

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA  
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI de TIZI-OUZOU

FACULTE DU GENIE DE LA CONSTRUCTION

Département de Génie Mécanique

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

*En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Génie Mécanique*

*Spécialité: Énergétique*

*Option: Énergies renouvelables*

**Intitulé**



**Améliorations des Performances d'un  
Panneau Photovoltaïque**

Proposé et dirigé par :

**I. BOUMRAR**

Etudié par :

**MEKLA Saïd  
MOUDER Hamza**

# Remerciements

**Ce mémoire ne pourrait pas avoir été mené à bien sans la confiance, la patience et la générosité de notre encadreur Monsieur I. BOUMRAR Nos remerciements particuliers pour sa gentillesse et sa rigueur. On lui apporte nos plus sincères gratitudes pour le temps précieux qu'il nous a accordé.**

**Nos remerciements vont aussi à l'ensemble de nos enseignants qui nous ont enseigné tout le long de ces années d'études.**

**Nous tenons à remercier le président et les membres de jury pour leurs honorables présences au jury.**

**Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin, pour la réalisation de ce modeste travail.**

## **DEDICACES de « MEKLA Saïd »**

*Je rends grâce à dieu de m'avoir donné la santé, le courage et la volonté ainsi que la conscience d'avoir pu terminer mes études.*

*Je dédie Ce Travail à:*

### **A ma chère et tendre mère**

*A celle qui a tout souffert, sans me faire souffrir, qu'elle trouve dans ce mémoire le témoignage de ma reconnaissance et de mon affection pour tous les sacrifices, l'extrême amour et la bonté qu'elle m'a offert pour me voir réussir.*

### **A mon père**

*A l'homme que je dois ma réussite, mon bonheur, et tout le respect ;  
Qu'il trouve ici l'expression de mon affection et une récompense des sacrifices consentis pour moi.*

### **A mon frère**

*En témoignage de mon profond amour et respect, à qui je souhaite le succès et le bonheur.*

### **A ma sœur**

*A qui je souhaite toutes les réussites et le bien-être.*

### **A ma grand-mère et toute la famille**

*En témoignage de mon profond amour et respect.*

### **A mes amis**

*A tous mes ami(e)s, tous ceux que j'aime, tous ceux qui m'aiment et tous ceux qui me sont chers.*

**DEDICACES de «MOUDER Hamza»**

*Je rends grâce à dieu de m'avoir donné le courage et la volonté ainsi que la conscience d'avoir pu terminer mes études.*

*Je dédie Ce Travail à:*

***A ma chère et tendre mère***

*A celle qui a tout souffert, sans me faire souffrir, qu'elle trouve dans ce mémoire le témoignage de ma reconnaissance et de mon affection pour tous les sacrifices, l'extrême amour et la bonté qu'elle m'a offerte pour me voir réussir.*

***A mon père***

*A l'homme que je dois ma réussite, mon bonheur, et tout le respect ; qu'il trouve ici l'expression de mon affection et une récompense des sacrifices consentis pour moi.*

***A ma  
Fiancée***

*A celle qui a toujours cru en moi, à qui je souhaite toute la vie de bonheurs avec moi.*

***A mes frères de toute la famille***

*En témoignage de mon profond amour et respect.*

***A mes amis***

*A tous mes amis, tous ceux que j'aime, tous ceux qui m'aiment et tous ceux qui me sont chers.*

## SOMMAIRE

Introduction Générale .....	1
-----------------------------	---

### Chapitre I : Energie solaire

I.1. Introduction .....	3
I.2. Le soleil : .....	3
I.2.1. Présentation du soleil : .....	3
I.2.2. Mouvement de la terre autour du soleil: .....	4
I.2.3 Trajectoire apparente du soleil : .....	5
I.2.4 Cordonnées du soleil : .....	5
- Coordonnées équatoriales .....	6
- Coordonnées horizontales du soleil .....	8
I.3. Cordonnées terrestres : .....	9
I.3.1. Longitude : .....	9
I.3.2. Altitude .....	9
I.3.3. Latitude .....	9
I.4. Orientation et inclinaison d'une surface : .....	10
I.4.1. Azimute $\alpha$ : .....	10
I.4.2. Angle d'inclinaison $\beta$ : .....	10
I.4.3. Coordonnées horizontale : .....	11
I.4.4. Hauteur du soleil ( $\gamma, H$ ) : .....	11
I.4.5. Angle zénithal $\theta_z$ : .....	11
I.5. Le rayonnement solaire : .....	12
I.5.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire : .....	12
I.5.2. Constante solaire .....	14
I.5.3. Masse d'air : .....	14
I.5.4. Durée d'insolation : .....	17
I.5.5. Composition du rayonnement solaire : .....	17
I.5.6. Nomenclature des différents instruments de mesure du rayonnement : .....	19
Pyrradiomètre : .....	19
Pyranomètre : .....	19
Pyrhéliomètre : .....	19
Pyrradiomètre différentiel ou bilanmètre : .....	19
Héliographe : .....	19
I.6. Estimation de l'irradiation solaire : .....	19

