



Mémoire de Projet de fin d'étude

Préparé par



NACIRI SOUKAINA

Pour l'obtention du diplôme

Master Sciences et Techniques

Electronique, Signaux et Systèmes Automatisés

(E.S.S.A)

Intitulé

*Impact de l'intégration des énergies
renouvelables au réseau de distribution HTA*

Encadré par :

Pr EI MARKHI HASSANE

Soutenu le **16 Juin 2017**, devant le jury composé de :

Pr HASSANE EL MARKHI : Encadrant

Pr TIJANI LAMHAMDI..... : Examineur

Pr HASSANE EL MOUSSAOUI..... : Examineur

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. Ce rapport 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 parc éolien raccordé au réseau HTA de la ville de Kénitra 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 bus de distribution, et la variation de sa taille dans un réseau de test de 13 bus de 22 kv, dont le but est de déterminer la capacité et la location optimale de raccordement.

Abstract

Electricity distribution managers are continuously under pressure to expand their networks in order to cope with the growth of the load and to properly supply their consumers. To achieve these objectives, it is necessary to provide an acceptable climate for the input of distributed resources (wind, solar) and innovative operating practices. This report focuses on studying the effects of the integration of renewable energies into a high voltage distribution system (HTA). The effect on the quality of the energy and the maximum capacity of a wind farm connected to the HTA network of the town of Kénitra 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 bus-bar and the variation of its size in a test network of 22 kV which contains 13 bus-bar, the aim of which is to determine the capacity and the optimum location of connection.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

*À ceux qui m'ont toujours encouragé et soutenu avec amour et patience
pendant mes études.*

À ceux qui ont vécu avec moi tout ce temps instant par instant.

*À ceux auxquels je tiens à présenter mon tout respect et ma grande
reconnaissance.*

À mes parents que j'aime tellement.

*Aucune dédicace ne me serait suffisante pour exprimer la profondeur de
mon amour.*

À mon frère et ma sœur.

À toute ma famille (Naciri, Cherroude).

À tous mes professeurs

*Leur générosité et leur soutien m'obligent de leur témoigner mon profond
respect et ma loyale considération.*

À tous mes amis et collègues.

À ma promotion du Master Électronique, Signaux et systèmes automatisés.

À tous ceux qui me sont chers !

Remerciements

Ce travail n'est jamais une œuvre individuelle, il est le fruit de nombreuses expériences, rencontres, et collaborations. Aussi, voudrais-je exprimer toute ma gratitude à l'ensemble des personnes qui ont participé de près ou de loin à ce travail, qui ont croisé ma route, en m'accordant le temps, l'écoute, les conseils, l'expérience et parfois réconfort et m'auront permis à leur manière de progresser, avancer, mûrir, apprendre et à mieux me découvrir.

Tout d'abord, je tiens à exprimer mes profonds remerciements à mon encadrant **Pr HASSANE EL MARKHI**, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques de Fès, pour son encadrement exemplaire ainsi que pour son soutien, sa collaboration, sa disponibilité, et ses remarques pertinentes et directives.

Je remercie **Mr MUSTAPHA ZAHRI** Vice-directeur et Chef Division Electricité au sien de la RAK de Kenitra qui a mis à notre disposition les données du départ « Ville Haute » issu du poste source 60/20 kV « Maamora » du réseau HTA de la ville de Kenitra.

Mes sincères remerciements à **Pr H. EL MOUSSAOUI**, pour son savoir, ses conseils, sa grande disponibilité et ses encouragements.

Je ne manquerais pas non plus de remercier les honorables membres du jury **Pr H. EL MOUSSAOUI** et **Pr T.LAMHAMDI** d'avoir accepté d'évaluer cette soutenance, et de me faire part de leurs remarques sûrement pertinentes qui contribueront, sans nul doute, au perfectionnement du présent travail.

Je présente mes vifs remerciements à **Mr M.AZEROUAL** et **Mr Y.EL KARKRI** pour leur soutien, leur savoir et leur disponibilité.

Mes remerciements vont aussi à tous mes professeurs, enseignants et à tous les membres du corps professoral du département Génie Electrique de la Faculté des Sciences et Techniques de Fès.

Je ne peux pas clore mes remerciements sans rendre un grand hommage à **Dr A.ELOUDRHRI** de sa disponibilité et ses remarques constructives.

Table des matières

Résumé	1
Abstract	1
Table des matières	4
Liste des figures	7
Liste des tableaux	8
Liste des acronymes	8
Introduction générale.....	9
Chapitre 1 : Les énergies renouvelables au Maroc	11
1 Introduction.....	12
2 Potentiel marocain	12
2.1 L'énergie éolienne	12
2.2 Energie solaire	13
3 La stratégie énergétique du Maroc.....	14
4 Cadre législatif.....	14
4.1 La loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables.....	14
4.2 L'accès à la moyenne tension.....	15
5 Projets d'injection à la moyenne tension	15
6 Conclusion	16
Chapitre 2 : Le réseau électrique et la production décentralisée.....	17
1 Introduction.....	18
2 Le réseau électrique	18
2.1 La structure du réseau électrique	18
2.1.1 Le réseau de transport	19
2.1.2 Le réseau de répartition	19
2.1.3 Le réseau de distribution	20
3 La production décentralisée	21
3.1.1 L'énergie éolienne.....	22
3.1.2 Principe de fonctionnement et les éléments d'une éolienne	22
3.1.3 Éolienne à vitesse fixe.....	23
3.1.4 Éoliennes à vitesse variable.....	24
4 Le raccordement au réseau de distribution	24
4.1 Type de raccordement	25
4.3 La capacité d'accueil des réseaux de distribution	26

4.4	Tenue en tension et en fréquence	27
4.4.1	Tenue en tension en régime normal	27
4.4.2	Tenue aux creux de tension	27
4.5	Services systèmes	28
4.5.1	Réglage de tension et compensation de puissance réactive	28
4.5.2	Réglage de la fréquence	29
4.6	Qualité de tension	29
4.6.1	Flicker.....	29
4.6.2	Les harmoniques	29
5	Conclusion	29
Chapitre 3 : L'impact de l'intégration des énergies renouvelables au réseau HTA		31
1	Introduction.....	32
2	Impact de la production décentralisée sur le réseau de distribution HTA	32
2.1	Système électrique	32
2.2	L'impact de l'insertion de la production décentralisée dans le réseau HTA.....	34
2.3	Impacts sur le sens de transit de puissance.....	34
2.4	Impact sur la stabilité du système.....	35
2.5	Impact sur la qualité du système.....	35
2.5.1.1	Les creux et l'élévation de la tension :.....	35
2.5.1.2	Flicker :.....	36
2.5.1.3	Les harmoniques :.....	36
2.5.2	Impact sur le plan de la protection	36
2.5.2.1	Courant de court-circuit.....	37
2.5.2.2	Influence sur la sélectivité des protections	37
3	Conclusion	38
Chapitre 4 : Analyse de l'impact d'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution HTA		39
1	Introduction.....	40
2	Etude de la capacité maximale d'un parc éolien sur une ligne de distribution 20kV du réseau HTA de la ville de kénitra.....	40
2.1	Modélisation et schéma du réseau simulé	40
2.2	Evaluation de la capacité maximale du parc éolien raccordé au réseau HTA et son impact sur la qualité d'énergie.....	43
2.2.1	Simulation du parc avec une vitesse de vent variable	43
3.1.1	La capacité maximale du parc éolien	44

3	L'impact sur le profil de la tension et les pertes lignes d'une unité DEG raccordée au réseau HTA	46
3.1	Présentation du réseau étudié	46
3.2	Calcul théorique de la chute de tension et des pertes lignes.....	48
3.2.1	Calcul de la chute de la tension	48
3.2.2	Calcul des pertes lignes et de la puissance de la charge.....	50
3.2.3	L'impact de GED sur le profil de la tension et sur les pertes ligne.....	51
3.2.4	La location et la taille optimale d'une unité GED.....	52
4	Conclusion	54
	Conclusion générale	55
	Bibliographie	57
	Annexe 1 : Schéma Synoptique de la distribution Moyenne Tension du départ « Ville Haute » issu du poste source 60/20 kV « Maamora »	58
	Annexe 2 : Puissance des transformateurs du départ « Ville Haute »	59

Liste des figures

Figure 1: Gisement éolien du Maroc [1]	13
Figure 2: Gisement solaire du Maroc [1]	13
Figure 3: Plan d'équipement à partir de 2015 jusqu'à 2030 [2]	14
Figure 4: Les niveaux de la tension normalisés.....	19
Figure 5: La structure maillée du réseau de transport [6].....	19
Figure 6: La structure arborescente du réseau de distribution [6]	20
Figure 7: Les constitutions d'une éolienne.....	23
Figure 8: Éolienne à vitesse fixe [7].....	23
Figure 9: Éolienne à base de la MADA [7]	24
Figure 10: Illustration des configurations de raccordement (a) en départ mixte (b) en départ direct [8]	25
Figure 11: Modèle d'un départ HTA.....	26
Figure 12: Gabarit de tension en réseau de distribution [9]	28
Figure 13: Différents états d'opération d'un système électrique [12]	33
Figure 14: Sens de transit de puissance dans le réseau de distribution avant et après l'insertion des GED	35
Figure 15: Impact de DEG sur la sélectivité du défaut	38
Figure 16: Schéma synoptique de la distribution moyenne tension du départ "Ville Haute" issu de poste source 60/20 kV "Maamora "	41
Figure 17: Schéma du réseau HTA de Kénitra avec parc éolien sur MATLAB.....	42
Figure 18: Vitesse du vent appliquée à l'entrée du modèle éolien	43
Figure 19: Profil de la tension avec et sans parc éolien	43
Figure 20: l'état de la tension à la ligne L2.....	44
Figure 21: Spectre harmonique de la tension du parc au point de connexion.....	44
Figure 22: Réseau de test à 13 départs de 22 KV	47
Figure 23: Ligne avec GED.....	51
Figure 24: Ligne sans GED	51
Figure 25: Profil de la tension avant et après l'insertion de GED	51
Figure 26: Pertes en ligne avant et après l'insertion de GED	52
Figure 27: Profil de la tension sans et avec GED au bus 9 d'une capacité de 4,7MW.....	53
Figure 28: Pertes en ligne sans et avec GED au bus 9 d'une capacité de 4,7MW.....	53

Liste des tableaux

Tableau 1: Niveau de tension au point de raccordement en fonction de la puissance installée [9].....	25
Tableau 2: Niveaux de tension du domaine de fonctionnement normal au Maroc [10].....	27
Tableau 3: Caractéristiques des câbles	41
Tableau 4: Courant minimal, la puissance active et réactive de la charge minimale	42
Tableau 5: Résultat de la simulation pour l=9.8 km.....	45
Tableau 6: Résultats de la simulation pour l=4 km	46
Tableau 7: Données du réseau test	48
Tableau 8: Chute de tension dans chaque bus	49
Tableau 9: Pertes de ligne et la puissance de la charge de chaque section.....	50
Tableau 10: Pourcentage des pertes en ligne pour une variation de la position et la capacité de GED52	

Liste des acronymes

BT : Basse tension

HTA : Haute tension niveau A

HTB : Haute tension niveau B

GED : Génération d'énergie dispersée

MT : Moyenne tension

Plt : Flicker à long terme

Pst : Flicker à court terme

PV : Photovoltaïque

THD : Taux d'harmoniques

Introduction générale

La transition énergétique à travers le monde nous dirige vers une nouvelle période de la libération du marché électrique. La tendance vers la dérégulation devient de plus en plus répandue. Cette dérégulation permet la privatisation progressive dans la génération et la distribution de l'énergie. Elle conduit enfin à une décentralisation dans les modes d'exploitation du système électrique et une diversité dans les moyens de génération et de distribution de l'énergie.

D'autre part, ces dernières années, un ensemble de raisons tel que : l'obligation de réduire l'émission de gaz à effet de serre, la menace de l'épuisement de l'énergie fossile, le problème de l'indépendance énergétique, et le développement durable, nous poussent à considérer le problème énergétique non seulement selon le point de vue économique, mais également selon un point de vue écologique.

Ceci a encouragé un grand nombre de pays à développer leur système d'énergie sur la base de la génération dispersée à grande échelle comprenant les énergies renouvelables et les solutions à haut rendement énergétique (cogénération). Ces deux dernières évolutions se traduisent par une insertion des productions décentralisées ou générations d'énergie dispersées (GED) dans le réseau électrique.

Les GED ont des apports potentiels très intéressants en termes d'énergie et d'économie. Cependant, en fonction de leur taux de pénétration, ces nouvelles sources d'énergie pourraient avoir des conséquences importantes sur l'exploitation et la sécurité des réseaux électriques. Pour une insertion massive des GED au système, ces impacts se trouveront non seulement au niveau du réseau de distribution, mais aussi le système entier en terme :

- d'incertitude dans la planification des moyens de production (liée à la prévision météorologique, l'intermittence des sources...);
- d'augmentation de la fragilité dans l'exploitation due :
 - au changement de la marge de réserve d'exploitation ;

- à la sensibilité des GED à des perturbations dans le réseau ;
- et à la complexité de la coordination de la conduite du réseau.

L'objectif de ce mémoire est alors d'étudier l'effet de l'insertion des unités de production à la base de sources d'énergie renouvelables sur l'exploitation du réseau de distribution moyenne tension (HTA).

L'étude présentée dans ce mémoire s'organise comme suit :

Le premier chapitre présente la stratégie énergétique que le Maroc a adoptée pour sécuriser son approvisionnement énergétique, le cadre législatif qui accompagne cette stratégie, et finalement les projets d'injection à la moyenne tension.

Une description du réseau électrique et ses structures, une définition de la production décentralisée et ces contraintes de raccordement au réseau seront proposées dans le deuxième chapitre.

Dans le troisième chapitre, nous allons traiter l'impact de l'intégration des énergies renouvelables au réseau HTA sur plusieurs plans : la tension, la protection et la stabilité du réseau.

Le dernier chapitre sera consacré à l'analyse de quelques effets de raccordement des GED au réseau de distribution , en exploitant deux simulations, une d'un réseau HTA urbain et l'autre d'un réseau HTA rural.

Chapitre 1 : Les énergies renouvelables au Maroc

1 Introduction

Ne disposant ni de ressources en pétrole ni de réserves de gaz naturel, le Maroc ne produit presque pas d'hydrocarbures et doit importer 95 % de l'énergie qu'il consomme. Une situation intenable sur le long terme qui a poussé très tôt le gouvernement à s'intéresser aux énergies renouvelables et à mettre en place une nouvelle stratégie de diversification énergétique. Le Maroc s'est lancé depuis près d'une décennie dans un programme ambitieux de renforcement et de diversification de son réseau, trop largement dépendant des combustibles fossiles. Un programme en faveur de l'environnement et du climat a été mis en place dans ce cadre avec pour objectifs de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 13 % d'ici 2030.

2 Potentiel marocain

Les sources d'énergies renouvelables occupent une place de plus en plus importante dans le bouquet énergétique mondial. Le Maroc ne fait pas exception à cette tendance et a l'avantage de jouir d'un potentiel particulièrement riche par rapport à d'autres pays. L'exploitation optimale du riche potentiel permettra de réduire la dépendance énergétique et assurer la stabilité du pays.

