

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées
Département de Génie Electrique



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

Présenté par :

Laribi Hamza

Djabbour Abd Elhakem

Thème:

*Etude d'intégration d'une production
décentralisée dans un réseau de
distribution électrique*

Soutenu publiquement

Le : 04/06/2017

Devant le jury :

M ^f Bouhadouza Boubekour	MA(A)	Président	UKM Ouargla
M ^f Guehrrar Youcef	MA (A)	Encadreur/rapporteur	UKM Ouargla
M ^f Sadaoui Fares	MC (B)	Examineur	UKM Ouargla

Année universitaire 2016/2017

Remerciements

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Au nom d'Allah le Clément, le Miséricordieux.

Tout d'abord, nous remercions ALLAH, le Tout-puissant, pour Tous Ses Bienfaits et Sa Guidée.

On trouve dans la tradition prophétique le hadith

« ***Celui qui ne remercie pas les gens n'a pas remercié Allah*** »

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements à mon encadreur monsieur *Guehrar Youcef*, maitre assistant à l'université de Kasdi Merbah Ouargla, de m'avoir proposé le sujet de ce mémoire et en me faisant profiter de ses conseils et ses grandes

compétences dans le domaine des réseaux électriques.

J'exprime mes sincères remerciements à Monsieur *Bouhadouza Boubakeur*, maitre assistant à l'université de Kasdi Merbah Ouargla, pour avoir accepté de juger ce

travail et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Je remercie vivement Monsieur *Sadaoui Fares* maitre de conférences à l'université Kasdi Merbah Ouargla, pour avoir accepté d'examiner mon mémoire.

Je remercie Monsieur *Traouan Said Mahmoud*, pour son aide continu et pour ses encouragements répétés afin que je finalise ce travail.

Je ne terminerai pas sans remercier tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à concrétiser ce mémoire.

Nos Remerciements vont également à Tous les étudiants de la promotion Master deux réseaux électriques.

Remerciements



DÉDICACES

Je dédie ce modeste travail:

A la mémoire de mon très cher père.

A la mémoire de mes grands-parents.

A ma mère.

A mes frères et mes sœurs.

A mon épouse.

A mes amis.

A mes collègues dans le travail.

*A mon collègue Djabbour Abd Elhakem
pour m'avoir participé ce travail.*

*A tous ceux qui se donnent à fond dans la
recherche scientifique.*





LARIBI HAMZA

DÉDICACES.

Je dédie ce modeste travail à :

Ceux qui sont les plus chers au monde, mes parents, auxquels je n'arriverai jamais à exprimer ma gratitude et ma reconnaissance, pour leur amour, leur soutien tout au long de mes études. A mes frères

A mes sœurs

A toute la famille

A tous mes amis

A mon collègue Laribi Hamza pour m'avoir participé ce travail A tous ceux qui se donnent à fond dans la recherche scientifique

DJABBOUR ABD ELHAKEM



Abréviation

JDB : Jeu De Barre.

HTA : Haute Tension.

HTB/ MT : Moyenne Tension.

BT : Basse Tension.

TBT : Très Basse tension.

TBTP : Très Basse Tension De Protection.

TBTF : Très Basse Tension De Fonctionnelle.

CC : Cycle Combiné.

TG : Turbines à Gaz.

NO : Normalement Ouvert.

NF : Normalement Fermé.

CT : Câble de Travail.

CS : Câble de Secours.

GED : Générateurs d'Energie décentralisés.

VSI : Indice de Sensibilité de Tension.

Table des figures

Chapitre 1

Figure (1.1) : Plan de développement 2013 -2017 en matière de production de l'électricité	4
Figure (1.2) : Courbe de charge de la journée du 14 juin 2013, source OSE	6
Figure (1.3) : Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie	7
Figure (1.4) : Structure de réseaux électriques moderne	8
Figure (1.5) : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA	11
Figure (1.6) : Schéma simple dérivation	12
Figure (1.7) : Variation de la tension le long d'un départ HTA	12
Figure (1.8) : Schéma de double dérivation	13
Figure (1.9) : Schéma de coupure d'artère	13

Chapitre 2

Figure (2.1): Réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence des impacts de l'insertion de GED	19
Figure (2.2) : Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GED dans le réseau test	20
Figure (2.3) : Exemple de surtension provoqué par l'insertion de GED	20
Figure (2.4): Transit des puissances dans le réseau test sans GED	21
Figure (2.5) : Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud 5	22
Figure (2.6) : Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport	22
Figure (2.7) : Problème d'aveuglement de protections	24
Figure (2.8) : Problème du déclenchement intempestif de protections	25
Figure (2.9) : Gabarit de tension en HTB1 et HTB2 (cas particulier des éoliennes)	27
Figure (2.10) : Gabarit de tension en réseau de distribution	28

Chapitre 3

Figure (3.1) : Réseau de 12 JDB	31
Figure (3.2) : Pertes actives et réactives de GED pour FP=1, Réseau de 12 JDB	32
Figure (3.3): VSI pour le réseau de 12 JDB	32
Figure (3.4): VSI pour FP=0.9	33
Figure (3.5): Pertes actives et réactives pour FP= 0.9	34
Figure (3.6) : Pertes actives en fonction de différent emplacement de GED et pour un FP= 0.9 et FP=1	34
Figure (3.7): Profile de tensions avec GED au JDB10	35
Figure (3.8) : Réseau IEEE 33JDB	36
Figure (3.9) : Pertes actives et réactives pour FP= 1	37
Figure (3.10) : Profile de VSI réseau de 33 JDB	37
Figure (3.11) : Profile de VSI pour FP=0.9	39
Figure (3.12) : Pertes actives et réactives pour FP= 0.9	40
Figure (3.13) : Pertes actives pour FP= 1 et 0.9	40
Figure (3.14) : Profile de tensions (p.u)	40
Figure (3.15) : Réseau test de 69 JDB	41
Figure (3.16) : Pertes actives et réactives pour FP= 1	44
Figure (3.17) : VSI à réseau de 69 JDB pour FP=1	44
Figure (3.18) : VSI pour FP=0.	47
Figure (3.19) : Pertes actives et réactives pour FP= 0.9	47
Figure (3.20) : Pertes actives pour FP= 1 et 0.9	47
Figure (3.21) : Profile de tensions	48

Liste des tableaux

Chapitre 1

Tableau (1.1) : Tableau des domaines de tension	6
---	---

Chapitre 2

Tableau (2.1) : Niveaux de tension aux points de raccordement en fonction de la puissance installée	26
---	----

Chapitre 3

Tableau (3.1) : Résultats pour réseau 12 JDB avec un GED à FP=1	31
Tableau (3.2) : Résultats pour réseau 12 JDB avec un GED à FP=0.9	33
Tableau (3.3) : Résultats pour réseau 12 JDB sans et avec un GED à FP= (1 et 0.9)	35
Tableau (3.4) : Résultats pour réseau 33 JDB avec un GED à FP=1	36
Tableau (3.5) : Résultats pour réseau 33 JDB avec un GED à FP=0.9	38
Tableau (3.6) : Résultats pour réseau 33 JDB sans et avec un GED à FP= (1 et 0.9)	41
Tableau (3.7) : Résultats pour réseau 69 JDB avec un GED à FP=1	42
Tableau (3.8) : Résultats pour réseau 69 JDB avec un GED à FP=0.9	45
Tableau (3.9) : Résultats pour réseau 69 JDB sans et avec un GED à FP= (1 et 0.9)	49

Table des matières

Remerciement	
Dédicace	
Nomenclature	
Table des figures	
Table des tableaux	
Table des matières	
Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Les reseaux electriques	3
1.1. Introduction	3
1.2. Fonctionnement des systèmes électriques[2]	3
1.2.1.Production	4
1.2.2.Transport	5
1.2.3.Distribution	5
1.2.4.Consommation	5
1.3. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ	6
1.4. Différents types des réseaux électriques	7
1.4.1.Réseaux de transport et d’interconnexion	8
1.4.2.Réseaux de répartition	8
1.4.3.Réseaux de distribution	9
1.4.3.1Réseaux de distribution à moyenne tension	9
1.4.3.2.Réseaux de distribution à basse tension	9
1.4.3.3.Caractéristiques techniques générales	10
1.4.3.4.Schémas d’exploitations	10
1.5.Conclusion	14
CHAPITRE 2 : Intégration de GED dans les réseaux de distribution électrique.....	15
2.1.Introduction	15
2.2. Production décentralisé	15

2.2.1. Définition	15
2.2.2. Différents types de production décentralisée	16
2.2.2.1. Eolien	16
2.2.2.2. Petites centrale hydrauliques.....	16
2.2.2.3. Photovoltaïque	17
2.2.2.4. Hydrolienne.....	17
2.3. Apports potentiels de la production décentralisée	17
2.4. Les impacts de l'intégration de GED dans les réseaux de distribution	18
2.4.1. Impact de l'insertion de GED sur les grandeurs électriques	18
2.4.2. Impact de l'insertion de GED sur la planification et l'exploitation	23
2.5. Conditions techniques de raccordement	25
2.5.1. Exemple de la France	25
2.6. Conclusion	28
Chapitre 3 : Les résultats et simulation	29
Introduction	29
3.2. Définition de logiciel ETAP	29
3.3. Localisation optimale basée sur l'indice de sensibilité de la tension VSI	30
3.4. Localisation optimale basée sur la minimisation des pertes active	30
3.5. Résultats de simulation des réseaux tests	31
3.5.1. Réseau de 12 jeux de barre	31
3.5.2. Réseau de 33 jeux de barre	35
3.5.3. Réseau de 69 jeux de barre	42
3.6. Conclusion	49
Conclusion Générale.....	50
Bibliographie.....	51
Annexe.....	53

Introduction générale :

Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour notre société. Ces réseaux sont conçus traditionnellement d'une manière verticale où les transferts de l'énergie suivent le schéma dit « du haut en bas » : Production - Transport- Distribution.

En effet, les réseaux électriques sont traditionnellement exploités d'une manière centralisée. Ainsi, la plus grande partie de la production électrique est centrée autour de centrales à grande capacité de production (type centrales hydrauliques, thermiques et nucléaires).

De nos jours, de nouvelles sources de production d'énergie décentralisé peuvent s'étaler de quelques kW raccordés aux réseaux de distribution à basse tension jusqu'à plusieurs dizaines de MW raccordées aux réseaux HTB (la très haute tension ($U_n > 50\text{kV}$)) de répartition. L'insertion de cette production est prévue, du moins pour le moment, principalement sur des réseaux HTA (la moyenne tension ($1\text{kV} < U_n < 50\text{kV}$)) et très prochainement sur les réseaux HTB. De plus, elle est encouragée par l'évolution de la réglementation en faveur des énergies renouvelables, et elle s'appuie aujourd'hui sur des moyens de production tels que les éoliennes et photovoltaïque.

La production décentralisée introduit des changements radicaux sur les métiers de la génération, du traitement et de la distribution de l'énergie électrique et remet en cause la planification, la conception, le fonctionnement et l'exploitation de ces réseaux. En effet, ces réseaux n'ont pas été conçu dans cette optique (raccordement d'unités de production à « grande échelle ») et la possibilité d'introduire ces sources d'énergie au sein de ces réseaux peut avoir des conséquences importantes sur la circulation des flux énergétiques et donc sur la philosophie et l'implémentation du système de gestion et de la protection du réseau. Par ailleurs, cette forme de production, de par sa nature distribuée, a le potentiel de permettre une meilleure sécurisation des infrastructures [1].

Les réseaux de distribution sont des réseaux de topologie radiale ramifiée et ont plusieurs nœuds de charges. Le problème qui se pose est comment choisir le meilleur emplacement de GED (générateur d'énergie décentralisée) dans un réseau de distribution.

Cette problématique fait l'objet de thématique recherche de ce mémoire, pour ce la nous avons utilisée le logiciel de calcul de l'écoulement de puissance ETAP et calculons quelques paramètres pour déterminer le nœud meilleur de raccordement de GED. Le plan de travail de cette mémoire a été organisé autour de trois chapitres :

Le chapitre 1 donne une vision globale des concepts classiques des réseaux électriques qui restent toujours d'actualité comme les cheminements de l'énergie électrique et les schémas d'exploitation.

Le chapitre 2 nous conduira ensuite à une présentation de la production décentralisée avec les technologies utilisées, à indiquer leurs apports et leurs impacts sur les réseaux électriques et sur les plans de défense et de reconstitution de système.

Dans le chapitre 3, une simulation a été faite sur trois réseaux tests 69-33 et 12 jeu de barre (JDB).

Enfin, une conclusion générale ce mémoire. Vient pour conclure dans le perspective de rechercher le meilleur emplacement de GED est l'objectif principal de ce mémoire. Pour attendre cet Object nous avons utiliser le logiciel de l'écoulement de puissance en traduisent des paramètre qui définissent le meilleur nœud de raccordement de GED.

CHAPITRE 1 : RESEAUX ELECTRIQUES

1.1.Introduction

L'énergie électrique, dans le monde entier, est devenu un bien de consommation nécessaire tant pour la vie quotidienne que pour l'économie des pays, et les moindres problèmes d'origine électrique influent considérablement sur la continuité des activités économiques. Donc la possession des réseaux électriques fiables et économiques fonctionnant convenablement et assurant une continuité du service et une bonne qualité d'énergie est devenue primordiale afin de contribuer positivement au développement de nos sociétés modernes [2].

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de lignes, des milliers de postes de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique.

1.2.Fonctionnement des systèmes électriques [2]

Le système électrique est un ensemble d'installations électriquement connectées qui assure, via le réseau, le transfert de l'énergie électrique, des producteurs aux consommateurs. Cette énergie peut être produite à partir de sources aussi variées que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, le vent, le soleil. Le stockage à grande échelle de l'énergie électrique sous forme immédiatement disponible n'est, actuellement, pas possible dans des conditions économiques satisfaisantes. Le problème majeur de l'exploitant du système est donc de maintenir en permanence, étant entendu que l'équilibre instantané entre production et consommation est une condition nécessaire au fonctionnement du système production-transport-consommation. L'exploitation du système repose donc sur l'adaptation permanente de la production aux fluctuations de la demande, dans le respect des contraintes liées au réseau.

En général, on distingue quatre fonctions principales du système électrique :

- Production ;

- Transport ;
- Distribution ;
- Consommation ;

1.2.1. Production

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur de groupe. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes est compris entre 100MW pour les centrales thermiques de faibles puissances et 1650MW pour les plus puissantes tranches des centrales nucléaires [3]. La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité.

La figure (1.1) représente le plan de développement 2013 -2017 en matière de production de l'électricité [u].

Le plan de développement 2013 – 2017 consiste en la réalisation d'une capacité totale de l'ordre de 18 344 MW dont 11 350 MW en cycle combiné (CC), 4 608 MW en Turbines à gaz (TG) fixes, 936 MW en TG mobiles, 400 MW en photovoltaïques et 1 050 MW de puissance récupérée

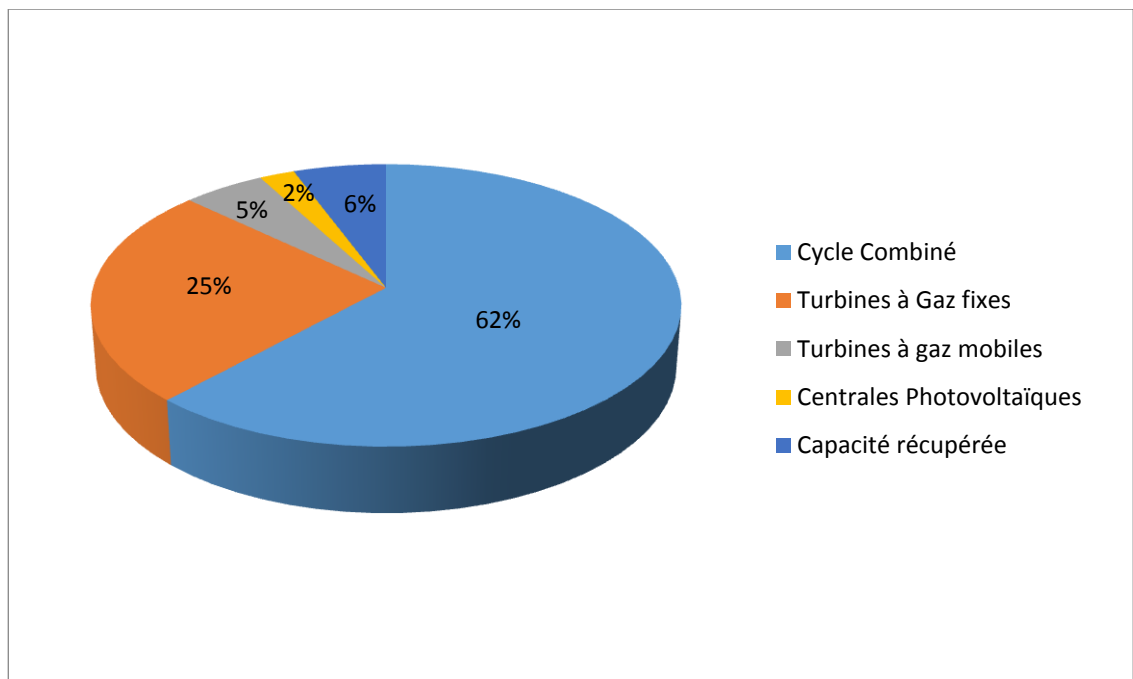


Figure (1.1) : plan de développement 2013 -2017 en matière de production de l'électricité

1.2.2. Transport

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Afin de minimiser, entre autre, les pertes joules sur les lignes, ces réseaux sont à très haute tension (de 400 kV à 60 kV). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés ou interconnectés afin de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport), et de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion).

La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes car ces lignes sont vitales pour la stabilité et la sécurité du système tout entier. Les flux de puissance peuvent ainsi être répartis entre toutes les lignes du réseau. Leur gestion est par contre complexe : les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ce qui rend l'optimisation technico-économique des réseaux difficiles. Par conséquent, de manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés afin de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc.

1.2.3. Distribution

Les réseaux de distribution constituent l'architecture la plus importante du système électrique. Ils assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont constitués de deux types de réseaux :

Le réseau moyen tension (MT) avec un niveau de 10 kV et 30 kV connecté au réseau de transport, et le réseau basse tension (BT) de tension de 0.4 kV. Le réseau BT constitue le dernier maillon du système électrique. Ses tronçons sont raccordés au réseau MT dans des postes de transformation HTA/BT. Ces niveaux de tension offrent un compromis technico-économique qui permet à la fois, de diminuer les chutes de tension, de minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) mais également de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions.

1.2.4 Consommation

La production d'énergie thermique, lumineuse et mécanique sont les trois usages classiques de l'énergie électrique. Elles se retrouvent aussi bien chez les consommateurs résidentiels qu'industriels. Dans les réseaux, les consommateurs appelés charges sont caractérisées par leurs puissances active et réactive consommées. De ces puissances mesurées

sur un certain intervalle de temps sont déduites les puissances maximales (de pointe) et moyennes. Par la mesure des courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de consommation appelées courbes de charge sont tracées pour connaître l'évolution des charges au cours du temps comme le montre la figure (1.2). Elles permettent aux gestionnaires de réseau de prédire l'évolution de la consommation sur les réseaux et donc, entre autre, de définir les plans prévisionnels de production.

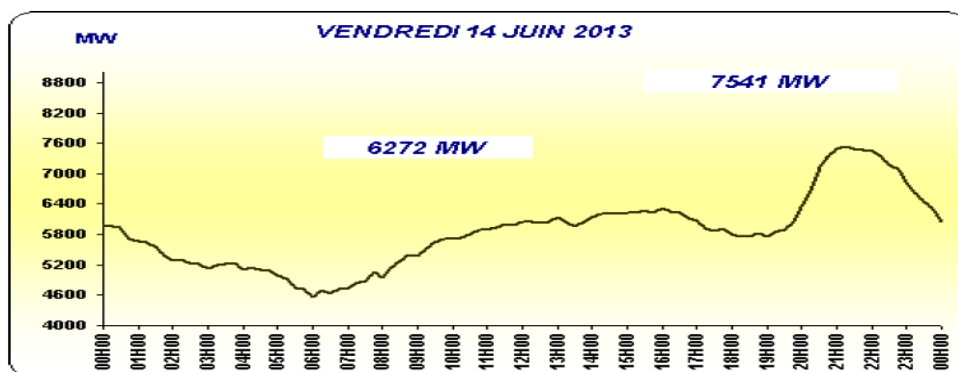


Figure (1.2) : Courbe de charge de la journée du 14 juin 2013, [S]

1.3. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ :

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative le tableau (1.1) et la figure (1.3):

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)	
		Tension alternative	
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	
Basse Tension (BT)	BTB	$50 < U_n \leq 500$	
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	
Haut Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50000$	
	HTB	$U_n > 50000$	

Tableau (1.1) - Tableau des domaines de tension [2].

