



UNIVERSITE ASSANE SECK DE ZIGUINCHOR



UFR: Sciences et Technologies
Département: Physique
Spécialité : Physique des Matériaux

MEMOIRE DE MASTER

CONTRIBUTION A L'AMELIORATION DE LA MAINTENANCE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES: ANALYSE DE LA RECURRENCE DES DEFAILLANCES

Présenté par :

Matar DIALLO

Sous la direction de :

Dr Ababacar NDIAYE

Sous la supervision de SAKHO Ibrahima, Maitre de conférences à l'UASZ.

Soutenu publiquement le **16 Mars 2019** devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Qualité	Etablissement
CAMARA Moctar	Maitre de conférences	Président	UASZ
THIAME Moustapha	Maitre-Assistant	Rapporteur	UASZ
DIATTA Joseph S.	Maitre-Assistant	Examineur	UASZ
TINE Modou	Assistant	Examineur	UASZ
NDIAYE Ababacar	Maitre-Assistant	Encadrant	UASZ

Année Universitaire 2017-2018

Remerciements

Au nom de Dieu le tout puissant et miséricordieux

Avant tout, je remercie ALLAH, le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de fin d'études.

Je remercie chaleureusement Dr. Ababacar Ndiaye Enseignant-Chercheur à l'université Assane Seck de Ziguinchor, d'avoir accepté de nous encadrer sur un sujet aussi passionnant. Nous gardons en mémoire sa patience, sa confiance et ses conseils bienveillants. Soyez rassuré de notre profonde gratitude et de notre respectueuse considération, vos qualités scientifiques et humaines resteront à jamais pour nous l'exemple.

Je remercie également Mr Lat Grand Ndiaye professeur et chef du département de physique, pour ses conseils, ses encouragements et son immense considération. Soyez assuré de notre profonde gratitude.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les professeurs du département de physique, qui nous ont enseigné et qui par leurs compétences et leur générosité nous ont soutenu dans la poursuite de nos études.

Je remercie profondément Stefanie Koenen Sagui, research assistant (Dipl. Geogr.) Project coordination PESEREE at Cologne University of Applied Sciences Faculty of Process Engineering and Mechanical Systems, pour son accueil, son aide et ses encouragements. I wish you all the best and successes to your pretty daughter Zima and your husband Noel.

Je remercie profondément toute l'équipe de Bonergie en commençant par son Directeur Mr Maguette Thiandoume mais Mr Souleymane Daouda Ndiaye responsable technique du bureau de Ziguinchor et jusqu'aux stagiaires, pour leur chaleureux accueil et appui technique. Soyez assuré de notre profonde gratitude et considération.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements pour Mr CAMARA Moctar Maître de conférences à l'université Assane Seck de Ziguinchor. Merci de nous avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire. Veuillez trouver ici le témoignage de notre respect le plus profond.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant de l'examiner et de l'enrichir par leurs propositions. Enfin nos remerciements vont également à toutes les personnes qui ont, de près ou de loin, apporté aide et encouragement.

Dédicace

Au nom de Dieu le tout puissant et miséricordieux

Je dédie ce modeste travail

♠ *A mes très chers parents Amadou Opa et Aïssatou Diallo pour leurs sacrifices et qui n'ont jamais cessé de m'encourager que dieu me les garde amine.*

♠ *A mon oncle Amadou Diouhé Diallo qui m'a toujours soutenu et encouragé.*

♠ *A Mes chers frères et sœurs qui ont de près ou de loin contribué à ma réussite.*

♠ *Une spéciale dédicace à Mr Sadio Dembélé mon premier enseignant du CI à l'école primaire de Missirah Bakaouka qui m'a toujours soutenu et encourager.*

♠ *A tous mes camarades de classe de l'école de Missirah Bakaouka mon fief.*

♠ *A Mr Abdoulaye Sy mon enseignant du CMII à l'école de Nangar peulhi qui m'a toujours soutenu et encourager.*

♠ *A l'ensemble de mes formateurs de l'école primaire à l'Université.*

♠ *A mon binôme, mon meilleur ami Abdoul Aziz Diallo avec qui j'ai partagé tout mon cursus scolaire de la classe second /présent.*

♠ *A tous mes amis et camarades de promotion pour cette année passée ensemble, dans les meilleurs moments comme dans les pires. Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une profonde amitié.*

♠ *A l'ensemble de mes tuteurs qui ont l'amabilité de m'accueillir chez eux,*

♠ *Ainsi qu'à toutes les personnes que je connaisse de près ou de loin et que j'ai omis de citer.*

Résumé

Les besoins énergétiques ne cessent de croître dans le monde. Les combustibles fossiles conservent aujourd'hui une position dominante dans la satisfaction de la demande énergétique. Cela engendre des contraintes économiques et environnementales. A partir de ce constat, il est nécessaire de chercher d'autres ressources d'énergie alternatives comme les énergies renouvelables. Parmi les sources potentielles, la conversion photovoltaïque est extrêmement prometteuse. L'utilisation de l'énergie solaire dans les sites isolés pour différentes applications tels que le pompage d'eau et l'électrification présente un grand intérêt.

Cependant, cette technologie est aujourd'hui confrontée à un grand nombre de problèmes tels que la maintenance des systèmes photovoltaïques et le suivi après-vente. Beaucoup d'installations photovoltaïques tombent en panne pendant longtemps sans réparation et particulièrement en Afrique. Ces problèmes ternissent la réputation de la filière et constituent un frein à son développement.

Ce travail a pour objectif général de contribuer au développement de la filière photovoltaïque. Plus spécifiquement ce travail consiste à identifier les différents types de pannes de chaque système. Les niveaux de récurrences des défaillances des systèmes photovoltaïques sont aussi déterminés dans ce travail. En effet, les informations scientifiques relatives aux défaillances et leurs niveaux de récurrence sont mises à la disposition des acteurs (bureaux d'étude, installateurs utilisateurs...) du domaine photovoltaïque.

Les résultats obtenus montrent que les batteries sont les composants les plus fragiles (40%) pour les systèmes photovoltaïques pour l'électrification. Les contrôleurs sont les composants les plus vulnérables (43,75%) pour les systèmes photovoltaïques pour le pompage. Il faut noter que les principales causes des défaillances des systèmes photovoltaïques sont la foudre (40%), la surcharge (30%) et l'intrusion humaine (20%).

Ainsi pour remédier aux différents problèmes et assurer un fonctionnement optimal d'une installation photovoltaïque les solutions suivantes ont été préconisées.

Une organisation des campagnes de visite et d'inspection régulières et rapprochées.

Une organisation des séances de formations aux usagers (les bénéficiaires des installations).

Un renfort de la sécurité au niveau des sites d'installations pour limiter les intrusions humaines.

Une installation des parafoudres dans les sites pour atténuer fortement les impacts de la foudre.

Mots clés : Photovoltaïque, Pompage, Electrification, Défaillances, Maintenance, Récurrence.

Abstract

The world's energy needs continue to grow. Fossil fuels now retain a dominant position in meeting energy demand. This creates economic and environmental constraints. Based on this observation, it is necessary to look for other alternative energy resources such as renewable energies. Among the potential sources, photovoltaic conversion is extremely promising. The use of solar energy in remote sites for different applications such as water pumping and electrification is of great interest.

However, this technology is currently facing a large number of problems such as the maintenance of photovoltaic systems and after-sales monitoring. Many photovoltaic installations fail for a long time without repair, particularly in Africa. These problems tarnish the reputation of the sector and hinder its development.

The general objective of this work is to contribute to the development of the photovoltaic sector. More specifically, this work consists of identifying the different types of failures in each system. The levels of recurrence of photovoltaic system failures are also determined in this work. Indeed, scientific information relating to failures and their levels of recurrence is made available to the actors (design offices, user installers, etc.) in the photovoltaic field.

The results obtained show that batteries are the most fragile components (40%) for photovoltaic systems for electrification. Controllers are the most vulnerable components (43.75%) for photovoltaic systems for pumping. It should be noted that the main causes of photovoltaic system failures are lightning (40%), overload (30%) and human intrusion (20%).

Thus, to remedy the various problems and ensure optimal operation of a photovoltaic installation, the following solutions were recommended.

Organisation of regular and close visit and inspection campaigns.

Organization of training sessions for users (the beneficiaries of the facilities).

Increased security at installation sites to limit human intrusion.

Installation of lightning arresters in the sites to strongly mitigate the impacts of lightning.

Keywords: Photovoltaics, Pumping, Electrification, Failures, Maintenance, Recurrence.

Liste des figures

Figure I.1: Types de rayonnements solaires reçus au sol.....	4
Figure I.2: Intensité de l'ensoleillement reçu sur un plan horizontal incliné (Narimene DEBILI, 2015)	4
Figure I.3: Analyse spectrale du rayonnement solaire	5
Figure I.4: Présentation schématique d'une cellule solaire	7
Tableau 1: Les différents types de cellules en silicium et leurs rendements.....	8
Figure I.5: Constitution d'un module PV	9
Figure I.6: Protection des modules par les diodes anti retour et by-pass	9
Figure I.7: Pompage photovoltaïque au fil du soleil	10
Figure I.8: Pompage photovoltaïque avec stockage d'énergie	11
Figure I.9: Schéma simplifié d'un SPV	12
Tableau 2: Les besoins en eau [11].....	14
Figure II.1: Hauteur manométrique totale	15
Tableau 3: Estimation des besoins énergétiques des récepteurs alimentés	16
Figure II.2: Interface HOMER-fichier vierge	19
Figure II.3: Interface HOMER-résultats des calculs.....	19
Figure II.4: Interface RETScreen.....	20
Figure II.5: Interface RETScreen-onglet démarrer	20
Figure II.6: Interface PV*SOL	21
Figure II.7: Interface COMPASS Lorentz	22
Figure II.8: Système de pompage solaire.....	25
Tableau 4: Liste des installations de SPVE.....	30
Tableau 5: Liste des installations de SPVP.....	31
Tableau 6 : Les composants d'un système PV et leurs défaillances	32
Tableau 7 : Les composants défaillants	33
Figure III.2: Histogramme de fréquence des défaillances des composants d'un SPVE.....	34
Figure III.3: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances des modules PV	34
Figure III.4: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances des onduleurs	35
Figure III.5: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances des batteries	35
Tableau 8: Les causes des défaillances	36
Figure III.6: Histogramme des niveaux de récurrence des causes des défaillances des SPVE	37
Tableau 9: Les solutions proposées.....	37
Tableau 10 : Les composants d'un SPVP et leurs défaillances.....	38
Tableau 11: Les défaillances, causes et solutions proposées	38
Figure III.7: Histogramme de récurrence des défaillances des composants d'un SPVP.....	40
Figure III.8: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances de la pompe.....	41
Figure III.9: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances du contrôleur.....	41
Figure III.10: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances des sondes	42
Figure III.11: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances des tuyaux.	42
Figure III.12: Histogramme de récurrence des causes des défaillances d'un SPVP	43

Liste des tableaux

Tableau 1 : Les différents types de cellules en silicium et leurs rendements.....	8
Tableau 2 : Les besoins en eau.....	14
Tableau 3 : Estimation des besoins énergétiques des récepteurs alimentés.....	16
Tableau 4 : Liste des installations de SPVE.....	30
Tableau 5 : Liste des installations de SPVP.....	31
Tableau 6 : Les composants d'un système PV et leurs défaillances.....	33
Tableau 7 : Les composants défaillants.....	33
Tableau 8 : Les causes des défaillances.....	36
Tableau 9 : Les solutions proposées.....	37
Tableau 10 : Les composants d'un SPVP et leurs défaillances.....	38
Tableau 11 : Les défaillances, causes et solutions proposées.....	39

Liste des abréviations

a-Si : Silicium amorphe

PV : photovoltaïque

SPV : système photovoltaïque

IPV : installation photovoltaïque

SPVE : système photovoltaïque pour l'électrification

SPVP : système photovoltaïque pour le pompage

MPV : module photovoltaïque

CPV : cellule photovoltaïque

HMT : hauteur manométrique totale

P_m : puissance d'un seul module photovoltaïque

P_c : puissance crête du générateur photovoltaïque

P_{ch} = pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites

P_U : puissance unitaire (W)

P_a : profondeur de décharge

P_{ins} : puissance installée

p-Si : silicium poly cristallin

m-Si : silicium monocristallin

E : énergie

E_j : énergie journalière

E_c : énergie consommée

E_p : énergie du champ photovoltaïque

N_t : nombre totale de modules

N_s : nombre de modules en série

N_p : nombre de modules en parallèle

U_s : tension du système

U_m : tension du module photovoltaïque

U_b : tension des batteries

H_g : hauteur géométrique

g : accélération de la pesanteur ($m.s^{-2}$)

Q : débit (m^3/jour)

C : vitesse de la lumière ($3 \cdot 10^8 \text{ m.s}^{-1}$)

C_H : constante hydraulique

C_b : Capacité nominale des batteries

C_n : capacité de décharge des batteries (Ah)

N_{bs} : nombre de batteries en série

N_{bp} : nombre de batteries en parallèle

ST_C : rendement de la cellule photovoltaïque

ET_C : éclairement absorbé par la cellule

EVA : Acétate d'éthylène-vinyle

h: constante de Planck ($6,62 \cdot 10^{-34} \text{ J.k}^{-1}$)

λ : la longueur d'onde

I : irradiance

I_e : courant d'entrée

I_s : courant de sortie

I_{cc} : courant de court-circuit

GPV : générateur photovoltaïque

K : coefficient correcteur dépendant de l'incertitude météorologique, de l'inclinaison des modules solaires et du rendement global du système photovoltaïque

S_{cellule} : surface de la cellule

δ : le temps (h)

η : rendement

η_{bat} : rendement de la batterie

η_{on} : rendement de l'onduleur

$\eta_{\text{rég}}$: rendement du régulateur

W_c : watt crête

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES	3
Introduction	3
I-1. Le rayonnement solaire	3
I-1-1. Spectre du rayonnement	5
I-1-2. Durée d'insolation	5
I-2. La conversion photovoltaïque	6
I-2-1. L'effet photovoltaïque	6
I-2-2. Le principe de la conversion	6
I-2-3. La cellule photovoltaïque	7
I-3. Types de cellules	7
I-3-1. Rendement d'une cellule	7
I-3-2. Le module photovoltaïque	8
I-4. Classification des systèmes photovoltaïques	10
I-4-1. Système isolé ou autonome:	10
I-4-2. Système raccordé au réseau	10
I-5. Applications des systèmes PV	10
I-5-1. Le pompage solaire	10
I-5-2. Electrification photovoltaïque	11
Conclusion	12
CHAPITRE II : INSTALLATION ET MAINTENANCE DES SYSTEMES PV	13
Introduction	13
II-1. Méthode de dimensionnement	13
II-1-1. Méthode de dimensionnement manuelle	13
II-1-2. Outils de dimensionnement	18
II-2. Méthode d'installation d'un système PV	23
II-2-1. Installation d'un système d'électrification	23
II-2-2. Installation d'un système de pompage	25
II-3. Méthodologie de maintenance	26
II-3-1. La maintenance corrective	26
II-3-2. La maintenance préventive	27
Conclusion	28

CHAPITRE III : ETUDE ET ANALYSE DES DEFAILLANCES DES SYSTEMES PV	29
Introduction	29
III-1. Méthodologie	29
III-1-1. Présentation de Bonergie	29
III-1-2. Campagnes de collecte de données	29
III-1-3. Méthodologie d'analyse	31
III-2. Analyse des défaillances des SPVE	32
III-2-1. Les défaillances	32
III-2-2. Les causes	36
III-2-3. Solutions proposées	37
III-3. Analyse des systèmes photovoltaïques pour le pompage (SPVP)	38
III-3-1. Les défaillances	38
III-3-2. Les causes	43
III-3-3. Solutions proposées	43
III-4. Synthèse	43
III-5. Recommandations de maintenance	45
Conclusion	45
CONCLUSION GENERALE	46
Références Bibliographiques	47

INTRODUCTION GENERALE

La montée en puissance de certains pays en voie de développement, plus particulièrement en Asie et en Amérique du sud, ainsi que l'augmentation de la population mondiale et l'accroissement du revenu moyen par habitant mènent à une hausse constante en besoins énergétiques. En effet il faut noter qu'en 1970 il y'avait 3,7 milliards d'habitants et 5 milliards de tonne équivalent pétrole (tep), en 2000 le nombre d'habitants atteint 6 milliards d'habitants avec 9,2 milliards tep cela correspond à une augmentation de 11%. A l'horizon 2030, on estime que le nombre d'habitants sera 8,2 milliards avec 15,3 milliards de tep, soit une augmentation de 27% [1]. On voit qu'entre 1970 et 2030, le taux de croissance énergétique et de la population mondiale aura triplé. Les combustibles fossiles conservent aujourd'hui une position dominante dans la satisfaction de la demande énergétique [2]. Cela engendre des contraintes économiques et environnementales. En effet, ces sources d'énergie présentent des inconvénients majeurs. Elles sont épuisables et contribuent grandement au réchauffement climatique. L'exploitation de ces ressources énergétiques nécessite des coûts très élevés.

