الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique



Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
de Master en Génie Électrique
Option : **Réseaux électrique**

THEME

Impact de l'intégration d'une production décentralisée dans un réseau de distribution électrique

Proposé et dirigé par,

Mr : TAMI Youcef

Préparé et présenté par,

HASSANE Khelifa

DAHMAN Brahim

ANNÉE UNIVERSITAIRE 2018-2019

Remerciements :

J'exprime mes remerciements en premier lieu à Monsieur M. TAMT Youcef prof à l'université de Médéa, pour m'avoir accueilli tout au long de ce travail. Je le remercie très sincèrement pour avoir dirigé mes travaux du mémoire et suivi de près et d'une manière continue cette étude.

Je tiens à remercie : tout la commission de jury d'avoir répondu aimablement afin de juger ce travail.

Ces remerciements vont inévitablement aussi à mes enseignants et mes collègues.

Grand remerciement à mes parents, et à toute ma famille.

Je remercie tous ceux qui ont, de pries ou de loin, contribué à l'aboutissement de ce travail.



Dédicace

A la fin de ma formation, je tiens à dédier ce modeste travail :

Aux prunelles de mes yeux : mon père. Sans lui, je n'aurais jamais atteint ce niveau d'études et je le respecte infiniment pour son soutien et ses encouragement successifs envers moi depuis l'école primaire et jusqu'au présent .ces sentiments trouvent également leur place dans mon cœur pour la tendresse de ma vie : ma mère .cette dame la plus généreuse au monde, a tout donné .Elle a prouvé son affection par ses sacrifices pour mon avenir.

A mes chères sœurs

A toute la famille khelifa

A mon binôme dahmen

A mes chers amis

A ma femme Siham

A tous mes amis surtout de classe, a tous mes collègues de ma promotion. A tous mes amis sans exception.

Khelifa Hassane

Dédicaces

Louanges à ALLAH le tout puissant de m'avoir donnée la force et le courage pour accomplir ce modeste travail.

J'ai l'honneur de dédier ce modeste travail à :

A mes très chers parents, ma chère épouse et mon fils ANES qui m'ont soutenu et encouragé durant toute la période de mes études et à qui je souhaite une longue et heureuse vie , que dieu les protège et me donne la force pour que je puisse leur rendre un petit peu de leur bienfait et leur bonté.

A mes très chers frères et mes très chères sœurs.

A toute les personnes de ma famille. La famille DAHMAN et La famille CHERIFI Je remercie mon ami et binôme HASSAN KHELIFA.

Tous mes amis, et de près ou de loin Ceux et celles que je n'ait pas cite.

A toute ma promotion de RESEAUX ELECTRIQUE

Dahman

Résumé

Les gestionnaires de distribution de l'énergie électrique sont continuellement sous pression pour l'extension de leurs réseaux afin de faire face à la croissance de la charge et d'approvisionner correctement leurs consommateurs. Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire de fournir un climat acceptable pour l'entrée de ressources distribuées (éolien, solaire) et des pratiques d'exploitation novatrices. Cette étude se concentre sur l'étude des effets de l'insertion des énergies renouvelables dans un système de distribution moyenne tension (HTA). L'effet sur la qualité de l'énergie et la capacité maximale d'un générateur d'énergie disperse (éolien, solaire) qui raccordé au réseau est évalué. L'impact sur le profil de la tension et les pertes de ligne est analysé par une modélisation de la connexion d'une unité de production distribuée à différents jeux de barre de réseaux distribution, et la variation de sa taille dans un réseau de test (IEEE 12, 33 et 69 jeux de barre)

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

Abstract

Electric power distribution managers are continually under pressure to expand their networks in order to cope with load growth and properly supply their consumers. To achieve these objectives, it is necessary to provide an acceptable climate for the entry of distributed resources (wind, solar) and innovative operating practices. This report focuses on studying the effects of integrating renewable energies into a medium voltage distribution system (HTA). The effect on the energy quality and the maximum capacity of a dispersing energy generator (wind, solar) that is connected to the IEEE network is evaluated. The impact on the voltage profile and the line losses is analyzed by modeling the connection of a distributed production unit to different distribution buses, and the variation of its size in a test network of(IEEE 12 , 33 and 69 buses) whose purpose is to determine the optimum GED connection capacity and location

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

مـلـخص

يـتعرض مسيرو تـوزيـع الـطاقـة الـكهربـائـية بـاستمرار لـضغوط لـتوسيع شبكـاتـهم من أجل مـواجهة الـطلب الـمتزايـد وذلـك بـإستشراف إحتيـاجات مستهـلكيـهم بـشكل صحيح. ولـتحقـيق هذه الأهداف ، من الـضروري تـوفـير منـاخ مقـبول لإدمـاج مـوارد الـطاقـة الـمتجددة (الـريـاح والـطاقـة الـشمسية) ومـمارسات الـتشغيل الـمبتكرة. تـركز هذه الـدراسة على دراسة آثـار دمج الـطاقـات الـمتجددة في نـظام تـوزيـع الـجهد الـمتـوسط (HTA). ويـتم ذلـك بـتقـيـيم الـتـأثـيـر على جـودة الـطاقـة والـسعة الـقصوى لـمولـد الـطاقـة الـمتجددة (الـريـاح ، الـطاقـة الـشمسية) الـمتصلة بـالـشبكة. يـتم تـحليل الـتـأثـيـر على الـجهد وفـقـدان الـخط لـلإستطاعة من خلال نـمذجة تـوصيل وحدة الإنـتـاج الـمـوزعة بـأشرطة بـاص شبكة تـوزيـع مـختلفة ، وتـغيـر حجمهـا فـي شبكة اختـبـار (شبكة IEEE 12 و 33 و 69)

الـكلـمات الـمفـتـاحية: شبكة الـتـوزيـع ، مـولـد الـطاقـة الـمـوزعة (GED) ، مـؤشر حسـاسية الـجهد الـكهربـي لـلجهد الـكهربـي (FVSI) ، تـقـلـيل الـفـاقـد ، الـمـوقـع الأمـثـل.

Liste d'abréviation :

P_{tri} = puissance active de la charge triphasé

Q_{tri} = puissance réactive de la charge triphasé

L : la longueur de la ligne

I_{df1} : courant de défaut provenant du réseau amont

$I_{seuil\ P2}$ le seuil de la protection P2

U_{dim} : la tension de dimensionnement définie par le gestionnaire de réseau

Q_R : la puissance réactive de la charge.

P_R : La puissance reçue.

V_R : La tension à l'extrémité réceptrice.

Vs : La tension de source.

ZLN:L'impédance de la ligne de transmission.

Pi:la puissance active injectée au niveau de nœud i.

Ps : émission de la puissance active.

Qi:la puissance réactive injectée au niveau de nœud i.

GED : générateur d'énergie dispersée.

FVSI : Faste voltage stabilité index

LQP : Le facteur de stabilité.

THT : Très Haute Tension.

HTB : haute tension B ou haute tension (HT)

HTA : haute tension A ou moyenne tension (MT)

HT : Haute Tension.

BT : Basse Tension.

TBT : Très Basse tension

MT : Moyenne Tension

JDB : Jeu De Barre.

CC : Cycle Combiné.

TG : Turbines à Gaz.

NO : Normalement Ouvert.

NF: Normalement Fermé.

IEEE: institute of Electrical and Electronics Engineers.

$\boldsymbol{R}$:Résistance de la ligne de transmission.

X : Réactance de la ligne de transmission.

Z : l'impédance de la ligne

$\boldsymbol{\varphi}$: le déphasage introduit par la charge.

$\boldsymbol{\theta}$: le déphasage introduit par la ligne

$\mathbf{P}_{\boldsymbol{GEDi}}$:la puissance active de la sortie de la GED.

$\mathbf{Q}_{\mathbf{GEDi}}$:la puissance réactive de la sortie de la GED.

$\mathbf{PF}_{\mathbf{GEDi}}$:le facteur de puissance de la GED.

Liste de figure :

Figure I .1 : Plan de développement 2013 -2017 en matière de production de l'électricité ……..……04

Figure I. 2: Courbe de charge de la journée du 22 MAI 2019, [24] ……..……06

Figure I. 3: Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie……..……07

Figure I.4: Structure de réseaux électriques moderne [5]……..08

Figure I.5: Phase initiale……11

Figure I.6: Deuxième phase……...11

Figure I.7: Phase finale……..11

Figure I. 8: Schéma simple dérivation[3]……..12

Figure I.9: Variation de la tension le long d'un départ HTA ……..27

Figure I.10: Schéma de double dérivation……21

Figure I.11: Schéma de coupure d'artère …… 21

Figure II.1: Réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence des impacts de l'insertion de GED……19

Figure II. 2: Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GED dans le réseau test ……..20

Figure II. 3: Exemple de surtension provoqué par l'insertion de GED……..20

Figure II. 4: Transit des puissances dans le réseau test sans GED……..21

Figure II.5 : Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud ……..22

Figure II. 6 : Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport……..22

Figure II. 7 : Problème d'aveuglement de protections……..24

Figure II.8 : Problème du déclenchement intempestif de protection……25

Figure II. 9 : Illustration des configurations de raccordement (a) en départ mixte (b) en départ direct……. ……..27

Figure II. 10 : Gabarit de tension en HTB1 et HTB2 (cas particulier des éoliennes)……..29

Figure II. 11 : Gabarit de tension en réseau de distribution……30

Figure III.1 : logiciel électrique, ETAP 12.6.0……..32

Figure III.2: ligne entre deux JDB ……..33

Figure III .3 : Algorithme de simulation……..34

Figure III.4: Réseau test IEEE 12-bus sans GED……..35

Figure III.5: Valeur de l'indice de la sensibilité du réseau d'IEEE 12 jeux de barre……..36

Figure III.6: Réseau IEEE 12JDB sans GED……38

Figure III.7: Réseau IEEE12JDB avec GED……..38

Figure III.8: Profil de la tension du réseau de IEEE 12 jeux de barre avant et après l'insertion de GED……39

Figure III.9: Profil des pertes actives du réseau d'IEEE 12 jeux de barre avant et après l'insertion de GED……..40

Figure III.10 : Profil des pertes réactives du réseau de IEEE 12 jeux de barre avant et après l'insertion de GED……..40

Figure III.11 : Réseau test IEEE33-bus avec les interrupteurs normalement ouverts (tie-switches) ……41

Figure III.12 : Réseau test IEEE33-bus sans GED sue ETAP……42

Figure III.13: Profil de la tension du réseau d'IEEE 33 jeux de barre……43

Figure III.14: Valeur l'indice de la sensibilité de tension du réseau test IEEE 33- JB……..44

Figure III.15: les pertes de la puissance Active et réactive dans les branches du réseau IEEE 33-JB……..44

Figure III.16 : Profil de basse tension du réseau de IEEE 33 jeux de barre avant et après l'insertion de GED……..46

Figure III.17:Profil des pertes total actives du réseau d'IEEE33 jeux de barre avant et après l'insertion de GED……..46

Figure III.18: Profil des pertes totales réactives du réseau d'IEEE 33 jeux de barre avant et après l'insertion de GED……47

Figure III.19: Le schéma unifilaire du système de test……47

Figure III.20: Profil de la tension du réseau de IEEE 33 jeux de barre avant et après reconfiguration du réseau et l'insertion de GED……48

Figure III.21: Profil des pertes actives du réseau IEEE 33 jeux de barre avant et après l'insertion de GED……49

Figure III.22: Profil des pertes réactives du réseau IEEE 33 jeux de barre avant et après l'insertion de GED……49

Figure III.23: Réseau IEEE 69 –jeux de barre……50

Figure III.24: valeur l'indice de la sensibilité de tension du réseau IEEE 69 JB……53

Figure III.25: Profil de basse tension du réseau de IEEE 69 jeux de barre avant et après l'insertion de GED……54

Figure III.26: Profil des pertes totales actives du réseau d'IEEE 69jeux de barre avant et après l'insertion de GED ……55

Figure III.27: Profil des pertes totales réactives du réseau d'IEEE 69 jeux de barre avant et après l'insertion de GED……55

Figure III.28: Profil de la tension du réseau de IEEE 69 jeux de barre sans et avec l'insertion deux type de GED……..57

Figure III.29 : les pertes active du réseau de IEEE 69 jeux de barre sans et avec l'insertion deux type de GED……..57

Figure III.30 : les pertes réactive du réseau de IEEE 69 jeux de barre sans et avec l'insertion deux type GED……..58

Liste des tableaux :

Tableau I.1:Tableau des domaines de tension [24]……..06

Tableau I.2: Caractéristiques de la tension BT et HTA, d'après [13]……14

Tableau II.1:Principaux types de la GED en fonction de la capacité de prestation……..26

Tableau II. 2: Les caractéristiques des quatre types de GED……..26

Tableau II. 3:les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de puissance installée [16]……28

Tableau III.1: détermine les nœuds le plus sensible du réseau IEEE12-JB pour insertion optimale de la position de GED……35

Tableau III.2: Pourcentage des pertes en ligne pour une variation de la position et le taux d'intégration du GED (PF=0,85)……37

Tableau III.3:Pourcentage des pertes en ligne pour une variation de la position et la capacité de GED (PF=1)……37

Tableau III.4: Les pertes de la ligne avec et sans raccordement du GED avec une capacité de 50 % de GED (PF=1)……39

Tableau III.5:détermine des jeux de barres les plus sensible du réseau IEEE33-JB pour insertion optimale de la position de GED……42

Tableau III.6: les résultats des pertes du réseau IEEE 33-JB avec valeur de FP=0,85……..45

Tableau III.7:les résultats des pertes pour réseau IEEE 33-JB avec facteur de puissance FP=1……45

Tableau III.8: optimisation unique des pertes du réseau IEEE 33-JB test……48

Tableau III.9: détermine les nœuds le plus sensible du réseau IEEE69-JB pour insertion optimale de la position de GED……51

Tableau III.10: Pourcentage des pertes en ligne pour une variation du nombre et le taux d'intégration du GED avec (PF=0.85) ……53

Tableau III.11: Pourcentage des pertes en ligne pour une variation du nombre et le taux d'intégration du GED avec (PF=1) ……54

Tableau III.12: Pourcentage des pertes active de réseau IEEE 69 JDB avec variation du nombre et le taux d'intégration du GED avec (PF=1) ……56

Tableau III.13: Pourcentage des pertes réactive de réseau IEEE 69 JDB avec variation du nombre et le taux d'intégration du GED avec (PF=1) ……56

Tableau AI.1:12-node line data (Ranjan and Das.1994) ……62

Tableau AII.1:33-node line data (Ranjan and Das,2003)……62

Tableau AII.2: Données des interrupteurs normalement ouverts du réseau IEEE33-……..63

Tableau AII.3: Valeurs de tension avant et après reconfiguration du réseau de distribution IEEE 33-JB ……63

Tableau AII.4: Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau IEEE 33-JB avant et après reconfiguration……64

Tableau AII.5: Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE 33-JB avant et après reconfiguration……65

Tableau A III.1:69-node line data (Ranjan and Das,2003)……66

Tableau AIII.2: Résultats pour réseau IEEE 69- JDB avec deux type de GED……68

Tableau AIII.3: Pertes de puissance au niveau de chaque branche du réseau IEEE 69-JB avant et après d'insertion de GED……69

Table des matières:

Remerciement ……I

Dédicaces……...II

Résume…… IV

Liste d'abréviation……...VI

Liste des figures……...VI

Liste des tableaux……IX

Table des matières……XI

Introduction générale ……1

Chapitre I:generalite Réseaux électrique :……3

I.1. Introduction :……3

I .2. Fonctionnement des systèmes électriques [2] :……3

I.2.1. Production : [3] ……4

I.2.2.Transport :[3] ……5

I.2.3.Distribution :[3]……5

I.2.4. Consommation :[3]……6

I.3. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ :……6

I.4.Différents types des réseaux électriques :……8

I.4.1.Réseaux de transport et d'interconnexion:[2]……8

I.4.2.Réseaux de répartition :……9

I.4.3.Réseaux de distribution :.....9
A/ Réseaux de distribution à moyenne tension : 9
B / Réseaux de distribution à basse tension :.....9
C / Caractéristiques techniques générales [2] :.....10
D/ Schémas d'exploitations [6] :.....10
I.5.Qualité de service 13
I.6. Conclusion :.....14
CHAPITRE II : Integration de GED dans reseaux distibution electrique
II.1. Introduction : 15
II.2. Production décentralisée :.....15
II.2.2. Différents types de production décentralisée à base d'énergie renouvelable 16
II.3.Apports potentiels de la production décentralisée [2] : 17
II.4.Impacts de l'intégration de GED sur les réseaux de distribution [1] :.....18
II.4.1. impact de l'insertion de GED sur les grandeurs électriques.....18
II.4.2 Impact de l'insertion de GED sur la planification et l'exploitation.....23
II.4.3. Impact sur les calculs technico-économiques des études de planification.....25
II.5.Types et capacité du GED.....25
II .5.2 Conditions techniques de raccordement : 27
II .5.3.Tension au point de raccordement : [2] 27
Tableau 5: les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de puissance installée 28
II .5.4. Tenue en régime normale et exceptionnel :[2].....28
II .5.5. Tenue aux creux de tension :[2] 29
II.6 Conclusion :.....30
CHAPITRE III:simulation et résultats 31
III.1. Introduction :..... 31
III.2. Définition de logiciel ETAP : [26] 31
III.3 Simulation des réseaux test.....33
III.3.1. L'emplacement et la taille optimale d'une unité GED: [19] 33

III.3.2.Indice de sensibilité rapide de tension(FVSI) : [19]…….. 33

III.3.3. Indice de stabilité de ligne (LQP) :……33

III.4. Algorithme de simulation …… …….34

III.5. Réseau test IEEE 12- jeux de barre : …… 34

A/L'impact de GED sur le profil de la tension et sur les pertes ligne :……35

B/ CALCULE L'INDICE DE SENSIBILITE : ……...35

C/ Le taux d'insertion du GED : ……36

E. Interprétation et résultats : ……...41

III.6. Réseau test IEEE 33- jeux de barre : …… 41

III.6.1. CALCULE L'INDICE DE SATBILITE :……... 42

III .6.2.Le taux d'insertion du GED avec deux facteurs de puissance (1 et 0.85) : ……45

III.6.3. Reconfiguration du réseau de distribution : [19] …….. ……47

III.7. Réseau test IEEE 69-bus:…….. .50

III.7.1. CALCULE L'INDICE DE SATBILITE : …… ..51

III.7.2. Le taux d'insertion du GED avec deux facteurs de puissance (1et 0.85) :…….. 53

III.7.3. Le taux d'insertion plusieurs GED avec deux facteurs de puissance (1et 0.85) ….. 56

III.7.4. INSERTION DEUX TYPE DU GED : …….. 57

III.8.Conclusion : ……..58

Conclusion générale :.....59

Bibliographie :.....60

Annexe 62

Donnée de réseaux IEEE 12 -JDB 62

Donnée de réseaux IEEE 33 -JDB. 62

Donnée de réseaux IEEE 69- JDB. 66

INTRODUCTION GENERALE

De nos jours, l'énergie électrique est un bien de consommation à part entière devenu indispensable, non seulement pour la vie quotidienne de chacun mais, également, pour l'économie des pays. En effet, les moindres pannes électriques ou le non satisfaction du besoin en puissance ont des conséquences économiques et sociétales considérables. Ainsi la nécessité d'avoir des réseaux électriques fiables et économiques est un enjeu de plus en plus important [1].

Les réseaux d'énergie, structures vastes et complexes, ont le rôle d'acheminer l'électricité depuis les centres de production jusqu'aux lieux de consommation souvent sur de longues distances. Cependant dans beaucoup de réseaux électriques, la croissance de la demande d'électricité ne s'accompagne pas en parallèle d'une augmentation des capacités de transport et de production. Par exemple, l'extension des réseaux vers les zones rurales ou la construction de nouveaux réseaux aux sites lointains rencontre des contraintes économiques importantes. Pour les réseaux isolés ou en milieu insulaire, il existe souvent un manque d'offre de production.

Le développement de nouvelles sources de production décentralisée ou de génération dispersée (GED) est désormais une réalité dans plusieurs pays à travers le monde grâce à la déréglementation du marché de l'énergie ainsi qu'aux évolutions technologiques des moyens de production de petite puissance. Cette manière de production d'énergie est destinée à être produite localement (au plus près des centres de consommation et donc destinée à être transportée sur de courtes ou moyennes distances) [3]. Généralement insérées au niveau du réseau de distribution.

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, les réseaux de distribution n'ont pas été conçus pour accueillir ce type de production puisque l'insertion de 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 protection du réseau. Par ailleurs, cette forme de production, de par sa nature distribuée, a le potentiel de permettre une meilleure sécurisation des infrastructures. En effet le mode classique de l'écoulement de puissance dépend beaucoup du réseau de transport qui est considéré comme le maillon faible de la chaîne. Une meilleure

pénétration de la production décentralisée permettra au réseau de distribution tout entier de dépendre moins du réseau de transport.

L'insertion de ces nouvelles productions n'est pas sans effets négatifs sur des réseaux auxquels elles sont interconnectées et qui n'ont pas été conçus à cet effet. Elles peuvent cependant poser certains problèmes qui doivent être examinés entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux. Citons par exemple [3] :

- Le dépassement des capacités de transits des ouvrages.
- L'emplacement non optimal des GED peut influer sur le profil de tension qui peut dépasser les limites admissibles.
- Le dysfonctionnement des protections contre les courts-circuits.

La solution de ces problèmes passe par l'intégration optimale des GED dans les réseaux de distribution, donc l'objectif qu'on s'est assigné est la détermination optimale de la taille et de l'emplacement de la production décentralisée pour réduire au mieux les pertes de puissances, améliorer le profil de tension et par l'augmenter de la capacité de transmission des lignes.

Le problème de l'optimisation de la taille et de l'emplacement GED dans le réseau de distribution ne peut être séparé de l'écoulement de puissance. Alors, la solution de ce dernier sera étudiée en présence et sans présence de ces équipements (GED) ainsi qu'avec et sans reconfiguration du réseau.

Le présent travail est structuré en trois chapitres. Dans le premier chapitre, on donnera des généralités sur le réseau électrique classique 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 quatre réseaux tests IEEE 12-33 et 69 jeux de barre (JDB).

Enfin, une conclusion générale, qui parle sur l'objectif principal de ce mémoire qui est la recherche le meilleur emplacement et la taille optimal de GED. Pour attendre cet Object nous avons utilisé le logiciel de l'écoulement de puissance ETAP 12.6.0 en traduisent des paramètres qui définissent le meilleur nœud de raccordement de GED

CHAPITRE I : GENERALITE RESEAUX ELECTRIQUES

I.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 [3].

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.[2]

I .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.

I.2.1. Production : [3]

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 [4]. La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité.

La figure (1) représente le plan de développement 2013 -2017 en matière de production de l'électricité [24].

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.

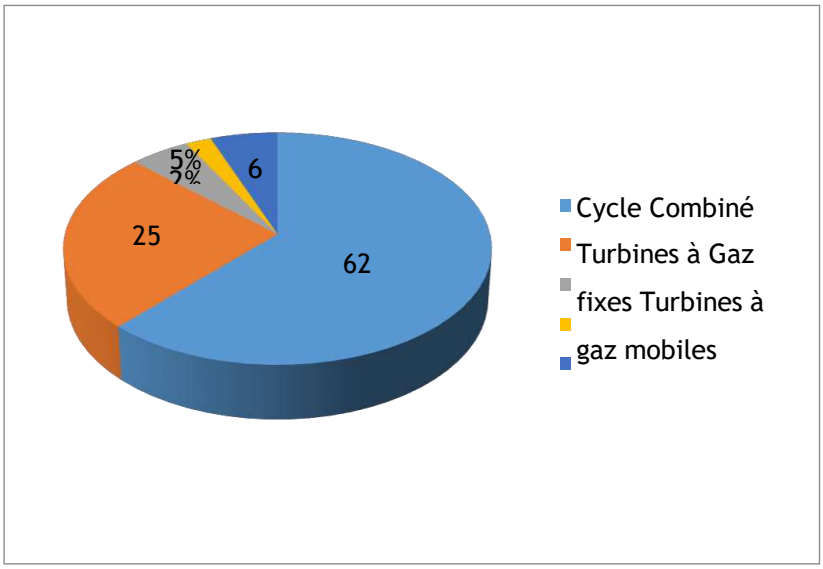


Figure I.1: Plan de développement 2013 -2017 en matière de production de l'électricité

I.2.2.Transport :[3]

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.