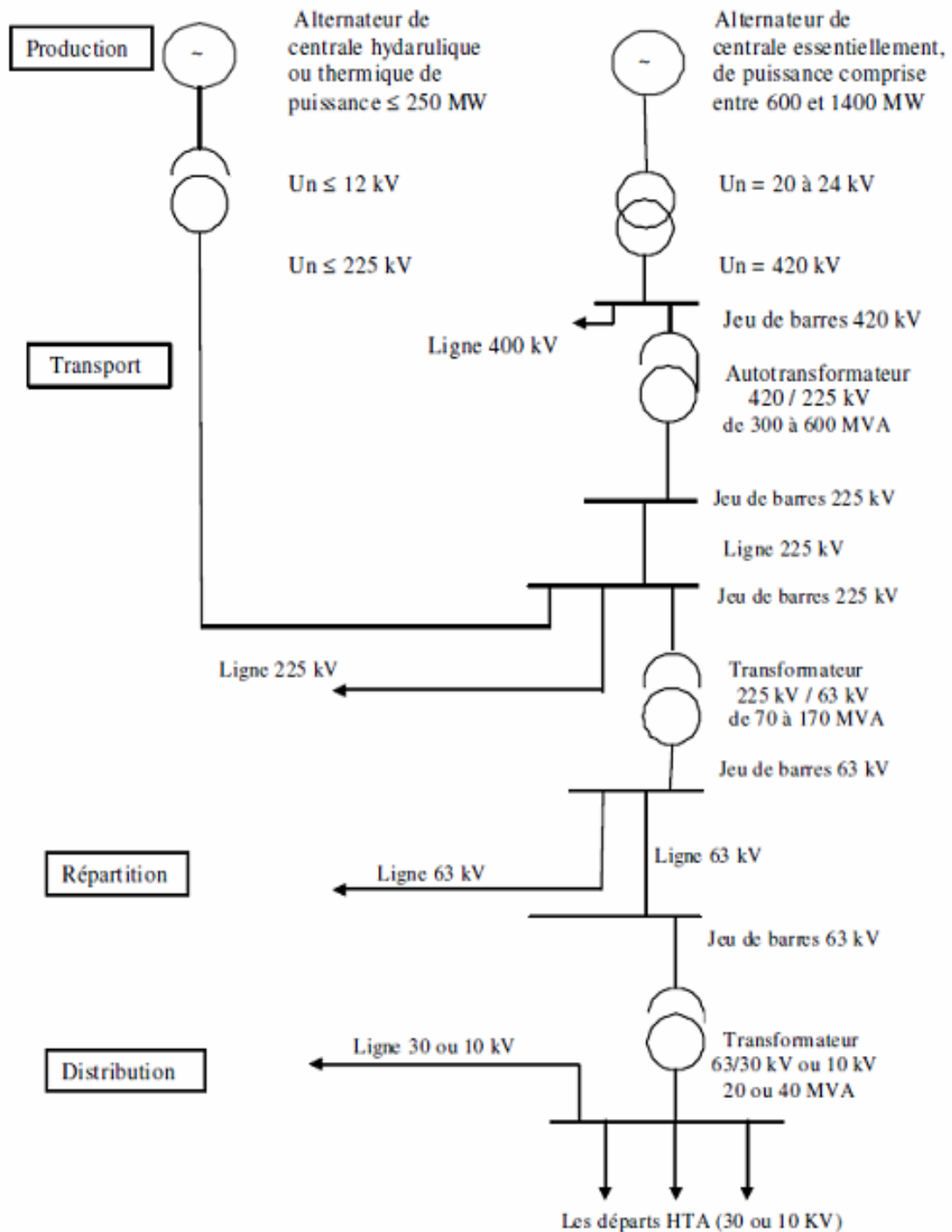


Figure (1.3) : Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie.

1.4. Différents types des réseaux électriques

Les réseaux électriques sont partagés en trois types :

- Réseaux de transport et d'interconnexion
- Réseaux de répartition
- Réseaux de distribution

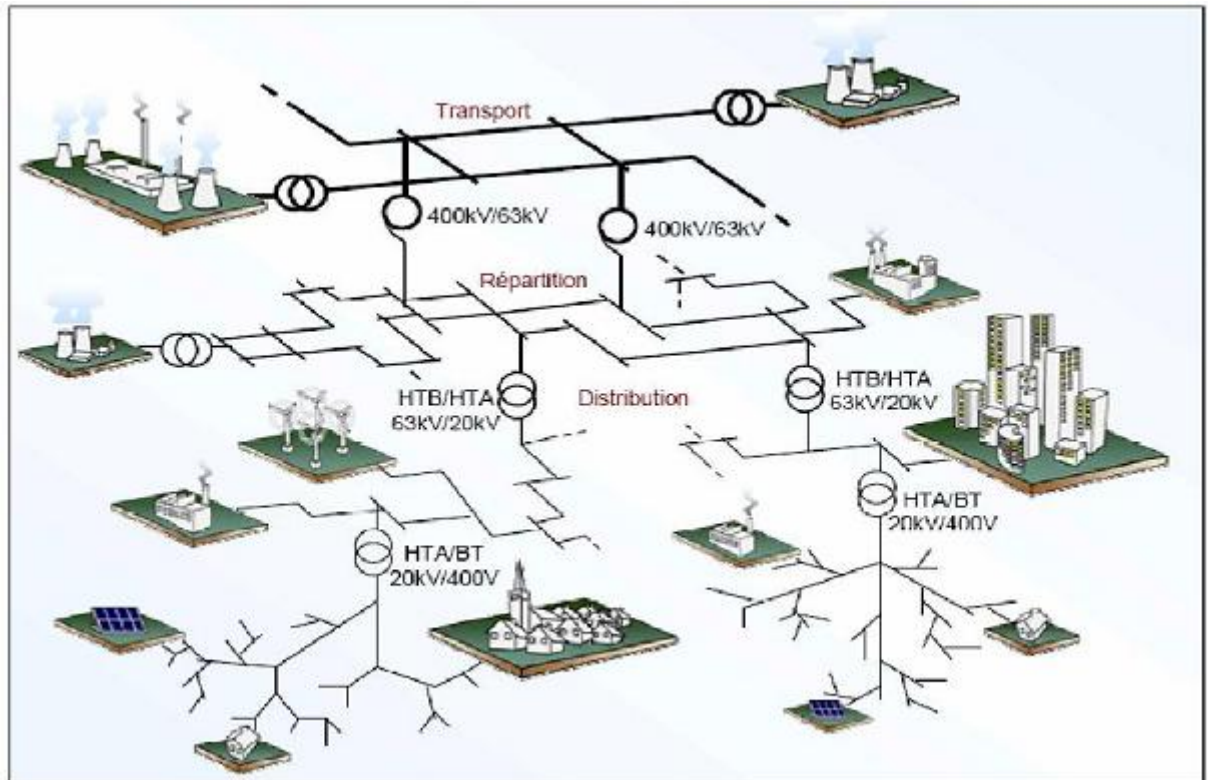


Figure (1.4) : Structure de réseaux électriques moderne [4].

1.4.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),

Avec les caractéristiques suivantes :

- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV,
- sans neutre, Lignes aériennes simple et double circuit,
- Réseau maillé.

1.4.2. Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 60 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres.

Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 kV) nécessite un raccordement à cette tension.

- La tension est 90 kV ou 60 kV,
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre,
 - Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
 - Limitation courant neutre à 1000 A pour le 60 kV,
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

1.4.3. Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 60 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique.

1.4.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

1.4.3.2. Réseaux de distribution à basse tension

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

1.4.3.3. Caractéristiques techniques générales [1]

Les réseaux de distribution constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique car c'est l'interface finale qui mène à la plupart des clients. Ils sont exploités dans des gammes de tensions inférieures à 50 kV, soit le domaine de la HTA et de la BT.

En Algérie, la tension nominale des réseaux de distribution HTA est de 10 kV et 30 kV. Ces niveaux de tension permettent un bon compromis pour limiter les chutes de tension, minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) et réduire les contraintes inhérentes aux hautes tensions (coûts des investissements, protection des biens et des personnes).

Les réseaux de distribution sont, dans la très grande majorité des cas, exploités de manière radiale. Cette structure simplifie notamment le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux pour la détection et l'élimination rapide des défauts et permet facilement d'assurer la maintenance du réseau, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances.

1.4.3.4. Schémas d'exploitations [1]

➤ Poste source HTB/HTA

Les réseaux de distribution sont alimentés par un poste source HTB/HTA constitué en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même un ou deux jeux de barres (figure 1.5.a).

En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un deuxième transformateur est ajouté formant avec le premier un groupe appelés transformateurs demi-rame et côté HTA, un autre jeu de barres alimente les différents départs du réseau de distribution. Les transformateurs fonctionnent en régime radial mais en cas de défaillances, il est possible d'isoler un des transformateurs et de répartir la charge sur celui qui reste sans dépasser en régime nominal normalement 50% de sa capacité maximale (figure 1.5.b).

Le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne".

En phase finale, un troisième transformateur et quelquefois plus est ajouté en double attache (figure 1.5.c).

Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérienne ou souterraine) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés.

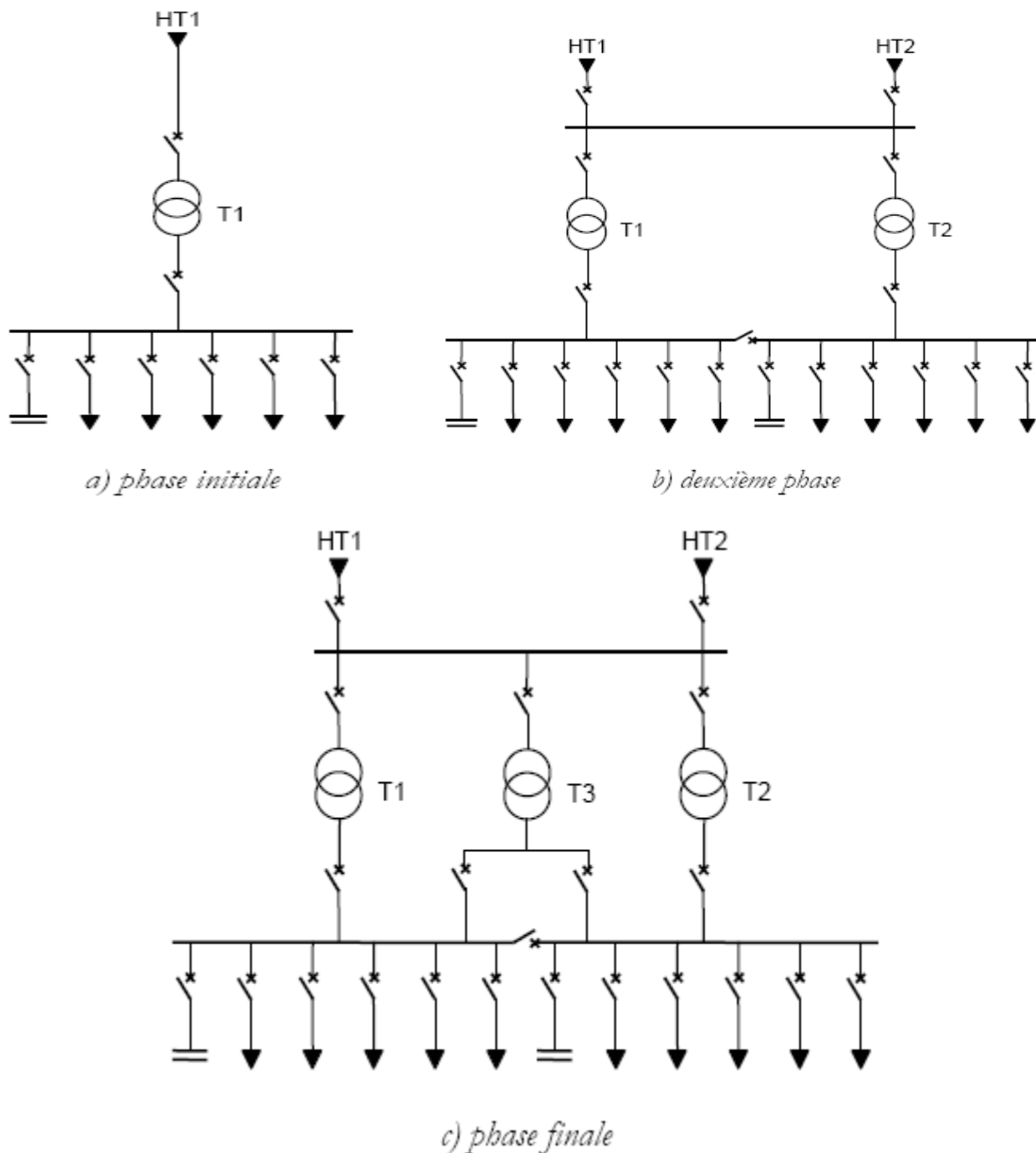


Figure (1.5) - Schéma de principe des postes sources HTB/HTA[1].

➤ Lignes et départ HTA

En milieu rural de faible densité, les réseaux de distribution sont principalement constitués de lignes aériennes en simple dérivation (figure 1.6), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés. Le dimensionnement du réseau est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir. La tension décroît progressivement en fonction de l'impédance des câbles et des charges (figure 1.7).

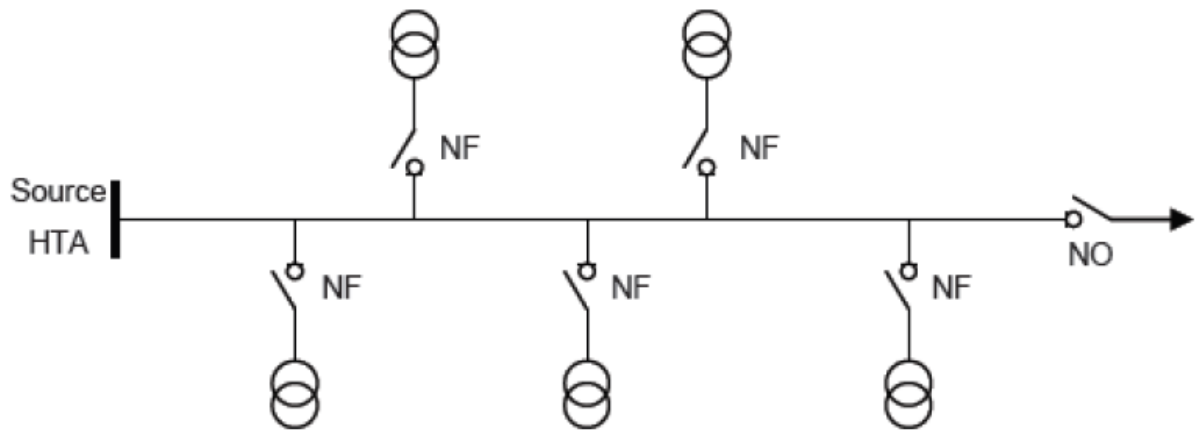


Figure (1.6) : Schéma simple dérivation

NF et NO sont respectivement interrupteur normalement fermé et interrupteur normalement ouvert

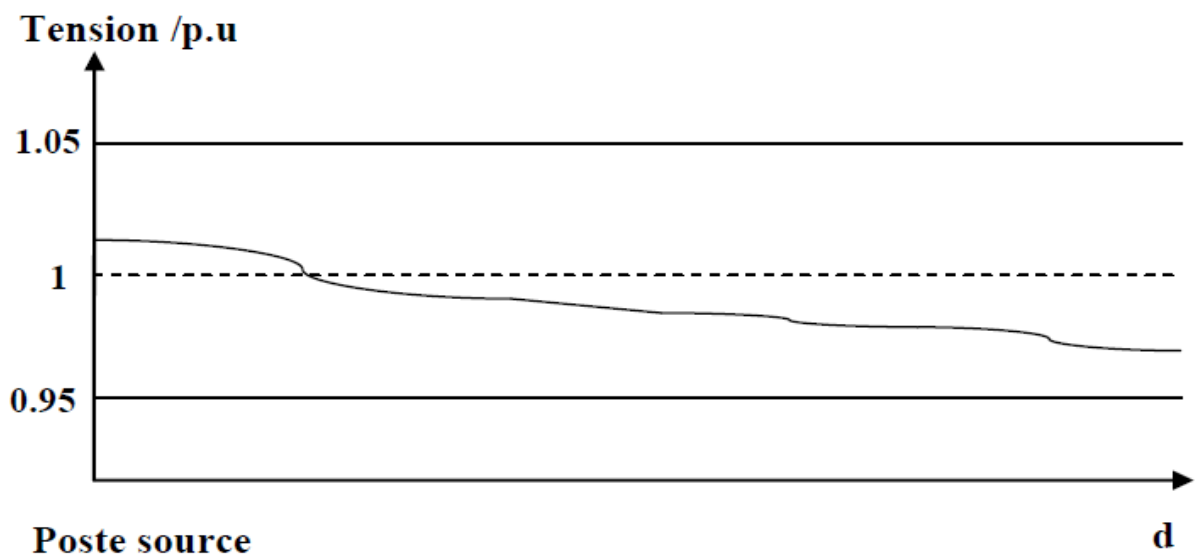


Figure (1.7) : Variation de la tension le long d'un départ HTA

Les réseaux de distribution en zones urbaines ou mixtes de forte densité de charge sont constitués principalement par des câbles HTA enterrés en double dérivation (figure 1.8) ou en coupure d'artère (figure 1.9) moins sensibles aux chutes de tension à cause de leur capacité homopolaire et de leur plus petite longueur. Le facteur impactant sur le dimensionnement des ouvrages souterrains est le courant maximum admissible dans les câbles du fait de la forte densité de charges à alimenter.

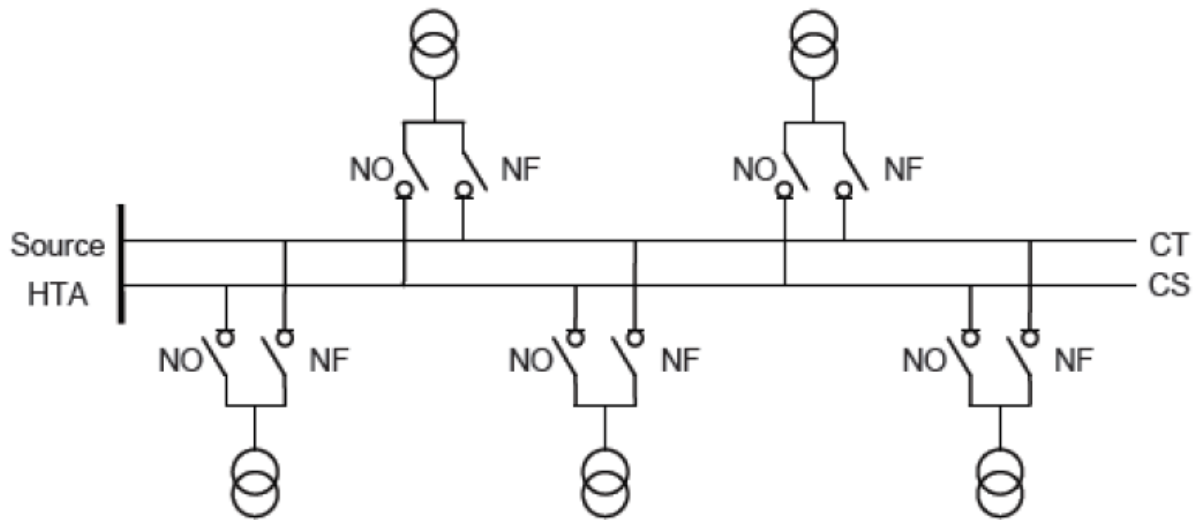


Figure (1.8) : Schéma de double dérivation

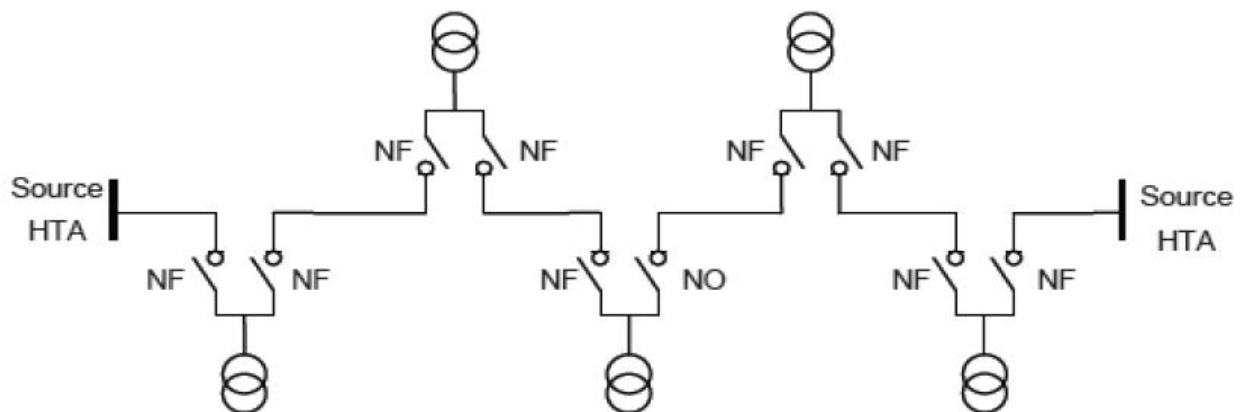


Figure (1.9) : Schéma de coupure d'artère

CT et CS sont respectivement câble de travail et câble de secours permettant de garantir la continuité du service en cas du défaut.