A partir de ce constat, il est nécessaire de chercher d'autres ressources d'énergie alternatives comme les énergies renouvelables telles que l'énergie photovoltaïque, éolienne ou hydraulique. Cette forme d'énergie n'est pas seulement gratuite et inépuisable, mais aussi propre pour l'environnement. D'ailleurs, on parle souvent d'une énergie «verte», puisqu'elle permet de diminuer considérablement la pollution produite par les sources conventionnelles.

Parmi les nouvelles sources potentielles, la conversion photovoltaïque est extrêmement prometteuse. En effet les cellules solaires peuvent fournir de l'énergie aux systèmes dont les niveaux s'étalent des milliwatts aux mégawatts. L'utilisation de l'énergie solaire dans les sites isolés pour différentes applications tels que le pompage d'eau et l'éclairage présente un grand intérêt. L'énergie solaire photovoltaïque présente donc un intérêt particulier pour les pays en voie de développement. Elle est susceptible d'améliorer très rapidement, moyennant un coût optimal, les conditions de vie et de productivité des habitations géographiquement dispersées.

Cependant, comme tous systèmes industriels, les installations photovoltaïques peuvent être confrontées à des défaillances au cours de leur cycle de vie causées généralement par un manque d'entretien et de suivi. Ce qui entraîne une baisse voire même une perte de réputation du domaine photovoltaïque. Ainsi, l'objectif de ce travail est de contribuer au développement de la filière par la mise à la disposition des acteurs (bureaux d'étude, installateurs, utilisateurs, ...) d'informations scientifiques relatives aux différents types de pannes.

En effet il s'agit de déterminer les niveaux de recurrence des défaillances des systèmes (électrification et pompage) et des composants afin de faciliter la planification et l'organisation de la maintenance des installations photovoltaïques.

Ce manuscrit est subdivisé en trois chapitres. Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les systèmes photovoltaïques. Le second chapitre, se focalise sur les méthodologies d'installations et de maintenance des systèmes photovoltaïques. Le troisième chapitre, est consacré à l'étude et à l'analyse des défaillances des systèmes photovoltaïques.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

Introduction

L'énergie électrique provenant d'une conversion photovoltaïque à partir de l'énergie solaire est devenue une alternative incontournable. La conversion de cette nouvelle forme énergétique en électricité fut possible grâce à la découverte de nouveaux systèmes faits à base de cellules photovoltaïques. Ces dernières sont faites de matériaux constituant le siège du phénomène de conversion photovoltaïque. Les généralités des systèmes PV seront présentées à travers ce chapitre.

I-1. Le rayonnement solaire

Afin de quantifier l'énergie développée par le générateur photovoltaïque dans une application donnée, il est nécessaire de connaître le spectre du rayonnement solaire reçu au sol. En effet, quatre types de rayonnement ont été répertoriés dans la littérature:

✓ Le rayonnement direct

La conversion du rayonnement direct E_D est une question trigonométrique. Le rayonnement direct, sur le plan horizontal, est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus.

✓ Le rayonnement diffus

Il est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.

✓ Le rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc....).

✓ Le rayonnement global

Le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflété par le sol. Dans la figure I.1 ci-dessous, il est schématisé l'ensemble des rayonnements solaires reçus sur une surface terrestre.

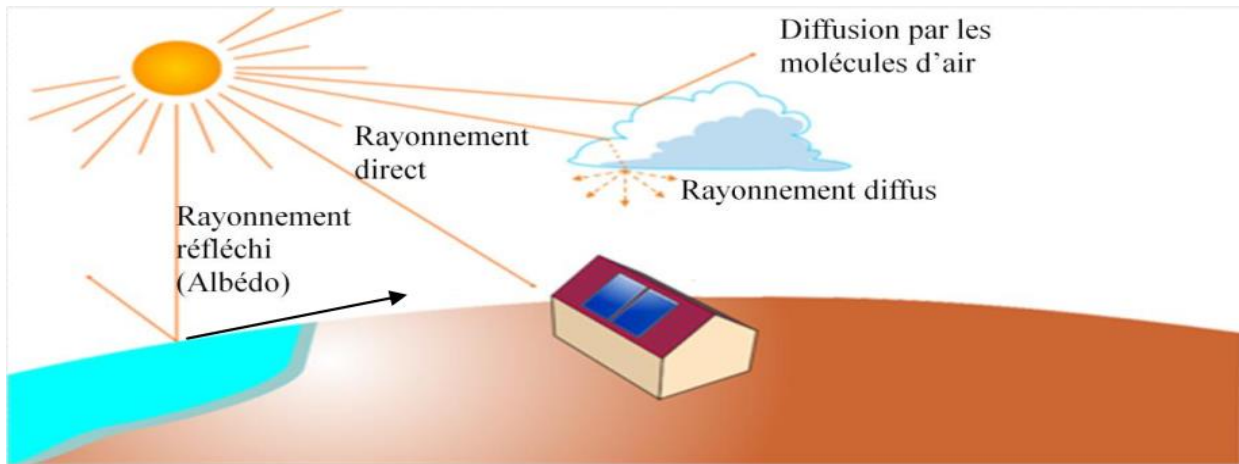


Figure I.1: Types de rayonnements solaires reçus au sol

L'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée irradiation ou éclairement (noté généralement par la lettre I), il s'exprime en watts par mètre carré (W/m^2). La valeur du rayonnement reçu par la surface du module photovoltaïque varie selon la position de ce dernier. Le rayonnement solaire atteint son intensité maximale lorsque le plan du module photovoltaïque est perpendiculaire aux rayons. Dans la figure I.2 ci-après est illustré l'effet de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur l'intensité de l'éclairement reçu sur leurs surfaces du lever au coucher du soleil [2].

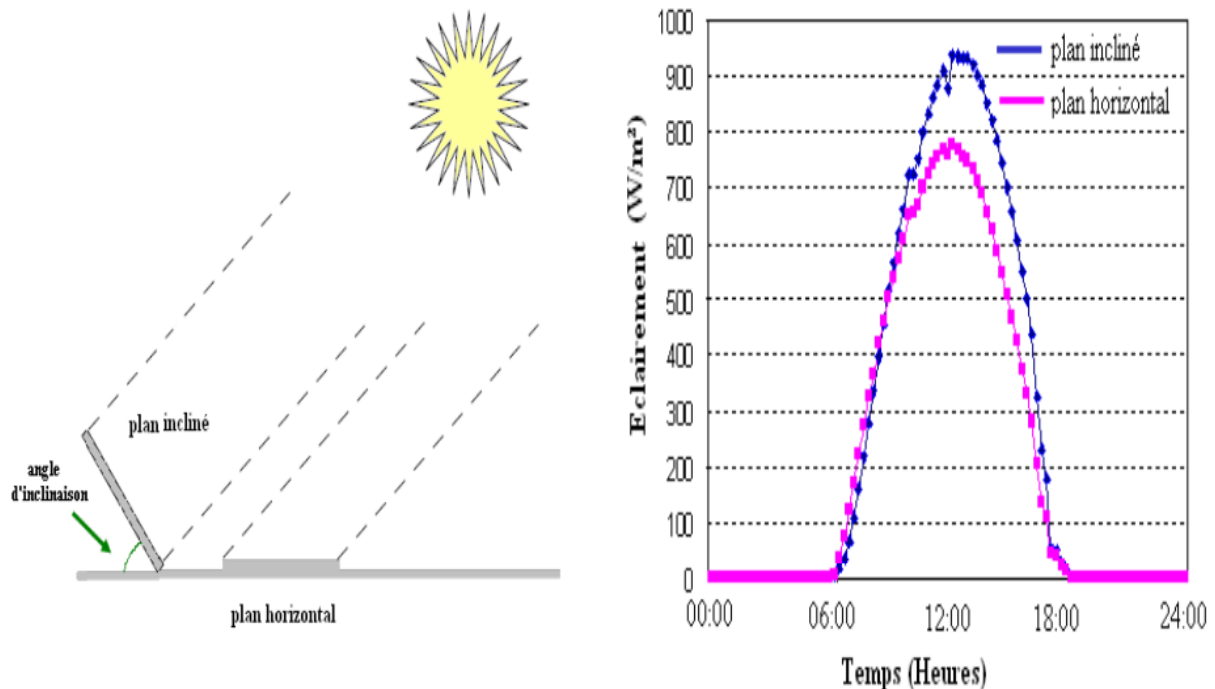


Figure I.2: Intensité de l'ensoleillement reçu sur un plan horizontal incliné (Narimene DEBILI, 2015)

I-1-1. Spectre du rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ ; elle est donnée par la formule (1.1) suivante [3] :

$$E = h\nu = \frac{h \times C}{\lambda} \quad (1.1)$$

h: la constante de Planck égale à $6,62 \times 10^{-34} \text{ J.s}^{-1}$

C: la vitesse de propagation égale à $3 \times 10^8 \text{ m.s}^{-1}$.

La figure I.3 représente la variation de la répartition spectrale énergétique.

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement en:

Ultraviolet UV $0,20 < \lambda < 0,38 \mu\text{m}$ 6,4%

Visible $0,38 < \lambda < 0,78 \mu\text{m}$ 48,0%

Infrarouge IR $0,78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$ 45,6%

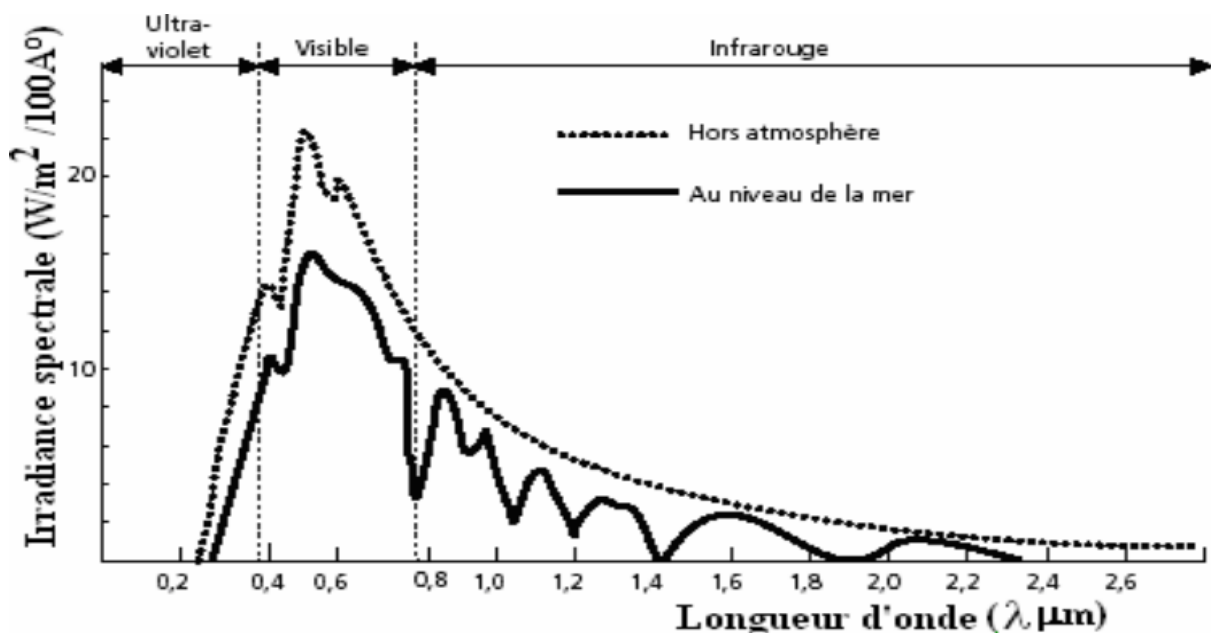


Figure I.3: Analyse spectrale du rayonnement solaire

I-1-2. Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell- Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant.

Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrés ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages. A défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qui elle-même dépend de la période de l'année considérée [3].

I-2. La conversion photovoltaïque

I-2-1. L'effet photovoltaïque

Il s'agit de transformer l'énergie contenue dans la lumière du soleil en énergie électrique à travers un capteur constitué de matériaux sensibles à l'énergie contenue dans les photons. Ce capteur présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule PV. L'effet photovoltaïque fut observé la première fois en 1839 par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell, aux Etats-Unis parvinrent à fabriquer la première photopile l'élément primaire ou de base de la conversion photovoltaïque [4].

I-2-2. Le principe de la conversion

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière.

Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type N et dopée de type P. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau N diffusent dans le matériau P [5].

La zone initialement dopée N devient chargée positivement, et la zone initialement dopée P est chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone N et les trous vers la zone P. Une jonction dite (P-N) a été formée [6].

En ajoutant des contacts métalliques sur les zones N et P, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un

pair électron - trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous de la zone P via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel [6]. La figure I.4 ci-après présente la cellule solaire.

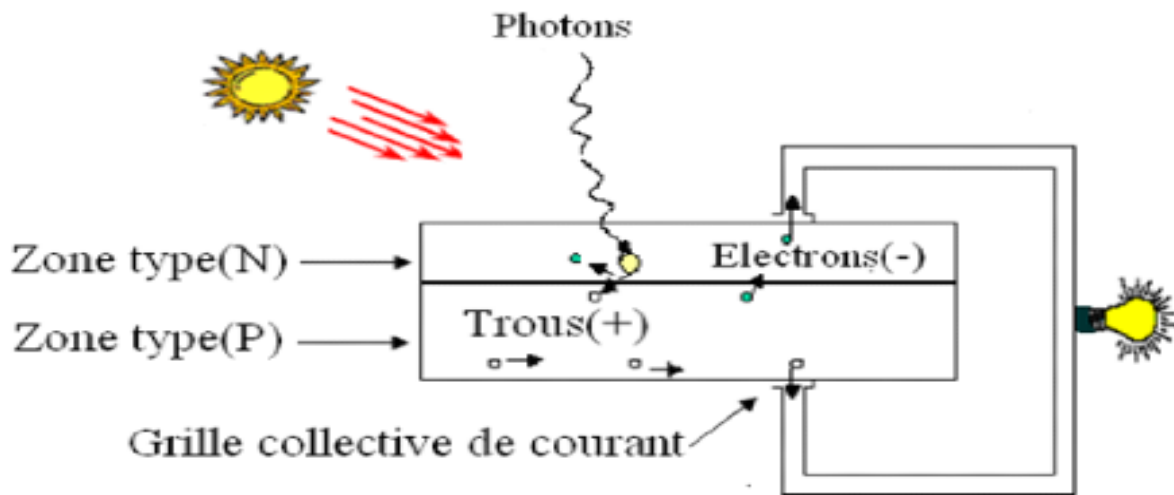


Figure I.4: Présentation schématique d'une cellule solaire

I-2-3. La cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques (CPV) sont des dispositifs électroniques réalisés à l'aide des composants semi-conducteurs qui possèdent la particularité de produire l'électricité quand ils sont éclairés. Elles sont généralement faites du silicium sous ses différentes formes.

I-3. Types de cellules

La plupart des cellules solaires disponibles sur le marché mondial, sont à base de silicium soit du type mono, poly cristallin ou amorphe.

Les cellules monocristallines : ce sont celles qui ont le meilleur rendement mais aussi celles qui ont le coût le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée.

Les cellules poly cristallines : leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible.

Les cellules amorphes : elles ont un faible rendement, mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres.

I-3-1. Rendement d'une cellule

Le tableau 1 suivant présente les cellules en silicium avec leurs rendements. En effet, on note les cellules amorphes, mono et poly cristallines. Pour chaque type de cellule, le rendement en laboratoire et en production sont présentés.

Tableau 1: Les différents types de cellules en silicium et leurs rendements

Technologie de cellules	Rendement en laboratoire	Rendement production
Silicium amorphe (a-Si)	13%	5-9%
Silicium poly cristallin (p-Si)	19,8%	11 à 15 %
Silicium monocristallin (m-Si)	24,7%	13 à 17%

Le rendement de la CPV peut être déterminé par la formule (1.2) suivante [7].

$$ST_c = \frac{P_m}{ET_c \times S_{cellule}} \quad (1.2)$$

ST_c : le rendement de la cellule photovoltaïque

P_m : la puissance produite par un module PV

ET_c : l'éclairement absorbé par la cellule et $S_{cellule}$: la surface de la cellule [m²]

Ce rendement dépend de plusieurs facteurs:

- Réflexion à la surface.
- Température de jonction des cellules.
- Type de matériau utilisé et technique de fabrication.
- La résistance série et parallèle responsables des pertes par effet Joule.
- Absorption incomplète et excès d'énergie des photons absorbés.

I-3-2. Le module photovoltaïque

Un module est constitué de cellules associées en série/parallèle encapsulées et protégées de l'humidité par un matériau qui enrobe les cellules. Celui-ci est l'Acétate d'éthylène-vinyle (EVA). La face avant du module doit être en verre qui a les caractéristiques suivantes :

- Bonne transparence.
- Résistance à l'impact et à l'abrasion.
- Etanchéité à l'humidité.

La face arrière est généralement réalisée soit en verre (modules dits «bi-verre») soit en composite tedlar/alu/tedlar (polyéthylène).

La figure I.5 suivante montre la constitution du MPV.