I.2.3.Distribution :[3]

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.

I.2.4. Consommation :[3]

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 (I.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.

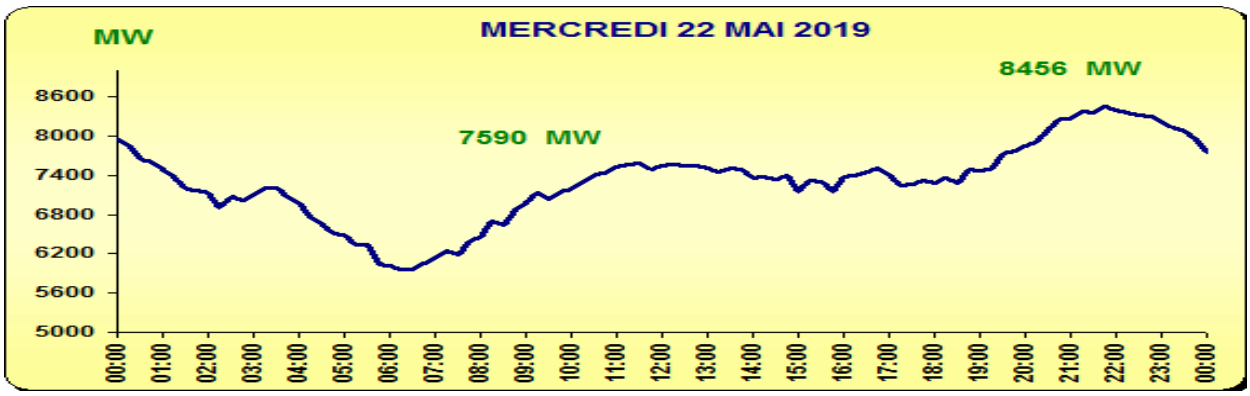


Figure I.2: Courbe de charge de la journée du 22MAI 2019, [25]

I.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) et la figure (I.3):

Tableau I.1: Tableau des domaines de tension [24].

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

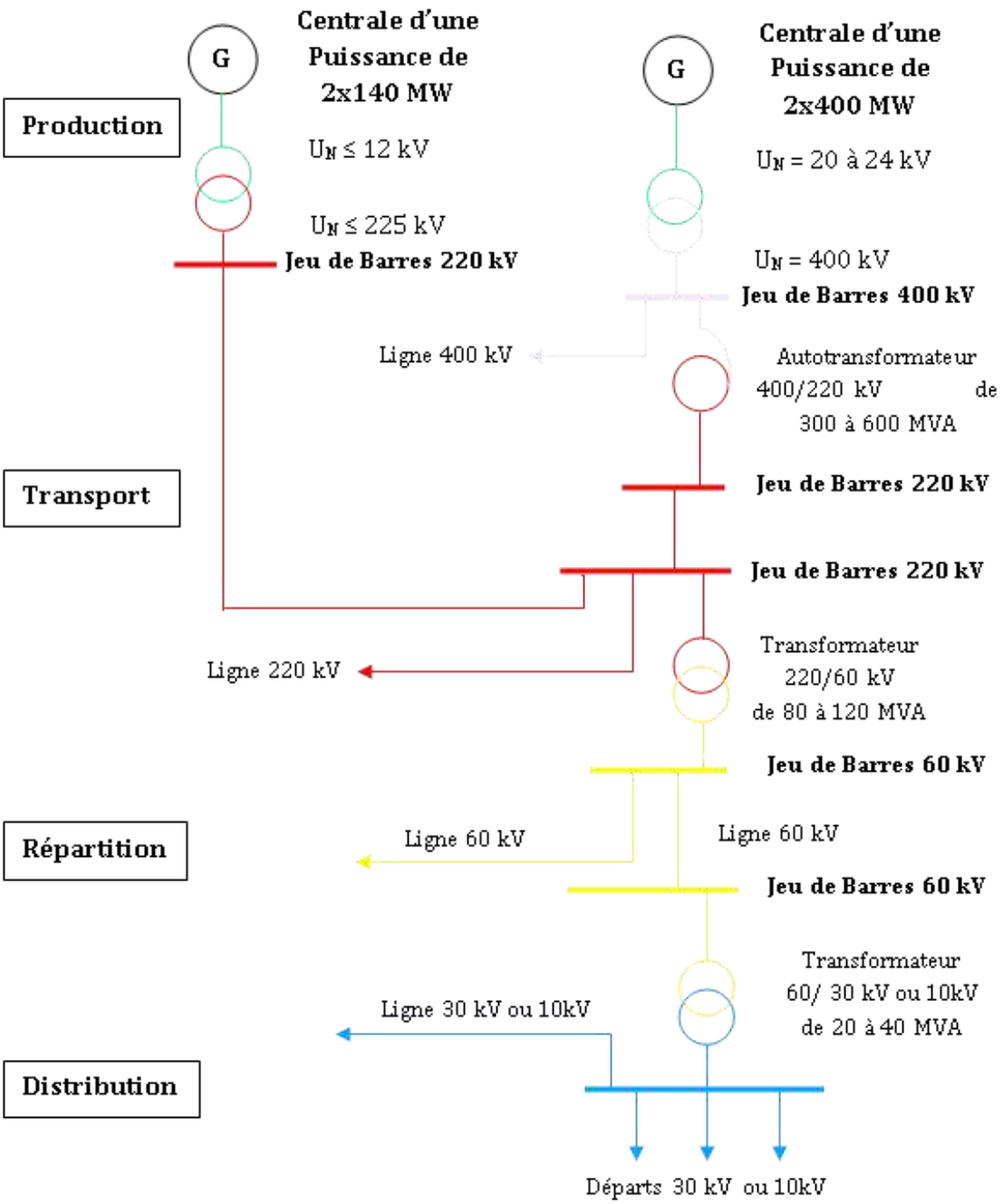


Figure I.3: Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie.**[3]**

I.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

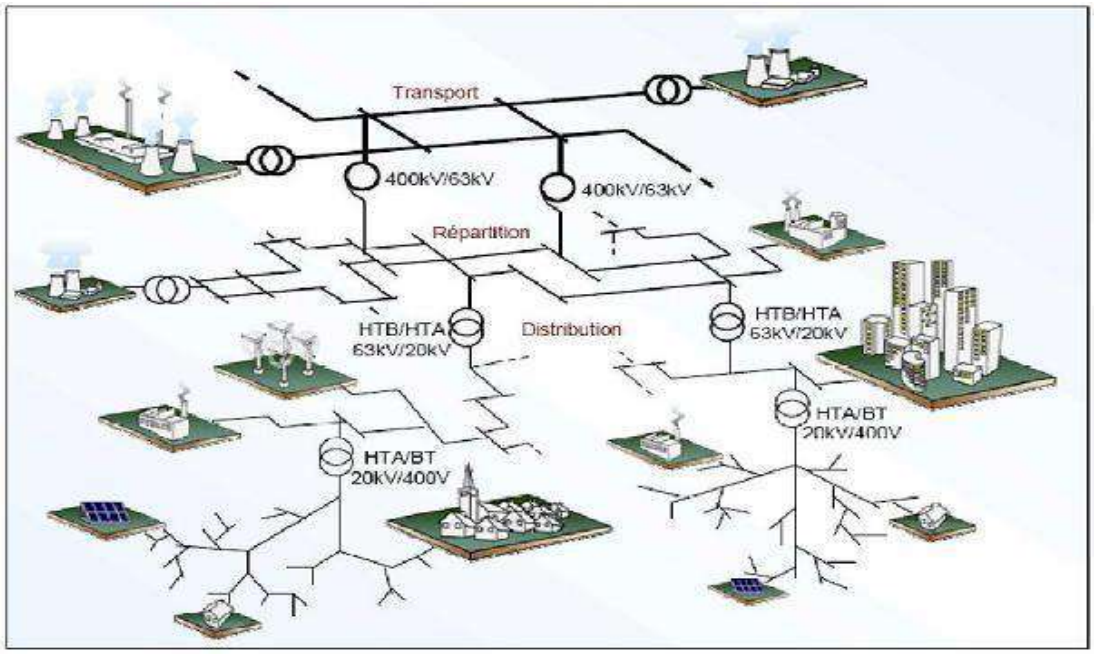


Figure I.4: Structure de réseaux électriques moderne [5].

I.4.1.Réseaux de transport et d'interconnexion:[2]

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 400 kV.
- sans neutre, Lignes aériennes simple et double circuit.

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.

I.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.

I.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.

A/ 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.

B / Réseaux de distribution à basse tension :

(a) BTA (230 / 400 V).

(b) Neutre directement à la terre.

(c) Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

C / Caractéristiques techniques générales [2] :

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.

D/ Schémas d'exploitations [6] :

- **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 5).

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 6).

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 7).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-a-dire du type de clients raccordés.

➢ **Schéma de principe des postes sources HTB/ HTA .**

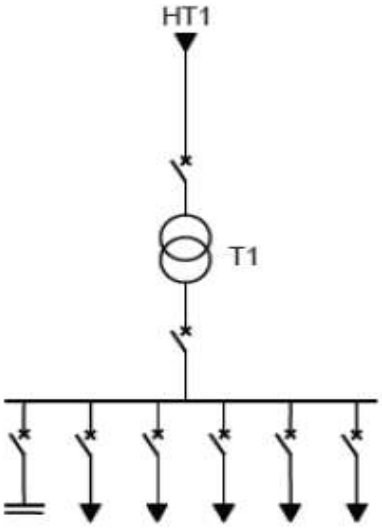


Figure I.5: Phase initiale

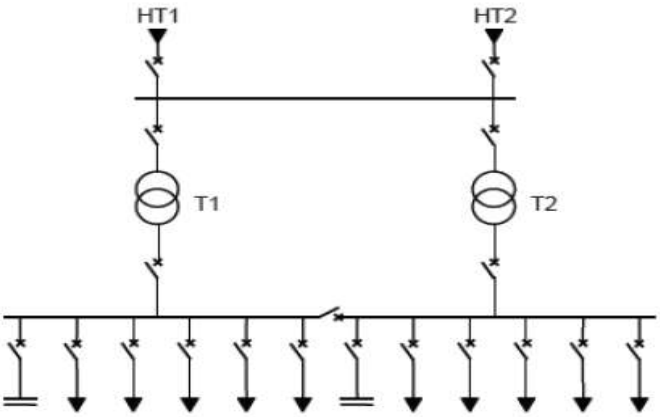


Figure I.6: Deuxième phase

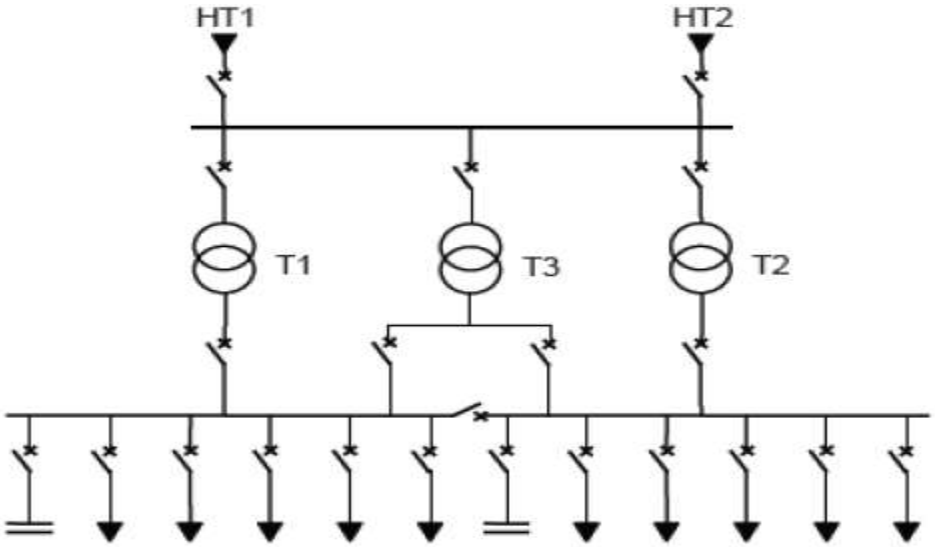


Figure I.7: Phase finale

- **Lignes et départ HTA [12]**

En milieu rural de faible densité, les réseaux de distribution sont principalement constitués de lignes aériennes en simple dérivation (figureI.8), 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 (figue I.9).

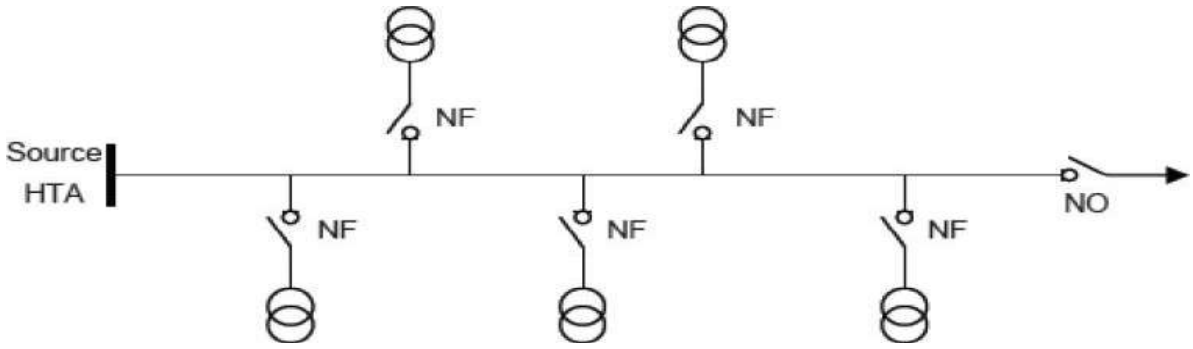


Figure I.8: Schéma simple dérivation[3]

- ✓ NF et NO sont respectivement interrupteur normalement fermé et interrupteur normalement ouvert.

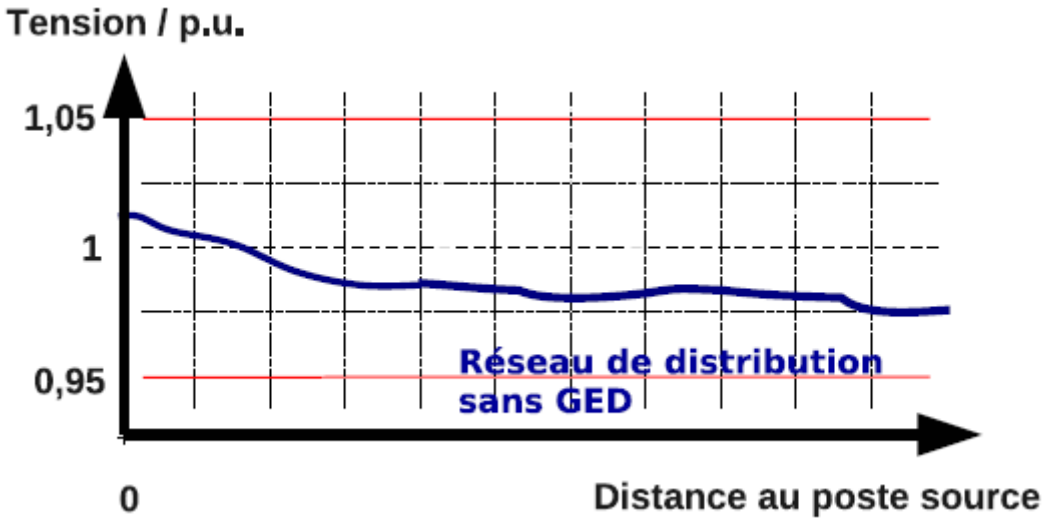


Figure I.9 : Variation de la tension le long d'un départ HTA [12]

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 I.10) ou en coupure d'artère (figure I.11) 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.

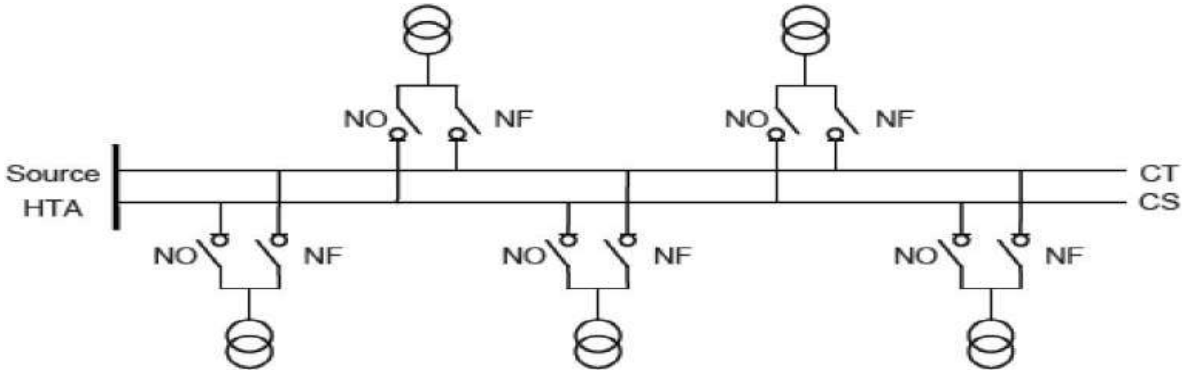


Figure I.10: Schéma de double dérivation

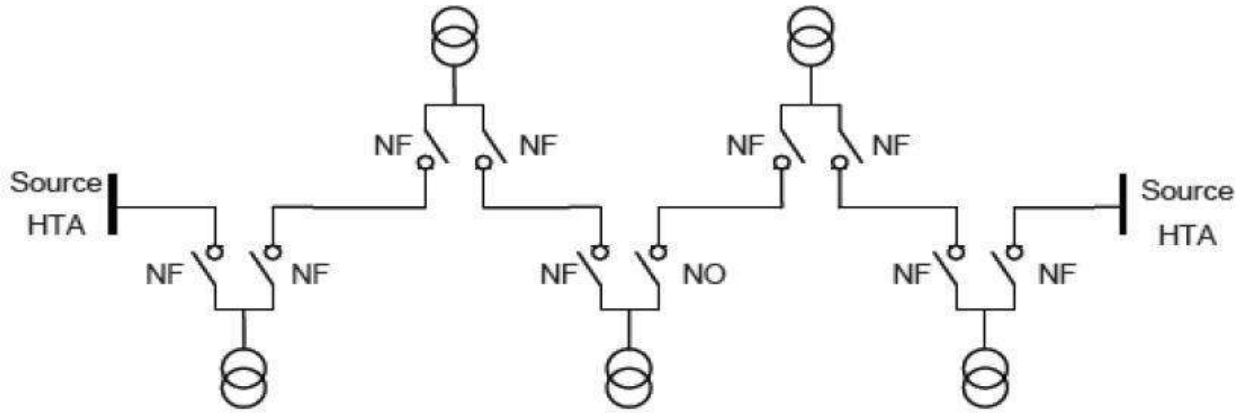


Figure I.11: Schéma de coupure d'artère

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

I.5.Qualité de service

L'objective des réseaux de distribution est de fournir de l'énergie électrique aux clients raccordés en HTA ou BT. La qualité de l'énergie délivrée doit être conforme à des caractéristique de nies la norme européenne EN 50610(NF CO2-160) de mai 2000, résumées dans le tableau (I.2).

Tableau I.2: Caractéristiques de la tension BT et HTA, d'après [13]

Caractéristiques	Valeurs admises
Fréquence	BT : 50 Hz ± 1 % pendant 99.5 % du temps sur une année. HTA : 50 Hz + 4 %/ − 6 % pendant 100 % du temps.
Tension	BT : 230 V ± 10 % pendant 95 % du temps sur une semaine. HTA : 20 kV ±10% pendant 95 % du temps sur une semaine.
Harmoniques	Taux global de distorsion harmonique $\leq 8\ \% \cdot U_{nominale}$.
Déséquilibre de la tension	$U_{inverse} \leq 2\ \% \cdot U_{directe}$ pendant 95 % du temps sur une semaine.

I.6. 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 défi 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

II.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.[6]

Les principaux problèmes liés au raccordement de Génération d'Energie 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]

II.2. Production décentralisée :

II.2.1. Définition :

Le terme production décentralisée désigne l'ensemble des générateurs d'électricité de faible puissance, connectes aux réseaux de distribution .Ce terme est construit par opposition au terme production centralisée désignant les grandes centrales de production connectées au réseau de transport. Une unité de production décentralisée sera nommée Génération d'Energie Dispersées ou plus simplement GED.

Les productions raccordées aux réseaux HTB ne sont pas considérées comme des productions décentralisées.

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 raccordées au

réseaux HTA. [12]. 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 [8].

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 [2].

II.2.2. Différents types de production décentralisée à base d'énergie renouvelable :[5]

A .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.

B.Petite centrale hydraulique :

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.

C.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 elles 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.

D.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.

II.3.Apports potentiels de la production décentralisée [2] :

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 énergie et une variation 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.

II.4. Impacts de l'intégration de GED sur les réseaux de distribution [1] :

II.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 :

$$\frac{\Delta v}{v} = \frac{r \times L \times Ptri + x \times L \times Qtri}{u^2} \qquad (II.1)$$

r : résistance de ligne

x : réactance de ligne

L : la longueur de la ligne

P_{tri} = puissance active de la charge triphasé

Q_{tri} = puissance réactive de la charge triphasé

On constate donc que la chute de tension dépend directement des puissances actives et réactives injectées mais également du type et de la longueur des conducteurs utilisés. Ainsi la connexion de GED sur le réseau peut faire varier le plan de tension. La tension peut alors dépasser les limites admissibles même avec le fonctionnement des régleurs en charge [3].

Pour montrer les effets de la GED sur le plan de tension, prenons l'exemple de la figure (11). Le réseau est constitué de 5 charges régulièrement espacées de 5 km consommant au total 10 MW. Les conducteurs utilisés sont en aluminium et ont une section de 150 mm². Les paramètres des conducteurs sont donc r = 0,206 Ω/km et x = 0,1 Ω/km. Le nœud 1 représente le transformateur du poste source HTB/HTA (63 kV/20 kV) doté d'un régleur en charge.

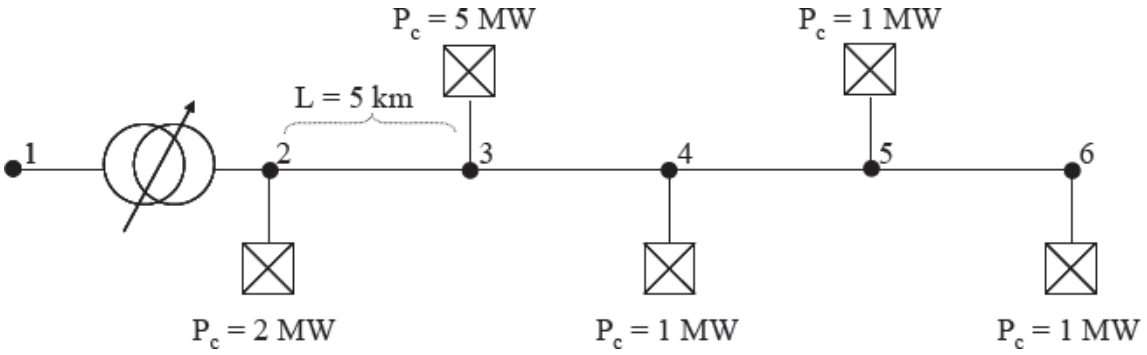
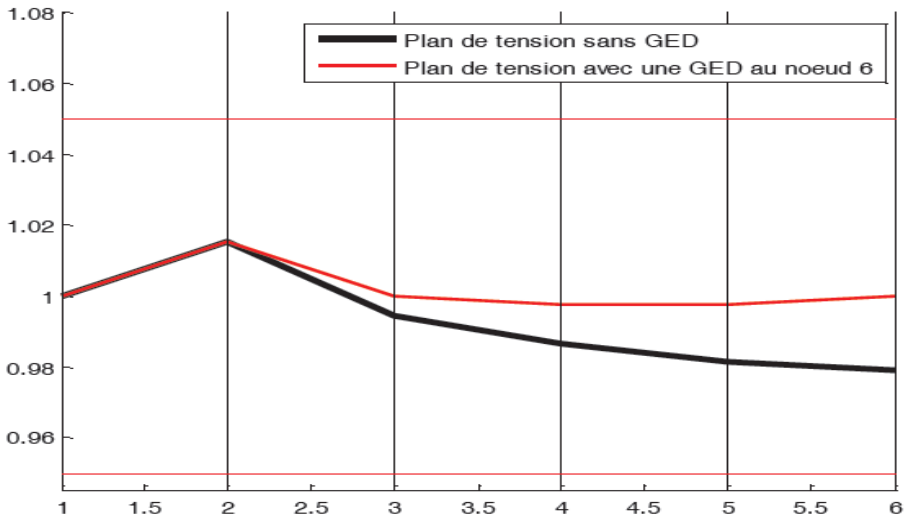


Figure II.1 : Réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence des impacts de l'insertion de GED

La Figure (II.2) illustre un exemple d'impact bénéfique de l'insertion de GED sur la tension. On peut constater qu'au nœud 2 la tension est de 1,02 pu. Cela correspond à la tension de consigne du régleur en charge. En connectant une GED de 2 MW au nœud 6, l'énergie est consommée plus localement que dans le cas sans GED. La puissance active injectée étant moins importante 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.