2.1 L'énergie éolienne

Dans l'éolien, le Maroc jouit d'un potentiel très important plus particulièrement le long de ses côtes avec des vitesses de vent supérieur à 6.5 m/s et allant jusqu'à 10m/s. Le potentiel technique dépasse certainement 10 000 MW de capacité installée. Toutefois, ce potentiel est limité principalement par la capacité d'intégration au réseau électrique au moins à moyen terme, soit d'ici 2020. Cette limite peut être atténuée par de nouveaux investissements visant à renforcer le réseau électrique, mais les contraintes de maintien de la stabilité du réseau particulièrement en période de faible charge sont une réalité incontournable. Plusieurs pays ont adopté une limite de 20% de la capacité totale installée afin de fixer dans une première étape de développement éolien un objectif réalisable [1].



Figure 1 : Gisement éolien du Maroc [1]

2.2 Energie solaire

Le solaire est certainement la source d'énergie renouvelable la plus importante au Maroc. Avec plus de 3000 h/an d'ensoleillement, soit une irradiation de $\sim 5 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$, le Maroc jouit d'un gisement solaire considérable. Cette source d'énergie constitue un potentiel particulièrement important surtout dans les régions mal desservies en capacité de production électrique [1].

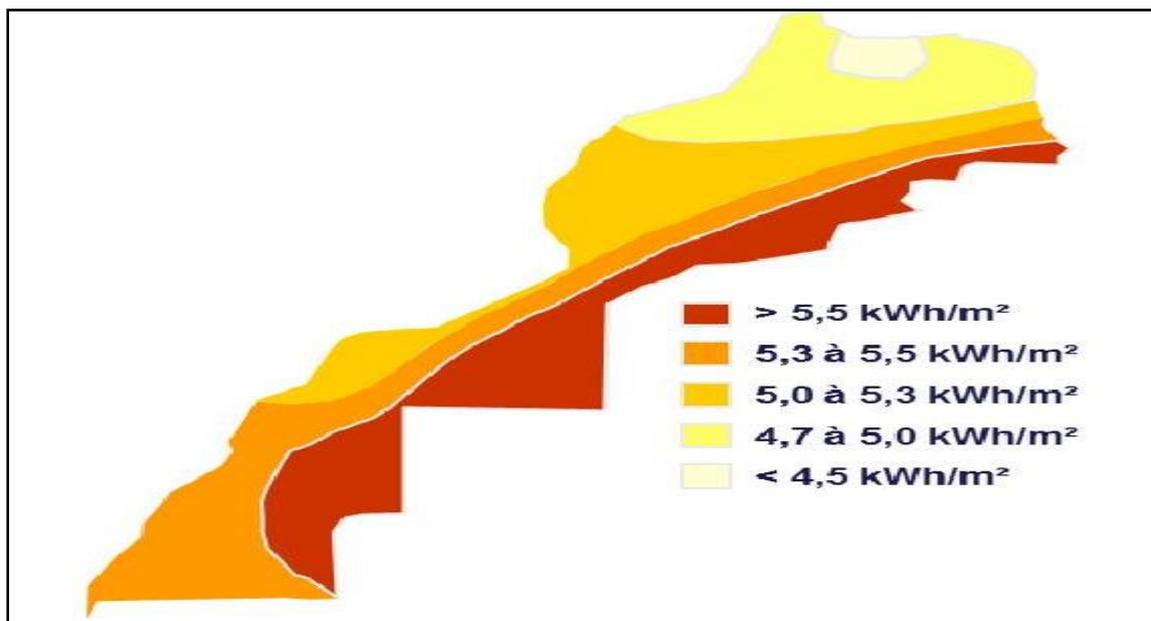


Figure 2: Gisement solaire du Maroc [1]

3 La stratégie énergétique du Maroc

Le Maroc a mis en place une politique énergétique nationale favorable au développement des énergies renouvelables, pour sécuriser son approvisionnement énergétique dans un contexte de forte croissance de la demande énergétique, pour maîtriser les coûts futurs des services énergétiques par rapport à la tendance haussière des cours des produits pétroliers et enfin pour préserver l'environnement en atténuant les émissions de gaz à effet de serre.

Cette stratégie énergétique favorise l'introduction des énergies renouvelables au niveau national en développant l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire (solaire thermique et solaire photovoltaïque) qui produiront respectivement 2 000 MW à l'horizon 2020, portant ainsi à 42% la contribution des énergies renouvelables à la production électrique et fixée comme un objectif de porter à 52% la part d'utilisation des énergies renouvelables à l'horizon 2030 est d'une capacité totale de 10100 MW, dont 4560 MW solaires, 4200 MW d'éolien et 1330 MW hydroélectriques [2].

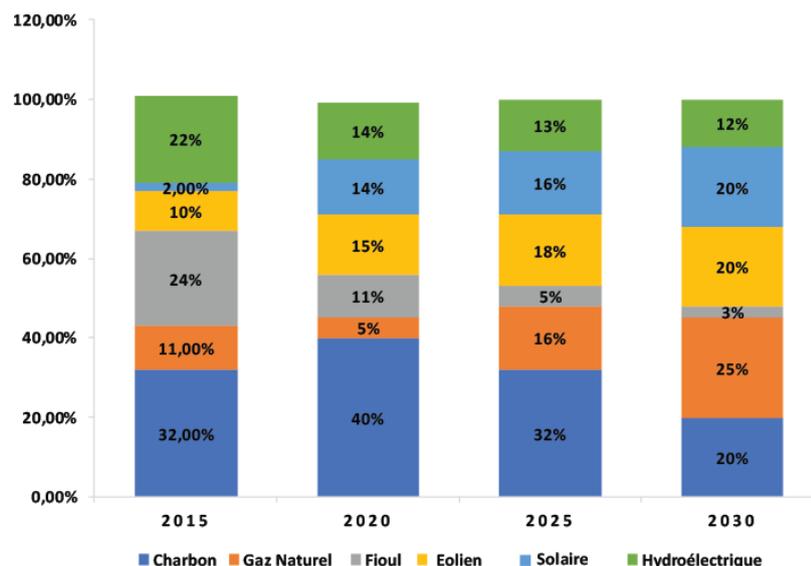


Figure 3: Plan d'équipement à partir de 2015 jusqu'à 2030 [2]

4 Cadre législatif

4.1 La loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables

Afin de dérouler dans les meilleures conditions la stratégie énergétique nationale, un certain nombre de mesures d'ordre législatif et réglementaire ont été élaborées dans l'optique de doter le secteur énergétique national d'une meilleure visibilité au niveau de sa gouvernance. C'est ainsi que la loi n°13-09 a été promulguée le 11 février 2010, la loi n°13-09 vise la

promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables, de sa commercialisation et de son exportation par des entités publiques ou privées. Elle a introduit également l'assujettissement des installations de production d'énergie à partir de sources renouvelables à un régime d'autorisation préalable si leur puissance est égale ou supérieure à 2 MW, ou de déclaration préalable pour les exploitations, dont la puissance entre 20 KW et 2 MW. Enfin elle prévoit le droit, pour un exploitant, de produire de l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables pour le compte d'un consommateur ou un groupement de consommateurs raccordés au réseau national de moyenne tension (MT), haute tension (HT) et très haute tension (THT), dans le cadre d'une convention par laquelle ceux-ci s'engagent à enlever et à consommer l'électricité ainsi produite exclusivement pour leur usage propre [3].

4.2 L'accès à la moyenne tension

Afin de libéraliser son marché d'électricité, le Maroc favorise aux investisseurs l'accès à la moyenne tension. Par contre au réseau de transport, l'accès à ce réseau soumis à des textes réglementaires déterminés dans le décret n°2-15-772 [4]. Ce décret vient pour fixer les modalités et les conditions d'accès des installations de production d'électricité à partir des énergies renouvelables au réseau HTA.

Selon le décret n°2-15-722, les producteurs d'énergie électrique de sources renouvelables pourront commercialiser leur production aux consommateurs privés qui sont, au premier lieu, les industries de taille moyenne.

Les producteurs privés rencontrent plusieurs difficultés pour raccorder leurs installations, du fait que les gestionnaires concessionnaires bloquent leurs projets, ou ils élèvent les coûts d'accès au réseau, leur argument est que le réseau n'est pas assez stable pour accueillir de nouvelles sources d'injection.

5 Projets d'injection à la moyenne tension

Parmi les projets d'injection à la moyenne tension que le Maroc a adoptés, on trouve :

- Réalisation d'un mini central photovoltaïque d'une capacité de 2 MW pour répondre aux besoins de la plateforme industrielle intégrée de Kenitra Atlantic Free Zone (AFZ). La centrale est placée sur une superficie de 3,5 Ha et est appelée à couvrir 25% des besoins en électricité du site. Le développeur privé principal est la société Jet Energy [5].

- Réalisation d'un mini central photovoltaïque d'une capacité de 4 MW dans la région de Taroudant pour répondre aux besoins énergétiques des unités de production de la Coopérative Agricole COPAG. Le projet sera réalisé suivant le régime d'autoproduction sur une superficie de 6 Ha [5].
- La mise en service de la centrale solaire PV en décembre 2014 à Assa d'une capacité 800 kW [5].

Plusieurs projets en cours de discussion parmi eux :

- Projet pour une puissance de 12,5 MW dans la région du Sud [5].
- Projet dans la région de l'Oriental pour une puissance de 10 MW [5].

6 Conclusion

Le Maroc dispose indéniablement de plusieurs atouts solaires et éoliens qui le mettent en position de force face à plusieurs pays voisins. En effet, il bénéficie d'un ensoleillement de 300 jours par an, d'autant que la vitesse des vents y atteint une moyenne de 9 m/s dans les régions du littoral notamment, en plus de ressources hydrauliques non négligeables. Pour tirer profit de ces atouts, des stratégies énergétiques ont été mises en place, accompagnées d'un cadre réglementaire précis, en l'occurrence la loi n°13-09 sur les énergies renouvelables qui vise la promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables, sa commercialisation et son exportation par des entités publiques ou privées. L'objectif final de cette stratégie était de porter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique à 42% à l'horizon 2020 et à 52% à l'horizon 2030.

Chapitre 2 : Le réseau électrique et la production décentralisée

1 Introduction

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

En effet, les réseaux électriques sont traditionnellement exploités d'une manière centralisée. Ainsi, la plus grande partie de la production électrique est centrée autour de centrales à grande capacité de production (type centrales hydrauliques, thermiques, nucléaires). Cette production est souvent liée à des emplacements géographiques adéquats. L'énergie est ensuite acheminée vers les grands centres de consommation à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent à de grandes distances et à des niveaux de tension plus au moins importants.

L'architecture verticale du réseau (production-transport-distribution) est modifiée grâce à la production décentralisée (éolienne, solaire, etc.), où la production peut être au niveau de la distribution et près des consommateurs.

Dans ce chapitre, nous allons parler sur le réseau électrique et sa structure, ainsi la production décentralisée et ses contraintes de raccordement au réseau de distribution HTA.

2 Le réseau électrique

Un **réseau électrique** est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques, exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport-consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

2.1 La structure du réseau électrique

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution (figure 4).

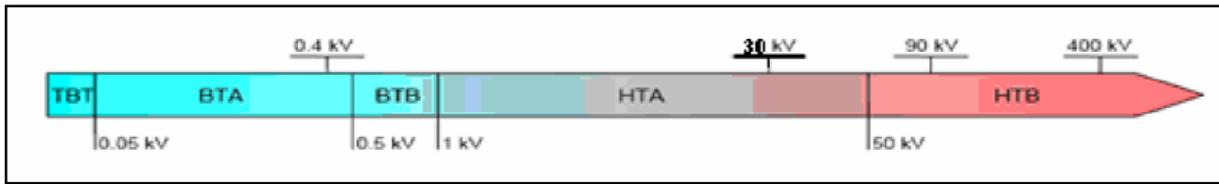


Figure 4: Les niveaux de la tension normalisés

2.1.1 Le réseau de transport

Les réseaux de transport sont à haute tension (la tension varie de 225kV à 400 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (figure 5). Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité si l'exploitant du réseau de transport respecte la règle dite du "N-1" (possibilité de perdre n'importe quel élément du réseau sans conséquences inacceptables pour les consommateurs) [6].

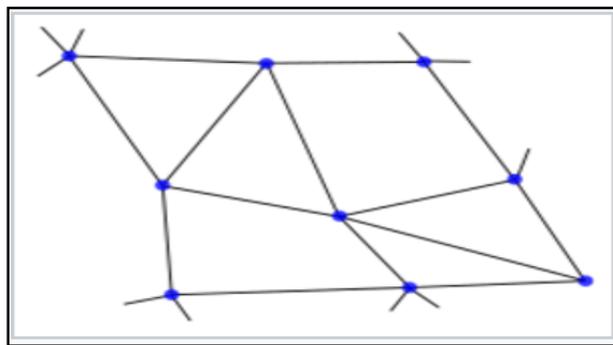


Figure 5: La structure maillée du réseau de transport [6]

2.1.2 Le réseau de répartition

Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre de 60 à 150 kV) et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région [6].

Ils ont une structure à la fois maillée et bouclée suivant les régions considérées. Contrairement aux réseaux de transport qui sont toujours bouclés (afin de pouvoir assurer un

secours immédiat en N-1), les réseaux de répartition peuvent être exploités bouclés ou débouclés selon les transits sur le réseau (débouclé signifie qu'un disjoncteur est ouvert sur l'artère, limitant ainsi les capacités de secours en N-1) [6].

2.1.3 Le réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- les réseaux moyenne tension (HTA de 1 à 50 kV)
- les réseaux basse tension (BT de 50 à 1 000), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs (entreprises et locaux d'habitations).

Contrairement aux réseaux de transport et répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population [6].

Les réseaux à moyenne tension (HTA) ont de façon très majoritaire une structure arborescente (figure 6), qui autorise des protections simples et peu coûteuses : à partir d'un poste source, l'électricité parcourt une artère sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes HTA/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique HTA entraînera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent [6].

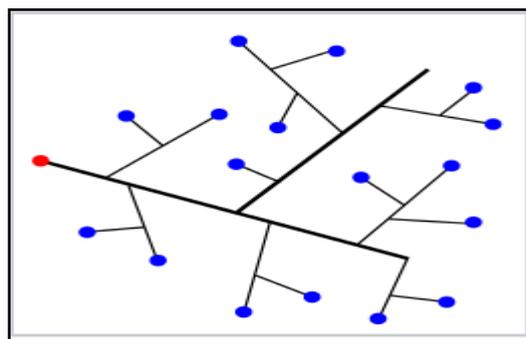


Figure 6: La structure arborescente du réseau de distribution [6]

Les réseaux HTA aériens sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains. Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas d'avarie (plusieurs

dizaines d'heures), il est fait appel à des structures en double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation [6].

3 La production décentralisée

La **production décentralisée** aussi appelée production distribuée est la production d'énergie électrique à l'aide d'installations de petite capacité raccordées au réseau électrique à des niveaux de tension peu élevée : basse ou moyenne tension. Elle se distingue de la production dite centralisée réalisée au moyen de grosses centrales thermiques (nucléaires ou conventionnelles) ou hydrauliques, connectées à un réseau de transport et de distribution de grande ampleur, faisant le plus souvent intervenir différents acteurs au long de la chaîne de valeur.

La production décentralisée se différencie de la production centralisée par les caractéristiques suivantes :

Les avantages :

- Possibilité d'alimenter en électricité des sites de consommation très éloignés du réseau existant, et dont les consommations ne justifient pas des installations de production de fortes puissances.
- Valorisation de sources d'énergie primaire fatale (solaire, éolien).
- Autonomie partielle du système local en cas d'incident majeur sur le réseau.