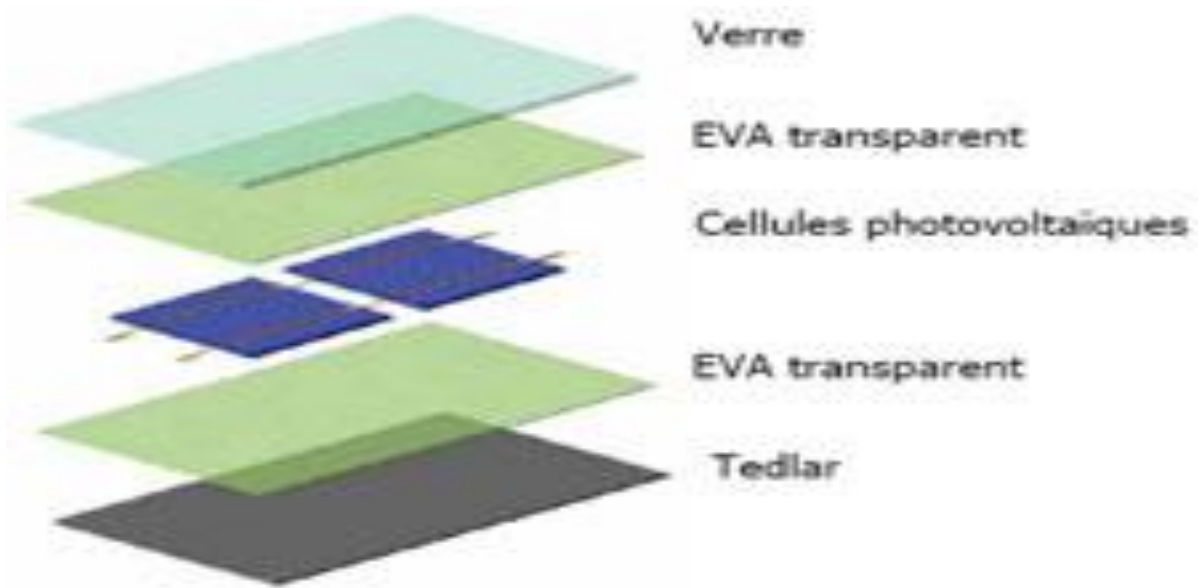


Figure I.5: Constitution d'un module PV

Le module lui-même doit être protégé afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Deux types de protection sont généralement indispensables au bon fonctionnement d'un module photovoltaïque.

- **La protection par diodes parallèles (ou by-pass)** : a pour but de protéger une série de cellules dans le cas d'un déséquilibre lié à la défectuosité d'une ou plusieurs des cellules de cette série ou d'un ombrage sur certaines cellules.
- **La diode série**: placée entre le module et la batterie, elle empêche pendant l'obscurité le retour de courant vers le module. Elle est dans ce cas appelée encore diode anti-retour. La protection des modules par les diodes anti-retour et by-pass est présentée dans la figure I.6 suivante.

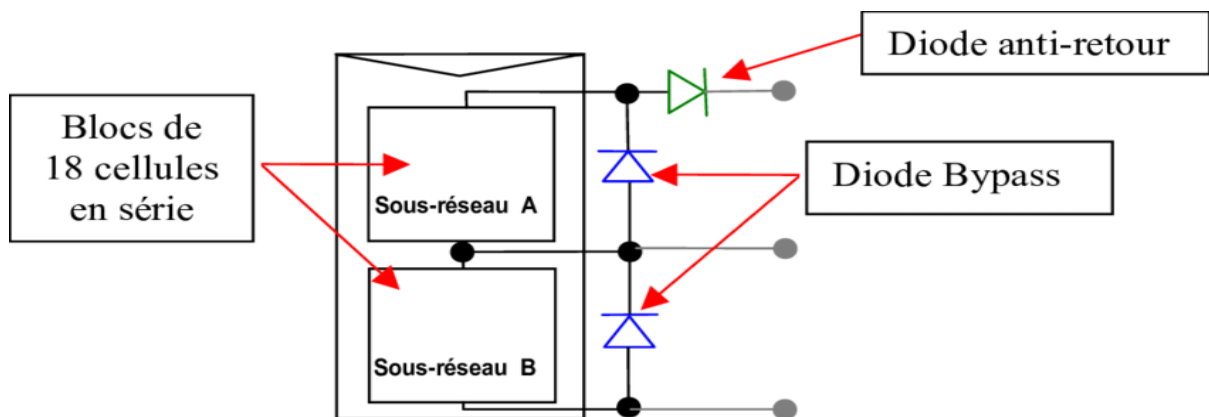


Figure I.6: Protection des modules par les diodes anti retour et by-pass

I-4. Classification des systèmes photovoltaïques

Les systèmes solaires PV peuvent être classifiés selon leur autonomie en deux classes :

I-4-1. Système isolé ou autonome:

Ce sont des systèmes qui travaillent 24 h/24 avec l'énergie solaire convertie en énergie électrique sans l'aide d'aucune autre source électrique, et cela à l'aide de plusieurs composants. Le plus important ce sont les batteries qui aident à emmagasiner de l'énergie électrique. Il faut mentionner que les batteries les plus utilisées dans le marché actuellement sont: Accumulateurs au plomb-acide et accumulateurs au nickel-cadmium [8].

I-4-2. Système raccordé au réseau

Un système photovoltaïque connecté au réseau est un système couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un onduleur. Ce type de système offre beaucoup de facilité pour le producteur/consommateur puisque c'est le réseau qui est chargé de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité.

I-5. Applications des systèmes PV

I-5-1. Le pompage solaire

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux méthodes sont possibles.

I-5-1-1. Pompage « au fil du soleil »

Le pompage « au fil du soleil » permet d'avoir un système photovoltaïque simple, fiable et moins coûteux. L'intérêt de ce type de pompage est qu'il ne nécessite pas un stockage d'énergie par des batteries. En effet au cours de la journée le générateur PV fournit à la pompe l'énergie nécessaire pour pomper l'eau. Ainsi l'eau pompée est stockée dans un réservoir, au fil de la journée. On parle alors d'un stockage hydraulique. L'eau stockée sera distribuée au besoin [9]. La figure I.7 ci-après montre le pompage au fil du soleil.

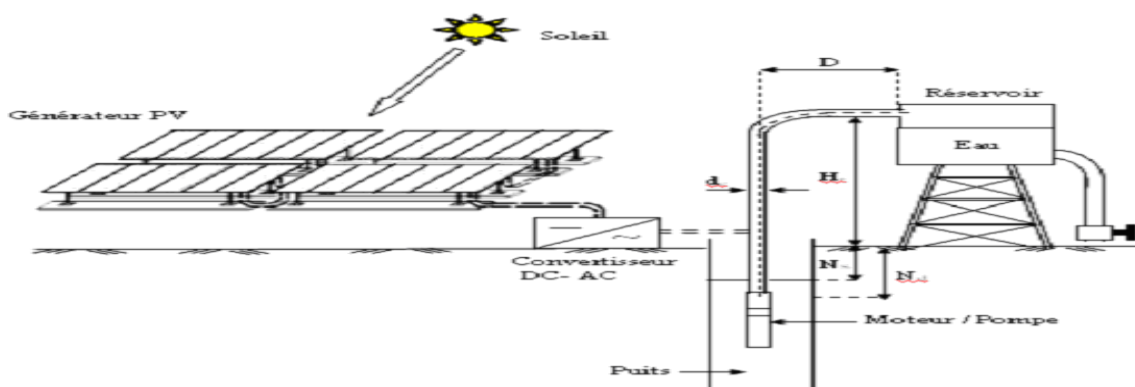


Figure I.7: Pompage photovoltaïque au fil du soleil

I-5-1-2. Pompage avec stockage d'énergie

Contrairement au pompage au fil du soleil, dans ce type de pompage, l'énergie électrique est stockée dans des batteries. Celle-ci sera utilisée par la pompe lorsque le soleil n'est plus disponible. Un tel système est plus coûteux que le précédent, vu la nécessité de changer les batteries, car elles ont une durée de vie limitée. L'intérêt de ce système est qu'il peut fonctionner nuit et jour [10]. Le système de pompage PV est présenté dans la figure I.8 suivante.

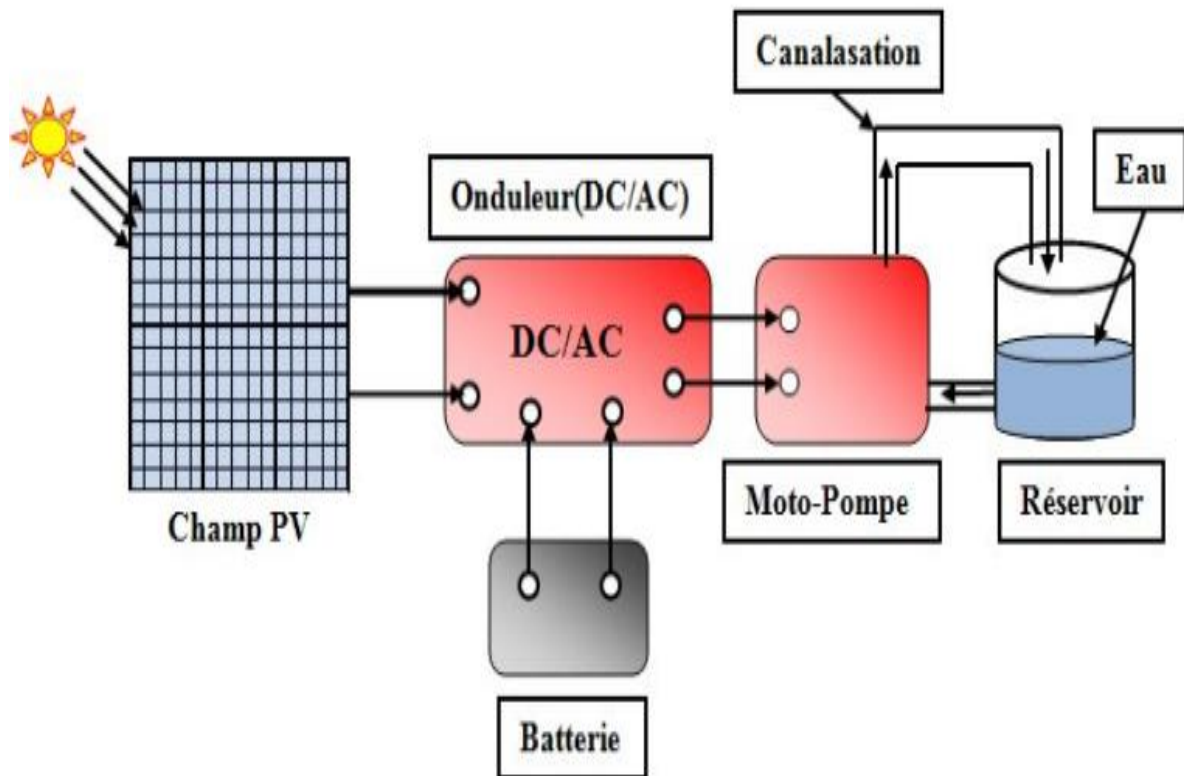


Figure I.8: Pompage photovoltaïque avec stockage d'énergie

I-5-2. Electrification photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique et en général, on distingue deux types d'installations [10]:

- Non autonomes ou « grid connected » c'est à dire rattachées au réseau de distribution électrique. Dans les systèmes reliés au réseau, les consommateurs standards de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur). Le surplus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté au réseau public.

- Autonomes ou « stand-alone », qui font l'objectif de cette étude. Ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge, aussi l'autonomie du système est assurée par un système de stockage d'énergie.

En général ces systèmes d'installations photovoltaïques comprennent quatre éléments [10] :

- Un ou plusieurs modules PV.
- Le système de régulation.
- Une ou plusieurs batteries.
- L'onduleur.

La composition d'un SPV autonome pour l'électrification est présentée par la figure I.9 ci-dessous.

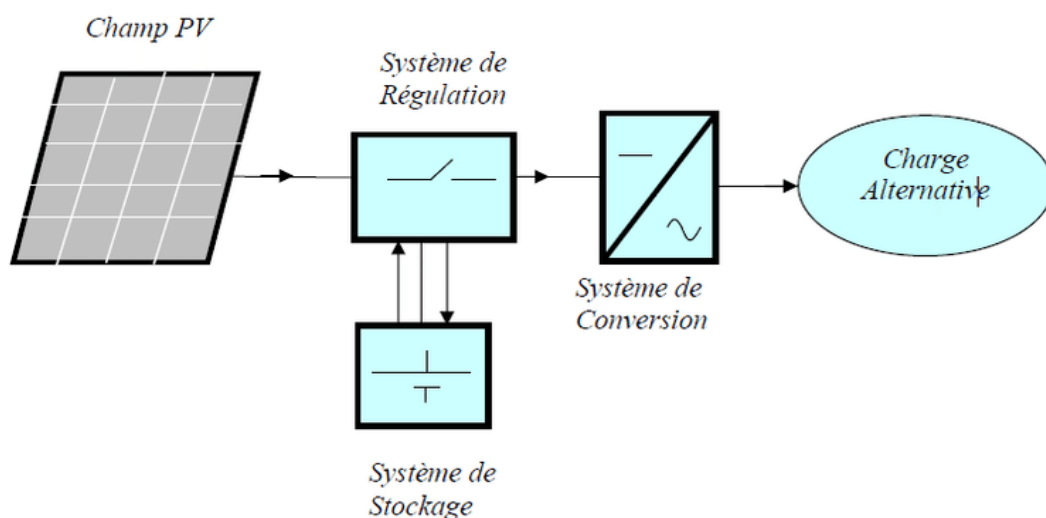


Figure I.9: Schéma simplifié d'un SPV

Conclusion

Dans ce chapitre, les généralités sur l'énergie solaire PV et ses caractéristiques, ainsi que les deux types de systèmes photovoltaïques ont été présentés. Les différents types d'applications de l'énergie solaire PV ont été aussi présentés. Ce chapitre présente un grand intérêt car il a permis d'aborder le principe de la conversion photovoltaïque et ses différentes applications. Ainsi, le chapitre suivant sera consacré aux méthodologies d'installation et de maintenance des SPV.

CHAPITRE II : INSTALLATION ET MAINTENANCE DES SYSTEMES PV

Introduction

La réalisation d'un SPV autonome ou raccordé au réseau nécessite des exigences pour un fonctionnement optimal. En effet, cela nécessite un dimensionnement optimal, une installation selon les procédures standards et une maintenance selon un plan pertinent dans le respect des règles. C'est dans cette optique que s'inscrit ce chapitre dont l'objectif est d'apporter des informations scientifiques nécessaires pour la réussite d'une installation et de la maintenance d'un SPV autonome.

II-1. Méthode de dimensionnement

Pour la réalisation d'une installation photovoltaïque, le dimensionnement reste une étape indispensable. Dimensionner un système PV c'est déterminer en fonction de sollicitations telles que l'ensoleillement et le profil de charge l'ensemble des éléments de la chaîne PV, à savoir, la taille du générateur, la capacité de stockage le cas échéant la puissance d'un convertisseur, voire l'inclinaison des modules et la tension d'utilisation. Une installation surdimensionnée veut dire des surcoûts, tandis qu'une installation sous dimensionnée veut dire une manque de fiabilité [11].

Les étapes de dimensionnement d'un SPV sont organisées comme suit :

- Détermination du profil de charge.
- Dimensionnement du champ photovoltaïque.
- Calcul de la capacité de la batterie (au besoin).
- Choix du régulateur et de l'onduleur (au besoin)

II-1-1. Méthode de dimensionnement manuelle

II-1-1-1. Cas du pompage

a. Détermination de la charge (calcul de l'énergie quotidienne requise) :

L'énergie nécessaire pour soulever une quantité d'eau, sur une certaine hauteur pendant une journée, est calculée à partir des données de débit et de HMT (hauteur manométrique totale) requises. Elle est exprimée en watt-heure (Wh). Ce calcul est fonction d'une constante hydraulique (C_H) et est inversement proportionnel au rendement du groupe motopompe utilisé.

Elle correspond à l'énergie électrique dont la pompe a besoin pour soulever un volume d'eau Q sur une hauteur HMT.

Elle est donnée par la formule (2.1) suivante.

$$E_c = \frac{C_H \times Q \times HMT}{\eta_p} \quad (2.1)$$

Où E_c est habituellement exprimé en kWh ; Q : Débit [m^3 /jour] et

HMT est la hauteur manométrique totale. C_H est la constante hydraulique dépendant de la gravité terrestre et de la densité d'eau [12] : $C_H = g/\delta = 9,81.10^3 / 3600 = 2,725$ (Kg.s.h/m²)

η_p : le rendement du groupe motopompe (en général de 30% à 45%)

g : accélération de la pesanteur ($m.s^{-2}$) et δ : le temps (1h)

b. Le débit (Q):

Les besoins en eau peuvent être définis, selon le cahier de charge, en utilisant les valeurs du tableau 2 suivant [11]. En effet, les besoins en eau sont en fonction des types de consommateurs et sont présentés dans le tableau 2 ci-dessous.