1.5. Conclusion

Nous avons exposé dans ce premier chapitre d'une manière brève des généralités sur les réseaux électriques (définitions, types et caractéristiques et principes de fonctionnements).

L'objet principal d'un réseau de distribution est bien d'assurer une fourniture idéale de puissance pour les clients. Les demandes des clients en matière de consommation qui augmente d'une manière incessante, a une influence importante sur les réseaux de distribution du fournisseur qui engendre une instabilité et surcharge sur ces réseaux.

La satisfaction des dites demandes reste un déficit majeur pour le fournisseur. Dans le même contexte et dans le but de compenser cette insuffisance, des nouvelles sources d'énergie électrique décentralisée sont implantés dans les réseaux de distribution. Ces sources et leurs impacts sur le réseau de distribution sont l'objet du chapitre suivant.

Chapitre2 : Intégration de GED dans le réseau de distribution électrique

2.1.Introduction :

Traditionnellement, le renforcement du système de production électrique se fait par l'insertion de nouvelles unités de production décentralisée au réseau de transport ou de distribution. Au cours de ces dernières années, la tendance de libéralisation du marché de l'électricité a favorisé l'apparition de nombreux producteurs dans les réseaux électriques.

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

Ce chapitre se divisera en deux parties. La première partie sera consacrée à la définition et type des différents types de production décentralisée. Ensuite la mise en évidence des impacts liés au raccordement de GED dans le réseau de distribution (impacts sur les grandeurs électriques et sur la planification et l'exploitation du réseau de distribution).

2.2.Production décentralisée

2.2.1. Définition

Les GED sont des sources de productions intermittentes (éolien, photovoltaïque entre autres) ou non (centrale thermique, groupe diesel entre autres) qui sont connectées au réseau de distribution. Leur puissance installée doit être inférieure à 12 MW au point de livraison lorsque l'installation est raccordée dans une zone qui n'est pas interconnectée avec le réseau métropolitain (exemple départements et territoires d'outre mer, entre autres) et inférieure à 17 MW sinon [5]. Les parcs de production, éoliens par exemple, de plus grande puissance sont généralement connectés directement au réseau de transport ou tronçonnés en lots plus petits [6].

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

l'apparition de ces productions peut engendrer des flux bidirectionnels et peut causer de nombreux problèmes [7].

De nombreuses raisons, techniques et économiques, justifient le développement de ce type de production :

- Les énergies peu :
 - Eolien
 - Petites centrale hydrauliques
 - Photovoltaïque
 - Hydrolienne
- Les énergies fossiles :
 - Gaz
 - Cabane
 - pétroles

2.2.2. Différents types de production décentralisée à base d'énergie renouvelable.

2.2.2.1. Eolien

Ce mode transmet l'énergie cinétique du vent au l'énergie électrique grâce aux turbines aérogénérateurs. Deux technologies utilisées principalement sont les générateurs synchrones et asynchrones. En fonction de la technologie choisie, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. En tenant compte de l'intermittence de ce type d'énergie, les turbines éoliennes sont normalement associées avec un système de stockage d'énergie et/ou avec un moteur diesel.

Il existe également deux possibilités d'installation des parcs éoliennes: éolien en mer et éolien sur terre dont les installations en mer comportent une capacité très importante. La puissance d'un parc éolien varie de quelques Mégawatts à quelques centaines de Mégawatts.

2.2.2.2. Petites centrale hydrauliques

Leur principe de fonctionnement est identique à la centrale hydraulique centralisée traditionnelle.

La différence consiste à leur petite taille. Elles sont installées proches des consommateurs pour exploiter les petits fils d'eau locale. Le niveau de puissance va de quelques kW à quelques MW.

2.2.2.3. Photovoltaïque

Les panneaux photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en énergie électrique à courant continu. Il s'agit de cellules en matériaux semi-conducteurs fonctionnant sur le principe de la jonction P-N et elle sont réalisées actuellement pour la grande majorité à partir de silicium cristallisé. Ils sont très utilisés pour l'alimentation des sites isolés en association avec un système de stockage.

2.2.2.4. Hydrolienne :

Utilise l'énergie cinétique des courants marins, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air. La turbine de l'hydrolienne permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique, qui est alors transformée en énergie électrique par un alternateur. La puissance des centrales hydroliennes est très prometteuse, cependant elles restent encore dans une étape de recherche et de développement.

2.3. Apports potentiels de la production décentralisée [3]

Strictement liés aux aspects d'économie, d'écologie et de dynamique de ces nouveaux producteurs, les avantages de l'insertion des GED dans le système électrique sont à rappeler, parmi lesquels :

➤ l'aspect environnemental

Les productions basées sur les énergies nouvelles et renouvelables sont moins polluantes que celles à base de l'énergie fossile et nucléaire. C'est pour cette raison qu'actuellement, l'aspect environnemental représente un avantage des GED de petite et moyenne puissance en tenant compte des raisons écologiques et de l'obligation du protocole de Kyoto sur l'émission de gaz à l'effet de serre. Pourtant, l'apparition de parcs éoliens de grande capacité dans le futur pourra devenir source de pollution en termes de bruit et de modification des paysages dues à l'espace important qu'ils occupent. En outre, pour faire face à des fluctuations de la production éolienne, le système doit augmenter excessivement la réserve tournante, et par conséquent, augmenter indirectement les émissions liées à la nécessité de maintenir en service des unités conventionnelles. L'utilisation mixte et complémentaire des éoliennes avec d'autres types de GED ainsi qu'avec des sources classiques devrait apporter la solution pour cet aspect.

➤ le temps de construction des installations

Pour les installations de production centralisée il faut compter de 7 à 10 ans, voire plus dans le cas de construction des grandes centrales hydroélectriques ou nucléaires. Par contre, un projet d'installation de production décentralisée peut être assez court (jusqu'à moins de 6 mois).

➤ **le coût d'installation et d'entretien**

Pour les grandes productions centralisées, en dehors des coûts importants liés à la construction propre de l'installation, il faut compter aussi le surcoût lié à des infrastructures spécialement construites nécessaires pour les travaux (les routes, les lignes dédiées, etc.). Par contre, le coût d'un projet de production décentralisée peut être accessible à des petites entreprises, ce qui favorise la diversité dans la production électrique et active la compétition.

➤ **la réponse rapide à l'évolution de consommations locales**

Les productions décentralisées de type conventionnel peuvent être placées là où il y a un besoin d'énergie. Elles permettent de réduire les pertes, et éventuellement, de retarder les investissements pour renforcer les infrastructures du réseau.

➤ **le prix des énergies primaires :**

Sur ce point, les productions décentralisées à base d'énergies nouvelles et renouvelables prennent l'avantage devant les productions à base d'énergie fossile. Surtout, si on considère le prix de l'énergie fossile dans le contexte actuel où il y a une menace d'épuisement de ce type d'énergie et une augmentation incessante du prix de pétrole au cours de ces dernières années.

➤ **l'aspect opérationnel :**

Comme les productions décentralisées sont souvent de capacité petite et moyenne, elles sont beaucoup plus dynamiques et rapides pour mettre en service l'énergie au réseau.

2.4. Impacts de l'intégration de GED sur les réseaux de distribution [8]

2.4.1. Impact de l'insertion de GED sur les grandeurs électriques :

➤ **Impact sur le plan de tension**

Le réseau de distribution fonctionne sous une tension de (30kV et 10 kV). L'utilisation de conducteurs pour transporter l'énergie aux consommateurs est responsable d'une chute de tension c'est-à-dire que la tension relevée aux nœuds consommateurs est plus faible que la tension relevée au niveau du poste source. Une tension trop faible provoque le dysfonctionnement du matériel chez le consommateur et une tension trop forte peut endommager les équipements du réseau et ceux du consommateur. Ainsi un compromis technico-économique exige que la tension sur le réseau de distribution doive rester dans les limites de +/- 5 % de la tension nominale.

Pour pallier ce problème, on utilise des transformateurs régleurs en charge au niveau du poste source HTB/HTA. Ces sont des transformateurs dont on peut changer les prises c'est-à-dire faire varier le rapport de transformation et donc soit diminuer soit augmenter la tension.

On rappelle pour mémoire que la chute de tension en régime triphasé s'exprime par la formule suivante:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{r \times L \times P_{tri} + x \times L \times Q_{tri}}{U^2} \quad (2.1)$$

r : résistance de ligne

P_{tri} = puissance active de la charge triphasé

x : réactance de ligne

Q_{tri} = puissance réactive de la charge triphasé

L : la longueur de la ligne

On constate donc que la chute de tension dépend directement des puissances actives et réactives injectées mais également du type et de la longueur des conducteurs utilisés. Ainsi la connexion de GED sur le réseau peut faire varier le plan de tension. La tension peut alors dépasser les limites admissibles même avec le fonctionnement des régulateurs en charge [2].

Pour montrer les effets de la GED sur le plan de tension, prenons l'exemple de la figure (2.1). Le réseau est constitué de 5 charges régulièrement espacées de 5 km consommant au total 10 MW. Les conducteurs utilisés sont en aluminium et ont une section de 150 mm². Les paramètres des conducteurs sont donc $r = 0,206 \Omega/\text{km}$ et $x = 0,1 \Omega/\text{km}$. Le nœud 1 représente le transformateur du poste source HTB/HTA (63 kV/20 kV) doté d'un régulateur en charge.

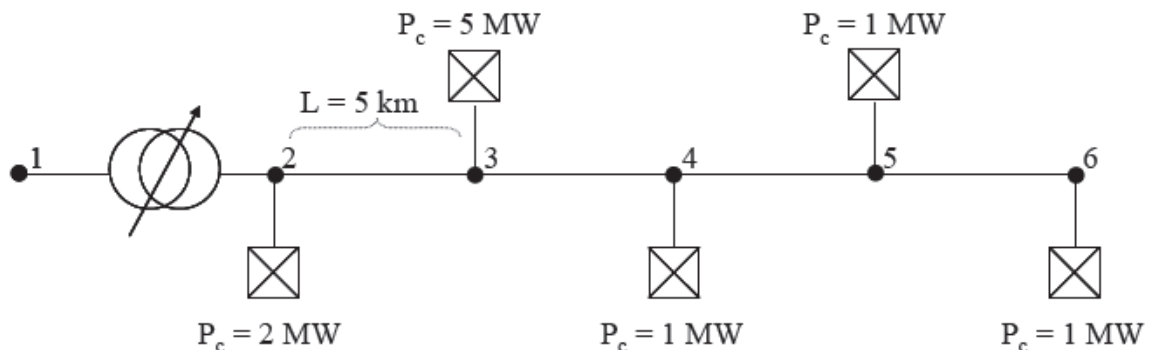


Figure (2.1): Réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence des impacts de l'insertion de GED

La Figure (2.2) illustre un exemple d'impact bénéfique de l'insertion de GED sur la tension. On peut constater qu'au nœud 2 la tension est de 1,02 pu. Cela correspond à la tension de consigne du 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 bénéfique pour le réseau car cela permet de diminuer les pertes.

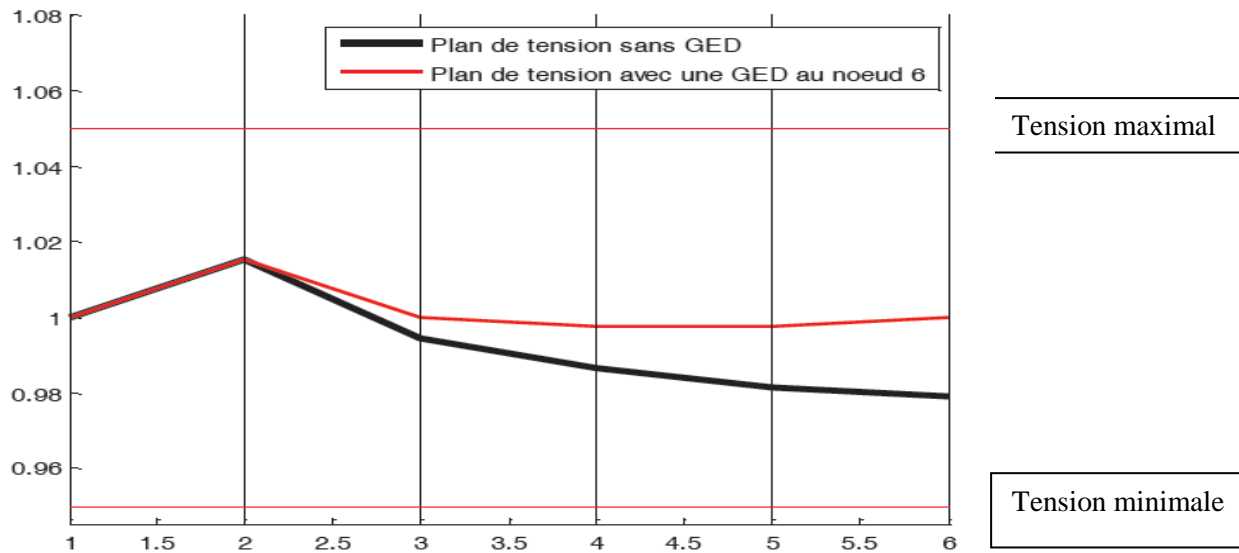


Figure (2.2) : Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GED dans le réseau test

En revanche, l'insertion de GED peut provoquer des surtensions comme l'illustre la Figure (2.3). Une GED de 10 MW est connectée au nœud 5. L'export de puissance provoque une augmentation de la tension qui dépasse la limite supérieure admissible.

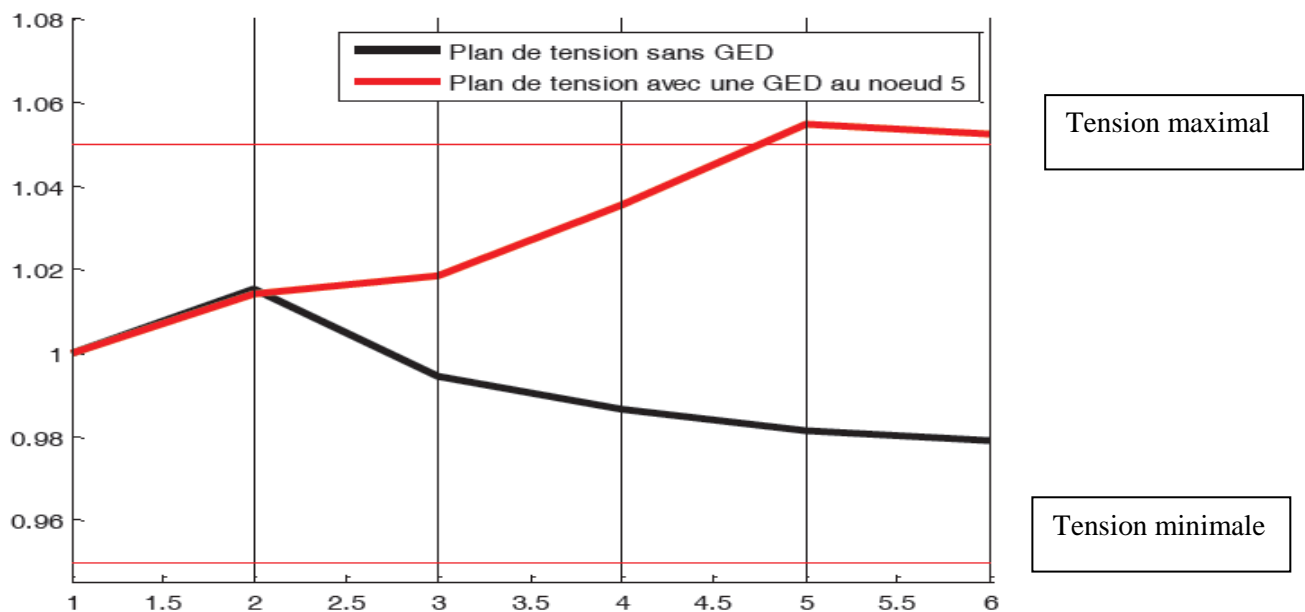


Figure (2.3) : Exemple de surtension provoqué par l'insertion de GED

Les GED connectées à un départ peuvent provoquer le changement de prises du régulateur en charge. Ainsi, 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 compound âge appliquée au régulateur en charge [9].

➤ **Impact sur les transits de puissances :**

La connexion de GED sur le réseau de distribution modifie le transit de puissance dans le réseau.

Nous reprenons l'exemple de la Figure (2-1). La Figure (2-4) montre les transits de puissance obtenus sur ce réseau test sans GED. Les flux de puissance sont unidirectionnels et proviennent du réseau amont, le réseau de transport. Le transformateur HTB/HTA symbolise la frontière entre le réseau de distribution et le réseau de transport.

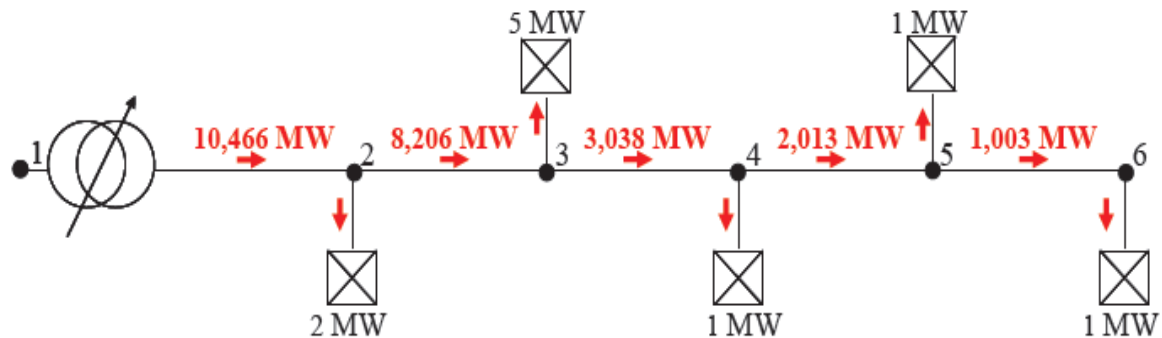


Figure (2.4) : Transit des puissances dans le réseau test sans GED

On connecte une GED au nœud 5 de puissance 5 MW comme indiquée sur la Figure (2.5).

On suppose que cette GED fonctionne à sa puissance maximale. Non seulement elle alimente la charge connectée au même nœud mais, en plus, elle va exporter de la puissance vers les autres charges. Les flux de puissance deviennent alors bidirectionnels. La puissance provenant du réseau de répartition est alors de 5,123 MW. Par ailleurs, dans le cas précédent où la puissance provenait intégralement du réseau amont, les pertes sur le réseau de distribution étaient de 465,6 kW. Dans le cas d'une GED connectée au nœud 5, les pertes sont réduites à 122,5 kW. L'introduction de cette GED a donc diminué les pertes sur le réseau d'un facteur 3,8. Au chapitre 2, nous avons vu que les pertes peuvent s'exprimer par la formule suivante :

$$Pertes = \frac{R}{U^2} \times (P^2 + Q^2) \quad (2.2)$$

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

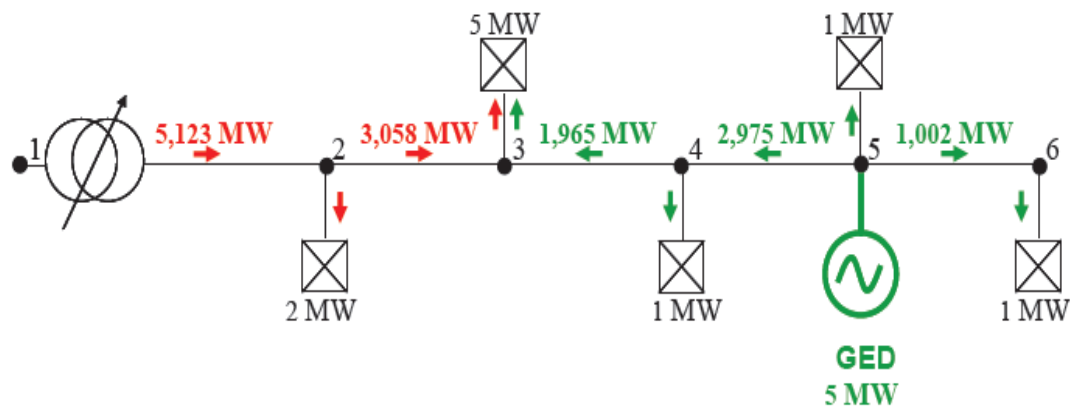


Figure (2.5) : Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud 5

Selon le nombre et la taille des GED connectées au réseau, on peut se trouver dans une situation d'export d'énergie vers le réseau de transport. La Figure (2-6) illustre un exemple de cas d'export de puissance si on connecte, par exemple, 1 GED au nœud 3 de 5 MW et 1 GED au nœud 5 de 6 MW.