Les inconvénients :

- Participation faible ou nulle au réglage de la fréquence et de la tension du réseau électrique.
- Faible capacité à participer à la reconstitution du réseau, risque d'îlotage non maîtrisé.
- Certaines énergies comme l'éolien ou le solaire, sont caractérisées par une forte intermittence, faible prévisibilité, commandabilité faible ou nulle.

Généralement, les productions décentralisées utilisent des sources renouvelables, notamment : la géothermie, la petite hydraulique, le solaire et l'éolien.

Dans la suite de notre étude, nous allons nous intéresser à l'énergie éolienne comme exemple de la production décentralisée.

3.1.1 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une source d'énergie qui dépend du vent. Le soleil chauffe inégalement la terre, ce qui crée des zones de températures et de pression atmosphérique différentes tout autour du globe. De ces différences de pression naissent des mouvements d'air, appelés vent. Cette énergie permet de produire de l'électricité dans des éoliennes appelées aussi aérogénérateur, grâce à la force du vent.

3.1.2 Principe de fonctionnement et les éléments d'une éolienne

L'éolienne se compose de trois pales (en général) (figure7) portées par un rotor et installées au sommet d'un mât vertical. Cet ensemble est fixé par une nacelle qui abrite un générateur : un moteur électrique permet d'orienter la partie supérieure afin qu'elle soit toujours face au vent.

Les pales permettent de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Le vent fait tourner les pales entre 10 et 25 tours par minute. La vitesse de rotation des pales est en fonction de la taille de celles-ci. Plus les pales seront grandes, moins elles tourneront rapidement.

Le générateur transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. La plupart des générateurs ont besoin de tourner à grande vitesse (de 1 000 à 2 000 tours par minute) pour produire de l'électricité. Il faut donc d'abord que l'énergie mécanique des pales passe par un multiplicateur qui a pour rôle d'accélérer le mouvement lent des pales.

L'électricité produite par le générateur a une tension d'environ 690 volts. Ne pouvant pas être utilisée directement, elle est traitée grâce à un transformateur, et sa tension est augmentée à 20 KV. Elle est alors injectée dans le réseau électrique et peut être distribuée aux consommateurs.

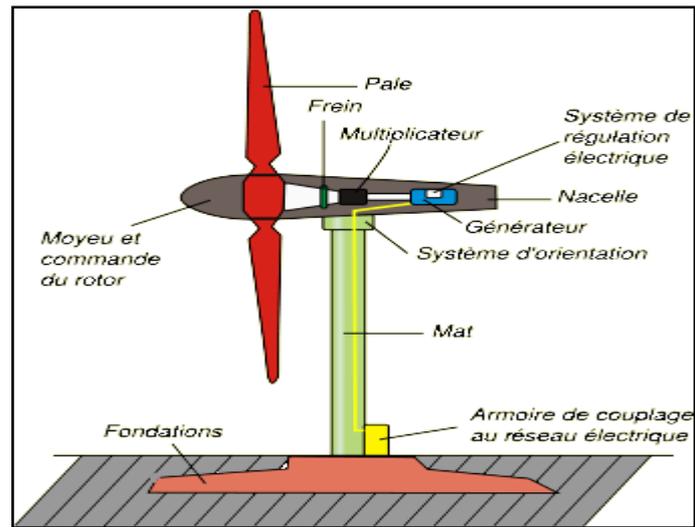


Figure 7: Les constitutions d'une éolienne

Il existe deux types d'éolienne : éolienne à vitesse fixe et variable.

3.1.3 Éolienne à vitesse fixe

Dans cette technologie, la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) (figure 8) est reliée directement au réseau sans convertisseur de puissance. Pour assurer le bon fonctionnement de cette machine, la génératrice doit fonctionner à une vitesse proche de la vitesse de synchronisme imposée par la fréquence du réseau. Le couplage entre la turbine et le générateur se fait par le biais d'un multiplicateur mécanique de vitesse, qui adapte la vitesse de la turbine à celle de la génératrice. Les éoliennes de ce type sont équipées d'un dispositif de réglage de l'orientation des pales, qui est souvent en action, pour pallier les variations de vitesse de vent, assurer un fonctionnement au voisinage du synchronisme et une cohérence de fréquence avec le réseau.

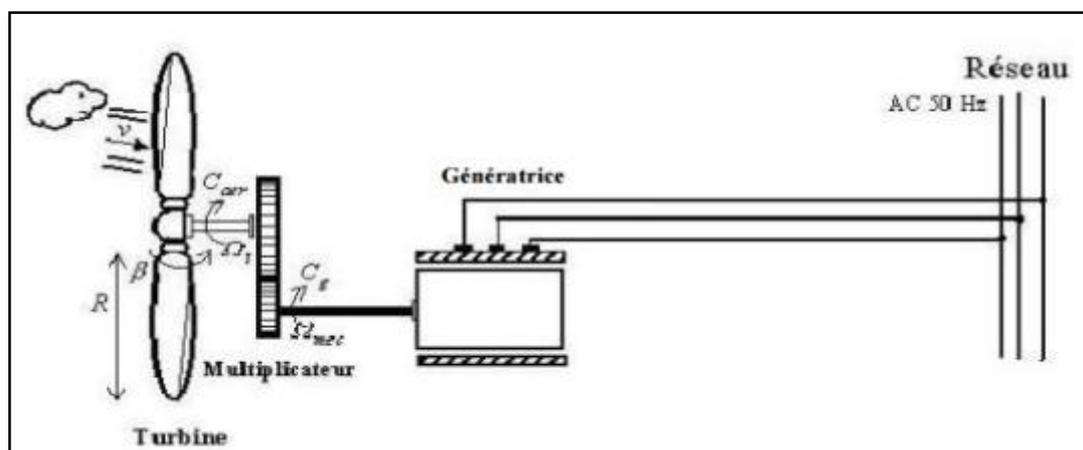


Figure 8: Éolienne à vitesse fixe [7]

3.1.4 Éoliennes à vitesse variable

Les éoliennes à vitesse variable sont les plus utilisées pour la production d'énergie électrique. En effet, ces dernières contrairement aux éoliennes à vitesse fixe, fonctionnent sur une large plage de vitesses permettant ainsi une maximisation des puissances extraites pour de faibles vitesses du vent et le maintien d'une puissance constante pour des vitesses de vent élevées.

Aujourd'hui les aérogénérateurs à vitesse variable utilisent souvent la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA). Dans cette configuration le stator de la MADA est connecté directement au réseau et le convertisseur de puissance se trouve sur le circuit rotorique (Figure 9).

- Convertisseur côté rotor : permet de contrôler la puissance active et réactive d'une façon indépendante.
- Convertisseur coté réseau : permet de contrôler le coefficient de puissance pour opérer $\cos(\varphi)=1$ et de réguler la tension du circuit DC.

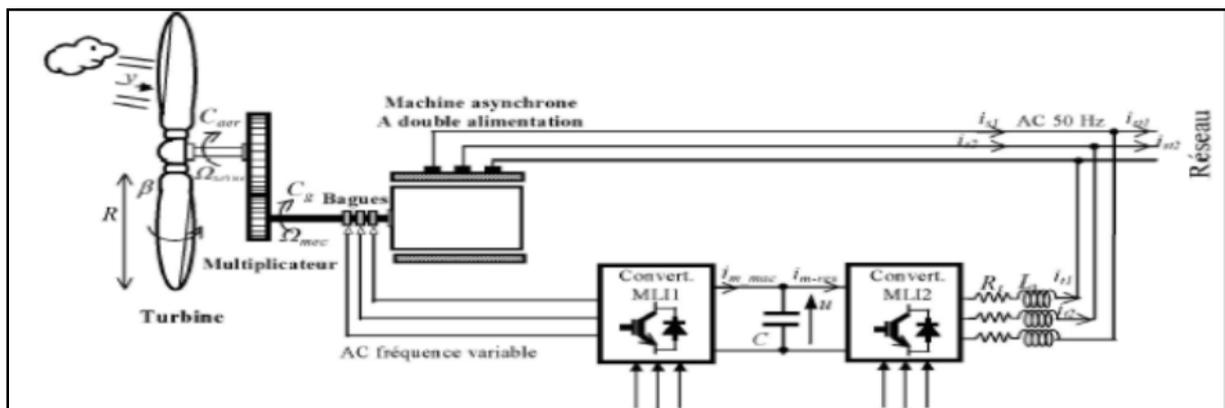


Figure 9: Éolienne à base de la MADA [7]

4 Le raccordement au réseau de distribution

Le raccordement aux réseaux de distribution HTA d'unités de production décentralisées doit respecter certaines contraintes techniques et impose généralement des aménagements dans le réseau pour assurer un fonctionnement correct de ce dernier, en particulier dans les réseaux de distribution qui n'ont pas été à l'origine conçus et développés pour accueillir des unités de production. Des précautions quant à l'insertion de GED sur les départs de réseaux de distribution sont ainsi à prévoir par des règles de raccordement afin de conserver le bon déroulement du fonctionnement du réseau. Ces règles sont des prescriptions techniques de

conception et de fonctionnement : la protection, la puissance d'installation, la perturbation de la fréquence et la tension.

4.1 Type de raccordement

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 10.a).
- **Le raccordement en départ direct** : le raccordement au poste source le plus proche via un départ nouvellement créé pour le nouvel utilisateur (figure 10.b).

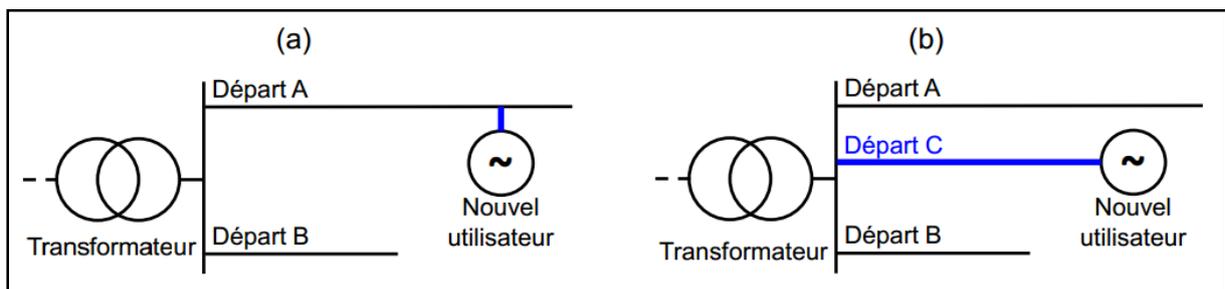


Figure 10: Illustration des configurations de raccordement (a) en départ mixte (b) en départ direct [8]

4.2 Tension au point de raccordement

La tension au point de raccordement détermine la puissance maximale de l'installation de production. Le tableau 1 donne les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance de l'installation.

Réseau	Limite de tension	Niveau réel	Limite de puissance
BT	$U \leq 1\text{kV}$ (raccordement monophasé)	230 V	$P \leq 18 \text{ kVA}$
	$U \leq 1\text{kV}$ (raccordement triphasé)	400 V	$P \leq 250 \text{ kVA}$
HTA	$1 \text{ kV} < U \leq 50\text{kV}$	20 kV	$P \leq P_{\text{max}} (\text{transfo}) + P_{\text{min}}(\text{charge})$
HTB	$50 \text{ kV} < U \leq 130\text{kV}$	60 kV	$P \leq 50 \text{ MW}$
	$130 \text{ kV} < U \leq 350\text{kV}$	225 kV	$P \leq 250 \text{ MW}$
	$350 \text{ kV} < U \leq 500\text{kV}$	400 kV	$P > 50 \text{ MW}$

Tableau 1: Niveau de tension au point de raccordement en fonction de la puissance installée [9]

Au réseau de distribution, la puissance à insérer ne doit pas dépasser la somme de la puissance maximale du transformateur du poste source et la charge minimale du départ.

4.3 La capacité d'accueil des réseaux de distribution

La capacité d'accueil en un nœud donné d'un réseau est la puissance de raccordement maximale qui respecte à tout moment les contraintes de tension et de courant sur l'ensemble du réseau considéré. Sous l'approche déterministe des études de raccordement des producteurs, la puissance de raccordement maximale $P_{raccmax}$ en un nœud k correspond à la puissance maximale pouvant encore être injectée en ce nœud lorsque la production existante est maximale et la consommation existante est minimale sur le départ considéré. La capacité d'accueil $P_{raccmax}$ d'un départ de type rural ou semi-urbain, à la distance l du poste électrique (figure 11), peut donc être estimée à partir d'un modèle analytique du plan de tension d'un départ à grandeurs supposées uniformément réparties [8] :

$$P_{raccmax} = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\varepsilon - \varepsilon^2)(R \cdot P_{cmin} + X \cdot Q_{cmin})}{2\varepsilon(R + X \cdot \tan(\varphi))} \quad (2.1)$$

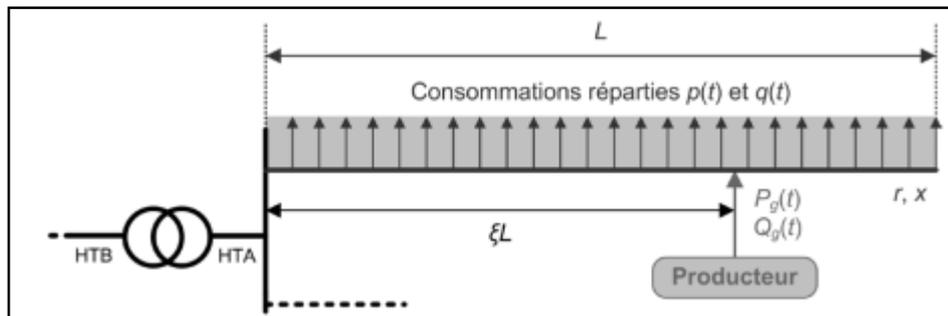


Figure 11 : Modèle d'un départ HTA

avec $\varepsilon=l/L$,

- L , R et X : les longueur, résistance et réactance totales du départ;
- P_{cmin} et Q_{cmin} : les puissances actives et réactives minimales consommées sur le départ;
- $\tan(\varphi)$: la tangente phi de production associée à $P_{raccmax}$ à la distance l ;
- U_0 : la tension au secondaire du transformateur amont;
- U_{max} : la tension maximale admissible à la distance l du poste électrique.

D'après l'équation 2.1, la capacité d'accueil dépend de paramètres très variés : les caractéristiques électriques du départ R et X , la tension en tête de départ U_0 , les capacités

constructives en puissance réactives du producteur $\tan(\varphi)$ et la consommation minimale du départ P_{cmin} et Q_{cmin} .

4.4 Tenue en tension et en fréquence

En régime normal, les GED doivent fonctionner dans une marge de fréquence de ± 0.5 Hz [10].

4.4.1 Tenue en tension en régime normal

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 du domaine de fonctionnement normal sont regroupés dans le tableau 2.

Domaine de la tension	Niveau de tension	Plage nominale de variation de tension
HTB	400kV	-5%<V<8.7%
	225kV	-7%<V<8.7%
	150kV	$\pm 10\%$
	60kV	$\pm 10\%$
HTA	22kV, 20kV	$\pm 7\%$ en zone urbaine $\pm 10\%$ en zone rurale
BT	0.4kV	$\pm 10\%$

Tableau 2: Niveaux de tension du domaine de fonctionnement normal au Maroc [10]

4.4.2 Tenue aux creux de tension

En cas de creux de tension, les éoliennes et les panneaux photovoltaïques se protègent généralement en se déconnectant de 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 [9].