Tableau 2: Les besoins en eau [11]

Humains	Animaux	Irrigation
5L/jour Survie	Bœuf 40L/jour	Cultures au village 60 m ³ /jour/ha
10L/jour minimum admissible	Mouton, Chèvre 5L/jour	Riz 100 m ³ /jour/ha
30L/jour conditions de vie normales en Afrique	Cheval 40L/jour	Graines 45 m ³ /jour/ha
	Âne 20L/jour	Canne à sucre 65 m ³ /jour/ha
	Chameau 20L/jour	Coton 55 m ³ /jour/ha

c. La hauteur manométrique totale HMT:

La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Elle est donnée par la relation (2.2): $HMT = H_g + P_{ch}$ (2.2)

H_g : hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (voir figure II.1). Elle est calculée en utilisant la formule (2.3) suivante:

$$H_g = A + B + C \quad (2.3)$$

P_{ch} = pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites, de leur diamètre et du débit de la pompe. Elle s'exprime en mètres d'eau. En effet, la figure II.1 présente le plan d'utilisation pour la détermination de la hauteur HMT.

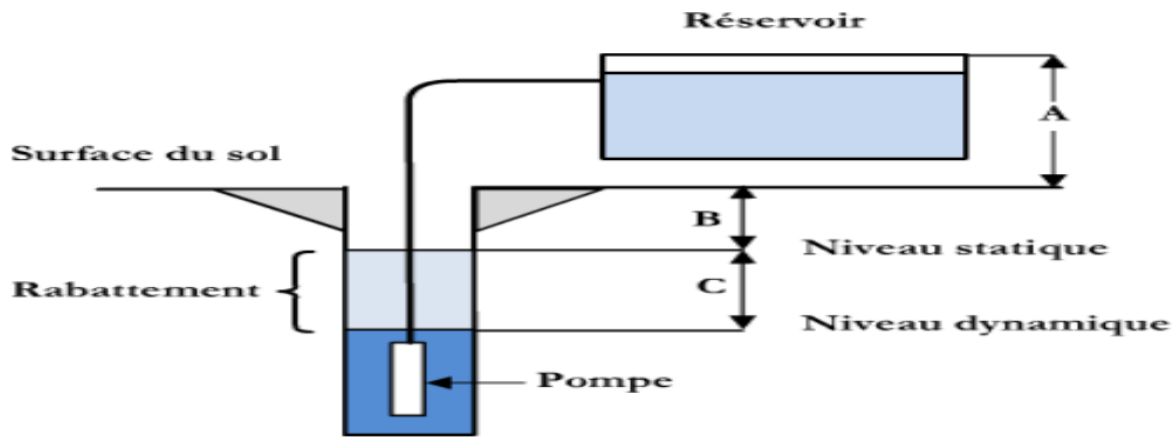


Figure II.1: Hauteur manométrique totale

d. Calcul du champ photovoltaïque :

L'énergie produite par un champ photovoltaïque est égale à:

$$E_p = \frac{E_c}{K} \quad (2.4)$$

Où : E_c est l'énergie consommée (Wh/jour). K un coefficient correcteur dépendant de l'incertitude météorologique, de l'inclinaison des modules solaires et du rendement global du système photovoltaïque. Sa valeur théorique est comprise entre 0,55 et 0,75 mais en pratique la valeur moyenne utilisée est de 0,6 [11].

e. La puissance crête du générateur photovoltaïque:

La puissance crête du générateur photovoltaïque dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation:

$$P_c = \frac{E_p}{I} \quad (2.5)$$

Où I est l'irradiation moyenne journalière, estimée dans notre pays à 5,24 kWh/m²/j.

f. Le nombre de modules photovoltaïques :

Le nombre total de modules photovoltaïques est calculé en rapportant la puissance globale du champ à celle (P_M) d'un seul module [11].

$$N = \frac{P_c}{P_m} \quad \text{Le nombre total de modules} \quad (2.6)$$

$$N_s = \frac{U_s}{U_m} \quad \text{Le nombre de modules connectés en série.} \quad (2.7)$$

$$N_p = \frac{N}{N_s} \quad \text{Le nombre de modules en parallèle.} \quad (2.8)$$

Où U_s et U_m sont respectivement les tensions du système et du module.

II-1-1-2. Cas de l'électrification

g. Estimation des besoins

Elle consiste à faire les estimations suivantes. Une estimation des besoins journaliers en électricité (Wh/j), établir un bilan énergétique des appareils à alimenter, la puissance nominale d'appareils et le nombre d'heures d'utilisation par jour de chaque appareil.

$$\text{Énergie consommée par appareil (Wh)} = \text{Puiss appareil (W)} \times \text{Temps (h) d'utilisation par jour} : \\ \mathbf{E_c = P_u \times t} \quad (2.9)$$

Les estimations peuvent être présentées dans le tableau 3 ci-dessous. Il faut noter que ce tableau montre un exemple de récepteurs alimentés ainsi que leur consommation journalière et la durée de leur utilisation.

Tableau 3: Estimation des besoins énergétiques des récepteurs alimentés

Désignation	Quantité	Puissance Unitaire(W)	Temps d'utilisation(h)	Puissance totale(W)	Energie (Wh)
Congélateur	3	275	12	825	9 900
TV écran plat	1	75	8	75	600
Lampes	8	3	6	24	144

h. Choix de la tension d'application

La tension du système est choisie en fonction de la puissance, de la distance des régulateurs de la batterie, de la distance du générateur PV à la batterie et des caractéristiques des composants disponibles. On choisit une tension adaptée pour éviter des pertes d'énergie dans les câbles. Il est conseillé d'utiliser les tensions suivantes [12]:

12 V pour une puissance installée $P_{ins} < 600 \text{ W}_c$

24 V pour une puissance installée, $600 \text{ W}_c < P_{ins} < 1500 \text{ W}_c$

48 V pour une puissance installée $P_{ins} > 1500 \text{ W}_c$

i. Dimensionnement d'un générateur PV

La puissance nécessaire permettant de couvrir la charge est donnée par :

$$P_c = \frac{E_j}{I \times \eta_{bat} \times \eta_{ond} \times \eta_{reg} \times k_p} \quad (2.10)$$

P_c : puissance crête des modules à installer (W_c) ; **E_j** : énergie journalière consommée (Wh/j) ;
I : irradiation du lieu en kWh/m²/jour ; **k_p** : coefficient relatif aux pertes sur les câbles et vaut 95% (perte maximale acceptée est de 5%, ce qui correspond à une chute de tension de 0,6 V pour une application de 12 V ; 1,2 pour une application de 24 V et 2,4 V pour une application 48 V)

$$N_t = \frac{P_m}{P_c} \quad (2.11)$$

$$N_s = \frac{U_s}{U_m} \quad (2.12)$$

$$N_p = \frac{N_t}{N_s} \quad (2.13)$$

η_{bat} : rendement de la batterie (85%) **η_{ond}** : rendement de l'onduleur (90%)

η_{reg} : rendement du régulateur (85%)

N_t : nombre total des modules solaire PV ; **N_s** : nombre des modules solaires en série

N_p : nombre des modules solaire en parallèle

U_s : tension du système et **U_m** : tension d'un module solaire

j. Dimensionnement du système de stockage

La capacité des batteries d'accumulateurs est calculée par :

$$C_b = \frac{E_j \times N_{aut}}{P_d \times U_s \times \eta_{bat} \times \eta_{ond} \times k_p} \quad (2.14)$$

E_j : énergie consommable par jour

$$N_{bs} = \frac{U_s}{U_b} \quad \text{Nombre de batteries en série} \quad (2.15)$$

C_n : capacité de décharge des batteries en Ah

P_d : profondeur de décharge

U_s : tension du système

$$N_{bp} = \frac{C_n}{C_b} \text{ Nombre de batteries en parallèle} \quad (2.16)$$

η_{bat} : rendement de la batterie (0,85)

N_{aut} : autonomie du système de stockage

N_{bs} : nombre de batteries en série

$$N_{bt} = N_{bs} \times N_{bp} \quad (2.17)$$

N_{bp} : nombre des batteries en parallèle

N_{bt} : nombre total des batteries

U_b : tension nominale d'une batterie (V)

C_b : capacité nominal d'une batterie (Ah)

k. Dimensionnement du régulateur

Le choix du régulateur est fait selon que :

$I_e \geq I_{cc}$ total du générateur (modules solaires en parallèles)

$I_s \geq I_b$ totale des récepteurs

I_e : est le courant d'entrée du régulateur

I_s : est le courant de sortie régulateur

I_{cc} : est le courant total de court-circuit du générateur photovoltaïque (GPV)

I_b : est le courant total des récepteurs

II-1-2. Outils de dimensionnement

La filière photovoltaïque connaît un grand essor de nos jours. Les performances de cette technologie exigées par les acteurs orientent les chercheurs à trouver des outils adaptés. En effet, de nombreux logiciels existent pour modéliser, optimiser et/ou dimensionner les différents systèmes conçus à partir d'une énergie renouvelable. Beaucoup de ces logiciels sont spécialisés pour un type d'énergie particulier. Il en existe un nombre considérable pour le solaire photovoltaïque parmi lesquels on peut citer selon leur spécificités les suivants : HOMER, RETScreen, PV*SOL, et COMPASS LORENTZ (pour le pompage).

II-1-2-1. Présentation de HOMER

Homer est un logiciel développé pour des systèmes de production d'énergie de petites puissances. Il permet de faire des simulations de systèmes avec des énergies renouvelables et avec des énergies fossiles.

Un de ses grands atouts est la possibilité de simuler des systèmes hybrides combinant différentes sources d'énergie qu'elles soient renouvelables ou fossiles. La première version a été développée en 1992 pour NREL (US National Renewable Energy Laboratory). Il a ensuite subi de nombreuses améliorations dans plus de 40 nouvelles versions.

Le logiciel HOMER est facile à utiliser et son interface est similaire aux logiciels usuels, il est donc muni d'un menu dans le haut ainsi que des icônes que l'on peut utiliser sans aller dans les menus. On peut considérer que l'interface d'HOMER a trois zones importantes comme indiqué sur la figure II.2 : la zone de définition du système, celle des ressources et celle des résultats [13].

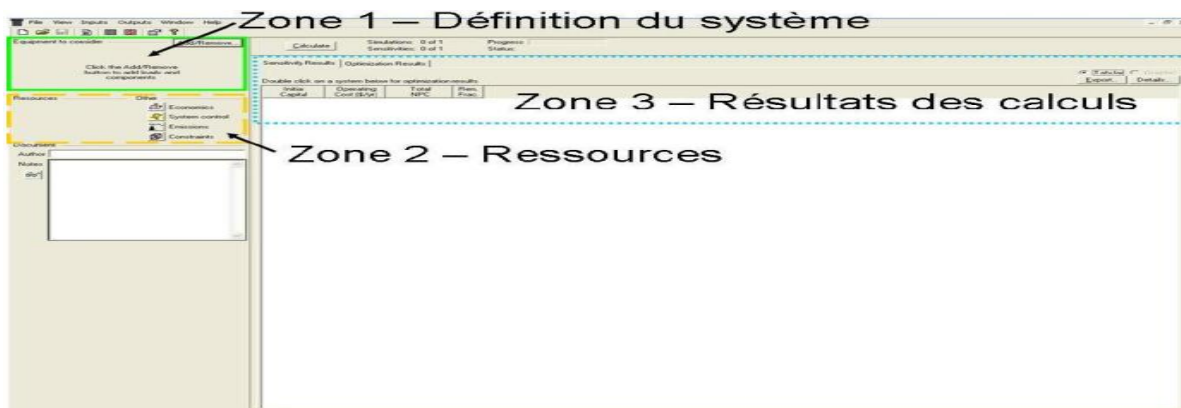


Figure II.2: Interface HOMER-fichier vierge

La zone de définition du système permet de choisir les équipements qui seront inclus dans le système à modéliser. La figure II.3 ci-après présente zone des résultats des calculs.

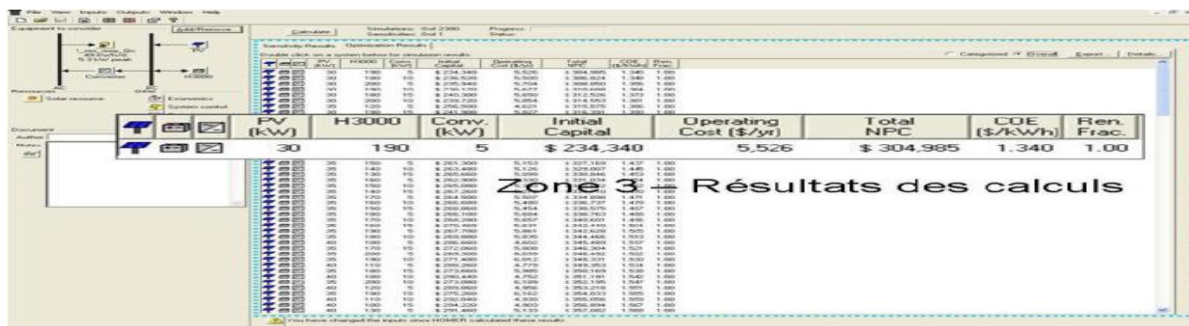


Figure II.3: Interface HOMER-résultats des calculs

II-1-2-2. Présentation de RETScreen

RETScreen International est un logiciel « d'analyse de projets d'énergie propre ». Il offre donc une approche orientée sur la réalisation de projets plutôt qu'une approche d'optimisation de systèmes comme le logiciel HOMER. RETScreen International est supporté par CanmetÉNERGIE de Ressources naturelles Canada. Ce logiciel est très populaire et est utilisé dans plus de 200 pays et par plus de 260 000 utilisateurs.

Un grand avantage de RETScreen est son interface commune et est déjà bien connue de tous. Ce logiciel est en fait des feuilles de calculs sophistiquées qui s'ouvrent dans Excel comme montré à la section 1 de la figure II.4 suivante.

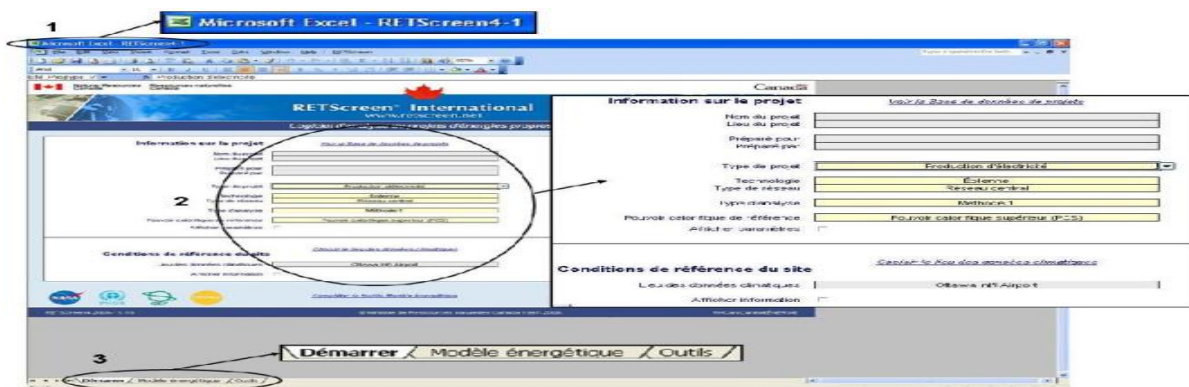


Figure II.4: Interface RETScreen

Son utilisation est donc simple et intuitive. Il suffit de choisir les options ou d'entrer les données en commençant par le haut de la feuille de calculs et onglet par onglet comme indiqué à la section 2 et 3 de la figure II.4. Les résultats s'affichent et se mettent à jour au fur et à mesure que les informations sont insérées. L'onglet « démarrer » du logiciel est montré dans la figure II.5



Figure II.5: Interface RETScreen-onglet démarrer

L'onglet « démarrer » est relativement court à remplir (figure II.5). Ce sont les informations générales du projet. L'onglet « modèle énergétique » (si on choisit la méthode d'analyse 1) comprend les données sur le système de production d'énergie, l'analyse des émissions et l'analyse financière. Si la méthode d'analyse 2 est choisie, l'onglet « modèle énergétique » ne comprend que les informations liées au système de production d'énergie, les autres sections sont définies dans des onglets séparés : analyse des coûts, analyse des émissions, analyse financière et analyse de risque [13].

II-1-2-3. Présentation de PV*Sol

Le logiciel PV*Sol est un logiciel spécifique pour les installations photovoltaïques, il dispose d'une base de données géographique et climatique ainsi qu'une large gamme de produits fabriqués par plusieurs constructeurs. Il nous donne directement la longitude, la latitude ainsi que l'irradiation annuelle. Nous devons aussi choisir le type de raccordement, pour notre installation, nous allons choisir « installation PV autonome, système SMA ». PV*SOL nous propose plusieurs façons d'exploiter les résultats de la simulation, c'est un logiciel pratique qui permet de planifier et de concevoir des systèmes photovoltaïques, de réaliser des simulations dynamiques et d'analyser le rendement des systèmes. PV*SOL comprend aussi l'outil 3D dédié à la visualisation et à l'analyse de l'ombrage des systèmes connectés en réseau avec montage des modules en parallèles ou intégrés au toit [13]. PV*SOL incluent les caractéristiques suivantes: - Implantation automatique et manuelle des modules.