I.6.1. Irradiation sur un plan horizontal : .....	19
I.6.2. Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinaée : .....	20
I.7. Irradiation global extraterrestre $G_0$ : .....	20
I.8. Conclusion : .....	21

## Chapitre II: Cellule solaire à conversion photovoltaïque

II.1. Introduction : .....	22
II.2. Chaîne de conversion d'un système photovoltaïque : .....	22
II.3. Les différentes technologies : .....	23
II.3.1. Cellule photovoltaïque en silicium amorphe : .....	24
II.3.2. Cellule photovoltaïque en silicium monocristallin : .....	24
II.3.3. Cellule photovoltaïque en silicium polycristallin : .....	25
II.4. Capteur solaire photovoltaïque : .....	26
II.4.1. Zones de fonctionnement du capteur solaire photovoltaïque : .....	27
II.5. La cellule photovoltaïque : .....	29
II.5.1. Définition d'une cellule solaire : .....	29
II.6. Les semi-conducteurs : .....	31
II.6.1. Structure électronique des semi-conducteurs : .....	32
II.7. Modification des caractéristiques électriques : .....	33
II.7.1. semi-conducteur intrinsèque : .....	33
II.7.2. Le dopage : .....	35
II.7.3. Modification de la structure en bandes d'énergie : .....	35
II.8. La jonction PN : .....	37
II.8.1. Etude de la jonction en équilibre : .....	37
II.9. Jonction PN sous éclairement : .....	38
II.10. Paramètres photovoltaïques : .....	39
II.10.1. Courant de court-circuit ( $I_{CC}$ ) : .....	39
II.10.2. Tension de circuit ouvert ( $V_{CO}$ ) : .....	40
II.10.3. Facteur de forme, FF : .....	41
II.10.4. Le rendement : .....	42
II.11. Association des modules : .....	42
II.11.1. Association en série : .....	42
II.11.2. Association en parallèle : .....	43

II.11.3. Regroupement des cellules (série et parallèle) : .....	44
II.12. La diode anti-retour/ diode By-pass :.....	46
II.13. Influence de la température et de l'éclairement : .....	48
II.14. Conclusion :.....	50

### Chapitre III : Réalisation du banc d'essai

III.1. Introduction .....	51
III.2. Etude théorique d'un panneau photovoltaïque.....	51
III.2.1. Energie fournie par le soleil [12].....	51
III.2.2. Energie théorique récupérée par le panneau photovoltaïque [13] .....	51
III.2.3. Pertes liées à l'orientation de panneau [13].....	52
III.2.3.1 Angle d'incidence .....	52
III.2.3.2. Angle d'inclinaison .....	53
III.3. Puissance maximale récupérée par le panneau photovoltaïque.....	53
III.3.1. Modèle de Borowy et salameh (modèle1) [14].....	53
III.3.2 Modèle de Jones et Underwood (modèle 2) [15].....	56
III.4 Dimensionnement et réalisation d'un banc d'essai :.....	56
III.4.1 Matériels requis .....	56
III.4.1.1 Elaboration de l'échangeur.....	56
III.4.1.2 Le panneau photovoltaïque .....	58
III.4.1.3 Matériels de mesure .....	59
III.5. Conclusion.....	60

### Chapitre IV: Analyse des résultats expérimentaux

IV.1. Introduction :.....	62
IV.2. Evolution des grandeurs électriques : .....	62
1 <sup>er</sup> cas : journée du 14 décembre 2016 à 12h06mn (sans refroidissement) .....	62
2 <sup>ème</sup> cas : journée du 14 décembre 2016 à 13h03mn (sans refroidissement).....	64
3 <sup>ème</sup> cas : journée du 14 décembre 2016 à 14h45mn (avec et sans refroidissement).....	66