En réseau de distribution, les installations de production dont la puissance maximale est supérieure à 5 MW (fermes éoliennes et photovoltaïques) doivent rester en fonctionnement lors de l'apparition au point de raccordement d'un creux de tension HTA illustré sur la figure 12.

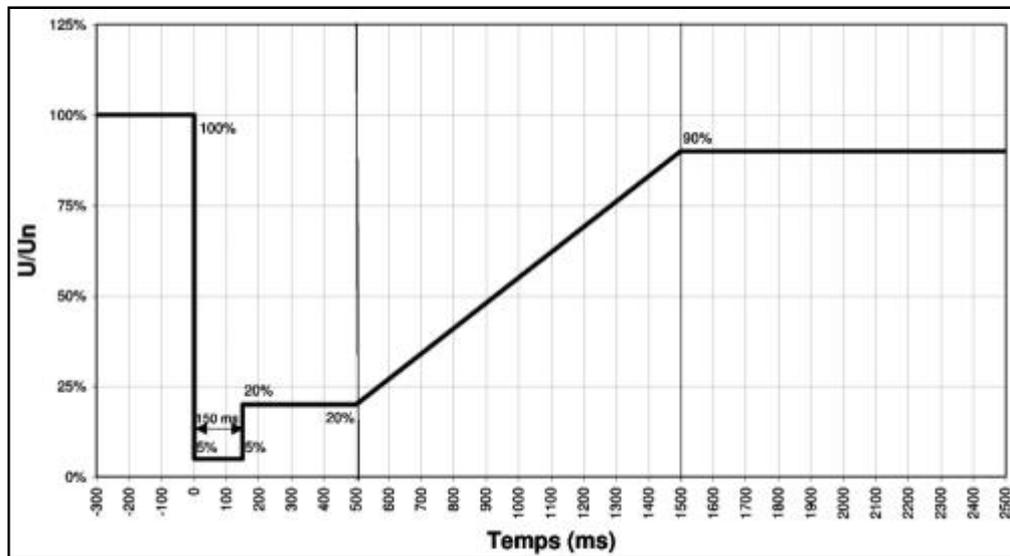


Figure 12: Gabarit de tension en réseau de distribution [9]

4.5 Services systèmes

Les services systèmes sont nécessaires pour garantir un fonctionnement sûr et fiable du système électrique. Ils sont gérés par les gestionnaires de réseaux sur la base de contributions fournies par les producteurs raccordés. Parmi les services systèmes, on peut citer: le réglage de la tension, le réglage de la fréquence, et la reconstitution de réseau.

La variabilité, la non-contrôlabilité des énergies éolienne et photovoltaïque, et la nature des technologies utilisées limitent grandement la capacité de ces énergies à fournir des services systèmes. La capacité du système à garder un niveau de services systèmes suffisant malgré l'intégration des énergies renouvelables sera une des principales limites à l'insertion de ces dernières si elles ne sont pas en mesure de fournir ces services [9].

4.5.1 Réglage de tension et compensation de puissance réactive

Toutes les unités de production, y compris les groupes de production d'énergie renouvelable, doivent pouvoir fonctionner dans un domaine de fonctionnement déterminé par le gestionnaire de réseau [9].

Les unités de production doivent assurer un contrôle de la tension et/ou de la puissance réactive au point de livraison. Trois types de réglage primaire sont possibles :

- **Type 1** : réglage à puissance réactive constante au point de livraison.
- **Type 2** : réglage de la tension au point de livraison à une valeur variant linéairement en fonction de la puissance réactive avec une pente ajustable.
- **Type 3** : réglage de la tension aux bornes de l'installation selon une consigne asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension.

4.5.2 Réglage de la fréquence

Les installations à base d'énergie fatale (dont font partie l'éolien et le photovoltaïque) sont dispensées de réglage de fréquence [9].

4.6 Qualité de tension

4.6.1 Flicker

Les indicateurs de sévérité du flicker sont d'une part, le Pst : flicker à court terme quantifié sur 10 minutes et d'autre part, le Plt : flicker à long terme quantifié sur 120 minutes. Le « *Plt en fonctionnement établi* » indique la sévérité du phénomène de flicker en fonctionnement établie. Le « *Pst et Plt lors des opérations de découplage* » indique la sévérité du phénomène de flicker lors des opérations de découplage [9].

En réseau de distribution, le niveau de contribution des sites perturbateurs tels que les fermes éoliennes et photovoltaïques au papillonnement doit être limité à 0,35 en Pst et à 0,25 en Plt au point de raccordement [11].

4.6.2 Les harmoniques

L'éolien et le photovoltaïque contribuent aux tensions harmoniques via les convertisseurs de puissance, cette contribution ne doit pas dépasser selon la norme C.E.I.61400, 5% en taux d'harmonique totale (THD) [11].

5 Conclusion

L'intégration importante des énergies renouvelables dans les systèmes électriques entraîne la mutation de ces derniers d'une structure verticale vers une structure horizontale (avec des injections de puissances à tous les niveaux de tension, notamment dans les réseaux de distribution. L'arrivée des énergies renouvelables pose aux gestionnaires de réseaux de nouveaux défis techniques notamment à cause de la variabilité de la production et aussi de leurs faibles capacités à fournir les services systèmes. En vue de leurs effets sur le système électrique,

leur raccordement fait l'objet d'études afin de vérifier si elles respectent les conditions techniques des différents gestionnaires de réseaux.

Chapitre 3 : L'impact de l'intégration des énergies renouvelables au réseau HTA

1 Introduction

En raison de la nature intermittente de la source d'énergie et des fluctuations qui en résultent au niveau de la puissance produite par une unité de production d'énergie renouvelable, le raccordement de celle-ci à un système électrique quelconque a un impact non négligeable qui dépend de la technologie utilisée, et aussi du type de réseau.

Le raccordement de production décentralisée (éolien, photovoltaïque, etc.) aux réseaux de tension inférieure (par rapport au réseau de transport) apporte des intérêts économiques et énergétiques, mais il sera pénalisé sur le plan de l'exploitation du système.

Dans ce chapitre on va situer les différents impacts sur le réseau de distribution. En particulier l'impact sur le plan de la tension, sur le plan de protection et sur la qualité de l'énergie.

2 Impact de la production décentralisée sur le réseau de distribution HTA

2.1 Système électrique

Le système électrique fonctionne sous deux types de contraintes principales :

1. contrainte de fourniture de l'énergie;
2. et contraintes d'opérations.

Le premier type impose que tous les consommateurs doivent être alimentés, tandis que le deuxième demande que les variables du système telles que la fréquence, le profil de tension et les courants transités sur les lignes doivent toujours être dans les plages autorisées.

Le système électrique peut être en plusieurs états, le système est dit *en régime normal* si les contraintes de fourniture de l'énergie et les contraintes d'opération sont satisfaites [12].

Le système est dit *en état d'urgence* si les contraintes d'opération du système ne sont pas satisfaites. Cette situation peut-être causée par une ou de grandes perturbations qui emmènent les variables du système en dehors de leurs limites. Si les actions d'intervention du gestionnaire du réseau réalisées par les outils de conduite du réseau ou par le délestage des consommateurs sont efficaces pour ramener les variables du système dans les limites, le réseau est sauvegardé et passé à l'état d'alerte. Si ces actions correctives ne sont pas réussies, le système risque de s'écrouler et de passer en état extrême [12].

Le système est dit *en état d'alerte* si la contrainte de fourniture de l'énergie n'est pas entièrement respectée (une partie des charges n'est pas alimentée) [12].

Le système est *en état extrême* si les deux contraintes ne sont pas satisfaites. Plusieurs, voire toutes les charges ne sont pas alimentées, i.e., il s'agit d'une interruption de service ou d'une panne d'électricité généralisée (black-out partiel ou total) [12].

Les *situations critiques* du système électrique résultent en effet des changements de l'état normal vers trois autres états d'opération. Ces changements prennent l'origine des incidents majeurs, qui peuvent être provoqués par des causes naturelles, techniques ou/et humaines, et entraînent finalement la rupture généralisée de service de l'énergie chez des consommateurs. Comme les conséquences de l'absence d'électricité sont toujours dramatiques pour la vie sociétale, tant pour l'économie que pour la sécurité, l'étude sur les infrastructures critiques joue un rôle très important pour n'importe quel système électrique [12].

Le schéma ci-dessous résume les différents états d'opération du système électrique.

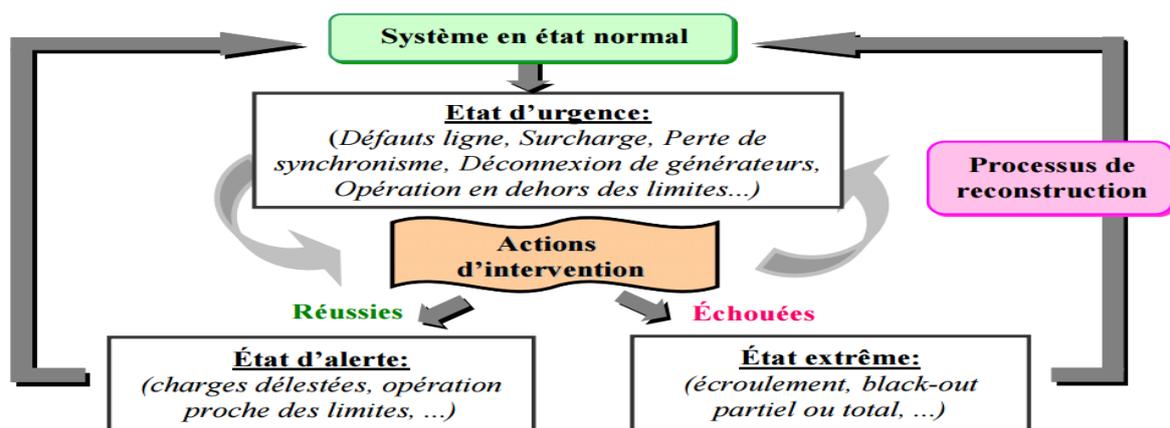


Figure 13: Différents états d'opération d'un système électrique [12]

La multiplication des installations de la production décentralisée aura des impacts majeurs sur le système et les réseaux électriques. En effet, une partie de la production d'origine renouvelable est intermittente et peu ou non pilotable, alors que les réseaux électriques ont été conçus à l'origine pour acheminer l'électricité produite de façon centralisée dans un seul sens, c'est-à-dire, de la production vers la consommation. L'injection de cette production implique désormais un fonctionnement bidirectionnel des réseaux électriques, et par conséquent le système électrique pourrait tomber dans les situations critiques citées au-dessus.

2.2 L'impact de l'insertion de la production décentralisée dans le réseau HTA

La tendance vers la dérégulation devient de plus en plus répandue dans le monde, d'ailleurs, la préoccupation accordée à l'aspect environnemental et au développement durable a encouragé les producteurs à développer la production décentralisée d'électricité sur la base des énergies nouvelles et renouvelables.

Ces évolutions sont les deux facteurs essentiels qui favorisent l'introduction des nombreux producteurs de taille petite ou moyenne aux réseaux électriques au niveau de tension inférieure (HTA et BT).

Ce nouveau phénomène peut être positif et négatif à la fois. D'une part, l'insertion des unités de la génération d'énergie dispersée (GED) est présentée comme un facteur de renforcement des moyens de production du système. D'autre part, elles apportent également des impacts négatifs à échelle du système en le fragilisant notamment dans les situations critiques.

Dans la littérature plusieurs études qui ont été faites afin d'identifier et d'évaluer les impacts de la production décentralisée sur le réseau HTA, et de proposer des solutions adaptées. Les gestionnaires du réseau se préoccupent de ce type d'étude lors de la phase de planification ou de l'approbation d'un projet de raccordement des GED. Les principaux impacts à rappeler sont les suivants :

2.3 Impacts sur le sens de transit de puissance

Les réseaux sont dimensionnés pour recevoir les flux d'énergie du réseau de transport vers la distribution. L'insertion des GED dans les niveaux de tension autres que le réseau de transport peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire de la distribution vers le transport. Les équipements, notamment les protections doivent alors être bidirectionnelles. Ainsi, sachant que les réseaux au niveau de tension inférieure sont normalement surdimensionnés afin de faire face à l'accroissement de consommation, on n'aura peut-être pas, à court terme, de problèmes liés à des limites de la capacité de transfert d'énergie, mais à plus long terme, lorsque le taux de pénétration de GED augmentera, la modification du sens de transit de puissance pourra éventuellement provoquer des congestions locales [12].

La figure 13 illustre le sens de transit de puissance dans le réseau de distribution avant et après l'insertion des GED.

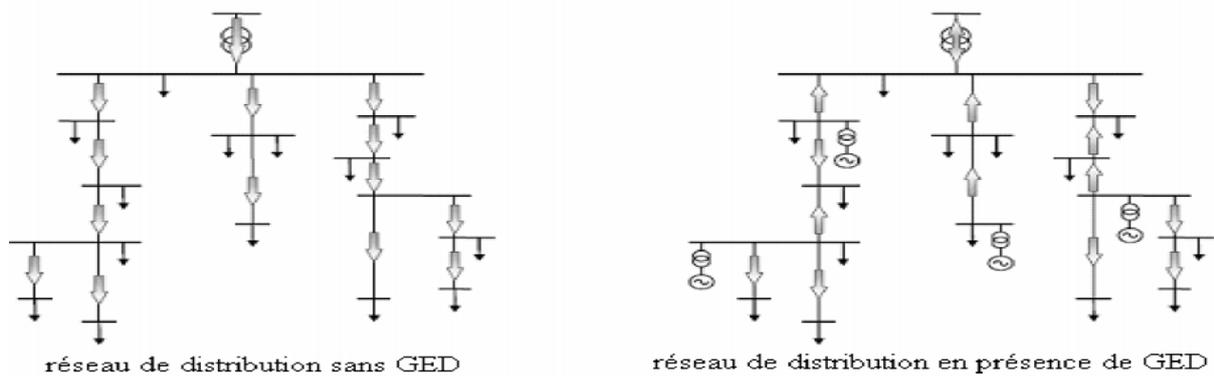


Figure 14: Sens de transit de puissance dans le réseau de distribution avant et après l'insertion des GED

2.4 Impact sur la stabilité du système

La régulation des réseaux électriques est l'ensemble des moyens mis en œuvre afin de maintenir les grandeurs de fréquences et de tension proches de leurs valeurs nominales sur l'ensemble du réseau.

La stabilité des réseaux électriques est une qualité de cette régulation par laquelle les situations modérément perturbées reviennent progressivement à un état d'équilibre.

Une instabilité généralisée du réseau peut conduire à des dégâts matériels et/ou à la mise hors tension d'une partie ou de l'ensemble du réseau.

Les génératrices de productions décentralisées peuvent être de type synchrone ou asynchrone. L'insertion de générateurs synchrones dans le réseau va changer le temps critique d'élimination de défaut (correspondant à la durée maximale d'une perturbation à laquelle le système peut résister sans perte de stabilité). Ceci influencera directement la limite de la stabilité dynamique du système en considération [12].

2.5 Impact sur la qualité du système

L'effet de l'intégration de la GED sur la qualité de l'énergie concerne trois aspects majeurs :

- Les creux et l'élévation de la tension.
- Flicker.
- Les harmoniques.

2.5.1.1 Les creux et l'élévation de la tension :

La production décentralisée peut affecter la qualité de la tension d'alimentation de plusieurs façons. En connectant la GED à une ligne de distribution légèrement chargée, le flux de puissance peut être inversé et la tension au point de connexion commence à augmenter, cela signifie que la tension d'alimentation des clients connectés à proximité des unités GED

commence à augmenter aussi. Cette augmentation de tension a un effet stationnaire et dépend fortement du rapport X / R , de la charge et de la puissance injectée par la GED. Cependant, la GED peut également avoir un effet transitoire sur le niveau de tension [13].

Une variation rapide du courant d'une unité GED cause une augmentation ou diminution soudaine du courant de la ligne et donc un effet sur la tension de cette dernière. Par exemple, lorsque le vent commence à souffler, la production d'éoliennes augmente rapidement jusqu'à ce qu'elle atteigne sa valeur nominale. La variation rapide de la sortie d'éolienne change le flux de la puissance dans la ligne et peut occasionner un transitoire de la tension, une variation brusque de la puissance également se produisant dépasse une certaine limite supérieure, à ce stade l'éolienne se déconnecte afin de se protéger contre les surcharges et les forces mécaniques fortes. Cette déconnexion peut provoquer une augmentation du courant et par conséquent une chute de la tension d'alimentation [13].

2.5.1.2 Flicker :

Le terme flicker désigne les variations de tension de courte durée apparaissant dans le réseau électrique et risquant de provoquer le scintillement des ampoules électriques à incandescence. Ce phénomène peut surgir si l'unité de production d'énergie renouvelable est raccordée à un réseau ayant une faible puissance de court-circuit, les variations fréquentes de son énergie primaire causant alors des variations importantes de puissance. Ce phénomène est surtout observé pour les éoliennes à vitesse constante, car il n'existe pas de tampon entre l'énergie mécanique en entrée et l'énergie électrique injectée au réseau [9].

2.5.1.3 Les harmoniques :

Les harmoniques de tension et de courant sont toujours présents dans un réseau de distribution. Ils sont essentiellement provoqués par la présence de charges non linéaires et de convertisseurs de puissance. Ces harmoniques provoquent une surchauffe de l'équipement, un fonctionnement défectueux du système de protection, et des interférences dans les circuits de communication. Les dispositifs d'électronique de puissance utilisés pour optimiser la puissance extraite des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes à vitesse variables et panneaux photovoltaïques) présentent l'inconvénient d'être des sources d'harmoniques [9].

2.5.2 Impact sur le plan de la protection

La protection du réseau de distribution consiste normalement en un simple schéma de protection contre les surintensités, car il n'y a qu'une seule source d'alimentation et le flux de puissance est défini. La connexion de GED au réseau de distribution conduit à de multiples sources du courant de défaut qui peuvent affecter la détection des perturbations [14].

2.5.2.1 Courant de court-circuit

L'impact sur le courant de court-circuit est surtout dû aux fermes éoliennes qui suivant la technologie peuvent, en cas de défaut sur le réseau, alimenter et donc accroître le courant de court-circuit circulant dans le réseau. La contrainte ici est de ne dépasser ni les valeurs maximales admissibles pour les différents appareillages de réseaux et les conducteurs ni le pouvoir de coupure des organes de protection. Chaque appareil de coupure possède un pouvoir de fermeture et un pouvoir de coupure sur défaut, un dépassement des valeurs de dimensionnement de l'appareil de coupure a pour conséquence un risque de non-coupure de l'arc ou de non-fermeture du courant de défaut avec un fort risque de destruction de l'appareillage[14].

Les éoliennes à vitesse fixe, étant équipées de machines asynchrones classiques directement couplées au réseau, contribuent de façon significative aux courants de court-circuit [14].

Les éoliennes à vitesse variable équipées de machines asynchrones à double alimentation contribuent aussi aux courants de court-circuit. Cependant cette contribution diminue rapidement du fait de l'action des équipements d'électronique de puissance qui détectent et mesure les défauts rapidement [14].

La contribution des éoliennes à vitesse variable équipées de machines synchrones est négligeable, car la machine est entièrement découplée du réseau par l'interface à électronique de puissance. Il en est de même des unités de production photovoltaïque [14].

2.5.2.2 Influence sur la sélectivité des protections

La sélectivité des protections peut être affectée par l'introduction d'unités de production décentralisée dans le réseau de distribution dont la structure est de type radial. Pour illustrer cette influence, considérons le schéma de la figure 15 ci-après d'alimentation par une sous-station du réseau d'une charge par la liaison 2, et la connexion à la sous-station par la liaison 1 d'une unité de production décentralisée. Ces deux liaisons sont chacune protégées par un disjoncteur contre les surintensités comme c'est l'usage [14].

Dans cet exemple, la protection de la ligne 1 déconnecte inutilement l'unité de production lors d'un défaut sur la ligne 2, car le courant du générateur lors de ce défaut est supérieur au seuil de protection en cas de défaut sur la ligne 2. Les seuils de protection doivent donc être revus pour que seule la ligne en défaut soit déconnectée [13].

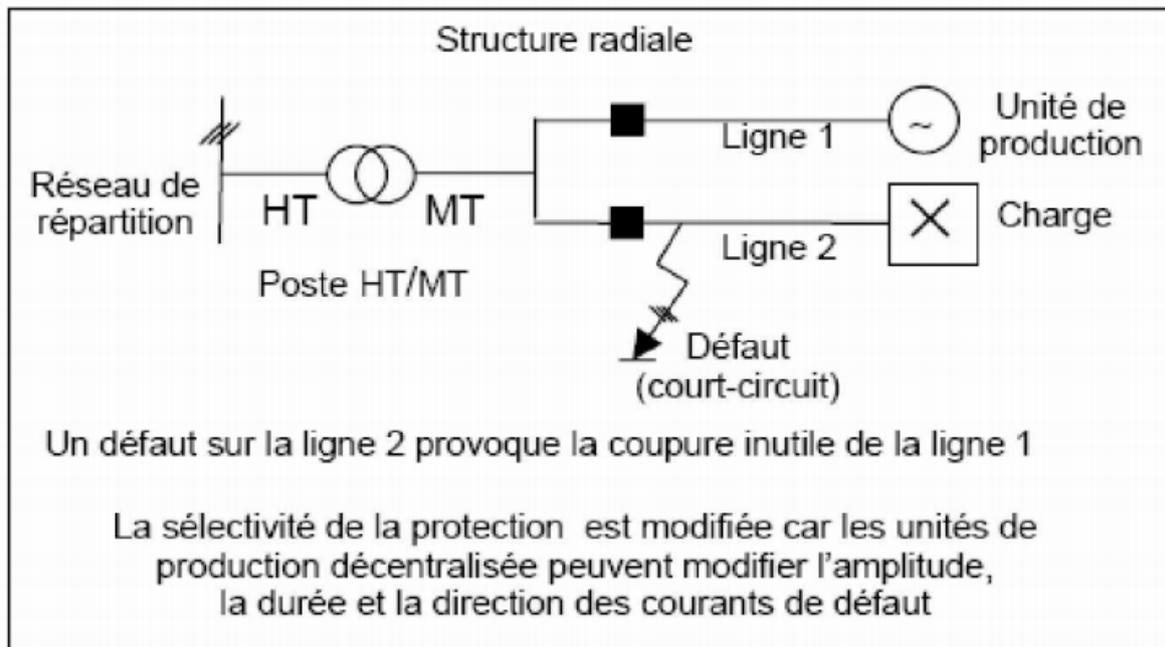


Figure 15: Impact de DEG sur la sélectivité du défaut

Pour toute implantation d'une unité de production décentralisée dans le réseau de distribution, il faut impérativement vérifier la sélectivité des protections et le cas échéant les ajuster.

3 Conclusion

Les études ont montré qu'un fort taux de pénétration de la production décentralisée impacte l'exploitation future des réseaux de distribution. En particulier, le plan de tension peut être grandement modifié par la présence de GED. Au point que la tension risque de dépasser la limite supérieure dans certains nœuds du réseau, alors qu'elle est maintenue à une valeur normale au poste source. Le plan de protection risque également d'être affecté par un fort taux de pénétration des GED, du fait de la puissance de court-circuit qu'elles apportent en aval des protections, et de l'inversion possible des flux de puissance active sur certaines lignes, ainsi que de la diminution du temps d'élimination critique de défauts.

***Chapitre 4 : Analyse de l'impact
d'intégration des énergies renouvelables au
réseau de distribution HTA***

1 Introduction

Afin d'analyser l'influence de l'insertion des GED au réseau de distribution HTA, nous allons effectuer deux études différentes. Une est dynamique et sera sur un réseau urbain qui présente une partie du réseau HTA de la ville de Kénitra, et l'autre statique et sera sur un réseau test rural.

Dans la première étude, nous allons évaluer la capacité maximale d'un parc éolien sur une ligne de distribution à 20kV (réseau MT de Kénitra), et son influence sur la qualité du service, en réalisant la simulation avec l'application « SimPower System Toolbox » et l'application « Sumilink de MATLAB ».

Dans la deuxième, nous allons voir l'impact de GED sur le profil de la tension et sur les pertes en ligne du réseau rural de 22 kV, en utilisant le simulateur Power World.

2 Etude de la capacité maximale d'un parc éolien sur une ligne de distribution 20kV du réseau HTA de la ville de kénitra

2.1 Modélisation et schéma du réseau simulé

Le réseau étudié (figure16) se compose d'une poste source d'une puissance installée de 36MVA et d'une puissance de court-circuit de 397.15 MVA, qui alimente deux lignes L1 et L2, ses longueurs sont respectivement 9.8 km et 11.4km. Les deux lignes comportent une charge totale de plus de 4.5 MW en active et 2.76 MVAR en réactive.

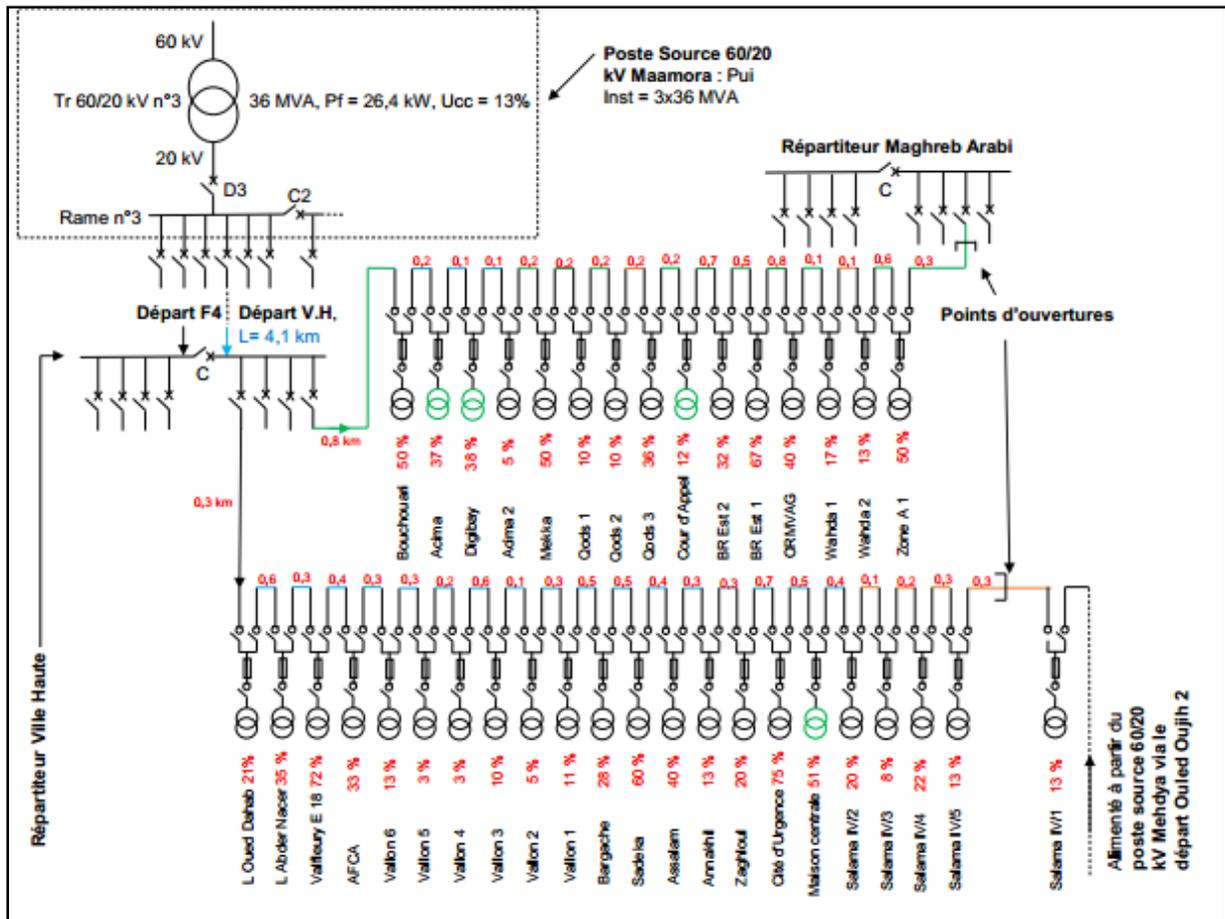


Figure 16: Schéma synoptique de la distribution moyenne tension du départ "Ville Haute" issu de poste source 60/20 kV "Maamora "

Les lignes se composent de trois câbles de caractéristiques différentes, le tableau ci-dessous donne quelques informations sur ces câbles.

Type du câble	Intensité maximale (A)	Résistance linéique (ohm/Km)	Réactance linéique (ohm/Km)	Capacité homopolaire (nF/Km)
Câble unipolaire Alu PRC 3*1*240 mm ² (bleu)	400	0.145	0.100	370
Câble unipolaire Alu PRC 3*1*95 mm ² (orange)	225	0.372	0.130	220
Câble unipolaire Alu PRC 3*1*150 mm ² (Vert)	300	0.239	0.110	300

Tableau 3 : Caractéristiques des câbles

Le courant minimal, la puissance active et réactive minimale de la charge du réseau sont présentés dans le tableau ci-après :

I_{min} (A)	49
P_{min} (MW)	1.37
Q_{min}(MVAR)	0.664

Tableau 4: Courant minimal, la puissance active et réactive de la charge minimale

Nous avons simulé ce réseau sur MATLAB avec un parc éolien (figure17). La capacité du parc sera modifiée pour étudier différentes puissances de ce dernier et ainsi estimer la capacité technique maximale d'éolienne pouvant être intégrée au réseau.

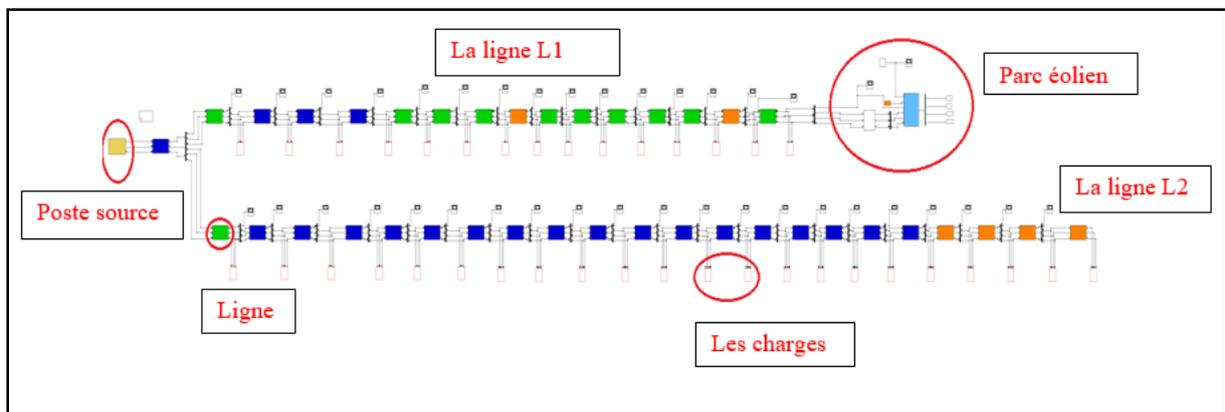


Figure 17: Schéma du réseau HTA de Kénitra avec parc éolien sur MATLAB

Le parc éolien est modélisé par un groupe turbine-alternateur, chaque éolienne délivre une tension de 575 V et une puissance de 2 MW. Le réseau principal de production et de transport (poste source) est représenté par une source Thévenin d'une capacité 36 MVA à 20 KV. L'impédance des transformateurs du poste est de 15 % sur une base de 2.5 MVA par unité de 2 MW. Le rapport X/R est de 7.

2.2 Evaluation de la capacité maximale du parc éolien raccordé au réseau HTA et son impact sur la qualité d'énergie

2.2.1 Simulation du parc avec une vitesse de vent variable

Nous avons appliqué à l'entrée du modèle éolien une vitesse de vent qui varie aléatoirement d'une valeur minimale de 4 m/s à une valeur maximale de 14 m/s, et d'une moyenne de 10 m/s, comme il est montré sur la figure ci-dessous.

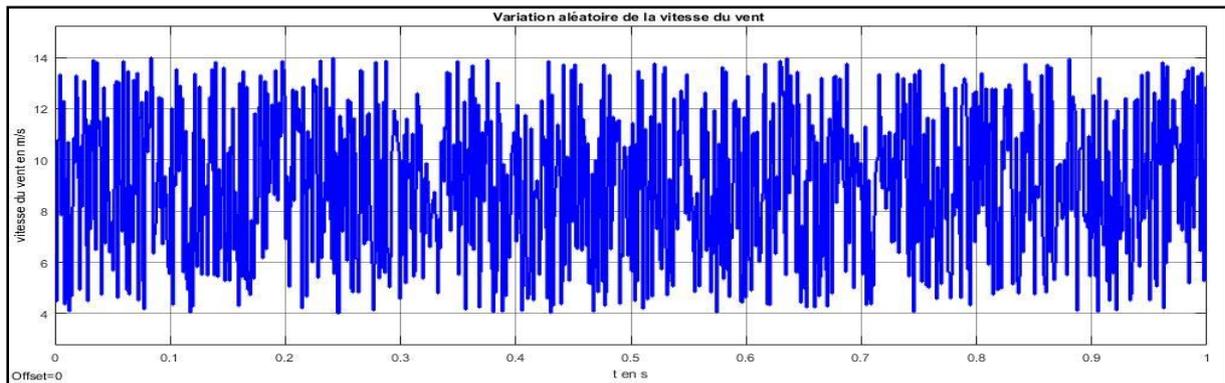


Figure 18: Vitesse du vent appliquée à l'entrée du modèle éolien

L'intégration du parc dégrade la qualité de l'énergie, notamment la forme d'onde qui présente des fluctuations, la figure 19 illustre la tension au point du raccordement du parc éolien à la ligne L1.

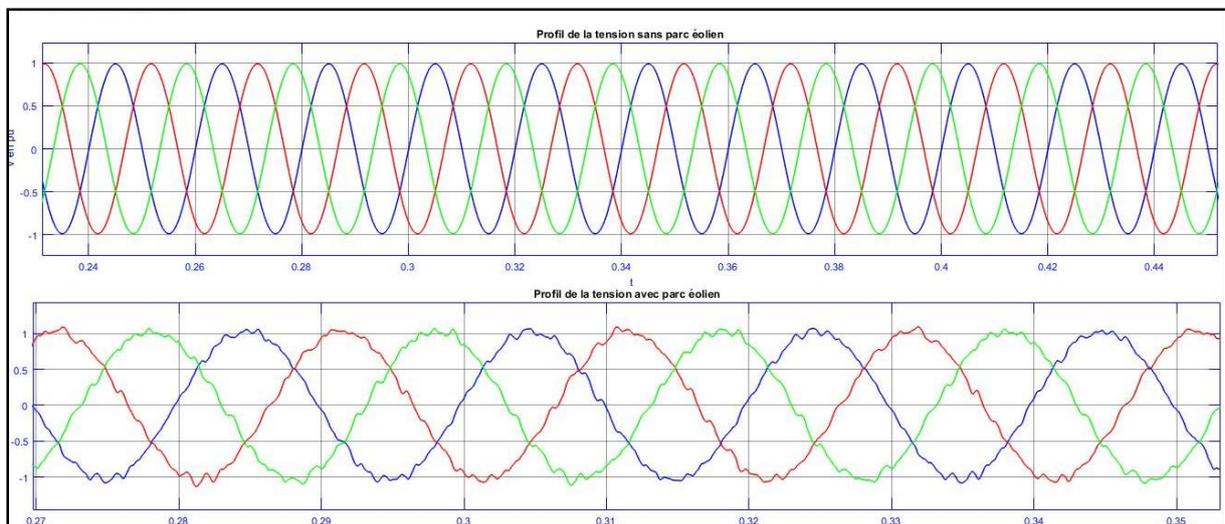


Figure 19 : Profil de la tension avec et sans parc éolien

La ligne L1 sur laquelle le parc est intégré n'est pas la seule qui a subi la dégradation de l'énergie, cette dégradation s'étend à la ligne L2 (figure 20).

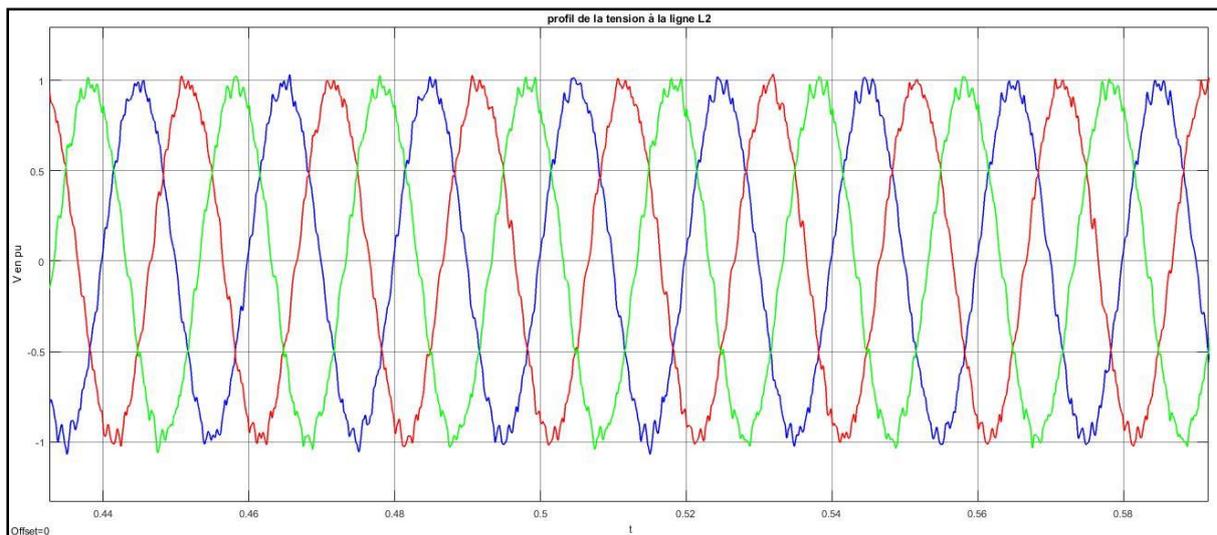


Figure 20: l'état de la tension à la ligne L2

L'outil « Powergui FFT Analysis Tool » de Matlab nous permet d'évaluer les niveaux d'harmoniques de la tension et nous donne le pourcentage de THD. Le spectre harmonique de la tension du parc au point de connexion est donné sur la figure suivante :

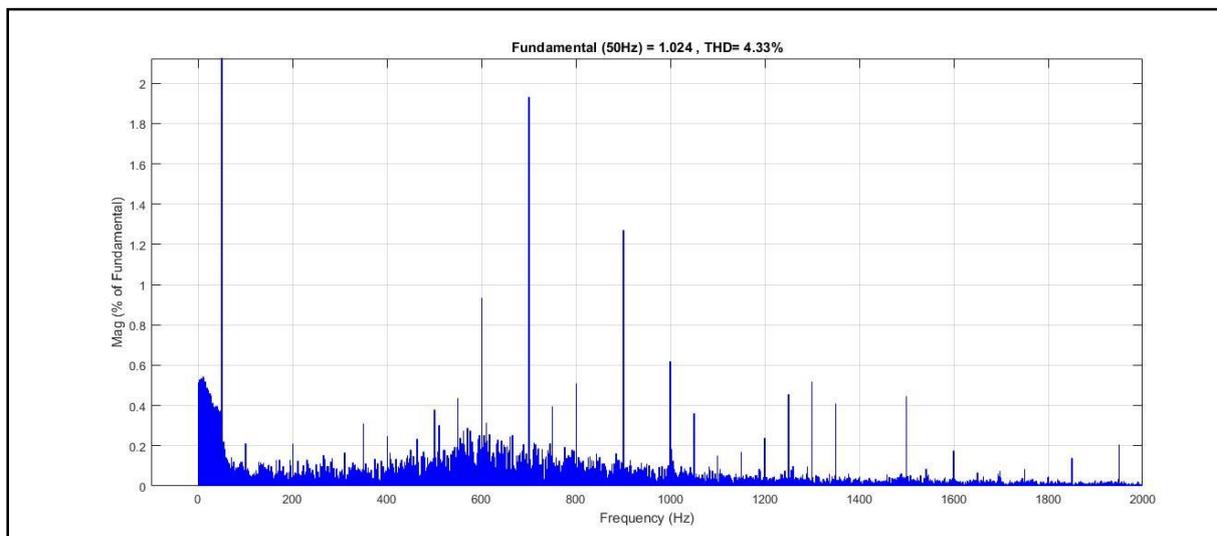


Figure 21: Spectre harmonique de la tension du parc au point de connexion

Nous remarquons que le taux d'harmoniques (THD=4.33%) de la tension ne dépasse pas la limite acceptable qui est 5 %.

2.2.2 La capacité maximale du parc éolien

La capacité d'accueil du réseau étudié peut être calculée selon l'équation (2.1) :

$$P_{raccmax} = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\mathcal{E} - \mathcal{E}^2)(R \cdot P_{cmin} + X \cdot Q_{cmin})}{2\mathcal{E}(R + X \cdot \text{tang}(\varphi))}$$

- $\underline{\varepsilon = 1}$

Dans ce cas, on raccorde le parc à l'extrémité de la ligne L1, sachant que le parc ne produit pas de la puissance réactive, que c'est-à-dire $\tan\phi = 0$.

$$P_{raccmax} = \frac{21400^2 - 20000^2 + (2 * 1 - 1^2)(2.2 * 1.37 * 10^6 + 1.81 * 0.664 * 10^6)}{2 * 1(2.2 + 1.81 * 0)}$$

$$P_{raccmax} = 14.069 \text{ MW}$$

La capacité maximale du parc éolien ne doit pas dépasser la somme de la puissance maximale du poste source et la charge mini qui est 37.52 MVA.

Dans cette étude, nous avons effectué plusieurs simulations afin d'évaluer la puissance maximale que le parc peut injecter dans le réseau, en même temps nous avons évalué la qualité de l'énergie pour chaque cas. Les résultats trouvés sont rassemblés dans le tableau ci-après :

cas	La puissance nominale (MVA)	Le nombre d'éoliennes	La puissance produite (MW)	La tension du réseau au point de raccordement (pu)	La tension du parc (pu)	THD %	Le THD Acceptable ?
1	4	2	2.88	0.99	0.99	1.38	Oui
2	6	3	4.33	0.99	1.00	1.88	Oui
3	10	5	7.22	0.99	1.00	2.81	Oui
4	12	6	8.66	1.00	1.00	3.18	Oui
5	14	7	10.11	1.00	1.00	3.75	Oui

Tableau 5 : Résultat de la simulation pour $l=9.8 \text{ km}$

Pour le cas de $\varepsilon = 1$, le raccordement du parc éolien n'affecte pas la qualité de l'énergie, le taux d'harmoniques reste inférieur à la limite acceptable. La capacité maximale du parc à connecter au réseau étudié est 14 MW.

- $\underline{\varepsilon < 1}$

Dans ce cas, on a connecté le parc à une distance de 4 km du poste source, c'est-à-dire que $\varepsilon = \frac{4}{9.8} = 0.4$, la capacité d'accueil devient :

$$P_{raccmax} = \frac{21400^2 - 20000^2 + (2 * 0.4 - 0.4^2)(2.2 * 1.37 * 10^6 + 1.81 * 0.664 * 10^6)}{2 * 0.4(2.2 + 1.81 * 0)}$$

$$P_{raccmax} = 34.31 \text{ MW}$$

Nous remarquons bien que plus le parc est proche du poste source plus la capacité d'accueil du réseau est élevée.

Le tableau ci-après rassemble les résultats trouvés :

<i>cas</i>	<i>La puissance nominale (MVA)</i>	<i>Le nombre d'éoliennes</i>	<i>La puissance produite (MW)</i>	<i>La tension du réseau au point de raccordement (pu)</i>	<i>La tension du parc (pu)</i>	<i>THD %</i>	<i>Le THD Acceptable ?</i>
1	20	10	14.44	1.00	1.00	4.18	Oui
2	24	12	17.33	1.00	1.00	4.62	Oui
3	28	14	20.22	1.00	1.00	4.96	Oui
4	30	15	21.12	1.00	1.00	5.32	Non
5	32	16	23.11	1.00	1.00	5.45	Non
6	34	17	24.55	1.00	1.00	5.45	Non

Tableau 6 : Résultats de la simulation pour $l=4$ km

Nous constatons que plus la puissance nominale du parc augmente plus le taux d'harmoniques dépasse le seuil fixé par la norme. La capacité maximale du parc dépend de la distance qui le sépare de la source. Pour ce cas, la puissance maximale à injecter dans le réseau est 34 MW, à condition de prévoir des moyens de filtrage d'harmoniques.

3 L'impact sur le profil de la tension et les pertes lignes d'une unité DEG raccordée au réseau HTA

Les unités de GED affectent le plan de la tension et les pertes en ligne du réseau où elles sont connectées. Pour étudier cet effet, nous avons simulé un réseau test de 22 kV sur le simulateur POWER WORLD qui est un simulateur statique.

3.1 Présentation du réseau étudié

Une ligne de distribution radiale de 34 km à 22 kV, et de 13 bus est utilisée comme un réseau de test pour analyser la chute de la tension et les pertes de puissance dans le réseau de distribution. La figure 21 montre un réseau triphasé à 13 bus de 22 kV. Les bus sont numérotés de 1 à 13. A chaque bus, des charges sont connectées et représentées par A, B, C ... M.

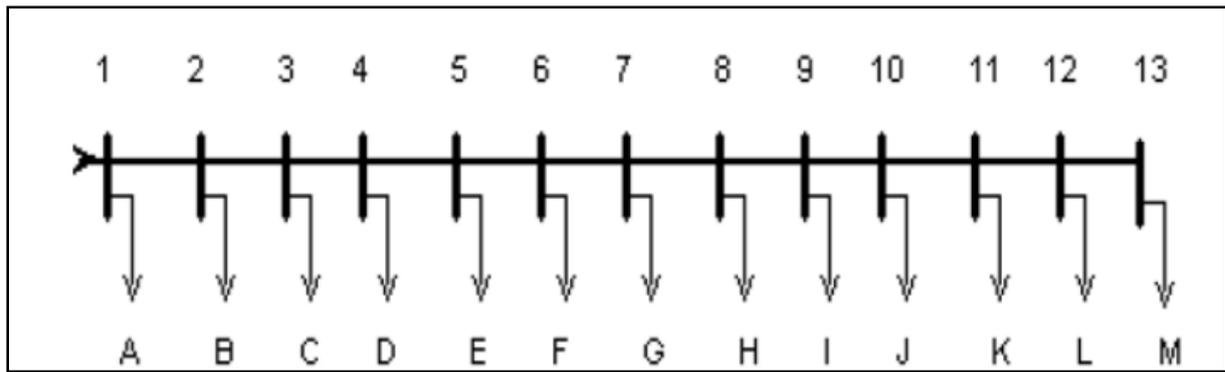


Figure 22: Réseau de test à 13 départs de 22 KV

Le courant dans chaque départ, son amplitude, son déphasage par rapport à la tension sont présentés dans le tableau 7. Le courant dans chaque section de la ligne principale est la sommation des courants dans tous les départs, succédant à cette section, par exemple, le courant dans la section 12—13 est calculé comme suit :

$$I_{12-13} = 20 * (\cos(36) + i \sin(36))$$

$$I_{12-13} = 16.15 + 11.76i \text{ A}$$

Dans la section 11—12 :

$$I_{11-12} = I_{12-13} + 15 * (\cos(36) + i \sin(36))$$

$$I_{11-12} = 28.32 + 20.58i \text{ A}$$

<i>Bus</i>	<i>départ</i>	<i>La forme exponentielle du courant</i>	<i>La section</i>	<i>Longueur de la section (km)</i>	<i>L'impédance De la section Z=(0.67+0.37i)/km</i>	<i>Le courant de la section</i>
<i>1</i>	A	$10e^{i30}$	1	0	0	216.34+121.84i
<i>2</i>	B	$15e^{i25}$	1—2	3	2.01+1.11i	207.68+116.84i
<i>3</i>	C	$20e^{i36}$	2—3	4	2.68+1.48i	194.09+110.5i
<i>4</i>	D	$10e^{i20}$	3—4	2	1.34+0.7i	177.91+98.74i
<i>5</i>	E	$25e^{i25}$	4—5	4	2.68+1.48i	168.51+95.32i
<i>6</i>	F	$35e^{i36}$	5—6	2	1.34+0.74i	145.85+84.75i
<i>7</i>	G	$20e^{i20}$	6—7	2	1.34+0.74i	117.53+64.18i
<i>8</i>	H	$20e^{i36}$	7—8	3	2.01+1.11i	98.74+57.34i
<i>9</i>	I	$25e^{i25}$	8—9	4	2.68+1.48i	82.56+45.58i
<i>10</i>	I	$10e^{i36}$	9—10	3	2.01+1.11i	59.9+35.01i
<i>11</i>	K	$25e^{i20}$	10—11	2	1.34+0.74i	51.81+29.31i
<i>12</i>	L	$15e^{i36}$	11—12	3	2.01+1.11i	28.32+20.58i
<i>13</i>	M	$20e^{i36}$	12—13	2	1.34+0.74i	16.15+11.76i

Tableau 7: Données du réseau test

3.2 Calcul théorique de la chute de tension et des pertes lignes

3.2.1 Calcul de la chute de la tension

La chute de tension dans une section est calculée par la relation suivante :

$$\Delta V = Z * I \quad (1.4)$$

Avec I et Z sont respectivement le courant et l'impédance complexe de la section.

Par exemple, la chute de la tension dans la section 1—2 vaut :

$$\begin{aligned} \Delta V &= (207.68 + 116.84i) * (2.01 + 1.11i) \\ &= 287.74 + 465.37i \text{ V} \end{aligned}$$

La tension au bus 2 est donc :

$$V_{bus2} = V_{bus1} - \Delta V$$

$$V_{bus2} = 22000 - (287.74 + 465.37i)$$

$$V_{bus2} = 21712.26 - 465.37i$$

En module :

$$\|V_{bus2}\| = 21722.23 \text{ V}$$

La tension au bus 2 en per unit (pu) égale :

$$\|V_{bus2}(pu)\| = \frac{21722.23}{22000} = 0.98 \text{ pu}$$

De même façon on calcul la chute de la tension pour les autres bus, le tableau suivant regroupe les résultats obtenus :

<i>bus</i>	<i>départ</i>	<i>La section</i>	<i>Le courant de la section</i>	<i>L'impédance De la section</i> <i>Z=0.67+0.37i/km</i>	<i>La tension du bus en pu</i>
1	A	1	216.34+121.84i	0	1
2	B	1--2	207.68+116.84i	2.01+1.11i	0.980
3	C	2--3	194.09+110.5i	2.68+1.48i	0.97
4	D	3--4	177.91+98.74i	1.34+0.7i	0.96
5	E	4--5	168.51+95.32i	2.68+1.48i	0.95
6	F	5--6	145.85+84.75i	1.34+0.74i	0.945
7	G	6--7	117.53+64.18i	1.34+0.74i	0.93
8	H	7--8	98.74+57.34i	2.01+1.11i	0.92
9	I	8--9	82.56+45.58i	2.68+1.48i	0.90
10	I	9--10	59.9+35.01i	2.01+1.11i	0.89
11	K	10--11	51.81+29.31i	1.34+0.74i	0.88
12	L	11--12	28.32+20.58i	2.01+1.11i	0.88
13	M	12--13	16.15+11.76i	1.34+0.74i	0.88

Tableau 8: Chute de tension dans chaque bus

On remarque que plus on s'éloigne de la source plus la baisse de tension devient importante.

3.2.2 Calcul des pertes lignes et de la puissance de la charge

Les pertes sont calculées selon l'équation suivante :

$$P_{pertes} = 3 * R * I^2 \quad (2.4)$$

Où I et R sont le courant et la résistance d'une section de la ligne.

On calcule la puissance de la charge comme suit :

$$P_{charge} = \sqrt{3} * U * I * \cos\varphi \quad (3.4)$$

Par exemple, au départ A :

$$S = U * I \quad (4.4)$$

$$S = P + iQ$$

$$P_{charge} = \text{réel}(22000 * (8.66 + 5i))$$

$$P_{charge} = 329990.31W$$

Le tableau 8 présente les pertes dans chaque section de la ligne :

bus	départ	La section	Le courant de la section	R=0.67/km	Les pertes lignes En (watt)	Pcharge en W
1	A	1	216.34+121.84i	0	0	329990.31
2	B	1--2	207.68+116.84i	2.01	342398,885	507663.98
3	C	2--3	194.09+110.5i	2.68	401044,672	898057.14
4	D	3--4	177.91+98.74i	1.34	166434,254	343748.14
5	E	4--5	168.51+95.32i	2.68	301351,441	820205.41
6	F	5--6	145.85+84.75i	1.34	114388,236	1019625.77
7	G	6--7	117.53+64.18i	1.34	72088,1407	666012.02
8	H	7--8	98.74+57.34i	2.01	78615,9031	567229.45
9	I	8--9	82.56+45.58i	2.68	71505,2676	777036.71
10	I	9--10	59.9+35.01i	2.01	29026,6719	274366.42
11	K	10--11	51.81+29.31i	1.34	14244,2758	787756.15
12	L	11--12	28.32+20.58i	2.01	7390,11956	406925.47
13	M	12--13	16.15+11.76i	1.34	1604,4628	542567.30
				Totale	1600092.33	7941184.27

Tableau 9: Pertes de ligne et la puissance de la charge de chaque section

Le pourcentage des pertes de ligne est calculé en tant que ratio de la perte de ligne totale

et la charge totale, c'est-à-dire $\frac{1600092.33}{7941184.27} * 100 = 20.14 \%$.

3.2.3 L'impact de GED sur le profil de la tension et sur les pertes ligne

Nous avons effectué deux simulations, une sans GED (figure 23), est l'autre avec GED connecté au bus 5 (par exemple) avec une capacité de 50% de la charge, c'est-à-dire une puissance de 4 MW (figure 24).

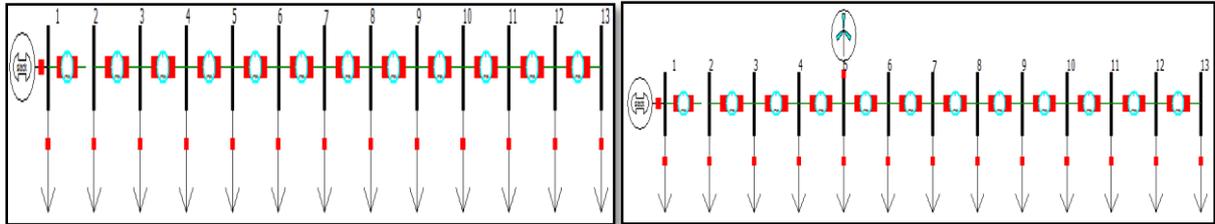


Figure 24: Ligne sans GED

Figure 23: Ligne avec GED

Nous avons 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. La figure 25 montre l'effet de l'intégration de GED sur le profil de la tension.

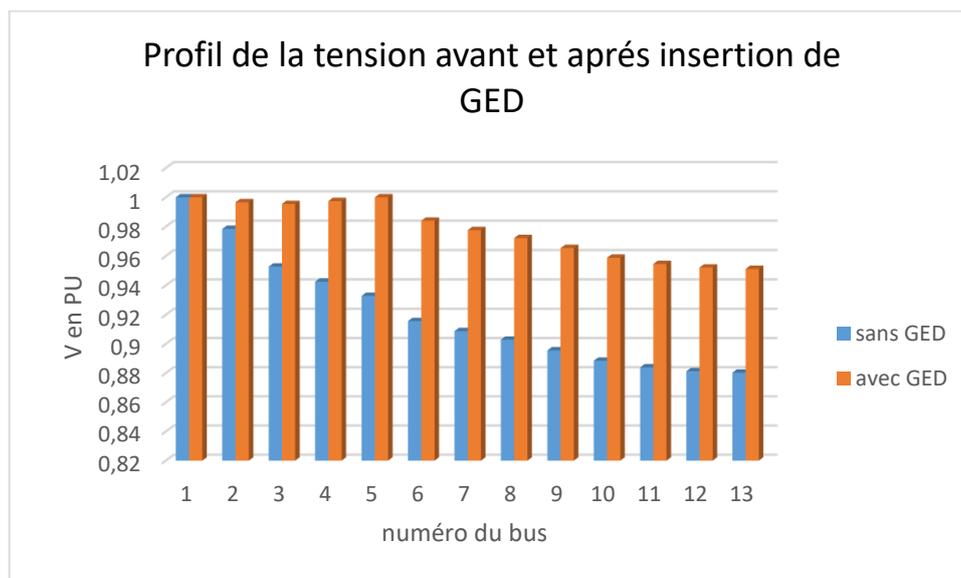


Figure 25: Profil de la tension avant et après l'insertion de GED

La tension du bus où l'unité GED est connectée (bus 5) devient 1.02 pu, après qu'elle était 0.93 pu, donc une amélioration de 7 % à peu près, de même pour les autres bus.

La relation ci-dessous nous montre que plus on augmente la tension plus les pertes diminuent :

$$P_{pertes} = 3RI^2 = R \frac{P^2}{U^2 * \cos^2 \phi} \quad (5.4)$$

C'est pour cette raison que nous avons remarqué une réduction de pertes en ligne après l'insertion de GED, la figure 26 illustre l'effet de cette dernière sur les pertes en ligne.

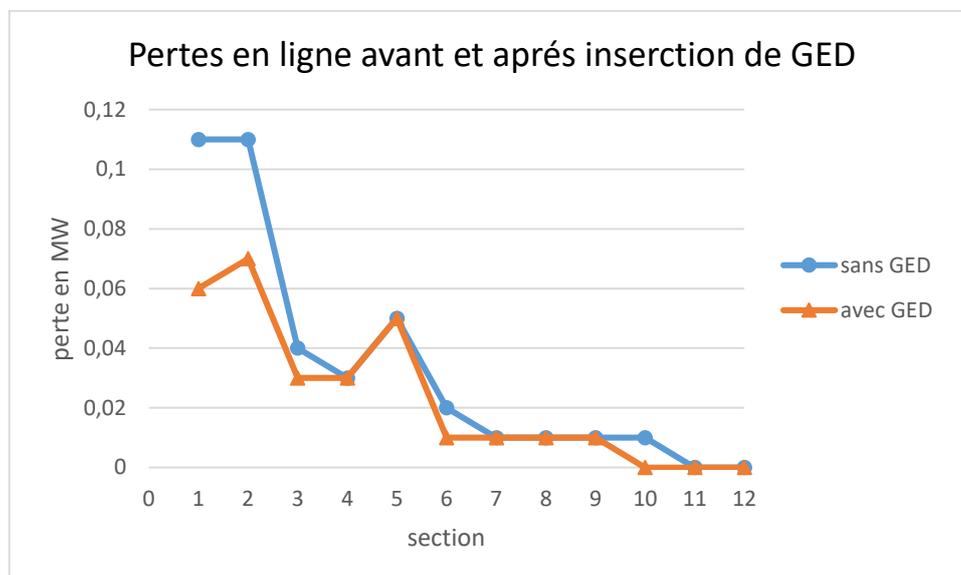


Figure 26: Pertes en ligne avant et après l'insertion de GED

3.2.4 La location et la taille optimale d'une unité GED

Dans cette étude nous avons varié l'emplacement de l'insertion du bus 2 au bus 13, et la puissance produite par l'unité de GED de 0 à 80% de la charge totale, afin de déterminer la location et la taille optimale.

Le tableau ci-après présente les pertes en ligne en pourcentage pour différentes locations et capacités de l'unité de GED.

Bus où GED est connecté	La capacité de GED en % par apport à la charge totale							
	0%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
2	20.14	13.61	10.4	9	8	7.2	6.4	6.4
3	20.14	16.2	12.6	9.8	7.2	5.4	4.4	3.6
4	20.14	17.6	12.8	9.4	6.6	4.6	3.4	2.4
5	20.14	18.2	13.2	8.8	6	3.6	2.2	1.8
6	20.14	19.6	12.4	7.6	4.2	2.2	1.2	1
7	20.14	19.2	11.8	6.8	3.2	1.4	0.08	0.01
8	20.14	19	10.8	6.2	2.8	0.01	0.008	1.6
9	20.14	18.2	9.6	4.8	2.2	0.008	1.6	2.6
10	20.14	16	7.8	3.4	1.2	2.2	4.6	4.6
11	20.14	13.4	7	2.8	1.2	1.6	3.6	6.4
12	20.14	13.2	6	2.6	1.6	2.8	5.4	9
13	12.6	2.8	1.8	2.8	3.2	3.4	6.8	10.5

Tableau 10: Pourcentage des pertes en ligne pour une variation de la position et la capacité de GED

D'après le tableau, la location et la capacité de GED influencent également sur les pertes en ligne, est aussi sur la tension, on peut conclure que pour une meilleure exploitation de la ligne, il faut insérer l'unité de production de source renouvelable au bus 9, avec une capacité de production de 60 % de la charge totale, c'est-à-dire 4.7 MW.

Pour illustrer bien ce résultat, nous avons tracé les graphes du profil de la tension et les pertes en ligne (figure 27 et 28).

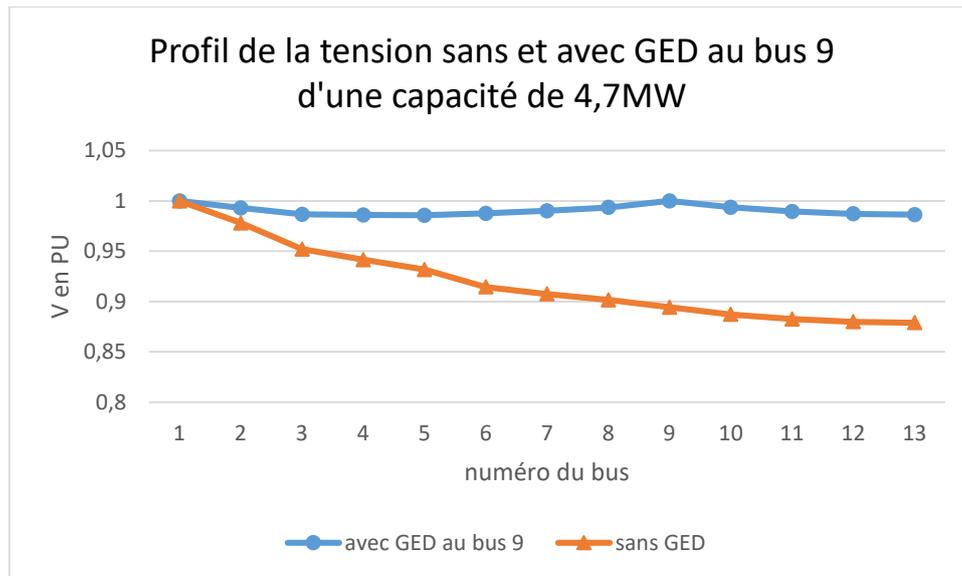


Figure 27: Profil de la tension sans et avec GED au bus 9 d'une capacité de 4,7MW

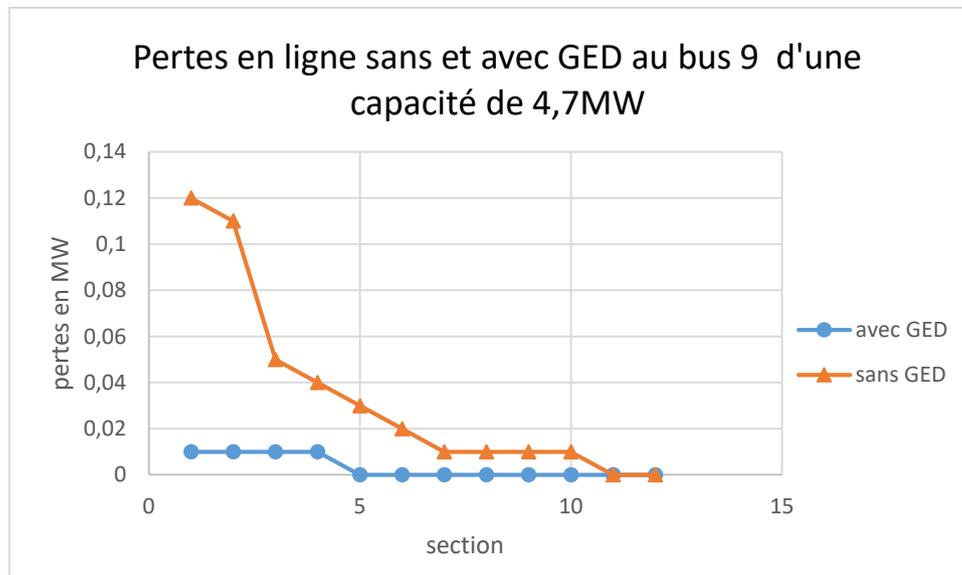


Figure 28: Pertes en ligne sans et avec GED au bus 9 d'une capacité de 4,7MW

4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié l'impact de l'intégration des énergies renouvelables à travers deux scénarios de simulation. La première simulation a été sur MATLAB/Simulink, pour évaluer la capacité maximale d'un parc éolien raccordé au réseau HTA, nous avons remarqué que la puissance maximale à intégrer dépend de la distance qui sépare le parc éolien du poste source, ainsi nous avons examiné la qualité de l'énergie électrique, nous avons constaté que plus on augmente la puissance nominale du parc plus le taux d'harmoniques dépasse le seuil fixé par la norme.

La deuxième simulation a été sur Power World, cette simulation nous a permis de montrer que l'insertion d'une unité de production au réseau HTA contribue à l'amélioration du profil de la tension et la réduction des pertes en ligne. Pour mieux exploiter la ligne où la GED est intégrée, nous avons varié l'emplacement de raccordement et la capacité afin de déterminer la location et la taille optimale d'une unité de GED, en nous basant sur le cas qui présente le minimum de pertes.

Conclusion générale

L'objectif principal de ce travail est d'étudier les impacts d'intégration des unités de production à la 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 n'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.

Les études ont montré qu'un fort taux de pénétration des GED impacte le plan de la tension, la stabilité du réseau, la qualité de la fourniture électrique, et le plan de la protection.

Nous avons effectué deux types de simulation :

- la première est dynamique, où nous avons simulé le réseau HTA (20 kV) de la ville kénitra sur MATLAB/SIMULINK, afin d'évaluer la capacité maximale d'un parc éolien raccordé à ce réseau, et de voir l'effet de ce dernier sur la qualité de l'énergie qui a subi une dégradation.
- la deuxième est statique, où nous avons simulé un réseau de test rural de 22 kV sur POWER WORLD. Cette simulation nous a montré que l'insertion des unités de production a non seulement les effets négatifs, mais aussi permet d'apporter une amélioration sur le profil de la tension, et contribue à la réduction des pertes en ligne, ainsi l'emplacement et la capacité à injecter dans le réseau affectent ces deux derniers paramètres, donc une étude détaillée est demandée pour une bonne exploitation du système où elles sont connectées.

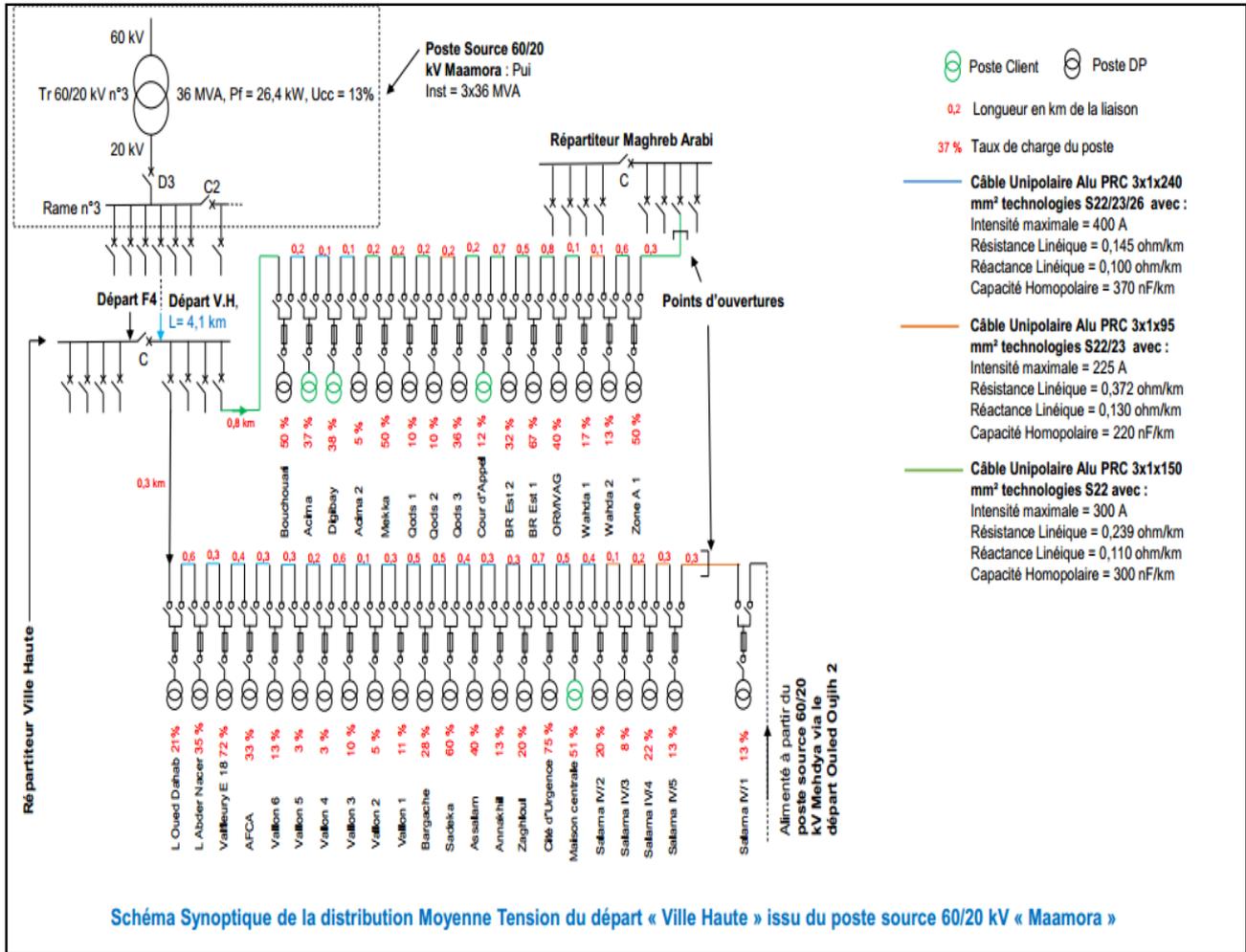
La technologie de Smart Grid est une des meilleures solutions pour remédier aux problèmes d'intégration des énergies renouvelables, elle permet la gestion du réseau de manière réactive. Ces technologies regroupent de nombreux outils et systèmes pour la gestion des réseaux (comptage communicant, stockage de l'électricité, modèles de marché, onduleurs et charges contrôlables, etc.). Les nouvelles technologies de l'information et de la communication

interviendront également afin d'optimiser les flux d'énergie et, notamment, d'assurer l'équilibre offre/demande. En développant l'observabilité, la prévisibilité, le pilotage et la flexibilité, les Smart Grids permettront de mieux gérer l'intermittence des sources renouvelables.

Bibliographie

- [1] « *Potentiel Maroc* », <https://www.siem.ma/potentiel-maroc>
- [2] Brahim Oumounah « *Intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques nationaux* », ONEE COP22, <http://www.oneecop22.ma>.
- [3] « *Loi 13-09 relative aux énergies renouvelables* », <http://www.mem.gov.ma/SiteAssets/PdfDocumentation/LoiEnergiesRenouvelables.pdf>.
- [4] « *Accès au réseau électrique moyenne tension* », <http://www.mem.gov.ma/SitePages/TestesReglementaires/Decret%20MT%202015.pdf>.
- [5] « *La stratégie énergétique nationale* », <https://www.siem.ma/images/pdf/rapports/presentationsiefr.pdf>.
- [6] « *Réseau électrique* ». https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9seau_%C3%A9lectrique.
- [7] A.TELLI « *Etude et commande d'une éolienne à vitesse variable intégrée au réseau MT.* ». Thèse de Magister en Electrotechnique. Faculté de Génie Electrique d'Oran. 2012.
- [8] 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.
- [9] Herman Bayem « *Apport des méthodes probabilistes aux études d'intégration des énergies renouvelables aux systèmes électriques* ». Thèse de doctorat. Université Paris Sud - Paris XI. 2009.
- [10] Mohammed Tajayouti « *Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique* ». Université Mohammed V –Rabat. 2015.
- [11] « *NF EN 50160 Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux* »
http://wiki.priartem.fr/lib/exe/fetch.php/dossiers:compteurs:linky:technique:normes:norme_docslide.fr_nf-en-50160pdf.pdf
- [12] Thi Thu Hà Pham « *Influence de la production décentralisée sur la gestion des réseaux de puissance* » Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble – INPG.2006.
- [13] Coster, Edward J. « *Integration issues of distributed generation in distribution grids* ». Proceedings of the IEEE, 99.1 : 28-39. 2011.
- [14] KOUADRA Foued « *Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT* » Mémoire de master. Université Mentouri de Constantine. 2015.
- [15] Ghosh, Sudipta, Sakti Prasad Ghoshal, and Saradindu Ghosh. « *Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system* ». International Journal of Electrical Power & Energy Systems 32.8 : 849-856. 2010
- [16] Tanwar, Surender Singh, and D. K. Khatod. "Techno-economic and environmental approach for optimal placement and sizing of renewable DGs in distribution system." Energy 127: 52-67. 2017.
- [17] Sahito, Anwar Ali. "Analyzing the impacts of distributed generation integration on distribution network: A corridor towards smart grid implementation in Pakistan." Wireless Personal Communications 85.2: 545-563. 2015

Annexe 1 : Schéma Synoptique de la distribution Moyenne Tension du départ « Ville Haute » issu du poste source 60/20 kV « Maamora »



- **Le courant minimal et maximal**

Imin (A)	44
Imax (A)	96

- **Le courant et la puissance de court-circuit**

Icc (A)	11465
Pcc (MVA)	397.15

Annexe 2 : Puissance des transformateurs du départ « Ville Haute »

NOM	PS	DEPART	TYPE	PIDP	PICL	CHDP	CHCL	Taux de charge
BOUCHOUARI RUE L	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		200,00		50 %
QODS1	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		40,00		10 %
QODS2	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		40,00		10 %
QODS 3	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	250,00		90,00		36 %
BIR RAMI EST 2	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		201,60		32 %
BIR RAMI EST 1	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		422,10		67 %
CITE O.R.M.V.A.G	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		160,00		40 %
alwahda1	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		68,00		17 %
al wahda 2	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		52,00		13 %
JAWHARA	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	160,00		40,00		25 %
ZONE A1	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		200,00		50 %
LYCEE ABD.ENACER	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		220,50		35 %
VAL FLEURY EX 18	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	250,00		180,00		72 %
AFCA	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	160,00		52,80		33 %
BARGACHE	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	250,00		70,00		28 %
SADEKA	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	250,00		150,00		60 %
ASSALAM	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	250,00		100,00		40 %
CITE DURGENCE	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		300,00		75 %
ROMERO	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		396,90		63 %
cour dappel	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	CL		630,00		75,60	12 %
MAISON CENTRALE(PRISON)	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	CL		1250,00		637,50	51 %
VALLON 6	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		81,90		13 %
VALLON 4	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		18,90		3 %
VALLON 5	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		18,90		3 %
VALLON 3	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		63,00		10 %
VALLON 2	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		31,50		5 %
VALLON 1	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		69,30		11 %
ANNAKHIL	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		52,00		13 %
S.ZAGHLOUL	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		80,00		20 %
ACIMA	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	CL		315,00		116,55	37 %
DIGIBAY	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	CL		160,00		60,80	38 %
ACIMA 2	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	630,00		31,50		5 %
MEKKA	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		200,00		50 %
LYCEE OUED EDDAHAB	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	MX	630,00	132,30	344,91	41,40	21 %
SALAMA IV/4	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		88,00		22 %
SALAMA IV/5	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		52,00		13 %
SALAMA IV/2	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		80,00		20 %
SALAMA IV/3	HTXMAAMORA	VILLE HAUTE2	DP	400,00		32,00		8 %