les techniques employées pour modéliser et calculer l'écoulement de puissance, en se concentrant particulièrement sur les aspects théoriques de l'approche directe.

II. 2. Principales méthodes appliquées dans le calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution

- a. Les valeurs du module de la tension au niveau de tous les jeux de barres pour éviter le dépassement de la surtension ou creux de tension.
- b. Les valeurs de l'angle de tension au niveau de tous les JB.
- c. Le courant dans chaque ligne.
- d. Les puissances transitées à travers les lignes pour éviter leur échauffement.
- e. Les pertes de puissance active et réactive dans les lignes [12].

Dans le domaine du calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution électrique, plusieurs méthodes sont couramment utilisées, voici quelques-unes les plus répandues :

II. 2. 2. Méthode balayage arrière-avant (BFS)

 Balayage vers l'arrière (Back Ward Sweeper)

Dans la méthode de balayage en arrière, le processus commence au dernier nœud et progresse en direction du premier nœud. Cette étape constitue essentiellement une résolution des flux de puissance ou des courants, incluant des mises à jour potentielles des tensions. Lors de cette phase, les tensions aux nœuds obtenues lors de l'itération précédente sont utilisées pour calculer l'écoulement de puissance actualisé dans chaque branche. Au cours de cette marche arrière, les tensions déterminées pendant la phase de marche avant sont tenues fixes. Ensuite, en procédant à la marche arrière, les valeurs actualisées des flux de puissance sont transmises le long de la ligne d'alimentation [13].

L'équation de mise à jour pour le courant injecté au nœud I_j est :

$$I_j = \sum I_{ji} + I_{\text{charge } j} \quad (\text{II.1})$$

Où,

$I_{\text{charge } j}$: Courant de charge au nœud j ;

I_{ji} : Courants de branches.

✚ Balayage vers l'avant (For Ward Sweeper)

Le processus de balayage avant consiste principalement à calculer la baisse de tension, avec éventuellement des ajustements du courant ou du flux de puissance. Durant cette phase, les tensions aux nœuds sont actualisées en avançant à travers les branches, débutant des premières couches vers les dernières.

L'objectif de la propagation vers l'avant est de déterminer les tensions à chaque nœud, en commençant par le nœud source de l'alimentation. La tension à la sous-station d'alimentation est maintenue à sa valeur nominale durant cette phase [13].

Durant le balayage avant, l'équation utilisée pour calculer la tension au nœud i en fonction de la tension au nœud parent j est généralement exprimée comme suit :

$$V_i = V_j - Z_{ij}I_{ij} \quad (\text{II.2})$$

II. 3. Méthode se basant sur le théorème Tellegen (TT)

Un ensemble d'équations itératives d'écoulement de puissance a été développé pour calculer non seulement la puissance mais aussi le courant de manière progressive-rétrogressive.

Le théorème Tellegen stipule que la somme algébrique des puissances complexes à un nœud doit être nulle, et son application de manière rétrograde permet de calculer les puissances, courant, en remontant du bas vers le haut du réseau. Cette méthode compétente est formulée au cours des balayages progressif-rétrogressif, ce qui est utile pour le calcul du courant en aval du réseau. En fin lors du balayage progressif, on utilise directement les lois de Kirchhoff afin d'obtenir la solution d'écoulement de puissance [14].

Un réseau de distribution radial est illustré dans la figure (II.1), avec 'n' nœud et 'n-1' éléments.

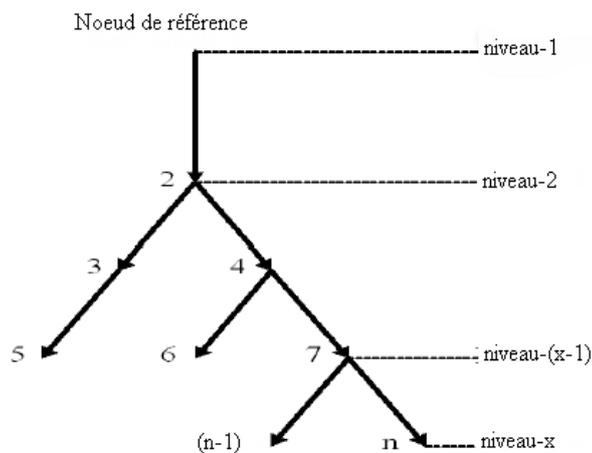


Fig. II. 1 : Réseau de distribution radial par niveau

Les nœuds du réseau sont numérotés niveau par niveau, de la partie gauche à la partie droite du réseau, jusqu'au niveau terminal du réseau.

II. 3. 2. Calcul de la puissance injecté nodal par échelle régressif

Lors de la phase régressive, le théorème de Tellegen est utilisé pour calculer la puissance injectée du nœud terminal au nœud 1. Le réseau de distribution radial montré dans la figure (II.1) est configuré soit de manière intermédiaire, soit de manière sous-intermédiaire [14].

La puissance injectée S_i est égale à la puissance demandée S_d .

$$S_i(n) = S_d(n) \quad (II.3)$$

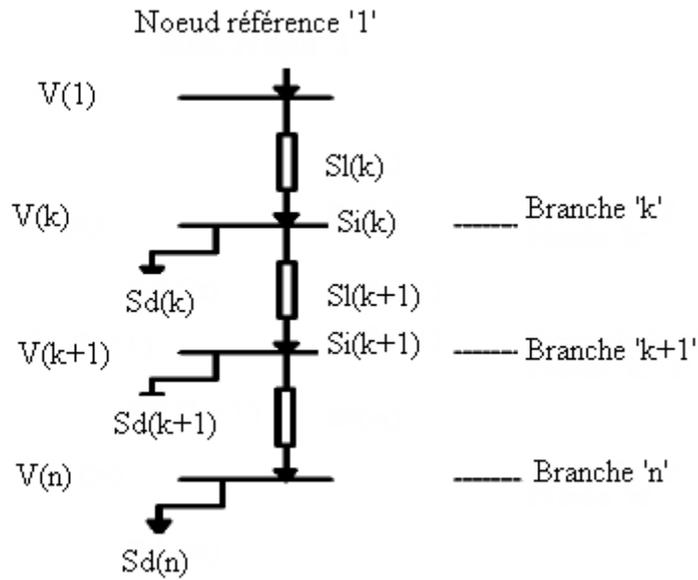


Fig. II. 2 : Réseau de distribution qui illustre les charges et les pertes

La puissance S_i est calculée par un balayage rétrograde, débutant du nœud sous-intermédiaire et progressant jusqu'au nœud intermédiaire, jusqu'à atteindre le nœud-1.

$$S_i(k) = S_i(k + 1) + S_l(k + 1) + S_d(k) \quad (II.4)$$

$$S_l(k + 1) = \text{abs} \left(\frac{S_i(k + 1)}{V(k + 1)} \right)^2 Z(k + 1) \quad (II.5)$$

Où,

$S_i(k)$: Puissance injectée en amont ;

$S_i(k + 1)$: Puissance injectée en aval ;

$S_l(k + 1)$: Puissance perdue sur le long de la branche ;

$S_d(k)$: Puissance demandée en aval.

De manière générale l'équation (II.4), peut s'écrire sous la forme :

$$S_i(k) = \sum_{k=\text{nœuds en aval}}^{\text{n-nœuds en amont}} \text{charges} + \sum_{k=\text{nœuds en aval}}^{\text{n-nœuds en amont}} \text{pertes} \quad (\text{II.6})$$

$$S_i(k) = \sum_{k=\text{nœuds en aval}}^{\text{n-nœuds en amont}} S_d(k) + \sum_{k=\text{nœuds en aval}+1}^{\text{n-nœuds en amont}} S_l(k) \quad (\text{II.7})$$

II. 3. 3. Calcul du courant injecté par échelle progressive

Le courant injecté dans le nœud en aval (nœud k) est déterminé progressivement, prenant en compte les courants venant des nœuds amont et aval [14].

$$I_i(k) = \left(\frac{S_i(k)}{V(k)} \right)^* \quad (\text{II.8})$$

La valeur de l'élément, courant en aval $I_i(k+1)$, est égale à la valeur ascendante récente du courant qui arrive au nœud k moins celle provenant de l'aval du même nœud. Pour 'p' représentant le nombre d'itération, l'expression est donnée par :

$$I_i^p(k+1) = I_i^{p-1}(k) - \left[\sum_{k=k+1}^{\text{branches d'issue}} \text{courants laterale} + \sum_{k=k+2}^{\text{branches d'issue}} \text{courants noeud} \right] \quad (\text{II.9})$$

II. 4. Méthode proposée par Ulas Eminoglu et M. Hakan Hocaoglu

La méthode, proposée par Ulas Eminoglu, M. Hakan Hocaoglu [15], a pour objectif la résolution du problème de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution radial. Elle est simple, performante et possède des avantages grâce à des caractéristiques de convergence améliorées.

Cette approche prend en considération l'influence du type de charges sur la tension en utilisant un facteur de correction, ainsi que l'effet capacitif des lignes. Elle se base sur la résolution de l'équation polynomiale de tension obtenue à partir de l'équation de l'écoulement de puissance entre deux jeux de barre. La tension dans chaque jeu de barre s'obtient en utilisant la tension calculée dans le jeu de barre précédent. Les valeurs des tensions sont corrigées en prenant en considération les chutes de tension causées par l'impédance des lignes [15].