IV.2.1 Interprétation des résultats .....	68
IV.3. Le rendement du panneau photovoltaïque : .....	69
IV.4. Conclusion : .....	71

## **Chapitre V : Simulation numérique**

V.1. Introduction : .....	72
V.2. Outil de simulation:.....	72
V.2.1. Outil Gambit : .....	72
V.2.2. Outil Fluent: .....	72
V.3. Maillage de la Géométrie : .....	72
V.4. Résultats de la simulation numérique : .....	73
V.4.1. Courbe des résidus : .....	73
V.4.2. Contours de la pression statique : .....	73
V.4.3. Contours de la vitesse .....	74
V.4.4. Contours de la température.....	74
V.4.5. Evolution de la température au voisinage de la paroi chaude (Panneau solaire) pour les deux cas étudiés : .....	75
V.4.6. Contours des lignes de courant : .....	76
V.4.7. Contours de l'énergie de perturbation.....	76
V.4.8. Evolution des vecteurs vitesse dans les deux géométries considérées .....	77
V.5. Inclinaison de la calandre.....	77
V.6. Refroidissement de la calandre .....	78
V.7. Conclusion : .....	79
<b>Conclusion Générale .....</b>	<b>80</b>

<b>Liste des Figures</b>		
<b>Chapitre I</b>		
Figure I.1	Composition générale du soleil	4
Figure I.2	Le mouvement de la terre autour du soleil.	5
Figure I.3	Repérage de la position du soleil	5
Figure I.4	Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année	6
Figure I.5	Variation de l'angle horaire en fonction du temps solaire vrai	8
Figure I.6	Coordonnées horizontales du soleil	9
Figure I.7	Cordonnée terrestre	10
Figure I.8	Orientation et inclinaison d'une surface	11
Figure I.9	Coordonnées horizontales	12
Figure I.10	Analyse spectrale du rayonnement solaire	13
Figure I.11	La constante solaire	14
Figure I.12	Le rayonnement solaire et le nombre d'air masse	15
Figure I.13	Spectre solaire en fonction de différentes valeurs, Air Mass	16
Figure I.14	Normes de mesures du spectre de l'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM	16
Figure I.15	Les trois composantes du rayonnement solaire global sur un plan incliné	18
Figure I.16	Irradiation global extraterrestre	21
<b>Chapitre II</b>		
Figure II.1	Système PV raccordé au réseau	23
Figure II.2	structure basique d'un capteur solaire photovoltaïque	27
Figure II.3	Les différentes zones de la caractéristique I (V)	28
Figure II.4	circuit équivalent d'une cellule solaire photovoltaïque idéale Sous éclairnement	30
Figure II.5	circuit électrique équivalent d'une cellule solaire photovoltaïque réelle sous éclairnement	30
Figure II.6	mesure des résistances série et shunt via la caractéristique I(v) de la cellule solaire	31

Figure II.7	niveaux d'énergie de différents types de matériaux	32
Figure II.8	introduction d'un atome de phosphore et un atome de bore	35
Figure II.9	position du niveau de fermi dans un SC extrinsèque type N et type P	36
Figure II.10	la jonction PN à l'équilibre	37
Figure II.11	structure de la jonction PN sous éclairement	38
Figure II.12	Caractéristique courant-tension et paramètres physiques d'une cellule photovoltaïque	39
Figure II.13	Le courant de court-circuit $I_{cc}$	40
Figure II.14	La tension de circuit ouvert $V_{co}$	40
Figure II.15	Puissance maximale sur une caractéristique courant-tension.	41
Figure II.16	Représentation du facteur de forme	42
Figure II.17	Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série.	43
Figure II.18	Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle np cellules identiques.	44
Figure II.19	a)- Architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protection. b)- Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation $I_{pv}$	45
Figure II.20	Caractéristique ( $I_{pv}$ - $V_p$ ) d'un panneau photovoltaïque (BP585) et effet d'une des(36) cellules qui composent le module PV	46
Figure II.21	Un panneau solaire déconnecté	47
Figure II.22	Trois panneaux solaires déconnectés.	47
Figure II.23	Influence de la température sur la caractéristique $I(V)$ .	49
Figure II.24	Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I(V)$	49
<b>Chapitre III</b>		
Figure III.1	angle d'incidence sur un module photovoltaïque	52
Figure III.2	Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques	53