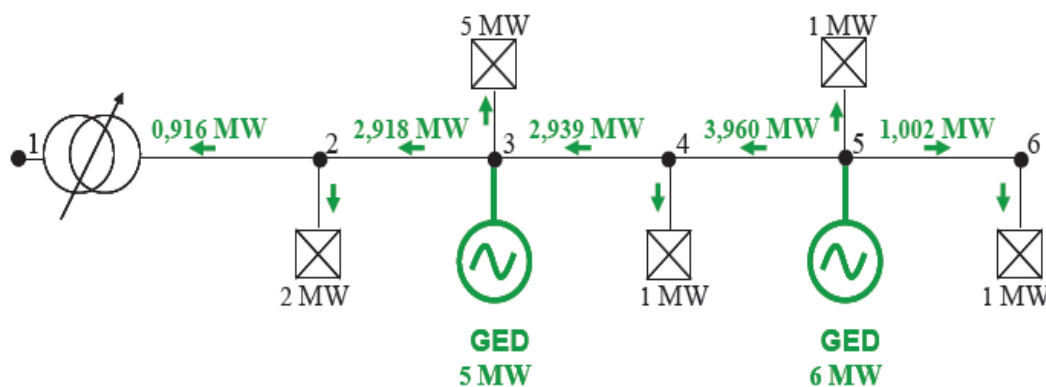


Figure (2.6) : Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport

➤ **Impact sur les courants de court-circuit :**

L'introduction de GED dans le réseau de distribution modifie l'impédance globale du réseau et donc les courants de court-circuit et la puissance de court-circuit. Ainsi il est possible que le courant de court-circuit soit modifié [9] et puisse provoquer le dysfonctionnement du matériel de protection. Par ailleurs, lors d'un défaut, les producteurs alimentent le courant de défaut. Celui-ci peut alors dépasser la limite admissible des éléments du réseau (conducteurs entre autres).

➤ **Impact sur la qualité de la tension :**

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

➤ **Le « flicker »**

Il s'agit de variations rapides de la tension inférieures à 10 % de la tension nominale de manière répétitive. Il provient du fonctionnement de certaines machines comme les fours à arcs par exemple.

Le « flicker » n'a aucune incidence sur les matériels. Cependant il provoque une gêne visuelle car il est responsable du papillotement des ampoules à incandescence. Le « flicker » peut apparaître en raison de l'intermittence des GED si celles-ci sont des éoliennes ou encore des panneaux photovoltaïques.

➤ **Les creux de tension :**

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

➤ **Les harmoniques :**

Les harmoniques sont une déformation de l'onde de tension ou de courant. Certaines GED (photovoltaïque entre autres) peuvent avoir des interfaces d'électronique de puissance. Or ce sont ces dispositifs d'électronique de puissance qui sont responsables de la création d'harmoniques plutôt hautes fréquences qui peuvent provoquer un vieillissement prématuré des matériels. Par ailleurs, elles sont responsables de gênes acoustiques dans les transformateurs et de vibrations dans les machines tournantes [10].

➤ **Les déséquilibres du système triphasé :**

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

2.4.2. Impact de l'insertion de GED sur la planification et l'exploitation :

Dans la partie précédente, les impacts de l'insertion de production décentralisée sur les grandeurs électriques ont été mis en évidence. Ceux-ci laissent penser que le réseau de distribution n'a pas été conçu pour accueillir ces productions.

➤ **Impact sur le plan de protection**

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

➤ **Problème d'aveuglement des protections**

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

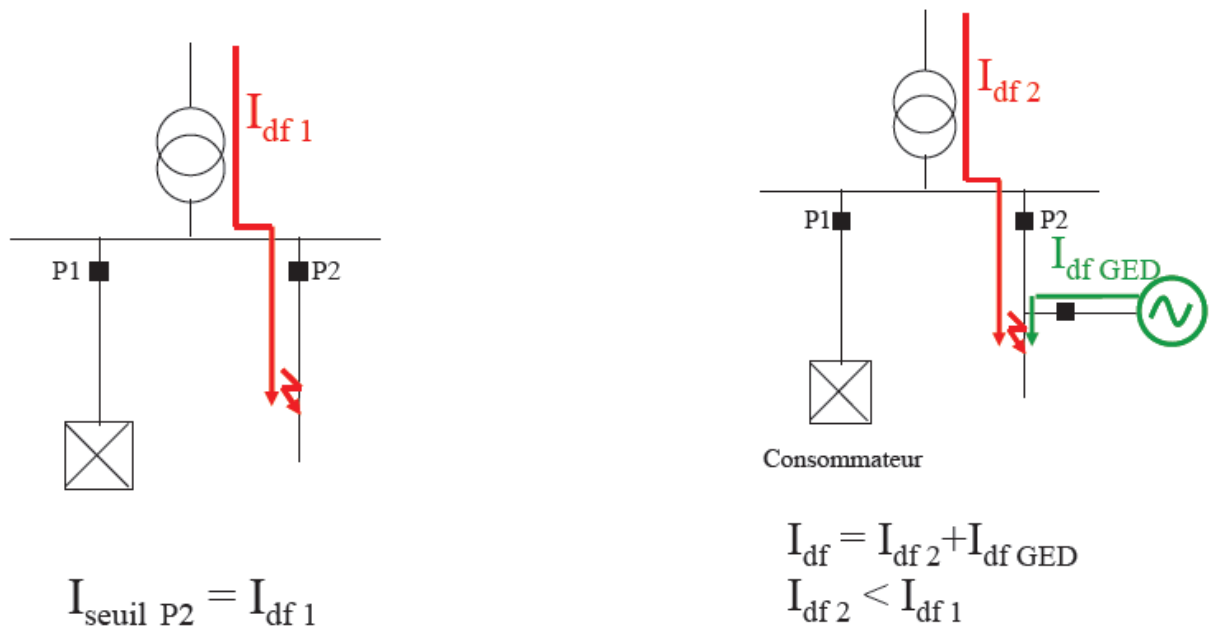


Fig (2.7) : Problème d'aveuglement de protections

➤ **Problème du déclenchement intempestif des protections :**

Le problème de déclenchement intempestif (illustré sur la Figure 2-8) se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent au départ possédant une GED. En effet, la GED participant au courant de défaut peut faire déclencher la protection P2 si le courant de défaut apporté par la GED est supérieur au seuil de la protection P2.

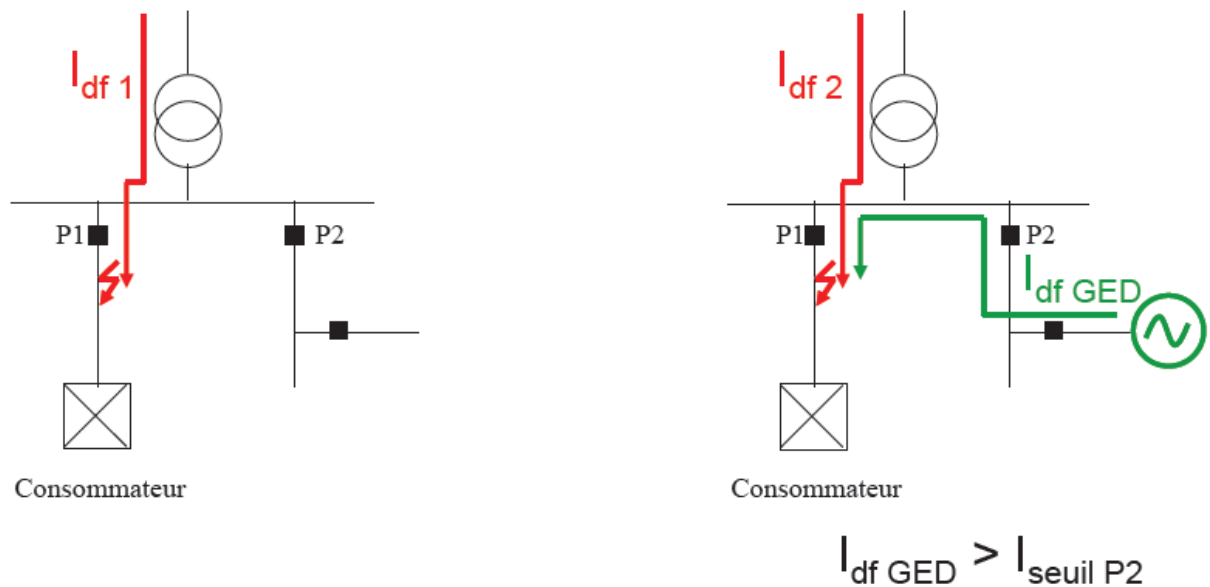


Fig (2.8) : Problème du déclenchement intempestif de protections

➤ **Impact sur les calculs technico-économiques des études de planification :**

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

2.5. Conditions techniques de raccordement :

En fonction des pays, compte tenu des impacts que peuvent avoir les moyens de production sur les réseaux, des conditions techniques spécifiques de raccordement sont données dans des textes législatif (France, Espagne) et a minima, dans les référentiels techniques (Grid code ou distribution code) des différents gestionnaires de réseau.

2.5.1. Exemple de la France :

➤ **Tension au point de raccordement :**

En France, la tension au point de raccordement détermine la puissance maximale de l'installation de production (article 4 de l'arrêté du 25 Avril 2008).

Le Tableau (1.2) suivant donne les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance de l'installation.

Tableau des niveaux de tension aux points de raccordement en fonction de puissance installée.

Tableau (2.1) : les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de puissance installée [11].

Réseau	limite de tension	niveaux réel	limite de puissance
BT	$U \leq 1\text{kV}$ (raccordement monophasé)	230 V	$p \leq 18\text{ kVa}$
	$U \leq 1\text{kV}$ (raccordement triphasé)	400 V	$p \leq 250\text{ kVa}$
HTA	$1\text{ kV} < U \leq 50\text{ kV}$	15 kV, 20kV, 33kV	$p \leq 17\text{ MW}$
HTB	$50\text{ kV} < U \leq 130\text{ kV}$	63 kV, 90 kV	$p \leq 50\text{ MW}$
	$130\text{ kV} < U \leq 350\text{ kV}$	150 kV, 225 kV	$p \leq 250\text{ MW}$
	$350\text{ kV} < U \leq 500\text{ kV}$	400 kV	$p \leq 250\text{ MW}$

➤ Tenue en régime normale et exceptionnel

Toute installation de production d'énergie doit pouvoir produire sa puissance maximale dans les plages de fonctionnement normal. Elle doit en outre pouvoir fonctionner pendant un temps limité lorsque la tension ou la fréquence pour des raisons qui ne lui sont pas due atteint des valeurs exceptionnelles.

Par exemple, en France, les niveaux de tension et de fréquence du domaine de fonctionnement normal sont :

- [95%-105%] en tension en HTA, [90%-110%] en BT(230 V).
- [48Hz-52Hz] en fréquence.

Dans les réseaux de distribution et de transport métropolitains, les installations de production mettant en œuvre l'énergie éolienne doivent rester en fonctionnement lorsque la fréquence prend des valeurs exceptionnelles ([Arrêté du 23 Avril, 2008](#)).

Pour les réseaux insulaires, par exemple, on distingue les domaines exceptionnels suivants :

- [46 Hz – 48 Hz] en sous-fréquence pendant 3 minutes,
- [44 Hz – 46 Hz] en sous-fréquence pendant 30 secondes,
- [52 Hz – 54 Hz] en sur-fréquence pendant 5 secondes,
- [90% - 95%] et [105% – 110%] en tension pendant 1 heure (pour la HTB seulement).

➤ Tenue aux creux de tension :

En cas de creux de tension, les éoliennes et les panneaux photovoltaïques se protègent généralement en se déconnectant du réseau plus rapidement que les autres moyens de production.

Ces déconnexions entraînent des pertes de production qui peuvent aggraver la situation sur un réseau déjà fragilisé par l'incident et avoir ainsi des conséquences très néfastes. Des contraintes de tenue aux creux de tension sont donc spécifiées dans les conditions techniques de raccordement. Par exemple, en France :

Sur le réseau de transport métropolitain (HTB1 et HTB2), les éoliennes ne doivent pas déclencher pour des creux de tension moins sévères qu'un creux de tension de référence défini selon la Figure (2.9).

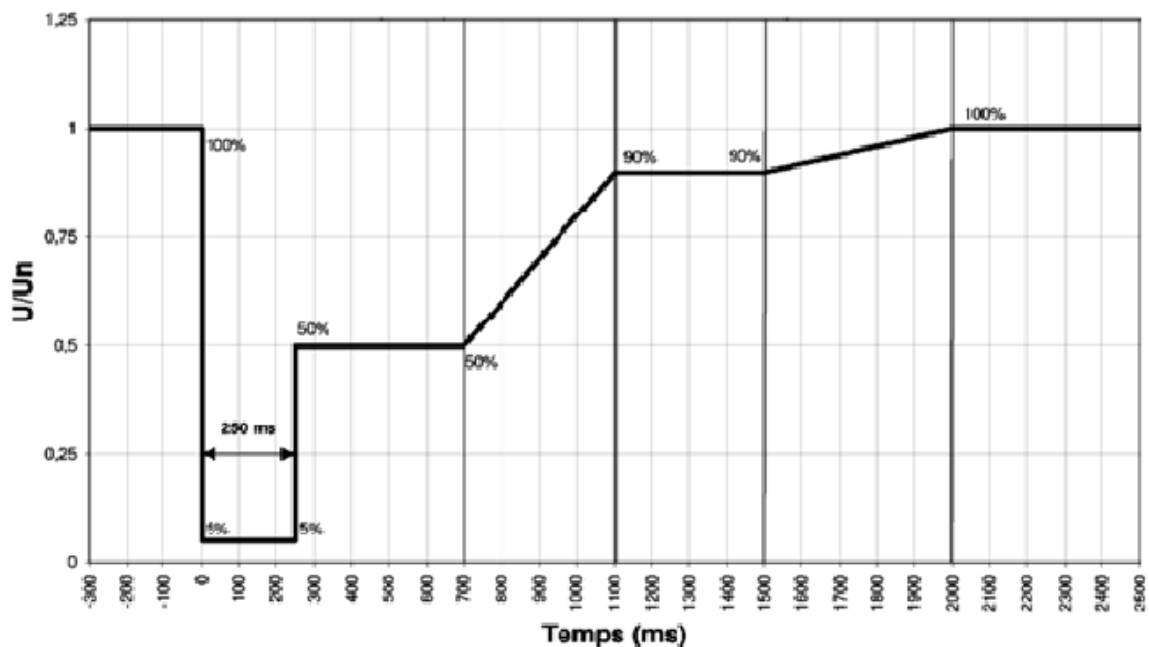


Fig (2.9) : Gabarit de tension en HTB1 et HTB2 (cas particulier des éoliennes)

- sur les réseaux HTB insulaires les installations de production doivent pouvoir rester en fonctionnement lors de l'apparition au point de raccordement, d'un creux de tension défini comme suit :
 - ✓ creux de tension 100 % pendant 250 ms,
 - ✓ palier à 0,5 U_{dim} pendant les 450 ms suivantes,
 - ✓ retour linéaire à 0,9 U_{dim} pendant les 400ms suivantes,
 - ✓ palier à 0,9 U_{dim} pendant les 400 ms suivantes,
 - ✓ retour linéaire à U_{dim} pendant les 500 ms suivantes.

Où U_{dim} est la tension de dimensionnement définie par le gestionnaire de réseau en concertation avec le producteur et fixée normalement à 66 kV (réseau 63 kV) ou 93 kV (réseau 90 kV).

En réseau de distribution (métropolitain et insulaire) (Arrêté du 23 Avril, 2008), toute installation de production dont la puissance maximale est supérieure à 5 MW (ycompris fermes éoliennes et photovoltaïques) doit rester en fonctionnement lors de l'apparition au point de raccordement d'un creux de tension HTA illustré sur la Figure(2.10)

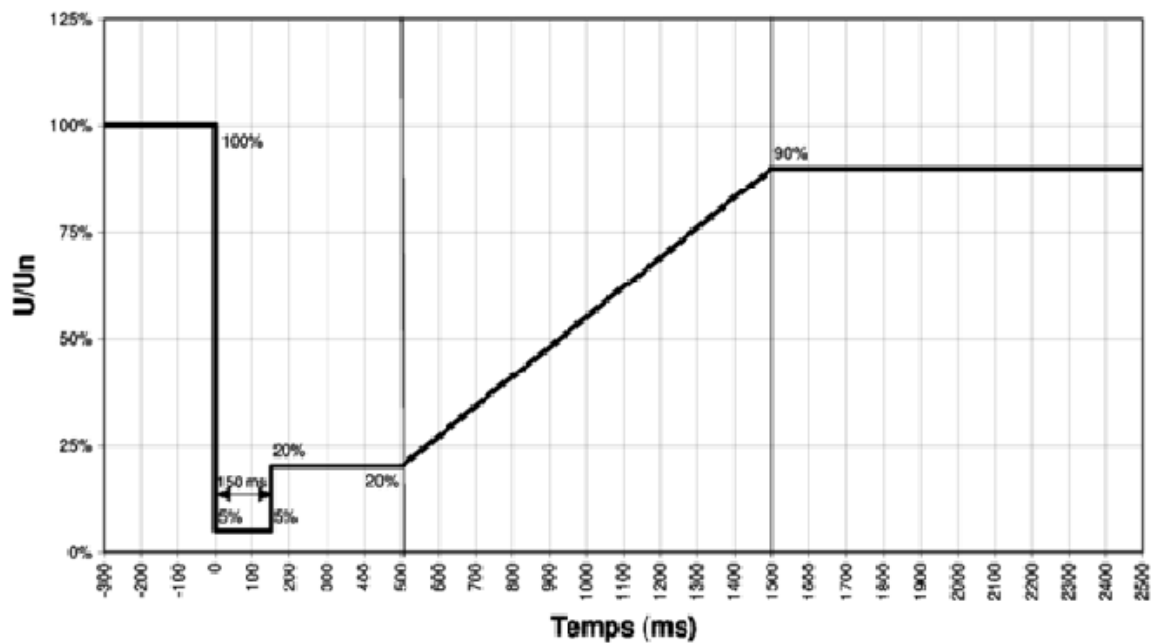


Fig (2.10) : Gabarit de tension en réseau de distribution

2.6. Conclusion :

L'intégration de production décentralisée dans le réseau de distribution provoque de nombreuses modifications du comportement du réseau. Tout d'abord, les transits de puissance, le plan de tension et les courants de court-circuit sont modifiés. Ces modifications peuvent être bénéfiques pour le réseau mais également préjudiciables (augmentation des tensions et des courants de court-circuit).

La recherche de jdb meilleur pour le raccordement du GED dans un réseau de distribution a pour but de minimiser les pertes actives et d'améliorer le profil de tension fera l'objet de chapitre suivant.

Chapitre 3 : Les résultats de simulation

3.1.Introduction :

Pour concrétiser notre étude, nous avons procédé dans ce troisième chapitre à une simulation sur l'ETAP 12.6.0 ayant comme objet l'injection ou raccordement d'un GED dans trois réseaux tests de distributions :

- 12 jeux de barres.
- 33 jeux de barres.
- 69 jeux de barres.

L'objectif de ce chapitre est de déterminer le meilleur emplacement du GED dans ces réseaux de distribution.

La détermination du meilleur emplacement sera réalisée en s'appuyant deux critères :

- l'indice de sensibilité de tension VSI (voltage sensitivity index).
- Minimisation des pertes actives.

Si les deux critères donnent des résultats différents, on va appliquer la méthode des poids normalisé.

Des simulations par le logiciel ETAP de ces réseaux testes seront effectués pour calculer les pertes en puissance active et réactive et le VSI pour deux valeurs du facteur de puissance (1 et 0.9) de GED.