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

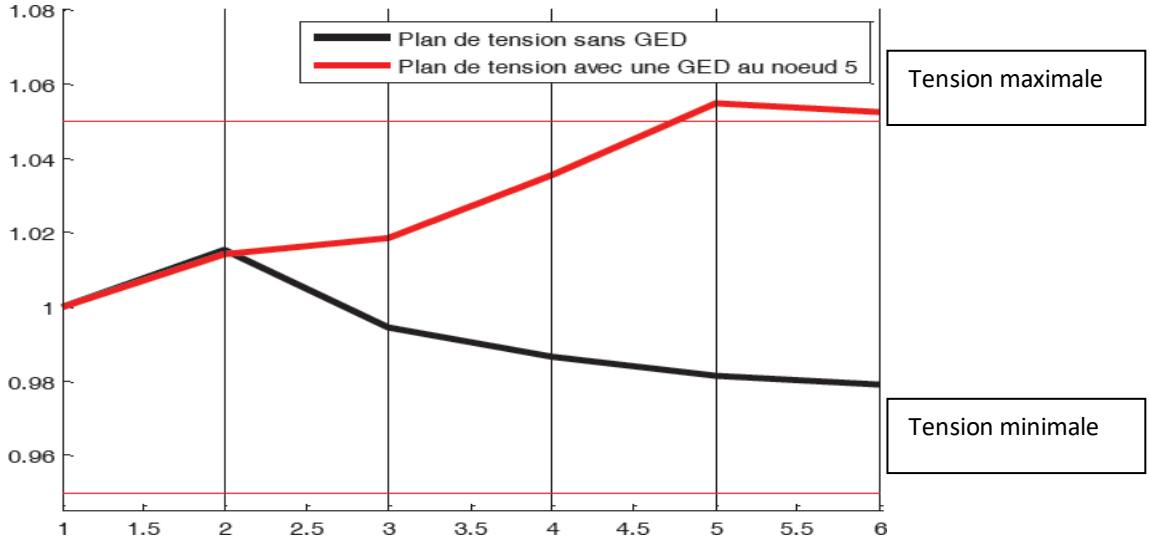


Figure II.3: Exemple de surtension provoqué par l'insertion de GED

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

➢ Impact sur les transits de puissances :

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

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

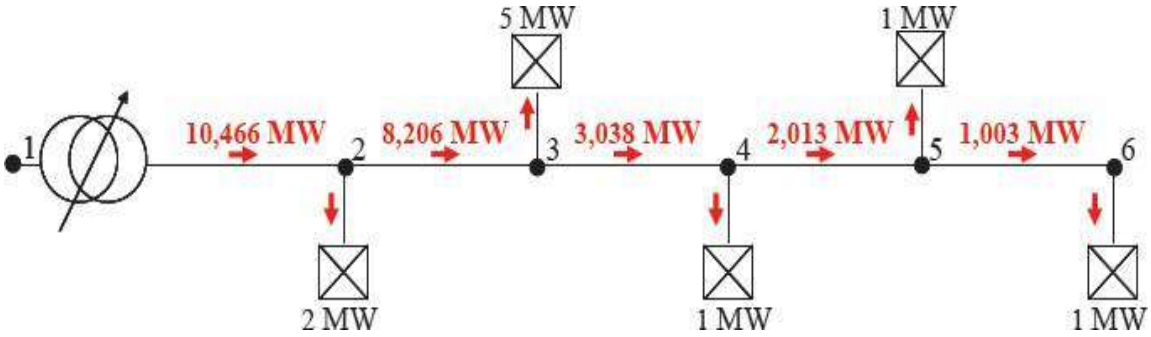


Figure II.4: Transit des puissances dans le réseau test sans GED

On connecte une GED au nœud 5 de puissance 5 MW comme indiquée sur la Figure (I.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. les pertes peuvent s'exprimer par la formule suivante **:**

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

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

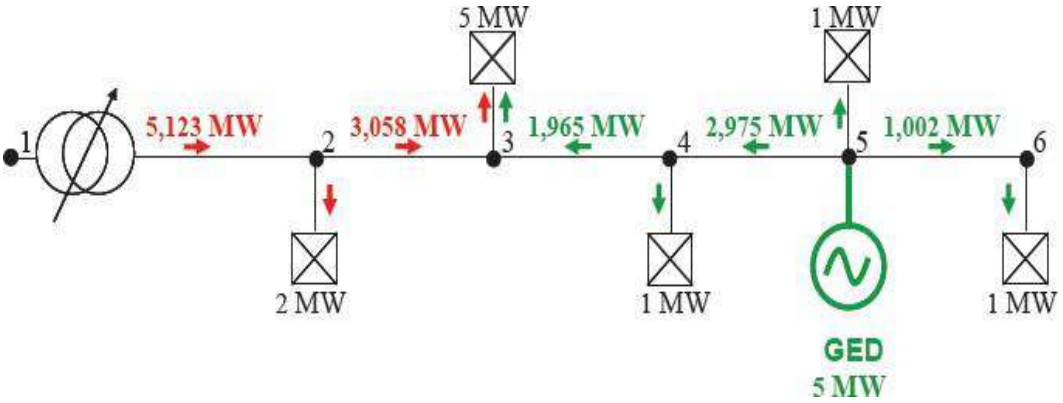


Figure II.5 : Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud 5

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

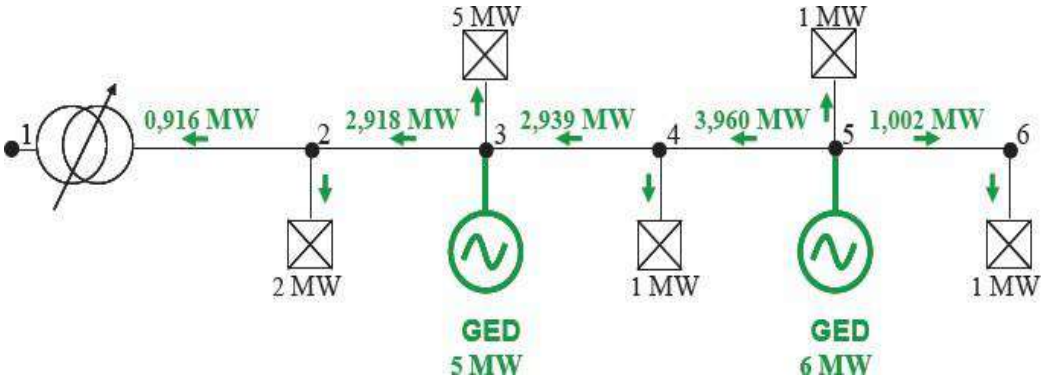


Figure II .6 : Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport

➢ 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 [13] 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 :

A/ 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.

B/ 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.

C/ 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 [15].

D/ 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.

II.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.

A/ Problème d'aveuglement des protections :

Le problème d'aveuglement de protections se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ possédant une GED. Ce problème est illustré sur la Figure (II.7). En effet, en l'absence de GED, le seuil de la protection P2 est réglé à $\mathbf{I_{seuil\ p2} = I_{df1}}$ (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, $\mathbf{I_{df2}}$, est alors plus faible qu'$\mathbf{I_{df\ 1}}$ est donc inférieur au seuil de la protection P2 qui ne déclenche pas d'où le terme d'aveuglement.

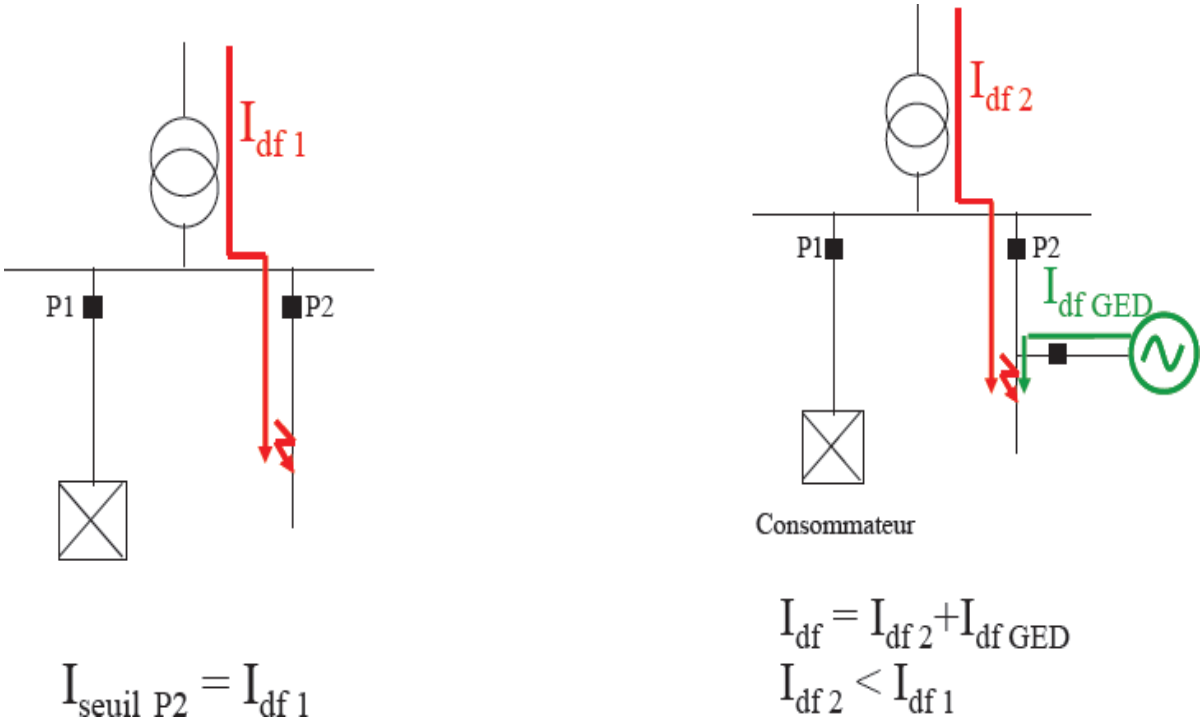


Figure II.7 : Problème d'aveuglement de protections

B/ Problème du déclenchement intempestif des protections :

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

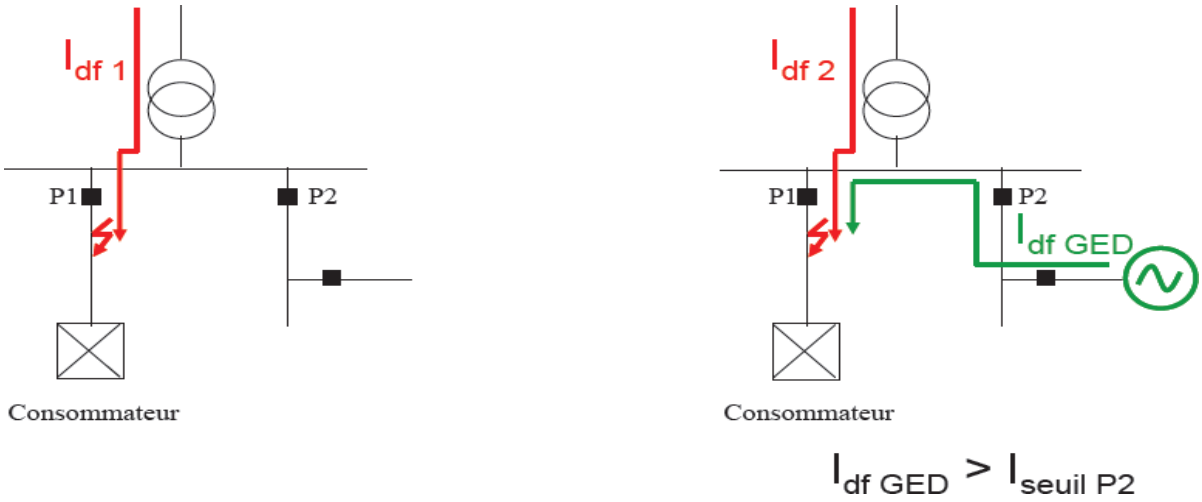


Figure II.8 : Problème du déclenchement intempestif de protection

II.4.3. 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.

II.5.Types et capacité du GED : [16].

La GED peut être généralement classé en quatre grands types d'après leurs caractéristiques de puissance réactive , énumérés au tableau II.3, En supposant que le vrai pouvoir du GED raccordés au nœud i est P_{GED},la sortie de puissance réactive de la GED est Q_{GED} ,le facteur de puissance de la GED est PF_{GED}.la puissance active et réactive injectée au niveau de nœud i, lorsque le GED est situé, sont donnés par

$$Pi = PD - P_{GED} \quad \text{(II.3)}$$

$$Qi = QD - Q_{GED} \quad \text{(II.4)}$$

Ce qui donne :

$$Q_{GED} = aP_{GED} \quad \text{(II.5)}$$

Ou :

$$a = (sign)\tan(\cos^{-1}(PF_{GED})) \quad \text{(II.6)}$$

La fonction signe est défini comme **:**

$x=$ **+1** $:GED\ l'\ injection\ de\ lapuissance\ reactive.$

−1 $:GED\ consomation\ de\ lapuissance\ reactive.$

Tableau II.1: Principaux types de la GED en fonction de la capacité de prestation.

Type GED	Type Description	Exemple
Type 1	La GED est capable d'injecter à la fois puissance active et la puissance réactive.	Les générateurs synchrones
Type 2	La GED est capable d'injecter une puissance active mais la consommation de puissance réactive.	Génératrices asynchrones tels que la production d'énergie éolienne de fermes.
Type 3	La GED est capable d'injecter de la puissance active uniquement.	PV. Micro-turbines, et les piles à combustible intégrées pour la grille principale de convertisseurs/inverseurs.
Type 4	La GED est capable d'injecter de la puissance réactive seulement	Les compensateurs synchrones

Tableau II. 2: Les caractéristiques des quatre types de GED.

Type GED	PFGED	Signe	A
Type 1	0 < 0.78 < 1	+1	Constant
Type 2	0 < 0.78 < 1	-1	Constant
Type 3	PF_{GED} = 1	--	0
Type 4	PF_{GED} = 0.2	+1	∞

II.5 .1. Type de raccordement : [17]

Deux types de configuration de raccordement sont envisagés **:**

- **Le raccordement en départ mixte :** le raccordement à un départ existant auquel des consommateurs et éventuellement des producteurs sont déjà raccordés (figure II.9.a).
- **Le raccordement en départ direct :** le raccordement au poste source le plus proche via un départ nouvellement créé pour le nouvel utilisateur (figure II.9.b)

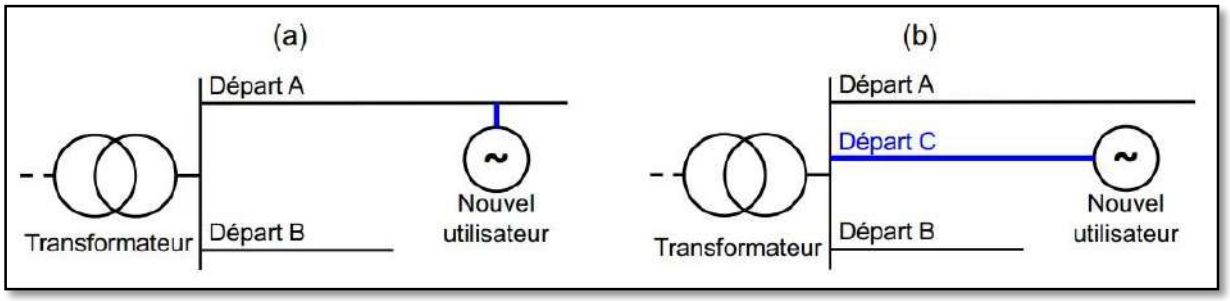


Figure II.9 : Illustration des configurations de raccordement (a) en départ mixte (b) en départ direct

II .5.2. 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.

II.5.3. Tension au point de raccordement : [2]

Les problèmes induits par l'intégration des ´énergies renouvelables dans les réseaux électrique sont causes par **:**

- Leur production aléatoire et difficilement prévisible .
- Une absence de réglage puissance - fréquence .
- Une participation au réglage de la tension limitée .
- Une sensibilité 'élevée aux creux de tension et aux variations de fréquence pour certaines technologies .
- La sensibilité faible aux variations rapides de la source (l'ensoleillement dans le cas du système PV).

Les modalités de raccordement au réseau ´électrique des installations renouvelables sont d´finies par des décrets et arrêtées, Le tableau II.4 donne un exemple les niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance**.**

Tableau II.3: les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de puissance installée [16].

Réseau	limite de tension	niveaux réel	limite de puissance
BTA	U≤ 1kV (raccordement monophasé)	230 V	p≤ 18 k VA
BTA	U≤ 1kV (raccordement triphasé)	400 V	p≤ 250 k VA
HTA	1 kV< U≤ 50 kV	15 kV, 20kV, 33kV	p≤ 17 MW
HTB	50 kV< U≤ 130 kV	63 kV, 90 kV	p≤ 50 MW
HTB	130 kV< U≤ 350 Kv	150 kV, 225 kV	p≤ 250 MW
HYB	350 kV< U≤ 500 kV	400 kV	p≤ 250 MW

Les installations d'une puissance maximale de 10 MW sont connectées au réseau de distribution, généralement de moyenne tension (30KV - HTA). Normalement les installations d'une puissance supérieure a` 20 MW sont connectées aux réseaux de transport (HTB).

II.5.4. Tenue en régime normale et exceptionnel :[2]

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.

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.

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).

II.5.5. Tenue aux creux de tension :[2]

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 (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 (II.10).

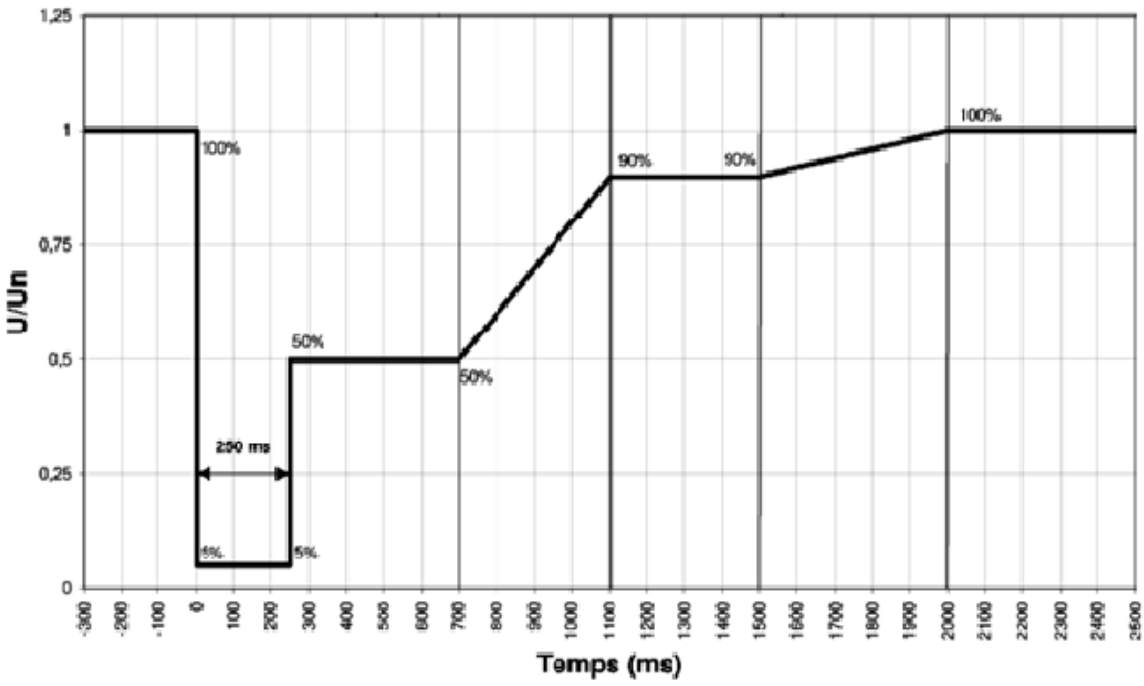


Figure II.10: Gabarit de tension en HTB1 et HTB2 (cas particulier des éoliennes)

- 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,

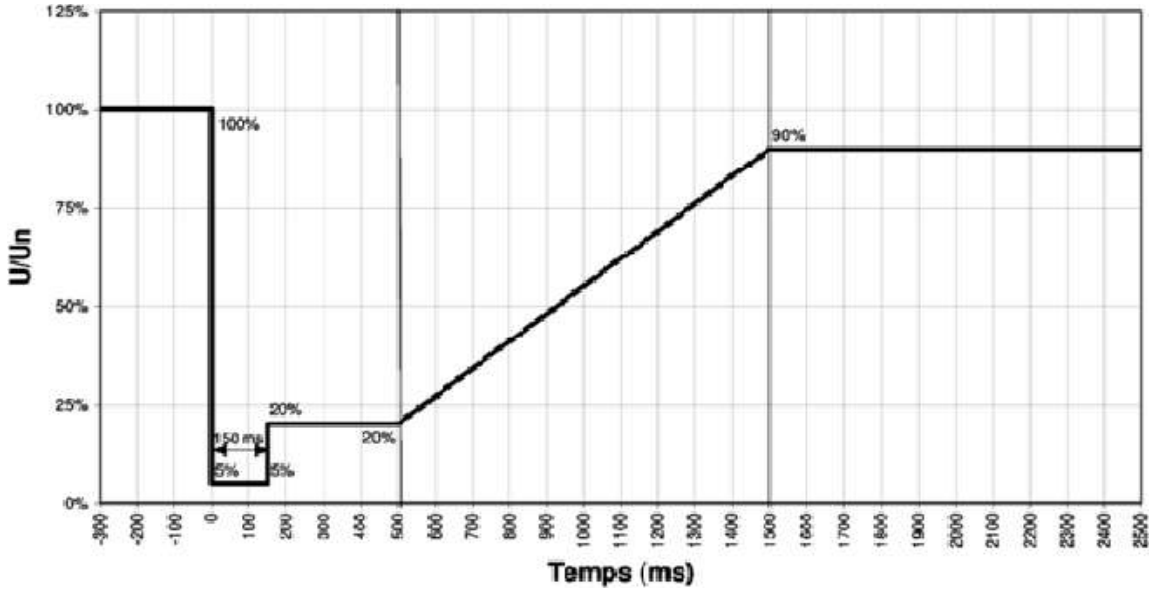
✓ palier à 0,5 $U_{dim.}$ pendant les 450 ms suivantes,

✓ 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 (y compris 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 (II.11)



FigureII.11: Gabarit de tension en réseau de distribution

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 JB meilleur pour le raccordement du GED dans un réseau de distribution a pour but de minimisé les pertes actives et d'amélioré le profil de tension de chapitre suivant.

Chapitre III : Simulation et Résultats

III.1. Introduction :

ETAP est le leader de l'industrie dans le monde entier dans tous les types et tailles des systèmes d'alimentation, ETAP est solution totalement intégrée .Il permet à partir des documents de design, de créer automatiquement la gestion en temps réel du système pour superviser, contrôler, automatiser, simuler, Pour concrétiser notre étude, nous avons procédé dans ce troisième chapitre à une simulation sur réseaux de distributions :

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

L'objectif de ce chapitre est de déterminer le meilleur emplacement(JDB) et la taille optimal du GED sur réseaux distribution (IEEE12, 33 et 69)

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

- L'indice de sensibilité de tension FVSI (Faste voltage sensitivité index) et Le facteur de stabilité LQP.
- Minimisation des pertes actives.