Figure III.3	Schéma équivalent du modèle à une exponentielle	54
Figure III.4	L'échangeur de chaleur	57
Figure III.5	L'extracteur	58
Figure III.6	Un rapporteur	58
Figure III.7	Une barre trouée	58
Figure III.8	Un panneau photovoltaïque	59
Figure III.9	Un voltmètre (à gauche) et un ampèremètre (à droite)	60
Figure III.10	Des fils conducteurs	60
Figure III.11	variation de l'angle d'inclinaison du panneau	61
<b>Chapitre IV</b>		
Figure IV.1	Courant I(A) en fonction de l'angle d'inclinaison	62
Figure IV.2	Tension U(V) en fonction de l'angle d'inclinaison	63
Figure IV.3	Puissance P(W) en fonction de l'angle d'inclinaison	63
Figure IV.4	Puissance P(W) en fonction du courant I(A)	64
Figure IV.5	Courant I(A) en fonction de l'angle d'inclinaison	64
Figure IV.6	Tension U(V) en fonction de l'angle d'inclinaison	65
Figure IV.7	Puissance P(W) en fonction de l'angle d'inclinaison	65
Figure IV.8	Puissance P(W) en fonction du courant I(A)	66
Figure IV.9	Courant I(A) en fonction de l'angle d'inclinaison	66
Figure IV.10	Tension U(V) en fonction de l'angle d'inclinaison	67
Figure IV.11	Puissance P(W) en fonction de l'angle d'inclinaison	67
Figure IV.12	Puissance en fonction du courant I(A)	68
Figure IV.13	Puissance P(W) en fonction du courant I(A)	68

<b>Figure IV.14</b>	<b>Le Rendement</b>	71
<b>Chapitre V</b>		
<b>Figure V.1</b>	Maillage des deux géométries étudiées	73
<b>Figure V.2</b>	Convergence du processus numérique pour le cas sans chicanes	73
<b>Figure V.3</b>	Contours de la pression dans les deux géométries considérées	73
<b>Figure V.4</b>	Contours de la vitesse dans les deux géométries considérées	74
<b>Figure V.5</b>	Contours de la température dans les deux géométries considérées	74
<b>Figure V.6</b>	Contours de la température dans les deux géométries considérées	75
<b>Figure V.7</b>	Contours de la température au voisinage direct de la paroi supérieure dans les deux géométries	76
<b>Figure V.8</b>	Evolution des lignes de courant dans les deux géométries considérées	76
<b>Figure V.9</b>	Contours de l'énergie cinétique de perturbation dans les deux géométries considérées	77
<b>Figure V.10</b>	Evolution des vecteurs vitesses dans les deux géométries considérées	77
<b>Figure V.11</b>	Evolution de la température des cas de calandre inclinée et non inclinée	78
<b>Figure V.12</b>	Evolution de la température des cas sans et avec refroidissement	79

<b>Liste des Tableaux</b>		
<b>Tableau I.1</b>	Valeurs énergétiques des photons issues spectre solaire	13
<b>Tableau I.2</b>	Quelques valeurs d'albédo	18
<b>Tableau II.1</b>	la comparaison entre les différentes technologies	26
<b>Tableau II.2</b>	Les semi-conducteurs intrinsèque et extrinsèque (type P type N)	36
<b>Tableau IV.1</b>	Valeurs de rendement sous différents rayonnements solaires	70

## **Introduction Générale**

Une énergie dite renouvelable doit se régénérer naturellement et indéfiniment à l'échelle temporelle de notre civilisation. Parmi ces énergies, l'énergie issue du soleil répond actuellement à ces critères à la fois d'abondance à la surface terrestre et de régénération infinie à notre échelle. Elle peut ainsi être utilisée directement sous forme thermique et depuis la découverte de l'effet photovoltaïque, convertie en énergie électrique. Cette dernière, bien qu'elle soit connue depuis de nombreuses années, comme source pouvant produire de l'énergie allant de quelques milliwatts au mégawatt, reste à un stade anecdotique et ne se développe pas encore dans de grandes proportions, notamment à cause du coût trop élevé des capteurs mis en œuvre.

La conversion de la lumière en électricité, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par E. Becquerel en 1839. Cette conversion d'énergie peut s'effectuer par le biais d'un capteur constitué de matériaux sensibles à l'énergie contenue dans les photons. Ce capteur se présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule nommée cellule photovoltaïque (PV). La quantité d'énergie électrique ainsi générée peut varier en fonction du matériau utilisé, des paramètres géométriques du capteur et de sa capacité à collecter les électrons avant qu'ils ne se recombinent dans le matériau. L'association possible de plusieurs cellules PV en série/parallèle permet d'adapter théoriquement la production d'énergie photovoltaïque à la demande. Ces associations constituent un générateur photovoltaïque (GPV) avec des caractéristiques courant-tension  $I(V)$  spécifiques, non-linéaires et présentant des points de puissance maximale (PPM) dépendant du niveau d'éclairement, de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble.

En effet, le développement des systèmes de conversion rentables et économiquement viables, passe nécessairement par la compréhension des différents composants du système à leur tête le panneau solaire. Ce dernier est composé de plusieurs cellules solaires qui nécessitent étude et compréhension. Plusieurs modèles ont été présentés dans la littérature pour étudier le comportement d'une cellule solaire et déterminer ses caractéristiques en particulier la caractéristique courant-tension et la caractéristique puissance-tension. De plus, le point donnant la puissance maximale a suscité un intérêt supplémentaire car l'obtention de modèles simplifiés modélisant le comportement de la photocellule en fonction des

conditions climatiques (température, éclairage) s'avère nécessaire surtout lors de l'étape de dimensionnement.

Le travail présenté dans ce mémoire a porté sur la réalisation du banc d'essai photovoltaïque, étude comparative. Pour se faire nous avons présenté ce manuscrit de la façon suivante :

Dans le chapitre I nous décrivons tout d'abord les notions essentielles sur le gisement solaire à savoir les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base, le mouvement de la terre autour du soleil et les différents types de rayonnements ; et par la suite dans le chapitre II nous présenterons une revue bibliographique sur les cellules et les modules photovoltaïques. Les différentes technologies utilisées sont également détaillées.

Le chapitre III est consacré à la présentation du banc d'essai photovoltaïque réalisé et le mode opératoire pour la mesure de certains paramètres clés.

Nous terminons notre présent mémoire par la présentation et la discussion de résultats obtenus relatifs à l'effet du refroidissement par convection forcée sur l'intensité du courant, la tension et la puissance fournie par le panneau aussi les effets de l'inclinaison du panneau ont été pris en considération dans ce même chapitre.

Le dernier chapitre porte sur la simulation numérique, avec le logiciel Fluent, de l'écoulement de l'air à l'intérieur de la calandre destinée au refroidissement de notre panneau photovoltaïque, à défaut de moyens de visualisation les différents contours obtenus nous donnent une idée sur l'évolution du champ dynamique et thermique à l'intérieur de l'échangeur de chaleur réalisé.

## Chapitre I :

# Energie Solaire

### I.1. Introduction

Les besoins énergétiques ne cessent de croître dans le monde. Malgré son énorme potentiel, l'énergie solaire ne correspond qu'à une partie négligeable de la production et de la consommation d'énergie en Algérie. Pourtant, l'exploitation du rayonnement solaire est compétitive à plusieurs niveaux par rapport aux autres sources d'énergies renouvelables. Il s'agit de la source d'énergie la plus répandue et la plus accessible sur terre. « Chaque jour, le soleil envoie vers la Terre 10 000 fois la quantité totale d'énergie consommée à l'échelle de la planète ». Aussi, la quantité d'énergie libérée par le soleil pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an [1].

Les diverses applications qui découlent de l'exploitation des rayons solaires sont innombrables. Les technologies solaires les plus répandues s'observent majoritairement dans le domaine de l'immobilier : solaire thermique passif, solaire thermique actif, solaire thermodynamique, solaire photovoltaïque et éclairage naturel.

Les avantages de l'exploitation à plus grande échelle de l'énergie solaire en Algérie sont nombreux : amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, diminution de la consommation en énergie fossile et électrique, création d'emplois à travers les régions de tout le pays, réduction des émissions des gaz à effet de serre et hausse des exportations d'électricité, etc.

Dans ce premier chapitre, nous aborderons ainsi en premier temps quelques notions indispensables sur le gisement solaire. A savoir les coordonnées équatoriale et terrestre. Nous décrirons ensuite, le rayonnement solaire et sa composition. Puis, l'estimation de l'irradiation solaire sur une surface horizontale et inclinée et enfin, les modèles de température ambiante et de jonction.

### I.2. Le soleil :

#### I.2.1. Présentation du soleil :

Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique dont le diamètre atteint 1391000 km. Il est composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium et il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint  $10^7$  K.

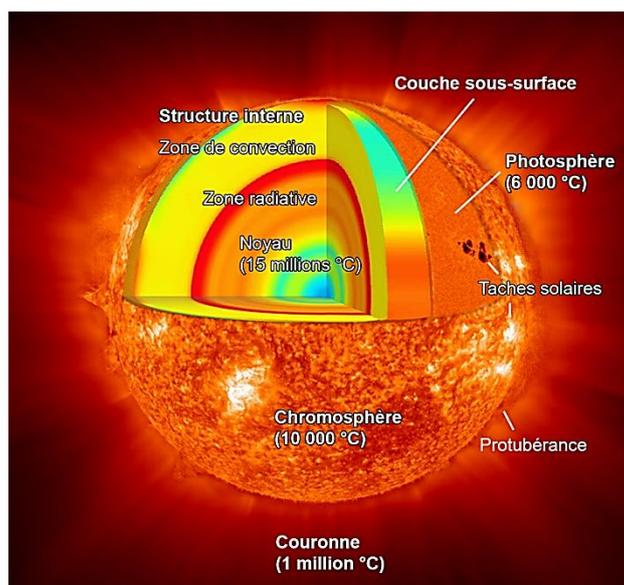


Figure I.1 : Composition générale du soleil

Autour de lui gravitent la Terre (à la vitesse de 30 km/s) à une distance moyenne de 149598000 km.

Vu de la terre, le soleil tourne autour de son axe. Le soleil ne tourne pas comme un corps solide :

- La rotation de l'équateur s'effectue environ dans 27 jours
- Les régions polaires durant 30 jours.

### I.2.2. Mouvement de la terre autour du soleil:

Le mouvement de la terre autour du soleil s'effectue dans un plan nommé le plan de l'écliptique. L'axe des pôles, autour duquel s'effectue le mouvement de rotation de la Terre, n'est pas perpendiculaire au plan de l'écliptique. Le centre de gravité de la terre décrit une ellipse dont le soleil occupe l'un des foyers Figure I.1.

La terre tourne sur elle-même autour de l'axe des pôles et le plan équatorial, perpendiculaire à cet axe. Ainsi, la rotation et l'inclinaison de la Terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Elle tourne autour du soleil en 365 jours 5h 48 mn 40s  $\approx$  365,25 jours.

La terre tourne avec une vitesse moyenne 29,77 Km/s (vitesse maximale en hiver 30,27 Km/s et minimale en été 29,77 Km/s). Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons [1].

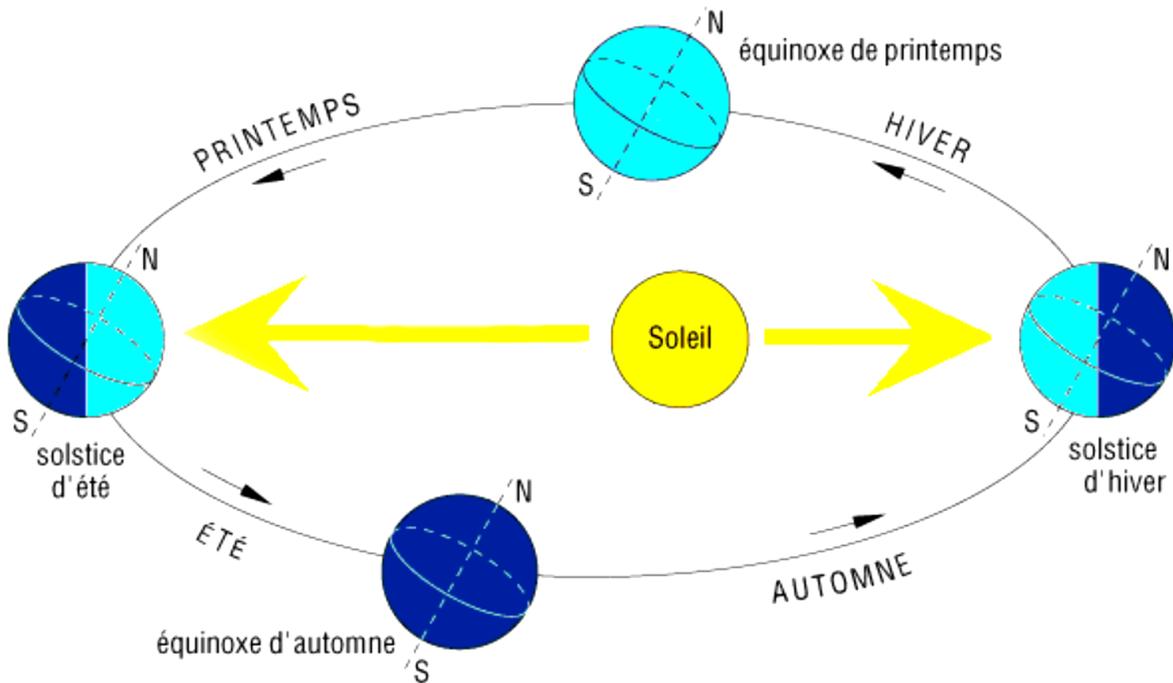


Figure I.2 : Le mouvement de la terre autour du soleil. [2]

### I.2.3 Trajectoire apparente du soleil :

Pour un observateur situé sur la surface de la terre, le soleil décrit une trajectoire apparente qui dépend de la latitude et la longitude du lieu où il se trouve, voir figure I.3.

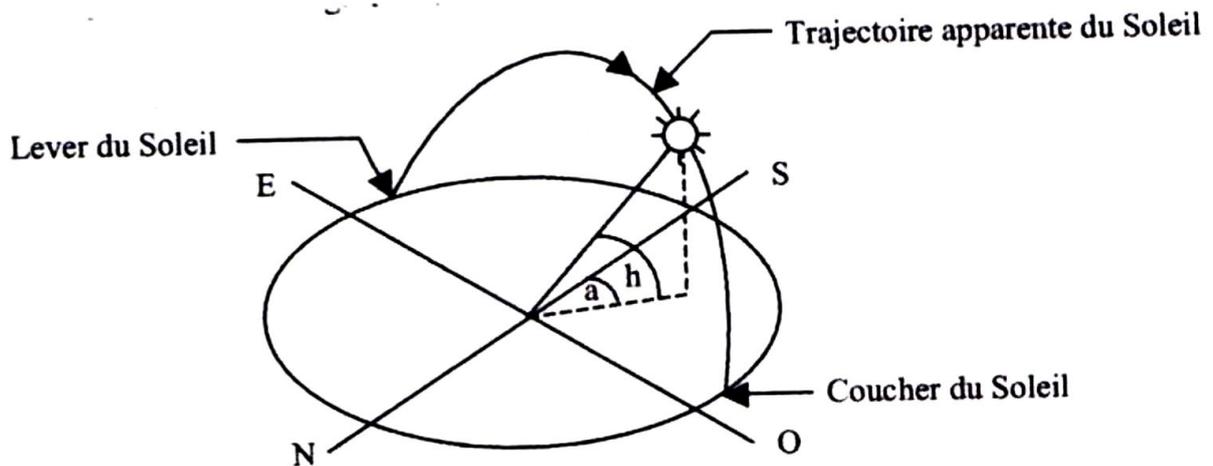


Figure I.3 : Repérage de la position du soleil. [2]

### I.2.4 Cordonnées 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. [1]

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

### - Coordonnées équatoriales

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

- Déclinaison solaire ( $\delta$ )

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 : [1]

$$\delta = 23.45 \times \sin \left[ \frac{360}{365} (J - 80) \right] \quad (1.1)$$

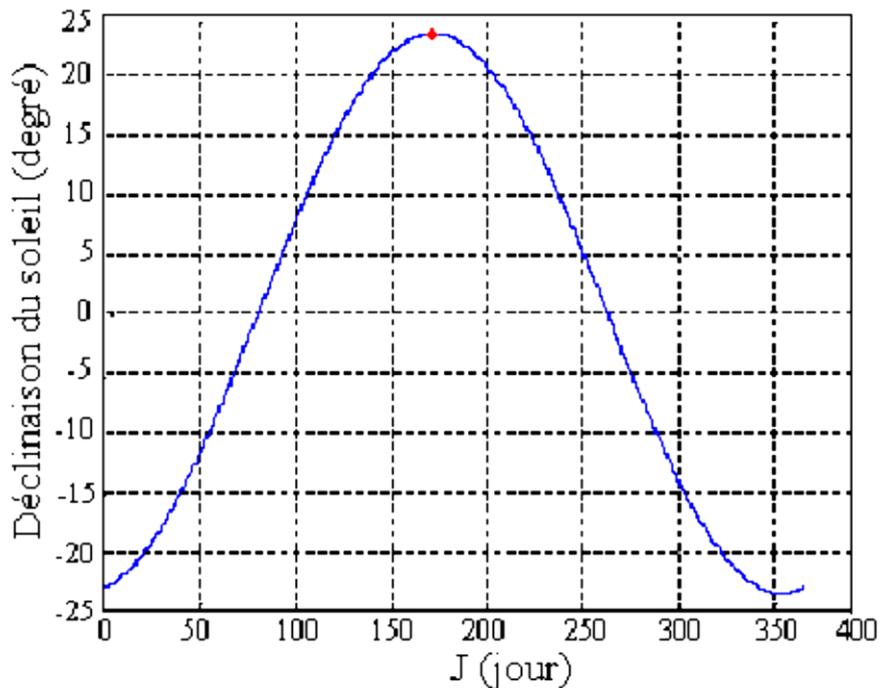
Ou avec plus de précision :

$$\delta = \text{Arcsin} \left[ 0.389 \times \sin \left[ \frac{360}{365} (J - 82) \right] + 2 \times \sin \frac{360}{365} (J - 2) \right] \quad (1.2)$$

Avec :

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

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



**Figure I.4 :** Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J [1]

$\delta$  : varie entre deux valeurs extrêmes :  $-\delta_0 < \delta < +\delta_0$  avec  $\delta_0 = 23.45^\circ$ .

$\delta=0$  aux équinoxes (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 printanier le 21 mars, marquant le début de l'accroissement de la durée du jour. [1]

$\delta=23.45^\circ$  : au Solstice d'été (S.E) (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 d'hiver (S.H) (au 21 décembre).

$\delta > 0$  : aux E.P - S.E- E.A

$\delta < 0$  : aux E.A -S.H- E.P

- Angle horaire du soleil H :

C'est l'angle que fait la projection 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 : [1]

$$H = 15 TSV - 12 \quad (1.3)$$

Avec :

$$TSV = TL - TU + \frac{(\Delta t + \Delta \lambda)}{60} = TL - \left(-\frac{\lambda}{15}\right) + \frac{\Delta t}{60} \quad (1.4)$$

$$\Delta t = 9.87 \times \sin \left\{ \left[ \frac{360}{365} (J - 81) \right] - 7.35 \times \left[ \frac{360}{365} (J - 81) \right] - 1.5 \times \left[ \frac{360}{365} (J - 81) \right] \right\} \quad (1.5)$$

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.

$\Delta t$ : correction de l'équation du temps.

$\lambda$  : Longitude du lieu.

H>0 : après midi.

H<0 : le matin.

H=0 : midi TSV

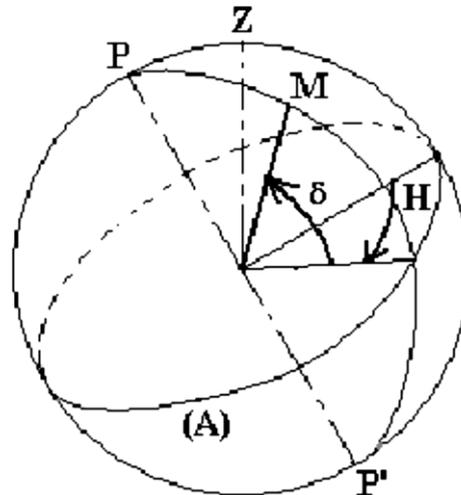


Figure I.5 : Variation de l'angle horaire en fonction du temps solaire vrai [2]

### - Coordonnées horizontales du soleil

La position du soleil à un instant considéré est donnée par l'azimut du soleil  $a$  et son élévation  $h$  (voir figure I.5).

- