



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCEN

MEMOIRE

Présenté à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

MASTER EN PHYSIQUE

Spécialité : Physique Energétique et Energie renouvelables

Par :

Mr BOUALEM Habib

Sur le thème

Effets de la poussière et les conditions climatiques sur l'efficacité du système photovoltaïque dans les régions à climat semi-aride: Cas de la région de Tlemcen

Soutenu publiquement le 29 Juin 2021 à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr BIBI TRIKI Nacer Eddine	Professeur	Université de Tlemcen	Président
Mr BEY Mohammed	MCB	AMC Tipaza	Encadrant
Mme BENABADJI Batoul	MCB	Université de Tlemcen	Examinatrice
Mme RAHMOUN Khadidja	Professeur	Université de Tlemcen	Co-encadrant

Année Universitaire : 2020 ~ 2021

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

السَّلَامُ عَلَيْكُمْ وَرَحْمَةُ اللَّهِ وَبَرَكَاتُهُ

عن أبي هريرة رضي الله عنه أن رسول الله صلى الله
عليه وسلم قال :
(من سلك طريقا يلتمس فيه علما سهل الله له به
طريقا إلى الجنة)

صحيح الجامع

Remerciements :

شكر و تقدير

بسم الله الرحمن الرحيم

- ✦ Au début, Avant tout, Je remercie ALLAH, tout puissant de m'avoir donné la force, la patience, la volonté et le courage et la connaissance afin d'accomplir ce modeste travail.
- ✦ Tout d'abord, je remercie mes parents, frères et sœurs qui m'ont accompagné, aidé, soutenu et encouragé lors de la préparation de ce mémoire.
- ✦ Je tiens à exprimer ma plus profonde gratitude et mes remerciements particuliers à mon encadrer, Dr : BEY Mohammed, pour avoir abordé un sujet très intéressant et pour son encadrement efficace, ses précieux conseils et sa patience.
- ✦ Je remercie la Co-encadrer Pr. K. Rahmon pour son aide et ses conseils.
- ✦ Je remercie tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à accomplir ce travail.
- ✦ Mes respectueux remerciements à l'ensemble des membres du jury qui nous ont fait l'honneur en acceptant d'examiner ce travail.
- ✦ Je remercie aussi tous mes enseignants qui m'ont formé durant mon cursus universitaire.
- ✦ Je remercie tous mes enseignants et mes collègues de mon spécialité physique énergétique et énergie renouvelable.
- ✦ Je remercie tout les Jurys.
- ✦ Je remercie également M. Amara Sofiane pour son aide et ses conseils.

✦ H.Boualem

Dédicace:

اهداء

Je dédie ce travail :

- ✎ A, qui m'a encouragé et m'a aidé, à la personne la plus précieuse en cette présence « *Ma mère bien-aimée* ».
- ✎ A, qui m'a enseigné le sens de la lutte et m'a dirigé à ce que je suis « *Mon père bien-aimé* ».
- ✎ A mes frères et sœurs.
- ✎ A mon enseignant Dr : « *BEY Mohamed* ».
- ✎ A, qui travaillé avec moi dur pour terminer ce travail, à mes amis « *BAHADJ Abdelkader* » et « *BEN SOUILM Mohammed* ».

✎ *H.BOUALEM*



Sommaire

SOMMAIRE	ii
LISTE DES FIGURES	iv
LISTE DES TABLEAUX	v
LISTE DES ABRIVIATIONS	vi
INTRODUCTION GENERALE	01
Chapitre I: ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE.	
I.1. Introduction	03
I.2. Conversion photovoltaïque	03
I.2.1 Module photovoltaïque	03
I.2.2 Modèles mathématiques	05
I.3. Différents type de systèmes photovoltaïques	07
I.3.1 Système photovoltaïque connecté au réseau	07
I.3.2 Système PV en site isolé	09
I.4. Dégradation du module photovoltaïque	10
I.4.1 Principaux modes de dégradation	10
I.4.2 Moyens de détection de la dégradation	13
I.5. Conclusion	15
I.6. Références de chapitre I	16
Chapitre II : EFFETS DE LA POUSSIERE SUR L'EFFICACITE DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	
II.1 Introduction	18
II.2 Etat de l'art	18
II.3 Impacte de la poussière sur l'efficacité du système photovoltaïque	19
II.3.1 Définition de poussière	19
II.3.2 Facteurs influencent sur le dépôt de poussière	20
II.3.3 Types de poussières d'excitation utilisées dans les études expérimentales.....	20
II.3.4 Méthodes de nettoyage des poussières accumulées	21
II.3.5 Modèles mathématiques de l'impact de la poussière	22
II.3.6 Simulation par HOMER.....	24
II.4 Conclusion.....	26
II.5 Référencées du chapitre II.....	27

Chapitre III : ETUDE DE CAS: REGION DE TLEMCEN

III.1	Introduction	29
III.2	Présentation de la région étudiée	29
III.3	Etude expérimentale	29
IV.3.1	Détermination du taux de salissure	29
IV.3.2	Estimation de l'énergie électrique par HOMER	33
III.4	Résultats et discussions	36
III.5	Solutions proposées	38
III.6	Conclusion.....	39
III.6	Référence bibliographique Chapitre III	40
	CONCLUSION GENERALE	41

Listes des Figures

Chapitre I : ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE.

I.01	Structure d'une cellule photovoltaïque.	03
I.02	L'effet photovoltaïque	04
I.03	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.	04
I.04	Courbe courant -tension d'une cellule photovoltaïque	05
I.05	Schéma électrique équivalent du modèle à une diode.	06
I.06	Schéma électrique équivalent du module photovoltaïque à deux diodes.	06
I.07	Systèmes PV raccordés au réseau avec injection totale	08
I.08	Systèmes PV raccordés au réseau avec autoconsommation.	08
I.09	Système PV isolé sans stockage	09
I.10	Systèmes photovoltaïques isolé avec stockage	09
I.11	Différents composants du module photovoltaïque soumis à la dégradation	10
I.12	Module affecté par la corrosion.	11
I.13	Module photovoltaïque présentant une délamination	11
I.14	Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées	11
I.15	Dégradation de module photovoltaïque par des bris de verre	12
I.16	Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs	12
I.17	Bulle dans le module photovoltaïque	13
I.18	Image par électroluminescence des cellules dégradées	14

Chapitre II : EFFETS DE LA POUSSIERE SUR L'EFFICACITE DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

II.01	Facteurs influencent sur le dépôt de poussière	20
-------	--	----

Chapitre III : ETUDE DE CAS: REGION DE TLEMCEN.

III.01	Présentation du support et la dimension des pièces de verre	30
III.02	Balance électronique d'une précision de 10^{-4} g	30
III.03	Densité de poussière accumulée sur les pièces de verre	31
III.04	Effet de la poussière sur l'éclairement.	32
III.05	Effet de poussière sur l'éclairement pour chaque pièce.	32
III.06	Poussière accumulée et l'Humidité	33
III.07	Diminution de l'humidité et l'éclairement solaire par l'effet de poussière	34

III.08	Profil de charge horaire des mois d'étude Avril et Mai	34
III.09	Interface de la simulation HOMER.	36
III.10	Résultats de simulation pour l'éclairage sans poussière.	37
III.11	Impacte de la poussière sur éclairage et l'énergie photovoltaïque	37

Liste des Tableaux

Chapitre III : ETUDE DE CAS: REGION DE TLEMCEN.

III.01	Programme d'expérience	30
III.02	Caractéristiques du module CEM235P-60	35

Liste des abréviations

PV	Photovoltaic.	Photovoltaïque.
GHI	Global Horizontal Irradiation-	Irradiation horizontale globale-
MPP	Maximal Power Pointe.	Puissance Maximale Pointe.
DC	Direct Current.	Courant continu.
AC	Alternating current.	Courant alternatif.
STC	Standard Test Condition.	Condition d'essai standard.
EVA	Ethylene Vinyl Acetate.	Éthylène-acétate de vinyle.
PID	Potential Induced Degradation.	Dégradation induite potentielle.
UV	Rayon Ultra-Violets.	Rayonne Ultra-Violets.
EL	Imageries Par Electroluminescence.	Imageries Par Electroluminescence.
RMSE.	Root Mean Square Error.	Erreur quadratique moyenne.
SR	Soiling Ratio.	Taux de salissure.
HR	Relative Humidity.	Humidité relative.
HOMER	Hybrid Optimization Of Multiple Energy Resources.	Optimisation hybride de plusieurs ressources énergétiques.
τ_{Sale}	Soiling ratio	Taux de salissure

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE

En Algérie et dans le monde, la consommation d'électricité augmente de façon exponentielle [1]. La consommation d'énergie continue d'augmenter sous l'effet de la croissance économique et démographique. L'énergie reste un facteur important de développement social et économique. L'augmentation des prix du pétrole et l'impact de l'utilisation des ressources fossiles sur l'environnement ont rendu le problème de plus en plus grave. Aujourd'hui, diverses formes d'énergies renouvelables offrent une grande flexibilité et une certaine satisfaisance pour pallier les pénuries d'énergie. En Algérie un programme national est annoncé dans le but d'installer environ 22 Gigawatt d'énergie renouvelable, où les énergies photovoltaïque et éolienne ont beaucoup d'importance [1].

L'énergie photovoltaïque est confrontée à de nombreux problèmes qui l'empêchent d'augmenter sa productivité, notamment les conditions climatiques (température, vent, pluie et humidité) et l'accumulation de poussière sur les surfaces des modules photovoltaïques. La poussière est considérée comme l'un des obstacles à la productivité des systèmes photovoltaïques, en particulier dans les régions arides et semi-arides.

Le but de ce travail est d'étudier l'effet de la poussière et les paramètres climatiques sur le rendement du système photovoltaïque en climat semi-aride, où nous avons mené une étude de cas au niveau de la ville de Tlemcen. Notre travail est résumé dans ce mémoire qui est divisé en trois chapitres :

Dans le premier chapitre, nous présentons des généralités sur l'énergie photovoltaïque, le rayonnement solaire et les systèmes photovoltaïques. Nous abordons également les différents types de systèmes photovoltaïques et nous étudions profondément la dégradation des modules photovoltaïques, les principaux modes et méthodes de détection.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons l'effet de la poussière sur le rendement du générateur photovoltaïque, les facteurs influents sur le dépôt de la poussière et les méthodes de nettoyage. En plus, des modèles mathématiques de l'impact de poussière sont présentés.

Introduction générale

Le dernier chapitre concernant l'étude pratique de l'effet de poussière sur la production photovoltaïque dans la région de Tlemcen. Une étude expérimentale est réalisée pour étudier l'impact de la poussière sur la transmittance de verre. Par la suite une simulation par HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) est conduite pour estimer l'énergie photovoltaïque produite dans les deux cas: sans accumulation de poussière et avec accumulation de poussière. Ce travail s'achèvera par une conclusion générale.

Chapitre I

Energie photovoltaïque

I.1. Introduction

L'énergie solaire est l'une des énergies les plus essentielles de notre vie quotidienne. Elle est considérée comme une énergie 100% renouvelable car elle provient du soleil. Il est ainsi classé sous énergies pures et respectueux de l'environnement. Un système solaire photovoltaïque (PV) est un système qui permet de produire de l'énergie électrique à partir de la lumière du soleil. Dans ce chapitre, Nous donnerons un aperçu de l'énergie solaire et du système photovoltaïque.

I.2. Conversion photovoltaïque

I.2.1 Module photovoltaïque

Module photovoltaïque est le composant principal du système photovoltaïque. Il produit de l'électricité à partir de l'éclairement solaire.

I.2.1.1 Principe de fonctionnement

Une cellule photovoltaïque est un capteur constitué de matériaux semi-conducteurs capables d'absorber l'énergie lumineuse et de la convertir directement en courant électrique [1].

Comme voire dans la figure I.1 les rayonnements solaire est reçut sur la surface de module photovoltaïque se forme de photons les photons sont des particules élémentaire transporter l'énergie solaire, la cellule photovoltaïque absorbée ces photons et ces photons sont libérée des électrons consiste le matériau semi-conducteur, une fois ces charges sont libérées formant un courant continu (DC) à travers le matériau semi-conducteur. Ensuite, la circulation du courant génère une force électromotrice (emf) aux bornes du semi-conducteur, et correspond donc à un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. La figure I.1 illustre la structure d'une cellule photovoltaïque en silicium [1].

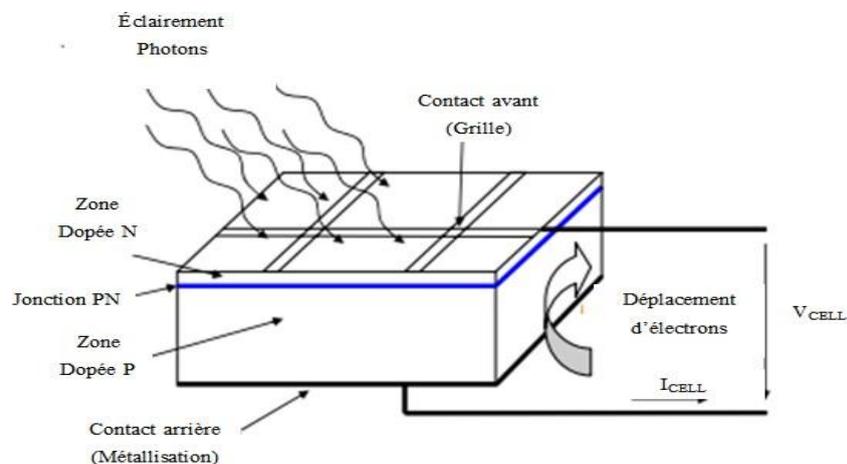


Figure I.1 Structure d'une cellule photovoltaïque [1]

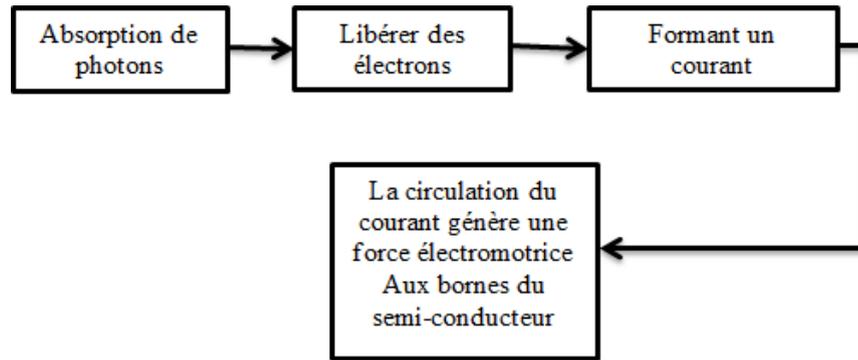


Figure I.2 L'effet photovoltaïque.

I.2.1.2 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Si l'on considère le cas simple d'une unité de jonction donneur-accepteur idéale qui reçoit un flux lumineux, elle peut être utilisée comme générateur de courant. Le schéma équivalent de la figure I.3 est représenté par une diode idéale installée en parallèle avec la source de courant [2].

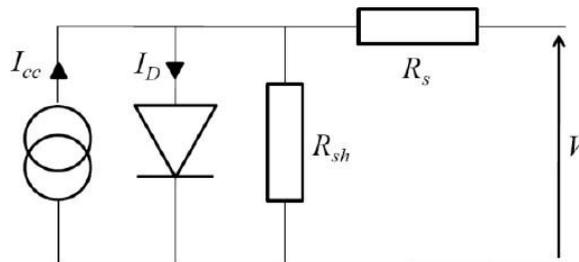


Figure I.3 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

R_s est la résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance de l'électrode et du matériau. La pente de la courbe $I(V)$ au point V_{co} représente l'inverse de la résistance série ($1/R_s$)[2].

R_{sh} est la résistance parallèle associée aux effets de bord et à la réorganisation du volume. La pente de la courbe $I(V)$ au point I_{cc} représente l'inverse de la résistance de shunt ($1/R_{sh}$)[2].

I.2.1.3 Caractéristiques de la cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont caractérisées par les paramètres de base suivants :

- Courant de court-circuit (I_{cc}): Il définit le nombre G de paires électron-trou générées qui passent par la jonction et les longueurs de diffusion (L_n et L_p) des électrons et les trous (L_n et L_p) ne sont pas recombinaisonnés, respectivement [3].

$$I_{cc} = q \cdot G(L_n + L_p) \quad (I.01)$$

Chapitre I: Energie photovoltaïque

- Tension en circuit ouvert (V_{co}) C'est la tension à laquelle la diode sombre ($I = 0$) fournit un courant égal au courant de court-circuit I_{cc} . Il est obtenu à partir de l'équation [3] :

$$V_{co} = \frac{kT}{q} \ln\left(\frac{I_{cc}}{I_0} + 1\right) \quad (I.02)$$

I_0 courant de saturation de la diode.

- Point de puissance maximale (P_{max}) c'est le point M (V_{opt} , I_{opt}) sur la figure (I.5), la consommation électrique de la charge est la plus importante.

$$P_{max} = V_{opt}I_{opt} \quad (I.03)$$

Avec V_{opt} : La tension optimale, et I_{opt} : Le courant optimale.

- Le rendement de conversion d'énergie. C'est le rapport de la puissance maximale générée et de la puissance du rayonnement solaire incident [3]

$$\eta = FF \cdot \frac{I_{cc}V_{co}}{P_0} = \frac{V_M \cdot I_M}{P_0} \quad (I.04)$$

- Le facteur de forme FF, il définit l'efficacité de la cellule solaire:

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{co} I_{cc}} \quad (I.05)$$

La figure I.4 montre la courbe courant-tension d'une cellule photovoltaïque et présente les principales caractéristiques.

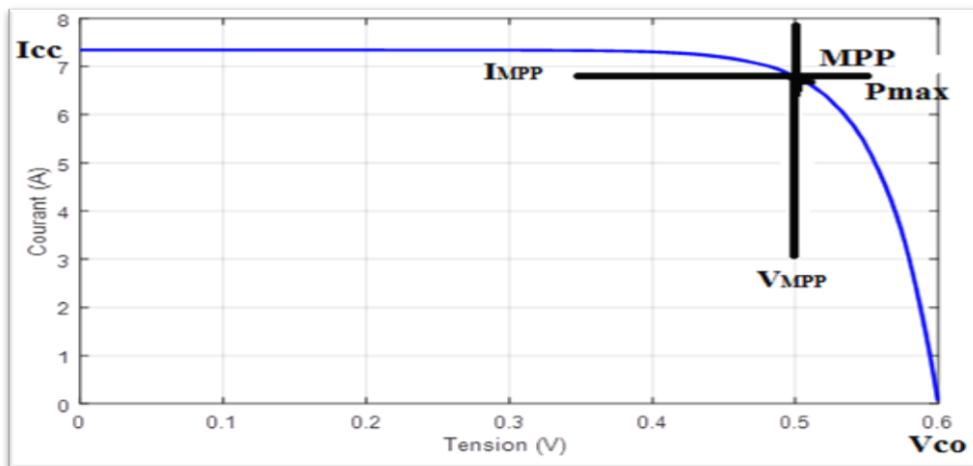


Figure I.4 Courbe courant -tension d'une cellule photovoltaïque.

I.2.2 Modèles mathématiques

De nombreux modèles mathématiques ont été développés dont le but d'obtenir des caractéristiques courant-tension pour l'analyse et l'évaluation des performances du système photovoltaïque [4].

Chapitre I: Energie photovoltaïque

I.2.2.1 Modèle à une diode

Le schéma équivalent du modèle comprend une source de courant qui simule la conversion du flux lumineux en énergie électrique. La résistance de shunt R_{sh} est le résultat de l'état de longueur périphérique de la surface de la batterie, une résistance série R_s représentant diverses résistances de contact et de connexion, et une diode de jonction PN simulée en parallèle [4].

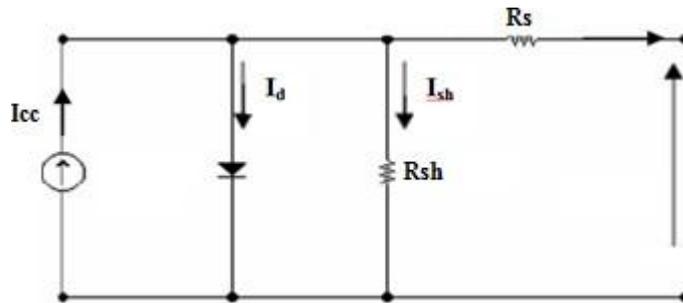


Figure I.5 Schéma électrique équivalent du modèle à une diode [4].

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{cc} - I_d - I_{Rsh} \quad (I.06)$$

I.2.2.2 Modèle à deux diodes

Le module photovoltaïque est représenté par son schéma électrique équivalent. Cette fois, nous avons deux diodes pour représenter le phénomène de polarisation de la jonction PN. Ces diodes symbolisent la recombinaison de porteurs minoritaires, d'une part à la surface du matériau, d'autre part dans le volume du matériau [4].

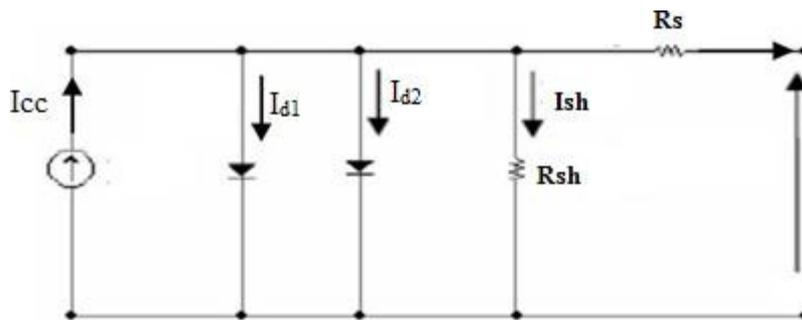


Figure I.6 Schéma électrique équivalent du module photovoltaïque à deux diodes [4].

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirchhoff

$$I_{pv} = I_{cc} - (I_{d1} + I_{d2}) - I_{Rsh} \quad (I.07)$$

Chapitre I: Energie photovoltaïque

I.2.2.3 Modèles en puissance du module photovoltaïque

Un modèle simplifié de la puissance maximale générée par un module photovoltaïque. Le modèle est lié à la température du module et au rayonnement solaire absorbé par le module photovoltaïque. La puissance produite du panneau photovoltaïque peut être calculé à partir de l'équation suivante [4]. :

$$P_v = \eta \cdot A \cdot N \cdot G \quad (I.08)$$

Avec :

A : la surface du module photovoltaïque (m^2).

G : l'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m^2).

N : le nombre des modules constituant le module photovoltaïque.

η : Le rendement instantané donné par l'équation suivante:

$$\eta = \eta_r \cdot (1 - \gamma(T_c - T_{stc})) \quad (I.09)$$

η_r : Le rendement de référence de module sous les conditions STC.

γ : Représente un coefficient de température, d'incrément de rendement quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($A/^\circ C$) (sous les conditions STC).

I.2.2.4 Modèle explicite

Le modèle nécessite des données sur quatre paramètres, à savoir le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit ouvert (V_{oc}), le courant maximal (I_m) et la tension maximale (V_m). La relation entre le courant I et la tension V est donnée par:

$$I = I_{cc} \left[1 - C_1 \left(\exp\left(\frac{V}{C_2 V_{oc}}\right) - 1 \right) \right] \quad (I.10)$$

Les constantes C_1 et C_2 sont évaluées au début de l'itération.

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \exp\left(\frac{-V_m}{C_2 V_{oc}}\right) \quad (I.11)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_m - 1}{V_{oc}}}{\ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}}\right)} \quad (I.12)$$

I.3. Déférénts type de systèmes photovoltaïques

I.3.1 Système photovoltaïque connecté au réseau

Le système photovoltaïque raccordé au réseau est tout d'abord un équipement de production destiné à générer de l'énergie électrique d'origine photovoltaïque, à alimenter d'autres réseaux alimentés par d'autres sources de production, et un équipement de production d'électricité à partir de machines électriques tournantes. Selon que l'énergie générée sur le site de production est consommée ou non, deux architectures de raccordement électrique peuvent être utilisées [5] :

Chapitre I: Energie photovoltaïque

I.3.1.1 Systèmes PV raccordés au réseau avec injection totale

La Figure I.7 montre le principe de fonctionnement de ces systèmes.

- Les générateurs photovoltaïques convertissent directement le rayonnement solaire en énergie électrique.
- L'onduleur photovoltaïque convertit le courant de sortie (courant continu DC) en un courant alternatif (AC) qui correspond aux caractéristiques du réseau électrique général.
- L'énergie produite est injectée totalement dans le réseau de distribution afin qu'elle puisse être utilisée dans les meilleures conditions économiques pour le produit [5].

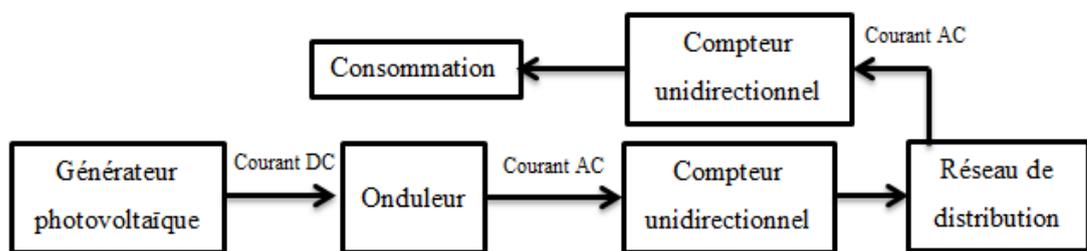


Figure I.7 Systèmes PV raccordés au réseau avec injection totale.

I.3.1.2 Systèmes PV raccordés au réseau avec autoconsommation

. Ce type de système photovoltaïque fonctionne comme avant, mais dans ce cas il sera connecté directement aux équipements électriques du site, voir Fig. I.08. L'énergie solaire est consommée par le récepteur utilisé. L'énergie solaire excédentaire est générée dans le réseau électrique [5].

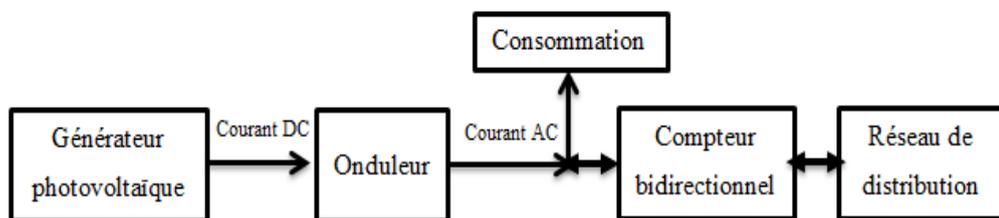


Figure I.8 Systèmes PV raccordés au réseau avec autoconsommation.

Chapitre I: Energie photovoltaïque

I.3.2 Système PV en site isolé

Ce type de système photovoltaïque est hors réseau et consomme l'énergie produite directement ou la stocke pour répondre à tous les besoins [5].

I.3.2.1 Systèmes photovoltaïques isolé sans stockage

Dans ce type de système, le générateur photovoltaïque fournit une utilisation directement ou via un onduleur, où l'énergie produite dépend de la quantité d'ensoleillement. Parmi les applications qui dépendent de ce type de systèmes d'irrigation agricole [5].

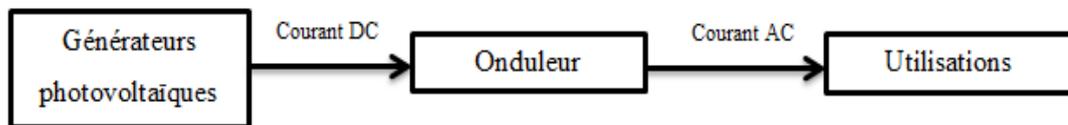


Figure I.9 Système PV isolé sans stockage.

I.3.2.2 Systèmes photovoltaïques isolé avec stockage

Le générateur photovoltaïque fournit de l'énergie pendant la journée et faire charger en même temps la batterie de stockage, et pendant la nuit et dans le cas de ciel nuageux, la batterie est utilisée comme une source d'énergie dans divers appareils. Lorsqu'il y a des récepteurs de courant alternatif, un onduleur est utilisé pour convertir le courant continu en courant alternatif. En plus, Le système est équipé d'un contrôleur de charge et limiteur de décharge [5]. Voir la figure I.10

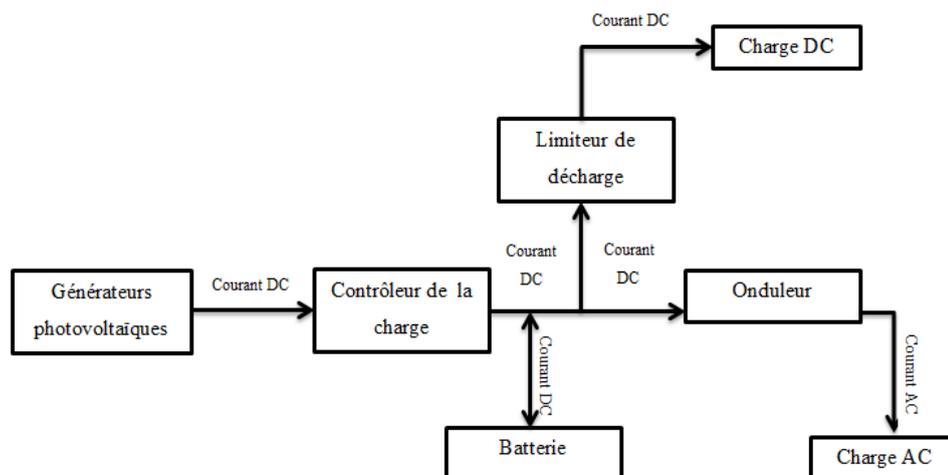


Figure I.10 Systèmes PV isolé avec stockage

Chapitre I: Energie photovoltaïque

I.4. Dégradation du module photovoltaïque

La détérioration affecte les caractéristiques générales du composant et sa capacité de fonctionnement, ce qui est causé par les conditions de travail [6]. Un module PV dégradé peut continuer à produire de l'électricité mais son fonctionnement peut être affecté lorsque la détérioration dépasse un seuil critique [7]. Selon Wohlgemuth en 2005, les fabricants considèrent un module PV dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau inférieur à 80% de sa puissance initiale [6]. La température, l'humidité et le rayonnement, en plus des chocs mécaniques, sont parmi les principaux facteurs qui conduisent à la détérioration d'un module photovoltaïque [8]–[11]. Différents types de détérioration peuvent être distingués tels que la corrosion, la décoloration, la fissuration, la rupture et les fissures dans les cellules [10], [12].

La dégradation des modules photovoltaïques affectera ces différents composants ; matériaux d'emballage en verre, en acétate de vinyle (EVA), L'interconnexion entre les unités, également connue sous le nom de couche de support de la feuille de fond, peut fournir un film Les polymères protecteurs comme illustré à la figure I-11 [13].

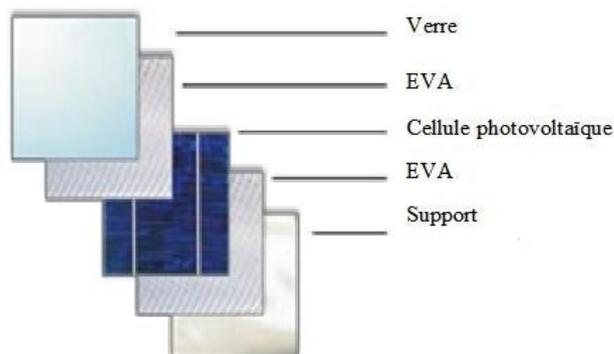


Figure I.11 Différents composants du module photovoltaïque soumis à la Dégradation [13].

I.4.1 Principaux modes de dégradation

I.4.1.1 Corrosion

Corrosion causée par l'humidité, la corrosion attaque les connexions métalliques des cellules photovoltaïques, provoquant une perte de performance en augmentant les courants de fuite. Elle conduit également à une adhérence entre les cellules et la charpente métallique. La figure I.12 montre le module PV affecté par la corrosion au bord et boîte de jonction[6].

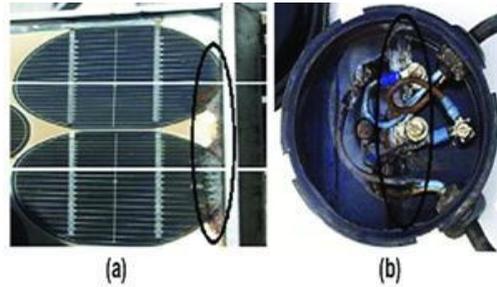


Figure I.12 module affecté par la corrosion [6].

I.4.1.2 Délaminage

Le délaminage est la dégradation la plus courante qui se produit dans les bords et les coins du module, provoquant des problèmes tels qu'une augmentation de la réflexion, une plus grande pénétration de l'eau, une perte de puissance de sortie et des risques électriques pour les modules et l'installation dans son ensemble. La figure II.13 illustre le délaminage affectant le photovoltaïque. Le délaminage peut être causé lorsqu'il y a une combinaison d'humidité et de chaleur, provoquant une dégradation chimique et physique, principalement due à l'humidité et à la salinité. La pénétration d'humidité et le délaminage dans le module contribuent à l'augmentation de la résistance série, et donc à la perte de puissance de sortie [14].

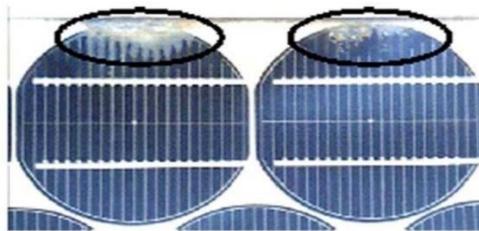


Figure I.13 Module photovoltaïque présentant une délamination [14].

I.4.1.3 Décoloration

C'est la transformation de la couleur du matériau d'emballage en éthylène vinyle acétate en brun ou jaune en général en raison des rayons ultraviolets élevés et de la température élevée. Le changement de couleur entraîne une diminution de l'énergie produite par l'unité en raison de la réduction de la lumière solaire qui atteint les cellules solaires [13].



Figure I.14 Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées [13].

Chapitre I: Energie photovoltaïque

I.4.1.4 Fissures et bris de verre

Le verre brisé est un facteur de dégradation majeur pour les modules PV. En cas d'installation, de maintenance et de transport de l'unité, l'unité cassée peut continuer à fonctionner normalement. La figure I.15 montre un modèle poly cristallin fissuré qui a fonctionné pendant cinq ans sans aucune perte d'énergie notable. Cependant, lorsque la rupture est suivie d'autres types de détérioration, comme la corrosion, cela peut entraîner un risque de choc électrique et d'infiltration d'humidité [6].



Figure I.15 Dégradation de module photovoltaïque par des bris de verre [6].

I.4.1.5 Les points chauds ou Hot-spots

Les points chauds sont causés par l'exposition du silicium lors de la fabrication des cellules à des produits chimiques jusqu'à 900 degrés Celsius à plusieurs étapes de production, les points chauds apparaissent généralement lorsque l'unité est à l'ombre. Ces points peuvent avoir un effet sur la productivité de l'unité.[15].



Figure I.16 Modules présentant des points chauds sur les bords des coins Supérieurs [16].

I.4.1.6 Bulles

La formation de bulles est un procédé similaire au délaminage, mais dans ce cas il implique le manque d'adhérence de l'encapsulant EVA (éthylène-acétate de vinyle) affectant de petites zones. L'apparition de bulles est généralement due à des réactions chimiques qui libèrent des gaz, qui apparaissent généralement à l'arrière du module et s'accumulent dans l'encapsulant, mais peuvent occasionnellement apparaissent à l'avant entre le verre et la cellule [14].

Chapitre I: Energie photovoltaïque

Des bulles apparaissent fréquemment au centre des cellules, causées par la différence d'adhérence due aux températures élevées dans la cellule. Les bulles inhibent la dissipation thermique des cellules, augmentent la surchauffe, réduire la durée de vie du module, diminuer l'absorption et augmenter la réflexion de la lumière du soleil sur le module photovoltaïque [14].

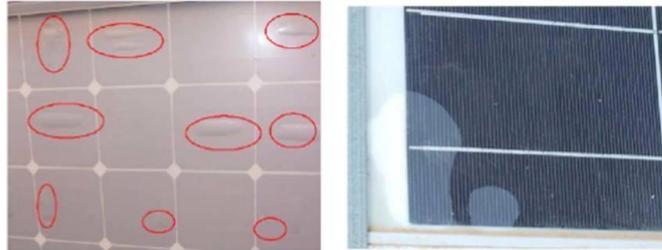


Figure I.17 Bulle dans le module photovoltaïque [14].

I.4.2 Moyens de détection de la dégradation

I.4.2.1 Inspection visuelle

L'inspection visuelle est la première étape pour évaluer la détérioration du système photovoltaïque. Cette méthode peut détecter et identifier les défauts visibles tels que la décoloration, les bosses, les bulles ou le verre brisé, la corrosion des contacts métalliques, les fissures du panneau photovoltaïque, les défaillances d'adhérence ou de boîte de jonction, les défaillances de liaison et les points chauds [13].

I.4.2.2 Mesure de la puissance

La dégradation des modules photovoltaïques se caractérise par une réduction de la puissance produite. Afin de détecter la chute de puissance du module photovoltaïque, la mesure de puissance doit être effectuée dans des conditions de test standard (STC). Les conditions de test standard sont caractérisées par une irradiante de 1000 W/m^2 , une température de module de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ et une distribution spectrale de rayonnement de 1,5. Ce test peut être réalisé dans un simulateur solaire (mesure en intérieur) ou en exposition au soleil (mesure en extérieur). Cependant, il est encore difficile d'obtenir un contrôle précis de la température et de l'uniformité de la lumière dans ce cas. Dans le cas de la mesure en intérieur, la température et l'uniformité de la lumière sont mieux contrôlées. Cependant, lorsque la lumière artificielle est utilisée, il est difficile de reproduire avec précision la distribution spectrale de la lumière du soleil. Afin d'obtenir une mesure précise de la lumière reçue par le module testé, le module de référence doit être soigneusement sélectionné [9].

Chapitre I: Energie photovoltaïque

I.4.2.3 Imagerie infrarouge

Cette technologie permet de détecter des zones à haute température, généralement des zones à haute température en raison de points chauds. La méthode utilisée dépend des propriétés de tout matériau qui émet un rayonnement électromagnétique, et la longueur d'onde du rayonnement électromagnétique est liée à la température du matériau. Cette technique est connue et utilisée dans de nombreux travaux antérieurs [9].

I.4.2.4 Thermographie

Il s'agit d'une variante de la méthode IR précitée. Cette méthode est très utile pour trouver une perte de puissance. Dans cette technologie, du courant est injecté dans la cellule solaire. Le courant n'est pas un courant continu, mais un courant pulsé. Si le panneau a une panne de court-circuit, la température augmentera à chaque fois qu'elle se produit. En utilisant différentes modulations du courant injecté, plusieurs types de défauts peuvent être détectés. Le test peut être effectué dans des conditions d'obscurité ou à la lumière. Dans des conditions d'éclairage, le module photovoltaïque est généralement dans un état de circuit ouvert (V_{oc}) [14].

I.4.2.5 Imagerie par électroluminescence (EL)

L'imagerie EL est une méthode utilisée pour définir les zones inactives ou les fissures dans les cellules solaires modulaires. Un équipement Greateyes EL est utilisé. Par conséquent, un courant est appliqué entre les bornes du module, et le rayonnement invisible de l'unité est détecté par la caméra installée dans le dispositif EL [15].

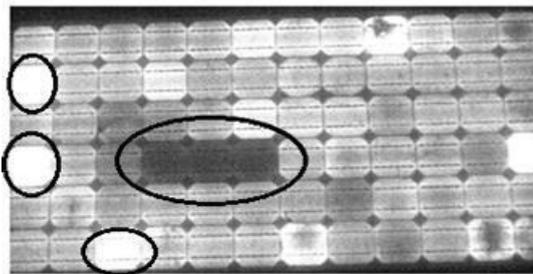


Figure I.18 Image par électroluminescence des cellules dégradées [12].

I.4.2.6 Résonance de vibrations ultrasoniques

La méthode de résonance de vibrations ultrasoniques est non destructive. Il comprend la capture d'ondes ultrasonores supérieures à 20 kHz afin de les analyser et de les interpréter. Grâce à cette technologie, le module PV peut être scanné à la recherche de fissures de cellule pouvant survenir pendant le processus de fabrication ou pendant le fonctionnement du module PV [16].

I.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu le système photovoltaïque et de leurs différents composants, et nous avons également abordé les différents types de systèmes photovoltaïques. A la fin, nous avons exposé un aperçu des différents modes de dégradation des modules PV. Où la corrosion et le changement de couleur sont toujours les principaux modes de dégradation. Les changements climatiques, la poussière et divers facteurs environnementaux sont les principales causes de la détérioration.

I.6. Références de chapitre I

- [1] M. Bey, A. Hamidat, B. Benyoucef, et T. Nacer, « Viability study of the use of grid connected photovoltaic system in agriculture: Case of Algerian dairy farms », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 63, p. 333-345, sept. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.066.
- [2] L. Hirsch et G. Wantz, « Elaboration de cellules solaires photovoltaïques à base de polymères conjugués, études des systèmes restituables », Thèse de doctorat, Ecole Doctorale des Sciences Physiques et de L'ingénieur, BORDEAUX, 2009.
- [3] W. C. Benmoussa, « Etude comparative des modèles de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium monocristallin », vol. *Revue des Energies Renouvelables ICRESD-07 Tlemcen (2007)* 301 – 306, p. 7.
- [4] O. Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », thèse de Doctorat, l'ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE de CACHAN, Chachan, 2002.
- [5] G. Moine, « L'énergie solaire photovoltaïque (PV) : une filière compétitive en site isolé », *Encyclopédie de l'énergie*. avr. 2018.
- [6] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. Kébé, P. Ndiaye, et V. Sambou, « Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review », *Solar Energy*, vol. 96, p. 140-151, oct. 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.07.005.
- [7] A. Charki, R. Laronde, et D. Bigaud, « The Time-Variant Degradation of a Photovoltaic System », *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 135, n° 2, p. 024503, mai 2013, doi: 10.1115/1.4007771.
- [8] C. Huang et L. Wang, « Simulation study on the degradation process of photovoltaic modules », *Energy Conversion and Management*, vol. 165, p. 236-243, juin 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.03.056.
- [9] M. A. Quintana, D. L. King, T. J. McMahon, et C. R. Osterwald, « Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules », in *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002.*, New Orleans, LA, USA, 2002, p. 1436-1439. doi: 10.1109/PVSC.2002.1190879.
- [10] M. A. Munoz, M. C. Alonso-García, N. Vela, et F. Chenlo, « Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions », *Solar Energy*, vol. 85, n° 9, p. 2264-2274, sept. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.06.011.
- [11] C. R. Osterwald et T. J. McMahon, « History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review », *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 17, n° 1, p. 11-33, janv. 2009, doi: 10.1002/pip.861.
- [12] M. Vázquez et I. Rey-Stolle, « Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies », *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 16, n° 5, p. 419-433, août 2008, doi: 10.1002/pip.825.

Chapitre I: Energie photovoltaïque

- [13] F. Bouti, « Eude la dégradation des panneaux photovoltaïque », Mémoire de master, Université de Biskra, Biskra, 2019.
- [14] M. Oliveiraa and all, « The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules », *A review*, 2017.
- [15] Hanwha Q CELLS, « Hot-Spot Protect supprime la Source de risque d'incendie des modules ». <https://www.q-cells.fr/produits/technologie/hot-spot-protect.html> (consulté le mars 16, 2021).
- [16] N. Ababacar, « Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques -Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance », Thèse de doctorat, Université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2016.

Chapitre II

**Effets de la poussière sur le
rendement du générateur photovoltaïque**

II.1 Introduction

Dans les environnements aride et semi-aride, le principal facteur limitant affectant le fonctionnement et les performances des modules photovoltaïques est le dépôt de poussière en surface. Pour cette raison, dans ce chapitre, nous étudierons l'impact des poussières sur le comportement énergétique d'une installation photovoltaïques dans l'environnement semi-aride de la région de Tlemcen.

II.2 Etat de l'art :

L'accumulation de particules de poussière à la surface d'un module PV peut grandement affecter ses performances. L'accumulation de poussière à la surface du panneau PV dépend de divers paramètres tels que l'inclinaison du module PV, le type d'installation et l'humidité [1]. Des chercheurs ont étudié l'effet des facteurs environnementaux, tels que la température ambiante, le vent et les précipitations, ainsi que la pollution. Les résultats ont montré que la production et l'efficacité énergétique sont fortement influencées par divers facteurs environnementaux qui dépendent des conditions météorologiques [2]. Une étude est réalisée à Oman, où il propose un modèle qui traite l'impacte de l'accumulation de la poussière sur un système PV connecté au réseau [3].

Le modèle mathématique est proposé en utilisant les données mesurées durant toute l'année [3]. De plus, le modèle s'est amélioré en prenant en compte l'impact de la composition de la poussière sur les performances du système dans une nouvelle méthode. Les résultats du modèle proposé sont comparés aux résultats mesurés en termes de caractéristiques: courant/tension, courant/puissance et puissance/tension. Il a été constaté que le modèle proposé se rapproche des résultats mesurés. Le modèle mathématique a donné des valeurs un peu plus élevées concernant les données mesurées en raison des pertes expérimentales. En outre, l'écart entre les résultats du modèle mathématique et les résultats expérimentaux est focalisé près de la région du point de puissance maximale (MPP). Les critères de l'erreur quadratique moyenne (RMSE) et son proportionnel (rRMSE), l'erreur moyenne (MBE) et le coefficient de corrélation R^2 de ce modèle, sont 0,0313, 1,711, 0,078 et 0,896, respectivement. De plus, l'analyse statistique montre que les résultats du modèle proposé sont étroitement liés aux résultats expérimentaux [3].

Hottel et Woertz sont les pionniers dans l'étude de l'impact de la poussière sur le système photovoltaïque[1]. Ils ont enregistré la plus forte baisse des performances des panneaux photovoltaïques, qui était de 4,7%[1]. Pour les utilisateurs de systèmes photovoltaïques, il sera intéressant de savoir après quelle période du temps les modules doivent être nettoyés. S'il n'est pas possible de nettoyer fréquemment, il est important de tenir compte de la perte de performance causée par la poussière. L'étude de l'impact de la poussière sur les modules photovoltaïques permettra également de sélectionner la technologie, le type et l'emplacement des modules[1].

Une étude réalisée par B. Ben Abdelkarim en Adrar, il s'agit principalement d'améliorer l'efficacité de la conversion énergétique. Les paramètres climatiques tels que la température et la poussière, sont des paramètres très importants dans les performances des cellules solaires. Ils ont une grande influence sur les caractéristiques I-V des cellules solaires. Cette étude articule sur la simulation en considérant tous les aspects (perte, situation géographique, ombre, etc.). Cela permet de mieux estimer les pertes qui peuvent affecter la production totale, de sorte que les données météorologiques fournies par PVsyst6 sont des données regroupées par des modèles mathématiques, et les données de base font la moyenne de la valeur mensuelle de l'irradiance. Par conséquent, afin de réaliser la simulation, les chercheurs ont extrait des données de la base de données du PVsyst6. Les travaux présentés consistent également à caractériser les facteurs qui caractérisent le fonctionnement des modules photovoltaïques en conditions réelles (environnements désertiques). Ces facteurs comprennent les principaux paramètres des équations qui contrôlent les performances électriques et les performances des modules photovoltaïques [4].

II.3 Impacte de la poussière sur le rendement des systèmes photovoltaïques

II.3.1 Définition de poussière

La poussière est un terme généralement appliqué aux particules solides d'un diamètre inférieur à 500 μm [5]. Il se produit dans l'atmosphère par diverses sources, telles que la poussière soufflée par le vent, la circulation des piétons et des véhicules. Les dépôts de poussière dépendent également des conditions météorologiques et des divers phénomènes environnementaux entourant les systèmes solaires. Ils varient d'une région à l'autre en raison des différentes caractéristiques environnementales.

II.3.2 Facteurs influençant sur le dépôt de poussière

Nombreux facteurs affecteront le dépôt des poussières, comme la taille des grains cristallins, les caractéristiques physiques de la surface du module, le type de verre, la vitesse du vent et de nombreux autres facteurs, comme le montre la figure II.1 [6]. Plus la vitesse du vent est élevée, plus il y a de dépôts de poussière [7]. Aussi, Une humidité élevée contribue également à la formation de rosée sur la surface de la cellule solaire, ce qui facilite la coagulation de la poussière. Une accumulation excessive de poussière dégrade la qualité des cellules solaires, de sorte que les performances des modules PV sont considérablement réduites.

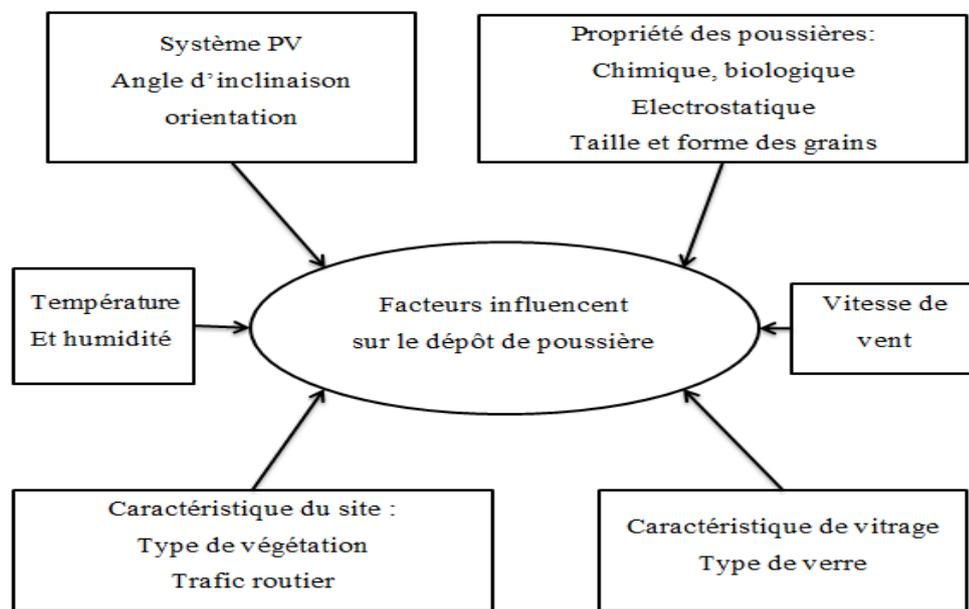


Figure II.1 Facteurs influençant sur le dépôt de poussière[8]

II.3.3 Types de poussières d'excitation utilisées dans les études expérimentales

De nombreux articles tentent d'étudier les phénomènes de l'environnement d'installation des centrales solaires et les lois régissant le transport et le dépôt des poussières. Plusieurs expériences ont été menées pour tester l'effet de la poussière sur les panneaux solaires. Le sable est la principale source de dégradation naturelle [5].

Par exemple, différents types de poussières d'excitation utilisées dans l'étude expérimentale de Mr. Khatib en 2013 sont [5]:

1. Sol rouge est obtenu à partir de la terre ferme agricole.
2. Cendres volantes de carbone proviennent principalement de la combustion incomplète des hydrocarbures émis par les gaz d'échappement des automobiles.

3. Sable varie considérablement, en fonction de la source des roches et de leurs conditions locales, et est principalement utilisé dans les activités de construction.
4. Carbonate de calcium, une forme courante de sable, s'est principalement formé à partir de diverses formes de vie telles que les crustacés et les récifs coralliens au cours du dernier milliard d'années.
5. Silice est le composant le plus courant du sable dans les régions côtières continentales et non tropicales.

II.3.4 Méthodes de nettoyage des poussières accumulées sur les modules PV

L'un des obstacles auxquels sont confrontés les systèmes solaires est l'accumulation de la poussière sur les surfaces. Où l'accumulation réduit la transmission du rayonnement solaire à travers le verre et par conséquent le rendement. Pour faire face à ce problème, il faut nettoyer ces systèmes après tempêtes de sable pour augmenter l'énergie produite.

II.3.4.1 Nettoyage manuel

Les travailleurs nettoient les panneaux solaires à l'aide d'outils de nettoyage spéciaux qui protègent le panneau. La difficulté de ce procédé dans l'industrie de l'affichage réside dans l'équipement et les outils de l'industrie immobilière dans la zone désertique.

II.3.4.2 Nettoyage par aspiration sous vide

Un aspirateur est un appareil qui utilise une pompe à air pour générer un vide partiel pour absorber la poussière et la saleté. Il nettoie la surface du panneau à l'exception des coins, et doit être actionné manuellement. [9]

II.3.4.3 Nettoyage automatique à base d'essuie-glace

Le nettoyage automatique est un processus qui est effectué à l'aide d'essuie-glaces automatiques à piles, similaire à la méthode précédente et qui est automatiquement actionné par un mécanisme de contrôle approprié. [9]

II.3.4.4 Nettoyage naturel : vent et pluie

Les fortes pluies sont un facteur essentiel qui aide au nettoyage naturel des panneaux solaires, tandis que l'humidité peut aider la poussière à adhérer davantage, quant au vent, d'une part, il peut aider à éliminer le plancton accumulé à la surface des cellules, et d'autre part. D'autre part, cela peut entraîner une augmentation de l'accumulation de poussière.

II.3.5 Modèles mathématiques de l'impact de la poussière

L'influence de la poussière sur l'efficacité des panneaux photovoltaïque est importante, c'est pourquoi de nombreux chercheurs ont développé des modèles mathématiques pour illustrer l'impact de la poussière accumulée et les paramètres les plus sensibles à l'accumulation.

II.3.5.1 Modèle de Martin and Ruiz

Un modèle mathématique étudié par Martin and Ruiz, en 2001 [10]. Dans ce travail, la poussière artificielle a été utilisée et le principal paramètre étudié était les pertes angulaires $AL(\alpha)$. Les chercheurs ont effectué une analyse visuelle de différentes configurations de modules photovoltaïques, en tenant compte des techniques cristallin (x-Si) et silicium amorphe (a-Si), avec ou sans revêtement antireflet, et ont recherché une expression analytique simple. Une simple formule de la réflexion est obtenue [10]:

$$R(\alpha) = R(0) + [1 - R(0)] \left[\frac{\text{EXP}(-\cos(\alpha/a_r)) - \text{EXP}(-1/a_r)}{1 - \text{EXP}(-1/\alpha_r)} \right] \quad (\text{II.1})$$

Où a_r est l'angle d'incidence et α_r les pertes angulaires concomitantes, et Paramètre expérimental dimensionnel adapté à chaque situation.

Où α_r est l'angle d'incidence d'irradiance et a_r le coefficient de pertes angulaires, un paramètre empirique sans dimension à ajuster dans chaque cas. Le modèle a été appliqué à l'analyse de différentes unités x et a-Si. Dans tous les cas, les résultats ont été très satisfaisants:

$$AL(\alpha) = 1 - \left[\frac{1 - \text{EXP}(-\cos(\alpha/a_r))}{1 - \text{EXP}(-1/\alpha_r)} \right] \quad (\text{II.2})$$

II.3.5.2 Modèle de Elminir

Un modèle mathématique étudié en Egypte par Elminir et al en 2006 [11]. Ils ont utilisé la poussière naturelle, et le principal paramètre étudié était $\Delta\tau$ la réduction de la transmittance. Ce modèle suggère la relation suivante:

$$\Delta\tau = 0.0381 \rho_D^4 - 0.8626 \rho_D^3 + 6.4143 \rho_D^2 + 16.769 \quad (\text{II.3})$$

Avec :

ρ_D Densité de dépôt de poussière

$\Delta\tau$ Réduction de la transmittance.

II.3.5.3 Modèle de Cabanillas

Un modèle mathématique étudié en Mexique par Cabanillas en 2011 [12]. Ils ont utilisé de pollution de l'air/Naturel, et le principal paramètre étudié était la puissance maximale de module (P_{Max}) :

$$P_{Max} = a R^b T_{Mod}^c \quad (II.4)$$

Avec :

- R : est le rayonnement solaire incident sur la surface des modules,
- T_{Mod} : est la température du module,
- A et b des constantes empiriques.

II.3.5.4 Modèle de Massi Pavan

Un modèle mathématique étudié en Italie par Massi Pavan en 2011 [13]. Il a utilisé du sol sableu/Naturel, et le principal paramètre étudié était la puissance photovoltaïque (P_{PV}):

$$P_{PV} = A + B T_{mod} H_i + C H_i + D H_i^2 \quad (II.5)$$

Avec :

T_{mod} est la température du module PV; H_i est l'irradiante globale dans le plan; A , B , C et D sont des constantes polynomiales.

La procédure de simulation nécessite l'étalonnage du modèle au système étudié afin d'obtenir A , B , C et D . Une fois le modèle bien ajusté, les mêmes constantes sont utilisées avec de nouvelles entrées de température et d'irradiante pour prédire la puissance générée par le système.

II.3.5.5 Modèle de Guo

Un modèle mathématique étudié par Guo en 2015 [14]. Il a utilisé de poussière naturelle, et le principal paramètre étudié était l'indice de propreté CI du module photovoltaïque:

$$CI = \frac{PR_{T-Corr}}{PR_{T-Corr-clean}} \quad (II.6)$$

Avec :

- PR_{T-Corr} est le rapport de performance corrigé en température du module PV dont l'indice de propreté est évalué.

- $PR_{T-corr-clean}$ est le rapport de performance corrigé en température d'un module PV «propre».

II.3.5.6 Modèle de Kazem

Un modèle mathématique proposé par Kazem et al en 2020. Le modèle a anticipé avec précision les performances du système et validé par des résultats expérimentaux [3]:

$$I_{pv} = -0.860 + 0.007G + 0.049T_{ambient} \quad (II.7)$$

$$I_{pv} = -0.860 + G [0.007 - m (a_1 k_1 + a_2 k_2 + a_3 k_3)] + 0.049 T_{ambient} \quad (II.8)$$

Où k_1 , k_2 et k_3 sont les paramètres des trois plus hauts pourcentages d'élément de poussière dans l'emplacement. De plus, a_1 , a_2 et a_3 sont les coefficients des éléments de poussière. De plus, m est la masse de poussière accumulée par unité de surface (kg / m^2).

II.3.5.7 Modèle de Conceição

Un modèle mathématique a été étudié par Conceição en 2019 [15]. Il a utilisé de Sol/Naturel, et le principal paramètre étudié était le taux de transmittance τ_r , ce modèle modéliser la relation du rapport de transmission avec l'angle d'inclinaison, les données d'accumulation de masse ont été liées au rapport de transmission entre les verres sales et propres. Cela conduit à un ajustement linéaire des moindres carrés qui peut être obtenu par l'équation :

$$\tau_r(M_A) = b_1 M_A + 1 \quad (II.9)$$

Avec :

- τ_r Rapport de transmission.
- M_A Accumulation de masse.
- $b = -0.2545 m^2/g$.

II.3.6 Simulation par HOMER

Logiciel HOMER est un Modèle d'optimisation hybride pour les énergies renouvelables. Ce modèle d'optimisation de la micro puissance, simplifie la tâche d'évaluation des conceptions de systèmes électriques hors réseau et connectés au réseau pour une variété d'applications. Lorsque vous concevez un système d'alimentation, vous devez prendre de nombreuses décisions concernant la configuration du système: Quels composants est-il judicieux d'inclure dans la conception du système? Combien et quelle taille de chaque composant devez-vous utiliser? Le grand nombre d'options technologiques

et la variation des coûts technologiques et de la disponibilité des ressources énergétiques rendent ces décisions difficiles. Les algorithmes d'optimisation et d'analyse de sensibilité de HOMER facilitent l'évaluation des nombreuses configurations système possibles [16].

Pour utiliser HOMER, vous fournissez au modèle des entrées, qui décrivent les options technologiques, les coûts des composants et la disponibilité des ressources. HOMER utilise ces entrées pour simuler différentes configurations système ou combinaisons de composants et génère des résultats que vous pouvez afficher sous forme de liste de configurations réalisables triées par coût actuel net. HOMER affiche également les résultats de la simulation dans une grande variété de tableaux et de graphiques qui vous aident à comparer les configurations et à les évaluer sur leurs mérites économiques et techniques. Vous pouvez exporter les tableaux et graphiques à utiliser dans les rapports et les présentations[16].

Lorsque vous souhaitez explorer l'effet que les changements de facteurs tels que la disponibilité des ressources et les conditions économiques peuvent avoir sur la rentabilité de différentes configurations système, vous pouvez utiliser le modèle pour effectuer des analyses de sensibilité. Pour effectuer une analyse de sensibilité, vous fournissez à HOMER des valeurs de sensibilité qui décrivent une plage de disponibilité des ressources et de coûts des composants. HOMER simule chaque configuration système sur la plage de valeurs. Vous pouvez utiliser les résultats d'une analyse de sensibilité pour identifier les facteurs qui ont le plus grand impact sur la conception et l'exploitation d'un système électrique. Vous pouvez également utiliser les résultats de l'analyse de sensibilité HOMER pour répondre à des questions générales sur les options technologiques afin d'éclairer la planification et les décisions politiques[16].

HOMER simule le fonctionnement d'un système en effectuant des calculs de bilan énergétique pour chacune des 8 760 heures d'une année. Pour chaque heure, HOMER compare la demande électrique et thermique de l'heure à l'énergie que le système peut fournir pendant cette heure, et calcule les flux d'énergie vers et depuis chaque composant du système. Pour les systèmes comprenant des batteries ou des générateurs alimentés au carburant, HOMER décide également pour chaque heure comment faire fonctionner les générateurs et s'il faut charger ou décharger les batteries[16].

HOMER effectue ces calculs de bilan énergétique pour chaque configuration système que vous souhaitez prendre en compte. Il détermine ensuite si une configuration est faisable, c'est-à-dire si elle peut répondre à la demande électrique dans les conditions que vous spécifiez, et estime le coût d'installation et d'exploitation du système sur la durée de vie du projet. Les calculs des coûts du système tiennent compte des coûts tels que le capital, le remplacement, l'exploitation et la maintenance, le carburant et les intérêts[16].

Optimisation: après avoir simulé toutes les configurations système possibles, HOMER affiche une liste de configurations, triées par coût actuel net (parfois appelé coût du cycle de vie), que vous pouvez utiliser pour comparer les options de conception du système[16].

Analyse de sensibilité: lorsque vous définissez des variables de sensibilité comme entrées, HOMER répète le processus d'optimisation pour chaque variable de sensibilité que vous spécifiez. Par exemple, si vous définissez la vitesse du vent comme variable de sensibilité, HOMER simulera les configurations du système pour la plage de vitesses du vent que vous spécifiez[16].

II.4 Conclusion

Les performances d'un générateur photovoltaïque sont fortement affectées par de nombreux facteurs externes, notamment l'accumulation de poussière et les conditions climatiques : en particulier le rayonnement solaire, la température du module, l'humidité et la vitesse du vent. Dans ce chapitre, nous avons présenté un aperçu de l'effet de la poussière sur le rendement de module photovoltaïque, par la présentation de quelques modèles tel que : Modèle de Kazem en 2020 [3] et le modèle de Conceição en 2019 [15].

Dans le prochain chapitre, nous réaliserons une étude de cas expérimentale de l'effet de la poussière sur un système photovoltaïque en milieu semi-aride au niveau de la région de Tlemcen.

II.5 Références du chapitre II

- [1] N. Ababacar, « Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules photovoltaïques - Impact de la poussière sur les caractéristiques électriques de performance », Thèse de doctorat, Université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2016.
- [2] A. Rao, R. Pillai, M. Mani, et P. Ramamurthy, « Influence of Dust Deposition on Photovoltaic Panel Performance », *Energy Procedia*, vol. 54, p. 690-700, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.07.310.
- [3] H. A. Kazem, M. T. Chaichan, A. H. A. Al-Waeli, et K. Sopian, « A novel model and experimental validation of dust impact on grid-connected photovoltaic system performance in Northern Oman », *Solar Energy*, vol. 206, p. 564-578, août 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.06.043.
- [4] B. Benabdelkarim et A. Benatillah, « Etude et simulation de l'effet des paramètres climatiques (température, poussière...) sur les modules solaires en couches minces en région saharienne. », *Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables*, p. 5, 2016.
- [5] T. Khatib, H. Kazem, K. Sopian, F. Buttinger, W. Elmenreich, et A. S. Albusaidi, « Effect of Dust Deposition on the Performance of Multi-Crystalline Photovoltaic Modules Based on Experimental Measurements », *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 3, n° 4, Art. n° 4, déc. 2013.
- [6] M. Mesrouk et A. H. Arab, « Effet de la poussière sur le rendement des modules photovoltaïques », *Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables*, p. 6, 2014.
- [7] S. Mekhilef, R. Saidur, et M. Kamalisarvestani, « Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n° 5, p. 2920-2925, juin 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.02.012.
- [8] M. Mani et R. Pillai, « Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n° 9, p. 3124-3131, déc. 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.07.065.
- [9] M. G. Hudedmani, G. Joshi, U. R. M, et A. Revankar, « A Comparative Study of Dust Cleaning Methods for the Solar PV Panels », *Adv. J. Grad. Res.*, vol. 1, n° 1, Art. n° 1, févr. 2017, doi: 10.21467/ajgr.1.1.24-29.
- [10] N. Martin et J. M. Ruiz, « Calculation of the PV modules angular losses under "eld conditions by means of an analytical model », *Solar Energy Materials*, p. 14, 2001.
- [11] H. K. Elminir, A. E. Ghitas, R. H. Hamid, F. El-Hussainy, M. M. Beheary, et K. M. Abdel-Moneim, « Effect of dust on the transparent cover of solar collectors », *Energy Conversion and Management*, vol. 47, n° 18-19, p. 3192-3203, nov. 2006, doi: 10.1016/j.enconman.2006.02.014.

- [12] R. E. Cabanillas et H. Munguía, « Dust accumulation effect on efficiency of Si photovoltaic modules », *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 3, n° 4, p. 043114, juill. 2011, doi: 10.1063/1.3622609.
- [13] A. Massi Pavan, A. Mellit, et D. De Pieri, « The effect of soiling on energy production for large-scale photovoltaic plants », *Solar Energy*, vol. 85, n° 5, p. 1128-1136, mai 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.03.006.
- [14] B. Guo, W. Javed, B. W. Figgis, et T. Mirza, « Effect of dust and weather conditions on photovoltaic performance in Doha, Qatar », in *2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, Doha, Qatar, mars 2015, p. 1-6. doi: 10.1109/SGRE.2015.7208718.
- [15] R. Conceição, H. G. Silva, L. Fialho, F. M. Lopes, et M. Collares-Pereira, « PV system design with the effect of soiling on the optimum tilt angle », *Renewable Energy*, vol. 133, p. 787-796, avr. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.10.080.
- [16] National Renewable Energy Laboratory, « Getting Started Guide for HOMER Legacy (Version 2.68) ». U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, janv. 2011.

Chapitre III

Etude de cas: Région de Tlemcen

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous avons mené une étude expérimentale de l'effet de la poussière et les données météorologiques sur le rendement des systèmes photovoltaïques dans la région semi-aride. Une étude de cas a été effectuée dans la ville de Tlemcen. Pour ce faire, l'étude comporte deux parties. La première est dédiée à la détermination expérimentale du taux d'influence de la poussière sur la transmittance du verre (τ_{Sale}). La dernière partie est consacrée à l'estimation de l'énergie électrique générée par un générateur photovoltaïque. L'estimation de l'énergie photovoltaïque produite s'effectue en deux étapes: a) Estimation de la diminution des irradiances solaire par l'effet de la poussière; b) Estimation de l'énergie photovoltaïque produite par le logiciel HOMER.

III.2 Présentation de la région étudiée

Les régions aux climats semi-arides représentent le deuxième climat le plus sec du monde après les déserts. Les climats semi-arides reçoivent généralement jusqu'à deux fois plus de pluie que les régions désertiques - jusqu'à 510 mm/an [1].

Notre étude est effectuée à l'université de Tlemcen. Elle est située dans la ville de Tlemcen au Nord-Ouest de l'Algérie (35°53'N 01°18'W). Où la région de Tlemcen se caractérise par trois types de climat: Méditerranéen chaud-été, froids semi-arides et chauds semi-arides [2]. La température moyenne annuelle à Tlemcen est de 15.4 °C, la précipitation moyenne est autour de 454 mm/ans.

III.3 Etude expérimentale

III.3.1 Détermination du taux de salissure

Dans le but de déterminer τ_{Sale} , il est nécessaire de mesurer la transmittance du verre du module photovoltaïque recouvert de salissures accumulées ($\tau_{\text{Verre-Sale}}$) et celle du verre propre (τ_{Propre}).

Un support en bois d'une longueur de 60 cm a été fabriqué dans le but de placer des pièces de verre, voir la figure III.01. Les pièces de dimensions 38 mm x 200mm sont placées avec une inclinaison de 30°, c'est l'angle de l'inclinaison des modules photovoltaïques dans la région étudiée.



Figure III.01 Présentation du support et la dimension des pièces de verre

III.3.1.1 Chronologie de l'expérience

Nous en avons utilisé 09 pièces. Nous le mettons sur le support et le laissons à l'extérieur exposé aux rayonnements solaires et aux. Les pièces de verre sont placées selon la chronologie qui est représentée dans le tableau III.1.

Tableau III.1 Programme d'expérience

N° de pièce	Début	Fin	Durée (Jours)
1	22/04/2021 17:00	23/04/2021 17:00	01
2	22/04/2021 17:00	24/04/2021 17:00	02
3	22/04/2021 17:00	26/04/2021 17:00	04
4	22/04/2021 17:00	29/04/2021 17:00	07
5	22/04/2021 17:00	05/05/2021 17:00	13
8	22/04/2021 17:00	17/05/2021 17:00	25
9	22/04/2021 17:00	19/05/2021 17:00	27

III.3.1.2 Densité de poussière accumulée

Dans le but de déterminer la densité de poussière accumulée, nous avons pesé les pièces de verre avant et après l'exposition aux changements climatiques à l'aide d'une balance électronique d'une précision de 10^{-4} g, voir la figure III.02.

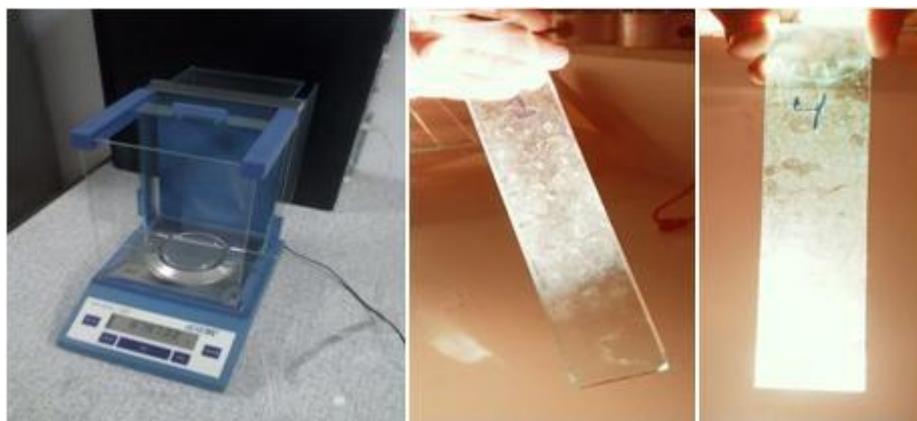


Figure III.02 Balance électronique d'une précision de 10^{-4} g

Chapitre III: Etude de cas: Région de Tlemcen

Après la mesure de la masse des pièces de verre avant et après l'exposition aux changements climatiques. La densité de poussière a été calculée pour chaque pièce de verre suivant les étapes suivantes:

- calcule la masse de poussière :

$$M_{\text{poussières}} = M_{\text{Après}} - M_{\text{Avant}} \quad (\text{III.1})$$

- Calcule la surface de pièce de verre :

$$S = (38 \times 200) \text{ mm}^2 = 7600 \text{ mm}^2$$

- Calcule la densité de poussière:

$$d = \frac{M_{\text{poussière}}}{S} \quad (\text{III.2})$$

Les résultats de la densité de poussière sont illustrés dans la figure III.03. Le graphe forme un pic dans la pièce 03, où la densité de la poussière augmente.

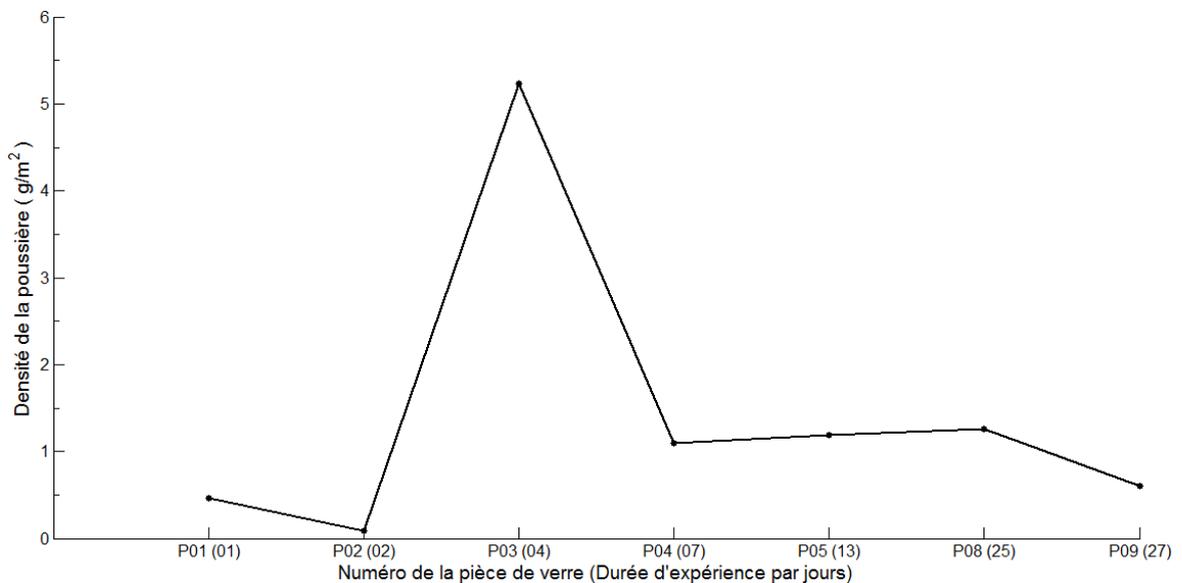


Figure III.03 Densité de poussière accumulée sur les pièces de verre

III.3.1.3 Effet de la poussière sur l'éclairement solaire

Afin de calculer le taux d'influence de la poussière sur la transmittance du verre, nous avons choisi de travailler avec les valeurs de l'éclairement 800, 600, 400 et 200 W/m². Chaque fois que nous mettons devant le radiomètre une pièce de verre, nous mesurons l'éclairement, voir la figure III.04. Les pièces utilisées sont les pièces (01, 02, 03, 04, 05, 08, 09) plus une pièce de verre propre.



Figure III.04 Effet de la poussière sur l'éclairement.

Les résultats des mesures expérimentales sont présentés sur la figure III.05. La figure représente la diminution de la transmittance en fonction de la poussière accumulée sur les pièces de verre (1, 2, 3, 4, 5, 8 et 9). Pour la pièce verre propre, l'éclairement diminue environ 17,92% sous l'effet du verre. Dans la pièce 01 qui a été exposée aux changements climatiques de 26/04/2021 au 27/04/2021 pendant 24 heures, la poussière accumulée diminue le taux de transmittance de 1.88%. Dans la pièce 02 (48 heures), le taux est diminué de 2.46%. Dans la pièce 03 (4 jours), la poussière a diminué le taux de transmittance de la pièce de verre de 4,88%. Contrairement pour la pièce 04, le taux elle a légèrement diminué par rapport à la précédente 3,65%, puis il est revenu à la hausse dans les pièces P5 (13 jours), P8 (25 jours) et P9 (27 jours), où le taux d'impact de la poussière a atteint 7,70 %.

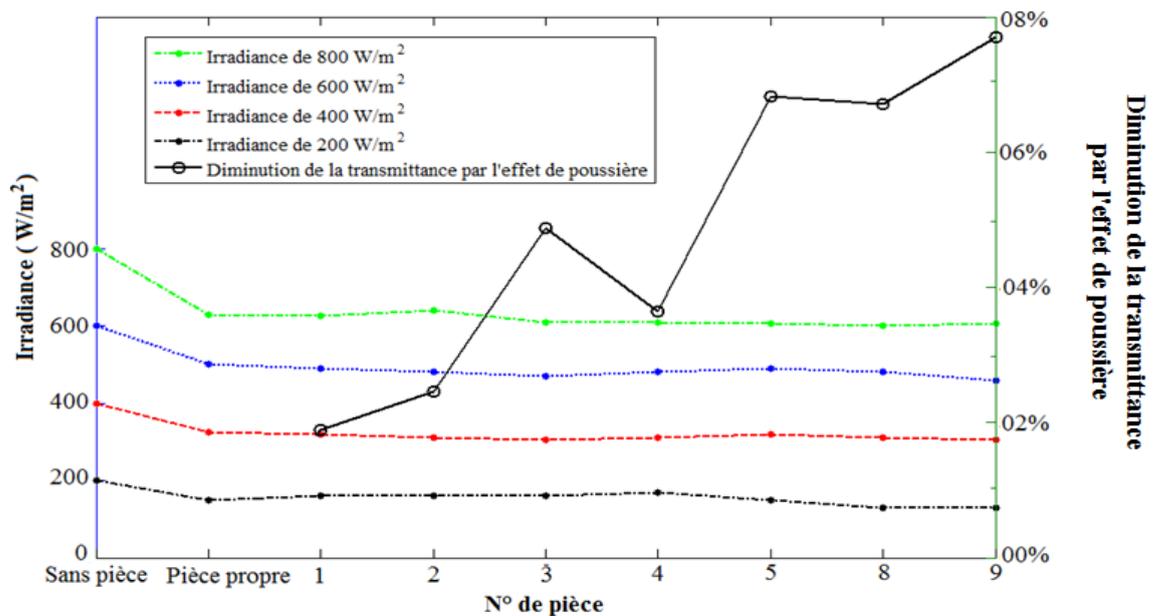


Figure III.05 effet de poussière sur l'éclairement pour chaque pièce.

Chapitre III: Etude de cas: Région de Tlemcen

La variation du taux de transmittance (Taux de salissure (SR)) est corrélée linéairement avec la densité de la poussière accumulée et du changement climatique. Puisque pendant la période où ce taux a diminué, il y a eu une chute de pluie, il s'agit donc d'un nettoyage naturel de la poussière accumulée. D'après la figure III.06, On peut remarquer que l'accumulation de la poussière augmente plus vite pour des jours ont trop d'humidité. Par contre, la pluie diminue le taux d'accumulation de la poussière.

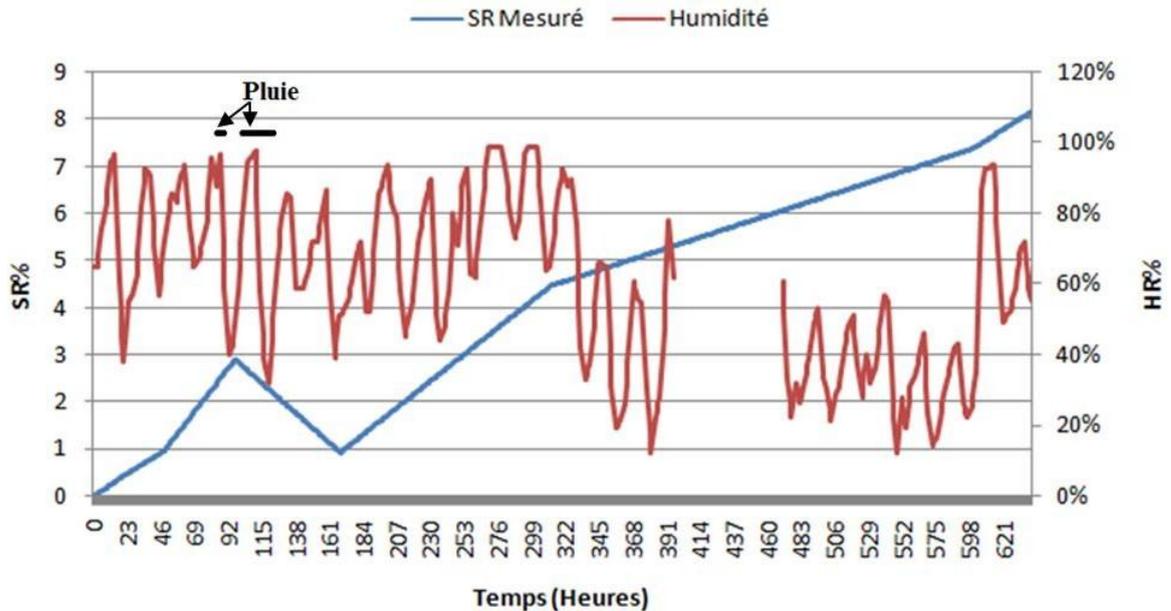


Figure III.06 Poussière accumulée et l'Humidité

III.3.2 Estimation de l'énergie photovoltaïque produite

La poussière est une cause majeure de la diminution de l'énergie électrique produite par un générateur PV. Dans cette partie, nous réalisons des simulations numériques dans le but d'estimer l'éclairement solaire affecté par la poussière et ainsi l'énergie photovoltaïque à l'aide du logiciel HOMER.

III.3.2.1 Estimation l'éclairement solaire

Dans la partie précédente, on a mesuré le taux de salissure des pièces de verre après un certain temps d'exposition à la poussière. Cette accumulation de la poussière diminue le franchissement de la lumière. Dans ce qui suit, on va estimer l'éclairement solaire affecté par la poussière ($GHI_{\text{Poussière}}$) à partir des données horaire de l'éclairement solaire sur la zone d'étude (GHI_{Site}) et le taux de salissure.

La figure III.07 représente la diminution de l'éclairement solaire par l'effet de l'accumulation de la poussière sur les modules photovoltaïques. Cette diminution est calculée par l'équation (III.3):

$$\Delta GHI = GHI_{\text{Site}} - GHI_{\text{Poussière}} \quad (\text{III.3})$$

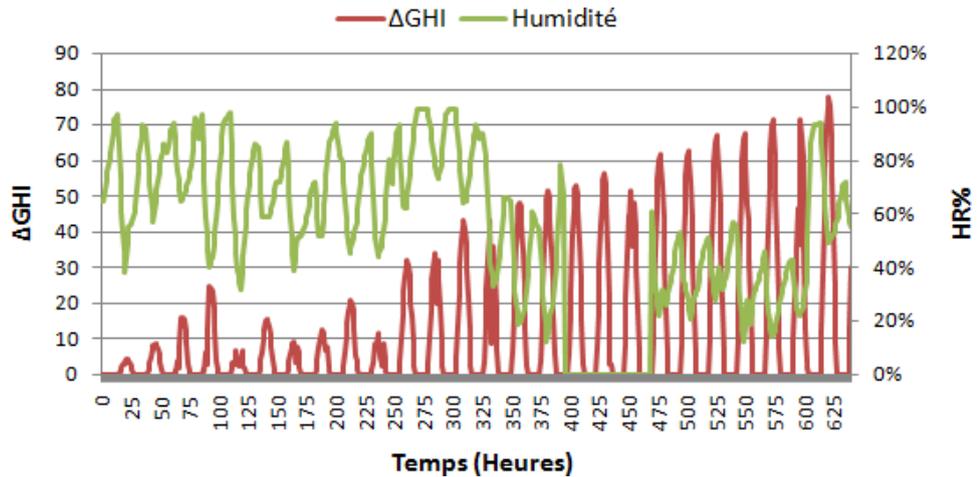


Figure III.07 Diminution de l'humidité et l'éclairement solaire par l'effet de poussière

Comme on peut le voir sur la figure III.07, l'humidité et ΔGHI sont inversement proportionnels. Ceci confirme les résultats obtenir par Mr. Houssain Zitouni: l'humidité est un facteur essentiel dans le nettoyage naturel de la poussière accumulée [3].

III.3.2.2 Energie photovoltaïque produite

Pour estimer l'effet de la poussière sur la production de l'énergie photovoltaïque, nous allons faire une simulation d'installer un générateur photovoltaïque dans un site résidentiel. La simulation sera faite par le logiciel HOMER.

III.3.2.2.1 Profil de charge

Le profil de charge est relevé à partir des résultats d'une étude menée par Mr. YACOUBI Mohammed Riad sur le thème : «Etude de la faisabilité énergétique des systèmes photovoltaïques résidentiels connectés au réseau électrique» [4].Où nous avons pris les valeurs de l'énergie horaire consommée pour la période d'étude du 22/04/2021 au 19/05/2021 comme le montre la figure III.08

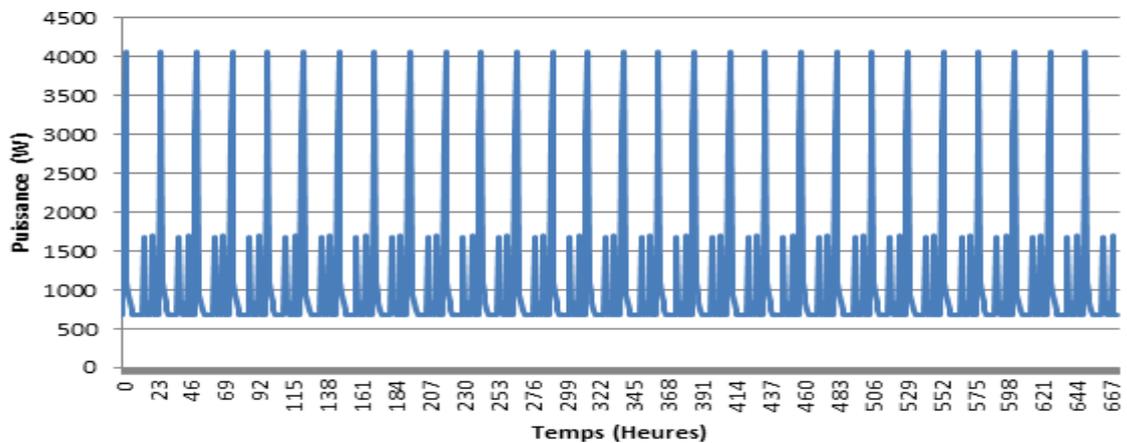


Figure III.08 Profil de charge horaire des mois d'étude Avril et Mai

Chapitre III: Etude de cas: Région de Tlemcen

III.3.2.2.2 Système photovoltaïque

Un système photovoltaïque connecté au réseau électrique consiste en une combinaison de modules photovoltaïques, de câbles et d'onduleurs. Les modules photovoltaïques utilisés pour la simulation se sont des modules de type poly-cristallin CEM235P-60, ces caractéristiques sont décrites dans le tableau III.2.

Tableau III.2 Caractéristiques du module CEM235P-60 [5]

Caractéristiques	CEM235P-60
Puissance nominale	235 Wc
Type de cellule	Poly cristalline
Nombre de cellule	60
Tension en circuit ouvert (V_{co})	36.31 V
Courant de court-circuit (I_{co})	8.16 A
Tension MPP V_{mpp}	30.10 V
Courant MPP I_{mpp}	7.83 A
Température nominale de fonctionnement	45 ± 2 °C
Coefficient de température de puissance	-0.39
Coefficient de température de courant	+0.06
Coefficient de température de voltage	-0.33
Rendement de module	14%
Dimension de module	1640×992×45 mm
Dimension de cellule	156×156 mm
Poids	18.5 kg
Durée de vie	≥ 25 ans

Étant donné que nous sommes limités par la surface du toit des maisons qui ont des surfaces d'environ 100 m². Nous avons pris la puissance correspondant à cette surface 15,5 kWp selon les résultats de l'étude menée par M. YACOUBI Mohammed Riad [4]. La meilleure estimation du système photovoltaïque est de 31 kWp et l'onduleur est de 21 kW. Mais comme la surface disponible est d'environ 100 m², nous avons adopté la puissance correspondante, à savoir 15,5 kWp pour les systèmes photovoltaïques et 17 kW pour les onduleurs[4].

Chapitre III: Etude de cas: Région de Tlemcen

Concernant la simulation dans cette étude, nous allons faire deux simulations, la première avec éclairage de site (GHI_{site}), et la seconde avec l'éclairage avec l'accumulation de poussière ($GHI_{poussière}$) dans la période 22/04/2021 au 19/05/2021. Nous avons fait la simulation avec puissance de 15.5 kW_P, les données d'entrées dans la simulation sont le profil de charge, l'éclairage solaire, la température ambiante et les caractéristiques du module photovoltaïque, voir la figure IV.09.

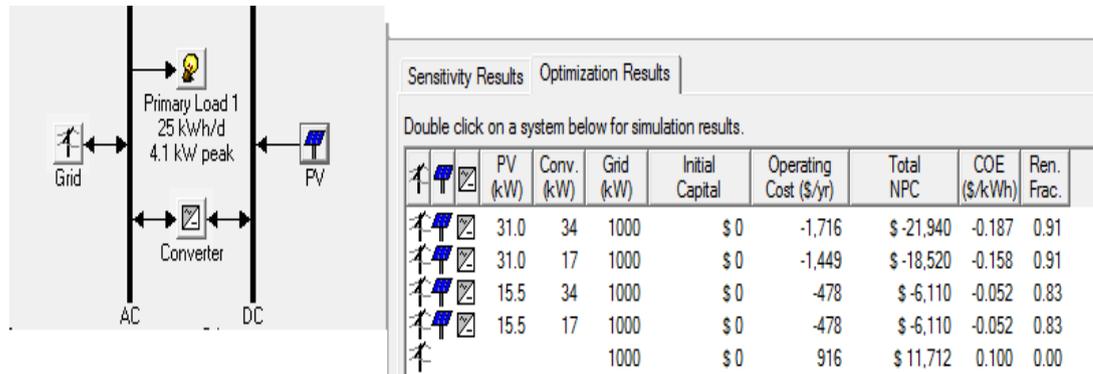


Figure III.09 Interface de la simulation HOMER.

III.4 Résultats et discussions

Après avoir effectué les simulations sur le système photovoltaïque sans et avec poussière. Nous avons obtenu les résultats suivants: Energie photovoltaïque produite, l'énergie absorbée du réseau et l'énergie injectée au réseau comme le montre les figures III.10 et III.11.

La figure III.10 représente les valeurs horaires (a) et journalière (b) de la variation de: l'éclairage solaire reçue, l'énergie photovoltaïque produite, et les énergies absorbée et injectée au réseau électrique, sans poussière dans la période d'étude 22/04/– 19/05/2021. L'éclairage solaire reçue est varié entre 306-992 kW/m², c'est-à-dire des énergies solaires entre 1.82-8.00 kWh/jour. Cette variation entraîne une variation horaire de l'énergie photovoltaïque entre 3.52-13.48 kW, ce qui provoque une variation journalière de l'énergie produite entre 22-96 kWh/Jour. Dans la période d'étude, il a un changement brutal de l'éclairage solaire en 27/04 et 02/05 due aux nuages et les précipitations. Pour les énergies absorbées et injectées dans le réseau électrique sont liées à la productivité du générateur photovoltaïque. Vue la figure III.11 (b), les bilans énergétiques journalières sont positifs sauf les deux jours nuageux 27/04 et 02/05. On peut dire que cette résidence a injectée dans le réseau électrique plus qu'elle a absorbée.

Chapitre III: Etude de cas: Région de Tlemcen

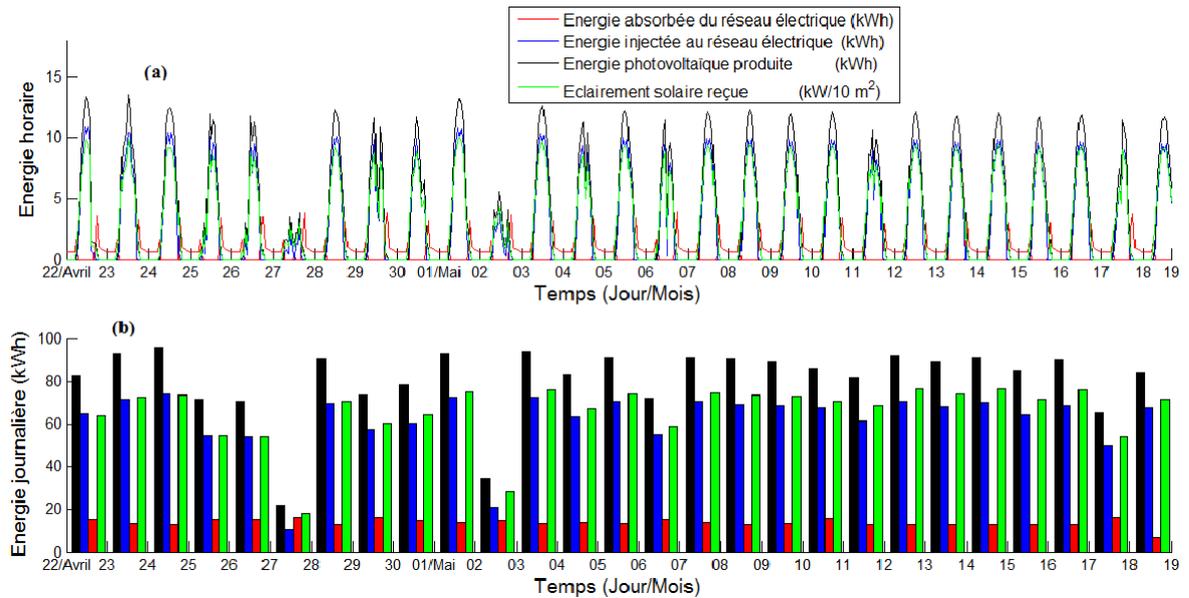


Figure III.10 Résultats de simulation pour l'éclairage sans poussière.

Le taux de perte pour l'éclairage et l'énergie produite sont augmentés environ 3% après 05 jours. Ensuite, les taux sont diminués jusqu'à environ 01% par l'effet de la pluie et l'humidité. A partir de 30 Avril jusqu'à 18 Mai, les taux de variation sont augmentés de 08% pour l'éclairage et de 06% pour l'énergie produite. Cette augmentation est l'impact du ciel clair et une faible humidité. Le dernier jour, le graphique montre une diminution la variation journalière moyenne, car ce jour-là, la pièce n'a pas terminé 24 heures complètes, car nous l'avons récupérée à 09h du matin. Après presque 01 mois d'accumulation de poussière l'éclairage solaire reçue diminué de 08% et la production d'électricité diminué de 06% environ 5.6 kWh/jour.

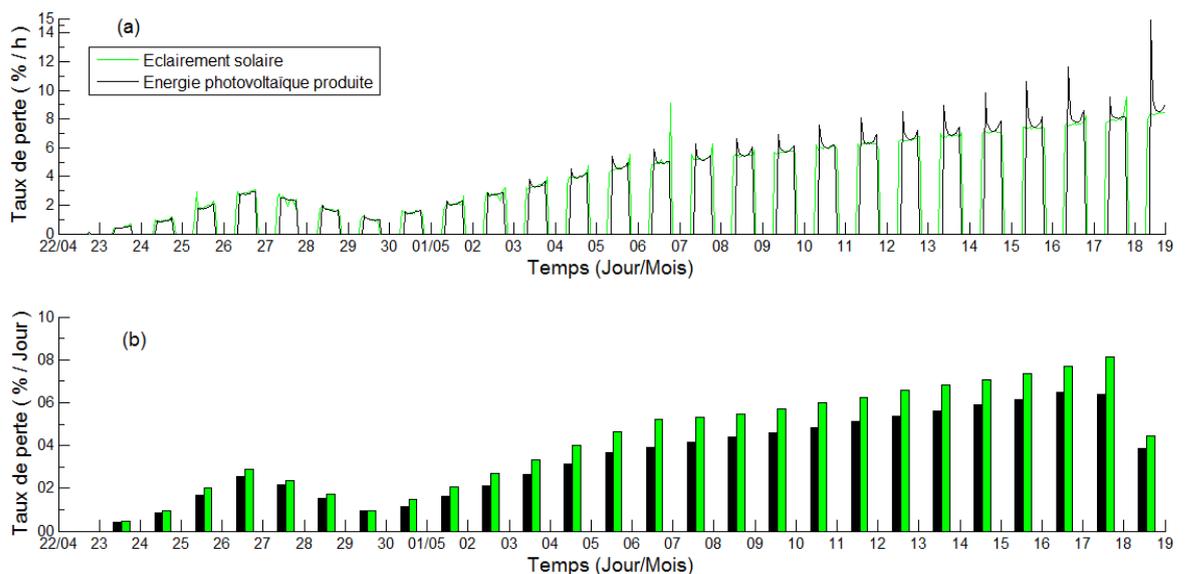


Figure III.11 Impacte de la poussière sur l'éclairage et l'énergie photovoltaïque

Chapitre III: Etude de cas: Région de Tlemcen

Ces résultats confirment que la poussière a un impact sur la production de l'énergie photovoltaïque. C'est pourquoi, il est nécessaire de nettoyer les panneaux photovoltaïques.

III.5 Solutions proposées

La saleté est un problème majeur pour les systèmes solaires, car l'accumulation de particules de poussière sur la surface provoque l'absorption et la diffusion du rayonnement solaire, entraînant une réduction significative de la production d'énergie. Afin de réduire la quantité de poussière accumulée, des revêtements anti-pollution sont en cours de développement pour réduire les dépôts de particules, réduire les coûts de maintenance due aux opérations de nettoyage, et ainsi améliorer la production d'énergie [6].

Dans une étude en 2018, un groupe de chercheurs a étudié le revêtement et a utilisé un capteur de nettoyage de suivi pour comparer l'indice de saleté entre un ensemble de miroirs peints et non peints, qui ont été laissés à l'extérieur pour accumuler naturellement la saleté dans deux positions différentes: l'horizontale et à 45°. Il a été conclu que le revêtement a un effet positif sur le rendement du système photovoltaïque, car il contribue à la diminution du taux de saleté et peu coûteux par rapport aux pertes énergétiques causées par l'accumulation de poussière [6].

Dans une autre recherche en 2019, les chercheurs ont préparé un revêtement pour réduire l'accumulation de poussière. Ils ont synthétisé deux films de $\text{TiO}_2/\text{SiO}_2$ avec une teneur en titane différente et les ont comparés avec du TiO_2 pur en termes de transparence et d'hydrophile. De plus, des matériaux antireflets hydrophobes à base de films de SiO_2 fonctionnalisés ont également été étudiés. Tous ces revêtements sont déposés sur des substrats de verre flotté à faible teneur en fer par des techniques d'immersion sol-gel et d'évaporation par faisceau d'électrons. Les films de $\text{TiO}_2/\text{SiO}_2$ et de SiO_2 présentent une transmittance plus élevée dans le domaine de la lumière visible que le TiO_2 pur [7].

Chapitre III: Etude de cas: Région de Tlemcen

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mené une étude de cas dans la région de Tlemcen avec un côté expérimental et simulation par HOMER, où nous avons étudié des pièces de verre pendant environ un mois en termes de changement du taux de saleté et de son impact sur l'absorption de l'éclairement solaire et la production de l'énergie photovoltaïque. Où nous avons constaté que la poussière peut entraîner une diminution de 06% après un mois d'exposition. Il est estimé que entre 22 Avril et 19 Mai de 2021, l'installation d'un générateur photovoltaïque de puissance 15,5 kWp peut produire environ 2.186 MWh d'énergie photovoltaïque avec un bilan énergétique positive +1.29 MWh. Par l'effet de l'accumulation des poussières, l'énergie photovoltaïque produite a une diminution de 95 kW/h, environ 04%. Il est donc nécessaire de nettoyer chaque période les modules photovoltaïques ou de rechercher des solutions pour réduire cet effet.

III.7 Références du chapitre III

- [1] « The Characteristics of the Tropical Scrub Forest Biome ». <https://sciencing.com/characteristics-tropical-scrub-forest-biome-8755017.html> (consulté le avr. 30, 2021).
- [2] « Climat Tlemcen (Algeria) ». <https://fr.climate-data.org/afrique/algerie/tlemcen/tlemcen-990323/> (consulté le mars 13, 2021).
- [3] H. Zitouni *et al.*, « Experimental investigation and modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables: A case study of semi-arid climate », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 221, p. 110874, mars 2021, doi: 10.1016/j.solmat.2020.110874.
- [4] M.R.Yacoubi, « Etude de la faisabilité énergétique des systèmes photovoltaïques résidentiels connectés au réseau électrique », Mémoire Master, Université Abou-Bekr Belkaid, Tlemcen, 2020.
- [5] Condor, « Catalogue produits solaires photovoltaïque ». Condor. [En ligne]. Disponible sur: https://www.condor.dz/images/pdf/CatalogueProduitsSolairesPhotovoltaïques_min.pdf
- [6] D. Lopes et R. Conceição, « Anti-soiling coating performance assessment on the reduction of soiling effect in second-surface solar mirror », *Solar Energy*, vol. 194, p. 478-484, déc. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.10.059.
- [7] D. Lopes et R. Conceição, « Anti-soiling coatings for solar cell cover glass: Climate and surface properties influence », *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 185, p. 517-523, oct. 2018, doi: 10.1016/j.solmat.2018.05.036.

Conclusion générale

Conclusions générales et perspectives

Soleil est une ressource naturelle et renouvelable dans le temps. L'énergie solaire a connu une grande expansion dans le monde en termes de développement des systèmes solaires, mais cette énergie pure fait face à une dégradation notable pour plusieurs raisons, notamment la poussière et les changements climatiques.

Le travail présenté dans ce mémoire traite l'impact de la poussière et les conditions climatiques sur l'efficacité des systèmes photovoltaïques dans les régions à climat semi-aride. Dans ce travail, une étude expérimentale a été effectuée pour analyser l'effet de l'accumulation de la poussière sur la transmission de la lumière à travers le verre. Les expériences ont été effectuées durant des périodes différentes entre le 22/04/2021 et 19/05/2021. Où, il est constaté que l'accumulation de la poussière varie proportionnellement avec le taux d'humidité et inversement avec la pluie. Le taux de perte de transmittance a atteint environ 08% à la fin de cette étude.

Par la suite, une simulation numérique été effectuée, afin d'étudier l'impact de l'accumulation de poussière sur la production d'énergie photovoltaïque. Le logiciel utilisé est HOMER, il a la capacité d'estimer les bilans énergétique et économique des installations photovoltaïques. Notre étude de cas est une résidence de consommation énergétique de 11.12 MWh/an. Il est estimé que entre 22 Avril et 19 Mai de 2021, l'installation d'un générateur photovoltaïque de puissance 15,5 kWp peut produire environ 2.186 MWh d'énergie photovoltaïque. Par l'effet de l'accumulation des poussières, l'énergie photovoltaïque produite a une diminution de 95 kW/h, environ 04%.

Vue les résultats important obtenus dans ce travail, les travaux futurs qui pourraient être envisagés sont:

- Etude expérimentale en minimum une année pour mieux analyser l'effet de la poussière accumulée dans cette région
- Évaluation de différentes alternatives des revêtements antisalissure pour les modules photovoltaïques.

Résumé :

Afin d'optimiser un système photovoltaïque, les facteurs climatiques et environnementaux de la région d'installation doivent être pris en compte. En particulier, la poussière est connue pour avoir un impact significatif sur le rendement optique des systèmes photovoltaïques. Le but de ce travail est d'étudier l'impact de la poussière sur l'efficacité des systèmes photovoltaïques dans un climat semi-aride. Nous avons mené une étude de cas dans la région de Tlemcen (Université de Tlemcen). La variation de la transmittance relative avec l'accumulation de poussière est analysée pour des périodes entre 22 Avril et le 19 Mai 2021. Puis nous avons estimé le taux de perte de conversion énergétique par le logiciel HOMER. Les résultats ont indiqué que la poussière accumulée réduit le facteur de transmission de 08% après un mois d'exposition, ainsi que la production de l'énergie photovoltaïque diminue de 04%. Face à cette perte, il est proposé d'utiliser des revêtements anti-salissures.

Mots clé: *Système photovoltaïque; Accumulation de poussières, Taux de transmittance; Influence de l'humidité.*

المخلص :

من أجل تحسين النظام الكهروضوئي ، يجب مراعاة العوامل المناخية والبيئية لمنطقة التركيب. على وجه الخصوص ، من المعروف أن غبار الأتربة له تأثير كبير على أداء الأنظمة الكهروضوئية. الهدف من هذا العمل هو دراسة تأثير الغبار على كفاءة الأنظمة الكهروضوئية في مناخ شبه جاف. لقد أجرينا دراسة حالة في منطقة تلمسان (جامعة تلمسان). حيث تم تحليل تغير النفاذية النسبية مع تراكم الغبار لفترات مختلفة بين 22 أبريل و 19 مايو 2021. ثم قمنا بتقدير نسبة ضياع الطاقة المحولة بواسطة برنامج المحاكات HOMER. أشارت النتائج إلى أن الغبار المتراكم قلل من النفاذية بنسبة 08% بعد شهر من التعرض للعوامل الطبيعية، كما انخفض إنتاج الطاقة الكهروضوئية بنسبة 04%. في مواجهة هذه الضياع، يُقترح استخدام الطلاءات المانعة لتراكم الأتربة.

الكلمات المفتاحية: النظام الكهروضوئي. تراكم الغبار ، معدل النفاذية ؛ تأثير الرطوبة.

Abstract :

In order to optimize a photovoltaic system, the climatic and environmental factors of the region must be taken into account. In particular, dust is known to have a significant impact on the optical performance of photovoltaic systems. The aim of this work is to study the dust impact on photovoltaic system efficiency in a semi-arid climate. We conducted a case study in the Tlemcen region (University of Tlemcen). The variation of the relative transmittance with the dust accumulation ratio is analyzed for different periods between April 22 and May 19, 2021. Then we estimated the rate of the lost energy using the HOMER software. The results indicate that the accumulated dust reduces the transmittance by 08% after one month of exposure, as well as the produced photovoltaic energy decreases by 04%. Faced with this loss, it is proposed to use anti-soiling coatings.

Keywords: *Photovoltaic system; Dust accumulation, Transmittance rate; Influence of humidity.*