La figure (II.3) montre un simple réseau à deux jeux de barre :

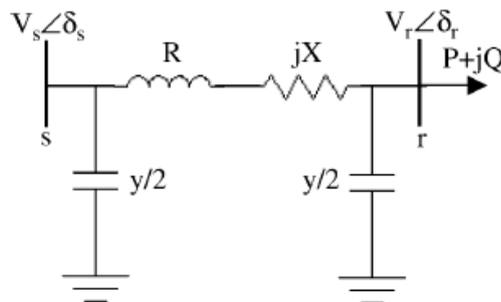


Fig. II. 3 : Schéma d'un simple réseau à deux jeux de barres

Cette méthode fait appel aux équations (II.10) et (II.11) de l'écoulement de puissances :

$$P = \frac{|V_r||V_s|}{|Z|} \cos(\theta_z - \delta_s) - \frac{|A||V_r|^2}{|Z|} \cos(\theta_z - \delta_A) \quad (\text{II.10})$$

$$Q = \frac{|V_r||V_s|}{|Z|} \sin(\theta_z - \delta_s) - \frac{|A||V_r|^2}{|Z|} \sin(\theta_z - \delta_A) \quad (\text{II.11})$$

Où,

$$\gamma = \sqrt{zy}$$

$$A = \cosh(\gamma)$$

A partir des équations (II.10) et (II.11) on fait extraire les équations (II.12) et (II.13) :

$$\cos(\theta_z - \delta_s) = \frac{P|Z|}{|V_r||V_s|} + \frac{|A||V_r|}{|V_s|} \cos(\theta_z - \delta_A) \quad (\text{II.12})$$

$$\sin(\theta_z - \delta_s) = \frac{Q|z|}{|V_r||V_s|} + \frac{|A||V_r|}{|V_s|} \sin(\theta_z - \delta_A) \quad (\text{II.13})$$

Les expressions des puissances active et réactive sont aussi données par :

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (\text{II.14})$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (\text{II.15})$$

Où :

np et nq : Les paramètres variable suivant le type de charges.

P₀ et Q₀ : Les puissances active et réactive nominale des charges.

Dans cette méthode les valeurs de V₀ sont fixées à 1pu donc les équations (II.14) et (II.15) deviennent égales à :

$$P = P_0 V^{np} \quad (\text{II.16})$$

$$Q = Q_0 V^{nq} \quad (\text{II.17})$$

L'étape suivante se fait en remplaçant les expressions (II.16) et (II.17) dans (II.12) et (II.13), on obtient :

$$\cos(\theta_z - \delta_s) = \frac{P_0 |V|^{np} |Z|}{|V_r||V_s|} + \frac{|A||V_r|}{|V_s|} \cos(\theta_z - \delta_A) \quad (\text{II.18})$$

$$\sin(\theta_z - \delta_s) = \frac{Q_0 |V|^{nq} |z|}{|V_r||V_s|} + \frac{|A||V_r|}{|V_s|} \sin(\theta_z - \delta_A) \quad (\text{II.19})$$

Suite à ça, les expressions de cos²(θ_z - δ_s) et de sin²(θ_z - δ_s) sont développées comme suit :

$$\cos^2(\theta_z - \delta_s) = \frac{P_0^2 |V|^{2np} |Z|^2}{|V_r|^2 |V_s|^2} + \frac{|A|^2 |V_r|^2}{|V_s|^2} \cos^2(\theta_z - \delta_A) + 2 \frac{P_0 |V|^{np} |Z| |A|}{|V_s|^2} \cos(\theta_z - \delta_A) \quad (\text{II.20})$$

$$\sin^2(\theta_Z - \delta_S) = \frac{Q_0^2 |V|^{2np} |Z|^2}{|V_r|^2 |V_s|^2} + \frac{|A|^2 |V_r|^2}{|V_s|^2} \sin^2(\theta_Z - \delta_A) + 2 \frac{Q_0 |V|^{np} |Z| |A|}{|V_s|^2} \sin(\theta_Z - \delta_A) \quad (\text{II.21})$$

Avec l'équation trigonométrique :

$$\cos^2(\theta_Z - \delta_S) + \sin^2(\theta_Z - \delta_S) = 1 \quad (\text{II.22})$$

On remplace les équations (II.20) et (II.21) dans l'équation (II.22) puis on simplifie l'équation finale et on obtient la relation qui suit :

$$\frac{P_0^2 |V|^{2np} |Z|^2}{|V_r|^2 |V_s|^2} + \frac{|A|^2 |V_r|^2}{|V_s|^2} + 2 \frac{P_0 |V|^{np} |Z| |A|}{|V_s|^2} \cos(\theta_Z - \delta_A) + \frac{Q_0^2 |V|^{2np} |Z|^2}{|V_r|^2 |V_s|^2} + 2 \frac{Q_0 |V|^{np} |Z| |A|}{|V_s|^2} \sin(\theta_Z - \delta_A) = 1 \quad (\text{II.23})$$

D'où on obtient les équations de la tension et du courant : V_s , I_k , V_{S_r} , V_{S_r} et V_k^{Adjust}

$$V_s = V_n + I_t \sum_{k=1}^n Z_k - \sum_{k=1}^{n-1} I_k (\sum_{i=k+1}^n Z_i) \quad (\text{II.24})$$

$$I_k = \left(\frac{S_k}{V_k} \right)^* \quad (\text{II.25})$$

$$V_{S_r} = \frac{V_s^{\text{new}}}{V_s} \quad (\text{II.26})$$

$$V_k^{\text{Adjust}} = \frac{V_k^{\text{new}}}{V_s} \quad (\text{II.27})$$

II. 5. Méthode proposée par Manuel A. Matos

La méthode élaborée par Manuel A. Matos [16], bien qu'elle présente des similitudes avec d'autres approches, repose sur une procédure itérative appliquée à une équation dérivée de celle régissant la puissance transmise entre deux jeux de barres consécutifs. Dans cette méthode, les tensions, les impédances et les puissances sont exprimées en coordonnées rectangulaires, facilitant ainsi le calcul simultané de l'amplitude de la tension et de son angle de phase.

Afin d'optimiser le plan de gestion et de répartition d'énergie, l'utilisation d'algorithmes génétiques et métaheuristique s'est imposée comme des moyens plus rapides, précis et fiables pour calculer et résoudre les problèmes d'écoulement de puissance dans les réseaux radiaux.

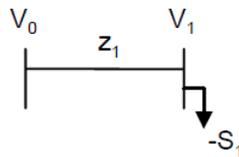


Fig. II. 4 : Réseau avec une seule branche

A partir de la figure II.4, on peut écrire l'équation II.28 :

$$V_0 - V_1 = Z_1 * \left(-\frac{S_1}{V_1} \right)^* \quad (\text{II.28})$$

On multiplie l'équation (II.28) par V_1 et on calcule son conjugué, on obtient l'équation (II.29)

$$V_0^* \cdot V_1 - |V_1|^2 + z_1^* \cdot S_1 = 0 \quad (\text{II.29})$$

Maintenant et pour faciliter les calculs, on remplace les éléments de l'équation (II.29) par leurs formes triangulaires respectives comme suit :

✚ On suppose que l'angle $V_0^* = e_0$ et que $\theta_0 = 0$,

$$V_1 = e_1 + jf_1 \quad (\text{II.30})$$

$$Z_i = r_i + jX_i \text{ et } S_i = P_i + jQ_i \quad (\text{II.31})$$

On obtient l'équation (II.32) :

$$e_0(e_1 + jf_1) - (e_1^2 + f_1^2) + (r_1 - jX_1)(P_1 + jQ_1) = 0 \quad (\text{II.32})$$

Après développement et séparation de l'équation (II.32) en partie réelle et partie imaginaire, cela donne les équations (II.33) et (II.34) :

$$e_0 e_1 - (e_1^2 + f_1^2) + (r_1 \cdot P_1 + X_1 \cdot Q_1) = 0 \quad (\text{II.33})$$

$$e_0 f_1 + (r_1 \cdot Q_1 - X_1 \cdot P_1) = 0 \quad (\text{II.34})$$

Nous avons un assortiment d'équations à deux inconnues à résoudre (II.33) et (II.34), il suffit de tirer f_1 de là l'équation (II.34) et de le remplacer dans l'équation (II.33) pour trouver e_1 .

Cette approche est limitée à un système de deux jeux de barres, ce qui en restreint l'applicabilité pratique [18].

Pour un système à « n » jeux de barres, on se base sur le même principe et l'équation (II.30) devient :

$$V_0 - V_1 = z_1 \cdot \left(-\sum_{k=1}^n \frac{S_k}{V_k} \right)^* \quad (\text{II.35})$$

L'équation (II.35) est multipliée par V_1 et son conjugué est donné par:

$$e_0 \cdot V_1 - |V_1|^2 + z_1^* \cdot \sum_{k=1}^n S_k \cdot \left(\frac{V_1}{V_k} \right) = 0 \quad (\text{II.36})$$

L'équation est utilisée de manière récurrente pour calculer les tensions aux différents accès, en utilisant à chaque fois la tension trouvée à l'accès précédent. L'expression générale est donnée par :

$$V_{\text{prec}(i)}^* \cdot V_i - |V_i|^2 + z_i^* \cdot \left(S_i + \sum_{k \in \text{succ}(i)} S_k \cdot \left(\frac{V_i}{V_k} \right) \right) = 0 \quad (\text{II.37})$$

II. 6. Méthode directe de calcul d'écoulement de puissance (Direct Load Flow DLF)

L'auteur dans la référence [17] a proposé un algorithme de résolution du problème d'écoulement de puissances utilisant le principe de balayage avant et arrière, connu sous le nom de méthode directe de calcul d'écoulement de puissance. L'algorithme est basé sur la construction de deux matrices dérivées :

- ✚ La matrice BIBC (Bus-injection to branch-current matrix) ;
- ✚ La matrice BCBV (Branch-current to bus voltage matrix).

II. 6. 1. Développement de la méthode

Pour illustrer cette méthode [17], nous avons utilisé le réseau de distribution IEEE 9 jeux de barres, représenté sur la figure (II.5).