Dans cette étude, en utilisant logiciel ETAP 12.6.0, on a calculée FVSI et LQP qui représentent le meilleur emplacement de l'insertion du GED pour chaque jeux de barre du réseau IEEE12, 33, 69, JB, et le taux d'intégration du GED de 0 à 80% de la charge total, avec deux valeurs de facteur de puissance (0.85 et 1) afin de déterminer l'emplacement et la taille optimale.

III.2. Définition de logiciel ETAP : [26]

ETAP est un logiciel pensé et crée pour la conception de projets de systèmes et d'installations électrique, leur simulation, leur maintenance, leur control et leur exploitation dans différent secteurs,

Le noyau d'ETAP est basé sur un éditeur de schémas unifilaires, avec des fonctions qui permettent de travailler sur le même schéma dans différents niveaux de tension que ce soit HTB, HTA ou BT, en AC et DC.

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 court-circuite,
- La stabilité transitoire,
- La coordination de relais,
- L'amplification des câbles,
- L'écoulement de puissance optimal.
- Placement optimal de batterie condensateur.

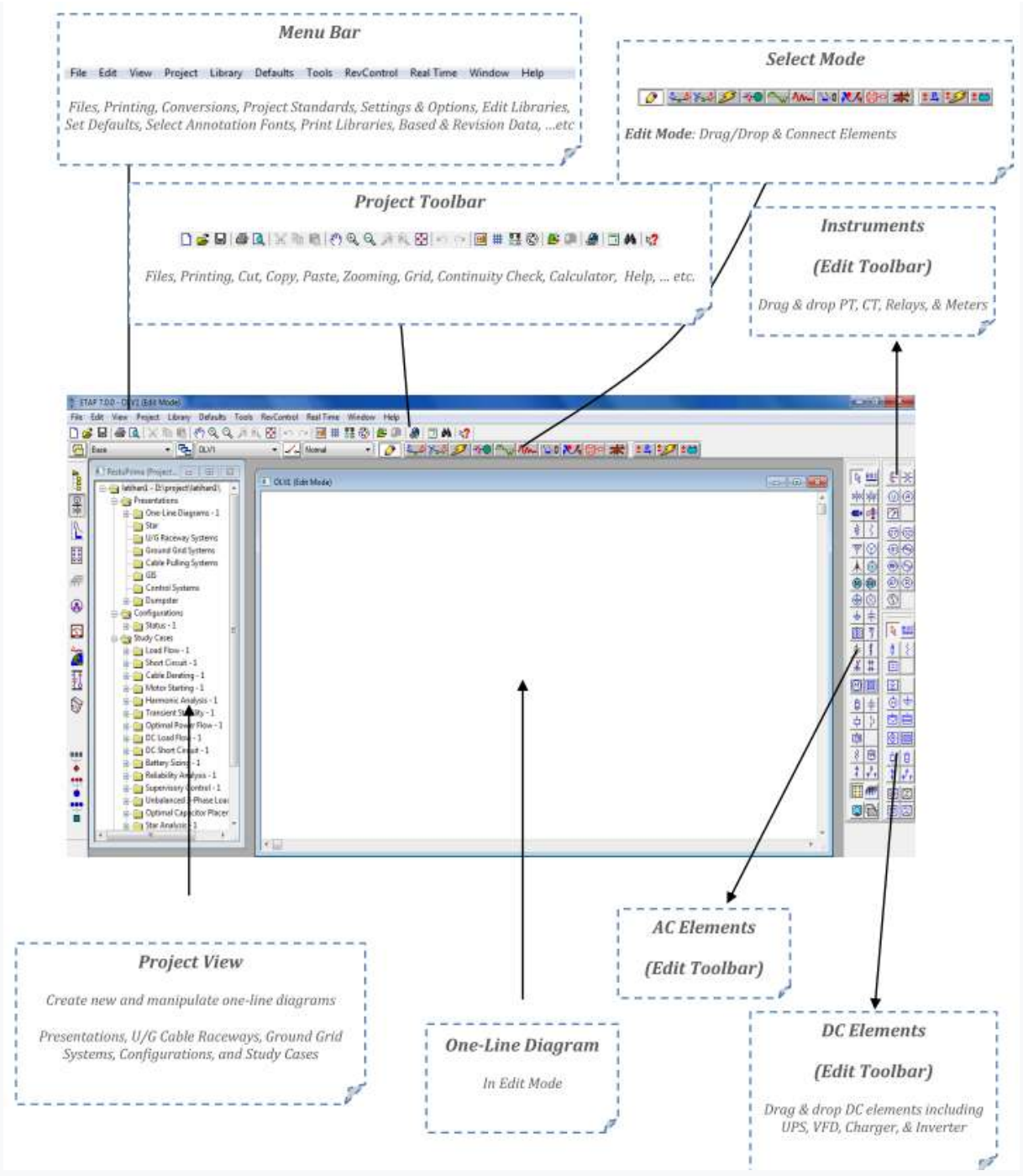


Figure III.1 : logiciel électrique, ETAP 12.6.0

III.3 Simulation des réseaux tests :

III.3.1. L'emplacement et la taille optimale d'une unité GED: [19]

L'état de stabilité d'un système d'alimentation peut être évalué à l'aide d'indice de stabilité de tension. À des fins de comparaison, les valeurs LQP et FVSI sont brièvement décrites dans les sections suivantes.

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

III.3.2.Indice de sensibilité rapide de tension(FVSI) : [19]

L'indice de sensibilité de tension est une solution numérique qui aide l'opérateur a 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.

L'indice de sensibilité rapide de la tension (FVSI) montre la marge de stabilité de la tension d'une ligne. Pour une ligne de transmission typique, l'indice est :

$$FVSI = \frac{4Z^2\ Q_R}{V_S^2\ X} \qquad \textbf{(III .1)}$$

III.3.3. Indice de stabilité de ligne (LQP) :

L'indice de stabilité LQP présenté dans [19] est basé sur le flux de puissance dans la ligne. Il mesure la stabilité de la tension pour chaque ligne. Une valeur plus élevée de LQP d'une ligne indique la proximité de l'instabilité.

Le FVSI de tous les nœuds du réseau de distribution est calculé à un facteur de puissance unitaire . La ligne qui possède l'indice proche d'un (01), sera la ligne la plus stressée, Le nœud avec une valeur de FVSI et LQP maximale sera choisi comme la meilleure localisation pour placer le GED.

Le facteur de stabilité de ligne peut être représenté par :

$$LQP = \frac{4X}{V_S^2}\left[\frac{XP_S^2}{V_S^2} + Q_R\right] \qquad \text{(III .2)}$$

- Le **LQP** doit être **inférieur à 1** pour maintenir la stabilité du système.

Ps : émission de la puissance active.

Q_R : Réception de la puissance réactive finale.

Vs : Tension de fin d'envoi.

VR : Réception de la tension finale.

Z : Impédance de la ligne.

θ : Impédance angle de la ligne.

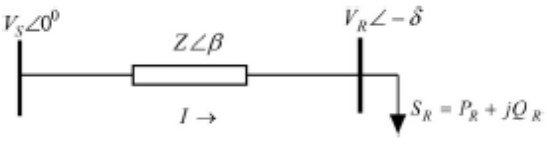


Figure III.2 : ligne entre deux JDB

III.4. Algorithme de simulation :

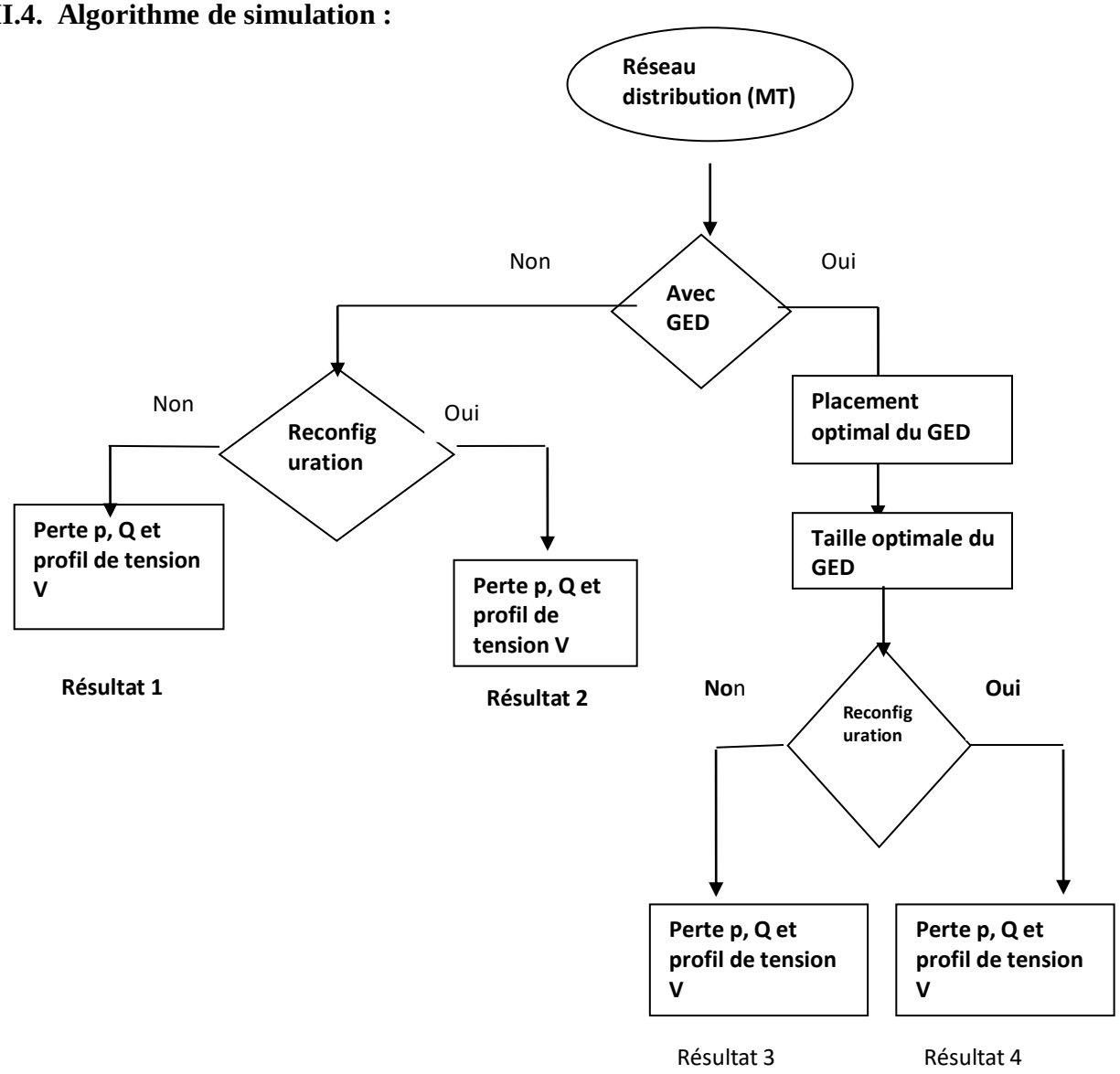


Figure III .3 : Algorithme de simulation

III.5. Réseau test IEEE 12- jeux de barre :

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 12-bus de la figure (III.4) sont données comme suit **:**

- Nombre de jeux de barres = 12.
- Nombre de branches = 11.
- Jeu de barres de référence N° =1.
- Puissance de base = 148kVA.
- Tension de base =11kV.

La figure (III .3) suivante représentée un réseau de distribution de 12 JDB, les paramètres de ce réseau sont donnés dans l'annexe

a. L'impact de GED sur le profil de la tension et sur les pertes ligne :

Pour choisir le nœud de raccordement du GED on a simulé le réseau d'IEEE 12 jeux de barre et on a calculé l'indice FVSI.

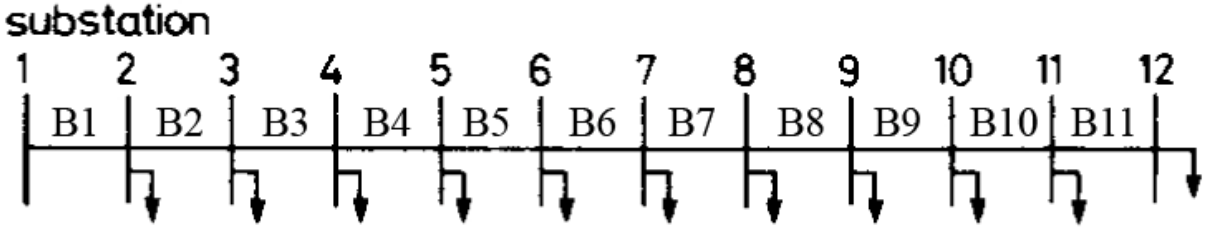


Figure III.4: Réseau test IEEE 12-bus sans GED

B/ CALCULE L'INDICE DE SENSIBILITE :

Tableau III.1: détermination du nœud le plus sensible du réseau IEEE12-JB pour une insertion optimale de la position de GED.

JDB départ	JDB arrive	Vs sans GED	V_R sans GED	FVSI	LQP	perte active sans GED P (kW)	Perte réactive sans GED Q (K VAR)
1	2	100	99,443	0,0739316	0,0109498	3,3467	1,3626
2	3	99,443	98,919	0,0403725	0,0060106	2,6827	1,1193
3	4	98,919	98,084	0,1325934	0,0197244	3,8809	1,6172
4	5	98,084	97,024	0,1119057	0,0166459	4,1039	1,7108
5	6	97,024	96,7	0,0196044	0,0029038	1,1152	0,4643
6	7	96,7	96,425	0,0664193	0,0098349	0,8795	0,366
7	8	96,425	95,595	0,3323348	0,0236601	2,2049	0,6084
8	9	95,595	94,806	0,3768635	0,0281566	1,52	0,4303
9	10	94,806	94,575	0,0964563	0,0127818	0,2815	0,1006
10	11	94,575	94,487	0,0775602	0,0057568	0,0685	0,0194
11	12	94,487	94,467	0,0316651	0,0023603	0,005	0,0014
TOTAL						20,089	7,8002

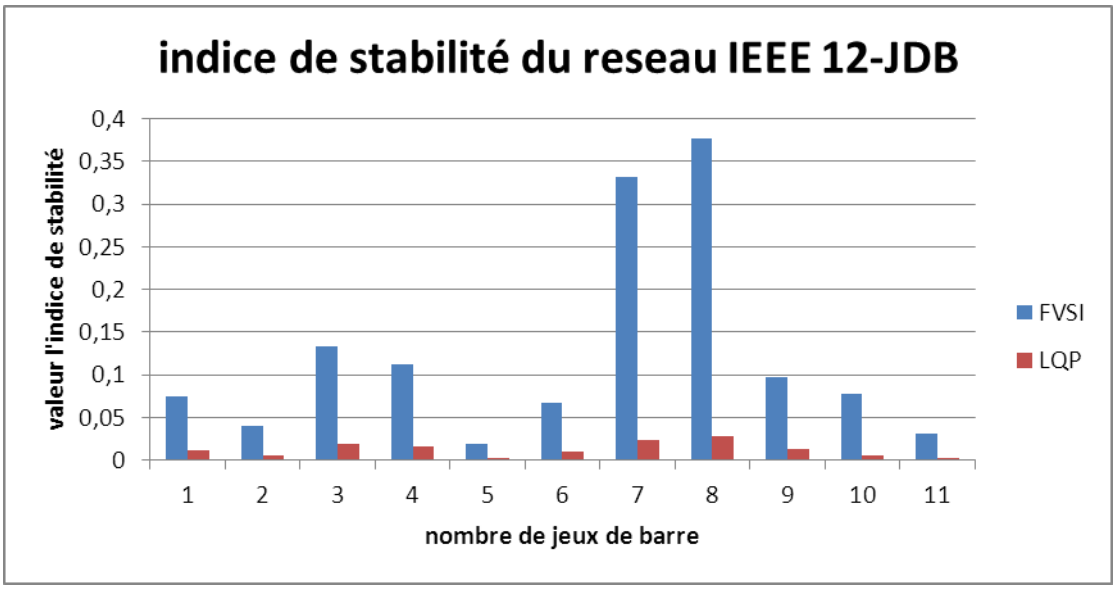


Figure III.5 : Valeur de l'indice de la sensibilité du réseau d'IEEE 12 jeux de barre

- Le calcul de la valeur de l'indice de stabilité de tension FVSI, a permet de prouver que le jeux de barre n=8 est le plus sensible ainsi il représente le point optimal de raccordement de GED.

C/ Le taux d'insertion du GED :

C'est Le ratio de la puissance totale maximale de GED installée ($P_{max\ GED}$) sur la puissance totale Consommée (Pc) dans le réseau considéré. Le taux maximal d'insertion de GED (en %) est donc défini par **:**

$T = (P_{GED} / P_C) \times 100$ (III .3)

P_C = puissance totale consommée dans le réseau (en MW).

P_{GED} = puissance totale de GED insérées dans le réseau (en MW).

T = taux d'insertion de GED dans le réseau (en %).

Le tableau ci-dessus représente les pertes en ligne en pourcentage pour les différentes localisations, les capacités de l'unité de GED pour Réseau de IEEE 12 jeux de barre 11 kV et la capacité de GED en % par apport à la charge totale.

Tableau III.2: Pourcentage des pertes en ligne par rapport à la variation de la position et le taux d'intégration du GED (PF=0,85)

Bus où GED est connecté	La capacité de GED en % par rapport à la charge totale avec PF=0.85							
	0%	**20%**	**30%**	**40%**	**50%**	**60%**	**70%**	**80%**
1	**4,41**	**4,41**	**4,36**	**4,36**	**4,36**	**4,36**	**4,36**	**4,36**
2	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,36**	**4,36**	**4,36**	**4,36**
3	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,36**	**4,36**	**4,36**
4	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,36**	**4,59**	**4,82**
5	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,36**	**4,59**	**4,82**	**5,28**
6	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,36**	**4,59**	**5,05**	**5,51**
7	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,41**	**4,36**	**4,82**	**5,05**	**5,74**
8	**4,41**	**3,91**	**4,41**	**4,36**	**4,36**	**5,28**	**5,97**	**6,66**
9	**4,41**	**3,91**	**4,41**	**4,57**	**4,36**	**5,97**	**6,89**	**8,04**
10	**4,41**	**4,41**	**4,36**	**4,79**	**5,51**	**6,2**	**7,35**	**8,73**
11	**4,41**	**4,41**	**4,36**	**4,79**	**5,51**	**6,43**	**7,81**	**9,19**
12	**4,41**	**4,41**	**4,36**	**4,79**	**5,74**	**6,66**	**8,04**	**9,42**

Tableau III.3: Pourcentage des pertes en ligne par rapport à la variation de la position et la capacité de GED (PF=1)

Bus où GED est connecté	La capacité de GED en % par rapport à la charge totale avec PF=1							
	0%	**20%**	**30%**	**40%**	**50%**	**60%**	**70%**	**80%**
1	**4,43**	**4,43**	**4,43**	**4,43**	**4,43**	**4,43**	**4,43**	**4,43**
2	**4,43**	**4,21**	**4,21**	**4,21**	**4,21**	**3,99**	**3,99**	**3,99**
3	**4,43**	**4,21**	**3,99**	**3,99**	**3,76**	**3,76**	**3,76**	**3,76**
4	**4,43**	**3,99**	**3,76**	**3,55**	**3,32**	**3,32**	**3,32**	**3,1**
5	**4,43**	**3,76**	**3,32**	**3,1**	**2,88**	**2,88**	**2,66**	**2,66**
6	**4,43**	**3,55**	**3,1**	**2,88**	**2,88**	**2,66**	**2,66**	**2,66**
7	**4,43**	**3,1**	**2,88**	**2,88**	**2,66**	**2,66**	**2,43**	**2,66**
8	**4,43**	**2,88**	**2,66**	**2,66**	**2,43**	**2,43**	**2,43**	**2,66**
9	**4,43**	**3,1**	**2,66**	**2,43**	**2,43**	**2,43**	**2,66**	**2,88**
10	**4,43**	**2,66**	**2,43**	**2,43**	**2,43**	**2,43**	**2,88**	**3,1**
11	**4,43**	**2,66**	**2,43**	**2,43**	**2,43**	**2,66**	**2,88**	**3,32**
12	**4,43**	**2,66**	**2,66**	**2,66**	**2,66**	**2,88**	**3,1**	**3,76**

Les deux tableaux confirment les donnes du graphe (figure III.4) concernant l'insertion de GED aux jeux de barre huit. Le taux d'intégration de GED influence également sur les pertes en ligne, et aussi sur les tensions, la meilleure exploitation de la ligne implique une insertion de l'unité de production de source renouvelable aux jeux de barre 8, avec une capacité de production de 50 % de la charge totale pour PF= 1 et une capacité de production de 20 % de la charge totale pour PF= 0 .85.

D/ Insertion du GED sur jeux de barre n° 8 :

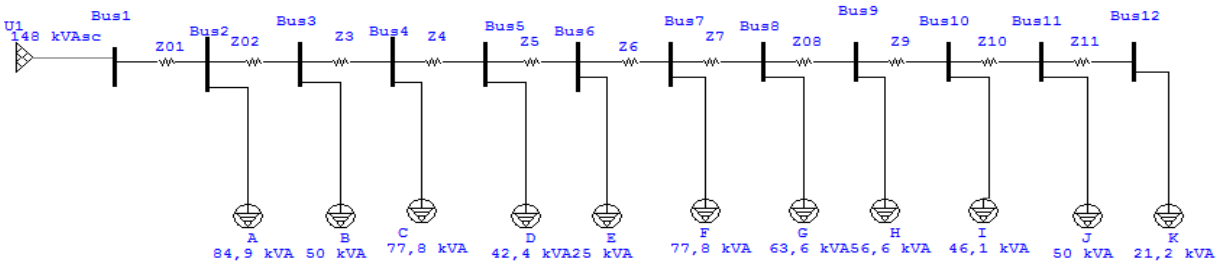


Figure III.6: Réseau IEEE 12JDB sans GED sur ETAP

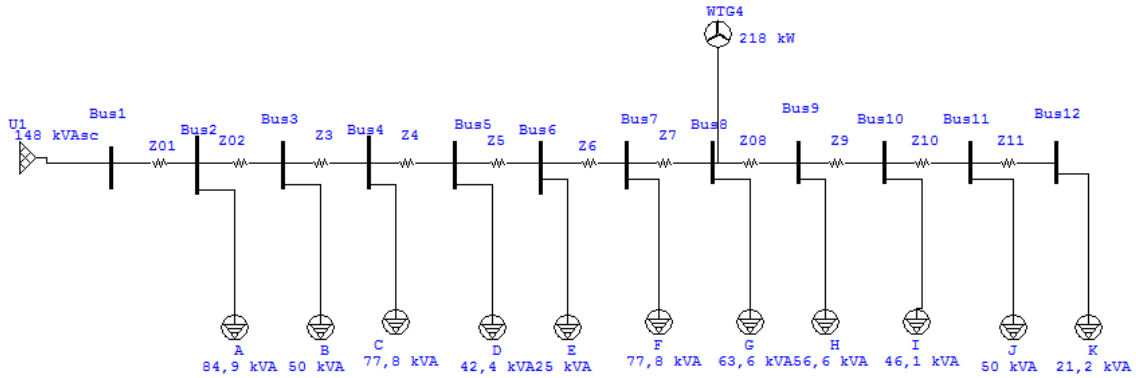


Figure III.7: Réseau IEEE12JDB avec GED sur ETAP

- On a effectué deux simulations, une sans GED (figure III.6), et l'autre avec GED (figure III .7) Connecté au bus 8 avec une capacité de50 % de la charge et FP=1 .