1.2.Définition de logiciel ETAP :

Selon son fabricant, «ETAP propose une gamme de solutions de logiciels d'ingénierie électrique entièrement intégrées, y compris le flash d'arc, l'écoulement de puissance, les courts-circuits, la stabilité transitoire, la coordination de relais, l'amplification des câbles, l'écoulement de puissance optimal et plus encore. Sa fonctionnalité modulaire peut être personnalisée pour répondre aux besoins de toute entreprise, de petites et grandes centrales électriques ».

"Opération Technology, Inc. est le concepteur et développeur d'ETAP, le logiciel d'analyse le plus complet pour la conception, la simulation, l'exploitation, la surveillance, le contrôle, l'optimisation et l'automatisation des systèmes d'alimentation. ETAP est le leader de l'industrie dans le monde entier dans tous les types et tailles des systèmes d'alimentation, y compris les systèmes de production, de transmission, de distribution et industriels tels que le gaz, la fabrication, l'acier, le ciment, les mines, les solutions de réseaux intelligents, les énergies renouvelables, et plus encore.

1.3. Localisation optimale basée sur l'indice de sensibilité de la tension VSI [12]

La recherche de VSI est de trouver le nœud le plus sensible du système de point de vue sensibilité en tension.

L'indice de sensibilité de tension est une solution numérique qui aide l'opérateur à guidé de proximité le système comment s'effondrer ou réinitialiser automatiquement les plans d'actions correctives pour éviter l'effondrement de la tension. La tension d'effondrement débute du nœud le plus sensible en s'étalant ensuite sur d'autres nœuds sensibles.

Le VSI de tous les nœuds du réseau de distribution est calculé à un facteur de puissance unitaire [12]. Les nœuds ayant un VSI minimal seront sélectionnés en premier, ensuite, les nœuds ayant une valeur minimale de l'indice de stabilité de tension sont déclarés comme étant les nœuds moins plus sensibles.

Les nœuds sensibles à la tension sont d'abord identifiés par la pénétration du GED avec 25% de la capacité totale pour chaque nœud à la fois, en suite, on calcule l'indice de sensibilité de la tension (VSI).

Lorsque le **GED** est connecté au **JDB_i**, leur **VSI** est définie comme:

$$VSI_i = \sqrt{\frac{\sum_{k=0}^{n-1} (1-V_k)^2}{n}} \quad (3.1)$$

Où V_k est une tension au nœud k , et n est le nombre de nœuds.

Le nœud avec la valeur de VSI minimale sera choisi comme la meilleure localisation pour placer le GED.

1.4. Localisation optimale basée sur la minimisation des pertes actives :

Cette méthode sert à choisir le jeu de barre d'injection de GED qui dont les pertes en puissance actives minimales.

La méthode de poids normalisé, nous permet de déterminer le jeu de barre candidat pour l'emplacement de GED par la minimisation d'une fonction qui rassemble les deux critères précédents par des poids:

$$f(j) = w_1 \frac{Pertes_j}{Pertes_{MAX}} + w_2 \frac{VSI_j}{VSI_{MAX}} \quad (3.2)$$

Où :

- w_1 et w_2 sont les poids de la fonction à minimisé f (on choisi $w_1=w_2=0.5$ les deux critères ont la même importance)

- $Pertes_j$ les pertes actives si le GED est connecté au JDBj
- $Pertes_{MAX}$ la valeur maximale de toutes les pertes
 $Pertes_{MAX} = \max(Pertes_j) \text{ pour } j = 0, 1 \dots (n - 1)$
- VSI_j est la valeur VSI si le GED est connecté au JDBj

VSI_{MAX} La valeur maximale de tous les VSI :

$$(VSI_{MAX} = \max(VSI_j) \text{ pour } j = 0, 1 \dots (n - 1))$$

1.5. Résultats et simulation des réseaux tests :

3.5.1. Réseau de 12 jeux de barre :

La figure (3.1) suivante représenté un réseau de distribution de 12 JDB. Les paramètres de ce réseau sont donnés dans l'annexe

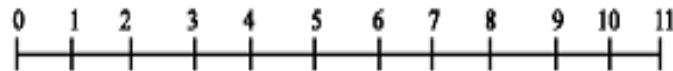


Figure (3.1) : Réseau de 12 JDB

Après la simulation par l'**ETAP**, on obtenu les résultats suivants :

➤ Pour un facteur de puissance égale 1 :

Le tableau (3.1) ci-après illustre les valeurs des pertes actives et réactives ainsi que celles de VSI pour différents jeux de barres. Ces résultats sont calculés par la connexion de GED de puissance 25% de la puissance total de réseau (soit 148kVA.) aux différents JDB.

Tableau (3.1) : Résultats pour réseau 12 JDB avec un GED de FP=1.

Emplacement de GED	Perte Active (kW)	Perte Réactive (kVar)	VSI	$f(j)$
Sans GED	13,6	5,3	/	/
JDB 0	13,6	5,3	0,0274	1
JDB 1	12,9	5	0,016	0.76623551
JDB 2	12,9	5	0,016	0.76623551
JDB 3	11,3	4,4	0,0146	0.68186453
JDB 4	10,2	3,9	0,0132	0.61587591
JDB 5	9,9	3,7	0,0128	0.59754723
JDB 6	9,6	3,6	0,0124	0.57921855
JDB 7	8,9	3,4	0,011	0.52793581
JDB 8	8,9	3,4	0,011	0.52793581
JDB 9	8,9	3,4	0,011	0.52793581
JDB 10	8,4	3,3	0,0089	0.47123229
JDB 11	8,6	3,4	0,0089	0.47858523

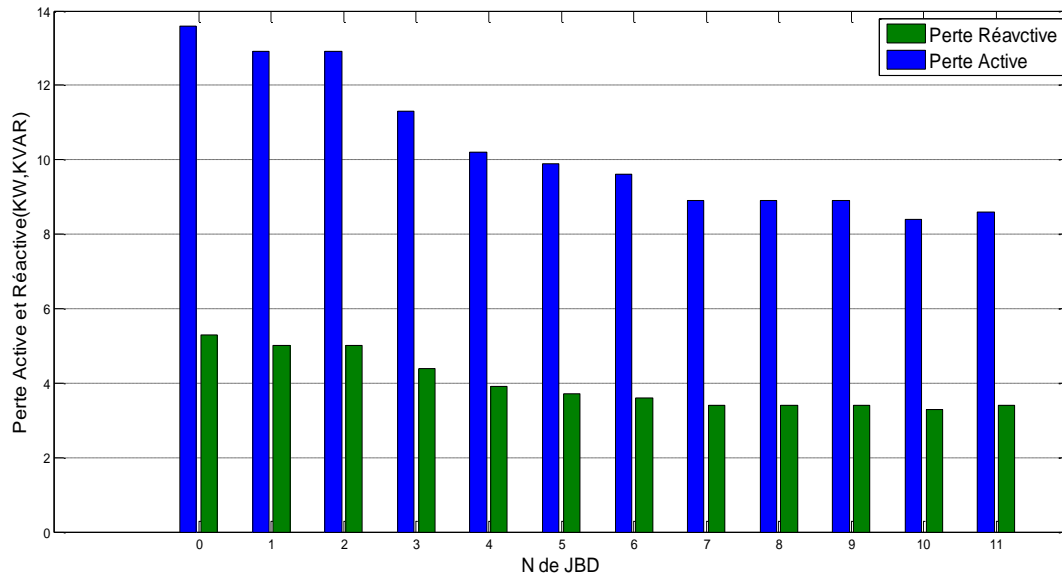


Fig (3.2) : Pertes actives et réactives de GED pour $FP=1$, Réseau de 12 JDB.

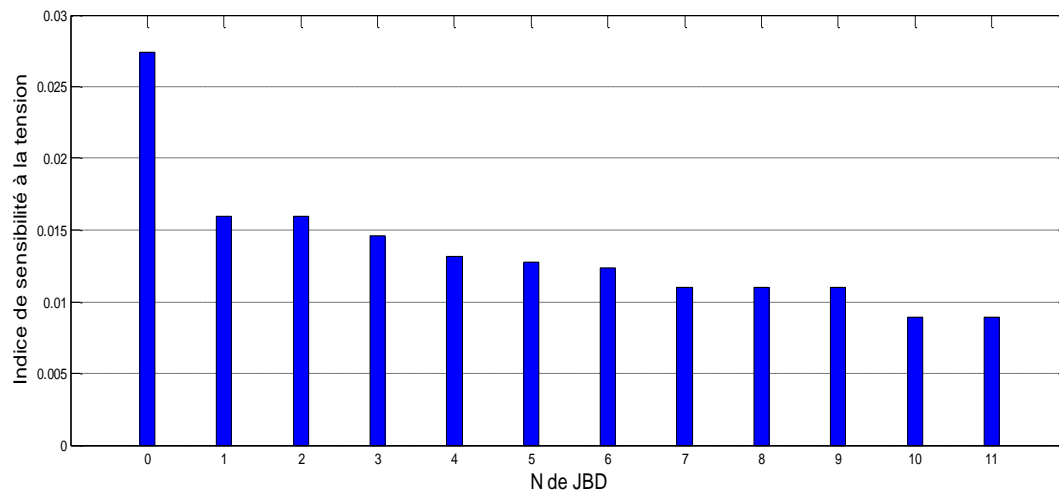


Fig (3.3):VSI pour le réseau de 12 JDB.

➤ **Interprétation des Résultats pour le réseau teste de 12 JDB pour $FP=1$:**

Après analyse des résultats obtenus dans le tableau (1.3) et représenté par la figure (3.2 et 3.3), on remarque que les nœuds 10 et 11 sont les moins ou les plus sensibles vu que les valeurs de VSI sont minimales. Et les pertes actives sont minimales pour le jeu de barre 10 dans le cas du raccordement GED au nœud 10.

Sans raccordement de GED, les pertes de puissance sont respectivement de 13.6 kW et 5.3kVAr. La puissance active et réactive reçue de la sous-station est 429 kW et 392 kVAr.

Avec le raccordement de GED au JDB 10, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 8.4 kW et 3.3 kVAr respectivement. Aussi la puissance active et réactive injectés par le sous-station obtenue est de 286 kW et 398kVAr Respectivement.

Avec le raccordement de GED au JDB 11, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 8.6 kW et 3.4 kVAr respectivement. Aussi la puissance active et réactive de sous-station sont 286 kW et 398kVAr Respectivement.

D'après les résultats meilleurs pour emplacement de GED est au JDB10.

➤ **Pour facteur de puissance égale FP=0.9 :**

Le tableau (3.2) ci-après illustre les valeurs des pertes actives et réactives ainsi que celles de VSI pour différents jeux de barres

Tableau (3.2) : Résultats obtenus pour un réseau à 12 JDB avec un GED de FP=0.9.

Emplacement de GED	Perte Active (kW)	Perte Réactive (kVAr)	VSI	$f(j)$
Sans GED	13,6	5,3	/	/
JDB 0	13.6	5.3	0.0274	1
JDB 1	12,6	4,9	0,0265	0.94681194
JDB 2	11,8	4,5	0,0255	0.899152
JDB 3	10,4	4	0,0238	0.81665951
JDB 4	8,8	3,3	0,0213	0.71221554
JDB 5	8,3	3,1	0,0205	0.67923465
JDB 6	7,9	2,9	0,0198	0.65175505
JDB 7	6,7	2,6	0,0174	0.56384178
JDB 8	5,8	2,3	0,0149	0.4851331
JDB 9	5,7	2,3	0,014	0.46503328
JDB 10	5,7	2,3	0,0137	0.45955882
JDB 11	5,8	2,3	0,0136	0.46141048

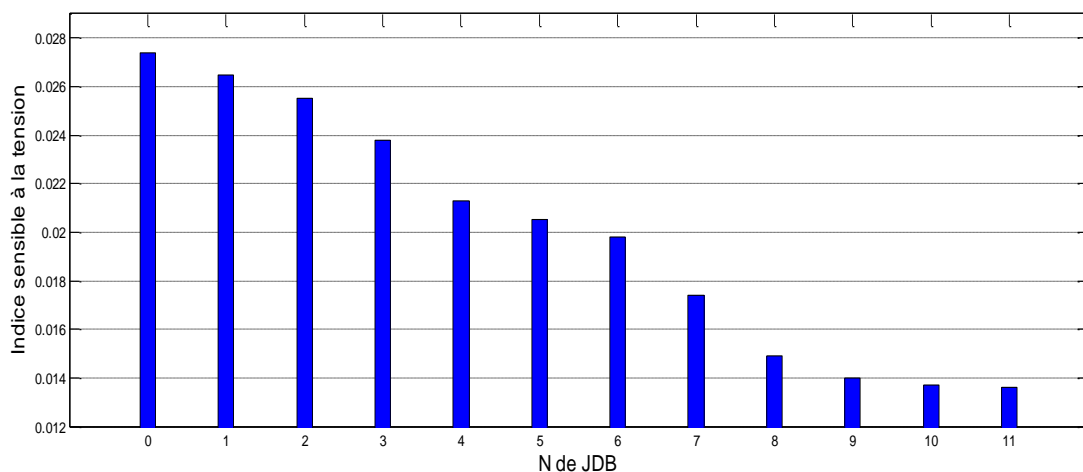


Figure (3.4): VSI pour GED de FP=0.9 pour réseau 12 JDB.

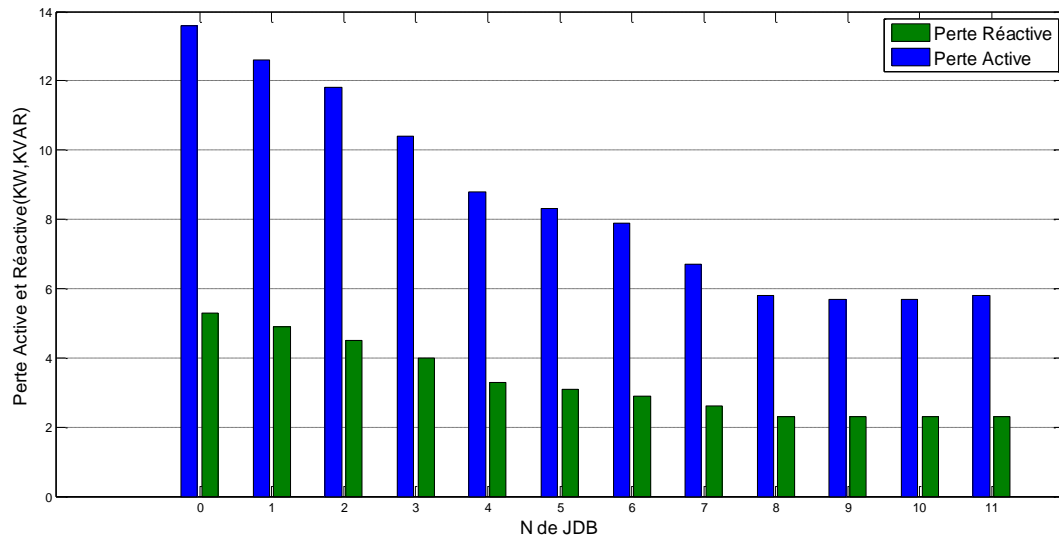


Fig (3.5): Pertes actives et réactives pour GDB de FP= 0.9, pour réseau 12 JDB.

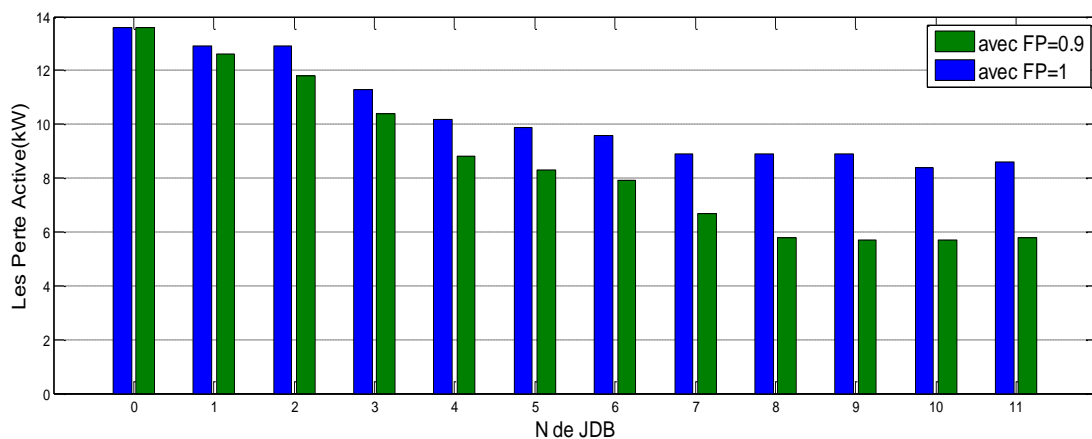


Fig (3.6) : Pertes actives en fonction de différent emplacement de GED et pour un FP= 0.9 et FP=1, réseau 12 JDB.

➤ Interprétation des Résultats pour le réseau teste de 12 JDB pour FP=0.9 :

Indice de sensibilité de la tension :

A partir de tableau (3.2) et les figure (3.4) Nous allons choisir le jeu de barre 11 comme le meilleur choix de l'emplacement de JDB, parce que sa valeur de VSI est le plus petite et qui est égale à 0.0136.

Perte active et réactives :

Selon le tableau (3.2) et la figure (3.5), les pertes de puissance sont respectivement de 13.6 kW et 5.3kVAr *sans raccordement de GED*. Avec le raccordement de GED au JDB numéro 09 et 10, les pertes active et réactive sont diminuées à 5.7kW et 2.3kVAr respectivement, et elles sont les plus faibles.

Pour décider de l'emplacement optimal entre les deux critères (le choix entre les JDB9, 10 ou 11), on applique la méthode des poids normalisé, nous obtenons que le meilleur JDB pour emplacement de GED soit le JDB 10.

Après la figure (3.7), on remarque aussi que les pertes actives sont minimales si le GED à un FP=0.9 avec le raccordement de GED à FP=0.9 par rapport à FP=1.

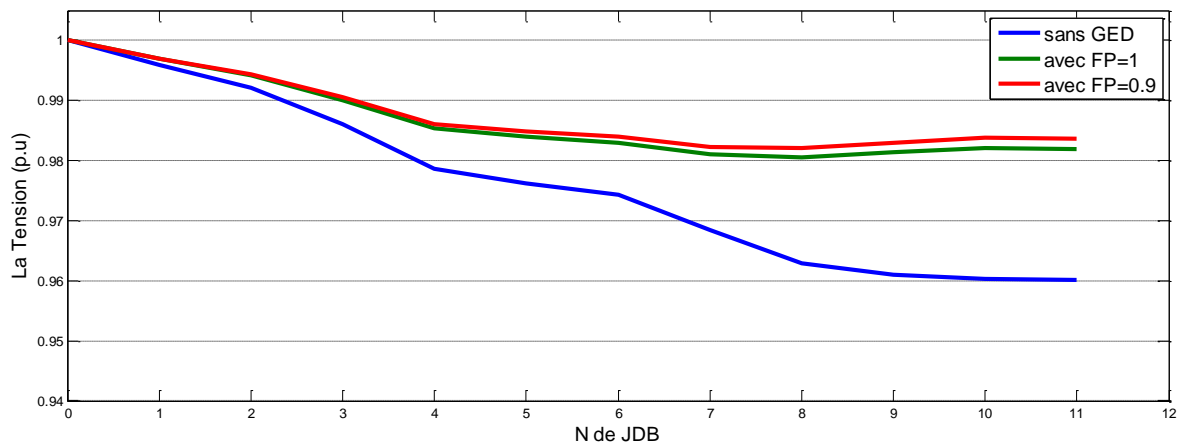


Fig (3.7): Profile de tensions avec GED au JDB10.

Après analyse de la Figure (3.7) représentant le profile des tensions, plusieurs constatations peuvent être faites pour ce raccordement :

- L'insertion d'une GED dans le réseau améliore la tension de la zone où il est raccordé.
- Pour toutes les dérivations de réseau, la tension est relevée aux limites admissibles grâce à l'insertion de ce GED.
- nous remarquons que la meilleure courbe des tensions est celle associée au facteur de puissance 0.9 ou il y'a au moins de chutes de tension.

➤ **Tableau des récapitulatif des resultats :**

Les résultats de réseau de 12 JDB sont représentés dans le tableau (3.3) avec facteur de puissance égale à 1 et 0.9.

Tableau (3.3) : résultats pour réseau 12 JDB sans et avec un GED à FP= (1 et 0.9).

	Sans GED	Avec GED à FP = 1	Avec GED à FP =0.9
Emplacement de GED	/	10	10
La puissance de GED (kVA)	/	148	148
Perte active totale %	3.17 %	3%	2.02%
Perte réactive totale%	1.35%	0.85%	0.57%
Tension minimal (pu)	0.96	0.982	0.983

3.5.2. Réseau de 33 jeux de barre :

La figure (3.8) suivante représente un réseau de distribution de 33 JDB, les paramètres de ce réseau sont donnés dans l'annexe.

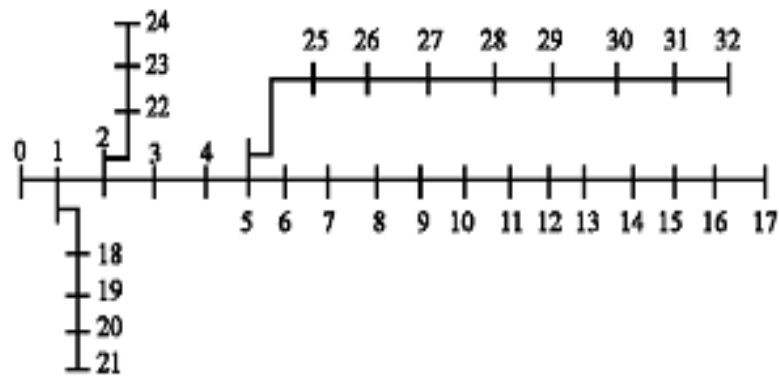


Figure (3.8) : Réseau IEEE 33JDB.

Après la simulation par **ETAP** on obtenu les résultats suivants :

➤ **Pour facteur de puissance égale FP=1 :**

Le tableau (3.4) ci-après illustre les valeurs des pertes actives et réactives ainsi que celles de VSI pour différents jeux de barre du réseau de 33 JDB avec facteur de puissance égale 1.

Tableau (3.4) : résultats pour réseau 33 JDB avec un GED à FP=1

Emplacement de GED	Pertes Active(kW)	Pertes Reactive(kVAr)	VSI	$f(j)$
Sans GED	162.5	109.6	/	
JDB0	162,3	109,5	0,0591	1
JDB1	158,8	107,7	0,0589	0.987525451
JDB2	142,7	99,7	0,0563	0.927235997
JDB3	135,5	96,2	0,0544	0.88843694
JDB4	128,6	92,8	0,0525	0.850582467
JDB5	113,8	80	0,0485	0.770027113
JDB6	112,6	76	0,0474	0.756910915
JDB7	107	71	0,0432	0.703625023
JDB8	106,1	71,2	0,0408	0.680417755
JDB9	106	71,1	0,0388	0.663124965
JDB10	106	71,1	0,0385	0.660578276
JDB11	106,5	71,3	0,0379	0.657059205
JDB12	109,2	73,4	0,0364	0.652827018
JDB13	110	75,1	0,036	0.651950324
JDB14	113	77,2	0,0357	0.658849478
JDB15	116,5	79,7	0,0356	0.669020733
JDB16	123,8	89,1	0,0356	0.692005619
JDB17	128,3	92,5	0,0356	0.706174385
JDB18	159,2	108,1	0,0589	1.001259446
JDB19	164,4	112,8	0,0588	1.016783345
JDB20	166,2	115	0,0588	1.022450852
JDB21	170,2	120,3	0,0588	1.03504531
JDB22	140,6	98,2	0,0562	0.91977501
JDB23	137,2	95,6	0,0561	0.908220824
JDB24	138,8	96,8	0,056	0.912409711
JDB25	113,1	79,6	0,0481	0.764427497
JDB26	112,3	79,3	0,0477	0.75851302

JDB27	110,1	77,1	0,0464	0.740550414
JDB28	109,1	76,1	0,0457	0.731459525
JDB29	109,2	76,2	0,0454	0.729227697
JDB30	111,6	78,4	0,0449	0.73253989
JDB31	113	80	0,0798	0.866875078
JDB32	115,6	83,7	0,0449	0.745134348

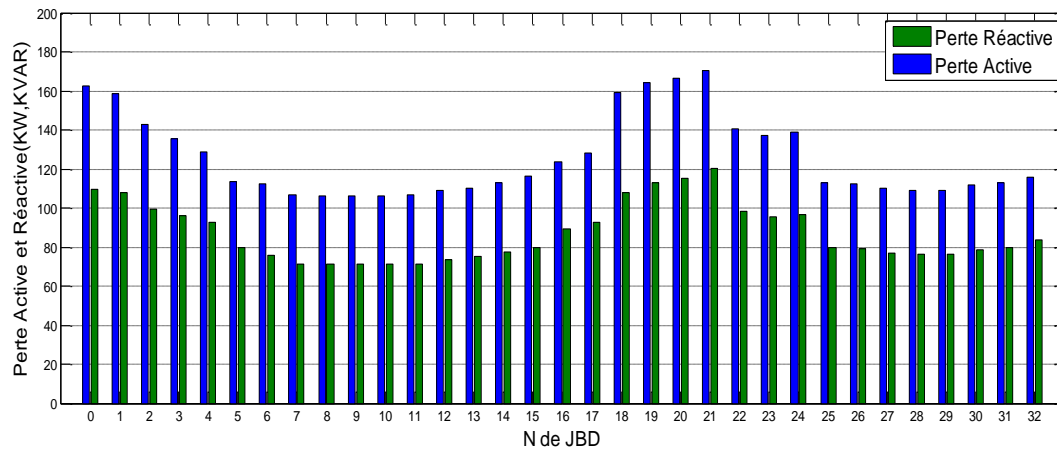


Fig (3.9) : Pertes actives et réactives pour GED de FP= 1, pour réseau 33 JDB.

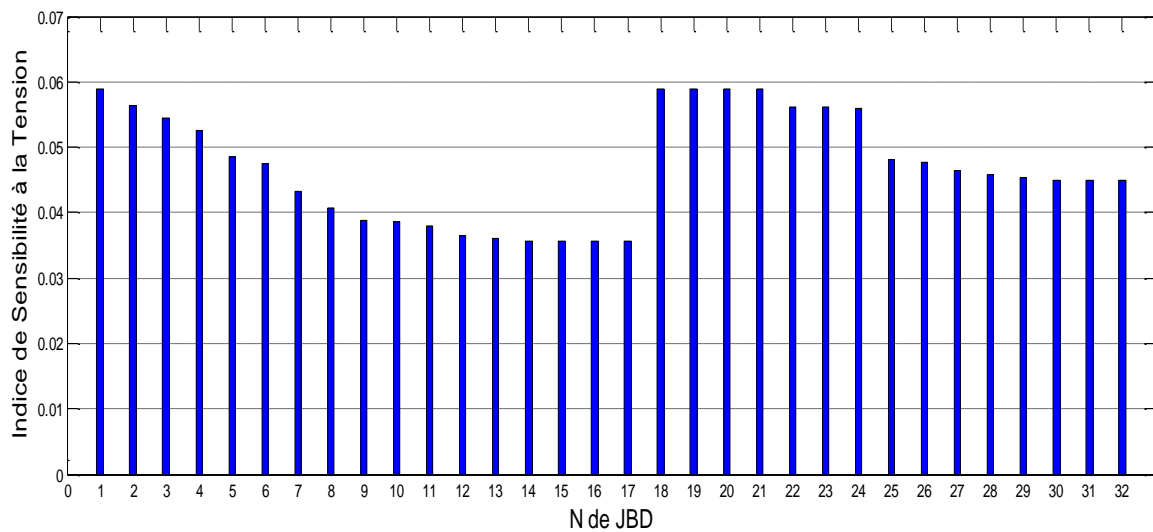


Fig (3.10) : Profile de VSI de réseau de 33 JDB, pour un GED de FP=1.

➤ **Interprétation des Résultats pour facteur de puissance FP=1.**

Après analyse des résultats obtenus dans le tableau (3.4) et représentés sur la figure (3.10), on remarque bien que les JDB-15 et 16 et 17 sont les moins sensibles pour le réseau de 33 JDB puisque ces JDB ont des VSI les plus faibles.

On remarque aussi que les pertes actives sont minimales pour les jeux de barres 9 et 10. Sans raccordement de GED, les pertes de puissance sont respectivement de 162.5 kW et

109,6 kVAr. La puissance active et réactive reçue de la sous-station est 3545 kW et 2183kVAr.

Avec le raccordement de GED au JDB 15, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 116.5 kW et 79.7 kVAr respectivement. Aussi la puissance active et réactive injectés par le sous-station sont est de 2554 kW et 2220kVAr respectivement.

Avec le raccordement de GED au JDB 16, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 123.8 kW et 89.1 kVAr respective.

Avec le raccordement de GED au JDB 17, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 128.3 kW et 92.5 kVAr respective.

Avec le raccordement de GED au JDB 9 et 10, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 106 kW et 71.1 kVAr respective.

Avec le raccordement de GED au JDB 10, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 106 kW et 71.1 kVAr respective.

Après l'application de la méthode des poids normalisé on trouve que le meilleur emplacement de GED est le JDB 13.

➤ Pour facteur de puissance égale FP=0.9 :

Le tableau (3.5) ci-après illustre les valeurs des pertes actives et réactives ainsi que celles de VSI pour différents jeux de barres du réseau de 33 JDB avec facteur de puissance égale 0.9 en retard.

Tableau (3.5) : résultats pour réseau 33 JDB avec un GED de FP=0.9.

Emplacement de GED	Pertes Active(kW)	Pertes Reactive(kVAr)	VSI	$f(j)$
Sans GED	162.5	109.6	/	
JDB0	162,3	109,5	0,0591	1
JDB1	158,1	107,4	0,0589	0.985368951
JDB2	138,9	97,8	0,056	0.914660941
JDB3	129,8	93,3	0,0539	0.868054862
JDB4	120,9	88,9	0,0518	0.822081294
JDB5	102,4	72,8	0,0469	0.721978095
JDB6	101,1	68	0,0456	0.70683112
JDB7	93,3	62,3	0,0402	0.63632278
JDB8	91,2	60,8	0,0375	0.60676121
JDB9	89,9	59,8	0,0353	0.583974167
JDB10	89,8	59,8	0,035	0.581111222
JDB11	89,8	59,8	0,0345	0.57686674
JDB12	91	60,7	0,0329	0.567079463

JDB13	91,9	61,8	0,0325	0.566530177
JDB14	93,8	63,6	0,0322	0.569992343
JDB15	96,8	65,7	0,0321	0.578631113
JDB16	102,9	73,8	0,0321	0.5979227
JDB17	106,9	76,9	0,0322	0.611421818
JDB18	158,4	107,7	0,0588	1.00009987
JDB19	162,9	111,7	0,0588	1.014331369
JDB20	164,6	113,7	0,0588	1.022450852
JDB21	168,4	118,8	0,0588	1.031725424
JDB22	136,1	95,9	0,0588	0.929574886
JDB23	131,7	92,3	0,0557	0.889343853
JDB24	132,6	93	0,0557	0.892190153
JDB25	100,9	72	0,0465	0.713838676
JDB26	100	71,6	0,0461	0.707596791
JDB27	92,7	65,4	0,0444	0.670078897
JDB28	88,4	61,6	0,0435	0.648839842
JDB29	86,6	60,7	0,0432	0.640600553
JDB30	87,9	61,8	0,0427	0.640467392
JDB31	88,9	63	0,0426	0.642781051
JDB32	91,1	66,3	0,0425	0.648889777

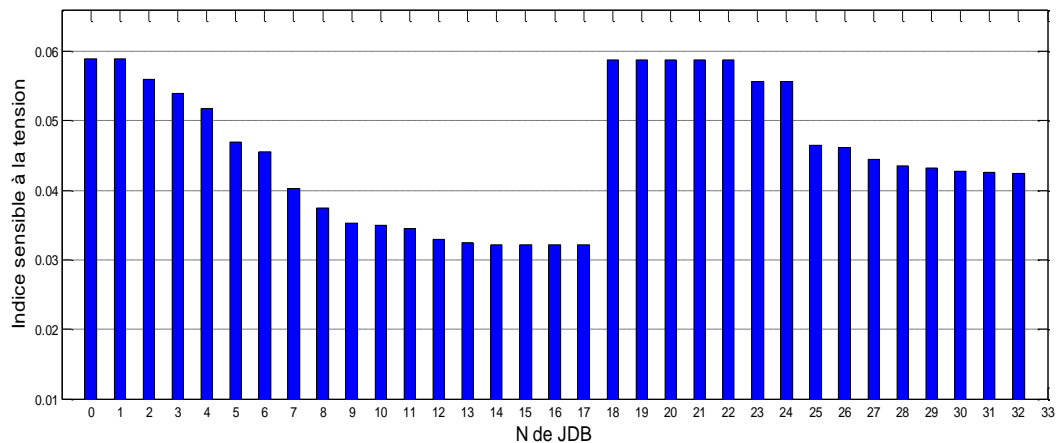


Fig (3.11) : Profile de VSI pour GED de FP=0.9, réseau 33 JDB.

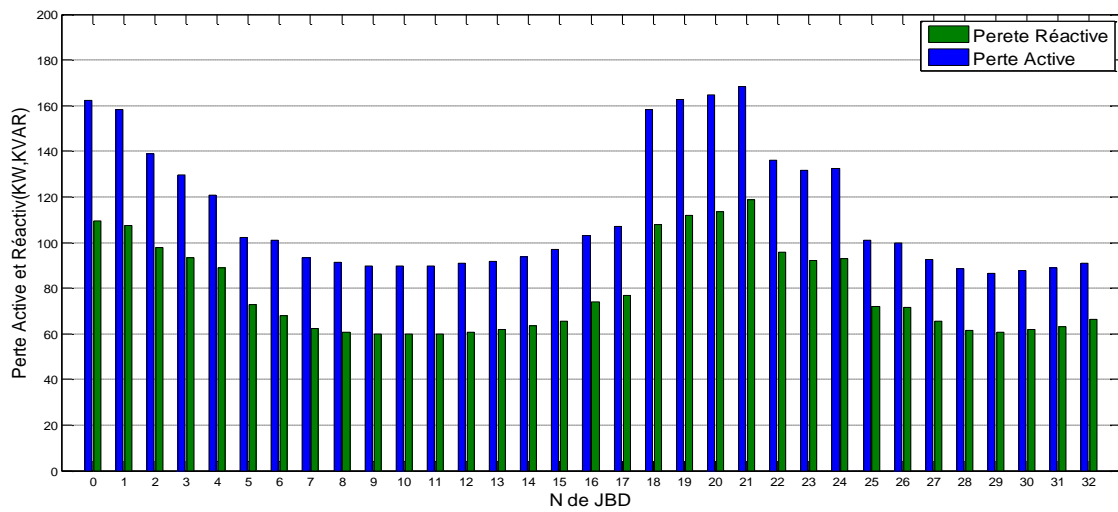


Fig (3.12) : Pertes actives et réactives pour GED de FP= 0.9, réseau 33 JDB.

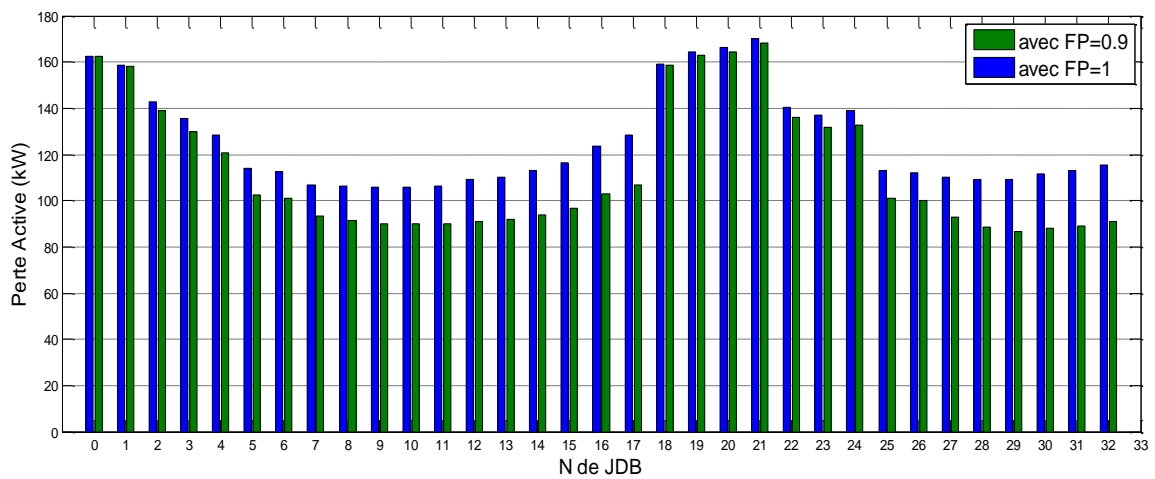


Fig (3.13) : Pertes actives pour GED de FP= 1 et 0.9, réseau 33 JDB.

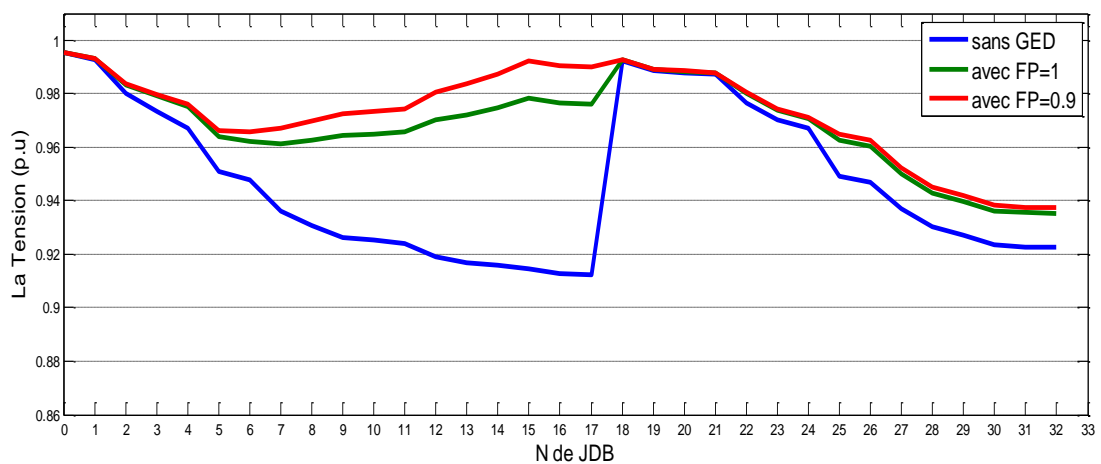


Fig (3.14) : Profile de tensions (p.u), pour GED ou JDB 13

➤ **Interprétation des Résultats pour facteur de puissance FP=0.9.**

Après analyse des résultats obtenues dans le tableau (3.5) et représentés sur la figure (3.11), on remarque bien que JDB-15 et 16 sont les plus sensibles pour réseau de 33JDB puisque ces JDB la valeur de VSI = 0.0321 est minimale.

On remarque que les pertes actives sont minimales pour le jeu de barre 29.

Sans raccordement de GED, les pertes de puissance sont respectivement de 162.5 kW et 109,6 kVAr. La puissance active et réactive reçue de la sous-station est 3545 kW et 2183kVAr.

Avec le raccordement de GED au JDB 15, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 96.8 kW et 65.7 kVAr respective. Aussi la puissance active et réactive injectés par le sous-station obtenue est de 2664 kW et 1701kVAr respective.

Avec le raccordement de GED au JDB 16, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 102.9 kW et 73.8 kVAr respective.

Avec le raccordement de GED au JDB 29, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 86.6 kW et 60.7 kVAr respective.

Après l'application de la méthode des poids normalisé Pour choisir le meilleur emplacement de GED est le JDB 13.

La variation des pertes actives avec GED à facteurs de puissance unitaire et 0.9 est représentée dans la Figure (3.13)

La tension obtenue avec facteurs de puissance unitaire et 0.9 pour le GED ou JDB 13 est représenté sur la Figure (3.14).

D'autre part, Cette diminution des pertes est du par la minimisation des courant réactive dans les branches qui est compensé par la puissance réactive injecté par le GED.

Ainsi que le profile de tension s'améliore avec l'insertion de GED à un facteur de puissance 0.9 (figure (3.14)).

Les résultats Obtenu en tenant compte de la puissance réactive sont meilleurs que les Résultats obtenus avec les GED au facteur de puissance unitaire.

➤ **Tableau des résultats finals :**

Les résultats globale de réseau de 33 JDB sont reposit sur le tableau (3.6).

Tableau (3.6) : résultats pour réseau 33 JDB sans et avec un GED à FP= (1 et 0.9).