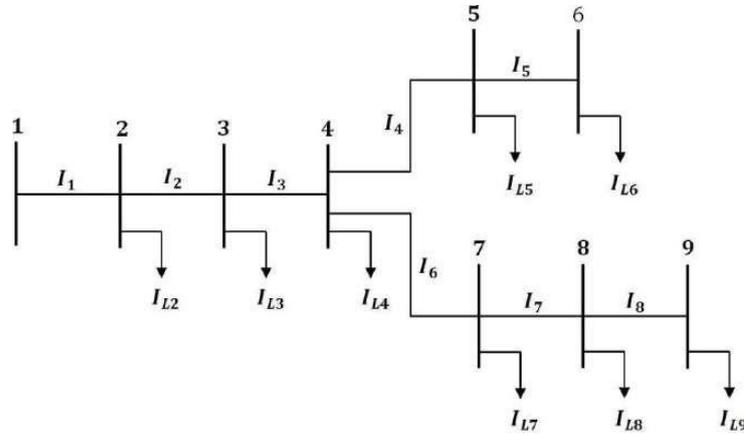


Fig. II. 5 : Réseau de distribution IEEE 9 JB

Les courants de charge I_{Li} sont déterminés en utilisant l'équation (II.38).

$$I_{Li} = \frac{S_i^*}{V_i} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle \theta_{i+1}} \quad (II.38)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} I_1 = I_{L2} + I_{L3} + I_{L4} + I_{L5} + I_{L6} + I_{L7} + I_{L8} + I_{L9} \\ I_2 = I_{L3} + I_{L4} + I_{L5} + I_{L7} + I_{L8} + I_{L9} \\ I_3 = I_{L4} + I_{L5} + I_{L6} + I_{L7} + I_{L8} + I_{L9} \\ I_4 = I_{L5} + I_{L6} + \\ I_5 = I_{L6} \\ I_6 = I_{L7} + I_{L8} + I_{L9} \\ I_7 = I_{L8} + I_{L9} \\ I_8 = I_{L9} \end{array} \right. \quad (II.39)$$

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

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \\ I_{L4} \\ I_{L5} \\ I_{L6} \\ I_{L7} \\ I_{L8} \end{bmatrix} \quad (\text{II.40})$$

L'équation (II.40) sous une forme générale s'écrit :

$$[I] = [\text{BIBC}] [I_L] \quad (\text{II.41})$$

Où [BIBC] est la matrice des courants de branches en fonction des courants de charge. C'est une matrice triangulaire supérieure d'éléments 1 ou 0.

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

$$\left\{ \begin{array}{l} V_2 = V_1 - I_1 Z_1 \\ V_3 = V_2 - I_2 Z_2 = V_1 - I_1 Z_1 - I_2 Z_2 \\ V_4 = V_3 - I_3 Z_3 = V_1 - I_1 Z_1 - I_2 Z_2 - I_3 Z_3 \\ V_5 = V_4 - I_4 Z_4 = V_1 - I_1 Z_1 - I_2 Z_2 - I_3 Z_3 - I_4 Z_4 \\ V_6 = V_5 - I_5 Z_5 = V_1 - I_1 Z_1 - I_2 Z_2 - I_3 Z_3 - I_4 Z_4 - I_5 Z_5 \\ V_7 = V_6 - I_6 Z_6 = V_1 - I_1 Z_1 - I_2 Z_2 - I_3 Z_3 - I_6 Z_6 \\ V_8 = V_7 - I_7 Z_7 = V_1 - I_1 Z_1 - I_2 Z_2 - I_3 Z_3 - I_6 Z_6 - I_7 Z_7 \\ V_9 = V_8 - I_8 Z_8 = V_1 - I_1 Z_1 - I_2 Z_2 - I_3 Z_3 - I_6 Z_6 - I_7 Z_7 - I_8 Z_8 \end{array} \right. \quad (\text{II.42})$$

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

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

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ V_9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & Z_4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & Z_4 & Z_5 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & Z_4 & Z_5 & Z_6 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & Z_4 & Z_5 & Z_6 & Z_7 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & Z_4 & Z_5 & Z_6 & Z_7 & Z_8 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \end{bmatrix} \quad (\text{II.43})$$

Cette équation sous sa forme générale donne :

$$[\Delta V] = [\text{BCBV}] [I] \quad (\text{II.44})$$

Où [BCBV] est la matrice des tensions aux jeux de barres en fonction des courants de branches. L'équation (II.44) devient :

$$[\Delta V] = [BCBV] [BIBC][I_L] \quad (\text{II.45})$$

Ou bien,

$$[\Delta V] = [DLF] [I_L] \quad (\text{II.46})$$

A chaque itération k, pour calculer les nouvelles tensions aux jeux de barres, on procède comme suit :

$$I_{iL}^k = \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right) \quad (\text{II.47})$$

$$[\Delta V^{k+1}] = [DLF][I_k] \quad (\text{II.48})$$

$$[V^{k+1}] = [V_1] + [\Delta V^{k+1}] \quad (\text{II.49})$$

II. 6. 2. Pertes de puissances

Les pertes de puissances active et réactive dans la branche i sont données par :

$$P_{\text{Loss}_i} = R_i |I_i|^2 \quad (\text{II.50})$$

$$Q_{\text{Loss}_i} = X_i |I_i|^2 \quad (\text{II.51})$$

Les pertes active et réactive totales dans le réseau sont la somme des pertes dans chaque branche du réseau [17].

$$P_{\text{Loss}_t} = \sum_{i=1}^{n_{br}} P_{\text{LOSS}_i} \quad (\text{II.52})$$

$$Q_{\text{Loss}_t} = \sum_{i=1}^{n_{br}} Q_{\text{LOSS}_i} \quad (\text{II.53})$$

II. 6. 3. Algorithme de la méthode DLF

- ✚ Étape 1 : Lire les données du réseau de distribution testé et initialiser les tensions des bus à 1 pu.
- ✚ Étape 2 : Construire les deux matrices dérivées BIBC et BCBV.
- ✚ Étape 3 : Calculer les courants de charge en utilisant l'équation (II.47).
- ✚ Étape 4 : Calculer les courants de branche en utilisant l'équation (II.38).
- ✚ Étape 5 : Calculer les nouvelles tensions de l'ensemble des jeux de barres en utilisant leséquations (II.48) et (II.49).

$$\varepsilon_{\max} = \max |V_i^{k+1} - V_i^k| \quad (\text{II.54})$$

- ✚ Étape 6 : Si l'écart de tension ε_{\max} est inférieur ou égal à l'erreur de convergence ε_d
- ✚ Étape 7 : Afficher les nouvelles tensions aux jeux de barres du réseau ;
- ✚ Étape 8 : Calculer les pertes actives et réactives dans les branches en utilisant respectivement leséquations (II.52) et (II.53) et les afficher.

Étape 9 : Sinon, actualiser les valeurs des tensions de bus et retourner à l'étape 3.

II. 6. 4. Avantages potentiels de la méthode d'approche directe DLF

Dans le tableau suivant, nous allons énumérer quelques avantages potentiels de la méthode d'approche directe DLF [17].

Tab. II. 1 Avantages potentiels de la méthode d'approche directe DLF

Avantages potentiels de la méthode d'approche directe	
Précision	La précision de la méthode DLF dépend souvent de la précision numérique des calculs effectués, mais elle peut être contrôlée en ajustant les critères d'arrêt ou en utilisant des techniques de convergence appropriées.
Temps de calcul	Pour les réseaux de distribution de taille modérée à grande, la méthode DLF peut être plus efficace en termes de temps de calcul par rapport aux méthodes itératives. En évitant les itérations répétées, elle peut fournir des résultats rapidement, en particulier lorsque la taille du réseau est importante.
Convergence	La méthode DLF garantit généralement la convergence vers une solution exacte en un nombre fini d'étapes. Cette propriété est particulièrement avantageuse pour les applications où la stabilité et la convergence sont des critères essentiels, tels que les études de planification du réseau.
Adaptabilité aux systèmes radiaux	Cette méthode présente une adaptabilité particulière aux systèmes radiaux, où les tensions aux différents accès peuvent être calculées successivement en utilisant les tensions trouvées aux accès précédents. Cette approche permet de déterminer efficacement les tensions dans l'ensemble du réseau radial.

Cependant, il convient de noter que les méthodes directes peuvent également présenter des inconvénients par rapport aux méthodes itératives. Elles peuvent être plus coûteuses en termes de temps et de mémoire pour les problèmes de grande taille, et peuvent ne pas être applicables à certains types de problèmes complexes. En outre, la précision numérique des solutions obtenues peut être limitée par les erreurs d'arrondi. En conséquence, le choix entre une approche directe et une approche itérative dépend souvent des caractéristiques spécifiques du problème à résoudre et des contraintes de ressources disponibles [17].

II. 7. Méthodologie pour l'emplacement optimal de la génération distribuée

Déterminer l'emplacement idéal pour les générateurs distribués représente un défi d'optimisation qui implique une fonction objective non linéaire ainsi que des contraintes d'égalité et d'inégalité. L'objectif principal de cette fonction est de minimiser les pertes de puissance active tout en améliorant la stabilité de la tension [18].

II. 7. 1. Fonction objectif

La fonction objective pour la valeur optimale du problème de l'emplacement et du dimensionnement de la GED dans le réseau de distribution est de minimiser les pertes de puissance réelles et d'améliorer le profil de tension [19], qui est calculé comme suit :

$$F_1(X) = P_L = \sum_{i=1}^{N_{br}} R_i \cdot |I_i|^2 \quad (II.55)$$

$$F_2(X) = \sum_{i=1}^{N_{bus}} |V_i - V_{ref}| \quad (II.56)$$

$$X = I_1, I_2, \dots, I_{\text{bus}}, x_1, x_2, \dots, x_{\text{power limit}} \quad (\text{II.57})$$

La fonction objectif de l'emplacement et du dimensionnement vise à minimiser les pertes de puissance active et d'améliorer le profil de tension. Mathématiquement, la fonction objectif peut être écrite comme suit :

$$F_{\text{ob}} = W_1 \cdot F_1 + W_2 \cdot F_2 \quad (\text{II.58})$$

$$\sum_{i=1}^2 W_i = 1 \quad (\text{II.59})$$

Où, W_1 et W_2 sont des facteurs de pondération.

II. 7. 2. Contraintes d'égalité

En régime stationnaire, la puissance produite doit répondre à la demande de charge ainsi qu'aux pertes de transmission [19]. Elles sont exprimées à travers les équations non linéaires de l'écoulement de puissance, formulées comme suit :

$$P_G + \sum_{i=1}^{N_{\text{sc}}} P_{\text{DGi}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{sc}}} P_{\text{Di}} + P_L \quad (\text{II.60})$$

II. 7. 3. Contraintes d'inégalité

Les contraintes d'inégalité habituelles peuvent englober les limites imposées aux dispositifs physiques du système électrique, comme les générateurs, ainsi que les restrictions établies pour garantir la sécurité du système [19].