Tableau III.4: Les pertes de la ligne avec et sans raccordement du GED avec une capacité de 50 % de GED (PF=1)

bus départ	bus arrive	Vs sans GED	V R sans GED	Vs avec GED	VR avec GED	pertes actives sans GED P (kW)	perte réactives sans GED Q (k var)	perte actives avec GED P (kW)	perte réactives avec GED Q (k var)
1	2	1	0,9944	1	0,9967	3,3467	1,3626	1,7898	0,7287
2	3	0,9944	0,9892	0,9967	0,9938	2,6827	1,1193	1,322	0,5516
3	4	0,9892	0,9808	0,9938	0,9897	3,8809	1,6172	1,8415	0,7674
4	5	0,9808	0,9702	0,9897	0,9855	4,1039	1,7108	1,7797	0,7419
5	6	0,9702	0,967	0,9855	0,9844	1,1152	0,4643	0,4626	0,1926
6	7	0,967	0,9643	0,9844	0,9836	0,8795	0,366	0,3664	0,1525
7	8	0,9643	0,956	0,9836	0,9838	2,2049	0,6084	0,9783	0,2699
8	9	0,956	0,9481	0,9838	0,9764	1,52	0,4303	1,3561	0,3838
9	10	0,9481	0,9458	0,9764	0,9742	0,2815	0,1006	0,2511	0,0897
10	11	0,9458	0,9449	0,9742	0,9734	0,0685	0,0194	0,0611	0,0173
11	12	0,9449	0,9447	0,9734	0,9732	0,005	0,0014	0,0045	0,0013

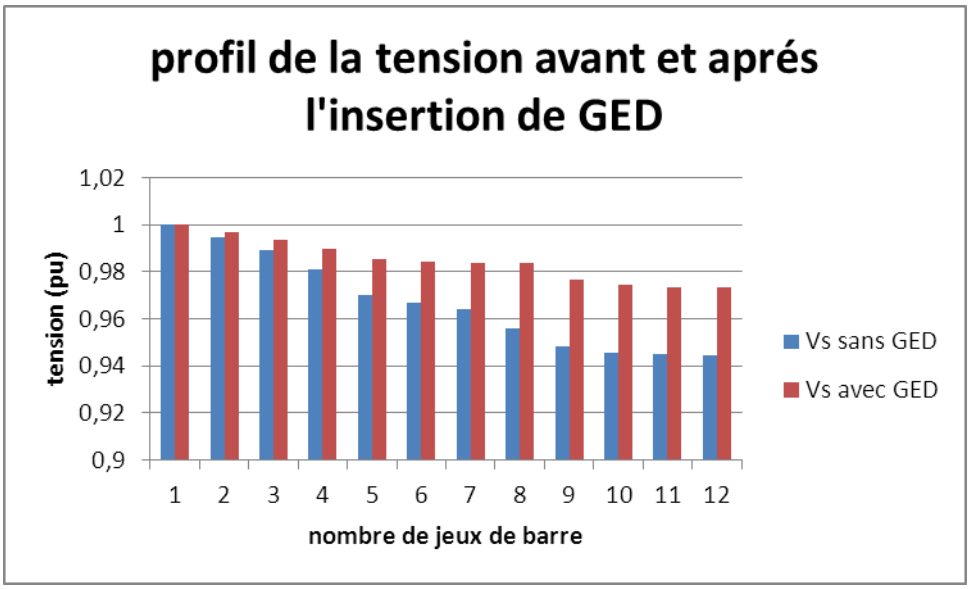


Figure III.8: Profil de la tension du réseau de IEEE 12 jeux de barre avant et après l'insertion de GED

❖ Quand la tension du bus où l'unité GED est connectée (JDB 8) égale à 0,**9838**pu, une amélioration de **2.78** % pour les autres bus sera notée.

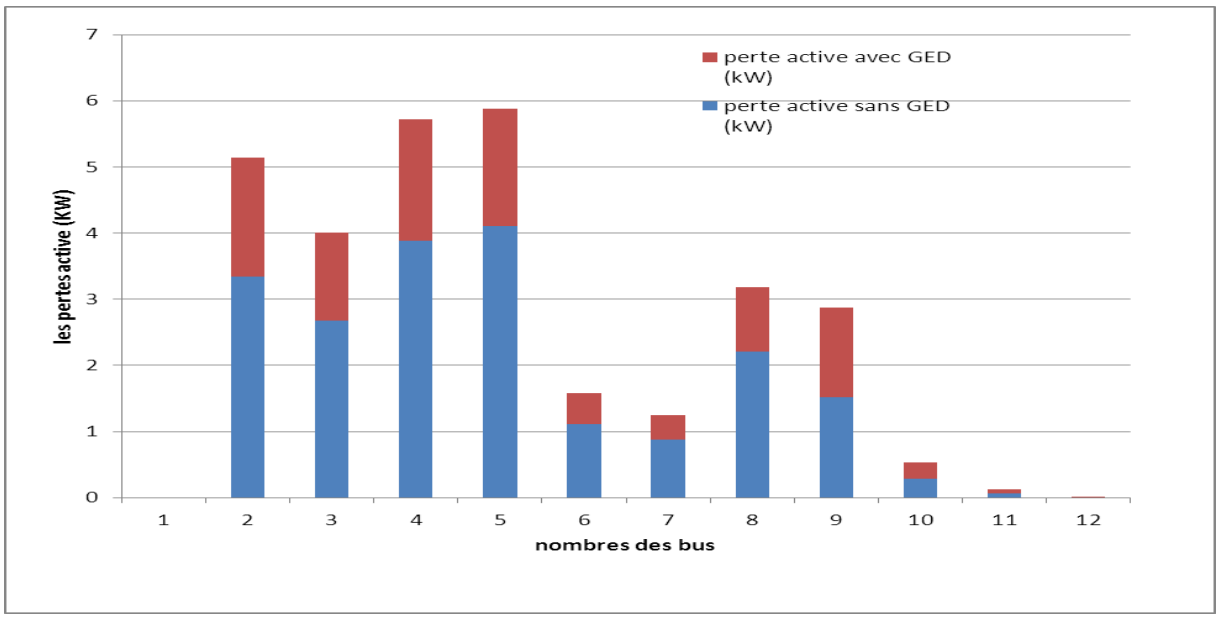


Figure III.9 : Profil des pertes actives du réseau d'IEEE 12 jeux de barre avant et après l'insertion de GED

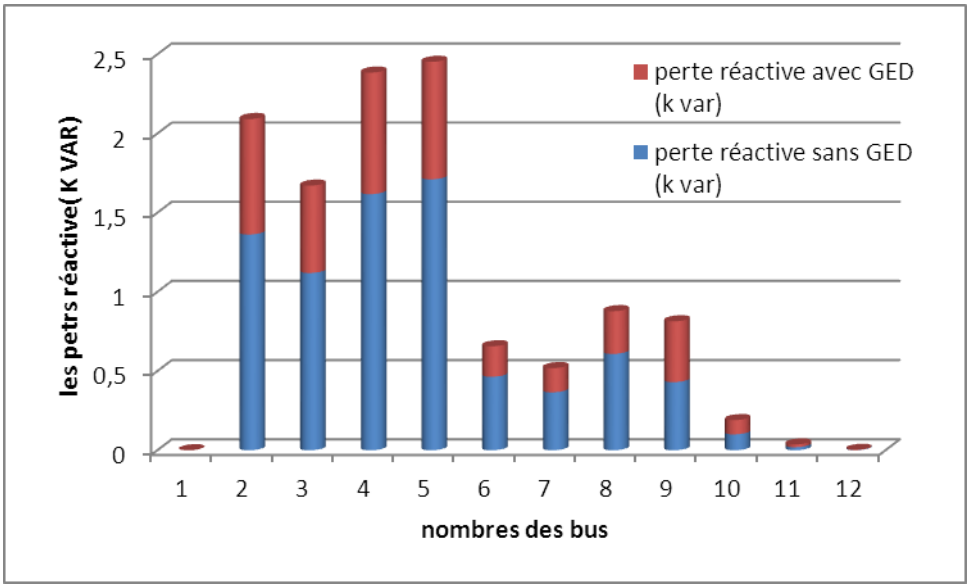


Figure III.10: Profil des pertes réactives du réseau de IEEE 12 jeux de barre avant et après l'insertion de GED

E. Interprétation et résultats :

La relation suivant nous montre que plus on augmente la tension plus les pertes diminuent **:**

Pertes = $3RI^2 = (P^2/U^2 * cos\varphi^2)$ **(III .4)**

C'est pour cette raison que nous avons remarqué une réduction de pertes en ligne après l'insertion de GED, la figure illustre l'effet de cette dernière sur les pertes en ligne. On a trouvé qu'une insertion d'une unité GED à la ligne contribue à l'amélioration du profil de la tension et la réduction des pertes de ligne.

III.6. Réseau test IEEE 33- jeux de barre :

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 33-bus de la figure (III.11) sont données comme suit **:**

- Nombre de jeux de barres = 33.
- Nombre de branches = 32.
- Jeu de barres de référence N° =1.
- Puissance de base = 10MVA.
- Tension de base =12,66kV.

Les paramètres de ce réseau sont donnés dans l'annexe.

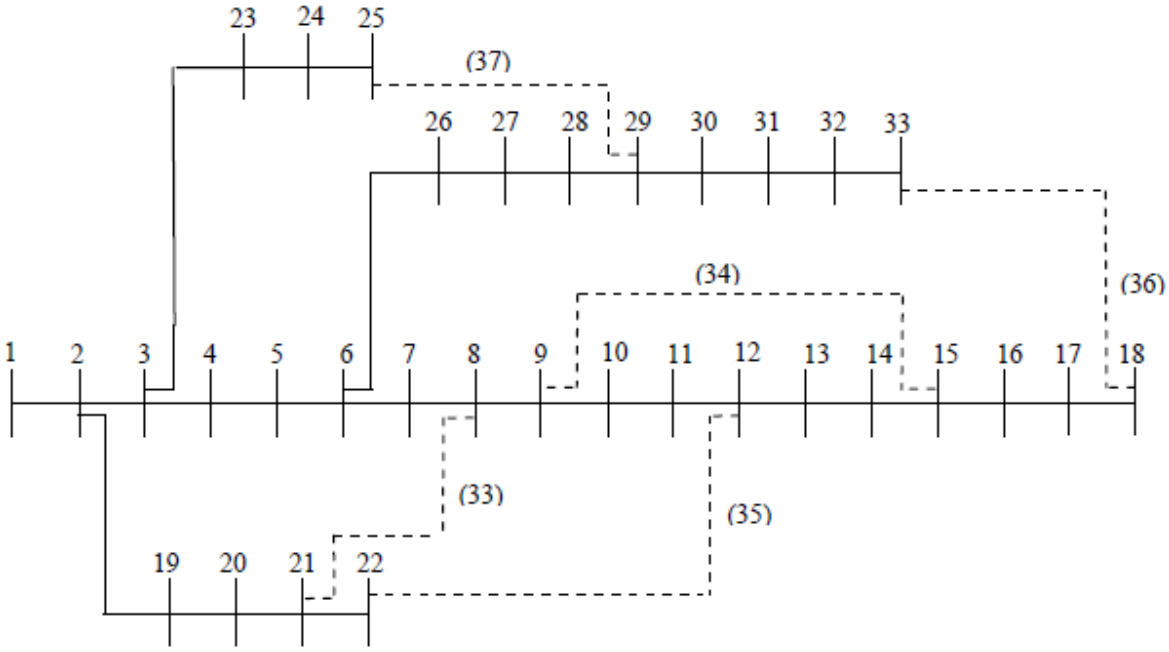


Figure III .11 : Réseau test IEEE33-bus avec les interrupteurs normalement ouverts (tie-switches)

Après la simulation par **ETAP** on a obtenu le résultat suivant **:**

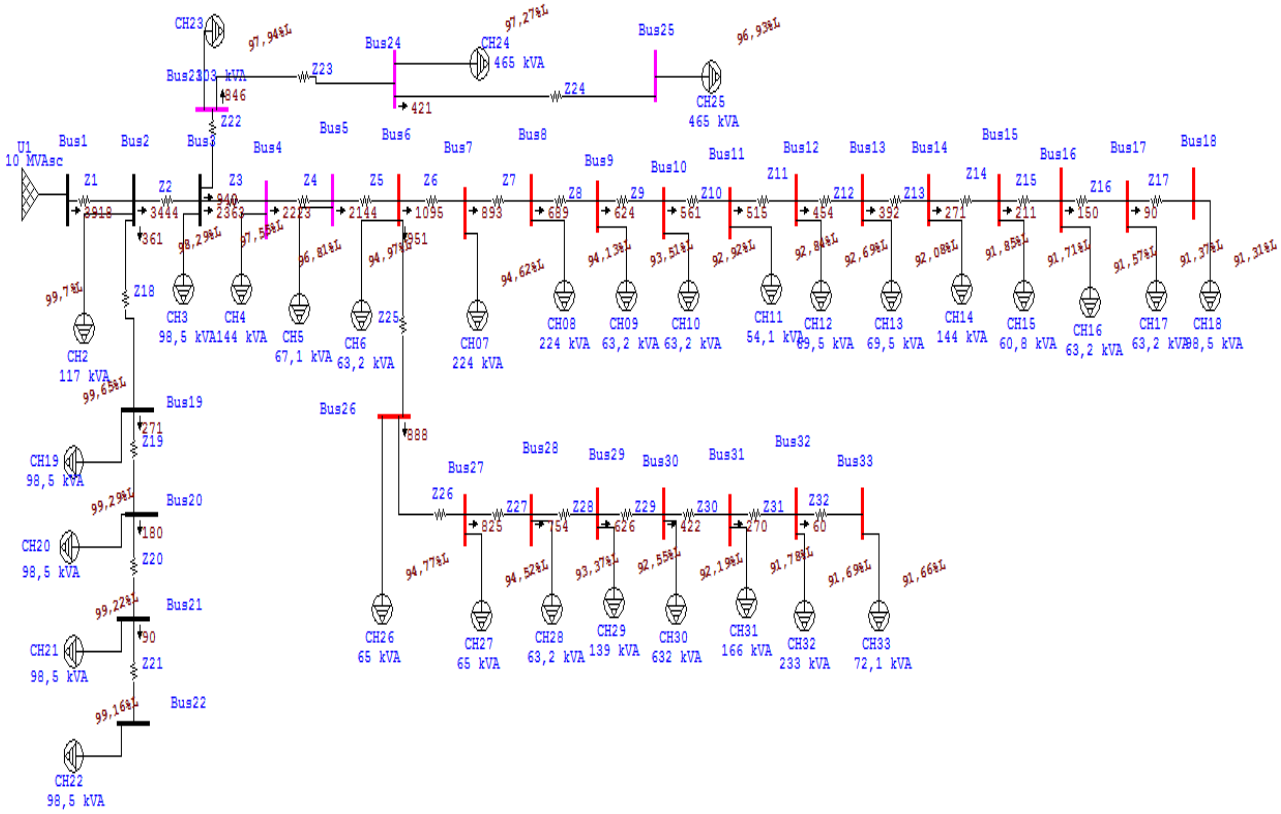


Figure III .12: Réseau test IEEE33-bus sans GED sur ETAP

III.6.1. CALCULE L'INDICE DE SATBILITE :

Tableau 9 : détermination du nœud le plus sensible du réseau IEEE33-JB pour une insertion optimale de la position de GED.

Branche	**JB départ**	**JB arrive**	perte active sans GED (KW)	Perte réactive sans GED (K VAR)	**Vs sans GED**	**VR sans GED**	**FVSI**	**LQP**
1	1	2	12,24057	6,239769	100	99,703	**0,005**	**0,001129**
2	2	3	51,79193	26,38972	99,703	98,294	**0,02**	**0,004064**
3	3	4	19,9062	10,13525	98,294	97,545	**0,03**	**0,006195**
4	4	5	18,69922	9,523795	97,545	96,806	**0,012**	**0,002454**
5	5	6	38,2492	33,01854	96,806	94,965	**0,014**	**0,006117**
6	6	7	1,914553	6,328662	94,965	94,617	**0,03**	**0,0282**
7	7	8	4,838748	1,598861	94,617	94,132	**0,107**	**0,010615**
8	8	9	4,180234	3,003567	94,132	93,506	**0,02**	**0,006781**
9	9	10	3,561009	2,524087	93,506	92,924	**0,02**	**0,006874**
10	10	11	0,554	0,1833522	92,924	92,838	**0,009**	**0,000905**
11	11	12	0,881161	0,305488	92,838	92,687	**0,02**	**0,002112**
12	12	13	2,666317	2,097636	92,687	92,076	**0,049**	**0,019081**

13	13	14	0,729184	0,9598138	92,076	91,849	**0,042**	**0,027316**
14	14	15	0,356924	0,3177225	91,849	91,708	**0,006**	**0,00255**
15	15	16	0,281437	0,2055149	91,708	91,571	**0,015**	**0,005244**
16	16	17	0,251622	0,3359777	91,571	91,368	**0,026**	**0,017026**
17	17	18	0,053137	0,0416606	91,368	91,308	**0,029**	**0,011152**
18	2	19	0,160954	0,1535935	99,703	99,65	**0,005**	**0,002527**
19	19	20	0,832177	0,7499108	99,65	99,293	**0,049**	**0,022444**
20	20	21	0,100758	0,117711	99,293	99,222	**0,013**	**0,00784**
21	21	22	0,043635	0,0576931	99,222	99,158	**0,024**	**0,015527**
22	3	23	3,181664	2,174701	98,294	97,935	**0,02**	**0,006417**
23	23	24	5,143735	4,061718	97,935	97,268	**0,154**	**0,063002**
24	24	25	1,287333	1,016044	97,268	96,935	**0,156**	**0,063732**
25	6	26	2,602201	1,324803	94,965	94,773	**0,006**	**0,001148**
26	26	27	3,329024	1,694967	94,773	94,516	**0,008**	**0,001615**
27	27	28	11,29989	9,964905	94,516	93,372	**0,019**	**0,00852**
28	28	29	7,834394	6,824291	93,372	92,55	**0,052**	**0,022873**
29	29	30	3,894936	1,984314	92,55	92,195	**0,351**	**0,072575**
30	30	31	1,593817	1,574844	92,195	91,778	**0,064**	**0,032875**
31	31	32	0,213197	0,2484897	91,778	91,687	**0,03**	**0,017511**
32	32	33	0,013173	0,0204753	91,687	91,659	**0,014**	**0,010149**
34	8	21						
36	9	15						
35	12	22						
37	18	33						
33	25	29						
TOTAL			202,686	135,1779				

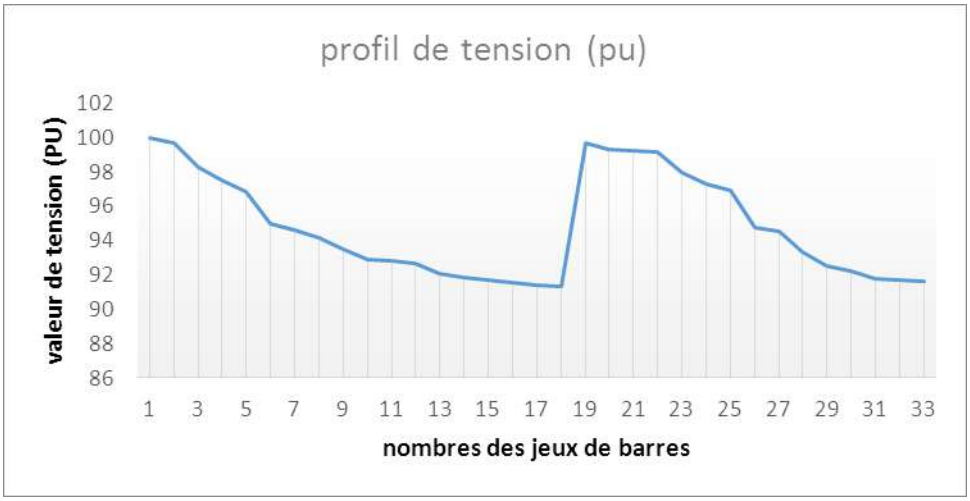
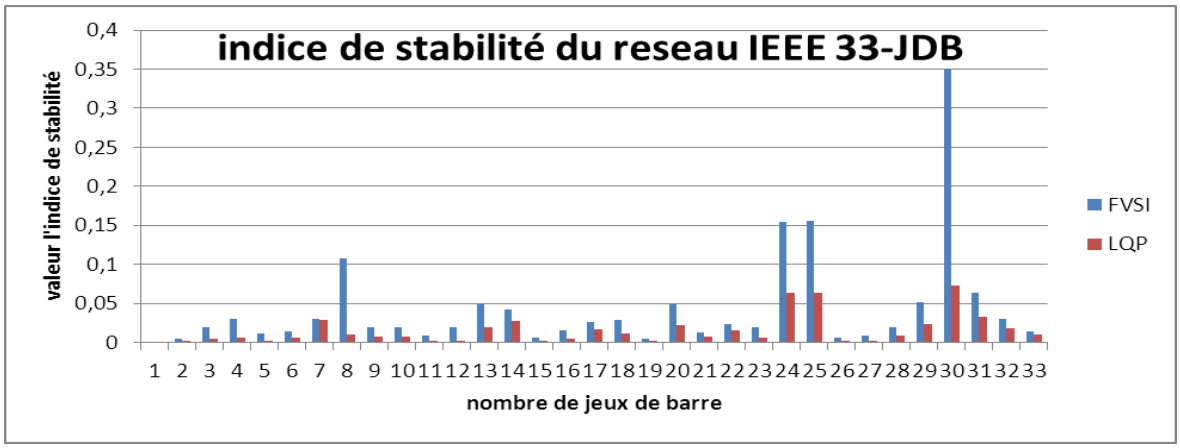


Figure III.13: Profil de la tension du réseau d'IEEE 33 jeux de barre



FigureIII.14: Valeur l'indice de la sensibilité de tension du réseau test IEEE 33- JB

- Le calcul de la valeur de l'indice de sensibilité de tension FVSI, a permet de prouver que le nœud trente est le plus sensible ainsi il représente le point optimal de raccordement de GED.

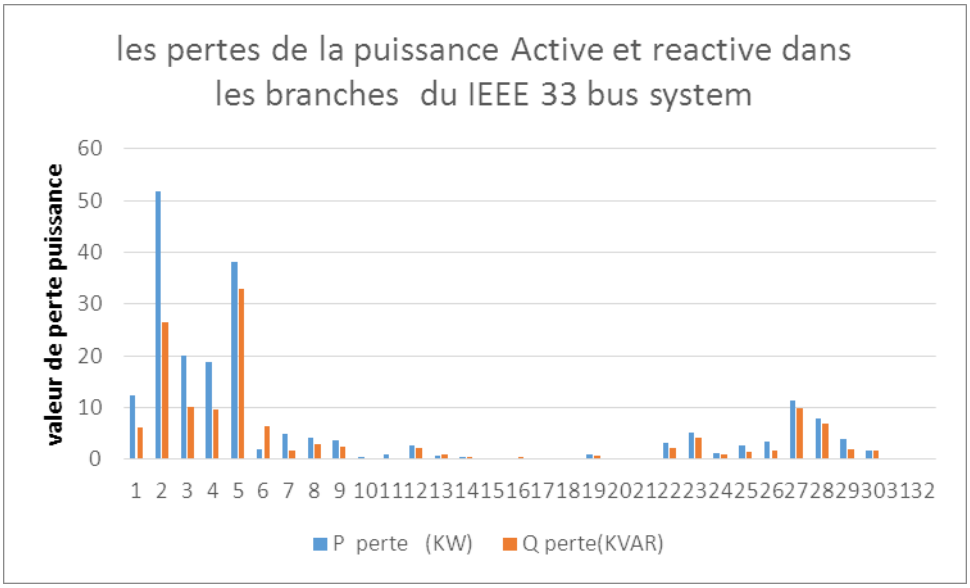


Figure III.15: les pertes de la puissance Active et réactive dans les branches du réseau IEEE 33-JB

III .6.2.Le taux d'insertion du GED avec deux facteurs de puissance (1 et 0.85) :

Tableau III.6: les résultats des pertes du réseau IEEE 33-JB avec valeur de FP=0,85

parameter system avec GED PF=0.85	sans GED	Avec GED 20%	Avec GED 30%	Avec GED 40%	Avec GED 50%	Avec GED 60%	Avec GED 70%	Avec GED 80%
Total puissance de la charge connecte P charge (kW)	3715	3715	3715	3715	3715	3715	3715	3715
Puissance active perte (kW)	202,686	191	208	240	286	346	419	506
% Puissance active perte (kW)	5,45%	5,14%	5,59%	6,46%	7,69%	9,31%	11,27%	13,62%
Total puissance de la charge connecte Q charge (kVAR)	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
Puissance réactive perte (kVAR)	135,178	129	142	166	199	242	295	356
% Puissance réactive perte (kVAR)	5,87%	5,6%	6,17%	7,21%	8,65%	10,52%	12,82%	15,47%
Tension minimum (pu)	0,913	0,9199	0,923	0,9257	0,9283	0,9306	0,9327	0,9346
localisation JB basse tension	18	18	18	18	18	18	18	18
JB grand sensibilité FVSI	30	30						

Tableau III.7 : les résultats des pertes du réseau IEEE 33-JB avec valeur de FP=1.

parameter system avec GED PF=1	sans GED	Avec GED 20%	Avec GED 30%	Avec GED 40%	Avec GED 50%	Avec GED 60%	Avec GED 70%	Avec GED 80%
Total puissance de la charge connecte P charge (kW)	3715	3715	3715	3715	3715	3715	3715	3715
Puissance active perte (kW)	202,686	137	122	118	123	138	161	192
% Puissance active perte (kW)	5,45%	3,68%	3,28%	3,17%	3,31%	3,71%	4,33%	5,16%
Total puissance de la charge connecte Q charge (k VAR)	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
Puissance réactive perte (k VAR)	135,178	93	84	82	88	99	117	140
% Puissance réactive perte (k VAR)	5,87%	4,04%	3,65%	3,56%	3,82%	4,3%	5,08%	6,08%
Tension minimum (pu)	0,913	0,9253	0,931	0,9366	0,9419	0,9471	0,9521	0,957
localisation JB basse tension	18	18	18	18	18	18	18	18
Jeux de barre une grand sensibilité FVSI	30							

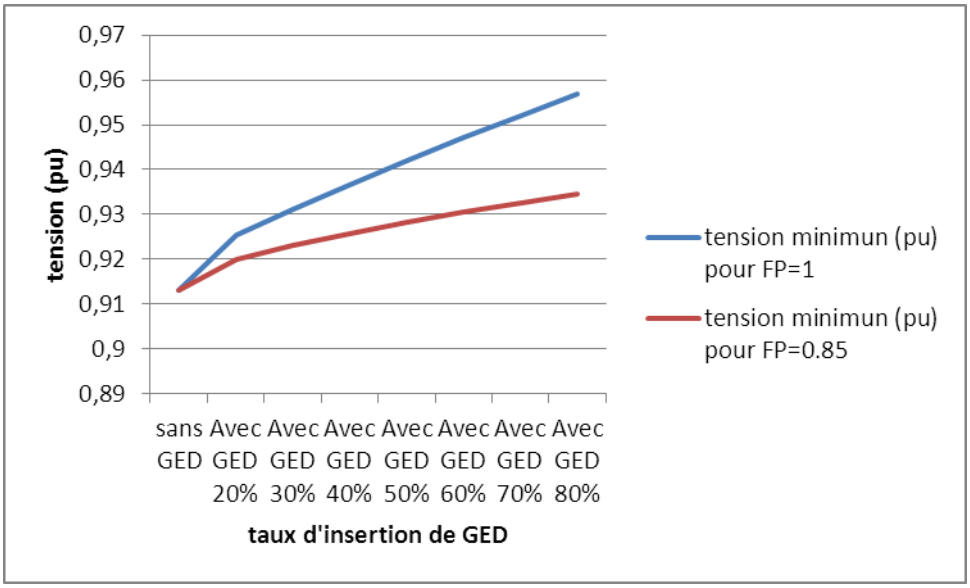


Figure III.16 : Profil de basse tension du réseau de IEEE 33 jeux de barre avant et après l'insertion de GED

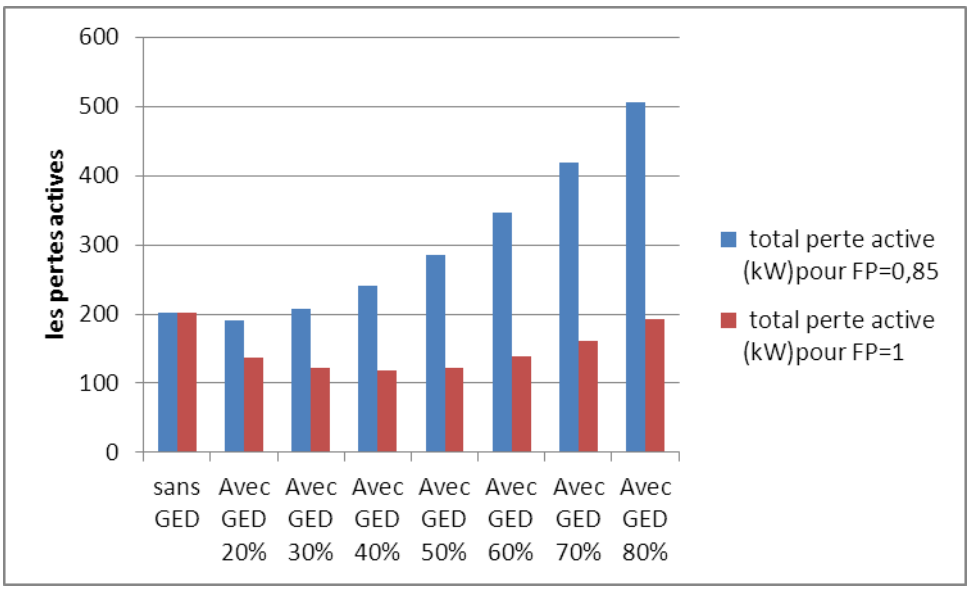


Figure III.17: Profil des pertes total actives du réseau d'IEEE33 jeux de barre avant et après l'insertion de GED

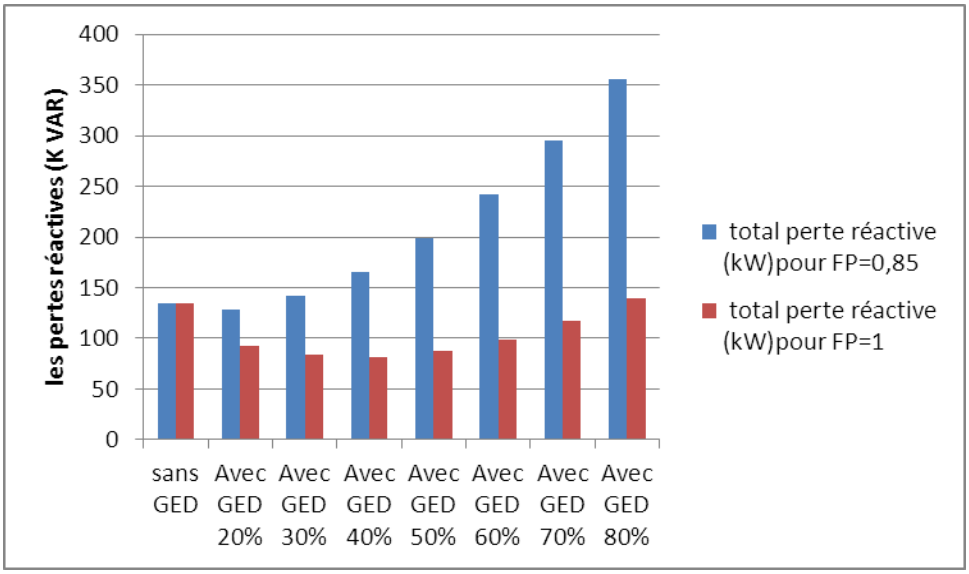
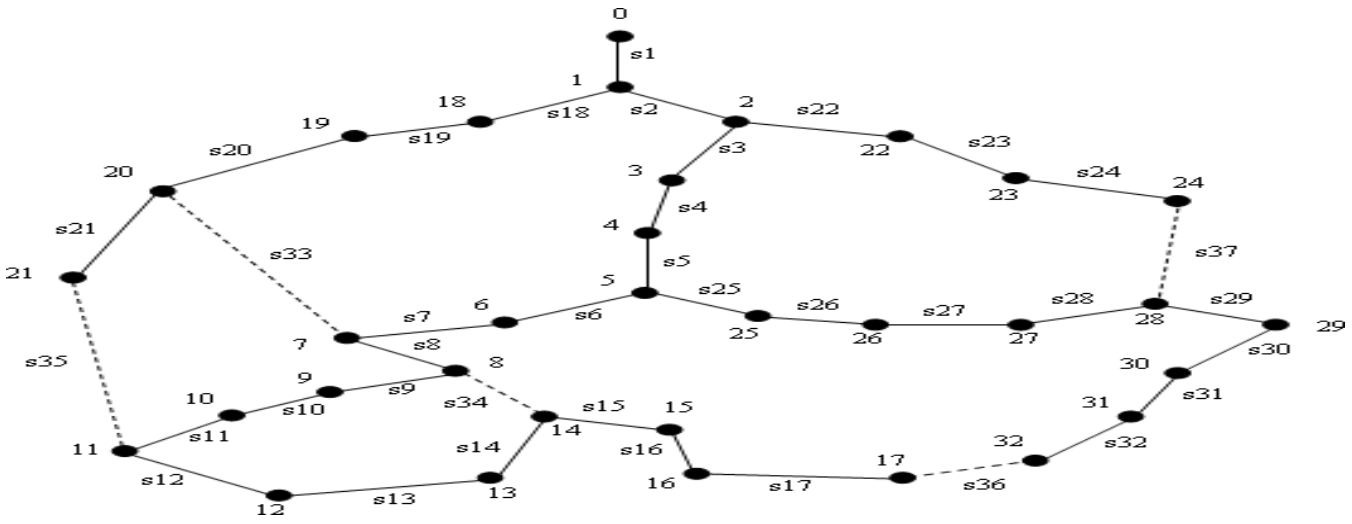


Figure III.18: Profil des pertes totales réactives du réseau d'IEEE 33 jeux de barre avant et après l'insertion de GED

❖ Les deux tableaux confirment les donnes du graphe (figure III.14) concernant l'insertion de GED aux jeux de barre trente (30). Le taux d'intégration de GED influence également sur les pertes en ligne, et aussi sur les tensions, la meilleure exploitation de la ligne implique une insertion de l'unité de production de source renouvelable aux jeux de barre 30, l'injection unique de la puissance active P (pf=1) influe positivement sur les pertes du système par contre l'injection de la puissance réactive Q (pf=0 .85) influe négativement surtout avec des valeurs de plus en plus élevées.

III.6.3. Reconfiguration du réseau de distribution : [19]

Le réseau test IEEE33-bus dans figure(III.18) comporte 5 interrupteurs normalement ouverts sélectionnés à être fermés reliant les jeux de barres (Tableau.) pour insérer de nouvelles branches .L'insérer de GED reste sur jeux de barre 30 avec puissance 40% utilise méthode MPSO.



FigureIII.19: Le schéma unifilaire du système de test

Tableau III.8 : Optimisation unique des pertes du réseau IEEE 33-JB test

Méthode	Perte active [kW]	Interrupteurs ouverts
HBMO [22]	139.53	s7,s9,s14,s32,s37
DPSO–ACO [23]	139.53	s7,s9,s14,s32,s37
MPSO [23]	139.53	s7,s9,s14,s32,s37
DPSO–HBMO [21]	139.53	s7,s9,s14,s32,s37
MHBMO [21]	139.53	s7,s9,s14,s32,s37
VandersonGomes[24]	139.53	s7,s9,s14,s32,s37
McDermott *et al.* [21]	139.53	s7,s9,s14,s32,s37

La figure (III.20) montre le profil de la tension de réseau de 33 jeux de barre avec différents scénarios (Avant et après reconfiguration, sans et avec GED).

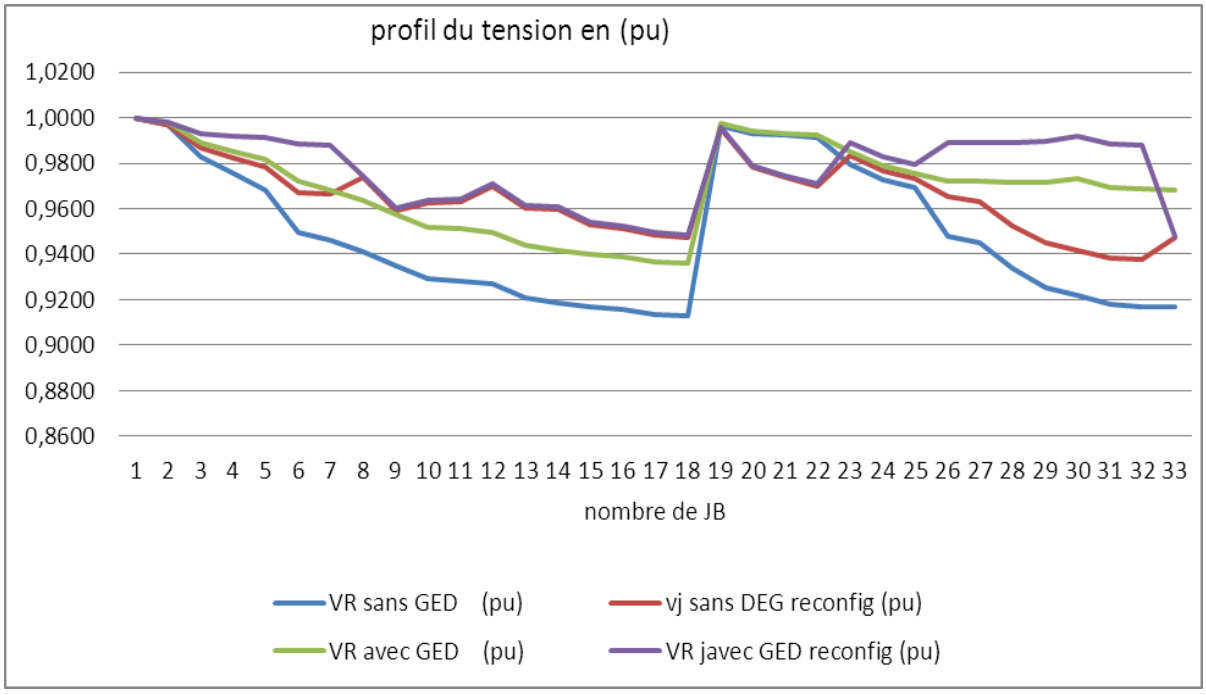


Figure III .20: Profil de la tension du réseau de IEEE 33 jeux de barre avant et après reconfiguration du réseau et l'insertion de GED

- La courbe de tension avec l'insertion GED sur le réseau reconfigure améliorer la chute de tension malgré que les autres courbes soient dans la marge de tension acceptable.

La figure III.21 et III.22 montre les pertes active et réactive de réseau de 33 jeux de barre avec différents cas (Avant et après reconfiguration, sans et avec GED).

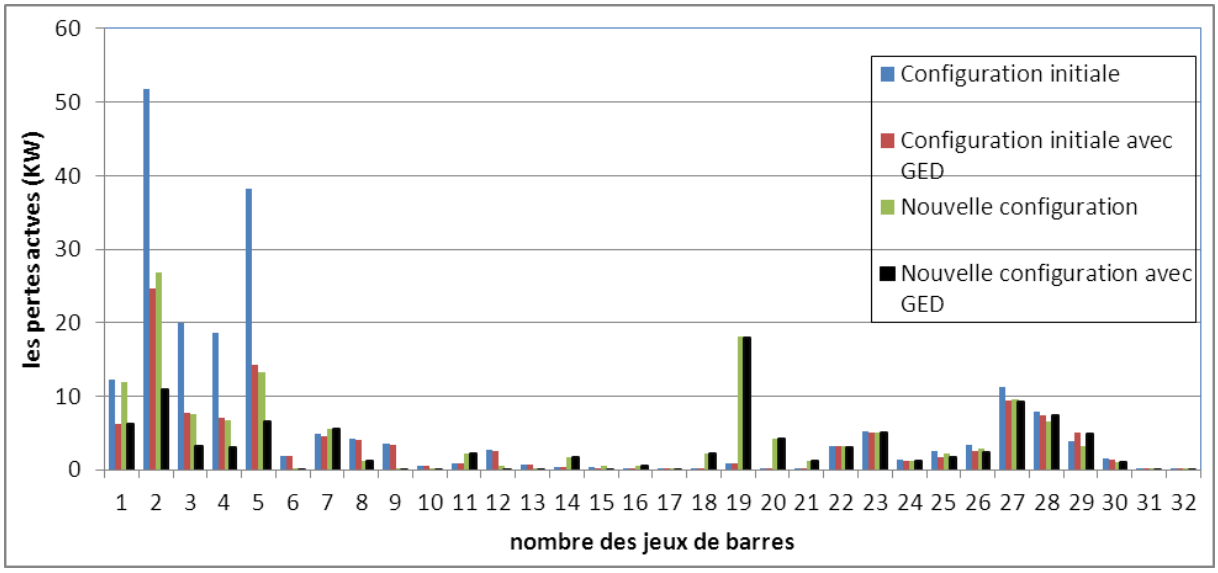


Figure III.21: Profil des pertes actives du réseau IEEE 33 jeux de barre avant et après l'insertion de GED

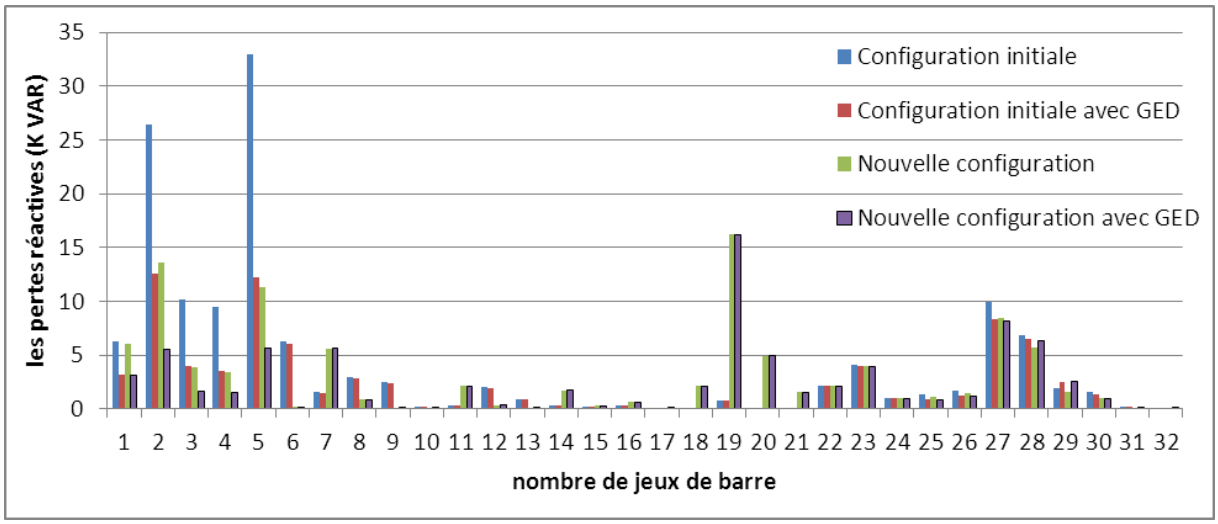


Figure III.22: Profil des pertes réactives du réseau IEEE 33 jeux de barre avant et après l'insertion de GED

- Remarque : la reconfiguration de réseau électrique après insertion de GED minimise la moitié des pertes active et réactive.

III.7. Réseau test IEEE 69-bus:

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 69-bus de la figure (III.23) sont données comme suit **:**

- Nombre de jeux de barres = 69.
- Nombre de branches = 68.
- Jeu de barres de référence N° =1.
- Puissance de base = 100MVA.
- Tension de base =12,66kV.

Les paramètres de ce réseau sont donnés dans l'annexe.

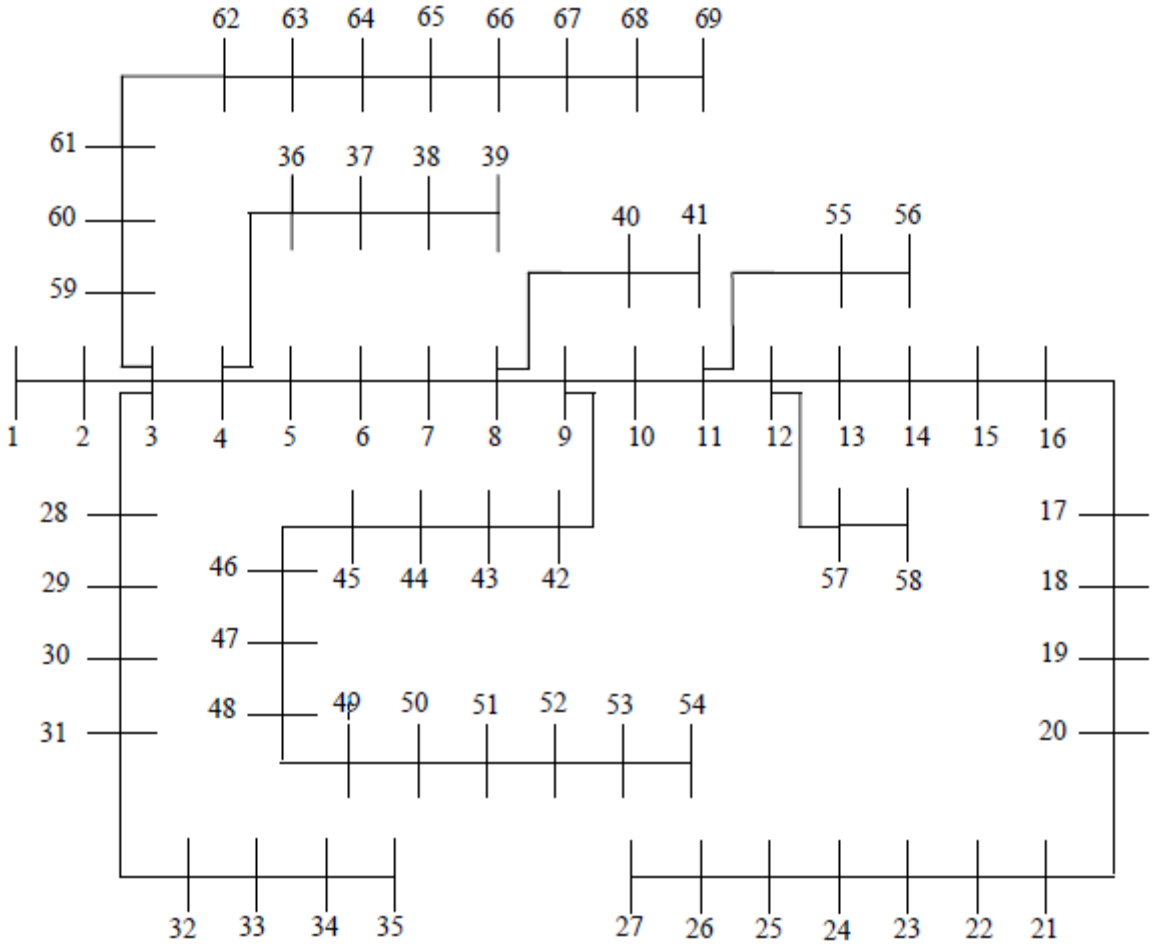


Figure III.23:Réseau IEEE 69 –jeux de barre.

- Le tableau (III.9) ci-après illustre les valeurs des tensions et ainsi de FVSI pour différents jeux de barre du réseau d'IEEE 69- JB

III.7.1. CALCULE L'INDICE DE SATBILITE :

Tableau III.9 : Détermination le nœud le plus sensible du réseau IEEE69-JB pour insertion optimale de la position de GED

JB départ	JB arrivé	perte active (k w) sans GED	Perte réactive (KVAR) sans GED	Vs	V_R	FVSI
1	2	0,07197	0,17274	100	100	0
2	3	0,07197	0,17274	100	99,99	0
3	4	0,06242	0,44939	99,99	99,99	0
4	5	1,83876	0,26373	99,99	99,94	0
5	6	26,8121	13,6551	99,94	99,07	0,001
6	7	27,8628	14,191	99,07	98,16	0,018
7	8	6,54337	3,33556	98,16	97,95	0,034
8	9	0,30084	0,15317	97,95	97,91	0,014
9	10	4,62429	1,52844	97,91	97,42	0,011
10	11	0,98196	0,3247	97,42	97,31	0,058
11	12	2,1157	0,69919	97,31	97	0,058
12	13	1,23645	0,40815	97	96,71	0,003
13	14	1,19886	0,39617	96,71	96,71	0,003
14	15	1,15937	0,3831	96,43	96,43	0
15	16	0,21544	0,07123	96,15	96,15	0,017
16	17	0,30894	0,10216	96,1	96,1	0,02
17	18	0,00251	0,00086	96,01	96,01	0,02
18	19	0,10035	0,03318	96,01	96,01	0
19	20	0,06451	0,02114	95,96	95,96	0
20	21	0,10352	0,03421	95,93	95,93	0,047
21	22	0,00052	0,00017	95,89	95,89	0,002
22	23	0,00495	0,00164	95,89	95,89	0
23	24	0,01078	0,00356	95,88	95,88	0,012
24	25	0,00583	0,00193	95,86	95,86	0
25	26	0,0024	0,0008	95,85	95,85	0,006
26	27	0,00034	0,00011	95,84	95,84	0,006
27	28	0,0003	0,00073	99,99	99,99	0,026
28	29	0,0021	0,00513	99,99	99,99	0,026
29	30	0,00411	0,00136	99,99	99,98	0
30	31	0,00073	0,00024	99,98	99,97	0
31	32	0,00363	0,0012	99,97	99,97	0
32	33	0,00867	0,00291	99,97	99,95	0,005
33	34	0,00602	0,00199	99,95	99,92	0,007
34	35	0,00048	0,00016	99,92	99,92	0,002
35	36	0,0014	0,00345	99,99	99,99	0,026

36	37	0,01507	0,03684	99,99	99,97	0,026
37	38	0,01731	0,02022	99,97	99,96	0
38	39	0,005	0,00584	99,96	99,95	0,015
39	40	0,0002	0,00023	99,95	99,95	0,015
40	41	0,04865	0,05684	99,95	99,88	0,001
41	42	0,02009	0,02348	99,88	99,86	0
42	43	0,00266	0,00316	99,86	99,85	0,004
43	44	0,00051	0,00065	99,85	99,85	0
44	45	0,00607	0,00766	99,85	99,84	0,024
45	46	1,25E-05	1,67E-05	99,84	99,84	0,025
46	47	0,02324	0,05741	99,99	99,98	0
47	48	0,58157	1,42352	99,98	99,86	0,078
48	49	1,62987	3,98807	99,86	99,47	0,38
49	50	0,11561	0,28285	99,47	99,42	0,382
50	51	3,03665	1,54777	97,95	97,8	0,018
51	52	10,3908	3,4876	97,8	97,33	0,002
52	53	5,42521	2,76249	97,33	97,06	0,002
53	54	6,29734	3,20761	97,06	96,74	0,012
54	55	8,55581	4,35618	96,74	96,31	0,011
55	56	8,23718	4,19619	96,31	95,89	0
56	57	46,5592	15,6867	95,89	93,71	0
57	58	22,9487	7,70131	93,71	92,64	0
58	59	8,90774	2,94582	92,64	92,23	0,045
59	60	9,9936	3,03354	92,23	91,74	0
60	61	13,1359	6,69087	91,74	91,02	0,637
61	62	0,10478	0,05314	91,02	91	0,017
62	63	0,12615	0,0642	91	90,96	0
63	64	0,61811	0,31484	90,96	90,78	0,118
64	65	0,03851	0,01962	90,78	90,72	0,031
65	66	0,00256	0,00078	97,31	97,31	0,007
66	7	1,49E-05	4,45E-06	97,31	97,31	0,007
67	68	0,02268	0,0075	97	96,97	0,011
68	69	3,60E-05	1,23E-05	96,97	96,97	0,011
Total		222,595	98,4042			

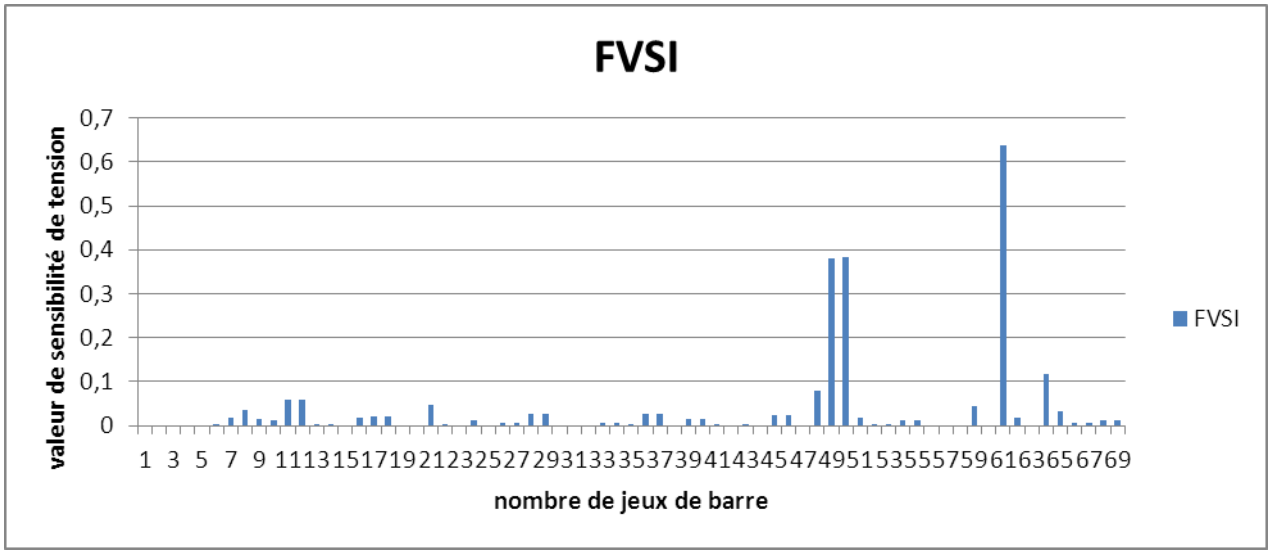


Figure III.24: valeur l'indice de la sensibilité de tension du réseau IEEE 69 JB

- Le calcul de la valeur de l'indice de sensibilité de tension FVSI, a permet de prouver que le nœud soixante et un(61) est le plus sensible ainsi il représente le point optimal de raccordement de GED.

III.7.2. Le taux d'insertion du GED avec deux facteurs de puissance (1et 0.85) :

Tableau III.10 : Pourcentage des pertes de réseau IEEE 69 JDB avec variation du taux d'intégration de GED pour (PF=0.85)

parameter system avec GED PF=0.85	sans GED	Avec GED 20%	Avec GED 40%	Avec GED 50%	Avec GED 60%	Avec GED 80%
Total puissance de la charge connecte P charge (MW)	3,791	3,791	3,791	3,791	3,791	3,791
Puissance active perte (MW)	0.222	0.191	0.218	0.259	0.296	0 .429
% Puissance active perte (MW)	5,85%	5,03%	5,75%	6,67%	7,8%	11,31%
Total puissance de la charge connecte Q charge (MVAR)	2.694	2.694	2.694	2.694	2.694	2.694
Puissance réactive perte (MVAR)	0.0984	0 .085	0 .095	0.112	0.126	0.178
% Puissance réactive perte (MVAR)	3.65%	3.15%	3.52%	4.04%	4.67%	6.60%
Tension minimum (pu)	0,9072	0,9277	0,9467	0,9595	0,9693	0,9683
localisation JB basse tension	65	65	65	65	65	26et 27
JB grand sensibilité FVSI	61					

TableauIII.11 : Pourcentage des pertes de réseau IEEE 69 JDB avec variation du taux d'intégration de GED pour (PF=1)

parameter system avec GED PF=1	sans GED	Avec GED 20%	Avec GED 40%	Avec GED 50%	Avec GED 60%	Avec GED 80%
Total puissance de la charge connecte P charge (MW)	3,791	3,791	3,791	3,791	3,791	3,791
Puissance active perte (MW)	0.222	0,135	0,096	0,085	0,099	0,138
% Puissance active perte (MW)	5,45%	3,56%	2,53%	2,45%	2,61%	3,64%
Total puissance de la charge connecte Q charge (MVAR)	2.694	2.694	2.694	2.694	2.694	2.694
Puissance réactive perte (MVAR)	0.0984	0,063	0,046	0,04	0,064	0,061
% Puissance réactive perte (MVAR)	3.65%	2.33%	1.70%	1.185%	2.37%	2,26%
Tension minimum (pu)	0,9072	0,9351	0,9613	0,9693	0,9712	0,9751
localisation JB basse tension	65	65	65	27	26et27	26et27
JB grand sensibilité FVSI	61					

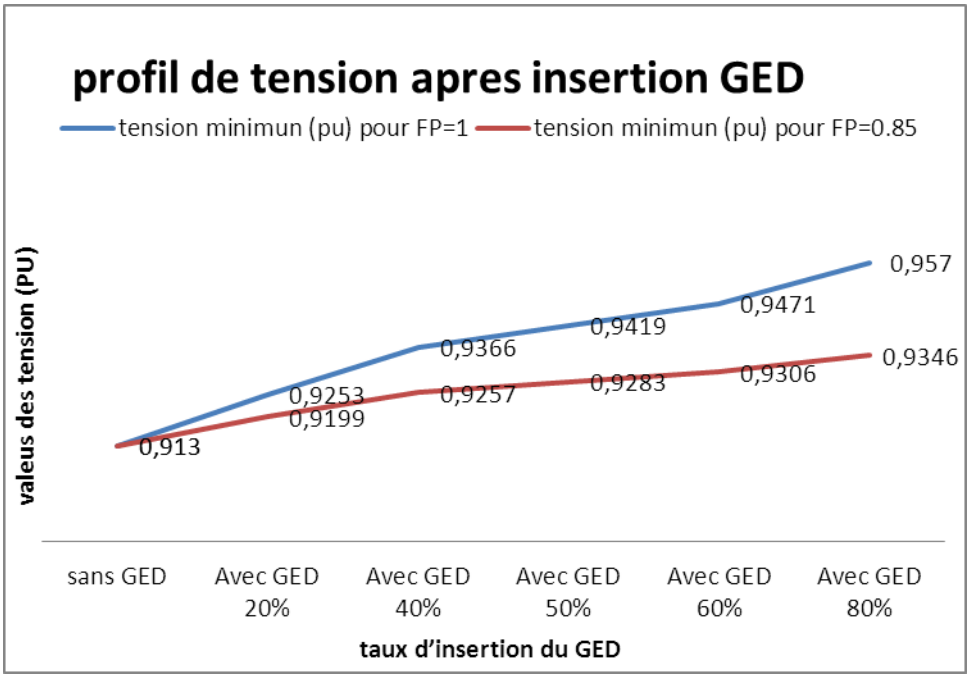
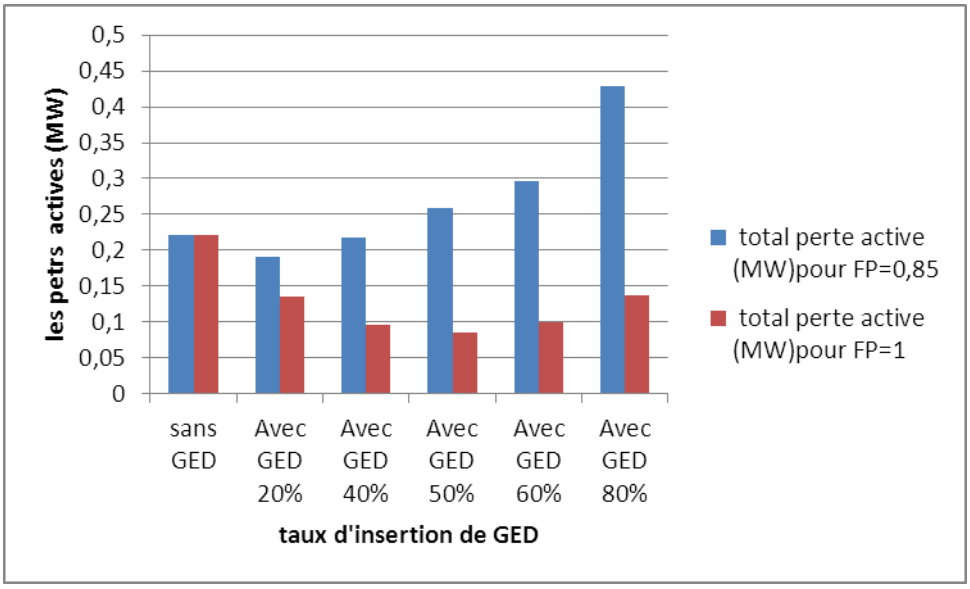


Figure III.25: Profil de basse tension du réseau de IEEE 69 jeux de barre avant et après l'insertion de GED



FigureIII.26: Profil des pertes totales actives du réseau d'IEEE 69jeux de barre avant et après l'insertion de GED

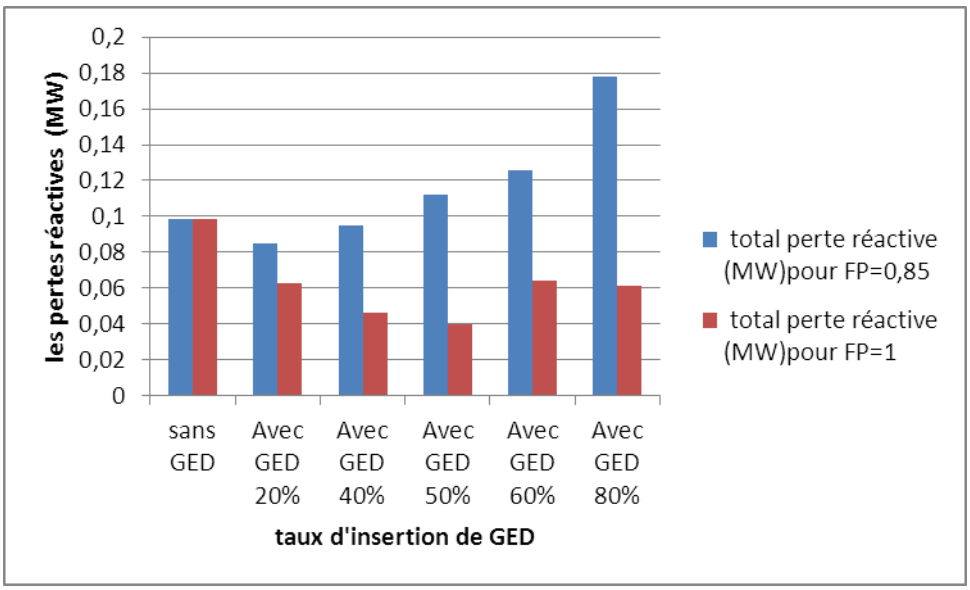


Figure III.27: Profil des pertes totales réactives du réseau d'IEEE 69 jeux de barre avant et après l'insertion de GED

- Les deux tableaux confirment les donnes du graphe (figure III.24) concernant l'insertion de GED aux jeux de barre soixante et un(61). Le taux d'intégration de GED influence également sur les pertes en ligne, et aussi sur les tensions, la meilleure exploitation de la ligne implique une insertion de l'unité de production de source renouvelable aux jeux de barre 61, l'injection unique de la puissance active P (pf=1) influe positivement sur les pertes du système par contre l'injection de la puissance réactive Q (pf=0 .85) influe négativement surtout avec des valeurs de plus en plus élevées (le taux d'intégration de GED).

III.7.3. Le taux d'insertion plusieurs GED avec deux facteurs de puissance (1et 0.85)

Tableau III.12: Pourcentage des pertes active de réseau IEEE 69 JDB avec variation du nombre et le taux d'intégration du GED avec (PF=1)

P total	3,791MW	les pertes actives avec GED			
Puissance injecte (MW)	0,758	1,516	1,8955	2,274	3,032
pertes %	20 %	40 %	50 %	60 %	80 %
avec un GED JB61	3,56%	2,53%	2,45%	2,61%	3,64%
avec deux GED (JB49 et 61)	4.51%	3.50%	3.16%	2.87%	2.53%
avec trois GED (JB50,49 et 61)	4.90%	4.14%	3.82%	3.53%	3.05%
sans GED	5.85% 0.222				

Tableau III.13 : Pourcentage des pertes réactive de réseau IEEE 69 JDB avec variation du nombre et le taux d'intégration du GED avec (PF=1)

Q total	2.694 (M VAR)	les pertes réactives avec GED			
Puissance injecte (MW)	0,538	1,077	1,347	1,6164	2,155
pertes %	20 %	40 %	50 %	60 %	80 %
avec un GED JB61	2.33 %	1.70 %	1.185 %	2.37 %	2,26 %
avec deux GED (JB49 et 61)	2.78 %	2.19 %	1.967 %	1.81 %	1.7 %
avec trois GED (JB50, 49 et 61)	3.04 %	2.56 %	2.37 %	2.19 %	1.967 %
sans GED	3.65%				

- Les deux tableaux et figure III.24 illustrent les pertes de puissance pour différent nombre d'insertion de GED aux jeux de barre les plus sensible : ils ressortent clairement que les pertes de puissance d'insertion un seul GED avec taux d'intégration optimal et emplacement optimal sont les même que d'insertion plusieurs GED mais cote finance sont différé.

III.7.4. INSERTION DEUX TYPE DU GED :

Eolienne et panneaux voltaïque sur jeux de barre 61 avec pf=0.9 pour éolienne et du taux d'intégration 50% de la charge total.

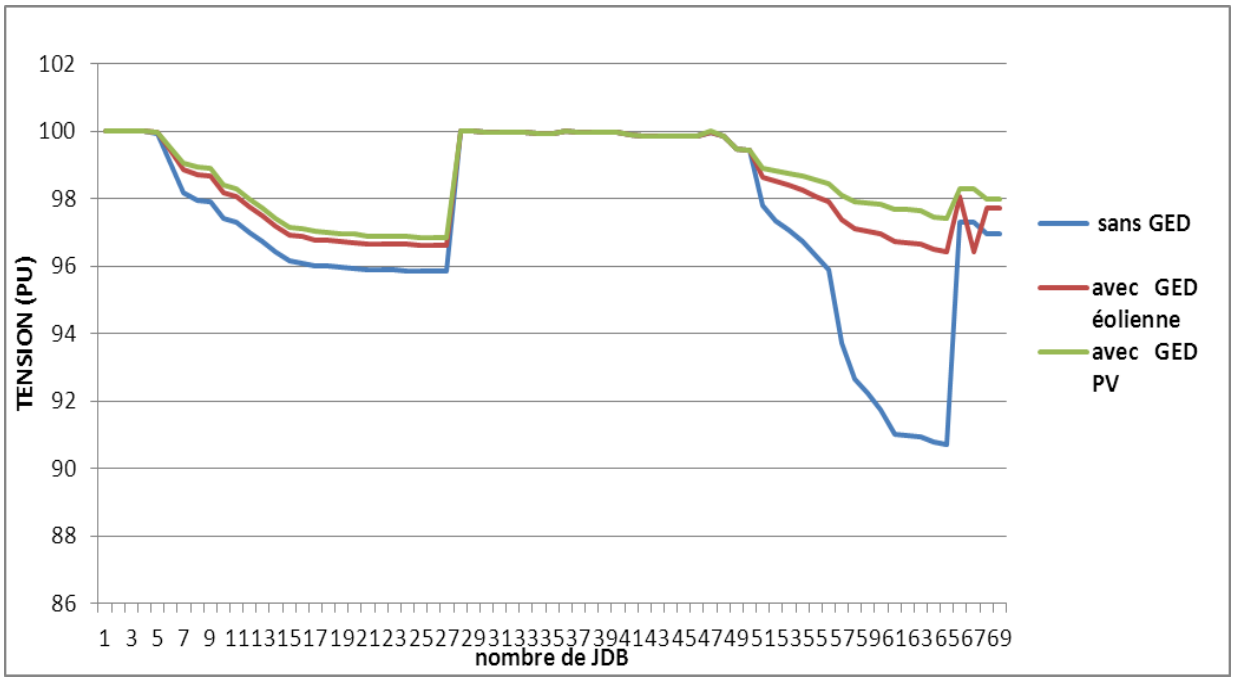


Figure III.28 : Profil de la tension du réseau de IEEE 69 jeux de barre sans et avec l'insertion deux type de GED

❖ Apres analyse de la figure **III.28** représentant le profil des tensions, nous remarquons que la meilleure courbe des tensions est celle associée au facteur de puissance unitaire ou il y' a au moins de chutes de tension surtout dans la zone de raccordement.

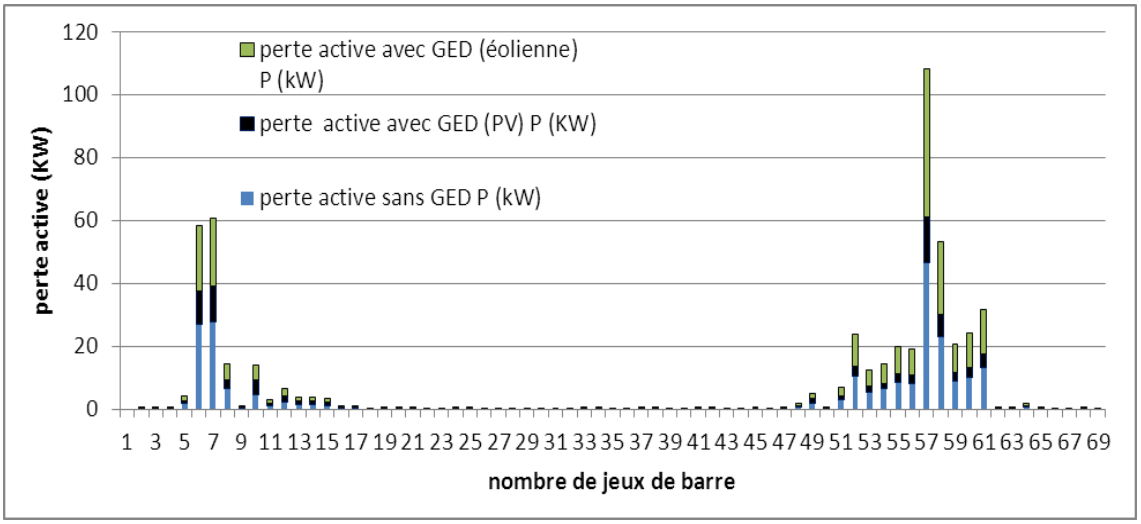


Figure III.29 : les pertes active du réseau de IEEE 69 jeux de barre sans et avec l'insertion deux type de GED

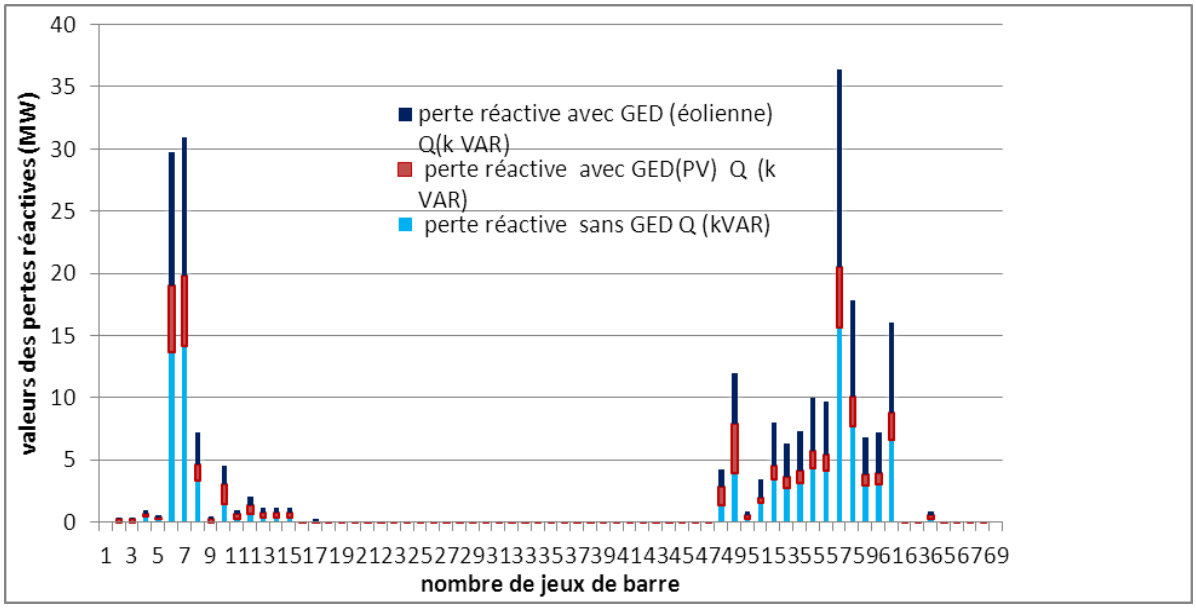


Figure III.30 : les pertes réactive du réseau de IEEE 69 jeux de barre sans et avec l'insertion deux type de GED

❖ Le résultat obtenu montre que les pertes de puissance active de GED avec facteur de puissance unitaire (PV) est meilleur que les résultats avec les GED ou il y a de puissance réactive.

III.8.Conclusion :

Une partie du travail à consister dans un premier temps à l'apprentissage du logiciel ETAP Power Station12.6.0, nous avons analysé les réseaux électriques, où la fréquence est fixe (50 HZ) et les charges sont dynamiques.

Dans ce travail, nous avons fair une analyse des différentes grandeurs électrique du réseau (puissance active, puissance réactive et tension,). Nous avons présente l'effet de l'intégration de différents types de GED on calculs l'emplacement et la capacité optimale de GED et son influence sur le profil de tension et les pertes. De plus une évaluation de l'impact de LQP et FVSI sur les GED sont présenté et expliqué. En fin lorsque le GED est installés de manière optimale en réseau de distribution, la tension des nœuds sera dans les limites admissibles.

Conclusion générale :

L'objectif principal de ce travail est d'étudier les impacts d'intégration des unités de production à base de sources renouvelables au réseau de distribution HTA.

L'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques de distribution pose des problèmes d'ordre technique, notamment pour les gestionnaires de réseaux. Le premier problème concerne la localisation des installations de production. L'intégration de la production décentralisée conduit à un fonctionnement bidirectionnel des réseaux traditionnellement conçus pour acheminer l'énergie que dans un sens, faisant émerger des besoins de renforcement.

Le second relève la gestion des moyens de production intermittents dans le système électrique. 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 critères : indice de sensibilité de tension (FVSI), le facteur de stabilité(LQP) et la minimisation des pertes actives.

La contribution principale du mémoire est **:**

- De trouver l'emplacement des GED en fonction de deux critères précédents.
- De faire une comparaison entre un GED de facteur de puissance unitaire et un GED de facteurs de puissance 0.85 en retard.
- De faire comparaison entre d'insertion un GED et plusieurs GED.

Les simulations sont effectuées sur des réseaux de distribution de différents jeux de barres (IEEE 12, 33 et 69). Avec le logiciel ETAP 12.6.0

Les perspectives :

Les travaux future à proposés « Etude de la coordination de protection en présence de source production décentralisée » simulation avec logiciel ETAP

Bibliographie :

[1] M.C Alvarez, "Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de Production décentralisée", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.

[2] LARIBI.HAMZA , «Etude d' intégration d'une production décentralisée dans un réseau de distribution électrique » ,Thèse de Master académique université Kasdi Merbah Ouargla, juin 2017

[3] : KETFI Nadir, « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée ».mémoire de magister .Université de Batna, 06 / 12 / 2014.

[4] : 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.

[5] RICHARDOT, Olivier. *Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée*. 2006. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG

[6] : Mr Labed Djamel, « *Production Décentralisée Et Couplage Au Réseau* » Thèse Doctorat, Université Mentouri Constantine, Année 2008.

[7] : R. Caire, N. Retière, N. Hadj Saïd, 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,

[8] : www.erdfdistribution.fr, rubrique documentations techniques de référence, Consulté le 10 décembre 2010.

[9] AMINE, TAIBI Mohamed et YACINE, MAZOUZI. Stabilité de tension dans les réseaux de distribution radiaux contenant le GED. 2017.

[10]FEKRINI AHMED,HARAG BACHIR« Etude Et Optimisation D'une Centrale Photovoltaique Raccorde Au Reseau 60 KV» Thèse de Master académique université Yahia Farés De Médéa, Année 2018

[11] Héloïse Dutrieux « *Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes* ». Thèse de doctorat. L'école centrale de Lille. 2015

[12] BERSENEFF, Boris. *Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur*. 2010. Thèse de doctorat. Université de Grenoble.

[13]RICHARDOT, Olivier. *Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée*. 2006. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.

[14]AMINE, TAIBI Mohamed et YACINE, MAZOUZI. Stabilité de tension dans les réseaux de distribution radiaux contenant le GED. 2017.

[15] DE, N. Respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel.

[16] BAYEM, Herman. *Apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques*. 2009. Thèse de doctorat. Paris 11.

[17] DUTRIEUX, Héloïse. *Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes*. 2015. Thèse de doctorat. Ecole centrale de Lille.

[18] NOUIKES, Sofiane. *Conception et commande d'un système de production décentralisée*. 2018. Thèse de doctorat. Université Mohamed Boudiaf-M'sila.

[19] RATRA, Saurabh, TIWARI, Rajive, et NIAZI, K. R. Voltage stability assessment in power systems using line voltage stability index. *Computers & Electrical Engineering*, 2018, vol. 70, p. 199-211.

[21] NIKNAM, Taher, FARD, Abdollah Kavousi, et SEIFI, Alireza. Distribution feeder reconfiguration considering fuel cell/wind/photovoltaic power plants. *Renewable energy*, 2012, vol. 37, no 1, p. 213-225.

[22] NIKNAM, Taher. Application of honey-bee mating optimization on state estimation of a power distribution system including distributed generators. *Journal of Zhejiang University-SCIENCE A*, 2008, vol. 9, no 12, p. 1753-1764.

[23] NIKNAM, Taher. A new hybrid algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration. *Cybernetics and Systems: An International Journal*, 2009, vol. 40, no 6, p. 508-527. [24] GOMES, F. Vanderson, CARNEIRO, Sandoval, PEREIRA, Jose Luiz R., *et al.* A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems. *IEEE Transactions on Power systems*, 2005, vol. 20, no 3, p. 1373-1378.

[24] rapporte SONELGAZ

[25] : Source OSE (operateur système électrique).

[26] https://electricalengineeringsoftware.wordpress.com/

Annexe 1

Donnée de réseaux IEEE 12 -JDB

Tableau AI.1:12-node line data (Ranjan and Das.1994)

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

Annexe 2

Donnée de réseaux IEEE 33 -JDB.

Tableau AII.1:33-node line data (Ranjan and Das,2003)

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

Tableau AII.2 : Données des interrupteurs normalement ouverts du réseau IEEE33-JB

Nombre de branche	JB de départ	JB d'arrivée	R (Ω)	X (Ω)
33	21	8	2	2
34	9	15	2	2
35	12	22	2	2
36	18	33	0,5	0,5
37	25	29	0,5	0,5

Tableau AII.3: Valeurs de tension avant et après reconfiguration du réseau de distribution IEEE 33-JB

jeux de barre	VS sans GED (pu)	VR sans GED (pu)	VS sans GED reconfigure (pu)	VR sans GEG reconfigure (pu)	VS avec GED (pu)	VR avec GED (pu)	VS avec GED reconfigure (pu)	VR avec GED reconfigure (pu)
1		1,0000		1,0000		1,000		1,0000
2	1,0000	0,9970	1,0000	0,9971	1,0000	0,9980	1,0000	0,9980
3	0,9970	0,9829	0,9971	0,9870	0,9980	0,9890	0,9980	0,9928
4	0,9829	0,9755	0,9870	0,9825	0,9890	0,9852	0,9928	0,9918
5	0,9755	0,9681	0,9825	0,9782	0,9852	0,9817	0,9918	0,9913
6	0,9681	0,9497	0,9782	0,9673	0,9817	0,9719	0,9913	0,9886
7	0,9497	0,9462	0,9673	0,9667	0,9719	0,9685	0,9886	0,9880
8	0,9462	0,9413	0,9626	0,9736	0,9685	0,9637	0,9636	0,9745
9	0,9413	0,9351	0,9626	0,9592	0,9637	0,9576	0,9636	0,9602
10	0,9351	0,9292	0,9627	0,9628	0,9576	0,9519	0,9636	0,9637
11	0,9292	0,9284	0,9628	0,9631	0,9519	0,9511	0,9637	0,9640
12	0,9284	0,9269	0,9631	0,9702	0,9511	0,9496	0,9640	0,9711
13	0,9269	0,9208	0,9631	0,9605	0,9496	0,9437	0,9640	0,9614
14	0,9208	0,9185	0,9605	0,9597	0,9437	0,9415	0,9614	0,9607
15	0,9185	0,9171	0,9592	0,9532	0,9415	0,9401	0,9602	0,9541
16	0,9171	0,9157	0,9532	0,9514	0,9401	0,9387	0,9541	0,9524
17	0,9157	0,9137	0,9514	0,9485	0,9387	0,9368	0,9524	0,9495
18	0,9137	0,9131	0,9485	0,9475	0,9368	0,9362	0,9495	0,9485
19	0,9970	0,9965	0,9971	0,9951	0,9980	0,9975	0,9980	0,9960
20	0,9965	0,9929	0,9951	0,9782	0,9975	0,9939	0,9960	0,9792
21	0,9929	0,9922	0,9782	0,9736	0,9939	0,9932	0,9792	0,9745
22	0,9922	0,9916	0,9736	0,9702	0,9932	0,9925	0,9745	0,9711
23	0,9829	0,9794	0,9870	0,9834	0,9890	0,9854	0,9928	0,9892
24	0,9794	0,9727	0,9834	0,9768	0,9854	0,9788	0,9892	0,9826
25	0,9727	0,9693	0,9768	0,9735	0,9788	0,9755	0,9826	0,9793
26	0,9497	0,9477	0,9673	0,9655	0,9719	0,9720	0,9886	0,9888
27	0,9477	0,9452	0,9655	0,9632	0,9720	0,9723	0,9888	0,9893
28	0,9452	0,9337	0,9632	0,9527	0,9723	0,9717	0,9893	0,9893
29	0,9337	0,9255	0,9527	0,9451	0,9717	0,9717	0,9893	0,9898
30	0,9255	0,9219	0,9451	0,9419	0,9717	0,9734	0,9898	0,9917
31	0,9219	0,9178	0,9419	0,9385	0,9734	0,9694	0,9917	0,9884
32	0,9178	0,9169	0,9385	0,9378	0,9694	0,9685	0,9884	0,9878
33	0,9169	0,9166	0,9475	0,9472	0,9685	0,9683	0,9485	0,9481

Tableau AII.4: Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau IEEE 33-JB avant et après reconfiguration

branche n	JB de départ	JB d'arrivée	Configuration initiale	Configuration initiale avec GED	Nouvelle configuration	Nouvelle configuration avec GED
1	1	2	12,24057	6,300967	11,86687	6,265596
2	2	3	51,79193	24,72443	26,79355	10,83821
3	3	4	19,9062	7,749192	7,550491	3,257367
4	4	5	18,69922	7,021636	6,65253	3,104731
5	5	6	38,2492	14,20931	13,18966	6,557467
6	6	7	1,914553	1,824313	0,062496	0,059832
7	7	8	4,838748	4,6089	5,619896	5,608711
8	8	9	4,180234	3,979782	1,240875	1,238385
9	9	10	3,561009	3,389789	0,005297	0,005286
10	10	11	0,554	0,527308	0,034087	0,03402
11	11	12	0,881161	0,838629	2,147284	2,143069
12	12	13	2,666317	2,537292	0,453471	0,452578
13	13	14	0,729184	0,69385	0,076313	0,076163
14	14	15	0,356924	0,339588	1,741735	1,738228
15	15	16	0,281437	0,267747	0,451768	0,450857
16	16	17	0,251622	0,239365	0,484425	0,483447
17	17	18	0,053137	0,050548	0,147066	0,146769
18	2	19	0,160954	0,160646	2,259988	2,255567
19	19	20	0,832177	0,830582	18,06096	18,02547
20	20	21	0,100758	0,100565	4,229415	4,221081
21	21	22	0,043635	0,043551	1,176986	1,174685
22	3	23	3,181664	3,142156	3,154982	3,117553
23	23	24	5,143735	5,079759	5,100527	5,03992
24	24	25	1,287333	1,271268	1,276483	1,261264
25	6	26	2,602201	1,728076	2,233063	1,66699
26	26	27	3,329024	2,467652	2,842817	2,397476
27	27	28	11,29989	9,440232	9,599565	9,233514
28	28	29	7,834394	7,457893	6,623091	7,336405
29	29	30	3,894936	4,988927	3,246232	4,967297
30	30	31	1,593817	1,428362	1,095086	0,987119
31	31	32	0,213197	0,19105	0,119167	0,107412
32	32	33	0,013173	0,011804	0,033811	0,018046
		TOTAL	202,6863	117,6452	139,57	104,2705

Tableau AII.5: Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-JB avant et après reconfiguration

branche n	JB de départ	JB d'arrivée	Configuration initiale	Configuration initiale avec GED	Nouvelle configuration	Nouvelle configuration avec GED
1	1	2	6,239769	3,21199	6,049273	3,193959
2	2	3	26,38972	12,59792	13,65221	5,522429
3	3	4	10,13525	3,945505	3,844336	1,65849
4	4	5	9,523795	3,576225	3,388234	1,581287
5	5	6	33,01854	12,26616	11,38594	5,660719
6	6	7	6,328662	6,030369	0,206582	0,197778
7	7	8	1,598861	1,522913	5,619896	5,608711
8	8	9	3,003567	2,859539	0,891589	0,8898
9	9	10	2,524087	2,402724	0,001753	0,00175
10	10	11	0,183352	0,174518	0,011818	0,011794
11	11	12	0,305488	0,290743	2,147284	2,143069
12	12	13	2,097636	1,996129	0,356753	0,356051
13	13	14	0,959814	0,913305	0,10045	0,100252
14	14	15	0,317723	0,30229	1,741735	1,738228
15	15	16	0,205515	0,195518	0,329896	0,329231
16	16	17	0,335978	0,319611	0,646828	0,645521
17	17	18	0,041661	0,03963	0,115302	0,115069
18	2	19	0,153594	0,1533	2,156635	2,152416
19	19	20	0,749911	0,748473	16,27551	16,24353
20	20	21	0,117711	0,117485	4,941031	4,931294
21	21	22	0,057693	0,057582	1,556199	1,553156
22	3	23	2,174701	2,147697	2,156464	2,130881
23	23	24	4,061718	4,011199	4,027599	3,979741
24	24	25	1,016044	1,003363	1,00748	0,995468
25	6	26	1,324803	0,879779	1,136872	0,848679
26	26	27	1,694967	1,256401	1,447416	1,220671
27	27	28	9,964905	8,324949	8,465458	8,142653
28	28	29	6,824291	6,496332	5,769163	6,390508
29	29	30	1,984314	2,541659	1,653825	2,530639
30	30	31	1,574844	1,411359	1,08205	0,975369
31	31	32	0,24849	0,222676	0,138894	0,125193
32	32	33	0,020475	0,018347	0,018082	0,018046
		TOTAL	135,1779	82,03569	102,3226	81,99238

Annexe 3 : Donnée de réseaux IEEE 69- JDB.

Tableau A III.1:69-node line data (Ranjan and Das,2003)

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

Branch n°	Sending- end	Receiving-end	r (ohms)	X (ohms)	P_L at RE(j) kW	Q_L at RE(j) 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_L at RE (i) kW	Q_L 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

Tableau AIII.2:Résultats pour réseau IEEE 69- JDB avec deux type de GED

nombre de JDB	tension sans GED	tension avec GED éolienne	tension avec GED PV	nombre de JDB	tension sans GED	tension avec GED éolienne	tension avec GED PV
1	100	100	100	35	99,91621	99,91597	99,91738
2	99,99672	99,9966	99,9973	36	99,99205	99,99181	99,99323
3	99,99343	99,99319	99,99461	37	99,97488	99,97464	99,97605
4	99,98656	99,98479	99,98836	38	99,95904	99,95879	99,96021
5	99,93795	99,96334	99,96822	39	99,95446	99,95422	99,95563
6	99,06732	99,41177	99,51542	40	99,95424	99,954	99,95541
7	98,16179	98,84153	99,04591	41	99,88451	99,88428	99,88569
8	97,9459	98,7072	98,93564	42	99,85529	99,85505	99,85646
9	97,91205	98,67352	98,90201	43	99,8514	99,85116	99,85257
10	97,42017	98,18405	98,41325	44	99,85057	99,85033	99,85174
11	97,31184	98,07625	98,3056	45	99,84072	99,84048	99,8419
12	97,0013	97,76723	97,99705	46	99,84068	99,84044	99,84185
13	96,71458	97,48195	97,71218	47	99,98156	99,97979	99,98335
14	96,43039	97,19917	97,42983	48	99,85707	99,8553	99,85886
15	96,14908	96,91927	97,15034	49	99,47289	99,47112	99,47469
16	96,09681	96,86726	97,0984	50	99,41844	99,41667	99,42024
17	96,01041	96,78129	97,01256	51	97,79836	98,64159	98,89402
18	96,00954	96,78042	97,0117	52	97,32813	98,49972	98,80208
19	95,96394	96,73505	96,96639	53	97,05822	98,38499	98,73115
20	95,93468	96,70594	96,93732	54	96,74411	98,25266	98,64938
21	95,88741	96,6589	96,89035	55	96,31096	98,07532	98,54182
22	95,88673	96,65823	96,88968	56	95,88809	97,9071	98,44158
23	95,87968	96,65121	96,88268	57	93,7112	97,35751	98,09027
24	95,86433	96,63593	96,86742	58	92,64066	97,10659	97,92344
25	95,84773	96,61942	96,85093	59	92,22657	97,01453	97,86079
26	95,84088	96,61261	96,84413	60	91,74034	96,94436	97,81966
27	95,83897	96,61069	96,84222	61	91,0245	96,72052	97,69316
28	99,99277	99,99253	99,99394	62	90,99652	96,69361	97,66643
29	99,986	99,98576	99,98717	63	90,95903	96,65756	97,6306
30	99,97638	99,97614	99,97755	64	90,77531	96,48087	97,455
31	99,97468	99,97444	99,97585	65	90,71979	96,42748	97,40195
32	99,96619	99,96595	99,96736	66	97,30624	98,07067	98,30003
33	99,94582	99,94557	99,94698	67	97,30617	96,42748	98,29997
34	99,92294	99,92271	99,92412	68	96,96876	97,73486	97,96471
				69	96,96865	97,73475	97,96461

Tableau AIII.3: Pertes de puissance au niveau de chaque branche du réseau IEEE 69-JB avant et après d'insertion de GED

JB	perte sans GED		perte avec GED (PV)		perte avec GED (éolienne)	
1	Active P (kW)	réactive Q (kVAR)	Active P (kW)	réactive (k VAR)	active P (kW)	réactive Q (k VAR)
2	0,071974	0,1727381	0,037174	0,089218	0,055721	0,1337307
3	0,071974	0,1727381	0,037174	0,089218	0,055721	0,1337307
4	0,062415	0,449387	0,030671	0,22083	0,048138	0,3465946
5	1,838755	0,2637258	0,732976	0,105128	1,439555	0,2064701
6	26,81213	13,65514	10,68801	5,443294	20,99113	10,69056
7	27,8628	14,19095	11,09643	5,65158	21,81524	11,11084
8	6,543368	3,335556	2,573383	1,311811	5,136241	2,618257
9	0,300838	0,1531647	0,297042	0,151232	0,297907	0,1516726
10	4,624288	1,528443	4,565867	1,509134	4,579178	1,513533
11	0,981962	0,324698	0,969547	0,320593	0,972376	0,321528
12	2,115704	0,6991876	2,088784	0,690291	2,094917	0,6923179
13	1,236452	0,4081491	1,220562	0,402904	1,224182	0,4040989
14	1,198856	0,3961736	1,183443	0,39108	1,186954	0,3922406
15	1,159371	0,3830967	1,144462	0,37817	1,147858	0,3792923
16	0,215437	0,0712279	0,212667	0,070312	0,213298	0,0705206
17	0,308942	0,1021556	0,304967	0,100841	0,305872	0,1011405
18	0,00251	0,0008546	0,002478	0,000844	0,002485	0,0008461
19	0,100354	0,0331757	0,099061	0,032748	0,099356	0,0328456
20	0,064513	0,0211369	0,063682	0,020865	0,063871	0,0209266
21	0,103519	0,0342135	0,102185	0,033773	0,102489	0,0338731
22	0,000516	0,0001697	0,00051	0,000168	0,000511	0,000168
23	0,004952	0,0016372	0,004888	0,001616	0,004903	0,0016209
24	0,010779	0,0035638	0,01064	0,003518	0,010671	0,0035284
25	0,005828	0,0019262	0,005752	0,001901	0,00577	0,001907
26	0,002404	0,0007946	0,002373	0,000784	0,00238	0,0007867
27	0,000337	0,0001113	0,000333	0,00011	0,000334	0,0001102
28	0,000299	0,0007343	0,000299	0,000734	0,000299	0,0007343
29	0,002098	0,005131	0,002098	0,005131	0,002098	0,005131
30	0,004109	0,0013584	0,004109	0,001358	0,004109	0,0013584
31	0,000725	0,0002397	0,000725	0,00024	0,000725	0,0002397
32	0,003626	0,0011983	0,003626	0,001198	0,003626	0,0011983
33	0,008667	0,0029089	0,008667	0,002909	0,008667	0,0029089
34	0,006019	0,0019896	0,006019	0,00199	0,006019	0,0019896
35	0,000479	0,0001583	0,000479	0,000158	0,000479	0,0001583
36	0,001404	0,0034472	0,001404	0,003447	0,001404	0,0034472
37	0,015066	0,0368417	0,015066	0,036841	0,015066	0,0368418
38	0,017307	0,0202159	0,017307	0,020216	0,017307	0,020216

39	0,004996	0,0058347	0,004996	0,005835	0,004996	0,0058347
40	0,000198	0,0002314	0,000198	0,000231	0,000198	0,0002314
41	0,048653	0,0568429	0,048652	0,056842	0,048653	0,056843
42	0,020091	0,0234808	0,020091	0,02348	0,020091	0,0234808
43	0,002657	0,0031563	0,002657	0,003156	0,002657	0,0031563
44	0,000513	0,0006468	0,000513	0,000647	0,000513	0,0006468
45	0,006072	0,0076556	0,006072	0,007656	0,006072	0,0076556
46	1,25E-05	1,673E-05	1,25E-05	1,67E-05	1,25E-05	1,673E-05
47	0,023236	0,0574055	0,023235	0,057404	0,023236	0,0574068
48	0,581573	1,42352	0,58156	1,423489	0,581585	1,423551
49	1,629872	3,98807	1,629837	3,987983	1,629907	3,988156
50	0,115614	0,2828465	0,115612	0,28284	0,115617	0,2828526
51	3,036645	1,547773	0,947923	0,483155	2,919655	1,488143
52	10,39079	3,487599	3,233281	1,085229	10,18412	3,418231
53	5,425206	2,76249	1,687524	0,85928	5,326481	2,71222
54	6,297336	3,207608	1,957483	0,997063	6,195262	3,155616
55	8,555811	4,356178	2,656855	1,352734	8,532728	4,344426
56	8,237175	4,196186	2,558273	1,303237	8,323617	4,240221
57	46,55922	15,68665	14,4602	4,871906	47,04782	15,85127
58	22,94872	7,701305	7,127333	2,391845	23,18954	7,782123
59	8,907744	2,945822	2,766536	0,914903	9,001224	2,976736
60	9,993602	3,033541	3,159449	0,959045	10,81331	3,282362
61	13,13585	6,690873	4,152863	2,1153	14,2133	7,23968
62	0,104776	0,0531412	0,095709	0,048542	0,096907	0,0491499
63	0,126146	0,0642038	0,115222	0,058644	0,116665	0,0593786
64	0,618114	0,314842	0,564589	0,287579	0,57166	0,2911806
65	0,038514	0,019616	0,035175	0,017915	0,035616	0,0181401
66	0,002559	0,0007772	0,002527	0,000768	0,002535	0,0007697
67	1,49E-05	4,452E-06	1,48E-05	4,4E-06	0,035616	0,0181401
68	0,022684	0,007498	0,0224	0,007404	0,022465	0,0074256
69	3,6E-05	1,227E-05	3,56E-05	1,21E-05	3,57E-05	1,215E-05