	Sans GED	Avec GED à FP = 1	Avec GED à FP =0.9
Emplacement de GED	/	13	13
La puissance de GED (VA)	/	1084	1084
Perte active totale(KW)	4.58%	4.32%	3.46%
Perte réactive totale(KVAR)	5.02%	3.4%	3.62%
Tension Minimal (pu)	0.9146	0.976	0.992

3.5.3. Réseau de 69 jeux de barre :

La figure (3.15) suivante représentée un réseau de distribution de 69 JDB, les paramètres de ce réseau sont donnés dans l'annexe.

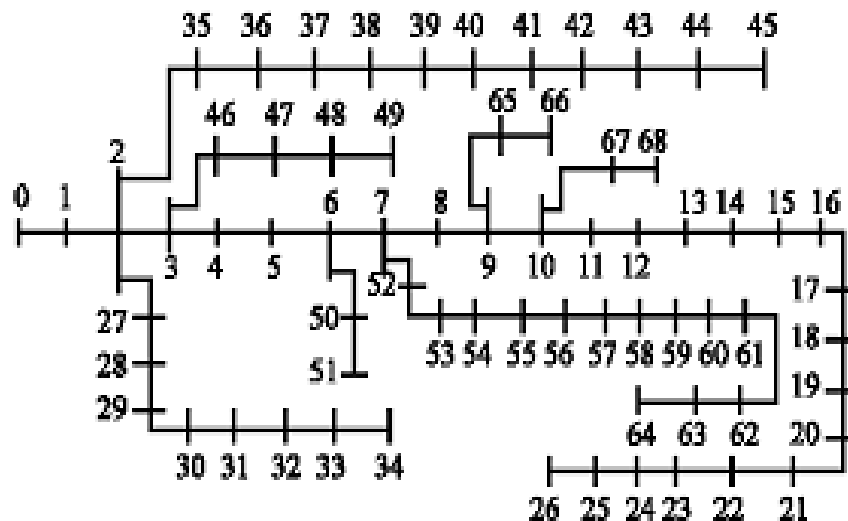


Figure (3.15) : Réseau test de 69 JDB.

➤ Pour facteur de puissance FP= 1.

Le tableau (3.7) ci-après illustre les valeurs des pertes actives et réactives ainsi que celles de VSI pour différents jeux de barre du réseau de 69 JDB pour facteur de puissance égale 1 de GED.

Tableau (3.7) : résultats pour réseau 69 JDB avec un GED de FP=1.

Emplacement de GED	Pertes Actives(kW)	Pertes Réactives(kVAr)	VSI	$f(j)$
sans GED	166.6	73.5	/	
JDB0	166.6	73.5	0.0356	1
JDB1	166.5	73.5	0.0326	0.95756505
JDB2	166.5	73.3	0.0326	0.95756505
JDB3	181.7	91.9	0.0312	0.98352037
JDB4	165.8	72.5	0.0325	0.95405971
JDB5	156.3	67.5	0.0307	0.90026741
JDB6	146.2	62.3	0.029	0.84607888
JDB7	143.9	61.1	0.0286	0.83355814
JDB8	143.8	61.1	0.0284	0.83044903
JDB9	142	60.5	0.0269	0.80397946
JDB10	141.8	60.5	0.0266	0.79916573
JDB11	141.8	60.8	0.0257	0.78652528
JDB12	146	62	0.0248	0.78648988
JDB13	149.8	63.2	0.0243	0.79087197
JDB14	153.2	64.4	0.0243	0.80107605

JDB15	153.8	64.6	0.0243	0.80287677
JDB16	155.2	65.1	0.0244	0.80848294
JDB17	155.2	65.1	0.0244	0.80848294
JDB18	157	65.7	0.0245	0.8152896
JDB19	158.1	66.1	0.0245	0.81859092
JDB20	159.9	66.7	0.0246	0.82539757
JDB21	160	66.7	0.0246	0.82569769
JDB22	161.1	67.1	0.0247	0.83040351
JDB23	163.5	67.9	0.0248	0.83901089
JDB24	168.9	69.7	0.0249	0.85662186
JDB25	171.1	70.4	0.025	0.864629
JDB26	172.3	70.8	0.025	0.86823044
JDB27	172.3	70.8	0.025	0.86823044
JDB28	167	74.6	0.0326	0.95906565
JDB29	170	75	0.0326	0.96806925
JDB30	170.6	75.8	0.0326	0.96986997
JDB31	173.6	76.7	0.0326	0.97887357
JDB32	179.5	78.8	0.00327	0.99798515
JDB33	192.1	82.9	0.0329	1.03860926
JDB34	202.7	86.4	0.033	1.07182648
JDB35	166.6	73.5	0.0326	0.95786517
JDB36	166.9	74.4	0.0326	0.95876553
JDB37	167.6	75.1	0.0326	0.96086637
JDB38	167.6	75.1	0.0326	0.96086637
JDB39	167.8	75.4	0.0326	0.96146661
JDB40	172.7	81.2	0.0326	0.97617249
JDB41	174.8	83.6	0.0327	0.98387951
JDB42	175.1	83.9	0.0327	0.98477987
JDB43	175.2	84	0.0327	0.98507999
JDB44	175.9	84.9	0.0327	0.98718083
JDB45	175.9	84.9	0.0327	0.98718083
JDB46	166.5	73.2	0.0326	0.95756505
JDB47	166.1	72.4	0.0326	0.95636457
JDB48	165.3	72.2	0.0326	0.95396361
JDB49	165.5	72.7	0.0326	0.95456385
JDB50	147	62.7	0.029	0.84847984
JDB51	149.78	63.6	0.029	0.85682318
JDB52	141.6	59.9	0.0282	0.8210374
JDB53	138.9	58.5	0.0277	0.80591169
JDB54	135.2	56.2	0.0271	0.78638028
JDB55	131.6	54.7	0.0266	0.76855349
JDB56	110.9	48	0.0237	0.6656983
JDB57	100.5	44.6	0.0225	0.61763188
JDB58	96.5	43.3	0.0221	0.6000091
JDB59	91.8	41.9	0.0217	0.58028548
JDB60	85.5	38.7	0.0212	0.55435545
JDB61	86	38.9	0.0212	0.55585605
JDB62	86.8	39.3	0.0211	0.55685252
JDB63	90.6	41.2	0.0209	0.56544809
JDB64	99.2	45.5	0.0209	0.59125841
JDB65	143.6	61	0.0269	0.80878138
JDB66	143.7	61	0.0269	0.8090815
JDB67	147.4	62.3	0.0266	0.81597246
JDB68	147.4	62.4	0.0266	0.81597246

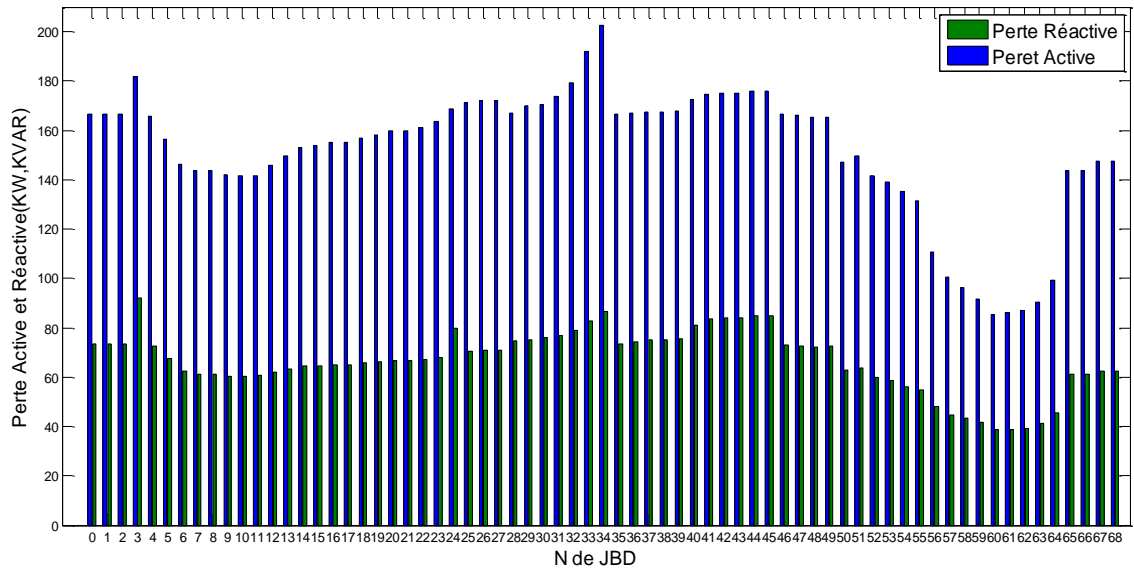


Fig (3.16) : Pertes actives et réactives pour GED de FP= 1, réseau de 69 JDB.

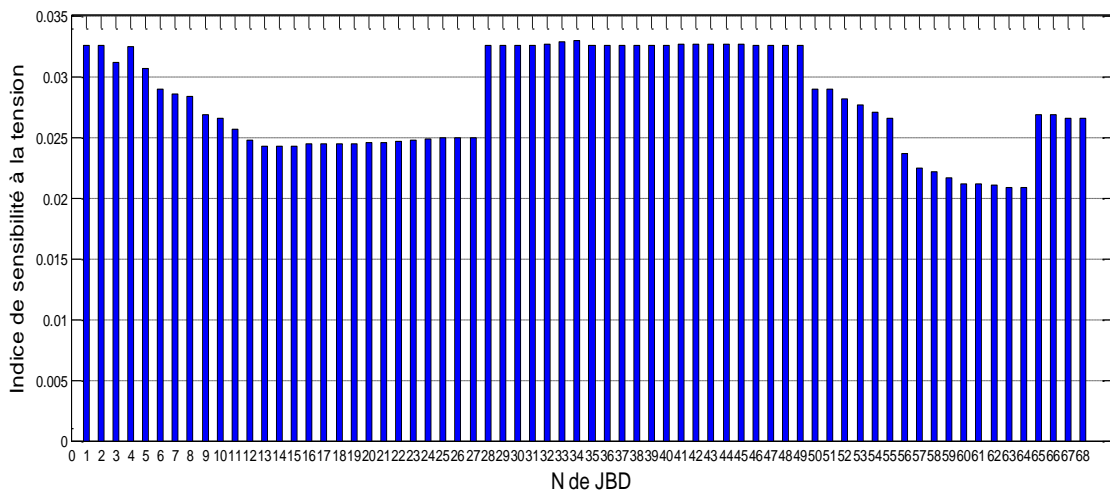


Fig (3.17) : VSI à réseau de 69 JDB pour FP=1.

➤ **Interprétation des Résultats pour facteur de puissance FP=1.**

Après analyse des résultats obtenus dans le tableau (3.7) représenté par les figure (3.16), On remarque que les JDB-63 et JDB-64 sont les moins sensibles vu que leurs valeurs de 'VSI=0.0209' sont minimales. et les pertes actives sont minimales pour le jeu de barre 60.

Sans raccordement de GED on obtenue, les pertes de puissance sont respectivement de 166.6 kW et 73.5 kVAr. La puissance active et réactive reçue de la sous-station est 2560 kW et 2646kVAr.

Avec le raccordement de GED au JDB 63, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 90.6 kW et 41.2 kVAr respectivement. Aussi la puissance active et réactive injectés par la sous-station obtenue est de 2568 kW et 2650kVAr Respectivement.

Avec le raccordement de GED au JDB 64, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 99.2 kW et 45.5 kVAr respectivement. Aussi la puissance active et réactive a-t-elle reçu de sous-station obtenue est de 2576 kW et 2654kVAr Respectivement.

Après l'application de la méthode des poids normalisé Pour choisir le meilleur emplacement de GED, On trouve que le JDB 60 est le JDB candidat.

➤ **Pour facteur de puissance FP= 0.9 :**

Le tableau (3.8) ci-après illustre les valeurs des pertes actives et réactives ainsi que celles de VSI pour différents jeux de barre du réseau de 69 JDB avec facteur de puissance égale 0.9.

Tableau (3.8) : résultats pour réseau 69 JDB avec un GED à FP=0.9.

Emplacement de GED	Perte Active(kW)	Perte Réactive(kVAr)	VSI	$f(j)$
Sans GED	166.6	73.5	/	
JDB0	166.6	73.5	0.0326	1
JDB1	166.6	73.4	0.0326	0.95786517
JDB2	166.5	73.4	0.0326	0.95756505
JDB3	166.5	73.2	0.0326	0.95756505
JDB4	165.6	72.2	0.0324	0.95205498
JDB5	153.3	65.8	0.0304	0.88705033
JDB6	140.3	59.1	0.0284	0.81994483
JDB7	137.3	57.5	0.028	0.80532325
JDB8	137	57.4	0.028	0.80442289
JDB9	133.3	56.2	0.0262	0.76803755
JDB10	132.6	56	0.0259	0.76172323
JDB11	132.6	56	0.025	0.74908278
JDB12	134.9	56.8	0.0242	0.74474959
JDB13	137.4	57.7	0.0238	0.74663461
JDB14	139.9	59.5	0.0239	0.7555421
JDB15	140.4	58.7	0.024	0.7584472
JDB16	141.5	59	0.0241	0.76315301
JDB17	141.5	59	0.0241	0.76315301
JDB18	143.2	59.6	0.0242	0.76965955

JDB19	144.2	59.9	0.0243	0.77406524
JDB20	145.9	60.5	0.0245	0.78197627
JDB21	146	60.5	0.0245	0.78227639
JDB22	147.1	60.9	0.0245	0.78557771
JDB23	149.5	61.7	0.0246	0.79418509
JDB24	155	63.5	0.0248	0.81350068
JDB25	157.3	64.3	0.0249	0.82180794
JDB26	158.6	64.7	0.0249	0.8257095
JDB27	166.6	73.5	0.0326	0.95786517
JDB28	167	74.6	0.0326	0.95906565
JDB29	170.1	75.6	0.0326	0.96836937
JDB30	170.7	75.8	0.0326	0.97017009
JDB31	173.4	76.7	0.0326	0.97827333
JDB32	179.7	78.8	0.0327	0.99858539
JDB33	192.9	83.1	0.0329	1.04101022
JDB34	204.2	86.9	0.0331	1.07773278
JDB35	166.5	73.4	0.0326	0.95756505
JDB36	166.9	74.3	0.0326	0.95876553
JDB37	167.5	75.1	0.0326	0.96056625
JDB38	167.7	75.3	0.0326	0.96116649
JDB39	167.7	75.3	0.0326	0.96116649
JDB40	171.7	81.1	0.0327	0.97457579
JDB41	174.8	83.5	0.0327	0.98387951
JDB42	175	83.8	0.0328	0.98588424
JDB43	175.1	83.9	0.0328	0.98618436
JDB44	175.8	84.8	0.0328	0.9882852
JDB45	175.8	84.8	0.0328	0.9882852
JDB46	166.4	73.1	0.0326	0.95726493
JDB47	165.9	71.8	0.0326	0.95576433
JDB48	164.4	71.4	0.0326	0.95126253
JDB49	164.5	71.7	0.0326	0.95156265
JDB50	141	59.5	0.0284	0.82204567
JDB51	143.8	60.4	0.0284	0.83044903
JDB52	134.2	55.9	0.0275	0.78899706
JDB53	130.5	54	0.027	0.77087015
JDB54	125.5	51.4	0.0264	0.74743718
JDB55	120.6	48.9	0.0258	0.72430433
JDB56	92.2	39.5	0.0227	0.59553091
JDB57	77.8	34.8	0.0215	0.53545969
JDB58	72.2	32.9	0.021	0.51163049
JDB59	65.6	31	0.0206	0.48620459
JDB60	56.9	26.5	0.0201	0.45207168
JDB61	57.3	26.7	0.02	0.45386766
JDB62	57.9	27	0.0199	0.45326389
JDB63	60.8	28.5	0.0197	0.45915838
JDB64	68.8	32.5	0.0196	0.48176349
JDB65	134.9	56.7	0.0262	0.77283947
JDB66	134.9	56.7	0.0262	0.77283947
JDB67	138.1	57.8	0.0259	0.77822983
JDB68	138.2	57.8	0.0259	0.77852995

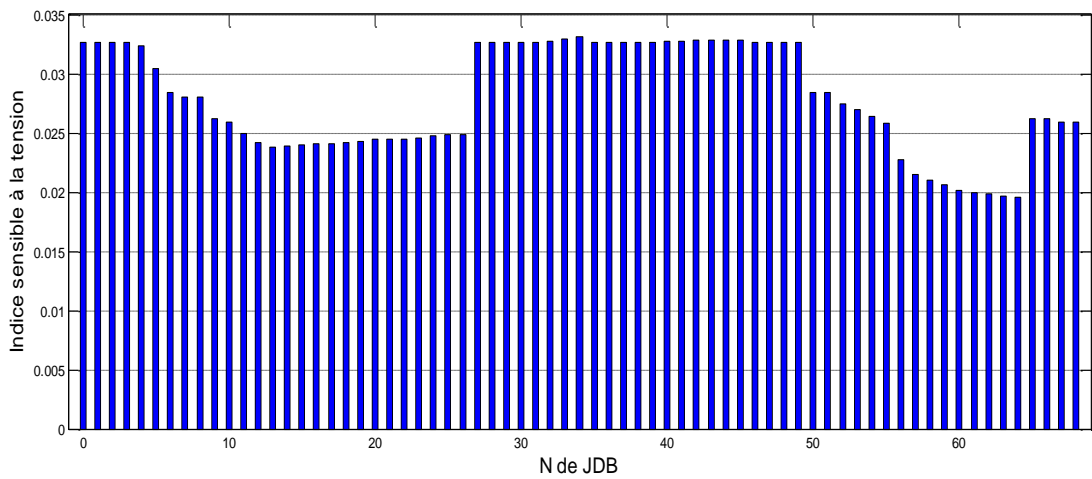


Fig (3.18) : VSI à réseau de 69 JDB pour FP=0.9.

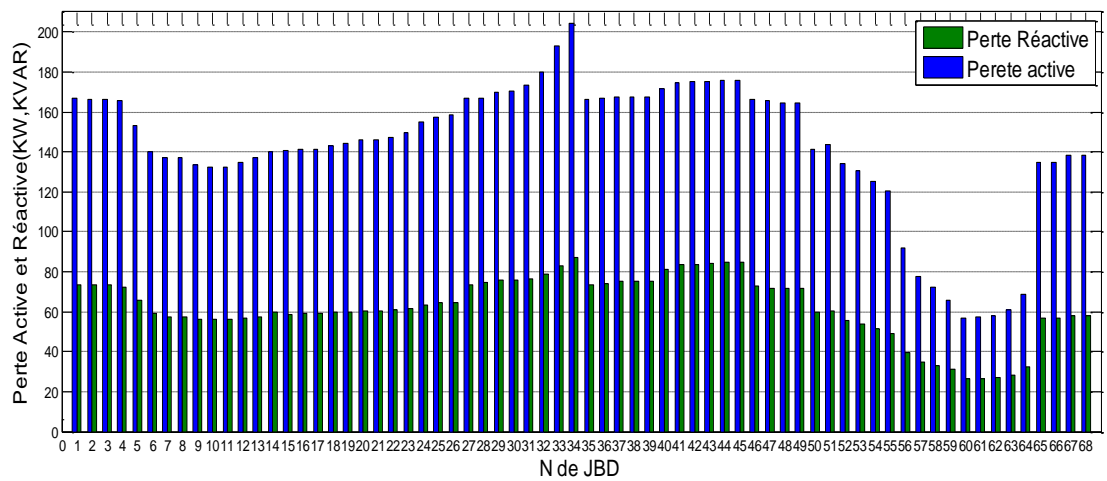


Fig (3.19) : Pertes actives et réactives pour GED de FP= 0.9, pour réseau 69 JDB

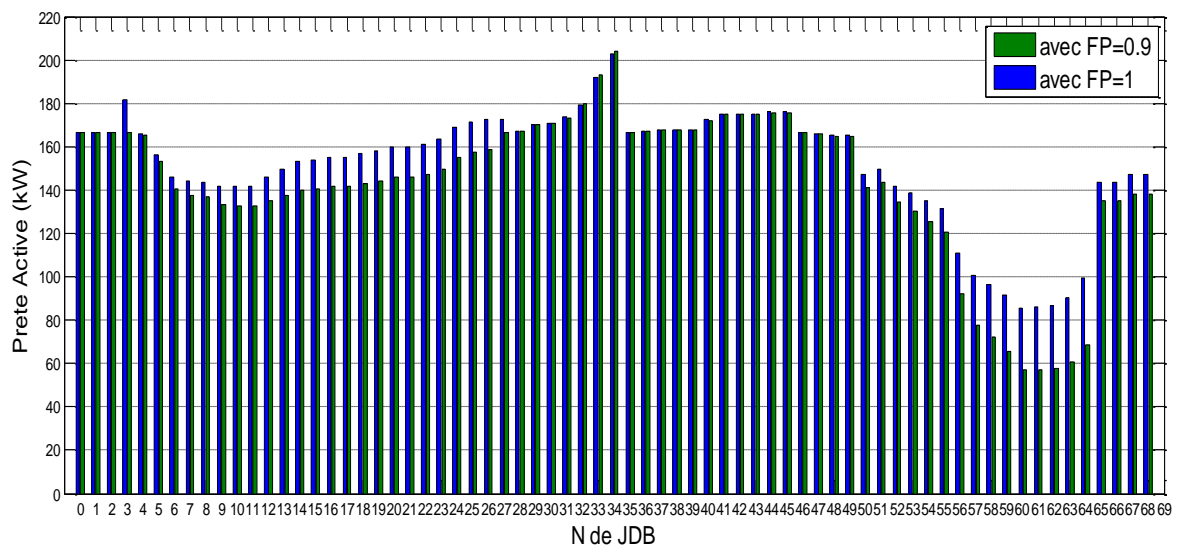


Fig (3.20) : Pertes actives pour FP= 1 et 0.9, réseau de 69 JDB.

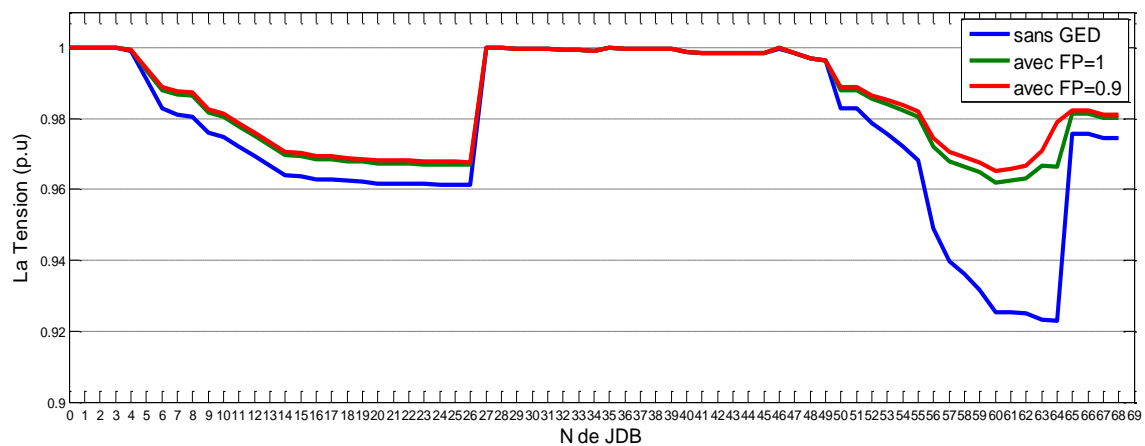


Fig (3.21) : Profile de tensions pour GED ou JDB 60, réseau de 69 JDB

➤ **Interprétation des Résultats pour facteur de puissance FP=0.9.**

Après analyse des résultats obtenus dans le tableau (3.8) représenté par les figure (3.17) on peut remarque que :

Sans raccordement de GED on obtenue, les pertes de puissance sont respectivement de 166.6 kW et 73.5 kVAr. la puissance active et réactive reçue de la sous-station est 3784 kW et 2224 kVAr.

le JDB-64 est la moins sensible vu que leur valeur de 'VSI=0.0196' est minimale.

On remarque que les pertes actives sont minimales pour le jeu de barre 60.

Les perte de puissance minimal est trouve pour l'injection de puissance de GED au JDB 60 qui est 56.9 kW, la puissance active et réactive injectés par le sous-station obtenue est de 2645 kW et 2169kVAr Respectivement.

Avec le raccordement de GED au JDB 64, les pertes de puissance active et réactive obtenues sont de 68.8 kW et 32.5 kVAr respectivement. Aussi la puissance active et réactive injectés par le sous-station obtenue est de 2660kW et 2164kVAr Respectivement.

Après l'application la méthode des poids normalisé Pour choisir le meilleur emplacement de GED on obtient le JDB 60 comme le JBD meilleur.

A partir de la figure (3.20) Le profil de tension aussi s'améliore avec les GED au facteur de puissance 0.9. La tension minimale obtenue pour le système est meilleure par rapport à la tension obtenue avec les GED au facteur de puissance unitaire.

Les résultats obtenus sont également regroupés dans le tableau (3.8)

Les résultats obtenu en tenant compte de la puissance réactive sont meilleurs que les résultats obtenus avec les GED au facteur de puissance unitaire.

Tableau (3.9) : Résultats pour réseau 33 JDB sans et avec un GED à FP= (1 et 0.9).

	Sans GED	Avec GED à FP = 1	Avec GED à FP =0.9
Emplacement de GED	/	60	60
La puissance de GED (VA)	/	1166.7	1166.7
Perte active totale (kW)	4.56%	3.34%	2.15%
Perte réactive totale (kVAr)	2.79 %	1.46%	1.22%
Tension Minimum (pu)	0.923	0.962	0.965

3.6. Conclusion

Ce chapitre présente une étude de l'emplacement optimal de GED selon deux méthodes, la minimisation des pertes active et l'indice de sensibilité de tension, une troisième méthode a été proposée pour faire un obtenus compromis entre les deux méthodes.

L'étude est réalisée sur deux types de GED qui sont: GED opérant avec un facteur de puissance unitaire et GED fonctionnant à un facteur de puissance 0,9 en retard

La méthode de VSI permet de déterminé le JDB le moins sensible de tension où on peut raccorder le GED.

La méthode de minimisation des pertes active donne le JDB de connexion de GED où les pertes de puissance active de réseau soit minimale.

Si les deux méthodes donnent des résultats déferents on peut utiliser la troisième méthode pour nous aide dans la prise de à la décision. Donc, si l'opérateur de réseau s'intéresse au profile de tension il va utilisée la méthode de VSI, et si il s'intéresse plus à la minimisation des pertes il va utiliser la deuxième, et finalement si il n'arrive pas à décider entres les deux méthodes il peut utilise la troisième avec des différent poids d'importance.

Nous pouvons conclure que :

- La connexion de GED au JDB 0 (JDB de départ de poste de transformation) ne change pas le profil de tension et ne diminue pas les pertes de réseau de distribution.
- L'injection de puissance de GED améliore le profil de tension et diminue les pertes de puissance.
- Le profil de tension avec un GED de FP =0,9 en retard a été amélioré par rapport à celui GED à de facteur de puissance unitaire, puisque le GED fonctionnant au facteur de puissance retardé fournis une puissance réactive au réseau donc il fonctionne comme un compensateur.

Conclusion générale

La production décentralisée d'énergie n'est pas une chose nouvelle. Elle bénéficie cependant actuellement d'un essor important et trouve un écho important dans l'opinion. Elle n'est plus uniquement limitée à fournir de l'énergie dans les zones difficiles d'accès, elle permet de répondre à des besoins très divers, et couvre à ce titre une large plage de puissances. Celles-ci s'étendent de quelques kW raccordés aux réseaux de distribution HTA. L'injection d'énergie sur des réseaux qui n'avaient pas été conçus pour cela peut cependant poser certains problèmes qui doivent être examinés entre producteurs et gestionnaires de réseaux.

Dans le premier chapitre nous avons abordé d'une manière très brève les réseaux de distribution et leurs fonctionnements.

Dans le deuxième chapitre nous nous sommes concentrés sur la production décentralisée et son injection dans des réseaux de distribution et leurs impacts sur les grandeurs électriques et sur plan de protection.

Pour finaliser cette étude, nous avons concrétisé la partie théorique par une simulation sur l'ETAP de trois réseaux tests 69 – 33 et 12 JDB.

L'objectif principal de cette étude est bien de trouver le meilleur emplacement du GED dans un réseau de distribution.

Comme nous avons vu auparavant ; le choix du meilleur emplacement pour le GED se fait selon deux critères, à savoir, VSI ou minimisation de perte en puissance active. Et nous avons combiné entre les deux critères cités au-dessus pour déterminer le meilleur emplacement.

On peut conclure que l'emplacement meilleur de GED se trouve généralement au voisinage des JDB terminaux et le raccordement de GED avec un facteur de puissance 0.9 en retard améliore le profil de tension et diminue les pertes actives par rapport à un GED de facteur de puissance unitaire.

Finalement, on donne comme perspectives de faire ces calculs avec des programmes d'optimisation heuristique et de passer par l'insertion d'un seul GED aux plusieurs GED aux différents JDB.

Bibliographie

- [1] : Mr Labeled Djamel, « *Production Décentralisée Et Couplage Au Réseau* » Thèse Doctorat, Université Mentouri Constantine, Année 2008.
- [2] : KETFI Nadhir, « 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] : Boris Berseneff, "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur «, Thèse de doctorat de L'Université de Grenoble, Décembre 2010.
- [3] M. Fontela, T.T.Ha Pham, C. Andrieu, Y. Besanger, S. Bacha, N. Hadjsaid, "Distributed Generation as a means to increase system robustness". Deliverable D1.3 of ENK5-CT-2002-00673 Projet Européen CRISP.
- [4] : Mme NAAMA BAKHTA, « LA PRODUCTION DECENTRALISEE », Université des Sciences et de la Technologie d'Oran-Mohamed Boudiaf, année 2016 /2017.
- [5] : P. Abadie, « Journal officiel de la république française, arrêté du 23 avril 2008 Relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique », 25 avril 2008.
- [6] : [ABA-2 2008] P. Abadie, « Journal officiel de la république française, arrêté du 23 avril 2008.Relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique », 25 avril 2008.
- [7] : J.-F. Canard, « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de Distribution », Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble ,12 décembre 2000.
- [8] : Marie-Cécile ALVAREZ-HÉRAULT Ingénieur ENSIEG, « ARCHITECTURES DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DU FUTUR EN PRÉSENCE DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE », THESE DOCTEUR DE L'Institut polytechnique de Grenoble, 10 décembre 2009.
- [9] : R. Caire, N. Retière, N. Hadjsaid, S. Martino, C. Andrieu « Permanent Short Circuit Current Modification of Low Voltages Distributed Generation on Distribution Network », IEE 37th International Universities Power Engineering Conference UPEC 2002, 9-11 septembre 2002, Staffordshire, Royaume Uni.
- [10] : www.erdfdistribution.fr, rubrique documentations techniques de référence, Consulté le 10 décembre 2010.
- [11] : Herman BAYEM, « APPORT DES METHODES PROBABILISTES AUX ETUDES D'INSERTION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LES SYSTEMES

ELECTRIQUES », THESE DE DOCTORAT, Ecole Doctorale « Sciences et Technologies de l'Information, des Télécommunications et des Systèmes, 23 Novembre 2009.

[12] : Journal home page :” www.elsevier.com/locate/ijepes”

Arrêté du 23 Avril. 2008. Prescriptions technique de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique. 2008.

[u] : rapporte SONELGAZ .

[S] : source OSE (opérateur système électrique).

Annexe

Donnée de réseaux 12 JDB.

Table 7: 12-node line data (Das, 1994)

Branch n°	Sending- end	Receiving-end	r (ohms)	X (ohms)	P _L at RE(i) kW	Q _L at RE(i) KVAr
1	0	1	1.093	0.455	60	60
2	1	2	1.184	0.494	40	30
3	2	3	2.095	0.873	55	55
4	3	4	3.188	1.329	30	30
5	4	5	1.093	0.455	20	15
6	5	6	1.002	0.417	55	55
7	6	7	4.403	1.215	45	45
8	7	8	5.642	1.597	40	40
9	8	9	2.890	0.818	35	30
10	9	10	1.514	0.428	40	30
11	10	11	1.238	0.351	15	15

Donnée de réseaux 33 JDB.

Table 8: 33-node line data (Ranjan and Das, 2003)

Branch n°	Sending- end	Receiving-end	r (ohms)	X (ohms)	P _L at RE(i) kW	Q _L at RE(i) KVAr
1	0	1	0.0922	0.0477	100	60
2	1	2	0.4930	0.2511	90	40
3	2	3	0.3660	0.1864	120	80
4	3	4	0.3811	0.1941	60	30
5	4	5	0.8190	0.7070	60	20
6	5	6	0.1872	0.6188	200	100
7	6	7	1.7114	1.2351	200	100
8	7	8	1.0300	0.7400	60	20
9	8	9	1.0400	0.7400	60	20
10	9	10	0.1966	0.0650	45	30
11	10	11	0.3744	0.1238	60	35
12	11	12	1.4680	1.1550	60	35
13	12	13	0.5416	0.7129	120	80
14	13	14	0.5910	0.5260	60	10
15	14	15	0.7463	0.5450	60	20
16	15	16	1.2890	1.7210	60	20
17	16	17	0.7320	0.5740	90	40
18	1	18	0.1640	0.1565	90	40
19	18	19	1.5042	1.3554	90	40
20	19	20	0.4095	0.4784	90	40
21	20	21	0.7089	0.9373	90	40
22	2	22	0.4512	0.3083	90	50
23	22	23	0.8980	0.7091	420	200
24	23	24	0.8960	0.7011	420	200
25	5	25	0.2030	0.1034	60	25
26	25	26	0.2842	0.1447	60	25
27	26	27	1.0590	0.9337	60	20
28	27	28	0.8042	0.7006	120	70
29	28	29	0.5075	0.2585	200	600
30	29	30	0.9744	0.9630	150	70
31	30	31	0.3105	0.3619	210	100
32	31	32	0.3410	0.5302	60	40

Donnée de réseaux 69 JDB.

Table 9: 69-node line data (Ranjan *et al.*, 2003)

Branch n°	Sending-end	Receiving-end	r (ohms)	X (ohms)	P _i at RE(i) kW	Q _i at RE(i) KVAR
1	0	1	0.0005	0.0012	0.0	0.0
2	1	2	0.0005	0.0012	0.0	0.0
3	2	3	0.0015	0.0036	0.0	0.0
4	3	4	0.0251	0.0294	0.0	0.0
5	4	5	0.3660	0.1864	2.6	2.2
6	5	6	0.3811	0.1941	40.4	30.0
7	6	7	0.0922	0.0470	75.0	54.0
8	7	8	0.0493	0.0251	30.0	22.0
9	8	9	0.8190	0.2707	28.0	19.0
10	9	10	0.1872	0.0619	145.0	104.0
11	10	11	0.7114	0.2351	145.0	104.0
12	11	12	1.0300	0.3400	8.0	5.0
13	12	13	1.0440	0.3450	8.0	5.5
14	13	14	1.0580	0.3496	0.0	0.0
15	14	15	0.1966	0.0650	45.5	30.0
16	15	16	0.3744	0.1238	60.0	35.0
17	16	17	0.0047	0.0016	60.0	35.0
18	17	18	0.3276	0.1083	0.0	0.0
19	18	19	0.2106	0.0690	1.0	0.6
20	19	20	0.3416	0.1129	114.0	81.0
21	20	21	0.0140	0.0046	5.0	3.5
22	21	22	0.1591	0.0526	0.0	0.0
23	22	23	0.3463	0.1145	28.0	20.0
24	23	24	0.7488	0.2475	0.0	0.0
25	24	25	0.3089	0.1021	14.0	10.0
26	25	26	0.1732	0.0572	14.0	10.0
27	2	27	0.0044	0.0108	26.0	18.6
28	27	28	0.0640	0.1565	26.0	18.6
29	28	29	0.3978	0.1315	0.0	0.0
30	29	30	0.0702	0.0232	0.0	0.0
31	30	31	0.3510	0.1160	0.0	0.0
32	31	32	0.8390	0.2816	14.0	10.0
33	32	33	1.7080	0.5646	9.5	14.0

Table 9: Continued

Branch n°	Sending-end	Receiving-end	r (ohms)	X (ohms)	P _i at RE (i) kW	Q _i at RE (i) KVAR
34	33	34	1.4740	0.4873	6.00	4.00
35	2	35	0.0044	0.0108	26.00	18.55
36	35	36	0.0640	0.1565	26.00	18.55
37	36	37	0.1053	0.1230	0.00	0.00
38	37	38	0.0304	0.0355	24.00	17.00
39	38	39	0.0018	0.0021	24.00	17.00
40	39	40	0.7283	0.8509	1.20	1.00
41	40	41	0.3100	0.3623	0.00	0.00
42	41	42	0.0410	0.0478	6.00	4.30
43	42	43	0.0092	0.0116	0.00	0.00
44	43	44	0.1089	0.1373	39.22	26.30
45	44	45	0.0009	0.0012	39.22	26.30
46	3	46	0.0034	0.0084	0.00	0.00
47	46	47	0.0851	0.2083	79.00	56.40
48	47	48	0.2898	0.7091	384.70	274.50
49	48	49	0.0822	0.2011	384.70	274.50
50	6	50	0.0928	0.0473	40.50	28.30
51	50	51	0.3319	0.1114	3.60	2.70
52	7	52	0.1740	0.0886	4.35	3.50
53	52	53	0.2030	0.1034	26.40	19.00
54	53	54	0.2842	0.1447	24.00	17.20
55	54	55	0.2813	0.1433	0.00	0.00
56	55	56	1.5900	0.5337	0.00	0.00
57	56	57	0.7837	0.2630	0.00	0.00
58	57	58	0.3042	0.1006	100.00	72.00
59	58	59	0.3861	0.1172	0.00	0.00
60	59	60	0.5075	0.2585	1244.00	888.00
61	60	61	0.0974	0.0496	32.00	23.00
62	61	62	0.1450	0.0738	0.00	0.00
63	62	63	0.7105	0.3619	227.00	162.00
64	63	64	1.0410	0.5302	59.00	42.00
65	9	65	0.2012	0.0611	18.00	13.00
66	65	66	0.0047	0.0014	18.00	13.00
67	10	67	0.7394	0.2444	28.00	20.00
68	67	68	0.0047	0.0016	28.00	20.00

Résume

L'intégration des unités de production distribuée (GED) fournit des avantages potentiels aux réseaux de distribution conventionnels. L'emplacement des unités de la GED devrait être soigneusement déterminé en tenant compte des différentes incitations à la planification.

Ce mémoire présente une étude et simulation pour le choix d'emplacement optimale de GED dans le réseau de distribution, ce choix est effectué par deux méthodes : indice de sensibilité de tension (VSI) et la minimisation des pertes actives. La contribution principale du mémoire est: (1) de trouver l'emplacement des GED en fonction de deux méthodes précédentes, (2) de proposer une méthode des poids normalisées pour la localisation de GED, (3) de faire une comparaison entre un GED de facteur de puissance unitaire et un GED de facteurs de puissance 0.9 en retard. Les simulations sont effectués sur des réseaux de distribution testes IEEE (12, 33 et 69 jeux de barre).

Mots clé : réseau de distribution, générateur d'énergie distribuée (GED), indice de sensibilité de tension VSI, minimisation des pertes, emplacement optimale.

ملخص:

إن دمج الإنتاج اللامركزي في الشبكات الكهربائية (GED) له فوائد محتملة على أنظمة التوزيع التقليدية. موقع هذه الوحدات يجب أن يختار بعناية بأخذ النظر لمختلف حوافز التخطيط.

نقدم في هذه المذكرة دراسة ومحاكاة لاختيار المكان الأمثل لوضع GED في شبكة التوزيع، حيث يتم تنفيذ هذه المحاكاة بواسطة طريقتين : مؤشر حساسية الجهد (VSI) و طريقة تقليل الخسائر الفاعلة. الدور الرئيسي من المذكرة هو: (1)- إيجاد الموقع المناسب لـ GED وفقا للطريقتين السابقتين، (2)- مقارنة النتائج لمختلف الطرق عند معامل الطاقة يساوي الواحد و معامل الطاقة يساوي 0.9، النتائج المتحصل عليها من المحاكاة هي للأنظمة التوزيع نموذجية IEEE (12، 33 و 69 عقدة).

الكلمات المفتاحية: شبكة التوزيع، مولد اللامركزي، مؤشر حساسية الجهد، طريقة تقليل الخسائر الفاعلة، الموقع الأمثل.

Abstract:

The integration of distributed generation (GD) units provides potential benefits to conventional distribution systems. The location of DGE units should be carefully determined by taking into account the different incentives for planning.

This paper presents a study and simulation for the optimal choice of location of GED in the distribution network, this choice is made by two methods: voltage sensitivity index (VSI) and minimization of active losses. The main contribution of the dissertation is (1) to find the location of the GEDs according to two previous methods, (2) to propose a standardized weight method for the localization of GED, (3) to make a comparison between a GED Of unit power factor and a GED of 0.9 power factors behind. The simulations are carried out on IEEE tested distribution networks (12, 33 and 69 bus).

Key words: distribution network, distributed energy generator (GED), voltage sensitivity index (VSI), loss minimization, optimal location.