✚ Limites de puissance des générateurs distribués

$$P_{\text{DGi}}^{\min} \leq P_{\text{DGi}} \leq P_{\text{DGi}}^{\max} \quad (\text{II.61})$$

$$Q_{\text{DGi}}^{\min} \leq Q_{\text{DGi}} \leq Q_{\text{DGi}}^{\max} \quad (\text{II.62})$$

✚ Limite de tension de bus

L'amplitude des tensions aux bus sont limitées à

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad (\text{II.63})$$

Où,

V_{\min} : Valeur minimale des amplitudes de tension de bus ;

V_{\max} : Valeur maximale des amplitudes de tension de bus.

II. 8. Différents algorithmes d'optimisation pour l'emplacement optimal

Différents algorithmes d'optimisation pour l'emplacement optimal sont utilisés dans l'optimisation, nous allons citer les plus pertinents et les plus proches à notre sujet.

Tab. II. 2 Différents algorithmes d'optimisation pour l'emplacement optimal

Algorithme	Description et objectifs
Algorithme Génétique (GA) 1960 [20]	Dimensionnement et emplacement optimaux des générateurs distribués en tenant compte de l'amélioration de la qualité de l'énergie. La meilleure allocation de plusieurs types de générateurs distribués est établie en utilisant un algorithme génétique (GA) afin de minimiser les pertes de puissance active.
GA-based taboo search (GA-TS) 1990 [21]	Déterminer la meilleure position des unités de génération distribuée dans un système de distribution en tant que secteur privé indépendant.
Particle swarm optimization (PSO) 1990 [22]	Optimisation par essaim de particules (PSO) est utilisée pour résoudre le problème de placement optimal des unités de génération distribuée tout en tenant compte des variations de charge dans le réseau de distribution.
Improved MOPSO (IMOPSO) 1995 [23]	Déterminer l'emplacement optimal et la taille des unités de génération distribuée dans le réseau de distribution.
Multi-objective PSO (MOPSO) 2000 [24] [25]	Déterminer la meilleure position et taille des générateurs distribués (DGs) et des banques de condensateurs shunt dans les réseaux de distribution en tenant compte de l'aléatoire des charges.
Hybrid ACO–ABC 2014 [26]	Réduire les coûts d'énergie électrique, les pertes de puissance et les émissions totales des sous-stations et des ressources améliore la stabilité de la tension
Gray wolf optimizer (GWO) 2014 [27]	Réduire les pertes de puissance réactive et améliorer le profil de tension du système de distribution tout en respectant les restrictions du système électrique.
Backtracking search algorithm (BSA) 2017 [28]	Dans un réseau de distribution radiale, dimensionnement optimal et localisation des DG, des batteries de condensateurs et un compensateur de série sont commandés par thyristor.
Fuzzy-BSA 2019 [29]	Les objectifs de l'optimisation comprennent l'amélioration des performances opérationnelles, la réduction des pertes et l'amélioration du profil de tension. La fonction objectif inclut également la diminution combinée du facteur de puissance et des pertes de puissance réactive dans le réseau.

II. 9. Organigramme illustrant les différentes méthodes d'optimisation

L'organigramme ci-dessous illustre les différentes méthodes d'optimisation tout en citant la spécificité de chaque méthode.

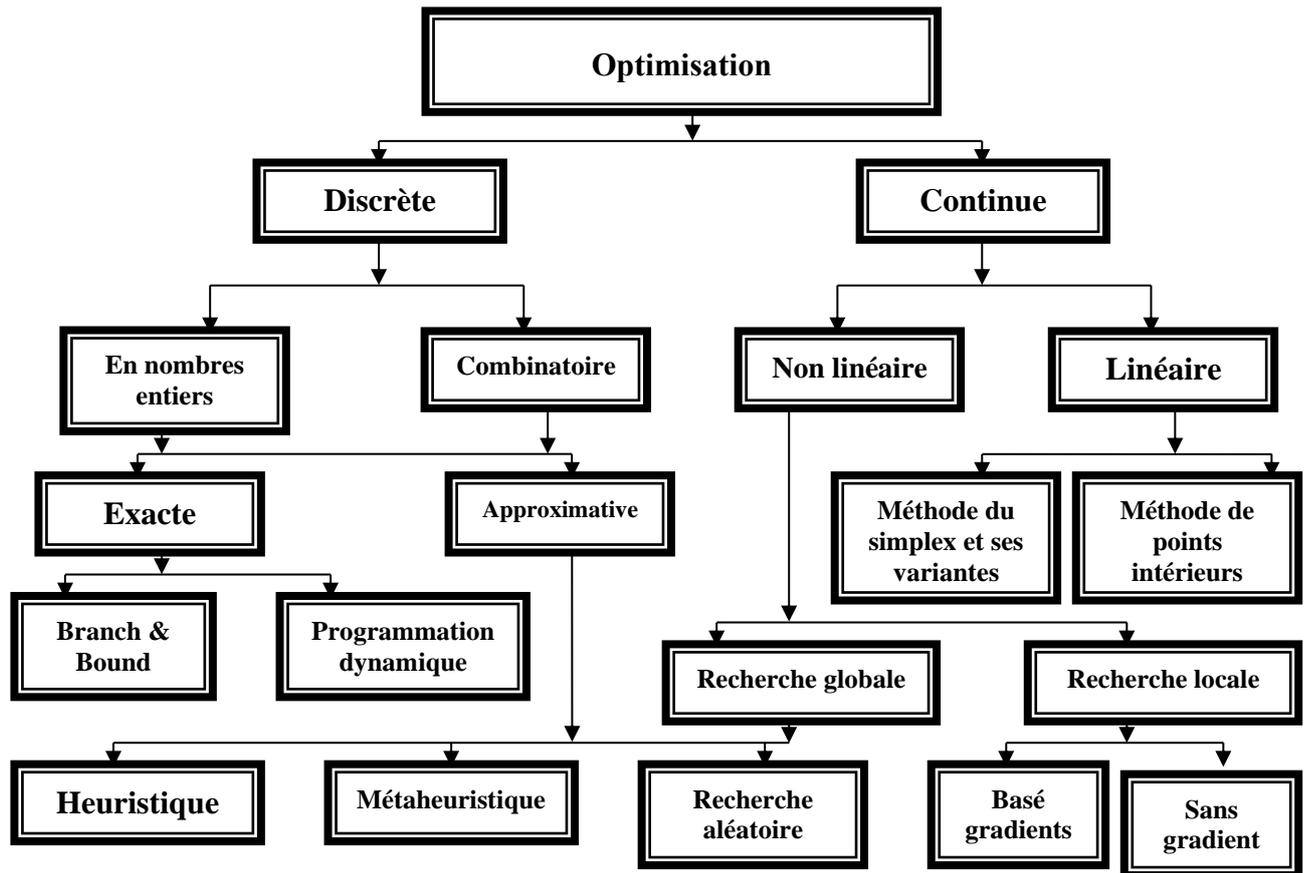


Fig. II. 6 : Organigramme illustrant les différentes méthodes d'optimisation

II. 10. Conclusion

Ce chapitre a permis de mettre en lumière les aspects théoriques essentiels à la compréhension et à l'application de cette étude sur l'optimisation de l'emplacement des générateurs distribués dans un réseau électrique radial. Nous avons exploré les méthodes d'écoulement de puissances les plus utilisées, en soulignant leurs avantages et limites dans le contexte spécifique du travail. L'examen détaillé des méthodes d'optimisations a révélé que chaque technique possède des caractéristiques uniques qui peuvent être exploitées pour améliorer l'efficacité et la stabilité du réseau.

En allant de l'avant, nous envisageons d'approfondir l'application pratique de ces techniques en basant sur la méthode directe d'écoulement de puissance et d'explorer leur intégration dans les systèmes de gestion des réseaux électriques en présence d'un générateur distribué.

Chapitre III: Simulation et interprétation des résultats

III. 1. Introduction

Dans ce chapitre, nous exposons les résultats de simulation concernant l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution test IEEE à 69 nœuds, obtenus grâce à la méthode d'approche directe dont son avantage réside dans la simplicité de son algorithme. Nous examinerons notamment les tensions de l'ensemble des nœuds ainsi que les chutes de tensions et les pertes de puissances active et réactive dans toutes les branches du réseau. Ces données seront ensuite analysées et discutées en détail.

III. 2. Représentation du réseau étudié

L'analyse de l'écoulement de puissance est effectuée sur un réseau de distribution à structure radiale dont le schéma unifilaire est représenté dans la figure III.1.

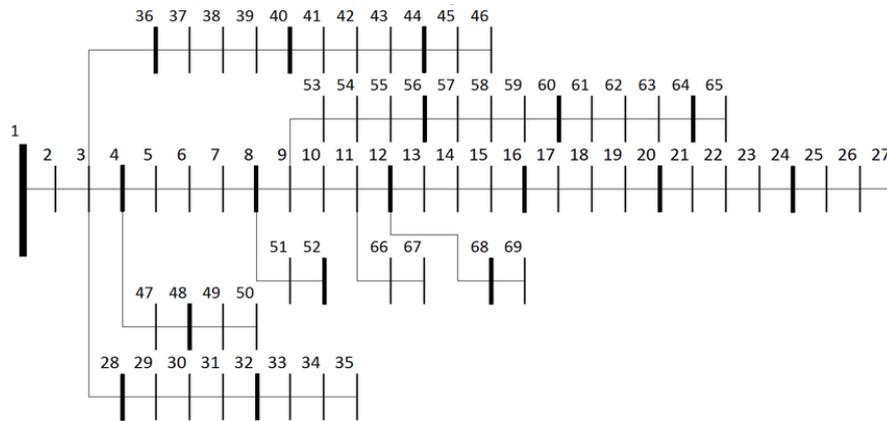


Fig. III. 1 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69 JB

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

JB de référence	1
JB terminaux	27, 35, 46, 50, 52, 65, 67,69
JB intermédiaires	5,6,7,10,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,26,28,29,30,31,32,33,34,36,37, 38,39,40,41,42,43,44,45,47,48,49,51,53,54,55,56,57,58,59,60,61,62,63,64,66, 68
JB communs	3,4,8,9,1,12
Ligne principale	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,26,27
Lignes latérales	2, 19, 20, 21,22
	3, 28, 29,30,31,32,33,34,
	3, 36,37, 38, 39,40,41,42,43,44,45,46
	4, 47,48,49,50
	8,51,52
	9, 53,54,55,56,57,58,59,60,61,62,63,64,65
	11,66,67
12,68,69	

Les caractéristiques du réseau sont :

- ✚ Nombre de jeux de barres : 69 ;
- ✚ Nombre de branches : 68 ;
- ✚ Jeu de barres de référence : nœud N°1 ;
- ✚ Tension de base : 12,66kV ;
- ✚ Puissance de base : 100MVA

III. 3. Analyse de l'écoulement de puissance sans la GED

L'objectif de cette section est d'évaluer les tensions aux nœuds ainsi que les chutes de tensions et les pertes de puissances dans les lignes du réseau sans la présence d'une génération distribuée, et cela en effectuant un calcul de l'écoulement de puissance avec la méthode d'approche directe.

La figure.III.2 représente l'amplitude de la tension au niveau de chaque nœud.

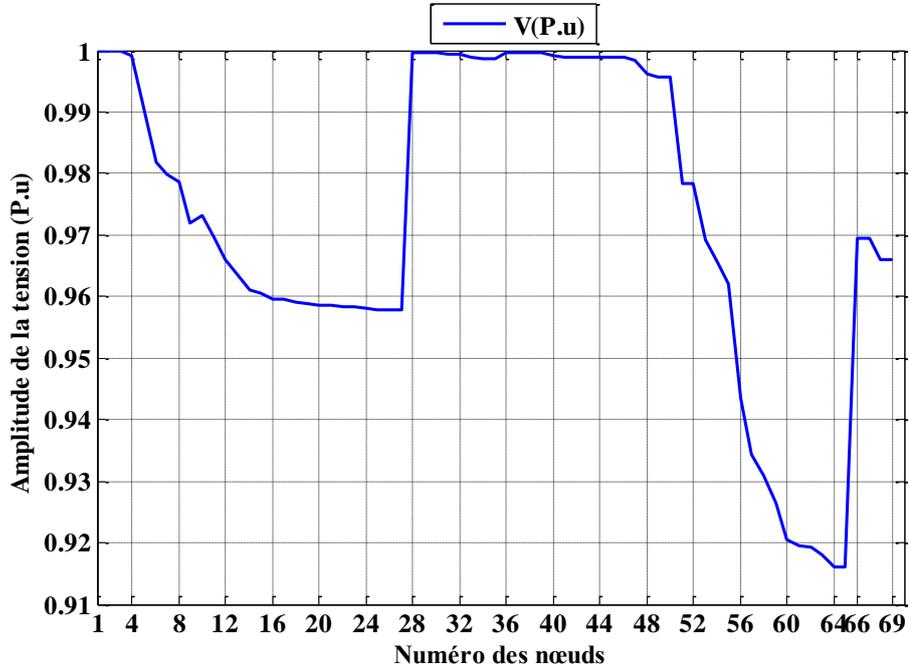


Fig. III. 2 : Amplitude de tension sans la GED aux différents nœuds

La figure.III.3 représente les chutes de tension cumulées dans les branches du poste source jusqu'au nœud équivalent à chaque branche.

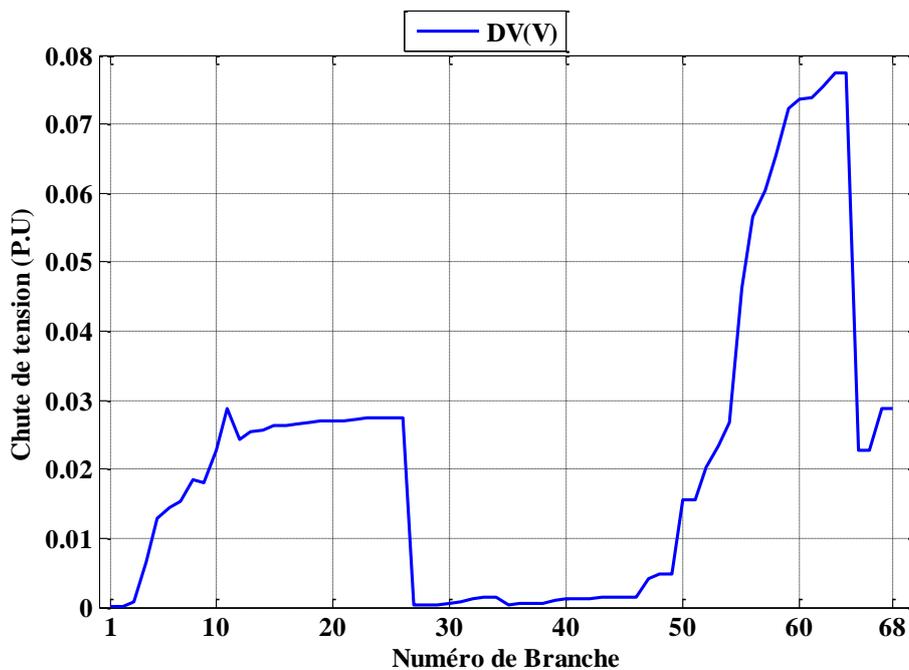


Fig. III. 3 : Chutes de tensions sans la GED

La figure.III.4 représente les pertes des puissances active et réactive dans les branches.

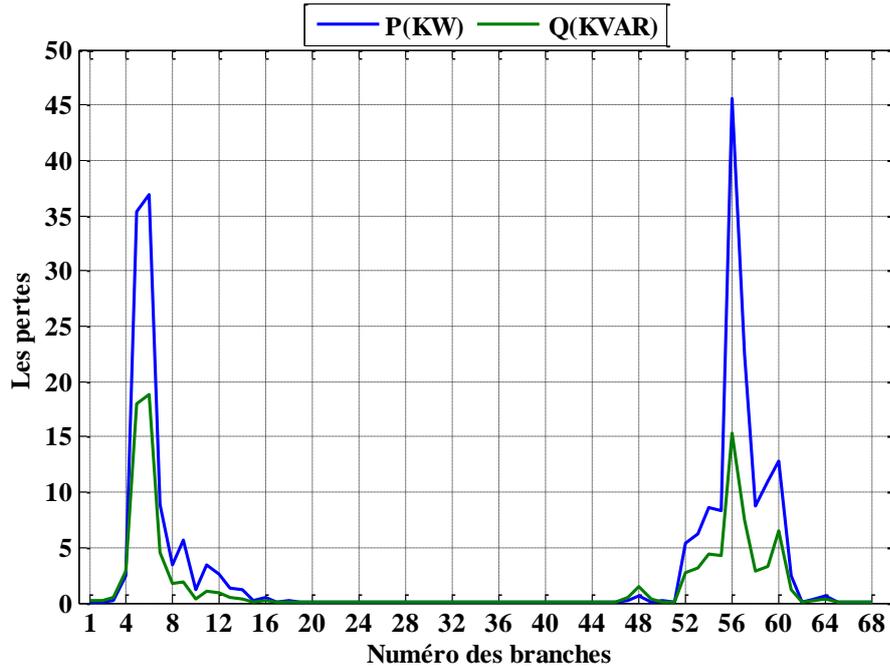


Fig. III. 4 : Pertes de puissances active et réactive

Interprétation des résultats

L'analyse des figures (III.2) et (III.3), révèle une diminution progressive de la tension observée aux nœuds 1 à 27, passant de 1 pu à 0,96 pu au nœud 27 et une dégradation significative des nœuds 50 à 62, où la tension la plus faible est enregistrée, avec une valeur de 0.0918 pu équivalent à 9.16% de la tension nominale. Cette diminution graduelle peut être attribuée à la ramification du réseau, entraînant une chute de tension conforme aux attentes.

D'après analyse de la figure (III.4), Il est remarquable que les pertes de puissance active les plus importantes se produisent dans les branches 56 à 62, tandis que les pertes réactives les plus élevées se trouvent dans les branches numérotées de 4 à 7. Cette observation découle des valeurs des courants traversant ces branches ainsi que des caractéristiques électriques, telles que la résistance et la réactance, spécifiques à chaque branche du réseau.

Pour les pertes totales des puissances active et réactive, elles sont respectivement de 237.6476kW et 106.5106 kVAR représentant 6,229% et 3,939% des puissances demandées.

III. 4. Analyse de l'écoulement de puissance avec la présence de la GED

Dans le but d'étudier le comportement du réseau de distribution vis-à-vis de l'insertion d'une génération distribuée, nous avons connecté la GED chaque fois à un nœud et par la suite effectué un calcul d'écoulement de puissance pour un taux d'intégration variant de 20% à 60%. Nous avons obtenu plusieurs courbes qui dépendent à la fois de l'emplacement de la GED et du taux d'intégration.

La figure.III.5 représente les chutes de tension maximales pour un taux d'intégration variant de 20% à 60% par pas de 10 en fonction de l'emplacement de la génération distribuée aux différents nœuds. Le but est que pour chaque taux d'intégration, on change l'emplacement du GED dans les différents nœuds afin de déterminer la valeur maximale de la chute de tension. On cherche l'emplacement et le taux qui donne la valeur minimale des chutes de tension maximales.

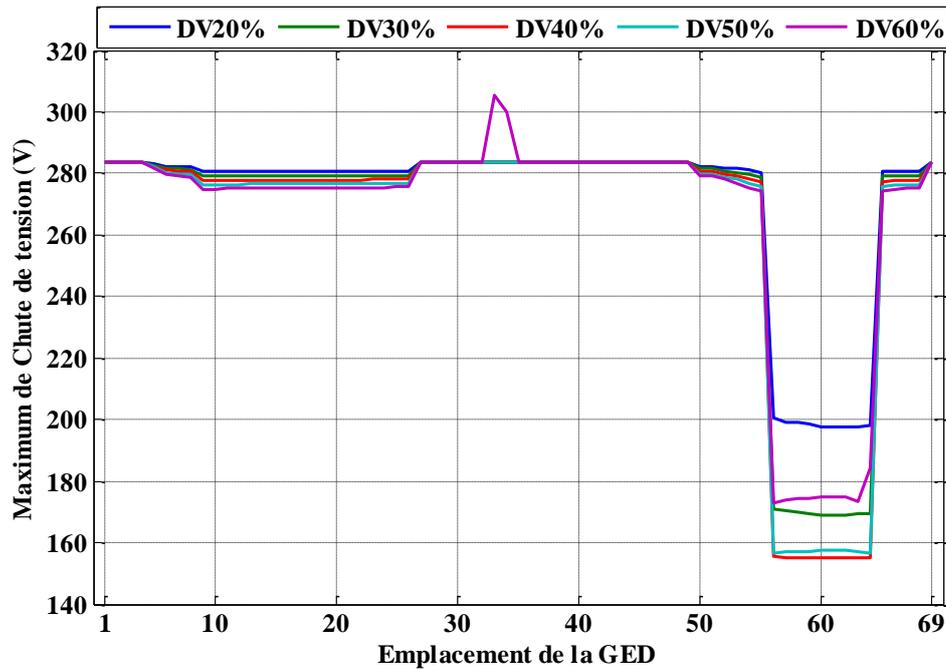


Fig. III. 5 : Chutes de tension maximales en fonction de l'emplacement de la GED

La figure.III.6 représente les pertes totales de puissances actives (DP) pour un taux d'intégration variant de 20% à 60% par pas de 10 en fonction de l'emplacement de la génération distribuée aux différents nœuds dans le but de déterminer le taux et l'emplacement optimaux qui donne les pertes les plus faibles.

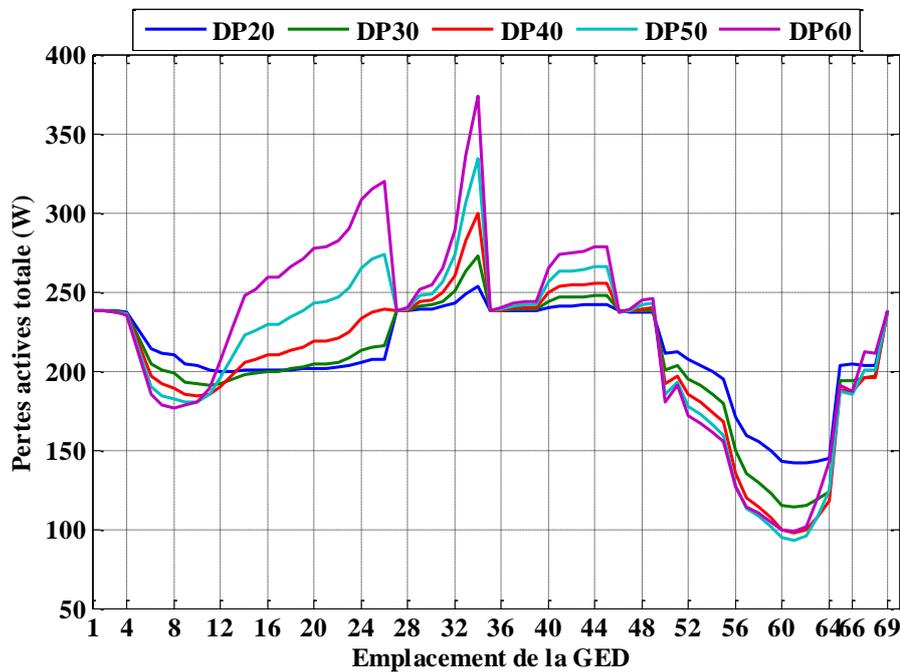


Fig. III. 6 : Pertes totales actives en fonction de l'emplacement de la GED

Dans ce qui suit et pour plus de précision, nous avons évalué les pertes totales pour un GED inséré à chaque fois dans un emplacement différent, du nœud 56 à 61, où nous avons enregistré à partir de la figure (III.6) les plus faibles valeurs des pertes et pour des taux allant de 30% à 60%.

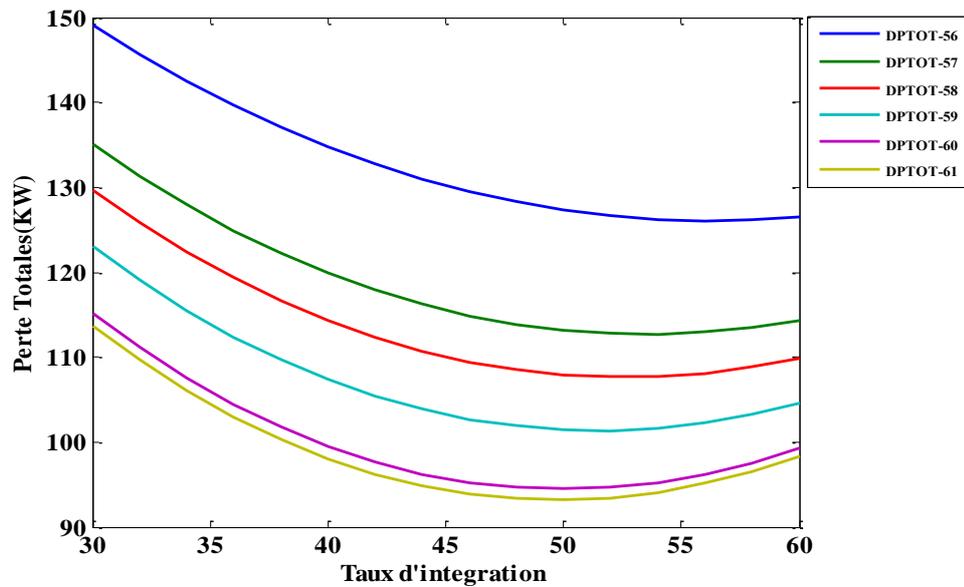


Fig. III. 7 : Pertes totales en fonction du taux d'intégration

Dans la figure (III.8) est illustré les amplitudes des tensions sans et avec la présence de la GED pour différents taux d'intégration.

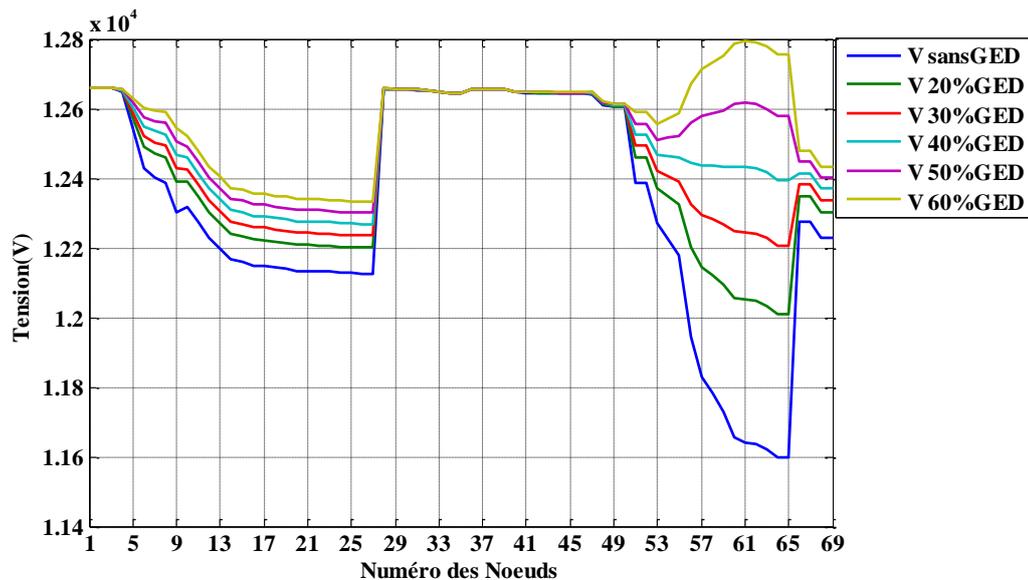


Fig. III. 8 : Amplitude des tensions pour un emplacement au nœud 61

Interprétation des résultats

L'analyse de la figure (III.5) révèle une amélioration du niveau de tension dans tous les nœuds du réseau lors de l'insertion de la GED pour les différents emplacements, exceptionnellement au nœud 61 où on enregistre une amélioration significative passant de 11,64 kV à 12,61 kV pour le taux d'intégration 50%.

Les valeurs maximales des chutes de tensions représentées dans la figure (III.6) révèlent que le minimum obtenu est observé dans les emplacements de 56 à 64, qui passe de 280 V à 156 V pour un taux de 48%.

L'analyse de la figure (III.7) qui représente les pertes actives totales en fonction de l'emplacement de la GED pour différents taux d'intégration a permis de déterminer les nœuds

optimaux qui donne les pertes les plus faibles. Grâce à ces résultats, nous avons effectué un autre calcul d'écoulement de puissance mais cette fois-ci en sélectionnant seulement les nœuds optimaux qui ont donné le minimum des chutes de tensions maximales (de 56 à 61) et on détermine les pertes totales en fonction du taux d'intégration. Les allures de courbes obtenues révèlent qu'à un taux d'intégration de 50% et aux jeux de barres 56 à 64, on obtient le minimum de pertes actives totales qui est d'une valeur de 93 kW. Ceci est bien illustré dans la figure (III.7).

III. 5. Optimisation de l'emplacement du générateur distribué

L'objectif dans cette section est de chercher le taux d'intégration optimal, de l'insertion du GED aux nœuds 56 à 61, pour lequel les pertes de puissances actives ainsi que les chutes de tensions maximales sont les plus faibles, et cela en se basant sur les courbes représentées sur la figure (III.9) (Superposition des allures des deux grandeurs : pertes totales DP et chutes de tensions DV).

Deux conditions de convergence de l'algorithme ont été prises en compte : Minimum de la chute de tension maximale [$\min(\max(DV))$] et minimum des pertes totales [$\min(DP)$]. D'après les résultats obtenus, l'intégration du GED à un taux d'intégration variant de 30% à 60% a permis d'apercevoir que le nœud 61 est considéré comme optimal qui donne le minimum de pertes (DP), cependant sur le même graphe, on a aperçu que le nœud 56 est celui qui donne la valeur minimale des chutes de tensions maximales (max (DV)). On peut conclure que le meilleur emplacement du GED est au nœud 61 à un taux d'intégration de 50%, car l'écart entre les chutes de tension est très faible (approximativement de 10^{-4}) comparant à l'écart entre les pertes de puissances.

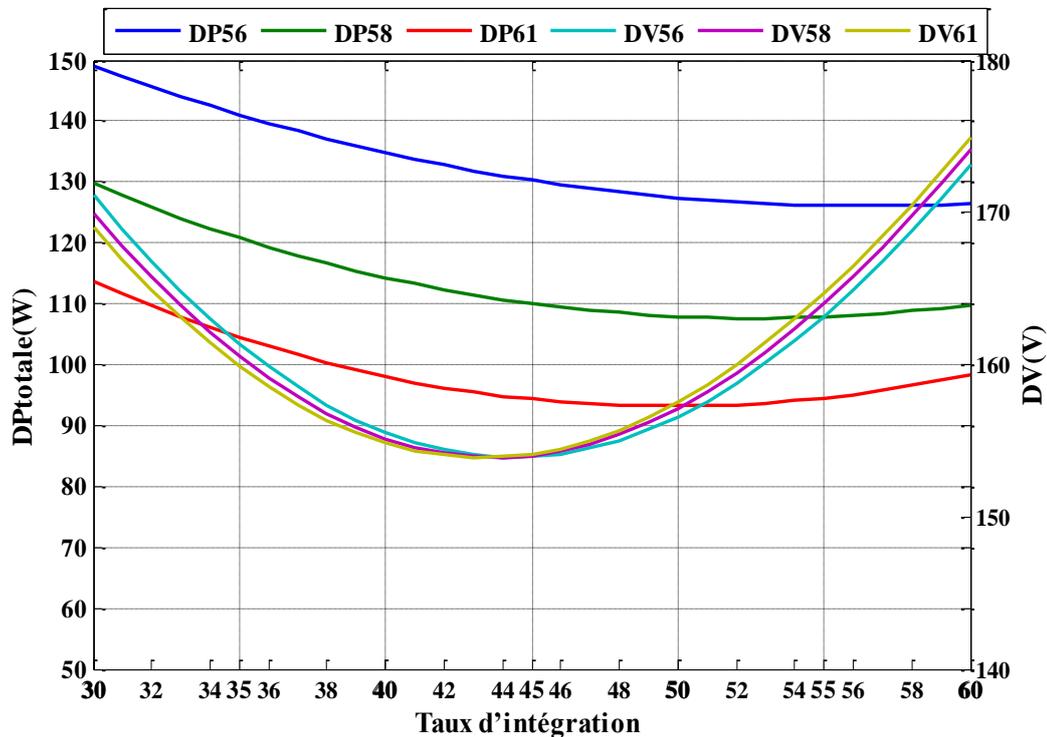


Fig. III. 9 : Pertes totales et chutes de tension en fonction du taux d'intégration et l'emplacement de la GED

Dans les figures (III.10) et (III.11) sont illustrées l'amplitude respectivement, les tensions et les pertes de puissances, sans et avec la présence du GED, en représentant juste le nœud 61 qui donne le meilleur profil de la tension à tous les nœuds et le minimum de pertes totales pour le taux optimal de 50%.

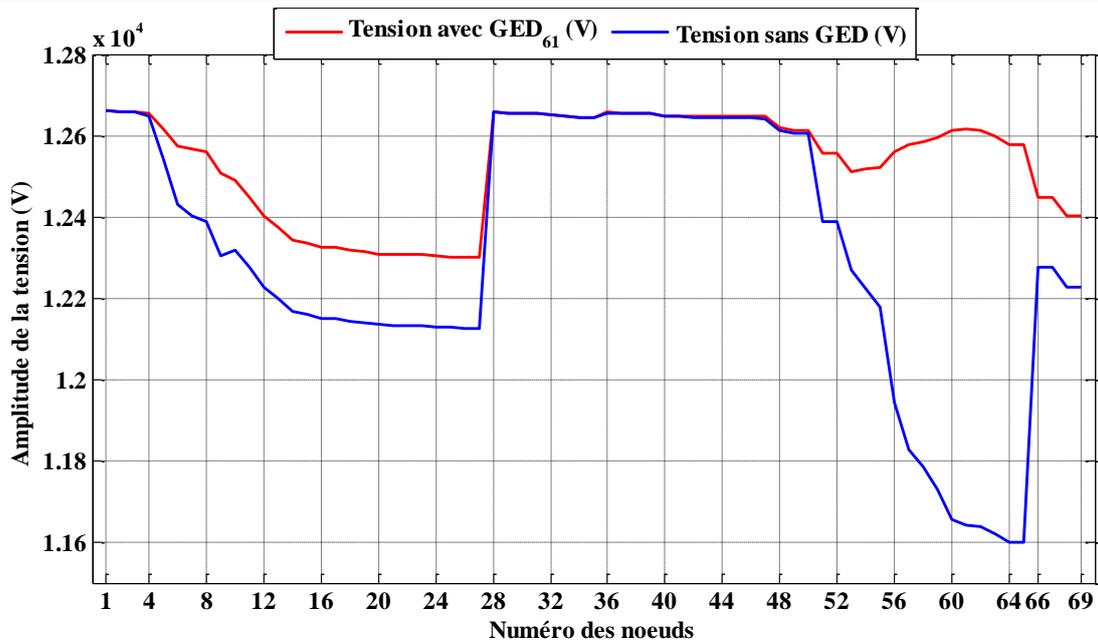


Fig. III. 10 : Amplitude des tensions pour un emplacement à 50% du GED au nœud 61

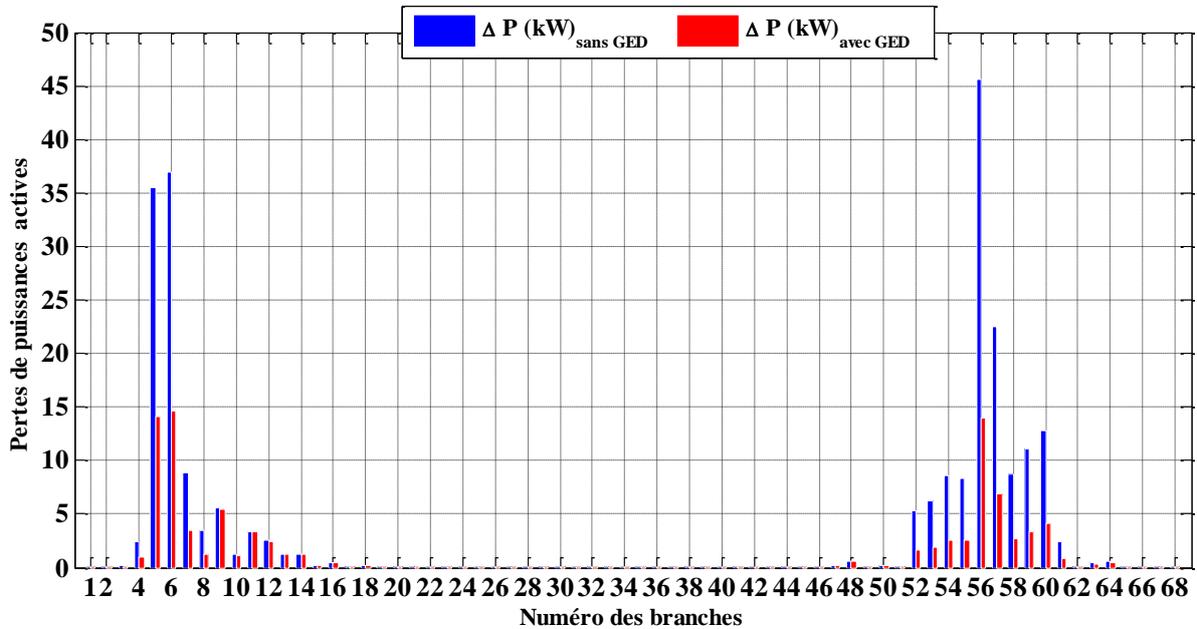


Fig. III. 11 : Pertes de puissances actives pour un emplacement au nœud 61

III. 6. Conclusion

Pour une meilleure intégration d'un générateur distribué de type 01 dans le réseau de distribution radial, nous avons optimisé son emplacement afin de réduire les pertes actives et les chutes de tensions dans le réseau. Pour cela, nous avons effectué un calcul d'écoulement de puissances par la méthode d'approche directe pour évaluer les grandeurs tension, chutes de tension et les pertes dans les branches, pour chaque emplacement du GED à un nœud et à des taux d'intégration différents. Pour un réseau test IEEE 69 JB, nous avons enregistré, à un taux d'intégration de 50% au niveau du jeu de barres 61, une réduction des pertes actives totales de 237.6476 kW sans GED à 93,13 kW avec GED ainsi que l'amélioration du profil des tensions aux différents nœuds du réseau.

Conclusion générale

L'intégration des générateurs distribués dans les réseaux de distribution offre plusieurs avantages. Elle réduit la dépendance aux réseaux de transport et aide à répondre à la demande croissante en énergie, tout en satisfaisant les besoins locaux en charge ou en surcharge. Cette approche permet de diminuer les pertes, les coûts de transport et de distribution, et d'améliorer la qualité du service. De plus, elle contribue à l'amélioration du profil de tension et à la décharge des lignes de distribution.

Cependant, ces nouvelles sources de production peuvent engendrer des effets négatifs sur les réseaux de distribution, qui n'ont pas été conçus pour les accueillir. Elles peuvent changer le sens du flux de puissance, augmenter le courant de court-circuit en cas de défaut, provoquer des déclenchements intempestifs et perturber les dispositifs de protection, et altérer le profil de tension.

Pour résoudre ces problèmes, il est essentiel de positionner de manière optimale les générateurs distribués au sein du réseau de distribution. C'était l'objectif de ce travail. Dans le premier chapitre, nous avons présenté le réseau de distribution et ses caractéristiques, en mettant l'accent sur les impacts et les différentes solutions pour une intégration optimale.

Le deuxième chapitre a été consacré à l'écoulement de puissance en explorant cinq de ses méthodes, en appliquant la méthode DLF (Direct Load Flow), qui est à la fois simple et efficace. Elle permet de déterminer de manière rapide la tension, chute de tension, pertes actives et réactives.

Dans le troisième chapitre, nous avons d'abord évalué l'état initial du réseau étudié, en examinant l'amplitude de la tension aux nœuds, les chutes de tension, les pertes de puissance active et puissance réactive. Ensuite, nous avons inséré un générateur distribué au nœud optimal déterminé par la méthode graphique et réévalué l'état du réseau après cette intégration. La comparaison des résultats avant et après l'insertion du GED montre que cette intégration optimale améliore le profil de tension, réduit les chutes de tension et les pertes de puissance dans les lignes.

Références bibliographiques

- [1] M. Cécile, A. Hérault, « Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée », Sciences de l'ingénieur [physics], Institut National Polytechnique de Grenoble- INPG, 2009.
- [2] V.T Khanh, « Interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique », Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières, 2009.
- [3] N. Hadj Saïd, « La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée », Edition Hermes, Lavoisier. 2010.
- [4] E. Nechadi, « Commande Et Stabilité D'un Système Electroenergetique », Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif, 2013.
- [5] H. Kahal, « Réseaux Bayésiens Dynamiques : Application aux réseaux électriques ». Mémoire de fin de cycle, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran,2007.
- [6] N. Hadjsaid, « Les réseaux électriques de distribution de la production décentralisée », Edition Hermes, Lavoisier.2010.
- [7] Distribution System Operator ESB Networks, Distribution Code, version 2.0, octobre 2007.
- [8] A. Aissaoui, « Planification des réseaux électriques de distribution pour une présence massive de la génération d'énergie dispersée », Université Djilali Liabes de Sidi-Bel-Abbès, Thèse de doctorat 2016.
- [9] B. Naama « La production décentralisée », Université des Sciences et de la Technologie d'Oran-Mohamed Boudiaf 2016/2017
- [10] « Electricity 2024 : Analysis and Forecast to 2026 », International Energy Agency, Jan 2024
- [11] Smart Grid (Réseau d'énergie intelligent), www.connaissancedesenergies.org, consulté le 15/05/2024.
- [12] I. Djedidi, « Amélioration Optimisation des Performances du Réseau Électrique de Distribution par des Méthodes Évolutionnaires », Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider Biskra, 2022.
- [13] B. Naik, N. Mudgal, S. Behera, « Load Flow Analysis of Unbalanced Radial Distribution Systems», Thèse de doctorat, national institute of technology, Rourkela, India, 2014.
- [14] M. Albadi. « Power Flow Analysis ». 10.5772/intechopen.83374. 2019.
- [15] Ulas Eminoglu, M. Hakan Hocaoglu. « A new power flow method for radial distribution systems including voltage dependent load models ». Electric Power Systems Research, vol.76 pp.106–114. 2005.
- [16] M.A. Matos, « A new power flow method for radial networks ». <http://www.scribd.com/document/548621158/NPLF>, consulté le 22/04/2024.
- [17] J. H. Teng, « A direct approach for distribution system load flow solutions », IEEE Transactions on Power Delivery, 18(3), pp. 882–887, 2003.

- [18] B. Khan, and all. « Optimal integration of DSTATCOM using improved bacterial search algorithm for distribution network optimization », Published by Elsevier BV on behalf of Faculty of Engineering, Alexandria University. July 2022.
- [19] M. Chakravorty and D. Das, « Voltage stability analysis of radial distribution networks », *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 23, pp. 129-135, 2001.
- [20] R. Prenc, D. Škrlec, V. Komen, « Distributed Generation Allocation Based on Average Daily Load and Power Production Curves », *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, 53, 612–622. 2013.
- [21] M. Mohammadi, M. Nafar, « Optimal Placement of Multitypes DG as Independent Private Sector under Pool/Hybrid Power Market Using GA-Based Tabu Search Method ». *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 51, 43–53. 2013
- [22] P.A. Gkaidatzis, and all, « Load Variations Impact on Optimal DG Placement Problem Concerning Energy Loss Reduction ». *Electr. Power Syst. Res*, 152, 36–47. 2017.
- [23] S. Cheng, M-Y. Chen, P.J. Fleming, « Improved Multi-Objective Particle Swarm Optimization with Preference Strategy for Optimal DG Integration into the Distribution System ». *Neurocomputing*, 148, 23–29. 2015.
- [24] A. K. Bohre, G. Agnihotri, M. Dubey, « Optimal Sizing and Sitting of DG With Load Models Using Soft Computing Techniques in Practical Distribution System ». *IET Gener. Transm. Distrib*, n°10, pp.2606-2621. 2016.
- [25] A. Zeinalzadeh, Y. Mohammadi, M.H. Moradi. « Optimal Multi Objective Placement and Sizing of Multiple DGs and Shunt Capacitor Banks Simultaneously Considering Load Uncertainty via MOPSO Approach ». *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, 67, pp.336–349. 2015
- [26] U. Sultana, and all, « Grey Wolf Optimizer Based Placement and Sizing of Multiple Distributed Generation in the Distribution System ». *Energy*, n°111, pp.525–536. 2016.
- [27] Fadel, W.; Kilic, U.; Taskin, S. « Placement of DG, CB, and TCSC in Radial Distribution System for Power Loss Minimization Using Back-Tracking Search Algorithm». *Electr. Eng*, n°99, pp.791–802. 2017.
- [28] El-Fergany, A. « Optimal Allocation of Multi-Type Distributed Generators Using Backtracking Search Optimization Algorithm ». *Int. J. Electr. Power Energy Syst*. n°64, pp.1197–1205. 2015.

ANNEXE

Tab A.1 : Paramètres des lignes et données des charges.

N° de la ligne	Départ	Arrivée	R(Ω)	X(Ω)	P(KW)	Q(KVAR)
1	1	2	0.0005	0.0012	0	0
2	2	3	0.0005	0.0012	0	0
3	3	4	0.0015	0.0036	0	0
4	4	5	0.0251	0.0294	0	0
5	5	6	0.366	0.1864	2.6	2,2
6	6	7	0.3811	0.1941	40	30
7	7	8	0.0922	0.0470	75	54
8	8	9	0.0493	0.0251	30	22
9	9	10	0.8190	0.2707	28	19
10	10	11	0.1872	0.0619	145	104
11	11	12	0.7114	0.2351	145	104
12	12	13	1.030	0.3450	8	5
13	13	14	1.0440	0.3450	8	5.5
14	14	15	1.058	0.3496	0	0
15	15	16	0.1966	0.0650	45.5	30
16	16	17	0.3744	0.1238	60	35
17	17	18	0.0047	0.0016	60	35
18	18	19	0.3276	0.1083	0	0
19	19	20	0.2106	0.0690	1	0.6
20	20	21	0.3416	0.1129	114	81
21	21	22	0.014	0.0046	5	3.5
22	22	23	0.1591	0.0526	0	0
23	23	24	0.3463	0.1145	28	20
24	24	25	0.7488	0.2475	0	0
25	25	26	0.3089	0.1021	28	20
26	26	27	0.1732	0.0572	14	10
27	3	28	0.0044	0.0108	26	18.6
28	28	29	0.064	0.1565	26	18.6
29	29	30	0.3978	0.1315	0	0
30	30	31	0.0702	0.0232	0	0
31	31	32	0.3510	0.1160	0	0
32	32	33	0.8390	0.2816	14	10
33	33	34	1.7080	0.5646	19	14
34	34	35	1.4740	0.4873	6	4
35	3	36	0.0044	0.0108	26	18.55
36	36	37	0.0640	0.1565	26	8.55
37	37	38	0.1053	0.1230	0	0
38	38	39	0.0304	0.0355	24	17
39	8	40	0.0018	0.0021	24	17

Annexe

40	40	41	0.7283	0.8509	1.2	1
41	9	42	0.3100	0.3623	0	0
42	42	43	0.0410	0.0478	6	4.3
43	43	44	0.0092	0.0116	0	0
44	44	45	0.1089	0.1373	39.22	26.3
45	45	46	0.0009	0.0012	39.22	26.3
46	46	47	0.0037	0.0084	0	0
47	47	48	0.0851	0.2083	79	56.4
48	48	49	0.2898	0.7091	384.7	274.4
49	49	50	0.0822	0.2011	384.7	74.4
50	8	51	0.0928	0.0473	40.5	28.3
51	51	52	0.3319	0.1114	3.6	2.7
52	9	53	0.1740	0.0886	4.35	3.5
53	53	54	0.2030	0.1034	26.4	19
54	54	55	0.2842	0.1447	24	17
55	55	56	0.2813	0.1433	0	0
56	56	57	1.5900	0.5337	0	0
57	57	58	0.7837	0.2630	0	0
58	58	59	0.3042	0.1006	100	18.55
59	59	60	0.3861	0.1172	0	0
60	60	61	0.5075	0.2585	1244	888
61	61	62	0.0974	0.0496	32	23
62	62	63	0.1450	0.0738	0	0
63	63	64	0.7105	0.3619	227	162
64	64	65	1.0410	0.5302	59	42
65	11	66	0.2012	0.0611	18	13
66	66	67	0.0047	0.0014	18	13
67	12	68	0.7394	0.2444	28	20
68	68	69	0.0047	0.0016	28	20