- 8000 stations météorologiques complétées par une base de données en ligne.
- Grande bibliothèque comprenant plus de 13000 modules et 3100 onduleurs.
- Calcul graphique du nombre de modules sur un toit.
- Synthèse des résultats dans un rapport simplifié et un rapport détaillé avec visualisation du toit et calcul du rendement.

L'interface du logiciel est présentée dans la figure II.6 suivante.

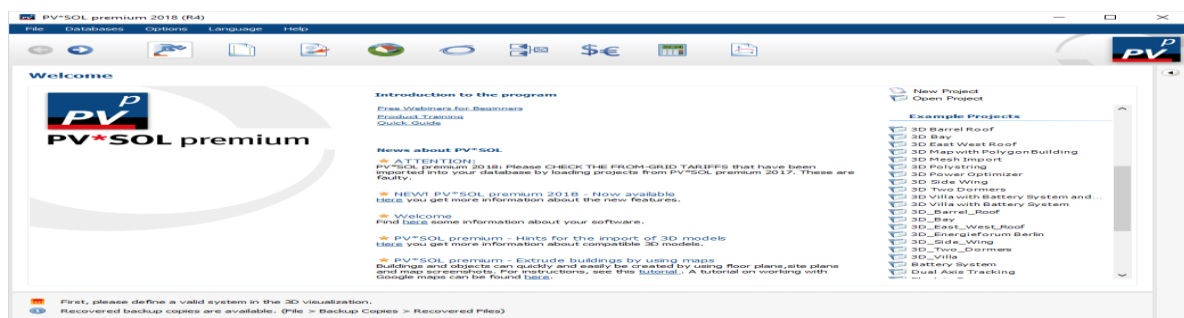


Figure II.6: Interface PV*SOL

II-1-2-4. Présentation de COMPASS LORENTZ

COMPASS est l'outil de LORENTZ pour concevoir, planifier et spécifier les systèmes de pompes solaires. Il peut être téléchargé par tous les partenaires LORENTZ sur partnerNET. COMPASS est un outil qui s'utilise sur PC permettant de spécifier simplement les systèmes de pompes solaires en temps réel. Il se base sur les données météorologiques de la NASA et utilise des algorithmes précis pour les calculs même les plus complexes. En sélectionnant l'emplacement dans une liste de plus de 250 000 villes, en saisissant la hauteur manométrique et le volume d'eau nécessaire par jour, le logiciel indiquera automatiquement les systèmes de pompes adaptés et la taille nécessaire du générateur PV. Pour des situations plus complexes, COMPASS propose des fonctionnalités telles que le calcul de la hauteur d'aspiration ou de la perte de pression spécifique au type de tuyau [14].

L'interface du logiciel est présentée dans la figure II.7 ci-dessous.

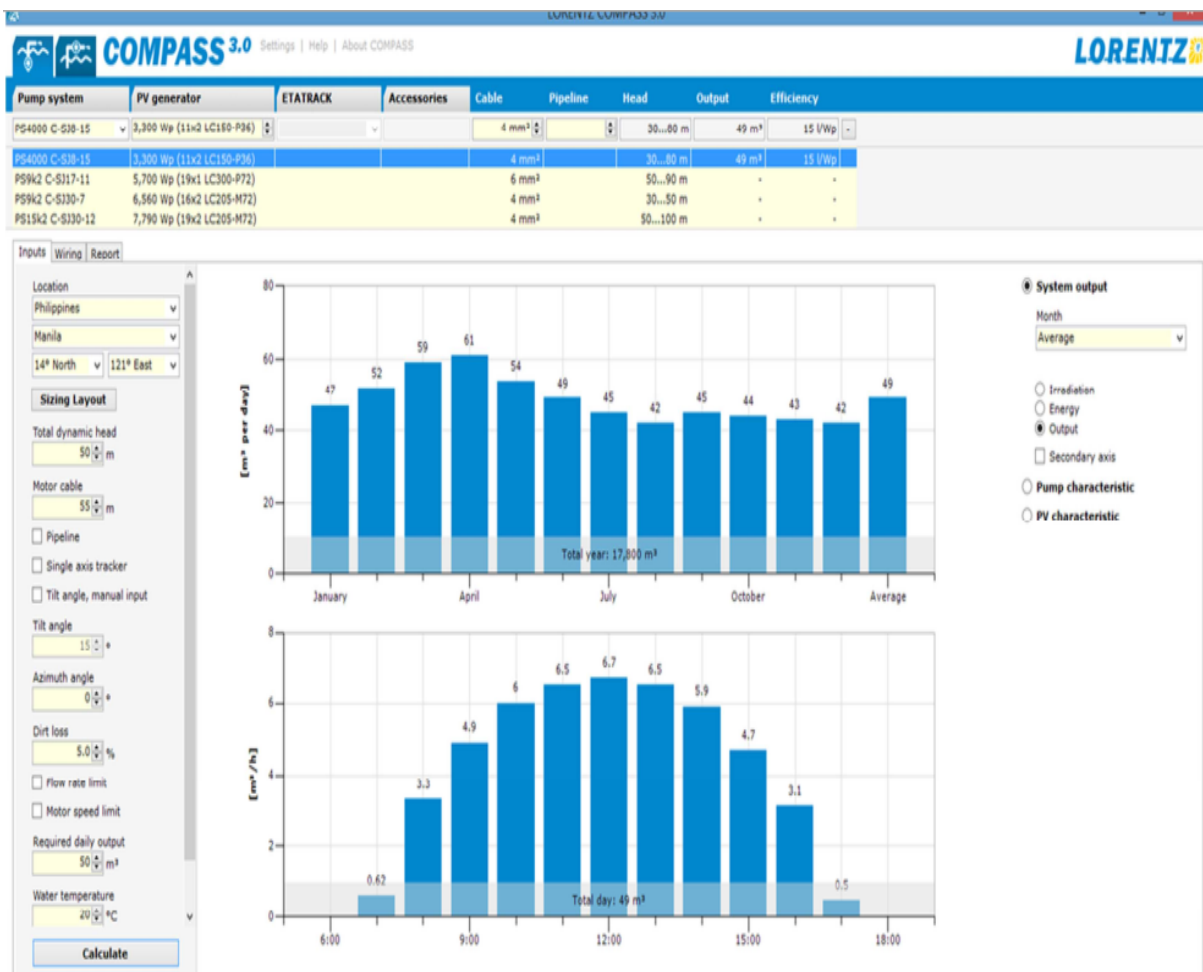


Figure II.7: Interface COMPASS Lorentz

II-2. Méthode d'installation d'un système PV

II-2-1. Installation d'un système d'électrification

Une installation photovoltaïque (PV) autonome est composée de quatre éléments principaux:

- le panneau solaire, dont le rôle est de délivrer l'énergie à la charge, ainsi qu'à la batterie;
- la batterie, dont le rôle est de stocker l'énergie et de la restituer lorsque l'ensoleillement est insuffisant;
- le régulateur, dont le rôle est de réguler la charge et la décharge de la batterie;
- l'onduleur, dont le rôle est d'assurer la conversion continu-alternatif. Il permet d'alimenter les récepteurs en courant alternatif à partir du courant continu.

II-2-1-1. Installation des panneaux

Pour installer les panneaux solaires, il est nécessaire de vérifier les conditions suivantes [15]:

II-2-1-2. Disposition des panneaux

Les structures doivent être solides et fixées au sol pour résister à des vents d'au moins 150 Km/h. De plus, elles doivent être fiables dans le temps. Elles doivent utiliser un matériau de bonne fiabilité (autre l'aluminium anodisé, la visserie inox et la visserie inoxydable).

II-2-1-3. Fixation des panneaux

La fixation des panneaux doit assurer correctement les fonctions suivantes :

- Maintien de l'orientation.
- Résistance contre le vent et les autres intempéries.
- Résistance contre les agressions mécaniques.
- Protection contre les salissures, et agressions venant du sol.
- ventilation des panneaux afin de limiter leur échauffement.

II-2-1-4. L'orientation des panneaux

L'installation des modules peut se faire sur un toit si son orientation et son inclinaison sont bonnes ou à même le sol pour peu que l'endroit soit bien dégagé, aéré (10 cm d'espace sous les modules est vivement conseillé) et protégé. On les place habituellement avec la pente vers l'équateur (vers le sud dans l'hémisphère nord). L'inclinaison des panneaux n'est pas critique. On la prend en général égale à la latitude, avec une tolérance de 5°.

La hauteur maximale du soleil variant au cours de l'année, on choisira une inclinaison supérieure ou inférieure à la latitude suivant que les besoins sont les plus importants lorsque la

course du soleil est basse (éclairage, besoins importants en hiver dans l'hémisphère nord) ou haute (irrigation...). Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer une auto nettoyage lors des pluies. Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, la présence des pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés.

Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active. Il arrive cependant qu'il soit impossible d'installer le panneau exactement face au sud [15].

II-2-1-5. Installions des éléments de la batterie

L'utilisation de la batterie peut présenter des dangers. Des risques d'explosion et un dégagement de gaz toxiques (brouillard d'acide sulfurique).

En outre, leur durée de vie et le bon fonctionnement de toute l'installation dépend aussi bien des conditions d'installation que d'exploitation.

Compte tenu de cela, l'installation de ces éléments doit être effectuée avec un grand soin. Ils doivent être installés dans un local approprié à l'abri des intempéries, surtout quand le produit de la capacité par la tension de décharge est supérieur à 1000. Ce local doit satisfaire à certaines exigences, qui sont les suivantes :

- d'être bien ventilé pour garantir la circulation des gaz.
- d'être à une température proche de 25°C, pour assurer le bon fonctionnement des éléments.

a. Câblage électrique:

Ils seront à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés à des sections (diamètre) suffisantes. Nous allons d'abord effectuer un branchement par un câble électrique qui sera un câble de qualité par exemple, il devra subir les agressions du vent, de la pluie, du soleil, du gel, croissance marines et autres. La section sera d'au moins 1,5 mm² ; 2,5mm² dès que la longueur excède 25m ou que la puissance du module soit supérieure à 100W [15].

b. Câblage de liaison:

Il se trouve entre les modules et le régulateur, il doit être d'une section d'au moins 2,5mm² ou plus si la longueur excède 15cm.

Pour une intensité inférieure à 4A, sa section sera calculée de façon à ne pas avoir plus de 6% de chute de tension. Les panneaux solaires peuvent être installés de différentes manières : au sol, en façade, sur un mât ou sur un toit. Quelle que soit la structure utilisée, le montage des panneaux solaires devra tenir compte des conditions suivantes :

- Etre solidement fixés pour résister aux vents.
- Exposés au rayonnement solaire en permanence, à n'importe quelle saison.
- Faciliter leur accès pour permettre leur entretien (nettoyage, désherbage, déneigement)
- Placés le plus près possible de la batterie et des récepteurs pour limiter les pertes électriques dans les câbles. Il faudra également veiller à ce que l'installation soit à l'abri des risques de dégradations (bétail, vandalisme, vol,...)

II-2-2. Installation d'un système de pompage

II-2-2-1. Installation des panneaux PV

Pour réussir l'installation, il faut avoir une espace suffisant pour le générateur et il faut éviter le maximum possible les facteurs qui contribuent à la diminution de rendement des panneaux tel l'ombrage.

II-2-2-2. Installation des autres éléments

Après avoir installé le générateur photovoltaïque, nous avons fixé le variateur de vitesse qui permet de transformer le courant continu en courant alternatif consommé par le groupe motopompe et protège la pompe contre les surtensions.

Pour faire le raccordement entre la motopompe et le générateur photovoltaïque, nous avons utilisé des câbles électriques:

- souples 3×6 mm² pour raccorder les panneaux et le variateur.
- torsadés 4×6 mm² pour raccorder le variateur et la motopompe.

Le système de pompage solaire est présenté dans la suivante figure II.8.

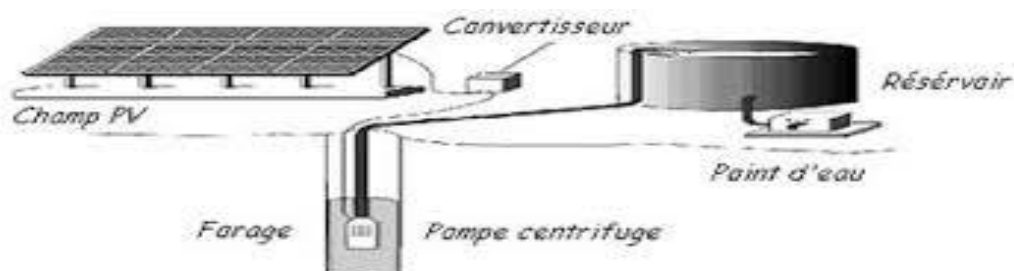


Figure II.8: Système de pompage solaire

II-3. Méthodologie de maintenance

La maintenance d'un équipement est définie dans la norme de l'AFNOR par « l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé »[16]. Ainsi la maintenance garantit le niveau de production d'électricité attendu de l'installation photovoltaïque tout au long de sa durée de vie.

Les méthodes de maintenance seront respectivement associées : maintenance préventive systématique, maintenance préventive conditionnelle, maintenance corrective. Ainsi les maintenances préventives et correctives seront abordées.

II-3-1. La maintenance corrective

II-3-1-1. Définitions (extraits normes NF X 60-010)

La défaillance est une altération ou une cessation de l'aptitude d'un bien à accomplir la fonction requise. Il existe 2 formes de défaillance.

La défaillance partielle est une altération ou une dégradation de l'aptitude d'un bien à accomplir la fonction requise.

La défaillance complète est une cessation de l'aptitude d'un bien à accomplir la fonction requise.

La maintenance corrective appelée parfois curative (terme non normalisé) a pour objet de redonner au matériel des qualités perdues nécessaires à son utilisation.

Les défauts, pannes ou avaries diverses exigeant une maintenance corrective entraînent une indisponibilité immédiate ou à très brève échéance des matériels affectés et/ou une dépréciation en quantité et/ou qualité des services rendus.

II-3-1-2. Les opérations de maintenance corrective:

a. Le dépannage:

Action sur un bien en panne, en vue de le remettre en état de fonctionnement. Compte tenu de l'objectif, une action de dépannage peut s'accommoder de résultats provisoires (maintenance palliative) avec des conditions de réalisation hors règles de procédures, de coûts et de qualité, et dans ce cas sera suivie de la réparation. Le dépannage n'a pas de conditions d'applications particulières. La connaissance du comportement du matériel et des modes de dégradation sont à la base d'un bon diagnostic et permettent souvent de gagner du temps. Souvent, les opérations de dépannage sont de courtes durées mais peuvent être nombreuses.

Certains indicateurs de maintenance (pour en mesurer son efficacité) prennent en compte le problème du dépannage. Ainsi, le dépannage peut être appliqué par exemple sur des équipements fonctionnant en continu dont les impératifs de production interdisent toute visite ou intervention à l'arrêt.

b. La réparation:

Intervention définitive et limitée de maintenance corrective après panne ou défaillance. L'application de la réparation peut être décidée soit immédiatement à la suite d'un incident ou d'une défaillance, soit après un dépannage, soit après une visite de maintenance préventive conditionnelle ou systématique.

Remarque : la réparation correspond à une action définitive. L'équipement réparé doit assurer les performances pour lesquelles il a été conçu.

II-3-2. La maintenance préventive

II-3-2-1. Définition

La maintenance est effectuée selon des critères prédéterminés, dont l'objectif est de réduire la probabilité de défaillance d'un bien ou la dégradation d'un service rendu. Elle doit permettre d'éviter les défaillances des matériels en cours d'utilisation.

II-3-2-2. Les opérations de maintenance préventive

a. Les inspections:

Ce sont des activités de surveillance consistant à relever périodiquement des anomalies et exécuter des réglages simples ne nécessitant pas d'outillage spécifique, ni d'arrêt de l'outil de production ou des équipements.

b. Les visites:

Ce sont des opérations de surveillance qui, dans le cadre de la maintenance préventive systématique, s'opèrent selon une périodicité déterminée. Ces interventions correspondent à une liste d'opérations définies préalablement qui peuvent entraîner des démontages d'organes et une immobilisation du matériel. Une visite peut entraîner une action de maintenance corrective.

c. Les contrôles :

Ils consistent à des vérifications de conformité par rapport à des données préétablies suivies d'un jugement.

Le contrôle peut:

- Comporter une activité d'informations
- Inclure une décision : acceptation, rejet, ajournement
- Déboucher comme les visites sur des opérations de maintenance corrective

Les opérations de surveillance (contrôles, visites, inspections) sont nécessaires pour maîtriser l'évolution de l'état réel du bien. Elles sont effectuées de manière continue ou à des intervalles prédéterminés ou non, calculés sur le temps ou le nombre d'unités d'usage.

Conclusion

Les différentes méthodes d'installations, de dimensionnement et de maintenance d'un système PV autonome ont fait l'objet de ce chapitre. Les principes de fonctionnement et le rôle de chaque composant d'un système PV ont été aussi présentés. Cette étude est d'une importance capitale et ainsi permet d'aborder le prochain chapitre (but de ce travail) consacré à l'étude et à l'analyse des défaillances des SPV.

CHAPITRE III : ETUDE ET ANALYSE DES DEFAILLANCES DES SYSTEMES PV

Introduction

Ce chapitre se consacre à l'étude et à l'analyse des défaillances des SPV. Dans un premier temps, la méthodologie de recherche et celle d'analyse adoptées seront présentées. Dans un second temps, les composants défaillants et leurs niveaux de récurrence seront déterminés. Ensuite une synthèse des résultats, une proposition d'un planning de maintenance et des recommandations seront présentées.

III-1. Méthodologie

III-1-1. Présentation de Bonergie

Ce travail a été fait avec la collaboration de l'entreprise Bonergie à Ziguinchor. En effet, nous avons séjourné trois mois au sein de l'entreprise. Ce séjour a permis de collecter des données relatives aux défaillances des SPV et de mieux connaître cette structure d'accueil (Bonergie).

BONERGIE SARL est une société anonyme à responsabilité limitée. Elle a un capital de 1.000.000 F CFA. Son siège social se situe au Lotissement Stade LSS et immatriculée au Registre de Commerce sous le numéro SN DKR 2011 B 2042. Elle est représentée par sa Gérante Madame Gabrielle SCHWARZ et est opérationnelle depuis 2010 dans 4 bureaux régionaux (Dakar, Tambacounda, Louga et Ziguinchor) avec 35 employés. Ses activités sont orientées dans les secteurs ruraux comme le montrent les points suivants :

- Focus sûr les régions rurales non électrifiées
- Solutions décentralisées pour l'usage productive en combinaison avec des financements flexibles "Pay to-own"
- Groupe cible: Petit et moyen entreprise, Cultivateurs, Coopératives, Institutions
- Nos produits peuvent générer des revenus et créent des emplois dans le monde rural
- Plus que 1000 Installations

III-1-2. Campagnes de collecte de données

Pour bien mener ce travail, la méthode suivante a été adoptée:

- Un séjour de trois mois en entreprise (Bonergie à Ziguinchor) ;
- Une participation à des campagnes d'installations, de dimensionnement et de maintenance ;
- La mise en place d'une base de données relative aux défaillances ;
- Une analyse et un traitement de ces données ;

Lors de ce séjour, 26 installations photovoltaïques dont 16 systèmes de pompage (SPVP) et 10 systèmes d'électrification (SPVE) ont été étudiés. Ces installations sont ensuite classifiées selon leur site, leur type et leur taille. Ce classement permettra ainsi d'élaborer une méthodologie d'analyse et d'interprétation des données.

La liste des 10 installations de SPVE est présentée dans le tableau 4 suivant. Ce tableau montre les noms des villages des différents sites d'installations, le type et la taille de chaque système.

Tableau 4: Liste des installations de SPVE

Site	Type	Taille
Mlomp Kofone	Electrification	1 PV 100W/24V /2Batt/55Ah/12V
Enampor	Electrification	2 PV 500W/24V /2Batt/200Ah/12V
Bailla	Electrification	1 PV 100W/24V /2Batt/55Ah/12V
Diana	Electrification	1 PV 100W/24V /2Batt/55Ah/12V
Dodé (Affiniam)	Electrification	1 PV 100W/24V /2Batt/55Ah/12V
Oussouye	Système froid	2 PV 500W/24V /2Batt/220Ah/12V
Loudia Diola	Electrification	1 PV 100W/24V /4Batt/26Ah/12V
Kandé	Electrification	1 PV 100W/24V /2Batt/40Ah/12V
Seleky	Electrification	2 PV 500W/24V /4Batt/150Ah/12V
Médina	Electrification	3 PV 450W/24V /4Batt/100Ah/12V

De même celle des installations des SPVP est présentée dans le tableau 5 ci-dessous. Le tableau présente les sites des installations, leur type, leur taille et les différentes pompes. Il faut remarquer que la majorité des pompes utilisées par l'entreprise sont de type Lorentz.

Tableau 5: Liste des installations de SPVP

Sites	Type	Taille	Pompes
Kakène	Pompage solaire	4 PV/1040W	Lorentz PS600
Kabrousse	Pompage solaire	2 PV/500W	Lorentz PS150
Diagong	Pompage Solaire	5 PV/1300W	Lorentz PS600
Tending	Pompage Solaire	8 PV amorphes/976W	Lorentz PS600
Sindone	Pompage Solaire	3 PV/780W	Lorentz PS600
Adéane	Pompage Solaire	3 PV/780W	Lorentz PS600
Djibonker	Pompage Solaire	6 PV/900W	Lorentz PS600
Djibélor	Pompage Solaire	4 PV/1000W	Lorentz PS600
Barakabanao	Pompage Solaire	8 PV amorphes/976W	Lorentz PS600
Affiniam	Pompage Solaire	8 PV amorphes/976W	Lorentz PS600
Sansankoto	Pompage Solaire	20 PV/5000W	Grundfos RS1800
Birkamending	Pompage Solaire	8 PV amorphes/976W	Lorentz PS600
Sindone	Pompage Solaire	3 PV/780W	Lorentz PS600
Tivaouane	Pompage Solaire	8 PV/800W	Lorentz PS600
Mlomp	Pompage Solaire	12 PV/1200W	Lorentz PS1200
Loudia 1	Pompage Solaire	12 PV/1200W	Lorentz PS1800

III-1-3. Méthodologie d'analyse

La démarche peut être résumée par l'organigramme présenté par la figure III.1 ci-dessous.

En effet, une campagne de collecte de données puis une classification en SPVE et SPVP seront menées. L'analyse des défaillances des systèmes et celles des composants seront présentées. Les différentes causes et les niveaux de récurrence de chaque type de panne seront aussi déterminés.

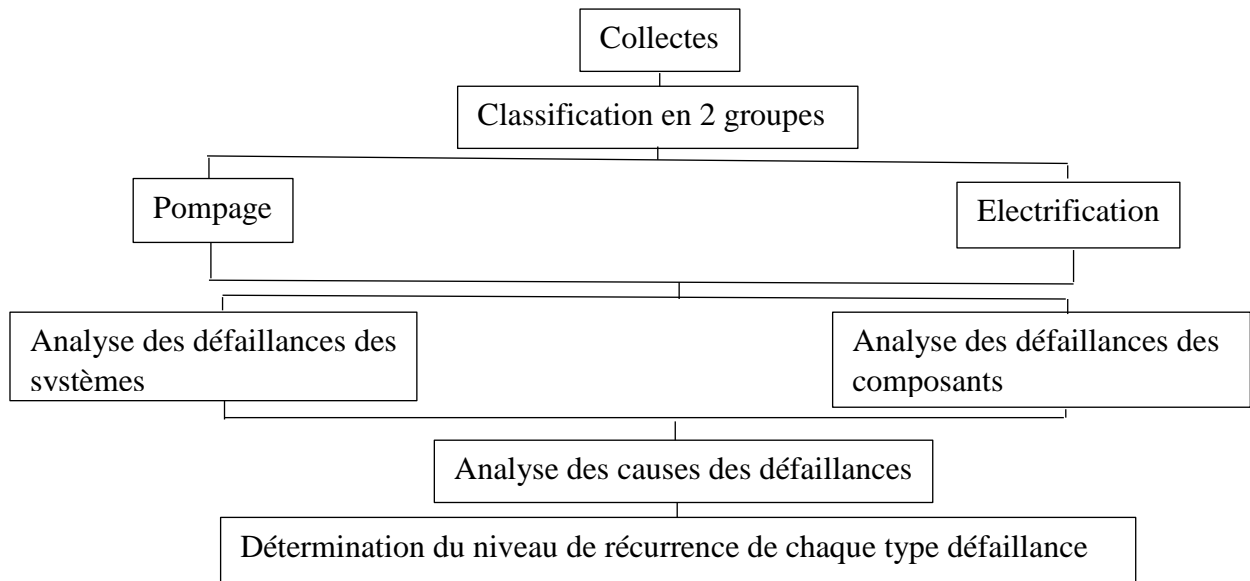


Figure III.1 : Organigramme d'analyse

Pour le calcul des fréquences des pannes, la formule (3.1) suivante sera utilisée aussi pour les SPVE que pour ceux des SPVP.

$$f_i = \frac{f_{xi} \times 100}{\sum f_{xi}} \text{ en } (\%) \quad (3.1)$$

Avec f_i = la fréquence en pourcentage du type de panne

f_{xi} = le nombre de fois d'apparition du type de panne et $\sum f_{xi}$ = le nombre total des pannes

III-2. Analyse des défaillances des SPVE

III-2-1. Les défaillances

Les principales défaillances d'un SPV pour l'électrification sont liées aux différents composants du système et sont présentées dans le tableau 6 ci-dessous. En effet, les MPV, les onduleurs, les régulateurs et les batteries sont les composants d'un SPVE.

Tableau 6 : Les composants d'un système PV et leurs défaillances

	Modules PV	Onduleurs	Régulateurs	Batteries
Les différentes défaillances des composants d'un système PV	Poussière	Surcharge	Surcharge	Manque d'entretien
	Intrusion humaine	Durée de vie atteinte	Durée de vie atteinte	Durée de vie atteinte
	Interconnexion dégradée	Inversion de polarité	Inversion de polarité	Surcharge
	Fissure	Intrusion humaine	Intrusion humaine	Intrusion humaine
	Ombrage	Humidité	Humidité	Humidité
	Nids d'insectes			Décharge profonde

Pour les installations étudiées, les composants défaillants sont présentés dans le tableau 7.

Tableau 7 : Les composants défaillants

Site	Type	Taille	Composants défaillants
Mlomp Kofone	Electrification	1 PV 100W/24V /2Batt/55Ah/12V	batteries
Enampor	Electrification	2PV 500W/24V /2Batt/200Ah/12V	onduleur
Bailla	Electrification	1 PV 100W/24V /2Batt/55Ah/12V	régulateur
Diana	Electrification	1 PV 100W/24V /2Batt/55Ah/12V	onduleur
Dodé (Affiniam)	Electrification	1 PV 100W/24V /2Batt/55Ah/12V	PV
Oussouye	Système froid	2 PV 500W/24V /2Batt/220Ah/12V	onduleur
Loudia Diola	Electrification	1 PV 100W/24V /4Batt/26Ah/12V	batteries
Kandé	Electrification	1 PV 100W/24V /2Batt/40Ah/12V	batteries
Seleky	Electrification	2 PV 500W/24V /4Batt/150Ah/12V	régulateur
Médina	Electrification	3 PV 450W/24V /4Batt/100Ah/12V	batteries

Pour l'analyse et l'interprétation des défaillances, nous avons tracé les histogrammes ci-après.

La figure III.2 ci-dessous présente les niveaux de récurrence des défaillances des composants du système.

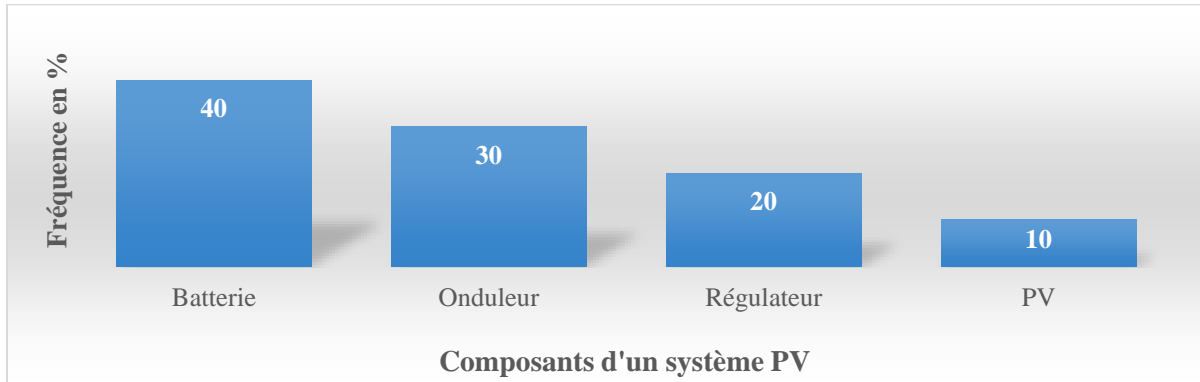


Figure III.2: Histogramme de fréquence des défaillances des composants d'un SPVE

Il faut noter que les principales défaillances d'un SPVE entraînant son dysfonctionnement au cours de son cycle de vie sont dues majoritairement à une panne des batteries (40%). La panne des onduleurs est de 30% et celle des régulateurs est de 20%. Les modules PV ont une fréquence de pannes de 10%. On remarque que les MPV sont les composants les plus résistants.

La figure III.3 suivante montre la récurrence des défaillances des modules PV.

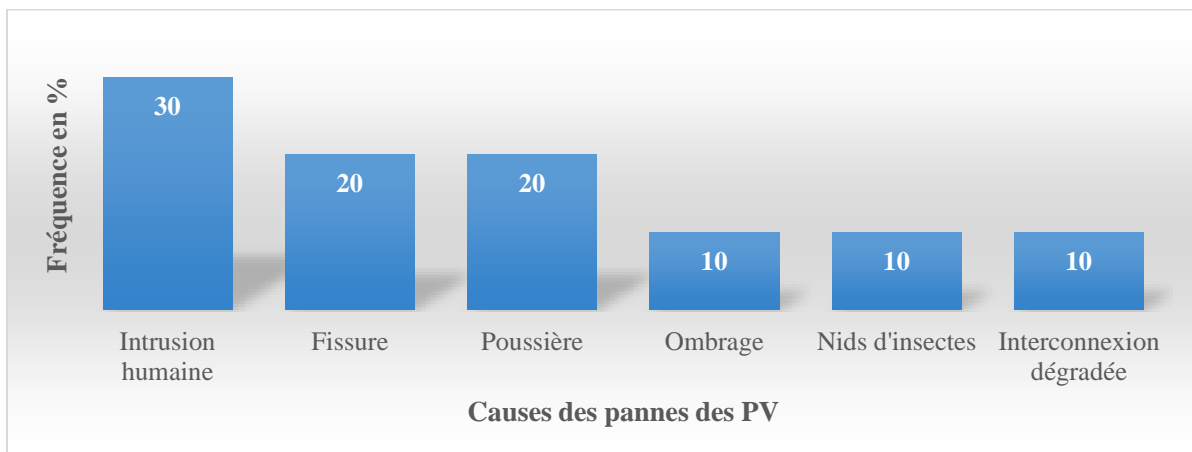


Figure III.3: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances des modules PV

Les résultats montrent que les dysfonctionnements des modules PV sont dus majoritairement à une intrusion humaine (30%). Les poussières et les fissure représentent chacune 20% des défaillances des modules. L'ombrage, les nids d'insectes et les interconnexions dégradées impactent sur la performance des module avec une fréquence de 10% chacune.

Les récurrences des défaillances des onduleurs & régulateurs sont présentées dans la figure III.4 suivante.

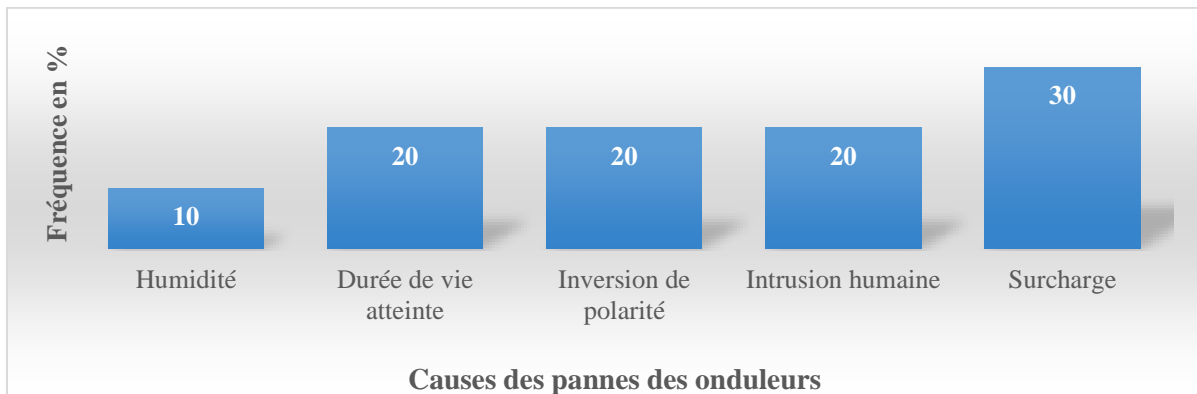


Figure III.4: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances des onduleurs

Il faut remarquer que les principales défaillances des onduleurs & régulateurs au cours de leur fonctionnement sont dues majoritairement à une surcharge (30%). L'intrusion humaine, l'inversion de polarité l'atteinte de la durée de vie ont une fréquence de 20% chacune comme le montre le l'histogramme et l'humidité avec une fréquence de 10%.

En ce qui concerne les pannes des batteries, la figure III.5 ci-dessous montre leur récurrence.

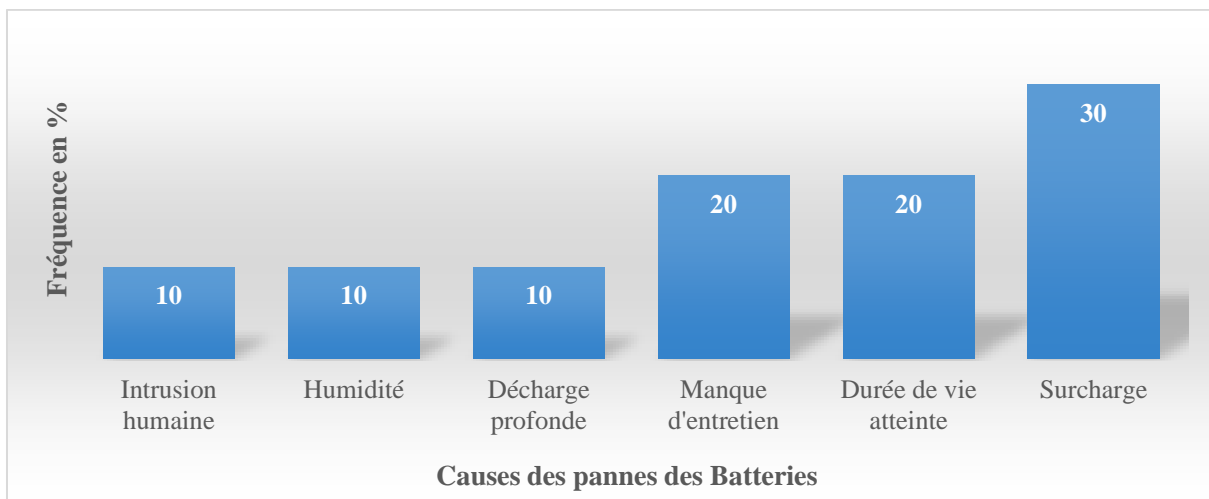


Figure III.5: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances des batteries

Les résultats montrent que les fréquentes défaillances des batteries durant leur cycle de vie ou leur état de fonctionnement sont dues majoritairement à une surcharge (30%). Les 20% représentent le manque d'entretien des batteries ou l'atteinte de leur durée de vie. On voit que 10% des défaillances est soit l'intrusion humaine soit l'inversion de polarité ou l'humidité.

III-2-2. Les causes

De manière générale, les plus fréquentes causes des défaillances d'une installation PVE sont : la foudre, la surcharge, l'intrusion humaine et l'inversion de polarité.

Le tableau 8 suivant présente les causes des défaillances des installations PVE étudiées.

Tableau 8: Les causes des défaillances

Site	Type	Taille	Composants défaillants	Causes
Mlomp Kofone	Electrification	1 PV 100W/24V 2Batt/55Ah/12V	batteries	durée de vie atteinte
Enampor	Electrification	2PV 500W/24V 2Batt/200Ah/12V	onduleur	foudre
Bailla	Electrification	1 PV 100W/24V 2Batt/55Ah/12V	régulateur	surcharge
Diana	Electrification	1 PV 100W/24V 2Batt/55Ah/12V	onduleur	durée de vie atteinte
Dodé(Affiniam)	Electrification	1 PV 100W/24V 2Batt/55Ah/12V	PV	Intrusion humaine
Oussouye	Système froid	2 PV 500W/24V 2Batt/220Ah/12V	onduleur	foudre
Loudia Diola	Electrification	1 PV 100W/24V 4Batt/26Ah/12V	batteries	Surcharge
Kandé	Electrification	1 PV 100W/24V 2Batt/40Ah/12V	batteries	foudre
Seleky	Electrification	2 PV 500W/24V 4Batt/150Ah/12V	régulateur	surcharge
Médina	Electrification	3 PV 450W/24V 4Batt/100Ah/12V	batteries	foudre

Leur niveau de récurrence est expliqué dans la figure III.6 ci- dessous.

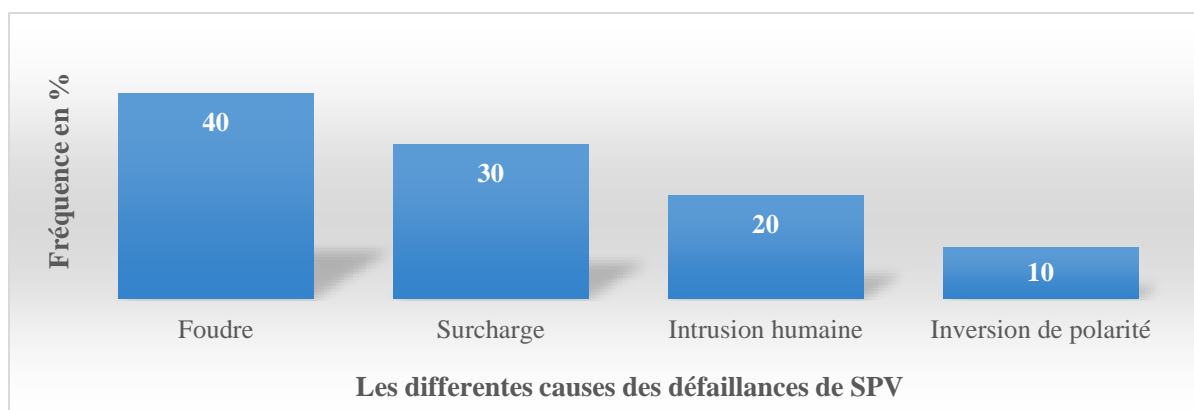


Figure III.6: Histogramme des niveaux de récurrence des causes des défaillances des SPVE

Il faut noter que les principales causes de dysfonctionnement d'un SPV au cours de son cycle de vie sont dues majoritairement à la foudre (40%). La surcharge est aussi très récurrente avec 30% des causes. On remarque que l'intrusion humaine est de 20% et l'inversion de polarité qui est de 10%.

III-2-3. Solutions proposées

Les solutions sont proposées en fonction de la panne et sont présentées dans le tableau 9 suivant. En effet, certains composants sont complètement endommagés et nécessitent un changement.

Tableau 9: Les solutions proposées

Site	Type	Taille	Composants défaillants	Causes	Solutions proposées
Mlomp Kofone	Electrification	1 PV/2Batt/55Ah/12V 100W/24V	batteries	durée de vie atteinte	Changement des batteries
Enampor	Electrification	2PV/2Batt/200Ah/12V 500W/24V	onduleur	surcharge	réparation
Bailla	Electrification	1 PV/2Batt/55Ah/12V 100W/24V	régulateur	surcharge	Changement du régulateur
Diana	Electrification	1 PV/2Batt/55Ah/12V 100W/24V	onduleur	durée de vie atteinte	Changement d'onduleur
Dodé (Affiniam)	Electrification	1 PV/2Batt/55Ah/12V 100W/24V	PV	Intrusion humaine	Changement du PV
Oussouye	Système froid	2PV/2Batt/220Ah/12V 500W/24V	onduleur	surcharge	Changement d'onduleur

Loudia Diola	Electrification	1 PV/4Batt/26Ah/12V 100W/24V	batteries	Manque d'entretien	réparation
Kandé	Electrification	1 PV/2Batt/40Ah/12V 100W/24V	batteries	surcharge	Changement des batteries
Seleky	Electrification	2PV/4Batt/150Ah/12V 500W/24V	régulateur	surcharge	réparation
Médina	Electrification	3PV/4Batt/100Ah/12V 450W/24V	batteries	surcharge	Changement des batteries

III-3. Analyse des systèmes photovoltaïques pour le pompage (SPVP)

III-3-1. Les défaillances

Le tableau 10 ci-dessous présente les principales défaillances d'une installation photovoltaïque pour le pompage sont classées dans.

Tableau 10 : Les composants d'un SPVP et leurs défaillances.

	Pompe	Contrôleur	Sondes	Tuyaux
Les différentes défaillances des composants d'un SPVP	Ensablement	Affichage défectueux	Blocage du flotteur	Fuite d'eau
	Blocage du moteur	Déconnexion	Blocage de la sonde	Oxydation
	Surtension	Surtension		Connexion défectueuse

Les défaillances des SPVP, leurs causes et les solutions proposées sont présentées ci-dessous.

Tableau 11: Les défaillances, causes et solutions proposées

Sites	Type	Taille	Panne	Causes	Diagnostic	Solutions
Kakène	Pompage solaire PS600	4 PV 1040W	Contrôleur grillé	La foudre	Contrôleur Multimètre	Changement de la pompe
Kabrousse	Pompage solaire PS150	2PV 500W	Flotteur	saleté	Constat Contrôleur Multimètre	Changement du flotteur
Diagong	Pompage Solaire PS600	5PV 1300W	Claquage du coude de la pompe	Vannes fermées	constat	Réfection du coude
Tending	Pompage Solaire PS600	8PV/40V amorphes	Contrôleur grillé	La foudre	Contrôleur Multimètre	réparation
Sindone	Pompage Solaire PS600	3PV 780W	Ensablement de la pompe	Affaissement du puits	constat	Nettoyage de la pompe Mise à niveau du puits
Adéane	Pompage Solaire PS600	3PV 780W	Surtension	Disfonctionne ment de la pompe	Constat Contrôleur Multimètre	Réparation
Djibonker	Pompage Solaire PS600	6PV 900W	Contrôleur grillé	La foudre	Contrôleur Multimètre	réparation
Djibélor	Pompage Solaire PS600	1000W	Blocage du flotteur	Saleté	Contrôleur Multimètre	Changement du flotteur
Barakabanao	Pompage Solaire PS600	8 PV amorphe 976 W	Contrôleur grillé	La foudre	Contrôleur Multimètre	Changement de contrôleur
Affiniam	Pompage Solaire PS600	8 PV amorphes 976 W	Blocage de la pompe	Ensablement	Constat Contrôleur Multimètre	Réparation & Entretien
Sansankoto	Pompage Solaire PS1800	20PV 5000W	Oxydation du tube de refoulement	La rouille	Constat Contrôleur Multimètre	Réparation & Entretien

Birkamending	Pompage Solaire PS600	8PV amorphes 976W	Blocage de la sonde	Saleté	Constat Contrôleur Multimètre	Changement par un flotteur
Sindone	Pompage Solaire PS600	3PV 780W	Détachement du tuyau de refoulement	Forte pression de l'eau	Constat Contrôleur Multimètre	Réparation & Entretien
Tivaouane	Pompage Solaire PS600	8 PV 800W	Blocage de la pompe	Ensablement	Constat Contrôleur Multimètre	Réparation & Entretien
Mlomp	Pompage Solaire PS1200	12 PV 1200W	Blocage de la sonde	Saleté	Constat Contrôleur Multimètre	Changement par un flotteur
Loudi 1	Pompage Solaire PS1800	12 PV 1200 W	Contrôleur grillé	La foudre	Contrôleur Multimètre	réparation

Cette classification de ces différentes défaillances permet ainsi de tracer des histogrammes des niveaux de récurrences de chaque type pannes entraînant un dysfonctionnement du système pompage photovoltaïque. En effet, la figure III.7 ci-dessous montre les niveaux de récurrence des défaillances liées aux composants.

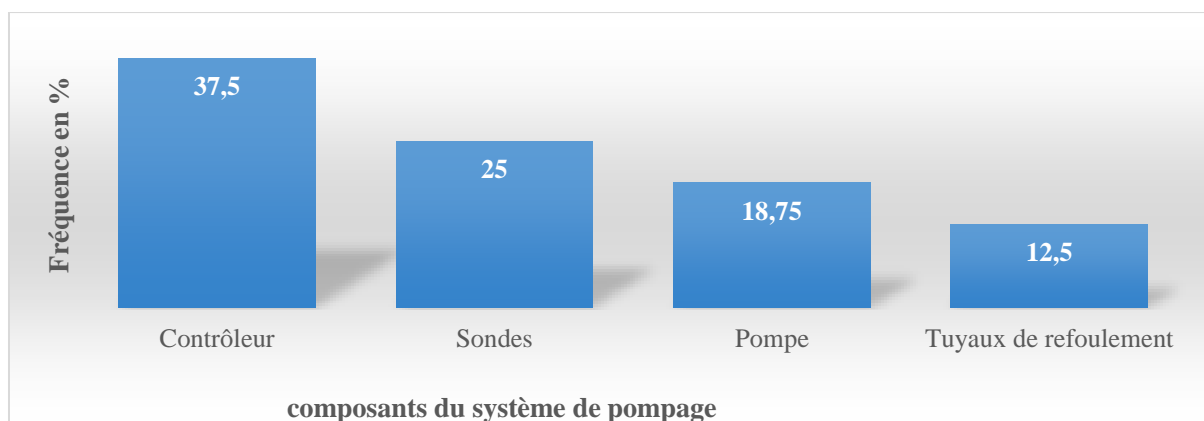


Figure III.7: Histogramme de récurrence des défaillances des composants d'un SPVP

Ces résultats montrent que les principales défaillances d'une installation d'un SPVP au cours de son cycle de vie sont majoritairement dominées par une panne du contrôleur avec 37,5%. Une panne des sondes (flotteur et sonde) est de 25%, celle de la pompe 18,75%. La défaillance des tuyaux de refoulement représente 12,5% des dysfonctionnements.

Ainsi les différents types de pannes de la pompe sont présentés par la figure III.8 ci-dessous

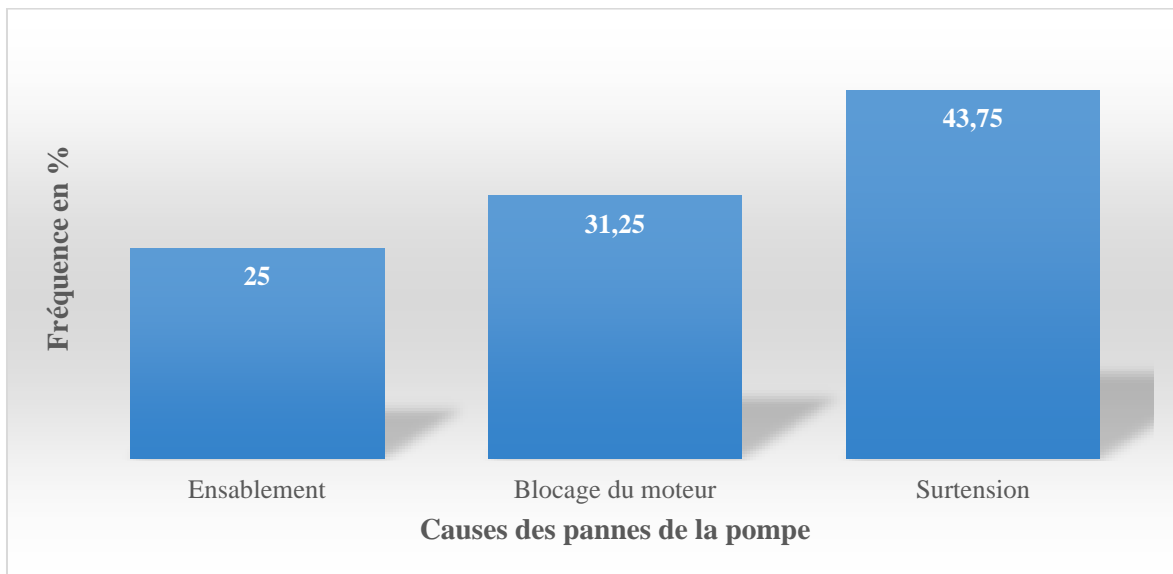


Figure III.8: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances de la pompe

Il est à noter que les fréquents dysfonctionnements d'une pompe solaire au cours de son cycle de vie sont en majorité dus à une surtension (43,75%). De même le blocage du moteur (31,25%) et l'ensablement (25%) sont souvent rencontrés.

Les défaillances du contrôleur sont présentées par la figure III.9 ci-dessous.

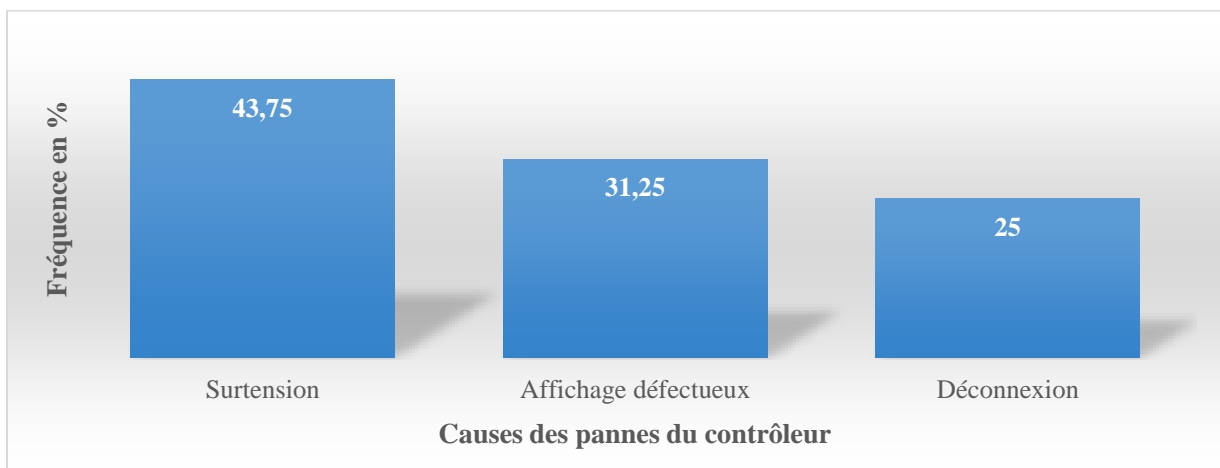


Figure III.9: Histogramme des niveaux de défaillances du contrôleur

On remarque que différentes pannes du contrôleur sont majoritairement dues à une surtension (43,75%). L'affichage défectueux (31,25%) et une déconnexion des câbles (25%) sont aussi fréquents.

Les défaillances des sondes de la pompe sont présentées par la figure III.10 suivante.

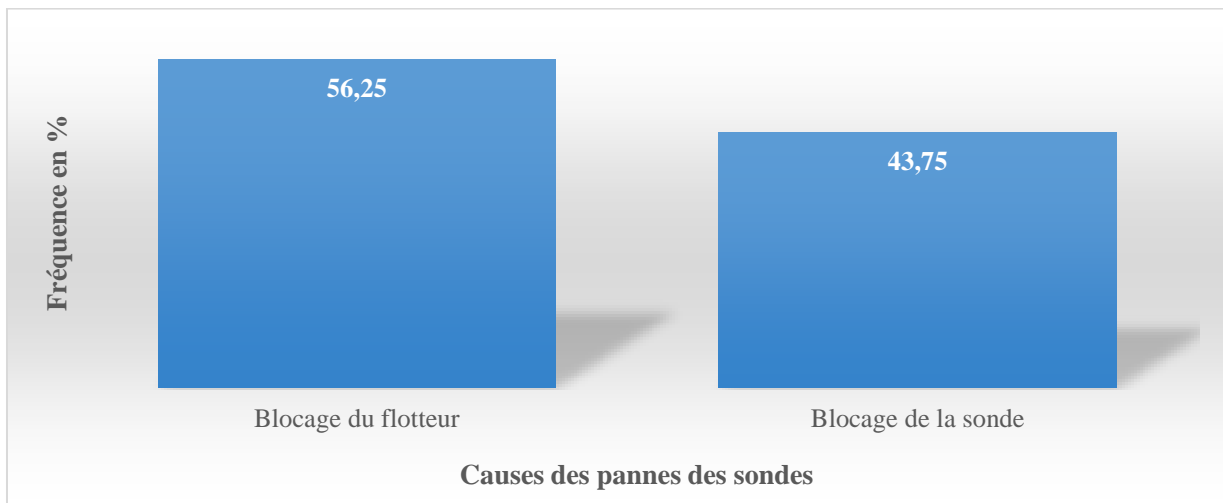


Figure III.10: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances des sondes

Les résultats montrent que les défaillances des sondes de la pompe solaire au cours de son cycle de vie sont entraînées majoritairement par un blocage du flotteur (56,25%). On note également une fréquence élevée du blocage de la sonde (43,75%).

La figure III.11 ci-dessous montre les niveaux de récurrence des défaillances des tuyaux.

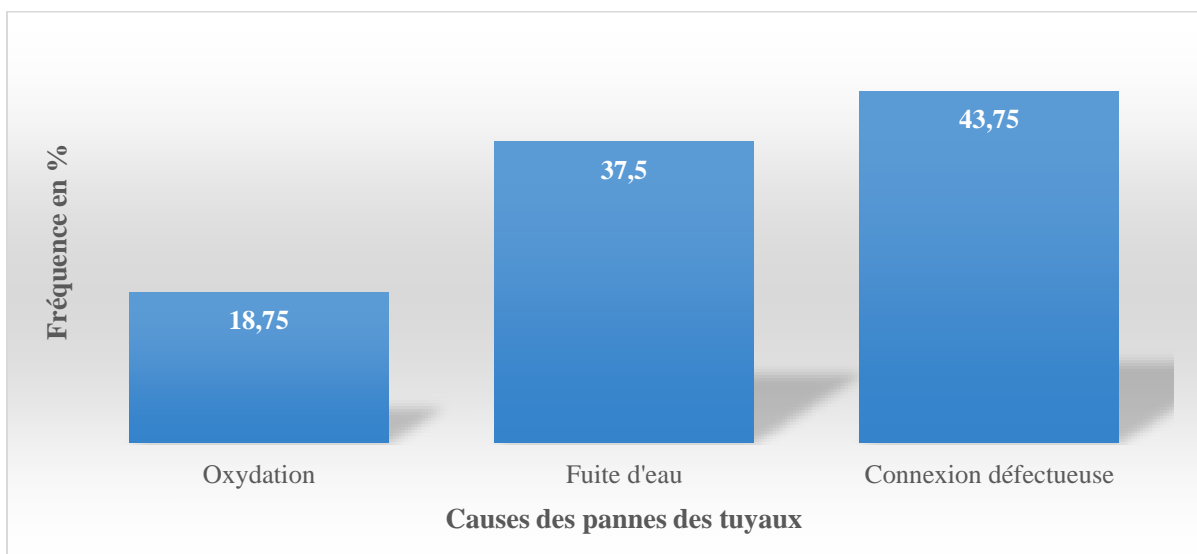


Figure III.11: Histogramme des niveaux de récurrence des défaillances des tuyaux.

Il faut noter que les principales défaillances des tuyaux de refoulement sont majoritairement dues à une connexion défectueuse (43,75%). La fuite d'eau (37,5%) et l'oxydation (18,75%) impactent fortement.

III-3-2. Les causes

Les principales causes des défaillances d'une installation photovoltaïque pour le SPVP sont les suivantes: la foudre, la saleté, l'affaissement du puits, un contrôleur défectueux et la rouille. En effet, le tableau 8 précédent présente ces causes.

Leur niveau de récurrence des principales causes est présenté dans la figure III.12 suivante.

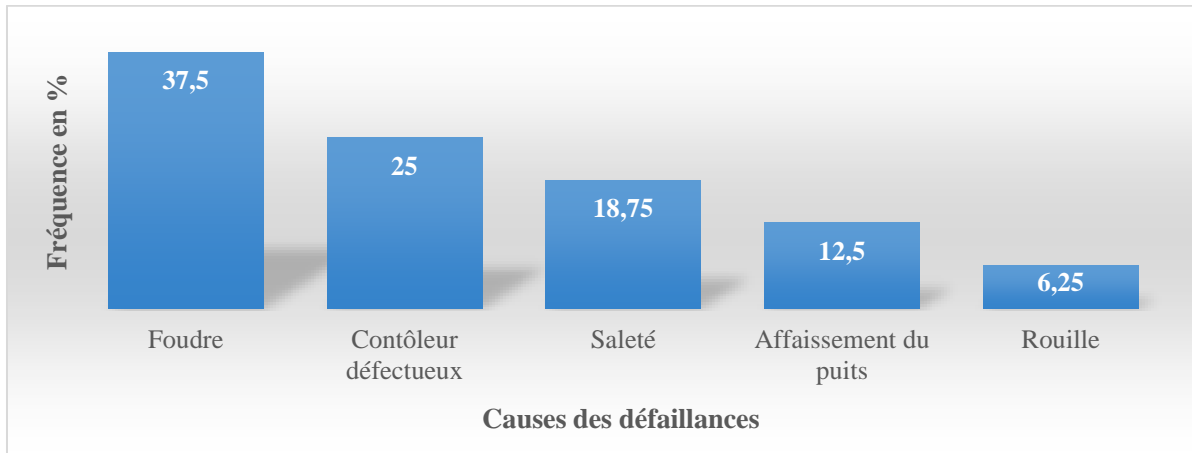


Figure III.12: Histogramme de récurrence des causes des défaillances d'un SPVP

Ces résultats montrent que les principales causes des dysfonctionnements d'un SPVP sont dues majoritairement à la foudre (37,5%). Un contrôleur défectueux représente 25% des causes et la saleté représente 18,75%. L'affaissement du puits est de 12,5% et la rouille est de 6,25%.

III-3-3. Solutions proposées

Pour les SPVP étudiés, les solutions proposées sont présentées dans le tableau 11 cité plus haut. Ces solutions sont en fonction de la panne qui impose un changement ou une réparation.

III-4. Synthèse

Globalement les installations des SPVE étudiées sont des champs comprises entre 100W et 600W. Celles des SPVP étudiées ont une taille comprise entre 500W et 5000W.

Les résultats montrent que la récurrence des défaillances pour un SPVE est déterminée selon le composant défaillant. En effet, 40% des dysfonctionnements du système sont dus à une panne des batteries ; 30% représente celle des onduleurs ; 20% celle des régulateurs et 10% celle des modules PV. A partir de ces résultats, il faut noter que les batteries sont plus fragiles pour une installation d'un SPVE. Les dispositifs électroniques de conversion (onduleur et régulateur) ont une vulnérabilité proche des batteries.

Pour la récurrence des pannes de chaque composant du système il faut remarquer que :

- Modules PV : 30% représente l'intrusion humaine et 20% celle des fissures et des poussières.
- Onduleurs : 30% est due à une surcharge ; 20% à l'atteinte de la durée de vie ou celle d'une intrusion humaine
- Batteries : 30% est due à une surcharge ; 20% à un manque d'entretien ou celle d'intrusion humaine et celle d'une durée de vie atteinte.
- Régulateurs : 30% est due à une surcharge ; 20% à l'atteinte de la durée de vie et celle d'une intrusion humaine

Généralement les causes de ces défaillances sont en majorité la foudre (40%) ; la surcharge (30%) ; l'intrusion humaine (20%) et l'inversion de polarité (10%).

En ce qui concerne les SPVP les défaillances sont en fonction des composants du système. Il faut noter que 37,5% est due à une panne des contrôleurs ; 25% à celle des sondes ; 18,75% à celle de la pompe et 12.5% à celle des tuyaux de refoulement. Les résultats montrent que les contrôleurs sont plus fragiles pour un SPVP.

Parmi les récurrences des pannes de chaque composant du système, il faut noter que :

- Pompe solaire : la surtension représente 43,75% ; le blocage du moteur représente 31,25% et l'ensablement 25%. Donc pour la pompe la surtension est majoritaire suivie du blocage du moteur.
- Contrôleur : la surtension représente 43,75% ; l'affichage défectueux représente 31,25% et la déconnexion 25%. De même que pour la pompe, surtension occupe une position dominante.
- Sondes : 56,25% est due à un blocage des flotteurs et 43,75% à celui de la sonde de la pompe.
- Tuyaux de refoulement : la connexion défectueuse représente 43,75% ; la fuite d'eau représente 37,5% et l'oxydation 18,75%.

Les principales causes des défaillances des systèmes photovoltaïques pour le pompage (SPVP) sont la foudre (37,5%), la défection des contrôleurs (25%), la saleté (18.75%), l'affaissement du puits (12.5%) et la rouille (6.25%).

III-5. Recommandations de maintenance

De nos jours, la réputation d'un grand nombre d'installations photovoltaïques est ternie par manque d'assurance du suivi après-vente et/ou par manque de maintenance ou bien une maintenance mal planifiée.

D'où l'importance de cette étude qui a comme objectif général de contribuer au développement de la filière photovoltaïque. Ainsi pour assurer le fonctionnement optimal d'une installation photovoltaïque autonome à usage domestique, la recommandation des pistes de planification de la maintenance suivante s'avère intéressante:

- des campagnes de visite et d'inspection régulières et rapprochées,
- des campagnes de sensibilisation des acteurs de la filière,
- des séances de formation aux usagers (les bénéficiaires des installations),
- mise en place de pièces de rechange,
- installations des parafoudres dans les sites,
- nettoyage des modules pour éviter les poussières, l'ombrage et la saleté
- sécuriser les sites des installations
- élaboration d'un carnet d'entretien.

Tout comme un véhicule, l'installation photovoltaïque doit être associée à un carnet d'entretien qui va permettre de garder la traçabilité des différents évènements dont les interventions de maintenance. On retrouvera dans ce carnet:

- les relevés mensuels de la production électrique
- les incidents éventuels : baisse du rendement, alarmes, pannes, etc.
- les interventions de maintenance préventive ou correctives, les remplacements de matériels, etc.
- toute remarque utile au suivi technique de l'installation

Conclusion

Les recherches méthodologiques, l'étude et l'analyse de l'ensemble des différentes défaillances d'un SPV ont été présentées dans ce chapitre. Les composants défaillants du SPVE et ceux du SPVP ont été classifiés selon leur niveau de recurrence. Pour résumer, une synthèse fut élaborée. En fin une proposition des pistes de planification de la maintenance des SPV a été mise en place.

CONCLUSION GENERALE

Il est incontestable que l'énergie du soleil est l'énergie la plus répandue sur la planète, la plus abondante et la plus accessible de toutes les énergies dites renouvelables. Elle peut être consommée directement sur place pour les petites installations ou être produite par de grandes stations de plusieurs mégawatts (MW), et acheminée vers le consommateur via des réseaux de transport. L'utilisation de l'énergie solaire PV dans les sites isolés pour différentes applications tel que le pompage d'eau et l'électrification domestique présente un intérêt très important.

Cependant, cette technologie est aujourd'hui confrontée à un grand nombre de problèmes tels que la maintenance des SPV et le suivi après-vente. Beaucoup d'installations PV tombent en panne pendant longtemps sans réparation particulièrement en Afrique. Ce constat a beaucoup terni la réputation de la filière et constitue un blocage à son développement. En effet, on note une négligence du suivi après-vente et celle de la maintenance et/ou une maintenance mal planifiée. Le travail présenté dans ce mémoire apporte une contribution à l'amélioration du développement de la filière photovoltaïque. En effet, les informations relatives aux défaillances et leurs niveaux de récurrence seront mises à la disposition des acteurs de ce domaine. Ces informations leur permettront de prendre en charge la maintenance et leur donneront des pistes de planification de cette dernière.

Globalement, cette étude a apporté des informations nécessaires aux acteurs de la filière PV. Une base de données permettant la prise en charge de la maintenance sera mise à la disposition des acteurs. En effet, les résultats obtenus montrent que les batteries sont les composants les plus fragiles (40%) pour les SPVE. Les contrôleurs sont les composants les plus vulnérables (43.75%) pour les SPVP. Il faut remarquer que les principales causes des défaillances des systèmes photovoltaïques sont la foudre (40%), la surcharge (30%) et l'intrusion humaine (20%). Ainsi ce travail faciliterait la planification d'éventuelles maintenances de SPV autonomes.

Les perspectives de cette étude consisteront à :

- Une augmentation de la taille de l'échantillon pour une analyse plus représentative ;
- Une intégration dans l'étude du niveau de criticité des composants défaillants aussi bien pour l'électrification que pour le pompage ;
- L'introduction de la modélisation des niveaux de défaillances qui faciliterait la planification de la maintenance.

Références Bibliographiques

- [1] Mambrini T. « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies » Thèse de Doctorat Université Paris-Sud, pages 193, 2014
- [2] Mambrini T. « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies » Thèse de Doctorat Université Paris-Sud, pages 193, 2014
- [3] Benjellouli Z. « Contribution à la modélisation d'une cellule solaire » Mémoire de magistère université de Bechar, pages 94, 2009.
- [4] Belhadj M. « Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque autonome» Mémoire de Magister, Centre Universitaire De Bechar, pages 95, 2008.
- [5] Edition Masson « Les piles solaires, le composant et ces applications », 1985.
- [6] Borni A. « modélisation et commande des machines électrique » Thèse de magister, Université de Constantine, pages 145, 2009.
- [7] Royer J., Djiako T., Schiller E., Sy B. « Le Pompage Photovoltaïque » Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa, 1998.
- [8] Slama F. « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique » Mémoire de magister, Université Ferhat Abbas Sétif, 2011.
- [9] Larbi D. « Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque » Mémoire de Master Pro, Université Kasdi Merbah Ouargla, pages 44, 2017.
- [10] DEBILI N. « Etude et optimisation en environnement Matlab/Simulink d'un système de pompage photovoltaïque » Mémoire de magister, Université Constantine I, pages 93, 2015.
- [11] Ahmed G.E. « Photovoltaic powered rural zone family house in Egypt » Renewable Energy, no. 26, pp 379-390, 2002.
- [12] Royer J., Djako T. « Le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa, 1998.
- [13] BÉLANGER-GRAVEL J. « analyse technico-économique d'un système hybride éolien photovoltaïque en comparaison avec les systèmes photovoltaïque et éolien seuls » Maitrise en Sciences appliquées, Université de Montréal, pages 216, 2011.

[14] LORENTZ « Manual for Installation and Operation », 2014.

[15] Lasnier F., Ang G. « Photovoltaic Engineering Handbook », IOP Publishing Ltd, 1980.

[16] AFNOR, La Prédictive Maintenance Conditionnelle – La maintenance, 2018.

[17] CDER, Maroc. « Maintenance des Systèmes Solaires Photovoltaïques pour l’Eclairage Domestique », pages 104, 1995.