

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Larbi Tébessi - Tébessa
Faculté des Sciences Exactes et des Sciences de la Nature et de la Vie
Département: Sciences de la Matière



MEMOIRE DE MASTER

Domaine: Sciences de la Matière

Filière: Physique

Option: Physique des matériaux

Thème:

*Contribution à l'étude de l'interaction des rayonnements
solaire avec les matériaux semi-conducteur: application
photovoltaïque*

Présenté par:

Ismail mesbahi & youcef djedouani

Devant le jury :

RAOUAG Nouari	M.C.A	Université de Tébessa	Président
SAOUANE Izzeddine	M.A.A	Université de Tébessa	Rapporteur
BELGHITH Hana	M.A.A	Université de Tébessa	Examineur

Date de soutenance : 24/06/2019

Remerciement

Notre remerciements vont tout premièrement

À Dieu tout puissant pour la volonté, la santé

Et la patience qui nous avons donné pour

Terminer ce mémoire.

*Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de Mr Dr .**Saouane Izzeddine** , on le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.*

Nous** tenons à remercier aussi à Monsieur **RAOUAG Nouari

d'avoir accepté d'être président du jury.

Nous** tenons à remercier aussi à Madame **BELGHITH Hana

de nos honorés en acceptant d'examiner notre travail

***Nous** remercions aussi tous les enseignants d'avoir répondu a*

Aimablement afin de juger ce travail en participant au jury de mémoire.

Particulièrement toutes notre reconnaissances pour nos avoir fait

Bénéficier de ses compétences scientifiques, ses qualités

Humaines et sa constante disponibilité.

***A** tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à*

La réalisation de ce travail.

DÉDICACE

Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, le respect, la reconnaissance, c'est tous simplement que : Nous dédions cette mémoire de master

À Notre chère Mère : tu m'as donné la vie , la tendresse et le courage pour réussir.

Tout ce que je peux t'offrir ne pourra exprimer l'amour et la reconnaissance que je te porte en témoignage , je t'offre ce modeste travail pour te remercier pour tes sacrifices et pour l'affection dont t'as toujours entourées.

À Notre cher Père : Aucune dédicace ne saurait exprimer l'estime, le dévouement et le respect que nous avons toujours pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour notre éducation et notre bien-être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que vous avez consentis pour notre éducation le long de ces années.

À tous nos frères et sœurs

À toute la famille de mesbahi .

À tous nos amis et collègues.

À tous les étudiants de la promotion 2018/2019.

À tous ceux qui, par un mot, nous avons donné la force de continuer.

Ismail.M

DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail

A mes chers parents

A mes frères

A tous ma famille

A mon encadreur Mr Azzeddine saouane

A tous mes collègues et mes amis partout

A tous ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science

et à tous ceux qui utilisent la science pour le bien

et la prospérité de l'humanité.

Table des matières

Liste des Tableaux	<i>i</i>
Liste des figures	<i>ii</i>
Liste des symboles.....	<i>iv</i>
Introduction Générale	<i>1</i>

Chapitre I : Modèles mathématiques pour l'estimation de rayonnement solaire

I.1. Introduction	4
I.2. Notions d'astronomie.....	4
I.2.1. Le soleil	4
I.2.2. Coordonnées terrestres	5
a)Longitude.....	5
b)La latitude.....	5
c)L'altitude	5
I.2.3. Mouvement terre-soleil	6
I.2.3.1 Mouvement de rotation.....	6
I.2.3.2. Mouvement de translation	6
I.2.3.3. La distance terre- soleil	7
I.2.4 Mouvement apparent du soleil.....	7
I.2.5. Les coordonnées du soleil.....	8
I.2.5.1. Coordonnées équatoriales.....	8

a) Déclinaison solaire	9
b) Angle horaire du soleil H	10
I.2.5.2.Coordonnées horizontales.....	11
a) La hauteur du soleil h.....	11
b) Azimut du soleil.....	11
I.2.5.3. Orientation d'un capteur.....	12
a) La hauteur du capteur γ	12
b) Azimut du capteur α	12
I.2.5.4. Angle d'inclinaison (β).....	12
I.4. Les rayonnements solaires.....	13
I.4.1. Distribution spectrale.....	13
I.4.2. Différents types de rayonnement.....	14
a) Rayonnement direct.....	14
b) Rayonnement diffus.....	14
c) L'albédo.....	14
d) Rayonnement global	15
I.4.3. Les expressions des rayonnements solaires sur un plan quelconque.....	16
I.4.3.1. Rayonnement direct.....	16
I.4.3.2. Rayonnement diffus.....	18
I.4.3.3. Rayonnement global.....	19
I.5. Les rayonnements terrestres.....	19
I.5.1. Corps noir	19
I.5.1.1. Loi de Stefan-Boltzmann.....	19
I.5.1.2. Loi de déplacement de Wien.....	20

I.5.2. Corps gris.....	20
I.6 .Modèles mathématiques pour l'estimation de l'éclairement solaire.....	20
I.6.1 Modèle de Jordan.....	20
I.6.2.Modèle de Capderou.....	21
1.6.3.Méthode Semi-Empirique de Perrin Brichambaut.....	23
1.6.4.Modèle de R. Sun.....	24
I.6.5.Modèle de Klucher	25
I.6.6.Modèle de Hay-Davies	25
I.6.7.Modèle de Reindl	25
I.7. Conclusion	26

Chapitre II : Théorie du générateur photovoltaïque

II.1. Introduction	30
II.2. Générateur photovoltaïque (PV).	30
II.2.1.Le semi-conducteur	30
II.2.1.1. La Conduction électrique dans les semi-conducteur.....	31
II.2.1.2. Les bandes d'énergie dans un semi-conducteur.	31
II.2.1.3. Bande interdite (gap énergétique).....	32
II.2.1.4. Gap direct et indirect.....	33
II.2.1.5. La conduction électrique des électrons et des trous	33
II.2.2. Les cellules photovoltaïques	34
II.2.2.1. Principe de fonctionnement.....	35
II.2.3. Structure d'une cellule photovoltaïque.....	36

II.2.2.2. Les différents types des cellules solaires.....	37
II.2.2.2.1. Les cellules mono- cristallines	37
II.2.2.2.2. Les cellules poly-cristallines	38
II.2.2.2.3. Les cellules amorphes	38
II.2.2.3. Modèle mathématique	38
II.2.2.3.1. Modèle idéal d'une cellule photovoltaïque	38
II.2.2.3.1. Modèle réel d'une cellule photovoltaïque	39
II.2.2.3.2. Paramètres des cellules photovoltaïques	40
a) Courant de court-circuit (ICC).....	40
b) Tension à circuit ouvert (VCO)	41
c) Puissance maximale	41
d) Facteur de qualité.....	41
e) Facteur de forme.....	42
f) Rendement d'une cellule solaire.....	42
II.2.2.4. Caractéristique courant-tension $I=f(V)$	42
II.2.2.5. Les zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque.....	44
II.5. Processus de fabrication.....	45
II.2.2.6. Les modules photovoltaïques.....	46
II.2.2.7. Les panneaux photovoltaïques.....	47
a) Association série.....	47
b) Association Parallèle.....	48
c) Association mixte (Série + Parallèle).....	49
II.2.2.8. Rendement de générateur photovoltaïque.....	49
II.3. Conclusion.....	50

Chapitre III : Résultats et discussions

III.1. Introduction	56
III.2. Estimation de l'éclairement solaire dans la ville de Tébessa	56
III.2.1. Calcul par PVGIS	56
III.2.2. Modélisation de l'éclairement solaire	59
III.3. L'influence des différents paramètres de la cellule solaire sur sa fonction dans les conditions de la ville de Tébessa	62
III.3.1. Comparaison entre les modèles de PV	63
III.3.2. L'influence de l'éclairement	65
III.3.3. L'influence de la température	66
III.3.4. L'influence de la résistance série	68
III.3.5. L'influence de la résistance Shunt	69
III.3.6. Puissance maximale dans la ville de Tébessa	71
III.4. Conclusion	72

Liste des tableaux

Tableau N°	Titre	Page
I.1	quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol	15
I.2	Coefficients de corrections adimensionnelles.	21
I.3	Valeurs de l'albédo du sol " ρ "	21
I.4	Paramètre décrivant l'état de l'atmosphère.	23
II.1	Energie du gap pour différents semi-conducteurs.	36
II.2	Processus de fabrication des cellules photovoltaïques.	46
III.1	Les caractéristiques électriques	62
III.2	Les paramètres calculés par le modèle à 2M6P	63
III.3	Les paramètres calculés par le modèle proposé.	63

Liste des figures

Figure N°	Titre	Page
I.1	coordonnés terrestre	6
I.2	le mouvement de la terre autour de soleil	7
I.3	La direction du soleil (S) repéré en coordonnées équatoriales et en coordonnées horizontales en un lieu donné de latitude φ .	8
I.4	Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J.	10
I.5	Variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai	11
I.6	L'orientation et l'inclinaison.	13
I.7	Analyse spectrale du rayonnement solaire	14
I.8	Différents composants de rayonnement.	15
I.9	Mesure le rayonnement sur une surface d'inclinaison quelconque	18
II.1	Schéma explicatif du phénomène	30
II.2	L'évolution de la concentration des porteurs libres en fonction de la température (cas du silicium).	31
II.3	Les structures des bandes énergétiques: Métal, semi-conducteur, isolant	32
II.4	Gaps direct et indirect des semi-conducteurs (GaAs, Si).	33
II.5	Répartition des électrons dans la bande de conduction et des trous dans la bande de valence à la température.	34
II.6	Schéma d'une cellule photovoltaïque au silicium.	35
II.7	Cellule PERL (passivated emitter, rear locally diffused) d'un rendement de 24,2% .	37
II.8	Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque.	38
II.9	La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque.	39

II.10	Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque	39
II.11	Caractéristique I(V) et P(V) d'un module PV	44
II.12	Les différentes zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque.	45
II.13	les modules photovoltaïques	46
II.14	Panneaux photovoltaïques.	47
II.15	Association de n modules solaires en série.	47
II.16	Caractéristique de nombre des modules en série	48
II.17	Association de Np modules solaires en parallèle	48
II.18	Caractéristique de nombre des modules en parallèles	48
II.19	Association mixte Ns x Np modules solaires.	49
II.20	Caractéristique de nombre des modules en série et parallèle	49
III.1	Fenêtre du logiciel PVGIS.	56
III.2	Angle d'inclinaison optimal annuel.	57
III.3	Irradiation mensuelle reçue sur le plan horizontal et incliné de manière optimale	58
III.4	Le coefficient de détermination	59
III.5	L'erreur quadratique moyenne (RMSE)	60
III.6	Irradiation reçue sur un plan incliné d'un angle optimal pour chaque mois de l'année	61
III.7	Irradiation reçue sur un plan incliné d'un angle optimal de 32° pour chaque mois de l'année	61
III.8	Caractéristique I-V pour les modèles L4P, L5P	64
III.9	Caractéristique I-V pour les modèles 2M6P, 2M7P	64
III.10	Influence de l'éclairement sur I-V	65
III.11	Influence de l'éclairement sur P-V	66

III.12	Influence de la température sur IV et P-V.	67
III.13	Influence de la résistance en série sur P-V	68
III.14	Influence de la résistance en série sur I-V	69
III.15	Influence de la résistance shunt sur I-V et P-V	70
III.16	Production d'électricité maximale d'un angle optimal pour chaque mois de l'année	71
III.17	Production d'électricité maximale d'un angle optimal de 32° pour chaque mois de l'année	71

LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Unité	Définition	
h	j.s	Constante de Planck	
ν	Hz	Fréquence de l'onde lumineuse	
E	eV	Quantité d'énergie	
C	m/s	vitesse de lumière	
Z	km	Altitude	
D_{rs}	UA	distance terre- soleil	
J	jour	numéro du jour de l'année	
λ	(°)	Longitude du lieu	
φ		Latitude du lieu	
H		Angle horaire du soleil	
h		hauteur du soleil	
a		Azimut du soleil	
γ		La hauteur du capteur	
α		Azimut du capteur	
β		Angle d'inclinaison	
i		angle d'incidence	
I		w/m^2	rayonnement direct
I_h			rayonnement direct horizontal
D	rayonnement diffus		
D_h	rayonnement diffus horizontal		
G_h	rayonnement global horizontal		

G		rayonnement global
Alb	-	albédo du sol
$\alpha_{T\lambda}$	-	facteur d'absorption de corps noir
σ	$Wm^{-2}k^{-1}$	constante de Stefan-Boltzmann
λ_T	-	constante de Wien
I_{ph}	A	photo- courant
I_d		courant traversant la diode
E_g	eV	Energie de la bande interdite
q	$1.6.10^{-19}$ C	charge de l'électron
k	J.K	la constante de boltzman
I_s	A	courant de saturation
I		Courant de la cellule
U_T	K	tension thermique
V		tension à la borne de la cellule
T		Température absolue
T_a		Température ambiante
T_{ref}		température ambiante de référence
$T_{a,ref}$		température ambiante de référence
T_C		Température de la cellule
R_S		Ω
R_{Sh}	résistance shunt	
I_{cc}	A	Courant de court-circuit
V_{co}	V	Tension à circuit ouvert
A	-	Facteur de qualité
I_{op}	A	Courant optimale

V_{op}	V	Tension optimale
P_{op}	W	Puissance optimale
I_{max}	A	Courant de la puissance maximale
V_{max}	V	Tension de la puissance maximale
P_{max}	W	puissance maximale
ff	%	Facteur de forme
P_{in}	W	puissance du rayonnement solaire incident
η_c	%	Rendement d'une cellule solaire
E	W/m ²	Eclairement
N_s	-	Nombre des modules solaires en série
N_p	-	Nombre des modules solaires en parallèle
TSV	-	Temps Solaire Vrai
TU	-	Temps Universel
TL		Temps Légal
PV		Photovoltaïque

Résumé

L'utilisation des énergies solaire connaît une croissance significative dans le monde et dans notre pays. Devant la demande croissante d'énergie électrique essentiellement pour les besoins des régions éloignées, désertes, et montagneuses.

L'énergie solaire photovoltaïque est de plus en plus utilisée pour opérer diverses applications terrestres comme l'éclairage, les télécommunications, la réfrigération et le pompage.

La connaissance de la quantité du rayonnement solaire incident dans un endroit est parmi les plus importants facteurs pour traiter un système solaire. pour cela nous avons choisis quatre modelés théoriques pour estimer l'éclairement solaire global sur une surface. Les modèles choisis ici utilisent des données facilement disponibles (c'est-à-dire la latitude et la longitude du lieu), et ils peuvent être facilement appliques à différents endroits pour prédire l'éclairement solaire global. Les résultats théoriques sont comparés avec les données calculé par PVGIS utilisant le coefficient de corrélation (R^2), l'erreur quadratique moyenne (RMSE). Ce calcule montre que les prédictions de ces modèles sont bien adaptées avec les valeurs horaires mesurées et peuvent être utiliser pour estimer l'éclairement solaire global dans ce sens, l'étude proposée concerne a l'étude d'un générateur photovoltaïque, pour une meilleure exploitation de l'énergie solaire, dans le but d'augmenter le rendement de ce système.

Mots clés : Semi-conducteur, énergie solaire, cellule photovoltaïque.

ملخص

يشهد استخدام الطاقة الشمسية نمواً كبيراً في جميع أنحاء العالم وخاصة في بلدنا. وذلك لمواجهة الطلب المتزايد على الطاقة الكهربائية بشكل أساسي لتلبية احتياجات المناطق النائية والمهجورة والجبلية. يتم استخدام الطاقة الشمسية الضوئية بشكل متزايد لتشغيل التطبيقات الأرضية المختلفة مثل الإضاءة والاتصالات السلكية واللاسلكية والتبريد والضخ

تعد معرفة مقدار الإشعاع الشمسي الناتج في موقع واحد من أهم العوامل في التعامل مع النظام الشمسي. لهذا اخترنا أربعة نماذج نظرية لتقدير الإشعاع الشمسي الكلي على السطح. تستخدم النماذج المختارة هنا البيانات المتاحة بسهولة (أي خطوط الطول والعرض للموقع) ، ويمكن تطبيقها بسهولة في مواقع مختلفة للتنبؤ بالإشعاع الشمسي الكلي . تتم مقارنة النتائج النظرية مع البيانات المحسوبة بواسطة (PVGIS) باستخدام معامل الارتباط (R^2) ، الخطأ التربيعي المتوسط (RMSE) يوضح هذا الحساب أن تنبؤات هذه النماذج تتكيف بشكل جيد مع القيم بالساعة المقاسة ويمكن استخدامها لتقدير الإشعاع الشمسي الكلي . في هذا المعنى ، تتعلق الدراسة المقترحة بدراسة خلايا كهروضوئية ، من أجل استغلال أفضل لطاقتها الشمسية وزيادة الإنتاجية.

كلمات مفتاحية : نصف ناقل , الطاقة الشمسية , الخلية الكهروضوئية

Abstract

The use of solar energy is experiencing significant growth worldwide. in our country. Faced with the growing demand for electrical energy mainly for the needs of remote, deserted, and mountainous regions.

Solar photovoltaic energy is increasingly used to operate various terrestrial applications such as lighting, telecommunications, refrigeration and pumping.

Knowledge of the amount of incident solar radiation in one location is among the most important factors in dealing with a solar system. for this we have chosen four theoretical modelings to estimate global solar irradiance on a surface. The models chosen here use readily available data (the latitude and longitude of the location), and they can be easily applied at different locations to predict global solar irradiance. The theoretical results are compared with the data calculated by PVGIS using the correlation coefficient (R^2), the mean squared error (RMSE). This calculation shows that the predictions of these models are well adapted to the hourly values measured and can be used to estimate global solar irradiance. in this sense, the study proposed concerns the study of a photovoltaic generator, for a better exploitation of the solar energy, in order to increase the yield of this system

Keywords : Semiconductor, solar energy, photovoltaic cell

Introduction générale

Aujourd'hui, les systèmes de conversion d'énergie renouvelable souffrent d'un manque d'optimisation qui en font des systèmes chers et présentant encore des déficiences importantes en rendement et en fiabilité.

En effet, bien qu'il existe de plus en plus de suites de démonstration prouvant la pertinence de sources d'énergie comme l'énergie photovoltaïque (PV) ou bien même l'énergie éolienne, on voit encore beaucoup de réticences à installer ces systèmes à grande échelle autant en production de masse que chez les particuliers.

Plusieurs problèmes de recherche doivent être résolus pour amener ces systèmes au degré de maturité suffisant et en faire des produits industriels à part entière qui pourraient aussi être comparés à des systèmes (grand public).

Dans ce cadre, l'énergie photovoltaïque (PV) bien que connue depuis de nombreuses années pour pouvoir être une source d'énergie électrique ayant de grandes possibilités pouvant aller de quelques milliwatts au mégawatt, ne se développe pas dans de grandes proportions. Les problèmes qui restent à résoudre concernent autant le matériau de conversion qui reste cher que la chaîne de conversion électrique qui présente beaucoup de pertes par une non optimisation et souvent une utilisation inappropriée de convertisseurs statiques.

Sur la partie matériaux, beaucoup d'équipes de recherche travaillent depuis de nombreuses années pour obtenir des rendements élevés associés à des prix de réalisation bas et une tenue des performances en vieillissement sur des durées importantes (10 à 30 ans).

Sur la partie système de conversion lui-même, les recherches se résument en deux points:

- ✓ Le développement d'un modèle mathématique exacte qui représente la cellule photovoltaïque réelle, et qui reflète l'influence des différentes conditions atmosphériques sur les paramètres de la cellule solaire.

- ✓ Le développement d'une méthode d'optimisation efficace qui est apte de déterminer le point de puissance maximale de la caractéristique $I(V)$ de la cellule pour n'importe quel condition d'éclairement et de la température, et quelque soit la nature de changement de ces conditions rapide ou lent.

Le présent mémoire est organisé en trois chapitres principaux qui se résument dans ce qui suit :

Dans le premier chapitre, les notions essentielles sur le gisement solaire sont présentées ;à savoir les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base, le mouvement de la terre autour de soleil et les différents types de rayonnement.

Le second chapitre donne un aperçu théorique sur le générateur photovoltaïque où l'on présentera un modèle de la cellule et du module photovoltaïque. Les influences des différents paramètres électriques et climatiques sur le comportement du générateur PV, y sont présentes.

Dans le troisième chapitre, nous avons étudié les modèles théoriques pour l'estimation des rayonnement solaire pour la ville de Tébessa, nous avons étudié le modèle à deux diodes, en utilisant seulement les données du fabricant de Condor.

Finalement une conclusion générale résumera tous les résultats obtenus dans ce présent mémoire.

Chapitre I

*Modèles mathématiques
pour l'estimation de
rayonnement solaire*

I.1. Introduction

Le flux solaire reçu au niveau du sol dépend de plusieurs facteurs ; l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre, la latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude, la période de l'année, l'instant considéré dans la journée, et la nature des couches nuageuses. Ainsi, si l'on considère des zones à climat sec et possédant un taux d'ensoleillement important dans l'année, le flux solaire peut être facilement modélisable et prévisible en fonction des heures de la journée et des jours de mois et les mois de l'année . [1]

Un réseau de stations de surveillance solaires équipées de pyromètres et de systèmes d'acquisition de données est généralement implanté à différents endroits, pour recueillir des informations utiles sur le rayonnement solaire. Cependant, le nombre de ces stations reste insuffisant pour fournir les données sur le rayonnement solaire. Il a été, par conséquent nécessaire de développer des modèles pour estimer le rayonnement solaire sur la base des données météorologiques facilement disponibles, pour cela une modélisation approchée du rayonnement solaire est utilisée.

Avant de présenter les principaux modèles utilisés (modèles de Capderou, de Jordan de R. Sun, de Modèle de Klucher , Modèle de Reindl, Modèle de HayDavies et de Perrin Brichambaut), pour l'estimation des éclaircissements incidents, sur un plan horizontal ou incliné, quelques grandeurs astronomiques, seront rappelées.

I.2. Notions d'astronomie

I.2.1. Le soleil

Le soleil produit une énorme quantité d'énergie, qui quitte sa surface sous forme de rayonnement électromagnétique d'un spectre allant de $0,2\mu\text{m}$ (ultra-violet) à $4\mu\text{m}$ (infrarouge).

Cette énergie représente une source majeure d'énergie dans le futur. Malgré la distance considérable de la terre du soleil (150.10^6km).

L'énergie solaire se présente bien comme une alternative aux autres sources d'énergie. Elle représente un potentiel considérable; en effet, le pays reçoit plus de 3000 h de lumière solaire par année avec un haut niveau d'éclaircissement. Avec une optimisation des angles de réception, la moyenne annuelle journalière est de 5 à 7 $\text{kwh}/\text{m}^2/\text{jour}$ [2].

I.2.2. Coordonnées terrestres

Tout point de la surface terrestre est repérée par ses coordonnées géographiques : La longitude, la latitude, ainsi que par son altitude. Voir figure (I-1)

a) Longitude

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé. La longitude sera désignée ici par la lettre (λ).

La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et 180° Atout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps [3].

On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest.

Pour la ville Tébessa (Algérie) la longitude est de : $8^\circ 0548'$ [4].

b) La latitude

L'angle de latitude est l'angle entre une ligne tracée d'un point sur la surface de la terre avec le centre de cette dernière, et le cercle équatorial de la terre. L'intersection du cercle équatorial avec la surface de la terre forme l'équateur et est indiquée en tant que latitude de 0° , le pôle nord par la latitude $+90^\circ$ et le pôle sud par la latitude -90° .

Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude sera désignée ici par lettre (φ), et peut ainsi être compose entre -90° et $+90^\circ$.

Pour la ville de Tébessa (Algérie) la latitude est environ de $35^\circ 398'$.

c) L'altitude

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale en mètre entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer) [3, 4].

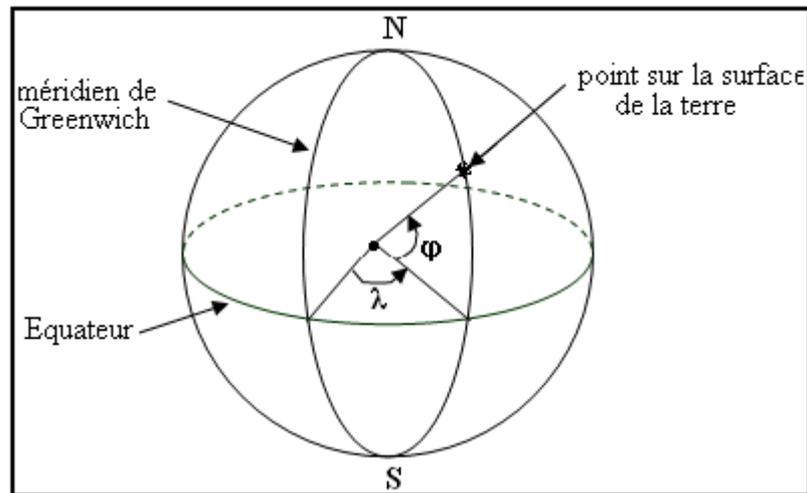


Fig.I.1. coordonnées terrestre[3].

I.2.3. Mouvement terre-soleil

On peut décomposer le mouvement de chacun d'eux en mouvement de rotation et mouvement de translation.

I.2.3.1. Mouvement de rotation

La terre tourne autour de son axe de rotation (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométrique. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire comme de la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de $P_r = 23\text{h } 56\text{mn } 04\text{s} \approx 24\text{h}$.

Sa vitesse linéaire de rotation à l'équateur est $V_r \approx 0,465\text{Km/s}$, elle est variable en fonction de latitude φ telle que : $V_r(\varphi) = V_r(\cos(\varphi))$

Les saisons n'existent pas si la terre se tenait droit. Sur son orbite, mais le fait que son axe de rotation sont penché d'un angle $23^{\circ}27' \approx 23,45^{\circ}$ avec un mouvement de révolution, le pôle Nord et le pôle Sud vont pouvoir successivement se dorer à la lumière [5].

I.2.3.2. Mouvement de translation

Dans l'univers tout est en mouvement. La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil en $P_t = 365\text{jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} \approx 365,25\text{ jours}$. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de $1,49675 \cdot 10^8\text{km}$ (1 AU). Cette distance est minimale au début de janvier et maximale au début de juillet. Voir figure (I.2) [3, 5].

La terre tourne avec une vitesse moyenne $V_t \approx 29,77 \text{ Km/s}$ [vitesse maximale en hiver $30,27 \text{ Km/s}$ et minimale en été $29,77 \text{ Km/s}$]. Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons [5].

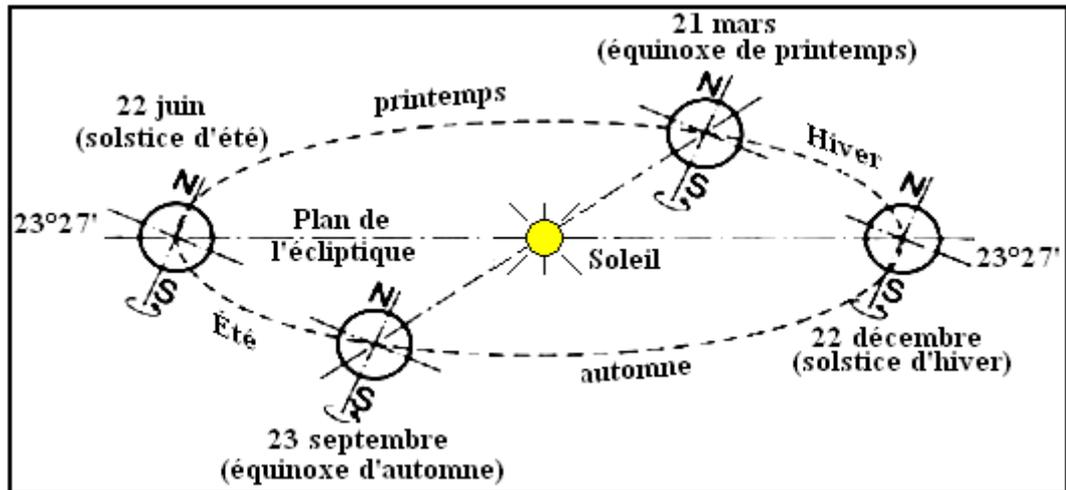


Fig.I.2. le mouvement de la terre autour de soleil [4]

I.2.3.3. La distance terre- soleil

La distance terre- soleil varie quotidiennement selon la relation suivant :

$$D_{TS}(J) = 1 - 0.017 \cos\left[\frac{360(J-2)}{365}\right] \quad \text{en UA} \quad (\text{I.1})$$

J : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1^{er} janvier, c.-à-d. il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année [5].

La terre tourne autour de son propre axe polaire, dans les cycles approximativement de 24 heures. La direction dans laquelle l'axe polaire se dirige est fixée dans l'espace et est alignée avec l'étoile du nord (étoile polaire) à dans environ 45 minutes de l'arc. La rotation de la terre autour de son axe polaire produit nos jours et nuits [6].

I.2.4. Mouvement apparent du soleil

Pour étudier le mouvement du soleil nous examinerons le mouvement apparent du soleil pour un observateur sur terre.

En un point de latitude φ au Nord de l'équateur, le soleil d'écrit un arc de cercle variable chaque jour a raison de 15° par heure.

L'angle que fait la direction du soleil avec le vertical du lieu est appelé « Distance Zénithale (ou angle zénithal) » noté Z . Elle varie quotidiennement et annuellement entre :

$$\varphi - 23^\circ 27' \leq Z \leq \varphi + 23^\circ 27'$$

- Aux équinoxes (EA et EP) $\Rightarrow Z = \varphi \Rightarrow$ Les journées ont une durée de 12h.
- Au solstice hiver (SH) $\Rightarrow Z = \varphi + 23^{\circ}27' \Rightarrow$ Les journées ont une durée inférieure à 12h.
- Au solstice été (SE) $\Rightarrow Z = \varphi - 23^{\circ}27' \Rightarrow$ Les journées ont une durée supérieure à 12h.
- En un point de l'équateur ($\varphi = 0$) $\Rightarrow -23^{\circ}27' \leq Z \leq 23^{\circ}27' \Rightarrow$ La durée des jours est de 12h = constante.
- En un point de l'attitude φ , le mouvement du soleil sera identique si on inverse les positions du sud et du nord [5].

I.2.5. Les coordonnées du soleil

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents [5]:

- Par rapport au plan équatorial de la terre (repère équatorial).
- Par rapport au plan horizontal du lieu (repère horizontal).

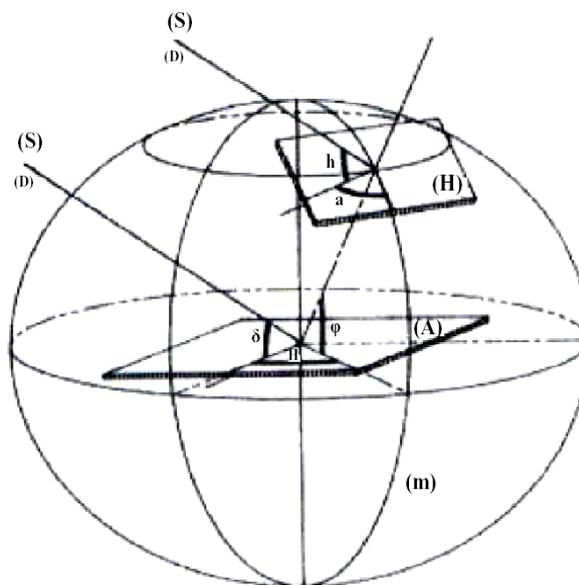


Fig.I.3. La direction du soleil (S) repéré en coordonnées équatoriales et en coordonnées horizontales en un lieu donné de latitude φ .

I.2.5.1. Coordonnées équatoriales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (δ , H).

a) Déclinaison solaire δ

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. La déclinaison du soleil varie quotidiennement selon la relation [6]:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} (J - 80) \right] \quad (\text{I.2})$$

Ou avec plus de précision :

$$\delta = \text{ArcSin} \left[0,389 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} (J - 82) + 2 \cdot \sin \frac{360}{365} (J - 2) \right] \right] \quad (\text{I.3})$$

J : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1^{er} janvier, c à d il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année.

δ : varie entre deux valeur extrêmes : $-\delta_0 \leq \delta \leq +\delta_0$ avec $\delta_0 = 23,45^\circ$.

- $\delta = 0$ aux Equinoxes (E.P, E.A): Les équinoxes représentent les deux dates de l'année où le soleil traverse le plan équatorial, l'équinoxe automnal, le 23 septembre, marquant le début de la chute de la durée de la journée, et l'équinoxe vernal le 21 mars, marquant le début de l'accroissement de la durée du jour [5].

- $\delta = 23,45^\circ$ au Solstice été (S.E) : Le solstice d'été (au 21 juin), nous observons que le soleil est à son point le plus élevé dans le ciel. Elle marque le début de l'été dans l'hémisphère nordique.

- $\delta = -23,45^\circ$ au Solstice hiver (S.H) le solstice d'hiver (au 21 décembre)

- $\delta > 0$ aux E.P- S.E –E.A

- $\delta < 0$ aux E.A – S.H – E.P

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par la figure (I-4) [5].

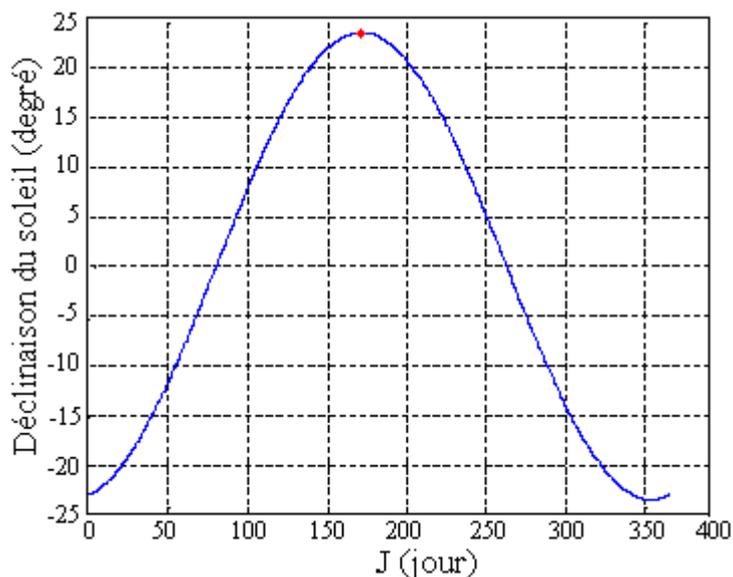


Fig.I.4. Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J.

b) Angle horaire du soleil H

C'est l'angle que fait les projections de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu, l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation

$$H = 15(TSV - 12) \quad (I.4)$$

$$\text{Avec: } TSV = TL - TU + \left(\frac{\Delta t + 4\lambda}{60} \right) = TL - \left(TU - \frac{\lambda}{15} \right) + \frac{\Delta t}{60} \quad (I.5)$$

$$\Delta t = 9,87 \cdot \sin^2 \left(\frac{360}{365} (J - 81) \right) - 7,35 \cdot \cos \left(\frac{360}{365} (J - 81) \right) - 1,5 \cdot \sin \left(\frac{360}{365} (J - 81) \right) \quad (I.6)$$

TSV: Temps Solaire Vrai : temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi.

TU: Temps Universel : est le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich. Pour l'Algérie $TU = +1$.

TL: Temps Légal : temps donné par une montre.

Δt : correction de l'équation du temps.

λ : longitude du lieu.

L'angle horaire H varie de -180° à $+180^\circ$.

On prend: [5, 6]

$H > 0$ après midi.

$H < 0$ le matin

H = 0 midi TSV.

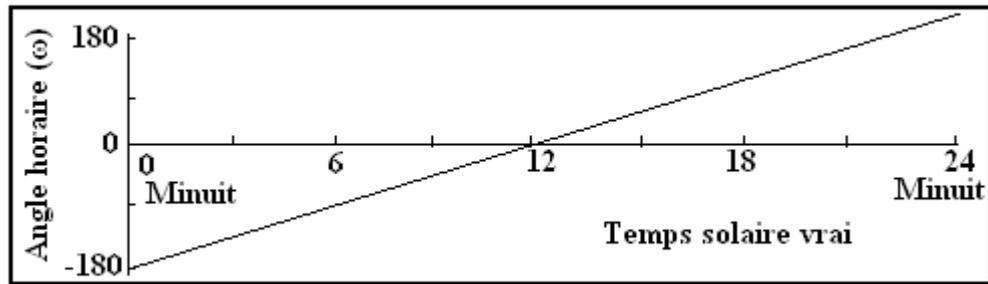


Fig.1.5. Variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai.

I.2.5.2. Coordonnées horizontales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu de latitude φ par deux angles h et a.

a) La hauteur du soleil h

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal.

La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante [5]:

$$\sin h = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos H + \sin \varphi \cdot \sin \delta \quad (\text{I.7})$$

h varie entre -90° et $+90^\circ$.

On prend:

- $h > 0$ le jour
- $h < 0$ la nuit
- $h = 0$ aux lever et coucher

b) Azimut du soleil (a)

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud.

L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation [6] :

$$\sin a = \frac{\cos \delta \cdot \sin H}{\cos h} \quad (\text{I.8})$$

a : varie entre -180° et $+180^\circ$.

On prend:

- $a > 0 \Rightarrow$ vers l'ouest
- $a < 0 \Rightarrow$ vers l'est
- $a = 0 \Rightarrow$ direction du sud

I.2.5.3. Orientation d'un capteur

L'orientation d'un capteur obéit à une règle qui est très simple à retenir: Elle doit être "plein sud" pour les sites situées dans l'hémisphère nord et "plein nord" pour les sites situées dans l'hémisphère sud [5]. Un capteur quelconque est défini par deux angles (γ , α) :

a) La hauteur du capteur γ

La hauteur du capteur est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal [5, 6].

γ : varie entre -90° et $+90^\circ$:

- $\gamma > 0$ Pour un plan tourné vers le haut.
- $\gamma < 0$ Pour un plan tourné vers le bas.
- $\gamma = 90^\circ$ Pour un plan horizontal tourné vers le haut.
- $\gamma = -90^\circ$ Pour un plan horizontal tourné vers le bas.
- $\gamma = 0$ Pour un plan vertical.

b- Azimut du capteur α

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud. [5, 6]

α varie entre -90° et $+90^\circ$:

- $\alpha > 0 \Rightarrow$ vers l'ouest
- $\alpha < 0 \Rightarrow$ vers l'est
- $\alpha = 0 \Rightarrow$ plan Sud
- $\alpha = -90^\circ \Rightarrow$ plan Est orienté vers le nord
- $\alpha = 180^\circ \Rightarrow$ plan Nord orienté vers le nord
- $\alpha = +90^\circ \Rightarrow$ plan Ouest orienté vers l'ouest

I.2.5.1. Angle d'inclinaison (β)

L'inclinaison c'est l'angle que fait le capteur avec le plan horizontal [9]. L'angle d'inclinaison d'un capteur est donné par : $\beta = 90 - \gamma$

- $\beta > 90^\circ$: Pour un plan tourné vers le bas.
- $\beta < 90^\circ$: Pour un plan tourné vers le haut.
- $\beta = 0^\circ$: Pour un plan horizontale tourné vers le bas.

- $\beta = 90^\circ$: Pour un plan verticale.

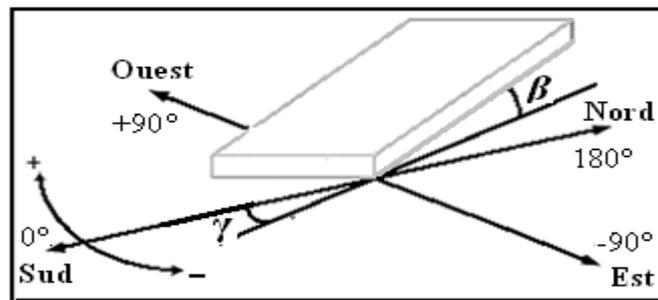


Fig.I.6. L'orientation et l'inclinaison.

I.4. Les rayonnements solaires

I.4.1. Distribution spectrale

Le spectre solaire et la distribution spectrale en fonction de la longueur d'onde (λ) ou de la fréquence (ν).

L'énergie de chaque photon est donnée par la formule suivante:

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{I.9})$$

$h = 6,62 \cdot 10^{-34} \text{ JS}^{-1}$ est la constante de planck.

$C = 3 \cdot 10^8 \text{ mS}^{-1}$ étant la vitesse de propagation.

Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 μm .

La figure (I.7) représente la variation de la répartition spectrale énergétique. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi : [3, 7]

- 6,4% dans la bande des ultraviolets ($0,20 < \lambda < 0,38 \mu\text{m}$).
- 48% dans la bande visible ($0,38 < \lambda < 0,78 \mu\text{m}$).
- 45,6% dans la bande des infrarouges ($0,78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$).

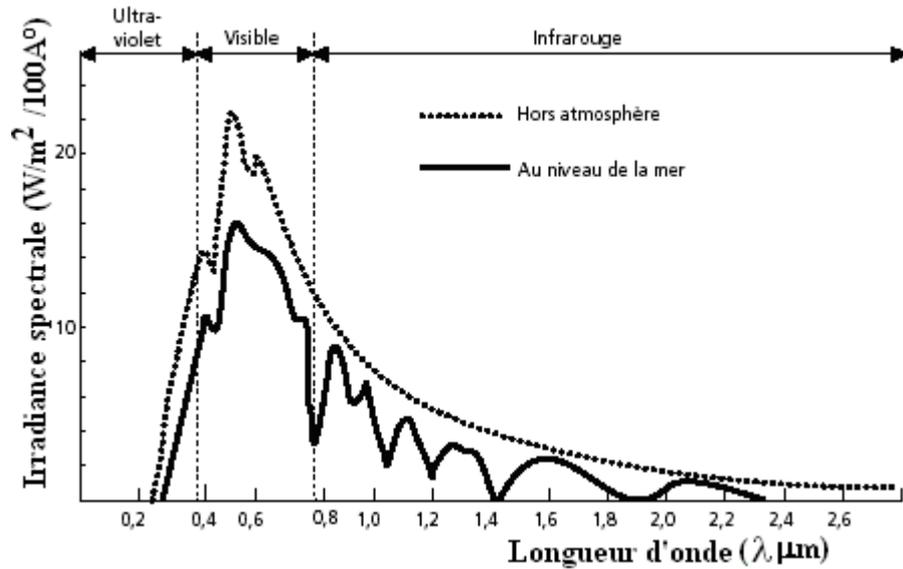


Fig.1.7. Analyse spectrale du rayonnement solaire [3,7].

I.4.2. Différents types de rayonnement

Le soleil fournit une quantité d'énergie énorme: environ 15×10^{17} kWh/an. Le besoin global de la terre (besoins électriques + énergie thermique + transport) est de 30×10^{13} kWh/ an, le soleil fournit donc annuellement 5000 fois les besoins énergétiques globaux de la terre [8].

a) Rayonnement direct

Le rayonnement direct est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il peut être mesuré par un pyréliomètre [9].

Si: I est le rayonnement direct.

Dans le cas d'un plan horizontale le rayonnement s'écrit :

$$I_h = I \cdot \sin h \quad (\text{I.10})$$

b) Rayonnement diffus

Le rayonnement diffus (D_h) est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions, Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil [10].

c) L'albédo

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$\text{L'albédo } Alb = \frac{\text{energie réfléchie}}{\text{energie reçue}}$$

Il y a quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol: [10]

Surfaces du sol	Albédo
Surface d'eau	0,03 à 0,1
Forêt	0,05 à 0,2
Sol cultivé	0,07 à 0,14
Pierres et rochers	0,15 à 0,25
Champs et prairies	0,1 à 0,3
Sol nu	0,15 à 0,4
Neige ancienne	0,5 à 0,7
Neige fraîche	0,8 à 0,95

Tableau I.1 quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol [10].

d) Rayonnement global

Le rayonnement global est le rayonnement émis par le soleil incident sur un plan donné, et c'est la somme du rayonnement direct et diffus, il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran [10].

Dans le cas d'une surface horizontale, le rayonnement global s'écrit:

$$G = I \cdot \sin h + Dh \quad (\text{I.11})$$

h : hauteur angulaire.

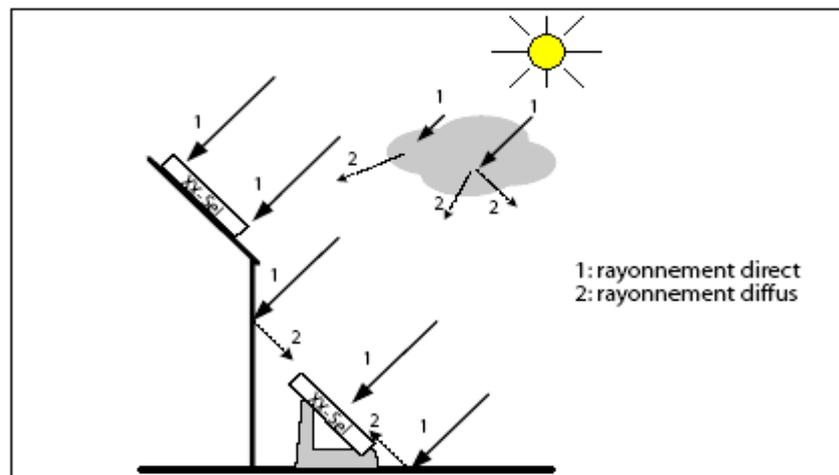


Fig.I.8. Différents composants de rayonnement.

I.4.3. Les expressions des rayonnements solaires sur un plan quelconque

I.4.3.1. Rayonnement direct

Le rayonnement direct reçu dans le plan du capteur est:

$$I_{(\alpha,\gamma)} = I \cdot \cos i$$

Avec:

I : rayonnement direct normal

i : angle d'incidence : c'est l'angle entre la direction du soleil et la normale au plan,

Cet angle peut être déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon incident

\vec{u} et la normale \vec{n} en coordonnées horizontales [5]:

$$\vec{n} \begin{cases} \cos(\gamma) \cdot \sin(\alpha) \\ \cos(\gamma) \cdot \cos(\alpha) \\ \sin(\gamma) \end{cases} \quad \vec{u} \begin{cases} \cos(h) \cdot \sin(a) \\ \cos(h) \cdot \cos(a) \\ \sin(h) \end{cases}$$

Le produit scalaire de et détermine l'angle d'incidence i :

$$\cos i = \vec{n} \cdot \vec{u} = \begin{pmatrix} \cos(\gamma) \cdot \sin(\alpha) \\ \cos(\gamma) \cdot \cos(\alpha) \\ \sin(\gamma) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \cos(h) \cdot \sin(a) \\ \cos(h) \cdot \cos(a) \\ \sin(h) \end{pmatrix} \quad (\text{I.12})$$

$$\cos i = \cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \sin a \cdot \cos h + \cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \cos a \cdot \cos h + \sin \gamma \cdot \sin h \quad (\text{I.13})$$

$$\cos i = \cos(\alpha - a) \cos \gamma \cdot \cos h + \sin \gamma \cdot \sin h \quad (\text{I.14})$$

Cette équation peut être écrite d'une autre manière, à l'aide de l'équation des passages d'un système de coordonnées à un autre. On peut écrire l'angle d'incidence en coordonnées horaires [5].

$$\begin{cases} \sin(h) = \cos(\gamma) \cos(H) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \\ \sin(a) = \frac{\cos(\gamma) \sin(H)}{\cos(h)} \end{cases} \quad (\text{I.15})$$

L'expression du rayonnement direct dépend de l'azimut du capteur a , la hauteur du capteur (γ), l'angle d'incidence i , la hauteur du soleil h , et l'angle d'inclinaison β [3].

• **Soleil à midi** (azimut nul $a=0$) :

a) pour un plan horizontal orienté sud ($\beta = 0 \Rightarrow \gamma = 90^\circ$, et $\alpha = 0$) suivant la figure

$$(I.9.a) ; I_\alpha = I_0 = I \cdot \sin h$$

b) pour un plan incliné sur l'horizontal et orienté sud (I.9.b)

$$i = 90^\circ - (h + \alpha)$$

$$I_\alpha = I \cos i = I \sin(h + \alpha)$$

• **Azimut quelconque : $a \neq 0$**

c) pour un plan vertical orienté sud ($\beta = 90^\circ \Rightarrow \gamma = 0^\circ$, et $\alpha = 0^\circ$), la figure (I.9.c)

$$I_\alpha = I \cos h \cos a$$

d) pour un plan incliné d'un angle α sur l'horizontal et orienté sud (I.9.d)

I_α est la résultante de deux composantes projetées sur la normale au plan du capteur.

L'une perpendiculaire à l'horizon : $I \sin h$ l'autre dans le plan de l'horizon, pointant vers le sud : $I \cos h \cos a$.

La somme des projections donne : $I_\alpha = I (\sin h \cos \alpha + \cos h \cos a \sin \alpha)$

e) pour un plan vertical d'orientation quelconque γ dont la normale fait un angle γ avec le plan méridien (I.9.e) ; $\alpha = 90^\circ$ et $I_\alpha = I \cos h \cos (\gamma - a)$

f) pour un plan incliné d'inclinaison quelconque α et d'orientation quelconque γ figure (I.9.f) ; $I_\alpha = I (\sin h \cos \alpha + \cos h \cos (\gamma - a) \sin \alpha)$.

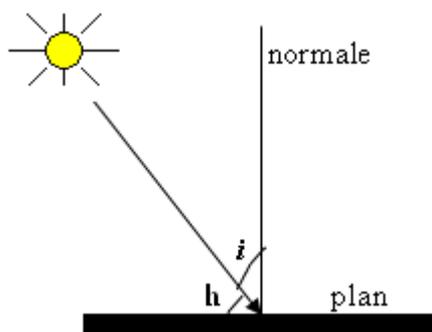


figure (I.9.a)

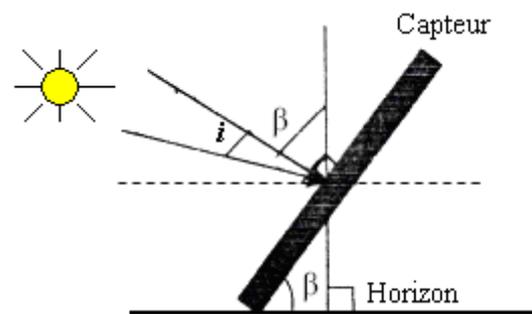


figure (I.9.b)

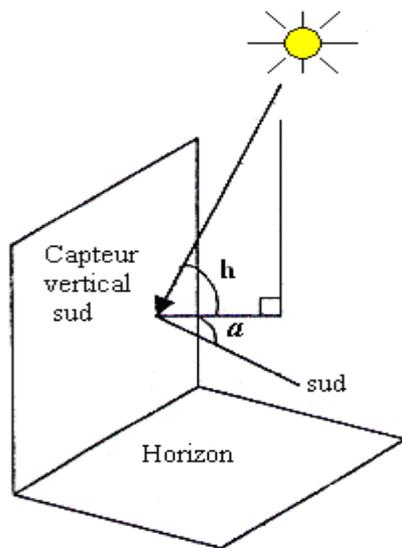


figure (I.9.c)

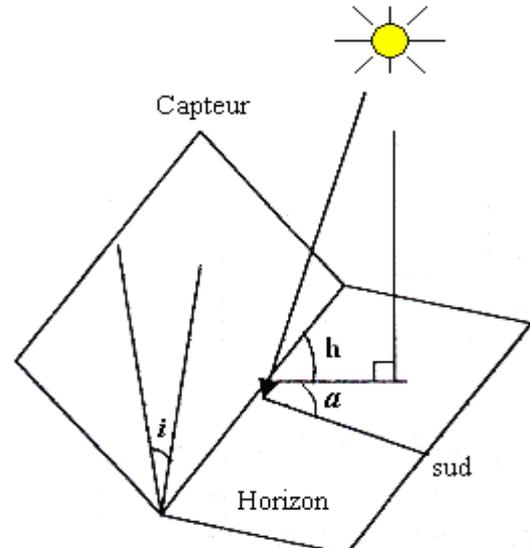


figure (I.9.d)

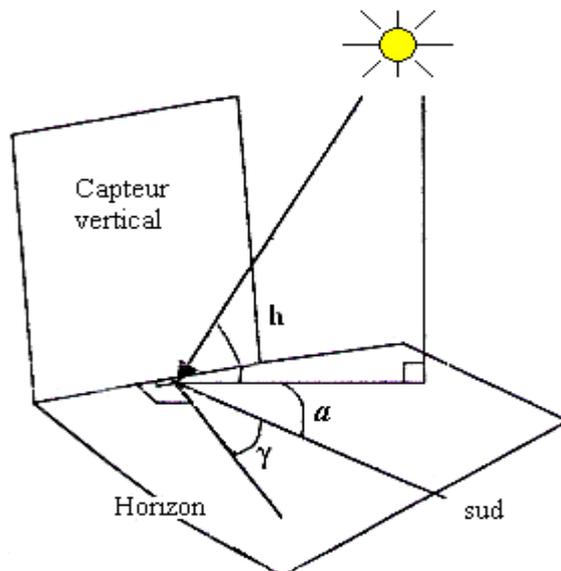


figure (I.9.e)

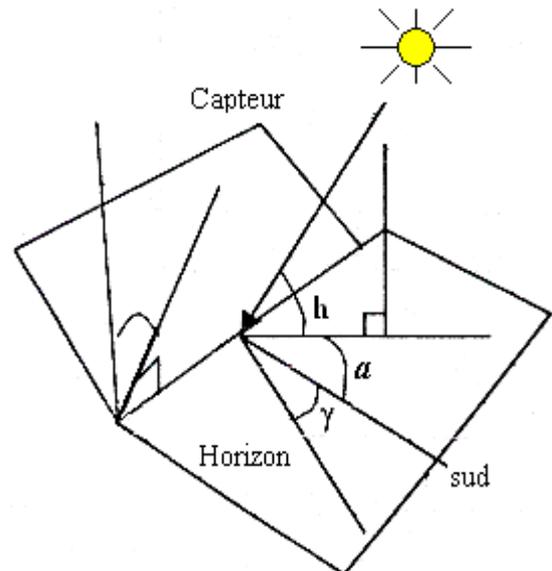


figure (I.9.f)

Fig.I.9. Mesure le rayonnement sur une surface d'inclinaison quelconque [3].

I.4.3.2. Rayonnement diffus

Dans le plan du capteur le Rayonnement diffus est donné par[11]:

$$D_{(\alpha,\gamma)} = \left(\frac{1+\cos \alpha}{2}\right)D_h + Alb\left(\frac{1-\cos \alpha}{2}\right)G_h \quad (\text{I.16})$$

Avec:

Alb: albédo (coefficient de réflexion du sol).

h: hauteur de soleil [degré];

D_h : diffus sur plan horizontale.

Pour un plan vertical:

$$D_v = 0,5(D_h + \alpha G_h). \quad (\text{I.17})$$

I.4.3.3. Rayonnement global

Pour un plan quelconque, le rayonnement global est [11]:

$$G(\alpha, \gamma) = I_h \cdot \frac{\cos i}{\sin h} + \frac{D_h}{2} \left[1 + \cos\left(\frac{\pi}{2} - \gamma\right) \right] + \frac{D_h}{2} Alb \left[1 - \cos\left(\frac{\pi}{2} - \gamma\right) \right] \quad (\text{I.18})$$

Avec : I_h : Direct horizontal.

D_h : Diffus horizontal.

G_h : global horizontal.

Alb : Albédo.

I.5. Les rayonnements terrestres

Le rayonnement terrestre est absorbé en quasi-totalité par l'atmosphère. Cette absorption sélective est due principalement au gaz carbonique, un peu à l'ozone et surtout à la vapeur d'eau [10].

I.5.1. Corps noir

Le Corps noir est un corps qui absorbe toutes les radiations qu'il reçoit indépendamment de son épaisseur, de sa température, de l'angle d'incidence et de la longueur d'onde du rayonnement incident, c'est-à-dire qui a un facteur d'absorption égal à 1 pour toutes les radiations $\alpha_{T\lambda} = 1$ [12].

Les propriétés du corps noir sont:

- Tous les corps noirs rayonnent de la même manière.
- Le corps noir rayonne plus que le corps non noir à la même température.

I.5.1.1. Loi de Stefan-Boltzmann

En 1879, le physicien autrichien Stefan a pu établir expérimentalement que la densité d'énergie totale $\rho(T)$ du corps noir à une température T augmente proportionnellement à la quatrième puissance de la température [12]:

$$\rho(T) = aT^4 \quad (\text{I.19})$$

Où: a : contient la constante de Stefan-Boltzmann: $\sigma = 5,67.10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$

$\rho(T)$: est l'intégration sur toutes les longueurs d'ondes de $\rho(\lambda, T)$:

$$\rho(T) = \int_0^{\infty} \rho(\lambda, T) d\lambda = -c \int_0^{\infty} \frac{1}{\nu^2} \rho(\nu, T) d\nu \quad \text{où } \nu = \frac{c}{\lambda} \text{ est la fréquence.} \quad (\text{I.20})$$

I.5.1.2. Loi de déplacement de Wien

En 1893, Wien a apporté une information supplémentaire sur l'allure du spectre en montrant la relation suivante: $\lambda T = \text{const.} = 2897$.

Les limites énergétiques du rayonnement sont comprises entre $0,5\lambda_{\text{max}}$ et $10\lambda_{\text{max}}$.

Par exemple pour une température $T=10\mu\text{m}$, donc Les limites énergétiques du rayonnement sont comprise entre 0,5 et $10\mu\text{m}$ [12].

Pour un corps noir à 288 °k, $\lambda_{\text{max}}=10\mu\text{m}$, donc Les limites énergétiques du rayonnement sont comprise entre 5 et $100\mu\text{m}$.

I.5.2. Corps gris

Un corps gris est un corps dont le pouvoir absorbant $\alpha_{\lambda T}$ est indépendant de la longueur d'onde λ du rayonnement qu'il reçoit. Il est défini: $\alpha_{\lambda T} = \alpha_T$ [12].

I.6 .Modèles mathématiques pour l'estimation de l'éclairement solaire

I.6.1 Modèle de Jordan

L'éclairement direct sur la normale est [13]:

$$I_{bn} = I_C \times \tau_b \quad (\text{I.21})$$

Avec :

$$I_C = I_0 \times [1 + 0.0034 \times \cos(30 \times (m - 1) + n)] \quad (\text{I.22})$$

$$\tau_b = a_0 + a_1 \exp\left(\frac{-k}{\sin h}\right) \quad (\text{I.23})$$

Les coefficients k, a_0, a_1 étant des constantes qui dépendent l'état atmosphérique et d'infinies comme suit:

$$k = r_k [0.2711 - 0.01858(2.5 - Z)^2] \quad (\text{I.24})$$

$$a_0 = r_0 [0.4237 - 0.00821(6 - Z)^2] \quad (\text{I.25})$$

$$a_1 = r_1 [0.5055 - 0.00595(6.5 - Z)^2] \quad (\text{I.26})$$

Où Z est l'altitude de l'observateur exprimée en km et r_0, r_1 et r_k sont des coefficients correcteurs adimensionnels.

Type de temps	r_0	r_1	r_k
Tropical	0.95	0.98	1.02
Eté(altitude moyenne)	0.97	0.99	1.02
Eté(lat.sub.Atrice)	0.99	0.99	1.01
Hiver(moyenne latitude)	1.03	1.03	1.00

Tableau I.2. Coefficients de corrections adimensionnelles [13].

L'éclairement direct sur une surface horizontale est donné par:

$$I_{bh} = I_C \times \tau_b \times \sin h \quad (\text{I.27})$$

L'éclairement diffus par ciel clair sur un plan horizontal a pour expression :

$$I_{dh} = I_C \times (0.2710 - 0.2939 \times \tau_b) \times \sin h \quad (\text{I.28})$$

- Eclairement solaire global reçu sur un plan horizontal

$$I_g = I_{bh} + I_{dh} \quad (\text{I.29})$$

- Eclairement solaire global sur un plan incliné

$$I_g = I_{bh} R_b + \frac{I_{dh}(1+\cos\beta)}{2} + \rho(I_{bh} + I_{dh}) \frac{(1-\cos\beta)}{2} \quad (\text{I.30})$$

$$R_b = \cos\theta / \sin h \quad (\text{I.31})$$

Où ρ est l'albédo du sol (tableau I.2)

Nature du sol	Neige Fraiche	Neige Ancienne	Sol rocheux	sol cultivé	Forêt	Etendue
Valeurs ρ	0.8-0.9	0.5-0.7	0.15-0.25	0.07-0.14	0.06-0.2	0.05

Tableau I.3. Valeurs de l'albédo du sol " ρ " [13].

I.6.2. Modèle de Capderou

Le modèle de Capderou utilise le trouble atmosphérique pour calculer les composantes directes et diffuses de l'irradiation reçue sur un plan. L'absorption et la diffusion causées par les constituants de l'atmosphère peuvent être exprimés par des facteurs de troubles, à partir de ces facteurs, on peut exprimer les irradiances directes et diffuses par ciel clair. La connaissance du facteur de trouble atmosphérique est nécessaire pour déterminer les irradiances par ciel clair. Ce facteur est le rapport entre l'extinction du rayonnement direct

traversant une atmosphère de référence constituée uniquement d'air pur et sec sous la même incidence [15].

Dans ce modèle, le facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair est donné par:

$$T_L = T_0 + T_1 + T_2 \quad (\text{I.32})$$

T_0 : est le trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout par la vapeur d'eau. Une modélisation de ce facteur en fonction des seuls paramètres géo-astronomiques a permis à Capderou de proposer l'expression suivante :

$$T_0 = 2.4 - 0.9 \sin(\Phi) + 0.1 (2 + \sin(\Phi)) \times A_{hs} - 0.2 \times Z - (1.22 + 0.14 \times A_{hs}) \times (1 - \sin(h)) \quad (\text{I.33})$$

Avec :

$$A_{hs} = \sin \left[\left(\frac{360}{365} \right) \times (n - 121) \right] \quad (\text{I.34})$$

Z : Altitude du lieu

T_1 : est le trouble correspondant à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O_2 , CO_2 et O_3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh, donné par l'approche:

$$T_1 = 0.89^Z \quad (\text{I.35})$$

T_2 : est le trouble relatif à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption (il dépend à la fois de la nature et de la quantité des aérosols). En fonction du coefficient de trouble d'Angstrom β , T_2 a pour expression:

$$T_2 = (0.9 + 0.4A_{hs})(0.63)^Z \quad (\text{I.36})$$

- Eclairement solaire reçu sur un plan horizontal par ciel clair:

- L'éclairement direct par ciel clair obtenu sur un plan horizontal est donné par :

$$I_{bh} = I_c \times \exp \left[-T_L \times \left(0.9 + \frac{9.4}{0.89^Z} \sin(h) \right)^{-1} \right] \sin(h) \quad (\text{I.37})$$

- L'éclairement diffus incident sur un plan horizontal:

$$I_{dh} = I_c \times \exp \left((-1 + 1.06 \log(\sin(h))) + a - \sqrt{a^2 + b^2} \right) \quad (\text{I.38})$$

Avec:

$$a=1.1$$

$$b = \log(T_L - T_0) - 2.8 + 1.02 \times (1 - \sin h)^2 \quad (\text{I.39})$$

- Eclairement solaire global incident sur un plan horizontal

$$I_{gh} = I_{bh} + I_{dh} \quad (\text{I.40})$$

- *Eclairement solaire global reçu sur un plan incliné*

L'éclairement direct est la projection de la composante normale sur un plan incliné.

$$I_b = I_C \times \exp \left[-T_L \times \left(0.9 + \frac{9.4}{0.89^2} \sin(h) \right)^{-1} \right] \cos(\theta) \quad (\text{I.41})$$

L'éclairement diffus incident sur un plan incliné est donné par:

$$I_d = I_{dciel} + I_{dsol} + \delta_i \frac{1+\cos(\beta)}{2} \quad (\text{I.42})$$

$$\delta_i = 0.9(\rho - 0.2)I_{gh} \exp \left(-\frac{4}{\sqrt{T_L - T_0}} \right) \quad (\text{I.43})$$

Il en résulte que l'éclairement global incident, a un instant donné sur un plan incliné est:

$$I_g = I_b + I_d \quad (\text{I.44})$$

1.6.3.Méthode Semi-Empirique de Perrin Brichambaut

Cette méthode empirique de Perrin Brichambaut a permis d'aboutir à une bonne estimation de l'énergie reçue par un capteur à orientation quelconque.

Pour un ciel clair, les rayonnements direct, diffus et global reçus par un capteur sont respectivement donnés par les relations suivantes [13] :

$$I_d = \left(\frac{1+\cos(\beta)}{2} \right) I_{dh} + I_{gh} \left(\frac{1-\cos(\beta)}{2} \right) \rho \quad (\text{I.45})$$

$$I_b = A \left(\exp \left(-\frac{1}{B \sin(h+2)} \right) \right) \cos(\theta) \quad (\text{I.46})$$

$$I_{dh} = A(\sin(h))^{0.4} \quad (\text{I.47})$$

$$I_{gh} = A''(\sin(h))^{B''} \quad (\text{I.48})$$

Où : A, A'', B'' sont des constantes qui dépendent de l'état de l'atmosphère (Tableau II.3) [13].

Etat de l'atmosphère	A	A''	B''
Ciel très clair(CTC)	1210	1150	1.15
Condition normales de ciel clair(CNCC)	1230	1080	1.22
Ciel clair pollué(CCP)	1200	990	1.25

Tableau I.4: Paramètre décrivant l'état de l'atmosphère [13].

Pour un ciel couvert, le rayonnement global est donné par la relation:

$$I_g = KI_g(1 + 0.3 \sin(h)) \quad (\text{I.49})$$

Où :

k : Coefficient qui dépend de l'état du ciel.

$k = 0.6$ pour un ciel très clair (CTC).

$k = 0.3$ pour des condition normales de ciel clair (CNCC).

$k = 0.6$ pour un ciel clair pollué (CCP).

1.6.4. Modèle de R. Sun

✓ Éclairement solaire direct incident sur un plan horizontal par ciel clair [14]

Le rayonnement direct normal est exprimé en fonction du facteur T_{LK} selon la formule suivante [14]:

$$I_{bn} = I_c \times \exp(-0.8662 \times T_L \times m \times \delta(m)) \quad (I.50)$$

Le terme $-0.8662 T_L$ est le deuxième facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair (sans dimension) corrigé par Kasten.

Le rayonnement direct incident sur un plan horizontal par ciel clair est donné par l'équation suivante ;

$$I_{bh} = I_c \times \exp(-0.8662 \times T_{LK} \times m \times \delta_r(m)) \times \sin(h) \quad (I.51)$$

✓ Éclairement solaire diffus incident sur un plan horizontal par ciel clair

Puisque le ciel sans nuage devient plus trouble, donc, l'éclairement diffus augmente lorsque l'éclairement direct diminue. L'estimation de la composante diffuse sur un plan horizontal est effectuée en faisant le produit de l'éclairement énergétique normal extraterrestre, le facteur de transmission (T_n est en fonction uniquement du facteur de trouble atmosphérique de Linke corrigé $T(LK)$ et une fonction du diffus de l'altitude solaire F_d qui ne dépend que de l'altitude solaire h . [15]

$$I_{dh} = I_c \times T_n(T_{LK}) \times F_d(h_0) \quad (I.52)$$

L'estimation du facteur de transmission $T_n(T_{LK})$ permet de donner un éclairement diffus théorique sur une surface horizontale. L'expression suivante est sous forme d'une fonction polynomiale de deuxième ordre. [15]

$$T_n(T_{LK}) = -0.051843 + 0.030543T_{LK} + 0.0003797T_{LK}^2 \quad (I.53)$$

F_d : La fonction de l'altitude solaire est donnée par l'expression:

$$F_d(h_0) = A_1 + A_2 \sin(h_0) + A_3 \sin^2(h_0)$$

A_i : sont des coefficients dépendants uniquement du facteur de trouble TL corrigé.

Subséquentement, l'éclairement global sur une surface horizontale est calculé comme suit:

$$I_{gh} = I_{bh} + I_d \quad (\text{I.54})$$

1.6.5. Modèle de Klucher

Klucher (1979) a constaté que le modèle isotropique donne de bons résultats par un ciel couvert mais sous-estime l'irradiance dans des conditions claires et un ciel en partie couvert, quand il y a une intensité augmentée à proximité de l'horizon, et dans la région circumsolaire du ciel.

Le modèle développé par Klucher donne l'irradiation totale sur un plan incliné [13]:

$$I_g = I_{bh} R_b + I_{dh} \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \left[1 + F \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] \left[1 + F \cos^2(\beta) \sin^3(\theta_z) \right] + (I_{gh}) \rho \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \quad (\text{I.55})$$

$$F = 1 - \left(\frac{I_{dh}}{I_{bh} + I_{dh}} \right)^2 \quad (\text{I.56})$$

F : étant facteur de modification de la composante diffuse.

1.6.6. Modèle de Hay-Davies

Dans le modèle de Hay-Davies, le rayonnement diffus du ciel est composé d'un composant isotrope et circum solaire (Hay et Davies, 1980) et l'horizon éclairant n'est pas pris en compte l'indice d'anisotropie, A_i , définie dans l'équation représente la transmission à travers l'atmosphère de la radiothérapie [13].

$$I_g = (I_{gh}) \times R_{bn} \times I_{dh} \times (1 - A_i) \times \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] + (I_{gh}) \times \rho \times \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \quad (\text{I.57})$$

L'indice d'anisotropie A_i représente la transmission à travers l'atmosphère ($A_i = \frac{I_{bn}}{I_{0N}}$) [13].

1.6.7. Modèle de Reindl

En plus du diffus isotrope et du circumsolaire, le modèle de *Reindl* tient compte également de l'horizon éclairant (*Reindl et al.* 1990) et emploie la même définition de l'indice d'anisotropie (A_i) tel que décrit dans l'équation. L'éclairement solaire total sur une surface inclinée peut alors être calculée par [13]:

$$I_g = (I_{bh} + I_{dh} A_i) R_b + I_{bh} (1 - A_i) \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right] \left[1 + \sqrt{\frac{I_{bh}}{I_{bh} + I_{dh}}} \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + (I_{gh}) \rho \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$$

(I.58)

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des notions importantes sur le gisement solaire comme les Coordonnées terrestres et horaires, les temps de base et le mouvement de la terre autour de soleil. Ensuite nous avons présenté les différents types de rayonnements (direct, diffus, albédo et global) et les expressions mathématiques de chaque rayonnement selon la variation d'inclinaison et d'orientation.

Références bibliographiques

- [1] **C. Alonso**, " *contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie*", mémoire en vue de l'obtention de l'habilitation à diriger les recherches université Paul Sabatier – Toulouse III, 2003.
- [2] **B. Nadiem**, " *Étude et Modélisation du Flux Solaire globale sur surface inclinée dans la région de Touat* ", Thèse de Doctorat en Physique, université djillali liabes .sidi bel abbes,2012
- [3] **L. Kemmouche**, " *Modèle de fonctionnement d'une station solaire photovoltaïque, en prévision de panne*", mémoire de magistère, université de Constantine, année 2002.
- [4] **B. Mamri, M. Zaidi**, " *contribution de système photovoltaïque avec pompage*", Mémoire d'ingénieur en électronique, Université de Constantine, 2006.
- [5] **R. Maouedj**, " *application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de bouzareah*", Mémoire de Magister, Université de Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen, 2005.
- [6] **Ch. Perrin, Ch. Vauge** " *Le gisement solaire*" Technique et documentation (lavoisier), 1982
- [7] **J. Royer T. Djiako, E. Schiller, B. Sada**, " *Le Pompage Photovoltaïque*" Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA.
- [8] **A.Lauger J-A.Roger**, Technique et documentation " *les photopiles solaires*", année1981.
- [9] **H.BETTACHE**, " *Amélioration des performances de l'absorbeur du Concentrateur cylindro-parabolique* ", mémoire de master en électrotechnique, université a. mira-Bejaia –Algérie, 2013
- [10] **L. Brahim ,M. Salim** " *Etude et caractérisation d'un panneau photovoltaïque type Condor*", Mémoire de master en électronique , Université a. mira Bejaia-Algérie 2015

- [11] **J.C. Foures, A. Trombe, B. Lacarriere** "*Consommations énergétiques de ponts thermiques Présentation de la problématique*" Séminaire TRNSYS, Mars 2004.
- [12] "*La Transmission de la Chaleur* " Cour PDF "*Le Problème Thermique*" .page 23.
- [13] **T. Ismail.** "*Etude ,Réalisation et simulation d'un capteur solaire*" .Thèse Doctorat physique *Énergétique* 2016.
- [14] **M .Koussa, A. Malek . et M. Haddadi,** (2006):" *Validation de Quelques Modèles de Reconstitution des Eclairements dus au Rayonnement Solaire Direct, Diffus et Global par Ciel Clair* ", *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 9 N°4 pp. 307 – 332, 2006
- [15] **K. Bouchouicha, Aoun N., Bellaoui M., Oulimar B., Babahadj A.,:** "*La prévision des ressources énergétiques solaires*"., *3rd conférence on énergie and sustainable développement.*, Adrar, 07 - 08 february, 2017.
- [16] **B. Lakhdar.** "*estimation du rayonnement solaire à l'aide du modèle de l'Atlas solaire de l'Algérie*" , *Mémoire magister en physique énergétique* , 2017

Chapitre II

*Théorie du générateur
photovoltaïque*

II.1. Introduction

Une cellule solaire est un dispositif qui permet de transformer la lumière qu'il reçoit en énergie électrique. Les matériaux de base utilisés pour fabriquer des cellules photovoltaïques sont les semi-conducteurs qui possèdent un gap suffisamment faible pour absorber le maximum du spectre solaire. De tous les semi-conducteurs qui possèdent un tel gap, le silicium est le plus prometteur, car il est non-toxique et très abondant sur terre. De plus, ce matériau étant déjà à la base de toute la technologie de l'électronique, son utilisation est relativement mieux maîtrisée. Les premières cellules solaires utilisaient du silicium monocristallin, c'est-à-dire du cristal de silicium pur. Cependant, afin de faire baisser le coût de production, plusieurs types de silicium, et en particulier le silicium poly-cristallin, ont été étudiés. Ainsi, on produit actuellement beaucoup de panneaux solaires en silicium poly-cristallin [1].

II.2. Générateur photovoltaïque (PV)

Le générateur photovoltaïque permet de convertir l'énergie solaire en énergie électrique sous forme de tension et de courant continu, variable selon l'influence de l'éclairement sur les panneaux solaires. Le composant de base de cette conversion est la cellule photovoltaïque.

II.2.1. Le semi-conducteur

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semiconducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). [2]

Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur et va de 1,0 à 1,8 eV pour les applications photovoltaïques. Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin (c-Si), et 1,7 eV pour le silicium amorphe (a-Si) [3].

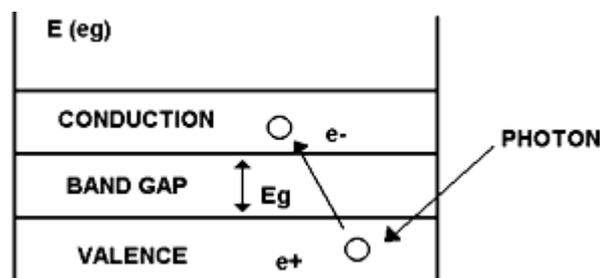


Fig.II.1. Schéma explicatif du phénomène.

II.2.1.1. La Conduction électrique dans les semi-conducteur

Un semi-conducteur serait isolant à une température de 0°K, contrairement à un conducteur, alors qu'à température plus élevée, il devient un conducteur électronique par excitation thermique, comme c'est indiqué sur le schéma ci-dessous [4]:

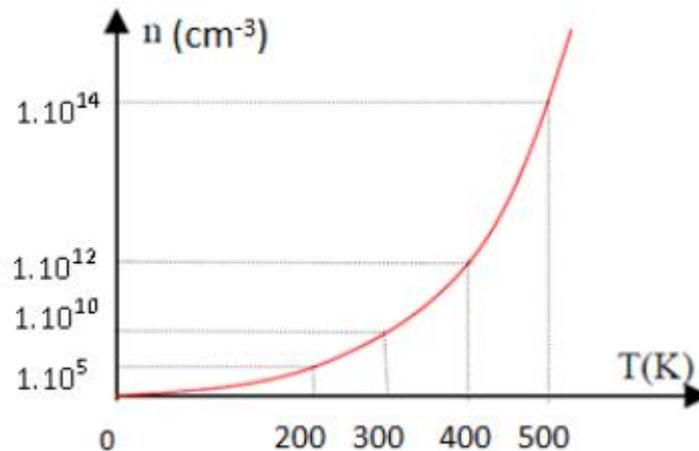


Fig.II.2. L'évolution de la concentration des porteurs libres en fonction de la température (cas du silicium)[4].

Un semi-conducteur peut transporter de l'électricité et devenir conducteur, c'est cette propriété qui est à la source de la forte réactivité des semi-conducteurs leur permette , en fait, d'être d'un intérêt technologique.

Pour mieux comprendre cette dynamique des électrons responsable du phénomène de conduction dans un semi-conducteur, on fait appel à la théorie de bandes, qui décrit le comportement des électrons, dans le cas où une excitation leur permet de devenir libres et participent à la conduction [5].

II.2.1.2. Les bandes d'énergie dans un semi-conducteur

Le comportement électrique des semi-conducteurs est généralement modélisé à l'aide de la théorie des bandes, cette théorie est le modèle quantique en physique des solides , qui détermine les énergies permises des électrons dans un solides et permet de comprendre la notion de la conductivité électrique, elle est issue de la théorie des orbitales moléculaires.

Ce modèle stipule qu'un électron peut prendre des valeurs d'énergie qu'on les nomme bandes permises, séparées par d'autres bandes appelées bandes d'énergies interdites.

Les bandes de faible énergie pleines, correspondant à des électrons participant au maintien de la structure cristalline ; ce sont des bandes dites de valence.

Les bandes de haute énergie vides, correspondant à des électrons participant à la conduction électrique, sont appelées bandes de conduction [6].

II.2.1.3. Bande interdite (gap énergétique)

Dans un semi-conducteur comme dans un isolant, l'écart énergétique entre la bande de conduction et la bande de valence est appelé largeur de bande interdite, ou tout simplement gap noté E_g .

C'est un paramètre fondamental, déterminant les propriétés électroniques et optiques des semi-conducteurs et évaluant ainsi, leur domaine d'application.

Dans les isolants, cette valeur de bande interdite est si grande que les électrons ne peuvent pas passer de la bande de valence à la bande de conduction.

Alors que pour les semi-conducteurs, cette bande est suffisamment petite pour qu'une excitation adéquate, permette aux électrons de la bande de valence de rejoindre la bande de conduction, ainsi le semi-conducteur peut transporter de l'électricité et donc devenir conducteur. Par contre dans les métaux, on rencontre un chevauchement des bandes, les électrons peuvent passer directement de la bande de valence à la bande de conduction et circulent dans tout le solide [7]. Une structure de bandes comparative des trois types de matériaux métal, semi-conducteur et isolant est représentée sur la figure (II.3).

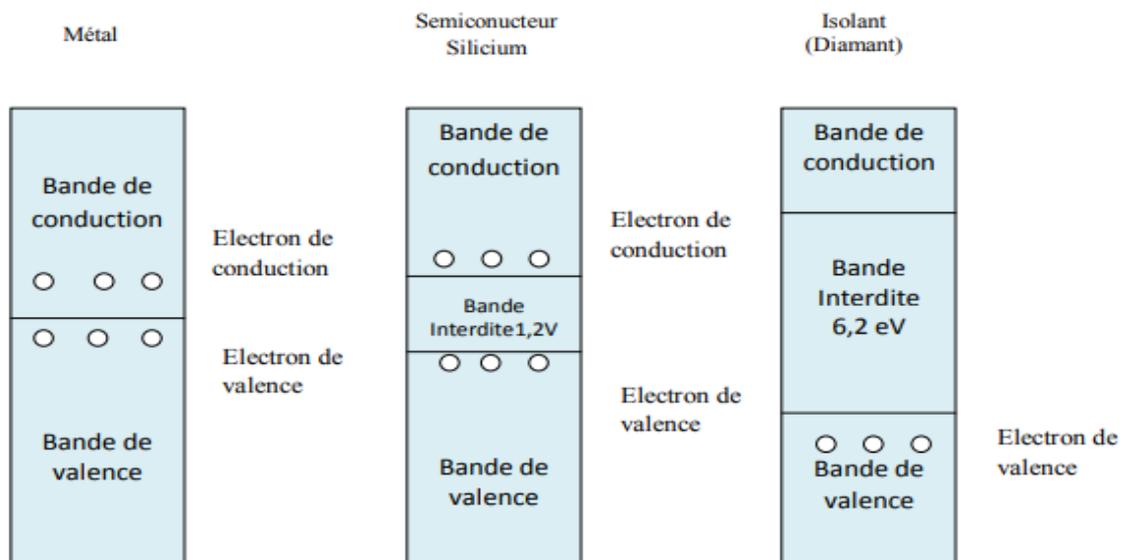


Fig.II.3. Les structures des bandes énergétiques: Métal, semi-conducteur, isolant [7].

II.2.1.4. Gap direct et indirect

Cette notion de gap est liée à la représentation de la dispersion énergétique $E=f(k)$ d'un semi-conducteur, donnant la variation de l'énergie en fonction du vecteur d'onde k . Les structures de bandes représentées sur la figure (II.4) font apparaître deux types fondamentaux de semi-conducteurs :

Ceux dans lesquels, le minimum de la bande de conduction et le maximum de la bande de valence sont situés en des points différents de l'espace des k : sont dites semi-conducteurs à gap indirect.

Ceux pour lesquels, ces extrema sont situés en même point de l'espace des k : sont dites semi-conducteurs à gap direct. La nature du gap joue un rôle fondamental dans l'interaction d'un semi-conducteur avec un rayonnement électromagnétique [8].

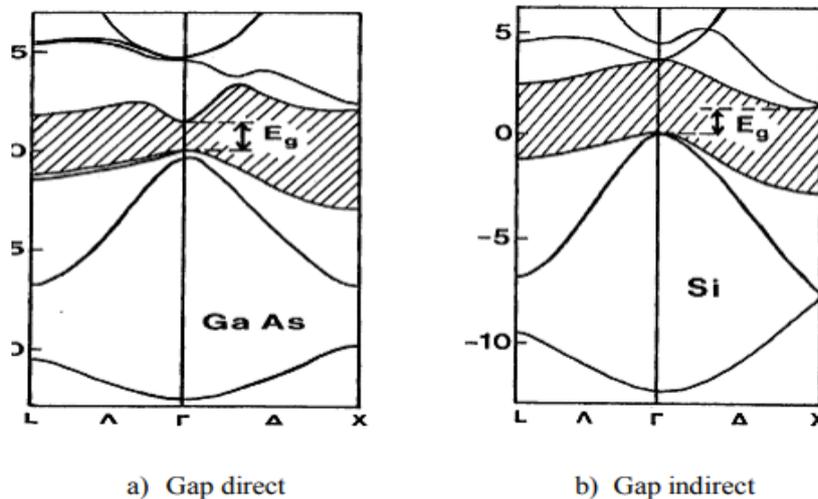


Fig. II .4. Gaps direct et indirect des semi-conducteurs (GaAs, Si).[8]

II.2.1.5. La conduction électrique des électrons et des trous

Le fait de fournir aux électrons de valence d'un semi-conducteur, une énergie suffisante, capable de briser une liaison de valence et de créer ainsi des électrons mobiles, ces derniers peuvent avoir par la suite une transition vers la bande de conduction, les états vacants ainsi créés dans cette bande de valence, sont appelés trous, ils sont dus alors à l'interaction des électrons avec le réseau cristallin. Sous l'action d'un champ électrique ou magnétique, tous les électrons meurent dans une direction faisant en sorte que les trous bougent dans la direction opposée. La neutralité du matériau impose que les trous et les électrons soient identiques [9].

Les physiciens supposent donc, que cette particule imaginaire (quasi particule) doit avoir une charge positive, le rôle important joué par ces particules et dû au fait, qu'elles réagissent comme des porteurs de charges mobiles.

On peut dire que, la conduction électrique dans un semi-conducteur a pour origine :

- Les électrons, qui se trouvent dans la bande de conduction.
- Les états inoccupés ou trous, présents dans la bande de valence.

La répartition de ces porteurs est donnée sur le schéma si dessous [9]:

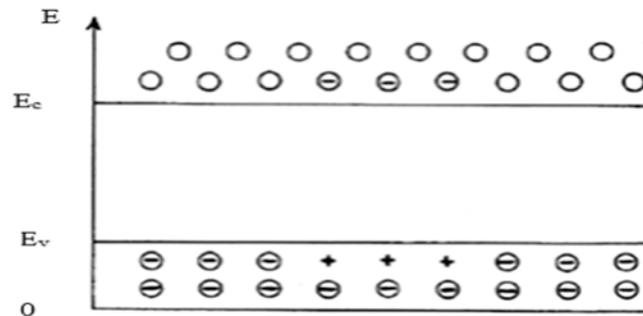


Fig. II.5. Répartition des électrons dans la bande de conduction et des trous dans la bande de valence à la température.[9]

II.2.2. Les cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont des composants électronique a semi conducteur qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs utilisés en tranches fines ou en dépôts sur un substrat. Les matériaux les plus connus sont:

- le silicium (Si)
- le sulfure de cadmium (Cds)
- l'arséniure de gallium (As Ga)
- le tellure de cadmium (Cd Te)
- le germanim (Ge)
- le phosphore d'indium (InP)

Toutefois, le matériau le plus couramment utilisé est le silicium pur obtenu à partir de la silice (quartz ou sable) par transformations chimiques et métallurgiques [10].

II.2.2.1. Principe de fonctionnement

Une cellule photovoltaïque au silicium est constituée de deux couches minces semi-conductrices (figure II.6). Ces deux couches sont dopées différemment en électrons et en trous. Pour la couche N, c'est un apport d'électrons et pour la couche P c'est un déficit d'électrons. Une différence de potentiel apparaît entre les deux couches. La collecte des charges est réalisée par des électrodes déposées sur les deux couches minces semi-conductrices [11].

L'électrode supérieure, transparente et conductrice, reliée à une grille permet le passage des rayons lumineux. Une couche antireflet est généralement déposée sous cette électrode afin de favoriser l'absorption des photons incidents [12,13,14].

Lors de la mise en contact des couches N et P, les électrons excédentaires de la zone N diffusent dans la zone P et inversement, entraînant la création d'une zone de charge d'espace (ZCE). Une différence de potentiel s'établit au niveau de cette zone. Les électrons peuvent passer de la zone P vers la région N mais pas en sens inverse et vice versa pour les trous. Le champ électrique créé permet donc la séparation des électrons entraînés d'un côté et des trous, entraînés de l'autre.

Le rayonnement solaire est composé de photons qui transportent chacun une quantité d'énergie déterminée.

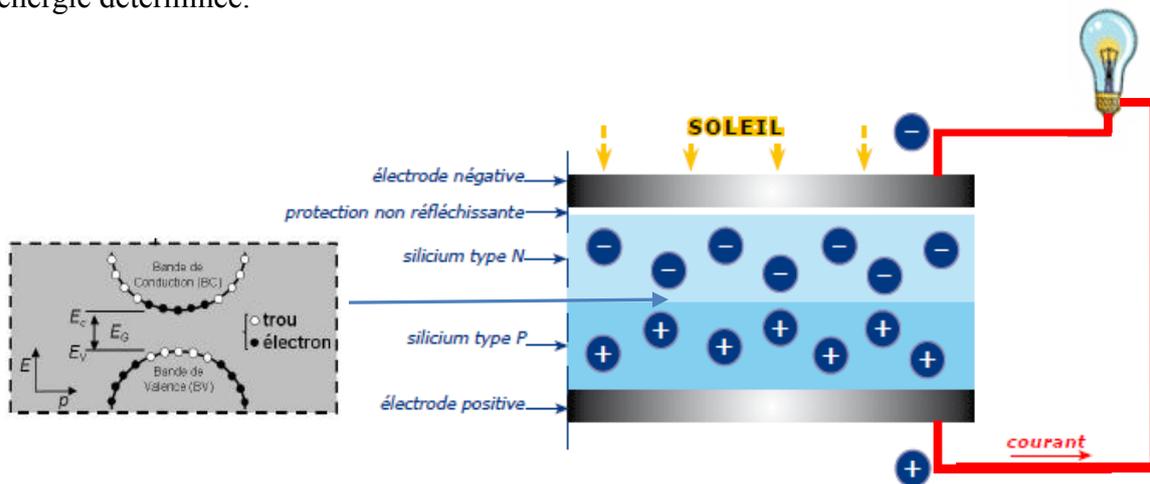


Fig. II.6 : Schéma d'une cellule photovoltaïque au silicium[14].

Dans un semi-conducteur, la largeur de la bande interdite est faible (0.5 à 2 eV). Cette énergie de transition d'une bande à l'autre est l'énergie du gap (E_g). L'intérêt est de pouvoir utiliser l'énergie des photons de la lumière du soleil pour faire passer les électrons de la bande de valence à la bande de conduction, ce qui en contrepartie, crée un trou dans la bande de valence. L'énergie des photons, fonction de la longueur d'onde de la lumière, doit être supérieure ou égale à l'énergie du gap. Le tableau II.1 montre l'énergie du gap pour différents semi-conducteurs à 300 °K [14].

	<i>Ge</i>	<i>Si</i>	<i>GaAs</i>	<i>InP</i>	<i>CdS</i>	<i>CdTe</i>
E_g (eV)	0.67	1.12	1.43	1.29	2.41	1.44

Tableau II.1: Energie du gap pour différents semi-conducteurs.

Un photon possédant une énergie égale au gap du silicium (1.12 eV) a une longueur d'onde de $1.11 \mu\text{m}$ située dans le proche infrarouge. Pour le silicium amorphe, $E_g = 1.7 \text{ eV}$, ce qui correspond à une longueur d'onde de $0.72 \mu\text{m}$. Les photons sont caractérisés par une longueur d'onde relié à l'énergie par :

$$E_{ph}(eV) = \frac{1.24}{\lambda(\mu\text{m})} \quad (\text{II.1})$$

Seuls les photons ayant une énergie suffisante pour créer une paire électron-trou, c'est-à-dire ceux ayant une énergie plus grande que celle du gap du silicium vont contribuer au processus de conversion. Tous les photons de longueur d'ondes inférieures sont donc susceptibles de produire l'effet photovoltaïque.

Comme la longueur de diffusion des électrons photo-générés (L_n) est supérieure à celle des trous photo-générés (L_p), on dope préférentiellement la base de type P. De plus, elle est faiblement dopée (10^{15} à 10^{16} at/cm^3) afin de limiter les recombinaisons [13].

Le fort dopage de la zone de type N, appelée émetteur, assure l'existence d'un champ électrique suffisant dans la Z.C.E et minimise la résistance série au niveau du contact métallique.

I.2.3. Structure d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est composée de plusieurs couches minces (figure II.7) :

- une couche « anti-reflet » sur la face avant dont le but est de faciliter la pénétration d'un maximum de photons à travers la surface et de réduire les pertes par réflexion [15] .
- une grille conductrice avant « collectrice des électrons » qui doit également être liée au silicium et ne pas être sensible à la corrosion .
- une couche dopée N avec porteurs de charges libres négatifs (électrons) .
- une couche dopée P avec porteurs de charges positifs (trous) .
- une surface de contact conductrice en métal « collectrice des électrons » ayant une bonne conductivité ainsi qu'un bon accrochage sur le silicium.

La texturisation de la surface peut également être utilisée pour limiter la réflectivité de la surface. La texturisation consiste à modifier la planéité de la surface en introduisant un relief bien déterminé. Ce dernier, tout en augmentant la surface, induit des réflexions multiples sur les facettes le constituant, piégeant ainsi un maximum de lumière. La texturisation de surface peut se faire par voie chimique (attaque acide [16] ou basique), par voie mécanique [17], par gravure plasma RIE (Reactive Ion Etching) [18], ou par utilisation de silicium poreux [19].

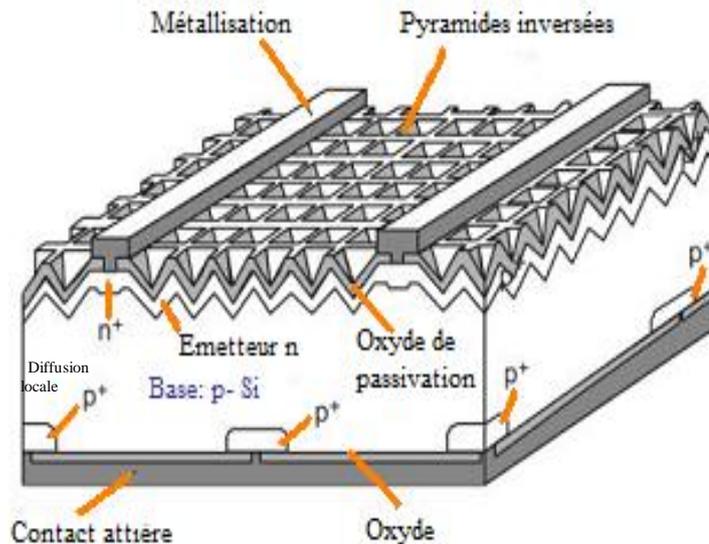


Fig. II.7. Cellule PERL (passivated emitter, rear locally diffused) d'un rendement de 24,2% [20].

II.2.2.2. Les différents types des cellules solaires

Il existe trois types principaux de cellules :

II.2.2.2.1. Les cellules mono- cristallines

La cellule monocristalline qui s'approche le plus du modèle théorique: cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches [21].

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients:

- Première génération de photopiles.
- Un taux de rendement excellent de 15 % et jusqu'à 24 % en labo.
- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.

II.2.2.2. Les cellules poly-cristallines

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes [22].

Les cellules poly- cristallines est caractérisées par :

- Coût de production moins élevé.
- Procédé moins gourmand en énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo.

II.2.2.3. Les cellules amorphes

Le silicium amorphe, apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin.

Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible) [23].

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 6 % par module et de 14 % en labo.
- Fonctionne sous très faible éclaircissement.

Grâce à la technologie des nouveaux matériaux le tellurure de cadmium (CdTe), l'arséniure de gallium (GaAs) ainsi que le di séléniure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38 % au laboratoire [23].

II.2.2.3. Modèle mathématique

II.2.2.3.1. Modèle idéal d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque peut être étudiée à partir circuit équivalent donné par la figure (II-8) composé d'un générateur à courant et d'une diode en parallèle.

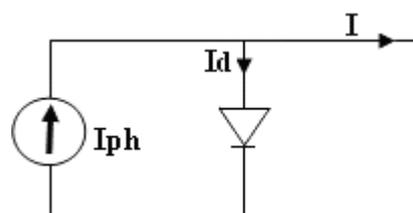


Fig. II.8. Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque

Donc le courant aux bornes de la cellule est : [24]

$$I = I_{ph} - I_d$$

(II.2)

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{V}{U_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.3})$$

$$\text{Avec: } U_T = \frac{k \cdot T}{q} \quad (\text{II.4})$$

Si on trace le courant (I) en fonction de la tension (v) en a une soustraction de deux courbes [24].

$$I(V) = I_{ph} - I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V}{U_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.5})$$

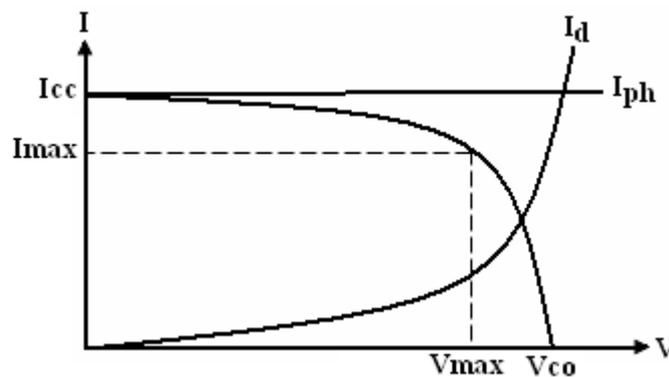


Fig.II.9. La caractéristique $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque [18].

II.2.2.3.1. Modèle réel d'une cellule photovoltaïque

Dans le cas d'une cellule photovoltaïque réelle, d'autres paramètres tenant compte des effets résistifs, des recombinaisons, des fuites vers les bords, doivent être pris en considération.

Le modèle mathématique du générateur photovoltaïque est basé sur le circuit équivalent. Cette circuit est représenté sur la figure (II.10) par un générateur de courant I_{cc} , une diode et deux résistances R_s et R_{sh} [24].

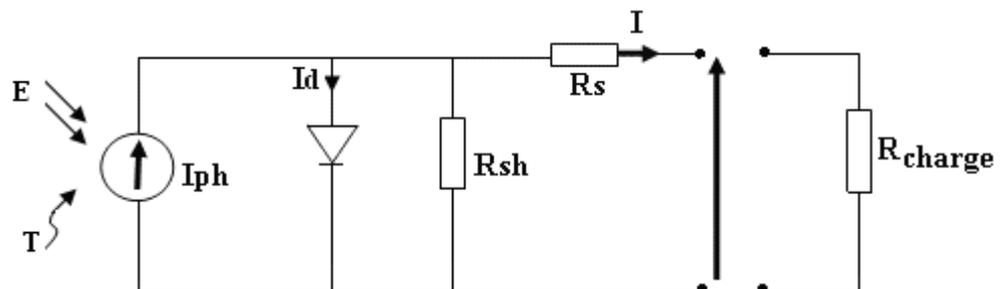


Fig. II.10. Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque [24].

• R_s : est une résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux. La pente de la courbe courant-tension au point V_{oc} représente l'inverse de la résistance série ($1/R_s$).

• R_{sh} : est une résistance shunt liée aux effets de bord et aux recombinaisons volumiques. La pente de la courbe courant tension au point I_{cc} représente l'inverse de la résistance shunt ($1/R_{sh}$) [25].

Le photo courant I_{ph} crée dans la structure par une partie de rayonnement absorbé (ce courant est pratiquement le courant de court circuit de la cellule).

- Le courant direct I_d d'obscurité de la jonction.
- Le courant I généré par la cellule et fourni à la charge.
- Le courant I_p correspond au courant des connexions parallèles.

Cet équilibre s'écrit : [25]

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (II.6)$$

Selon le schéma équivalent d'une cellule solaire dans La figure (II.5) on a :

$$I = I_{ph} - I_d - \left(\frac{V + I R_s}{R_{sh}} \right) \quad (II.7)$$

$$\Rightarrow I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (II.8)$$

II.2.2.3.2. Paramètres des cellules photovoltaïques

Les paramètres des cellules photovoltaïques (I_{CC} , V_{CO} , P_{max} , A , ff et η), extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques.

a) Courant de court-circuit (I_{CC})

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant $V=0$ dans le schéma équivalent). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température [26].

$$\text{On peut écrire : } I_{cc}(V=0) = I_{ph} \quad (II.9)$$

b) Tension à circuit ouvert (V_{CO})

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse [26].

$$\text{On peut écrire : } V_{CO} (I = 0) = AU_T \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_S} + 1 \right) \quad (\text{II.10})$$

c) Puissance maximale

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairage dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale (P_{max}) pour un point de fonctionnement $P_{max}(I_{max}, V_{max})$ de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et I_{CC} et tension comprise entre 0 et V_{CO}) (Figure II.4) [26].

Donc la puissance fournie par la cellule est donnée :

$$P = V \left(I_{ph} - I_S \left[\exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) - 1 \right] \right) \quad (\text{II.11})$$

Cette puissance fournie est maximale au point défini par :

$$\frac{\partial P}{\partial V} = \frac{\partial I}{\partial V} + I = 0 \text{ Soit :}$$

$$I_{ph} - I_S \left(\exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) - 1 \right) - V I_S \left(\frac{1}{AU_T} \right) \exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) = 0 \quad (\text{II.12})$$

La tension V_{max} et le courant I_{max} correspondant au maximum de puissance, sont alors données par :

$$\left(1 + \frac{V_{max}}{AU_T} \right) \exp \left(\frac{V_{max}}{AU_T} \right) = 1 + \frac{I_{ph}}{I_S} \quad (\text{II.13})$$

Donc :

$$I_{max} = I_S \frac{V_{max}}{AU_T} \exp \left(\frac{V_{max}}{AU_T} \right) \quad (\text{II.14})$$

Le produit ($V_{max}.I_{max}$) donne la puissance maximale qui représente 80% environ du produit ($V_{CO}.I_{CC}$) [26].

d) Facteur de qualité

C'est un paramètre dépendant de la qualité de la diode, (compris entre 1 et 2).

e) Facteur de forme

On appelle facteur de forme ff , le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite ($P_{\max} = I_{\max} \times V_{\max}$) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit $I_{cc} \times V_{co}$ où [26].

$$ff = \frac{P_{\max}}{V_{CO} \cdot I_{CC}} \quad (\text{II.15})$$

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

f) Rendement d'une cellule solaire

Le rendement est donné par le rapport de la puissance électrique maximale générée à la puissance du rayonnement solaire incident [26].

$$\eta_c = \frac{V_{\max} \cdot I_{\max}}{P_{\text{solaire}}} \quad (\text{II.16})$$

II.2.2.4. Caractéristique courant-tension $I=f(V)$

La caractéristique courant-tension d'une cellule solaire se met sous la forme mathématique de l'équation (II-16) qui peut être reformulée sous la forme [27].

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II.17})$$

$$I_{ph} = I_{ph}(T_1) [1 + K_0(T - T_1)] \quad (\text{II.18})$$

$$I_{ph}(T_1) = I_{CC}(T_1, \text{nom}) \cdot \frac{E}{E_{\text{nom}}} \quad (\text{II.19})$$

$$K_0 = \frac{I_{CC}(T_2) - I_{CC}(T_1)}{I_{CC}(T_1) \frac{1}{T_1 - T_1}} \quad (\text{II.20})$$

$$I_s = I_s(T_1) \left(\frac{T}{T_1} \right)^{3/4} \exp\left(\frac{-V_g}{\frac{AU_T}{T} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_1} \right)} \right) \quad (\text{II.21})$$

$$I_s(T_1) = \frac{I_{CC}(T_1)}{\exp\left(\frac{V_{CO}(T_1)}{AU_T \frac{T_1}{T}} \right) - 1} \quad (\text{II.22})$$

$$R_s = -\frac{dV}{dI_{V_{co}}} - \frac{1}{X_V} \quad (\text{II.23})$$

$$X_V = I_s(T_1) \frac{1}{AU_T} \exp\left(\frac{V_{CO}(T_1)}{AU_T \frac{T_1}{T}}\right) \quad (\text{II.24})$$

Toutes les constantes dans les équations ci-dessus peuvent être déterminées utilisant les données de fabrications de panneaux photovoltaïques et à partir des courbes I(V) mesurées [27].

Quand la cellule est court circuit, un courant est négligeable dans la diode. Le rapport entre le photo-courant et la température est linéaire, voire équation (II-17) et est déduit en notant le changement du photo-courant en fonction de la variation de la température.

Quand la cellule est en obscurité, la caractéristique I(V) est donnée par l'équation de Shockley, Quand la cellule illuminée est en circuit ouvert, le photo-courant passe entièrement dans la diode. Les courbes I(V) sont excentrées de l'origine par le photo-courant généré I_{ph} , équation(II-18).

La valeur du courant de saturation à 25°C est calculée en utilisant la tension de circuit ouvert et le courant de court circuit à cette température, équation (II-21).

Une estimation du facteur d'idéalité doit être faite. Cette valeur est entre 1 et 2, plus près de l'unité pour les courants élevés, et approchant la valeur 2 pour les bas courants [27].

La relation de la température est complexe, mais ne contient heureusement aucune variable exigeant une estimation (II-20)[25]. La résistance série du module possède un grand impact sur la pente de la caractéristique I(V) à $V=V_{CO}$, comme vu dans la figure(II-10).

Les équations (II-20) et (II-21) sont calculées en différenciant l'équation (II-16), l'évaluation à $V=V_{CO}$ et le réarrangement en terme R_s [27].

Les figures (II.11) représente les caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule pour un éclaircissement et une température donnée.

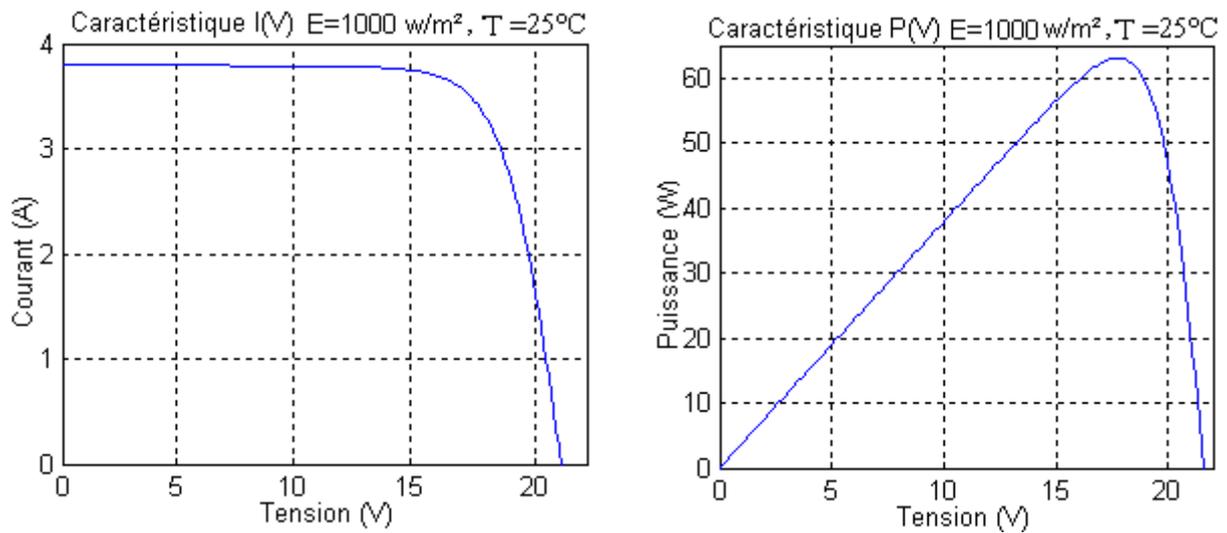


Fig. II.11. Caractéristique I(V) et P(V) d'un module PV

II.2.2.5. Les zones de caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement ; seule la courbe $I = f(V)$ est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure (II.12) représente trois zones essentielles [28].

a) La zone (1) : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

b) La zone (2) : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.

c) La zone (3) : qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

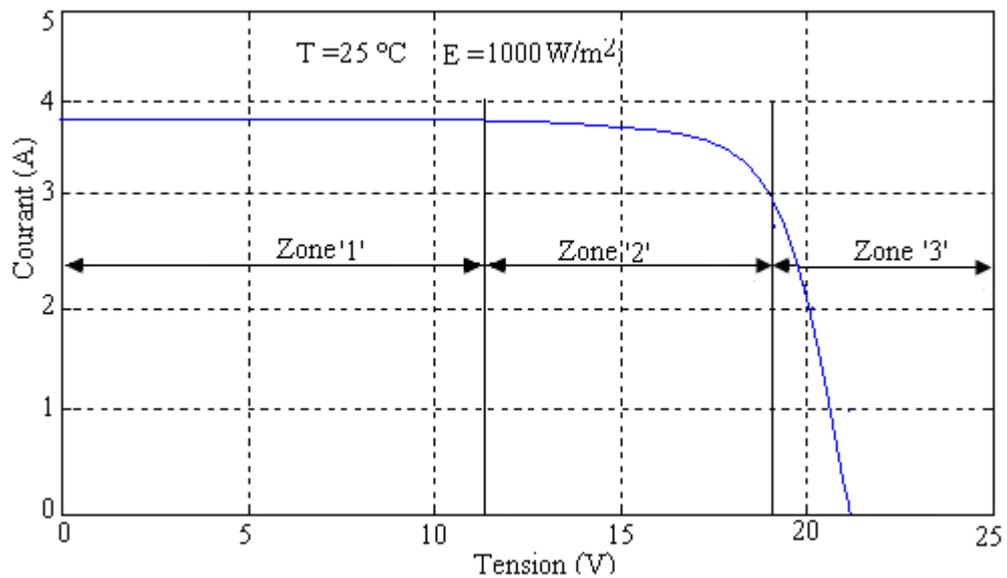
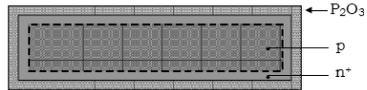
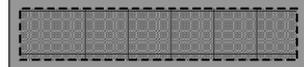


Fig. II.12. Les différentes zones de Caractéristique $I(V)$ d'un générateur photovoltaïque

I.5. Processus de fabrication

Le processus de fabrication des cellules photovoltaïques peut être décrit en 7 étapes (tableau II.2) [29].

<p><u>1^{ère} étape :</u> découpage</p>	<p>On découpe le silicium en plaques légèrement plus grandes que la taille finale de la cellule.</p>	
<p><u>2^{ème} étape :</u> Décapage et texturisation</p>	<p>Décapage du silicium dans un bain de soude. Ceci a pour but d'éliminer les défauts de structures du au sciage du Si. De plus, l'attaque se fait de manière préférentielle au niveau des régions denses, de ce fait, on verra apparaître à la surface des pyramides sur le grain orienté $\langle 100 \rangle$. Ces pyramides jouent un véritable piège à photons, ce qui augmente le rendement.</p>	
<p><u>3^{ème} étape :</u> dopage du silicium</p>	<p>le dopage se fait par diffusion du phosphore provenant du POCl_3. On a donc bien l'intérieur dopé P et l'extérieur dopé N.</p>	
<p><u>4^{ème} étape :</u></p>	<p>Lors de la troisième étape, une couche</p>	

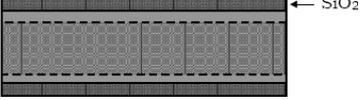
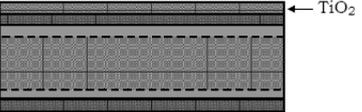
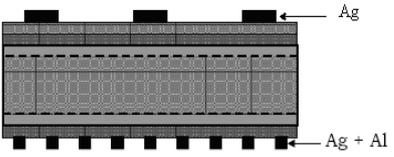
décapage	de P_2O_3 s'est formée, il y a donc lieu de la décaper à l'HF.	
<u>5^{ème} étape :</u> oxydation sèche	Cette étape a pour but d'assurer la passivation du dispositif.	
<u>6^{ème} étape :</u> dépôt de la couche anti-refle	Cette étape se fait grâce à un spray de TiO_2 .	
<u>7^{ème} étape :</u> pose des contacts électriques	Les contacts électriques des faces avant et arrière doivent être en forme de grille fine de sorte à n'occulter qu'une surface minime.	

Tableau.II.2: Processus de fabrication des cellules photovoltaïques.

II.2.2.6. Les modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques sont des convertisseurs d'énergie lumineuse en électricité, donc par définition le module photovoltaïque est un groupement de cellules connecté entre elles en série pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière [30].

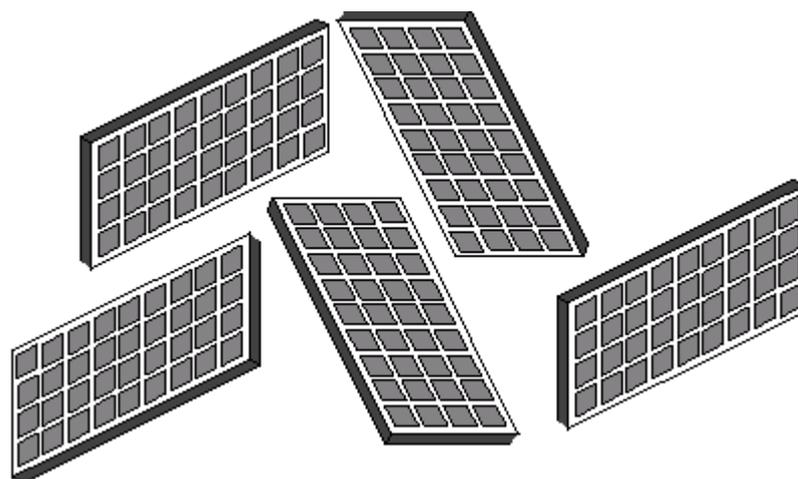


Fig.II.13. les modules photovoltaïques

II.2.2.7. Les panneaux photovoltaïques

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules qui sont constitués par l'association de cellules en série. La mise en série et en parallèle des panneaux permet d'obtenir la tension et le courant exigés dont les performances dépendent de l'association des cellules et de la matière qui les compose.

Le point de fonctionnement de cet ensemble de panneaux photovoltaïques est défini par l'intersection de sa caractéristique courant-tension avec la ligne de charge [30].

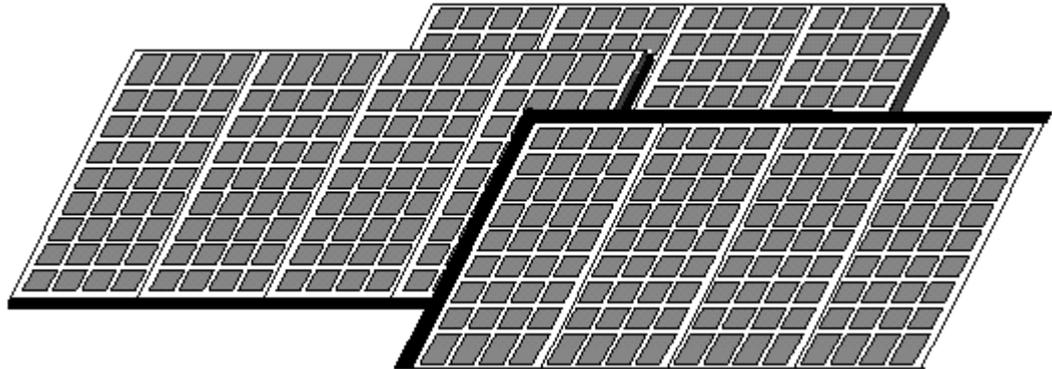


Fig.II.14. Panneaux photovoltaïques

Donc pour quelque soit les nombres des modules en série et parallèle, l'équation (II-16) est devient sous la fourme suivant :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s \left[\exp \left(\left(\frac{1}{A U_T} \right) \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right) \right) - 1 \right] - \frac{N_p}{R_{sh}} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right) \tag{II-24}$$

Les trois types d'association des modules solaires sont:

a) Association série

L'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule [31].

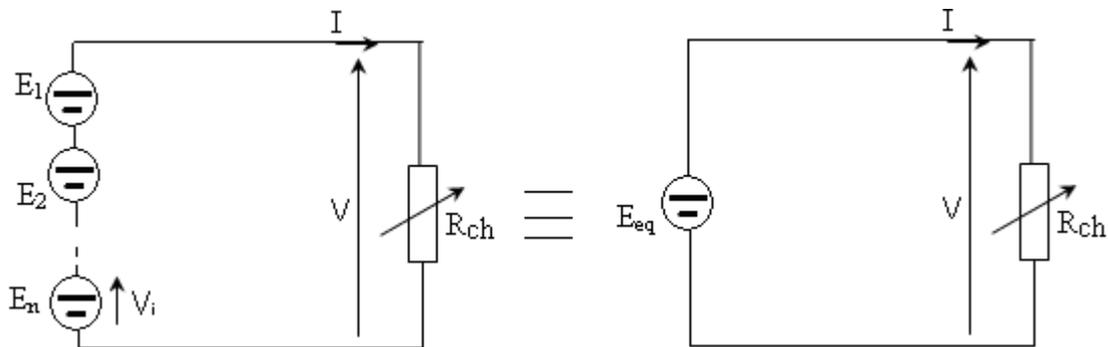


Fig.II.15. Association de n modules solaires en série

La caractéristique d'un groupement de n_s modules solaires en série est représentée par la figure suivante :

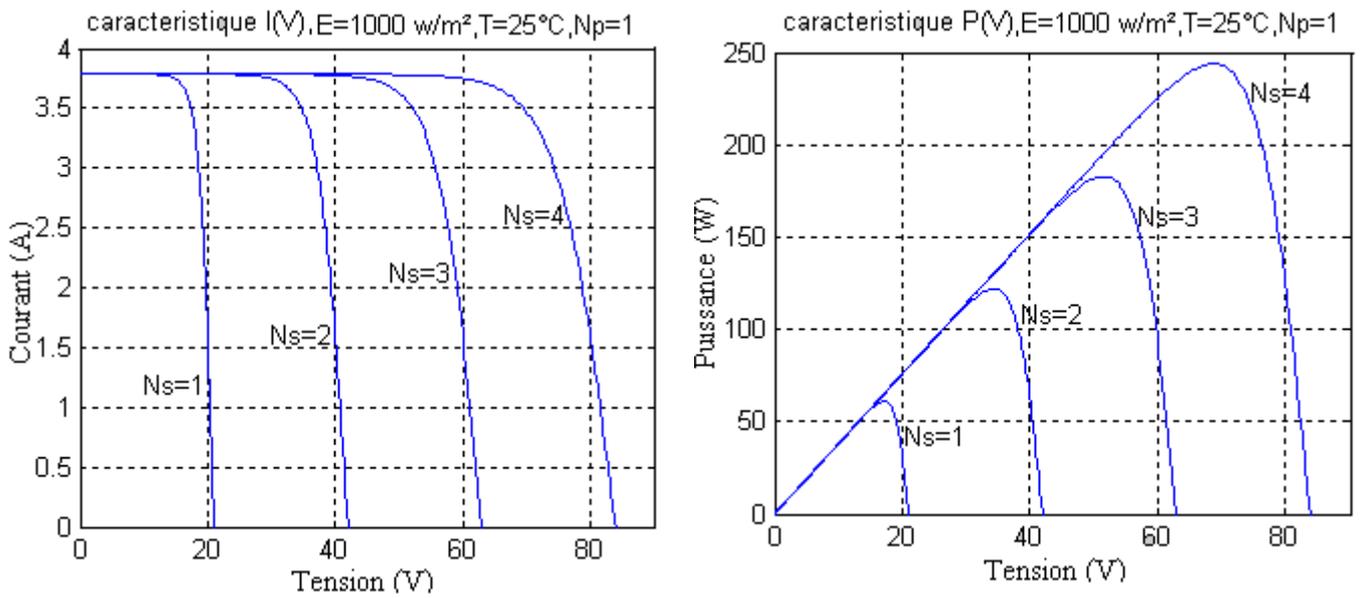


Fig.II.16. Caractéristique de nombre des modules en série

b) Association Parallèle

L'association en parallèle des photopiles délivre une courant égale à la somme des courants individuelles et une tension égale à celui d'une seule cellule [31].

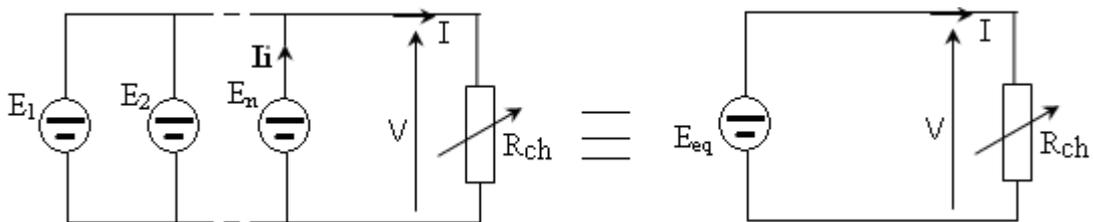


Fig.II.17. Association de Np modules solaires en parallèle.

La caractéristique d'un groupement de Np modules solaires en parallèle est représentée par la figure suivante :

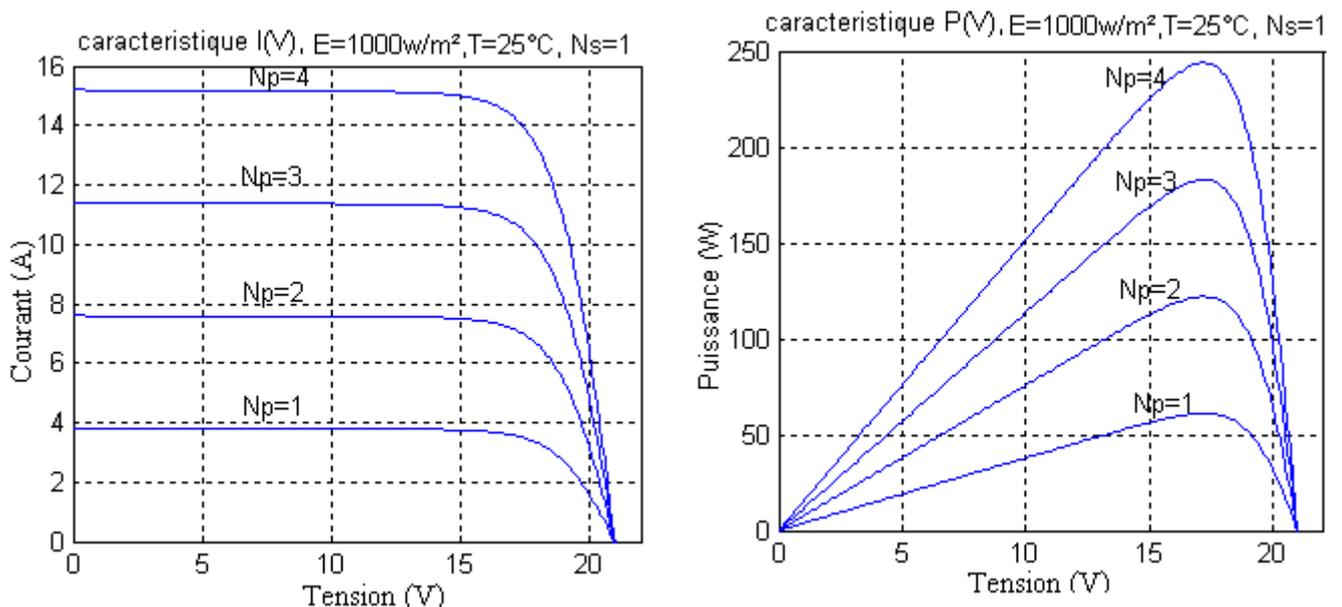


Fig.II.18. Caractéristique de nombre des modules en parallèles

c) Association mixte (Série + Parallèle)

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire Série-Parallèle [31].

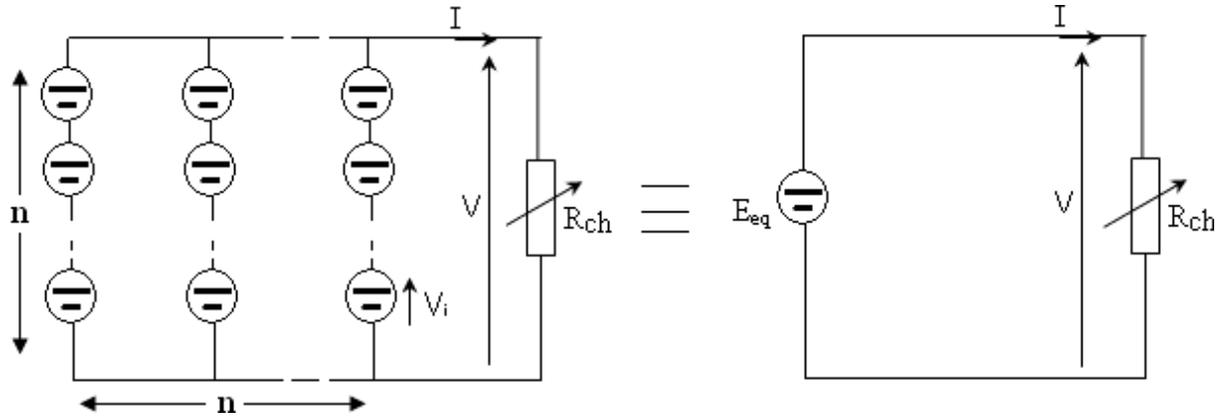


Fig.II.19. Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires.

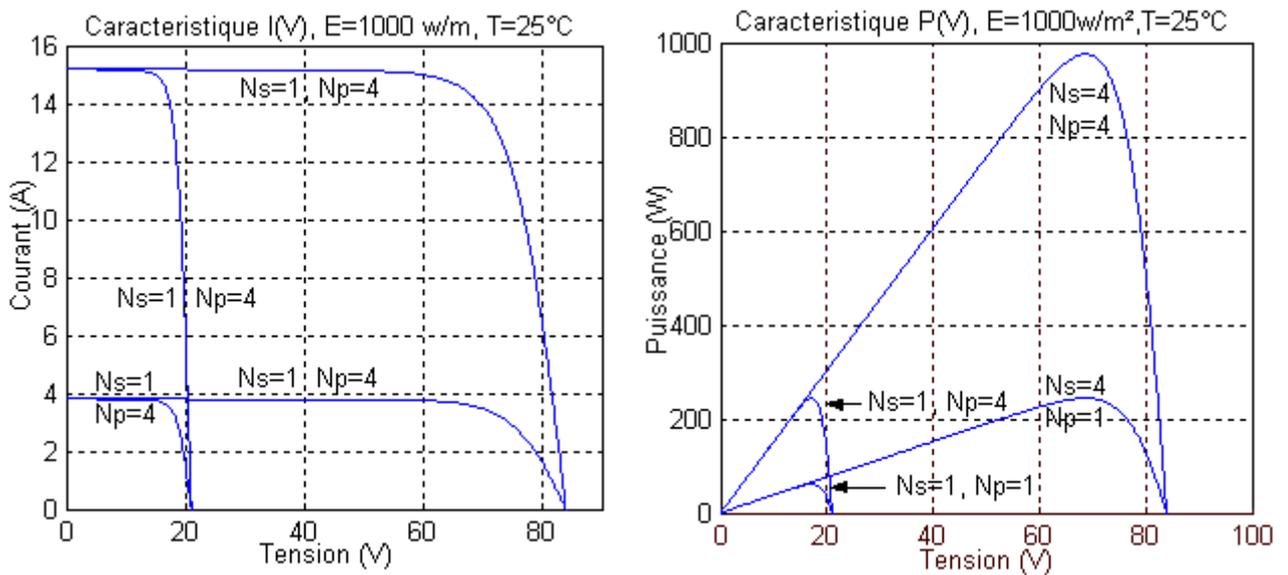


Fig.II.20. Caractéristique de nombre des modules en série et parallèle

II.2.2.8. Rendement de générateur photovoltaïque

Le rendement η_g de conversion du générateur photovoltaïque est donné par la relation suivante [32]:

$$\eta_g = \frac{P_s}{P_e} \tag{II-25}$$

Avec :

P_e : la puissance d'entrée du champ PV est donnée par :

$$P_e = E.N_s.N_p.S \quad (\text{II-26})$$

Le rendement maximum de générateur photovoltaïque est :

$$\eta_{\max} = \frac{I_{\max}.V_{\max}}{E.N_s.N_p.S} \quad (\text{II-27})$$

II.3. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit la nécessité d'étudier la caractéristique du modèle PV. Nous avons présenté les différentes zones de fonctionnement, l'influence des différents paramètres climatiques et autres sur la caractéristique I (V), P (V). Ainsi la synthèse d'assemblage des panneaux soit en série, parallèle ou mixte.

Références bibliographiques

- [1] **F.Sylvie** " *L'oxyde De Zinc Par Dépôt Chimique en Phase Vapeur Comme Contact Électrique Transparent et Diffuseur De Lumière pour les Cellules Solaires*" Thèse de doctorat,2003
- [2] **M.ABDESLEM,S.ABDELAZIZ** " *Simulation d'une cellule solaire photovoltaïque à base d'hétérojonction : a-Si:H(n)/c-Si(p)*",Mémoire Master en Matériaux électronique, Université kasdi Merbah Ouregla ,2015
- [3] **B.Hana** " *Etude a-b initio des propriétés structurales, électroniques des semi-conducteurs chalcopyrites CuGaX₂(X=S, Se)*" Magister en Physique, Université de Tlemcen ,2012
- [4] **www.creea.u.bordeaux.Fr** " *physique technologie composants puissance*".
- [5] **M. Ikram** " *Effet de confinement quantique sur la structure de bande des semi-conducteurs à puits quantiques*", Mémoire master en physique des matériaux ,Université de M'silla ,2014
- [6] **B.Mouradjana** " *Etude des propriétés dynamiques du réseau et leurs dépendances en pression des semi-conducteurs binaires IV, III-V, II-VI*", Mémoire master en Physique Appliquée, Université Mohamed Boudiaf – M'silla, 2016.
- [7] **C. Kittel** " *physique de l'état solide* " , Dunod ,1983.
- [8] **M.Fazia** " *Etude et simulation des structures photovoltaïques à base de chalcogénures de métaux de transition MX₂ (M = W, Mo; X = S, Se)*", Mémoire magister en Electronique , Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou,2016
- [9] **C. Ngo- Hélène Ngo** " *physique des semi-conducteurs*", Dunod, 2007
- [10] **S. Adel** " *Intégration de la Production Décentralisée dans un Système de Pompage Photovoltaïque*" ,Thèse de Magister en Electronique , Université Constantine1 ,2014

- [11] **A. Ricaud** " *Photodiode à semi-conducteur dans : Photopiles solaires - De la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés* ", Presses polytechniques et universitaires romandes, Lausanne, 1997.
- [12] **A.Claverie** " *Etat de l'art mondial de la technique photovoltaïque et politiques de promotion*", Séminaire sur l'électricité photovoltaïque, Nice,1994.
- [13] **H. Mathieu** " *Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques* ", Edition Masson, Paris, 1990.
- [14] **M. Orgeret** " *Les piles solaires, le composant et ses applications* ", Edition Masson, Paris, 1985.
- [15] **E.Fourmond** " *Développement de techniques de dépôt plasma et photo assistées pour la réalisation de couches antireflets passivantes en SiNx:H sur silicium multi_cristallin pour applications photovoltaïques* ", Thèse, INSA de Lyon, 2002.
- [16] **S.Wolf, R.Einhaus** " *Towards industrial application of isotropic texturing for multi-crystalline silicon solar cells*", Proc of the 16th European PV Solar Energy Conference, United Kingdom, 1521, 2000.
- [17] **C.Gerhards, A.Fischer** " *Mechanical micro-texturization for multicrystalline Si solar cells*". Proc. of the 16th European PV Solar Energy Conference, Glasgow, United Kingdom, 1390, 2000.
- [18] **A.Burgers, J.Bultman, C.Beneking** " *Silicon solar cells textured by reactive ion etching with natural lithography* ", Proc. of the 16th European PV Solar Energy Conference, Glasgow, United Kingdom, 1427, 2000.
- [19] **R.Bilyalov,H.Lautenschlager** " *Porous silicon as an antireflection coating for multicrystalline silicon solar cells*" , Proc. of the 14th European PV Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 788, 1997.
- [20] **A. Luque, S. Hegedus** " *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*", John Wiley and Sons, Chi Chester,2003

- [21] **M.Mohammed** "*Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie*",Mémoire de Magistère en génie mécanique,2011
- [22] **R. Maouedj** "*application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah*", Thèse de Magister Université de Tlemcen, 2006
- [23] **A. Nouar** "*Etude et modélisation des différents modelés de la cellule photovoltaïque établis sur base de valeurs nominales*", Mémoire Magister en Energie Renouvelable, Université de Constantine, 2010
- [24] **Z. Foudil** " *Etude de la concentration solaire sur les performances des systèmes photovoltaïque*" ,Mémoire de Magister en Electronique, Université de Constantine ,2009
- [25] **M. Oukachmi** "*Les cellules photovoltaïques à base de matériaux organiques disco tiques* " ,Thèse de doctorat en électronique option matériaux, technologies et composants, Université Paul Sabatier, 2003
- [26] **B. Zakaria** "*contribution à la modélisation d'une cellule solaire*", Mémoire de Magister en Electronique, Université de Béchar, 2009
- [27] **R.Chenni** "*Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire* ", Thèse de doctorat en sciences en physique énergétique, Université de Constantine, 2007.
- [28] **L. Zarour** , "*Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque, optimisation de la conversion d'énergie* ", Mémoire de magister en électrotechnique, université Mentouri de Constantine, 2005
- [29] **R.Nicolas** , "*Les cellules photovoltaïques en silicium : théorie et fabrication*", EDP Sciences ,2016
- [30] **B. Flèche, D. Délignes** , "*Energie solaire photovoltaïque* " .doc page 11, 12. Juin 2007.
- [31] La Transmission de la Chaleur ,*Cour PDF "Le Problème Thermique "* sur l'internet (Google).page 23.

- [32] **B. Djamel**, " *Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage*" ,thèse de magister, université de Mentouri de Constantine, 2007.

Chapitre III

Résultats et discussions

III.1. Introduction

Après la citation et l'étude de modélisation des différents composants du système photovoltaïque, nous procédons à la simulation du composant principale de la cellule photovoltaïque. La simulation de la cellule solaire a l'objectif d'obtenir la caractéristique ($I-V$) et par conséquent la caractéristique ($P-V$) à une condition de fonctionnement donnée (éclairage, température).

La résolution du système d'équations établie après avoir écrit les organigrammes est abordée par des programmes *MATLAB* que nous avons élaboré et par des logiciels *PVGIS* et *PVsys*. Les résultats obtenus sont présentés sous forme graphique dans ce qui suit.

III.2. Estimation de l'éclairement solaire dans la ville de Tébessa

III.2.1. Calcul par PVGIS

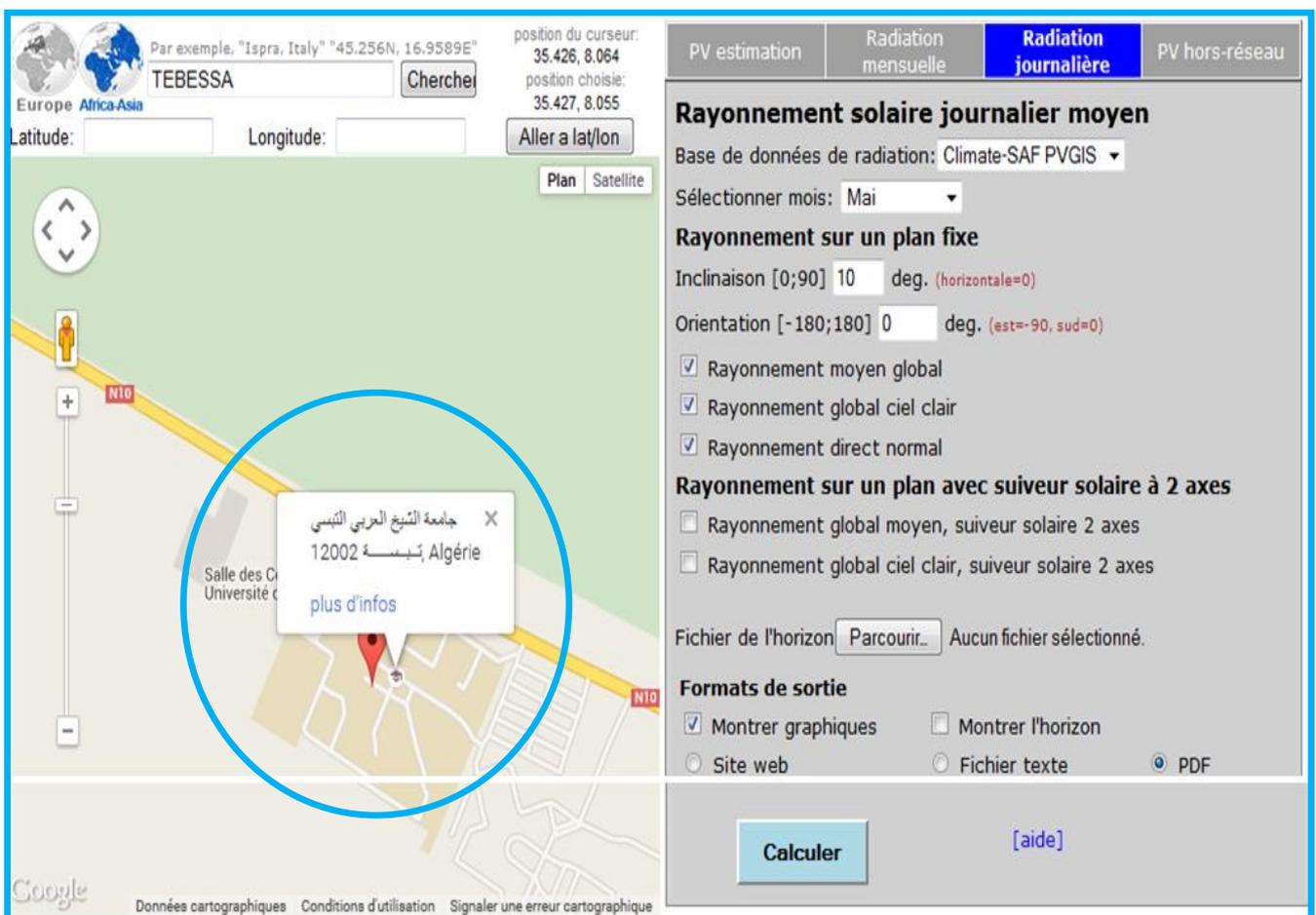


Fig.III.1. Fenêtre du logiciel PVGIS.

PVGIS est un logiciel en ligne disponible sur le site web, ce logiciel dispose des bases de données méthodologiques puissantes qui couvre presque tous les pays du monde. On choisit ce logiciel pour obtenir les données des irradiations reçu sur notre site (Université cheikh Larbi

Tébessi ,Tébessa),(Figure III.1), l'angle d'orientation optimale des panneaux et même la production d'électricité de notre système photovoltaïque. Les calculs ont été effectués pour la ville de Tébessa de coordonnées géographiques, latitude $35^{\circ}.426$ Nord, longitude $8^{\circ}.055$ Est et un décalage horaire d'une heure.

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leur possibilité.

L'orientation idéale d'un module photovoltaïque obéit à une règle vers l'équateur :

- Orientation vers le sud dans l'hémisphère nord.
- Orientation vers le nord dans l'hémisphère sud.

Si on désire récupérer le maximum d'énergie solaire, il faut varier l'angle d'inclinaison des panneaux tous les mois durant l'année, les valeurs de cet angle optimum correspondent au site à alimenter sont reprises dans le graphique ci- dessous (figure.III.2). Nous pouvons noter que l'angle d'inclinaison optimal pour la ville de Tébessa, varie entre 3 (horizontal) et 60 degrés. Cet angle sera approximativement de 10 à 37 degrés pour le printemps, 3 à 20 de degré pour l'été et de 40 à 60 de degré et 50 à 63 degrés respectivement en automne et en hiver.

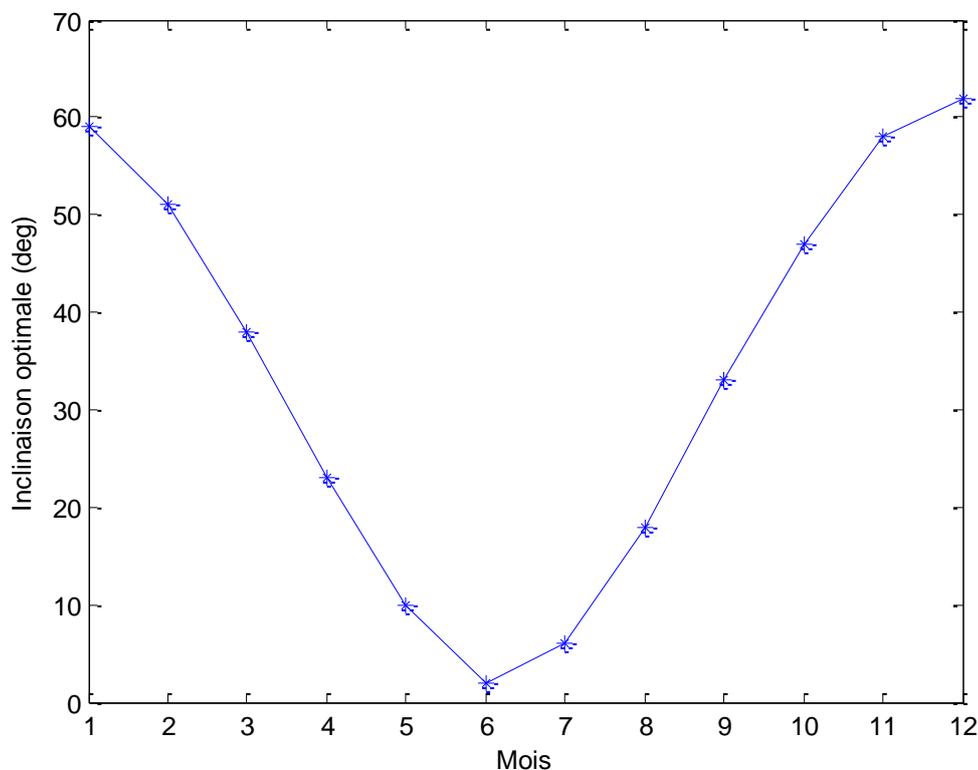


Fig.III.2. Angle d'inclinaison optimal annuel.

Une surface exposé au soleil reçoit, à un instant donné, un rayonnement solaire en W/m^2 , qui est un flux, une puissance par unité de surface. Ce flux varie au passage d'un nuage, selon les heures de la journée...Au bout d'une journée, ce flux a produit une énergie journalière ou rayonnement solaire intégré, en Wh/m^2 par jour, produit du rayonnement par le temps. Comme le rayonnement instantané est variable, on obtient cette énergie journalière en calculant l'intégrale de la courbe de rayonnement en fonction du temps. Ce sont des données, globales sur une journée, qui servent la plupart du temps au dimensionnement d'un système photovoltaïque .

L'opération de varier l'angle d'inclinaison tous les mois durant l'année est très difficile à réaliser dans notre cas à cause de la grande puissance à installer. La solution est choisir un angle d'inclinaison optimale qui nous donne le maximum d'énergie solaire, la figure(III.3)ci-dessous montre les radiations reçus à un angle de 0° (position horizontale (Hh)), et un angle de 90° (DNI) et a un angle optimale qui est 32° (Hopt) pour la commune de Tébéssa.

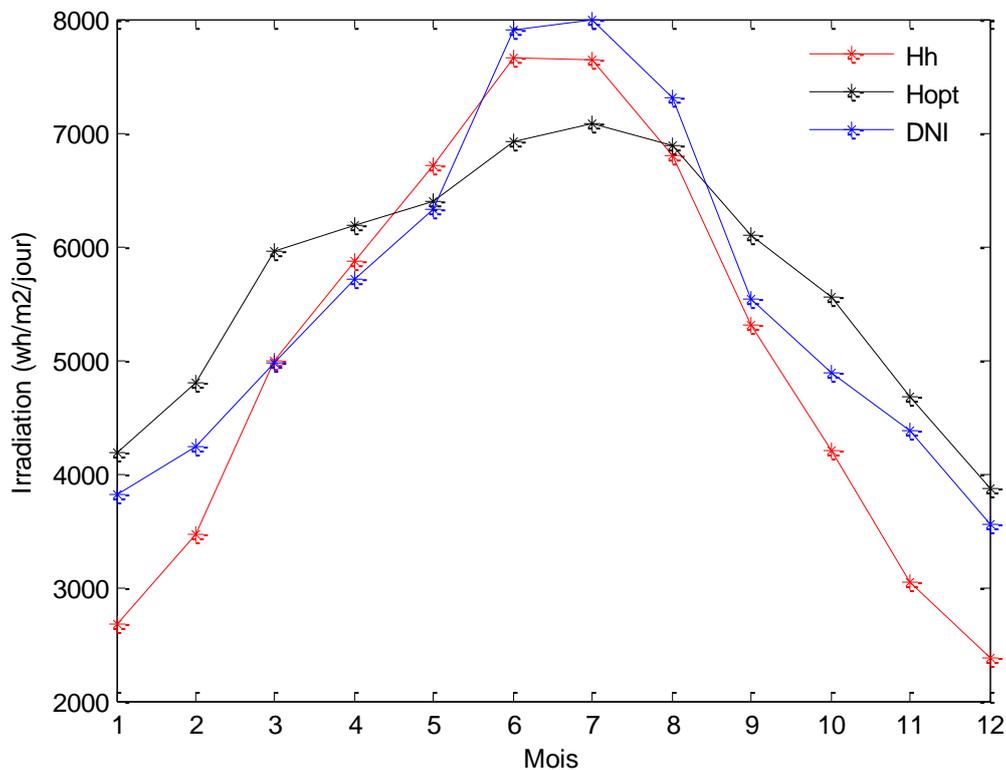


Fig.III.3. Irradiation mensuelle reçue sur le plan horizontal et incliné de manière optimale.

III.2.2. Modélisation de l'éclairement solaire

Afin de choisir le modèle qui sera utilisé dans le cadre de ce travail, les quatre modèles (modèles de Capderou, de Jordan de R. Sun et de Perrin Brichambaut) présentés dans le chapitre I (paragraphe 6) seront comparés aux valeurs calculées par PVGIS.

En se basant sur les principaux indicateurs statistiques:

- *Le coefficient de détermination (R^2):* L'indicateur R^2 varie entre 0 et 1, une valeur de 1 ou proche de 1 indique un parfait accord entre la valeur mesurée et calculée, par contre une valeur proche de 0 indique un total désaccord.

Si $R^2=1$ ou $R^2 \approx 1$: il y a un parfait accord entre la valeur mesurée et celle calculée.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^k (I_{ghm} - I_{ghc})^2}{\sum_{i=1}^k (I_{ghm} - I_{ghmm})^2} \quad (\text{III.1})$$

- *L'erreur quadratique moyenne (RMSE):* La RMSE est une mesure de la variation des valeurs calculées, selon chaque modèle autour des valeurs mesurées. Plus sa valeur est petite, plus le modèle est meilleur.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{k} \sum_{i=1}^k (I_{ghm} - I_{ghc})^2} \quad (\text{III.2})$$

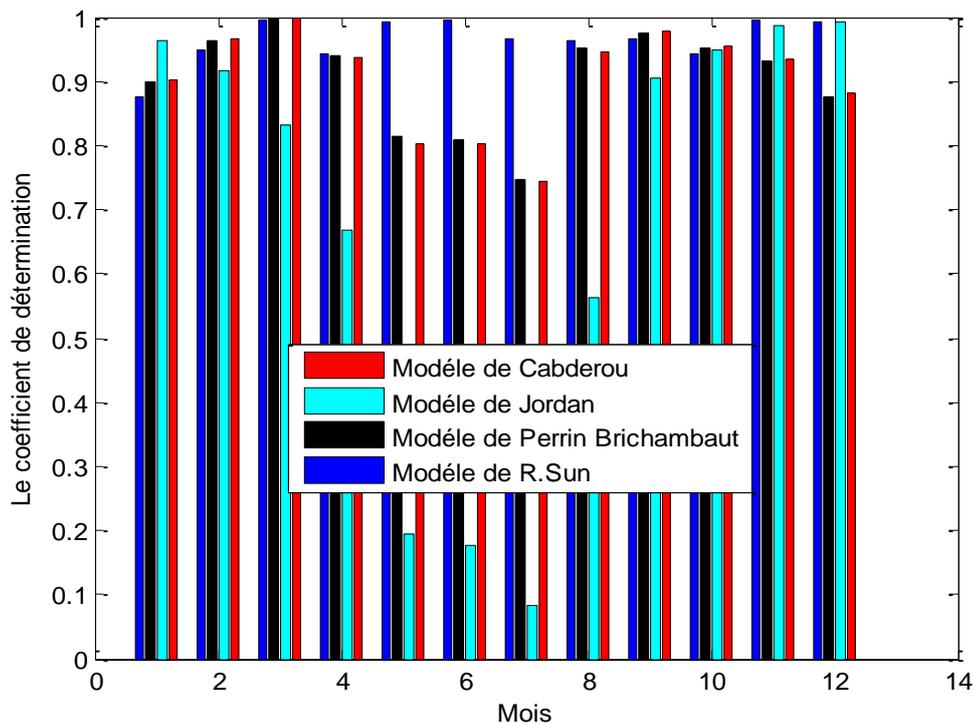


Fig.III.4. Le coefficient de détermination

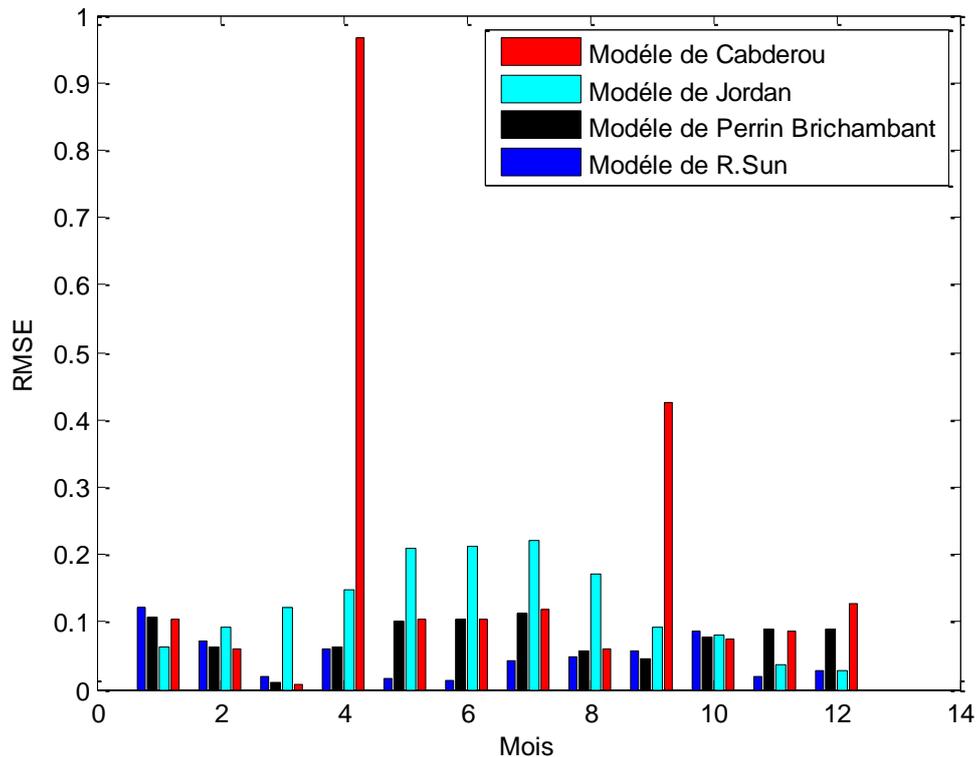


Fig.III.5. L'erreur quadratique moyenne (RMSE)

L'analyse des figures (III.4), (III.5), nous permet les observations suivantes:

- Le modèle de Capderou est favorable pour estimer l'éclairement solaire pour un ciel clair durant l'année.
- Le modèle de Perein de Brichambaut, peut être utilisé pour estimer l'éclairement solaire global dans cette région.
- Le modèle de Jordan donne des résultats moins précis par rapport aux deux modèles précédents.
- Pour le modèle de R. Sun, on remarque que la plus part des valeurs de coefficient de détermination R^2 sont des valeurs supérieures à 0.9 dans toutes les journées sélectionnées ainsi que pour l'erreur quadratique moyenne (RMSE) qui prennent des valeurs inférieures à 0.08, et cela indique que ce modèle donne des prédictions en bon accord avec les données simulées par PVGIS.

Le modèle de R. Sun est généralement le plus favorable pour l'estimation de l'éclairement solaire incident, même s'il ne présente qu'un peu d'avantage par rapport à celui de Perrin Brichambaut. Par contre, la méthode de Jordan donne parfois des résultats qui divergent radicalement par rapport aux valeurs calculées au niveau de Tébessa.

Nous avons constaté aussi que le modèle de R. Sun est le plus avantageux pendant toute l'année. En résumé, nous avons choisi d'utiliser le modèle de R. Sun ou le modèle de Perrin Brichambaut pour calculer les éclairagements instantanés incidents sur le panneau pour tout l'année.

Les valeurs de l'éclairage solaire global sur un plan incliné d'un angle optimal calculé à partir du modèle de R. Sun pour chaque mois de l'année sont représentées par l'ensemble des courbes de les figure (III.6) et (III.7).

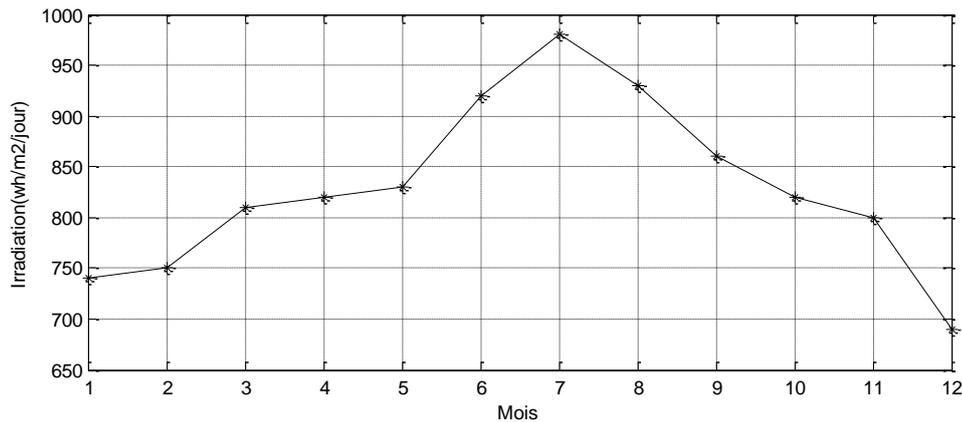


Fig.III.6. Irradiation reçue sur un plan incliné d'un angle optimal pour chaque mois de l'année .

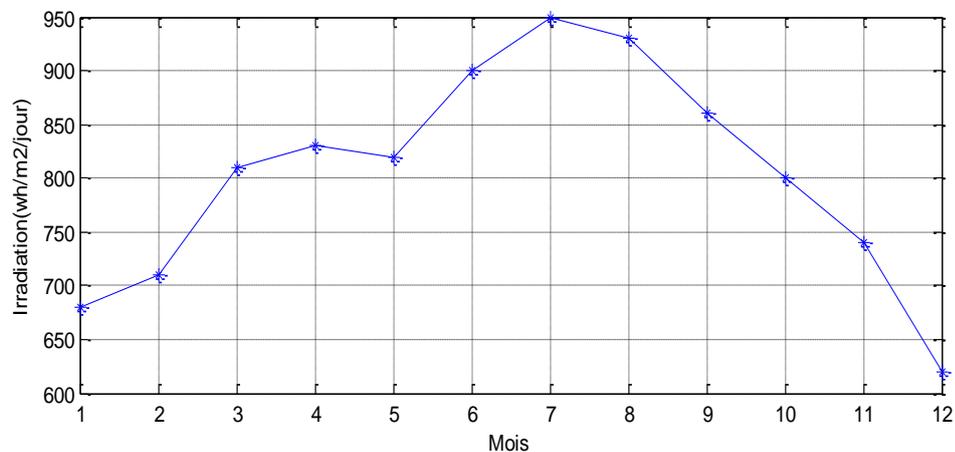


Fig.III.7. Irradiation reçue sur un plan incliné d'un angle optimal de 32° pour chaque mois de l'année .

Nous pouvons remarquer que l'éclairage solaire oscille autour de 680 à 950 W/m²/jour, tout au long de l'année, atteint une valeur maximale de 950 W/m²/jour au cours du mois de juillet et minimale au mois de Décembre.

III.3. L'influence des différents paramètres de la cellule solaire sur ca fonctionnement dans les conditions de la ville de Tébessa

Afin de constater l'influence des différents paramètres de la cellule solaire sur les caractéristiques ($I=f(v)$, $P=f(v)$), nous avons adopté la méthode suivante:

- Pour visualiser l'influence de l'éclairement par rapport aux caractéristiques de la cellule, on fixe la température moyenne chaque mois et on fait varier l'éclairement dans une gamme suffisante pour la ville de Tébessa.
- Pour un éclairement constant, nous ferons varier la température afin d'avoir l'influence de celle – ci par rapport aux caractéristiques de la cellule PV.
- Autrement, on donne à la résistance (R_s) différents valeurs pou avoir l'influence de celle-ci sur les caractéristiques de la cellule PV.
- En fin, on varie le facteur d'idéalité pour obtenir son influence sur caractéristiques de la cellule.

En vue de vérifier le modèle proposé, une comparaison est effectuée avec le modèle à 2M6P, en utilisant des mesures expérimentales extraites à partir de la fiche technique des modules photovoltaïques de **CONDOR Electronique**.

Les paramètres électriques des modules à STC sont résumées dans le tableau (III.1).

Modules	I_{cc}	V_{oc}	I_p	V_p	a_{Icc}	a_{voc}	N_{cs}
CO 60C Monocristallin	9.01	37.36	8.37	31.19	0.06	-0.32	60
CO 60C Poly cristallin	8.32	36.66	7.96	30.26	0.06	-0.33	60

Tableau III. 1. Les caractéristiques électriques.

Les tableaux (III.2) et (III.3) présentent les paramètres électriques calculés par le modèle à 2M6P, le modèle proposé, respectivement.

Modules	I_l	Γ	R_s	R_{sh}	I_0
CO 60C Monocristallin	9.16	1.3	0.6	114.5	$1.15 e^{-10}$
CO 60C Poly cristallin	8.2	1.4	0.4	120.115	$5 e^{-10}$

Tableau III. 2. Les paramètres calculés par le modèle à 2M6P.

Modules	I_l	Γ	R_s	R_{sh}	I_0
CO 60C Monocristallin	9.135	1.4	0.6	550	$1.15 e^{-6}$
CO 60C Poly cristallin	9.11	1.3	0.5	580.115	$5 e^{-6}$

Tableau III. 3. Les paramètres calculés par le modèle proposé.

Les tableaux (III.2) et (III.3) montrent une comparaison entre les deux modèles présentés au-dessus pour deux modules photovoltaïques. Ces modules sont: Co 60C du type monocristallin et Co 60C du type poly cristallin. Les tests sont effectués à différents éclairagements ou/et températures par le modèle proposé .

III.3.1. Comparaison entre les modèle de PV

Pour permettre un ensemble cohérent de comparaisons pour un modèle donné, la même condition de référence est choisie pour chaque modèle, (la performance de la cellule solaire est normalement évaluée dans les conditions d'essai normalisé (STE), ou un spectre solaire moyen de AM 1.5 est employé, l'éclairagement est normalisé à 1000 W/m^2 , et la température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$).

la figures (III.8) comparent les différents modèles à une diode et la figure (III.9) comparent entre les différents modèles à deux diodes pour une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ et un éclairagement de 1000 W/m^2 .

Les figures montrent que les résultats obtenus par les modèles à deux diode marquent un point important aux niveaux de la zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de R_s à R_{sh} (la zone 3 où se situe le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par

le générateur est maximale), la puissance fournie et la tension de circuit ouvert obtenues par ces modèles sont supérieures par rapport aux modèles à une diode.

Le modèle à deux diodes a un léger avantage, car il fait appel à la recombinaison des porteurs minoritaires dans le volume du matériau. (les branches de chacune des diodes représentent respectivement le courant de diffusion dans la base et l'émetteur (I_{d1}), et le courant de génération-recombinaison (I_{d2}) dans la zone de charge d'espace de la jonction (ZCE).

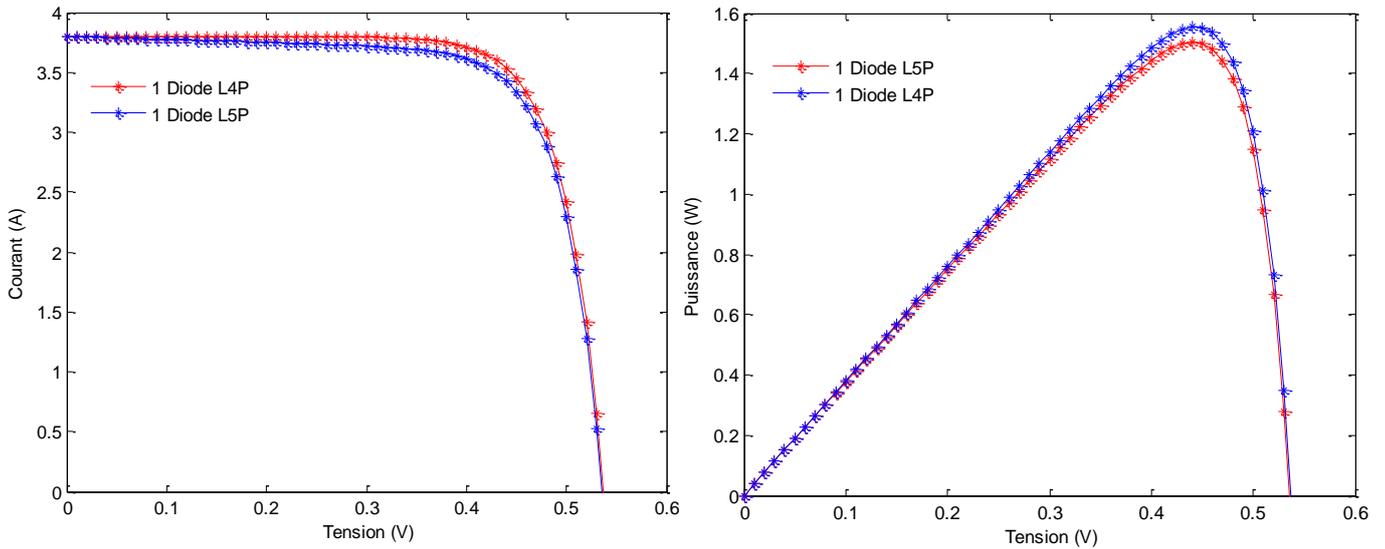


Figure III.8. Caractéristique I-V pour les modèles L4P, L5P.

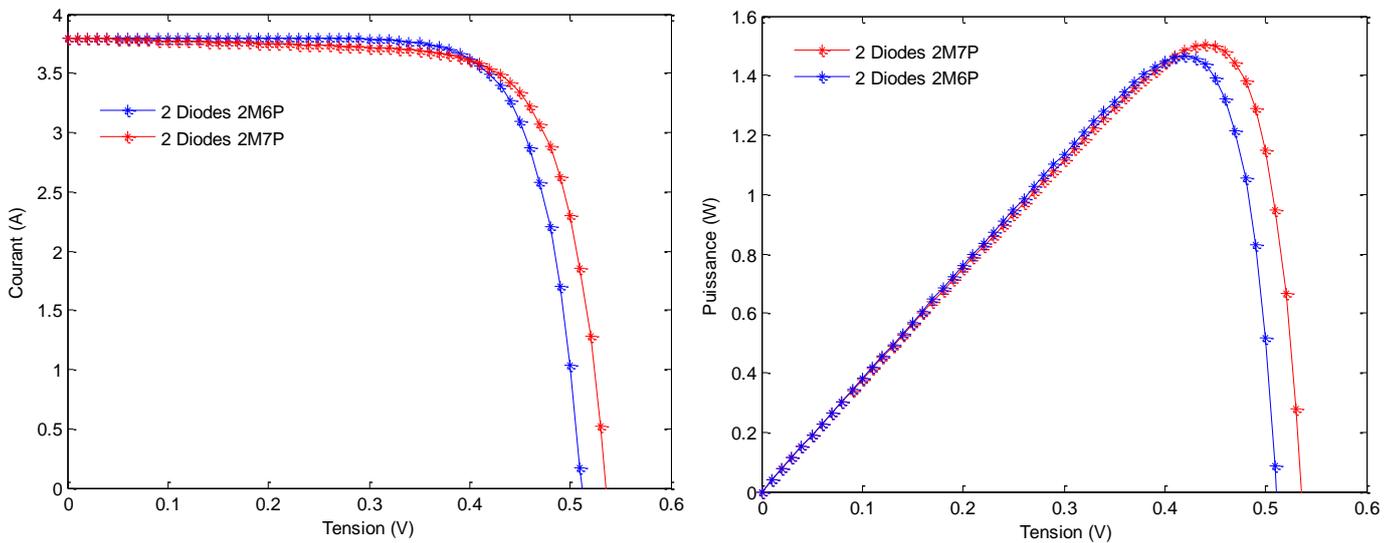


Figure III.9. Caractéristique I-V pour les modèles 2M6P, 2M7P.

III.3.2. L'influence de l'éclairement

Nous avons vu plus haut que le courant de court-circuit est pratiquement égale au photo courant, lui – même directement proportionnel à la surface éclairée et l'irradiance pour un spectre donnée. L'énergie électrique produite par une cellule photovoltaïque dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. Les figures suivantes (III.10) et (III.11) représentent la caractéristique courant- tension d'une cellule PV solaire en fonction de l'éclairement, à une température constante.

On remarque que la tension (V_{MPP}) correspondant à la puissance maximale (P_{MPP}) ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant qui augmente fortement avec l'éclairement.

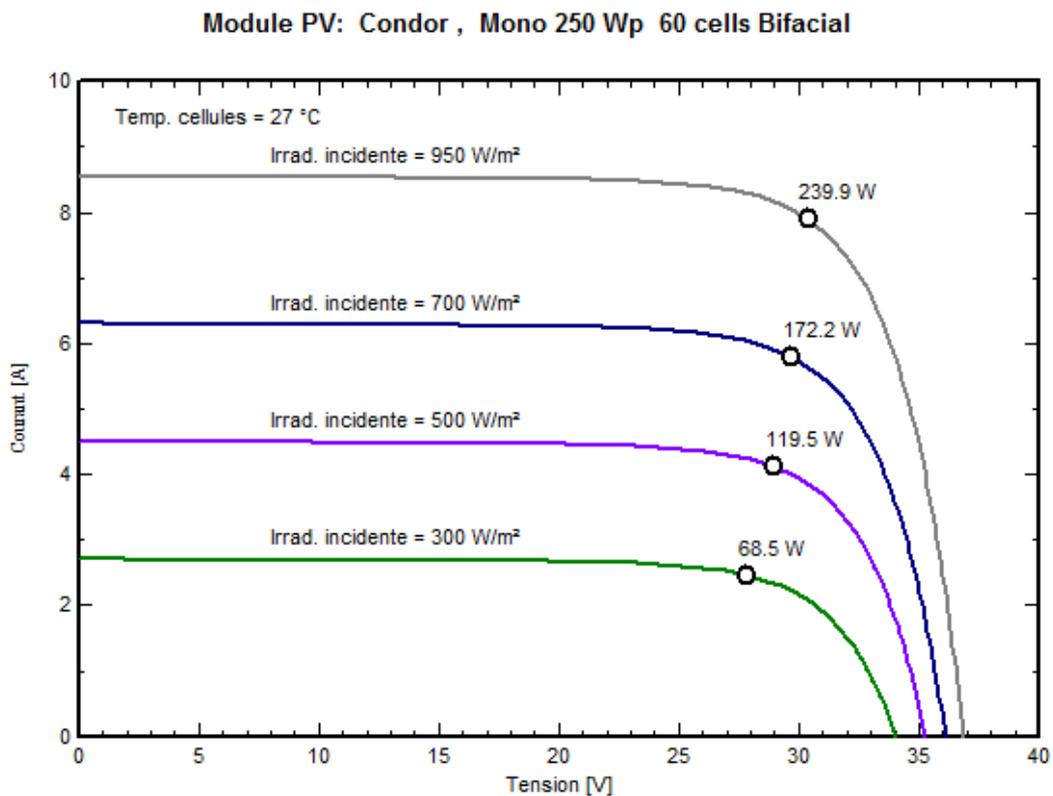


Figure III.10. Influence de l'éclairement sur I-V.

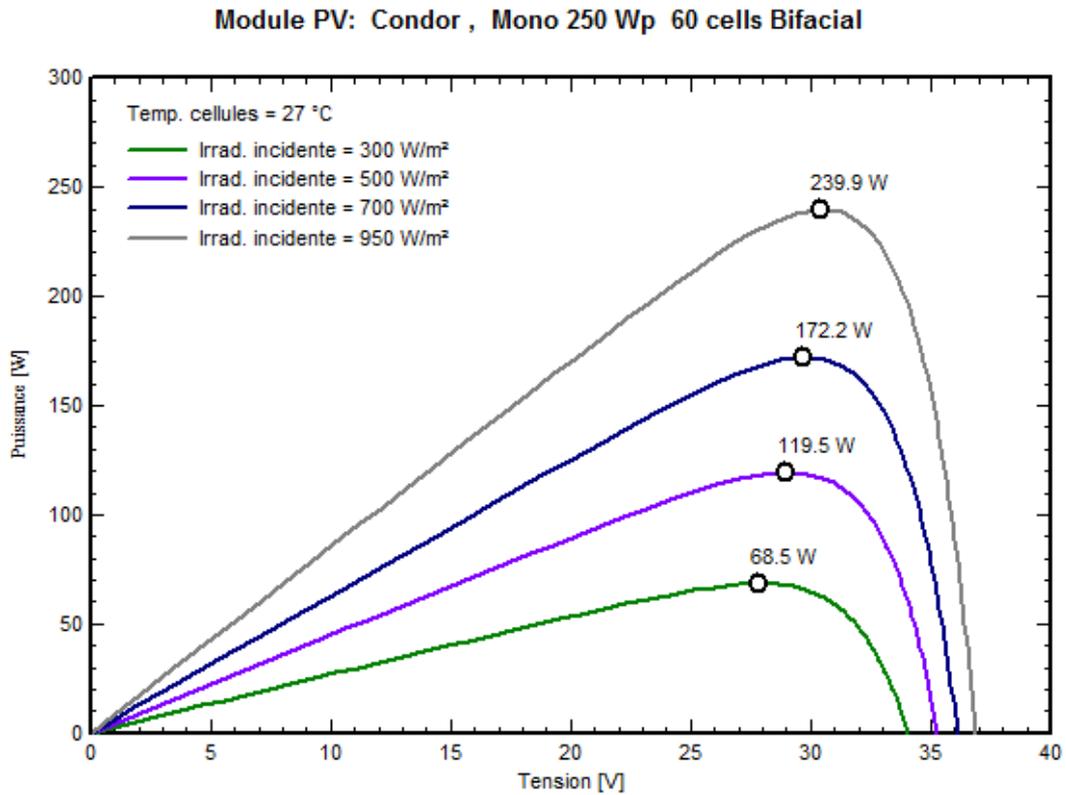


Figure III.11. Influence de l'éclairement sur P-V.

III.3.3. L'influence de la température

La température est un paramètre très important dans le comportement des photopiles, ne serait-ce que parce qu'une cellule exposée à une irradiance de $1kW/m^2$ n'en transforme en électricité que 12% au plus, le reste étant réfléchi (6à 8%) ou dissipé en chaleur (80à 82%). Ainsi, si la photopile n'est pas correctement ventilée, elle peut monter très haut en température et ses performances électriques peuvent se dégrader. La figure (III.12) montre l'influence de la température sur I-V et P-V d'une photopile.

On observe une augmentation notable du courant direct de photopile entraînant une diminution nette de la tension de circuit ouvert (environ $-2.2mV/K$). En effet, si la température augmente, le photo-courant (I_{ph}) augmente et par conséquent le courant (I), ce qui engendre une diminution de la tension du circuit ouvert (V_{oc}). L'augmentation de la température se traduit aussi par la diminution de la puissance maximale disponible (P_{MPP}).

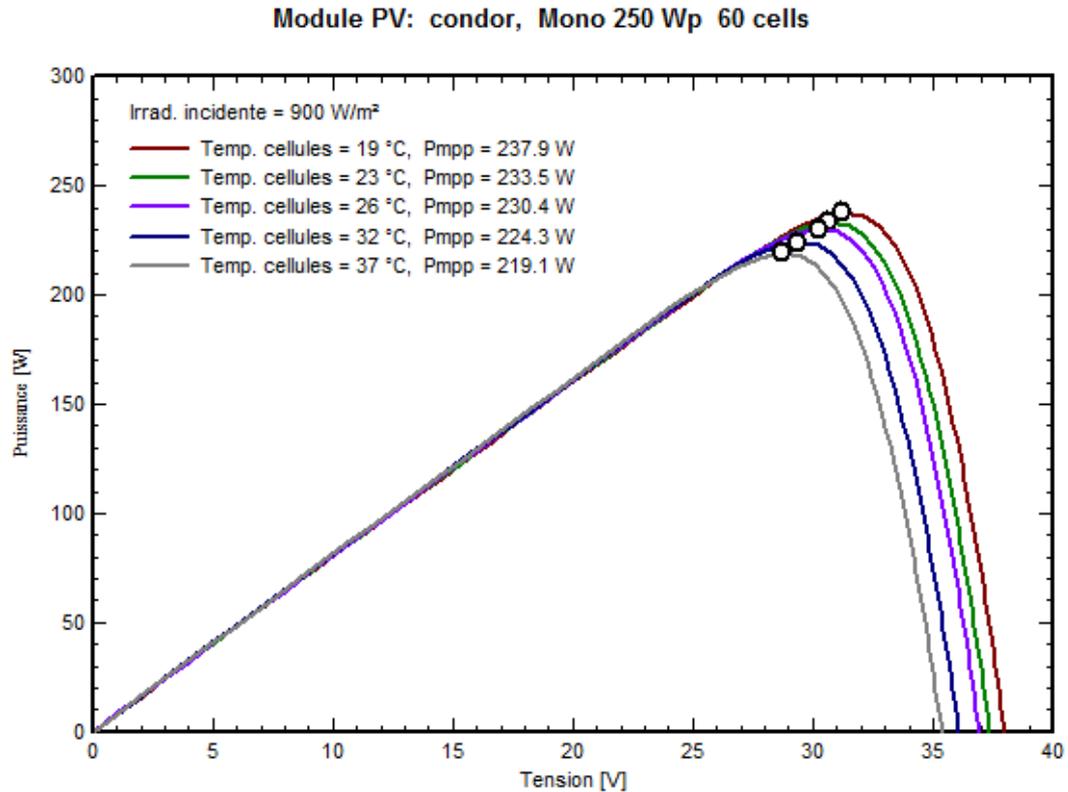
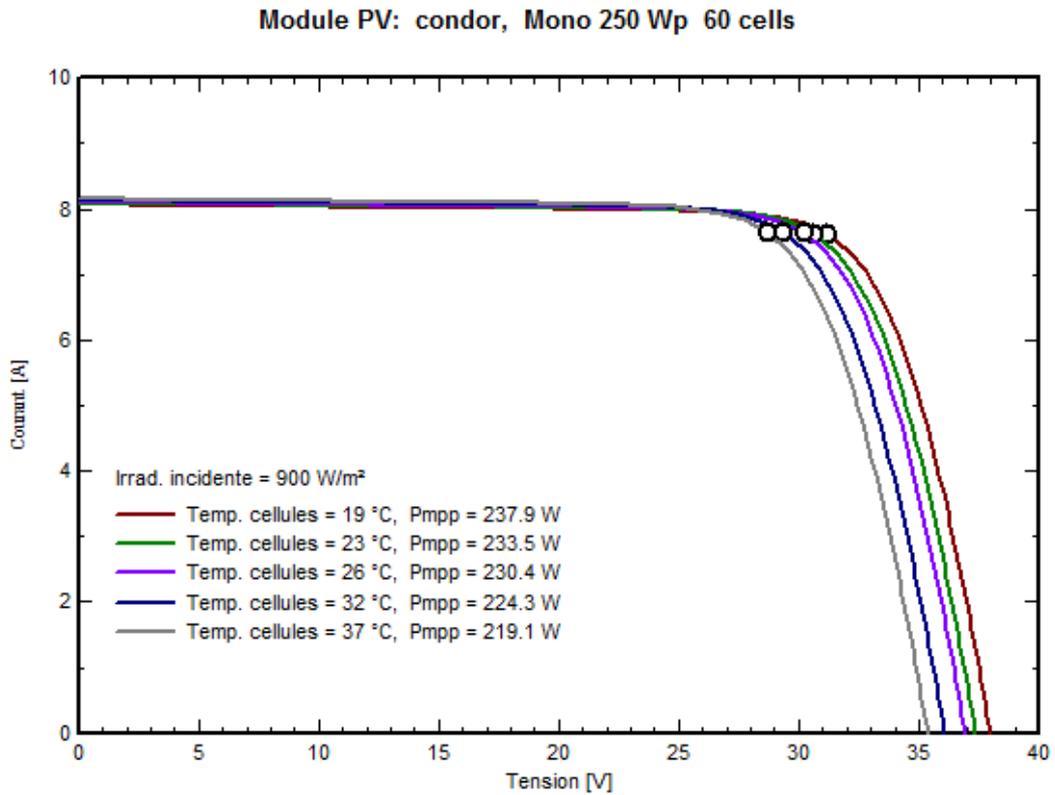


Figure III.12. Influence de la température sur IV et P-V.

L'augmentation du rayonnement et de la température entraîne une diminution de la tension et une augmentation du courant.

III.3.4. L'influence de la résistance série

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension. Elle ne modifie pas la tension de circuit ouvert, mais lorsqu'elle est anormalement élevée elle peut diminuer notablement la valeur du courant de court circuit. La valeur de la résistance série est gouvernée par la résistivité du matériau, par les résistances de contact des électrodes et par la résistance de la grille collectrice.

La résistance série (R_s) de la cellule photovoltaïque a un grand impact sur la pente de la courbe $I=f(V)$ près de la tension circuit ouvert (V_{oc}), suivant les indications du schéma ci-dessous, par conséquent la valeur de (R_s) est calculée en évaluant la pente de la courbe $I=f(v)$ au point (V_{oc}).

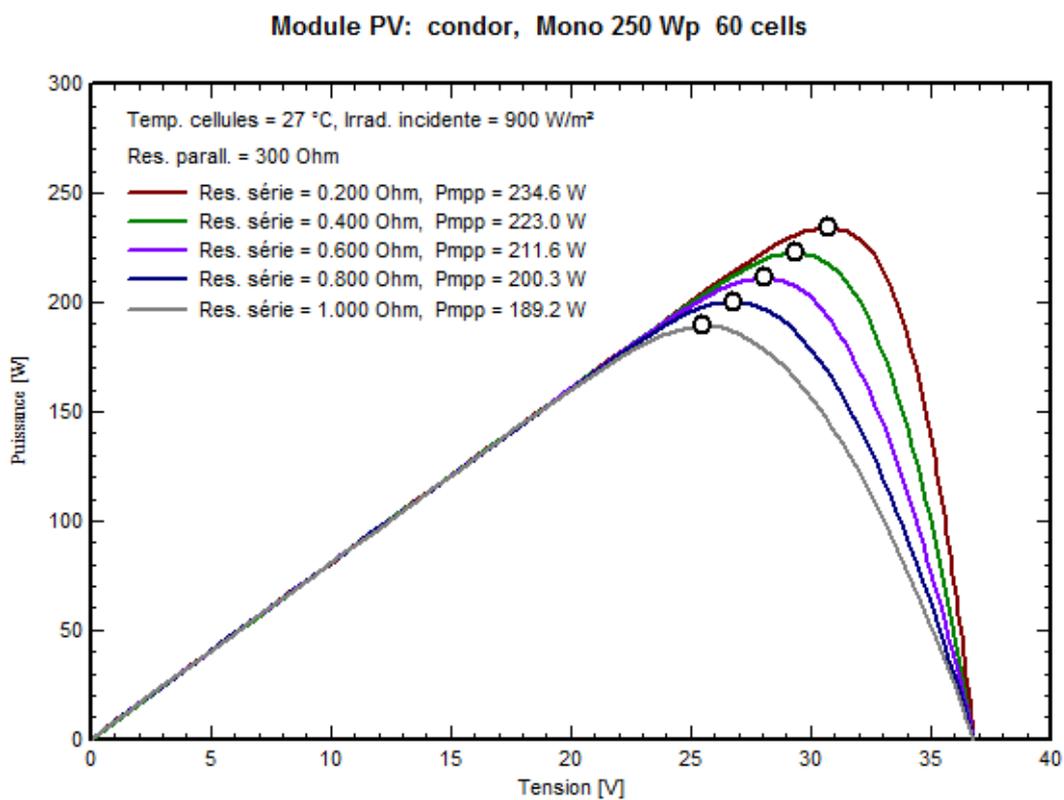


Figure III.13. Influence de la résistance en série sur P-V.

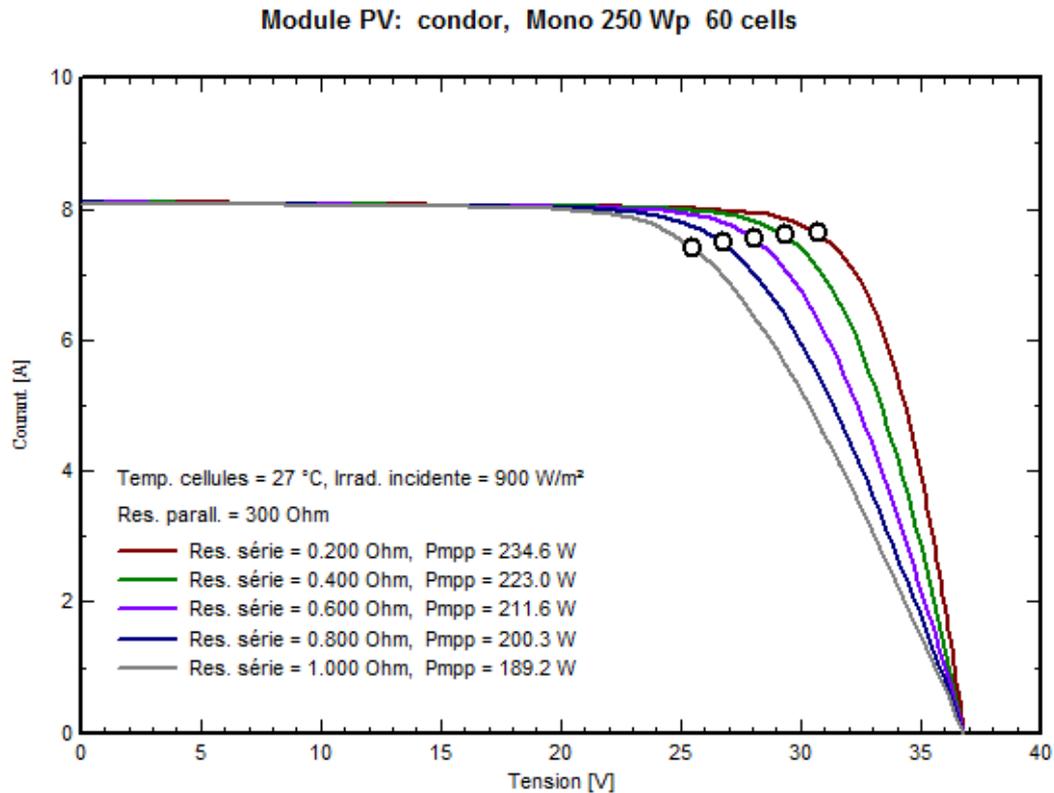


Figure III.14. Influence de la résistance en série sur I-V.

III.3.5. L'influence de la résistance Shunt

La résistance shunt est en général très élevée. On peut facilement percevoir une anomalie à la lecture de la caractéristique par la présence d'une légère pente au voisinage du point de courant de court circuit. Une résistance shunt trop faible aura un impact sur la tension de circuit ouvert de la photopile; en outre une photopile dont la résistance shunt est trop faible ne donnera plus de tension sous faible éclaircissement.

La résistance shunt est une résistance qui prend en compte les fuites inévitables du courant qui intervient entre les bornes opposées positives d'une photopile. En générale, la résistance shunt est très élevée, son effet se fait sentir surtout dans la partie génération du courant.

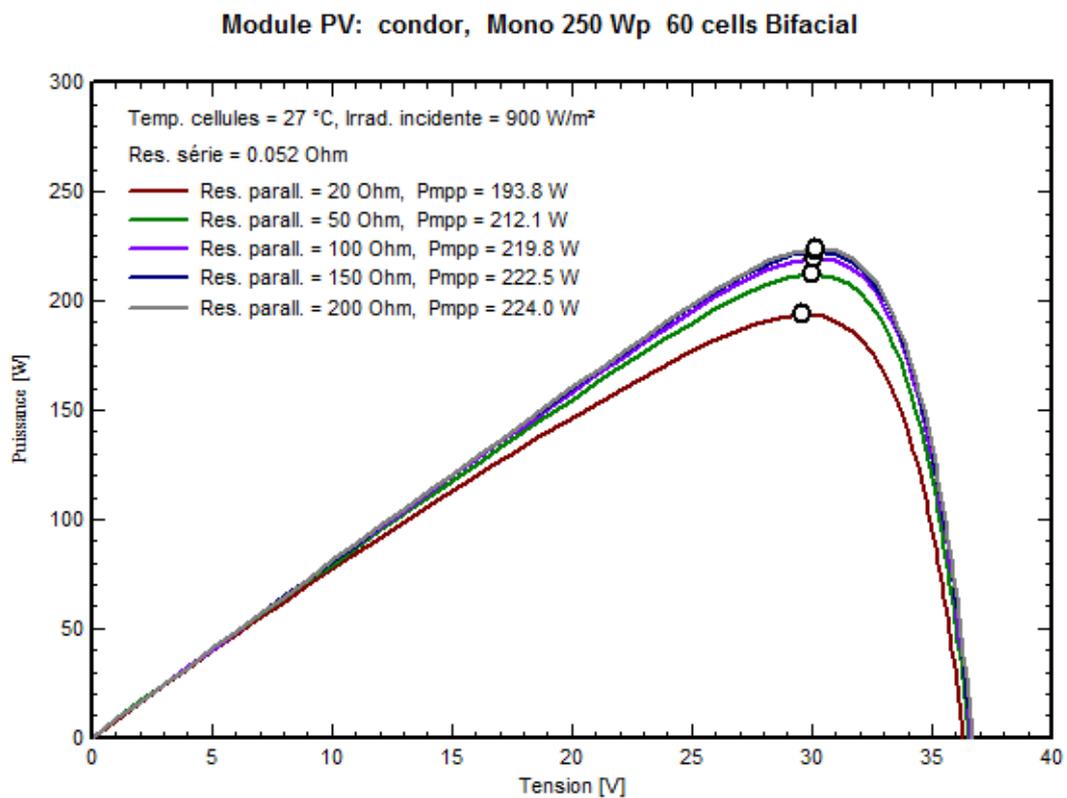
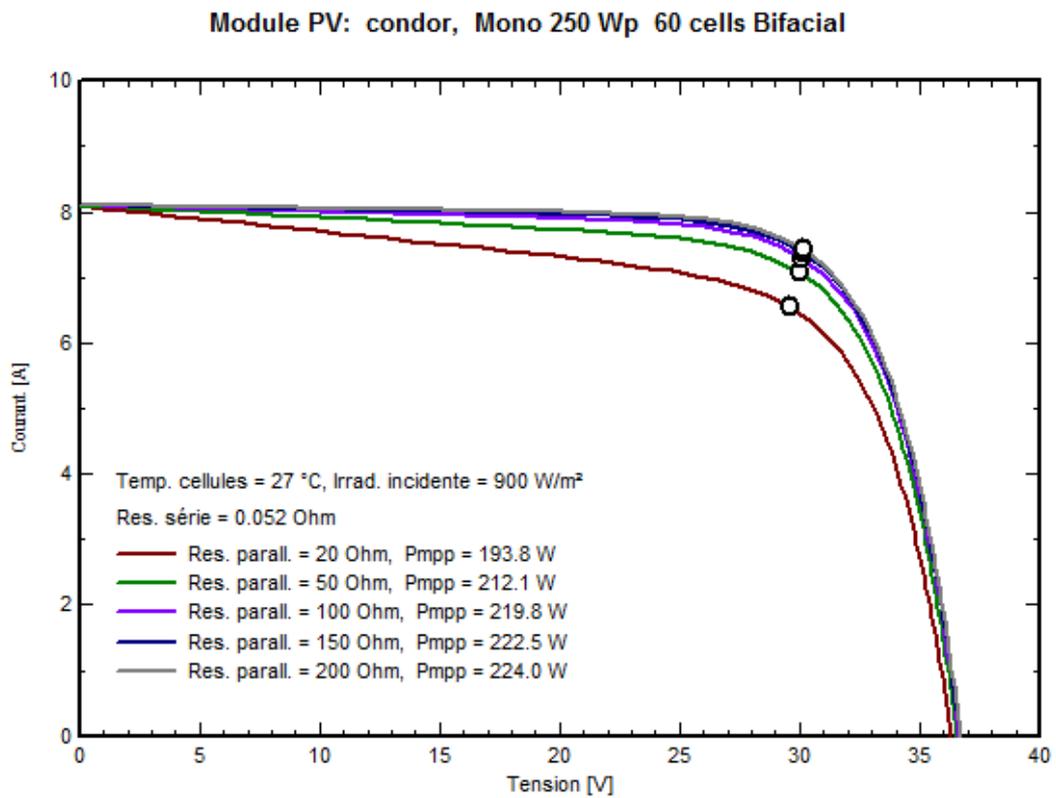


Figure III.15. Influence de la résistance shunt sur I-V et P-V.

III.3.6. Puissance maximale dans la ville de Tébessa

Les figures (III.16) et (III.17) permettent de constater que la puissance maximale générée par ces cellules photovoltaïques .

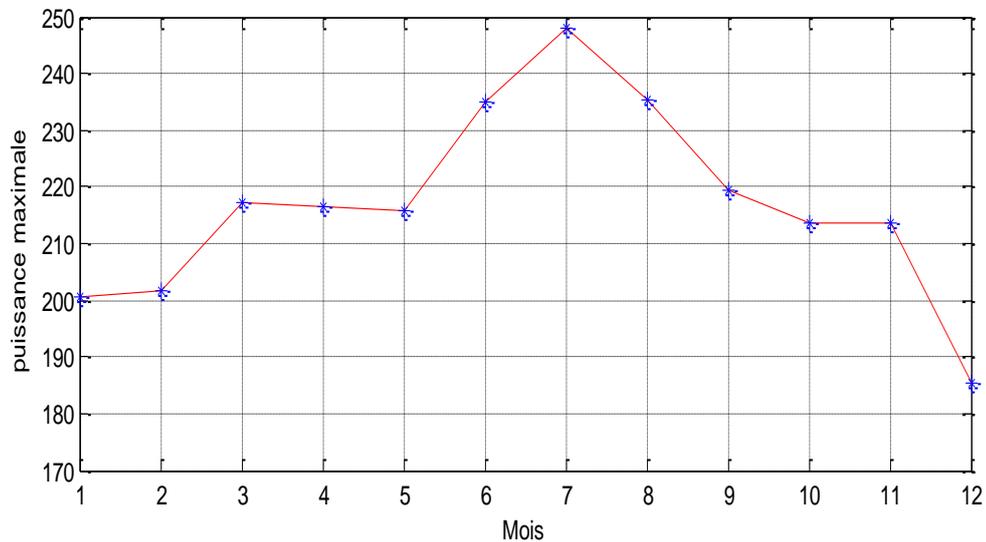


Fig.III.16. Production d'électricité maximale d'un angle optimal pour chaque mois de l'année .

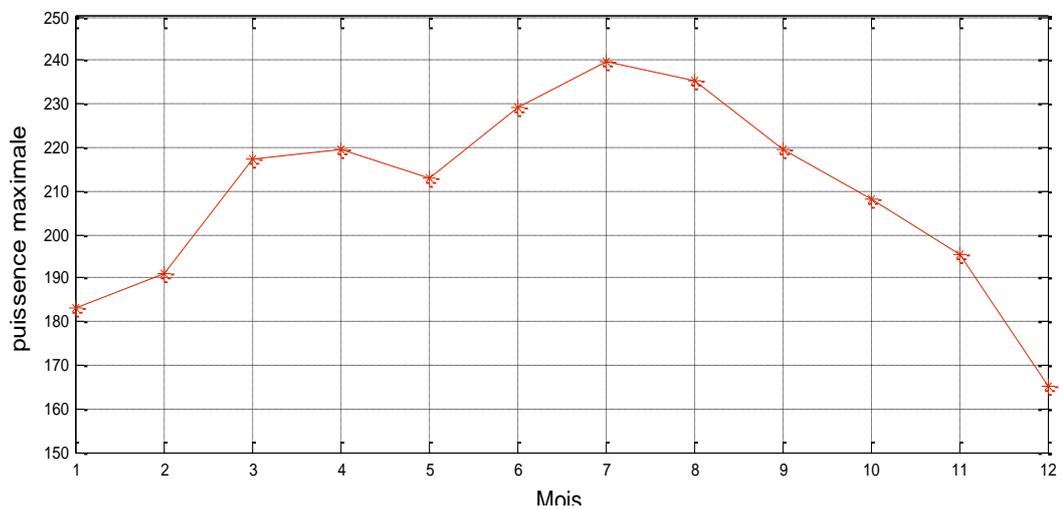


Fig.III.17. Production d'électricité maximale d'un angle optimal de 32° pour chaque mois de l'année .

III.4. Conclusion

La connaissance de la quantité du rayonnement solaire incident dans un endroit est parmi les plus importants facteurs pour traiter un système PV. Pour cela nous avons choisis quatre modèles théoriques pour estimer l'éclairement solaire. Les modèles choisis ici utilisent des données facilement disponibles (c'est-à-dire la latitude et la longitude du lieu), et ils peuvent être facilement appliqués à différents endroits pour prédire l'éclairement solaire global.

Les résultats théoriques sont comparés avec les données de PVGIS, utilisant le coefficient de corrélation (R^2), l'erreur quadratique moyenne (RMSE). Ce calcul montre que les prédictions de ces modèles sont bien adaptées avec les valeurs horaires mesurées et peuvent être utilisées pour estimer l'éclairement solaire global pour un ciel clair.

Conclusion générale

Dans cette mémoire, nous avons présenté quelques modèles photovoltaïques existants dans la littérature et montré comment retrouver leurs caractéristiques électriques à base des valeurs nominales (les valeurs données par le fabricant).

Dans le premier chapitre, nous avons montré les différents modèles utiliser pour calculer l'éclairement solaire incident sur la surface du PV.

Le second chapitre, une approche générale concernant la modélisation des modules photovoltaïques, qui passe nécessairement par un choix judicieux des circuits électriques équivalents. De nombreux modèles mathématiques sont présents.

Dans le troisième chapitre, nous avons fait le calcul du l'éclairement solaire incident sur une surface horizontal par des modèles théoriques. Ces résultats sont comparés avec les données de PVGIS par une analyse statistique afin de choisir le modèle de R.sun qui s'accorde à la régions (Tébessa, Algérie).

Nous avons étudié les modèle à deux diode avec six paramètres inconnus, en utilisant seulement les données du fabricant. Nous nous intéressons à la puissance maximale de PV de Condor (mono 250 W_p 60 cellule) dans la région de la ville de Tébessa tous les mois de l'année .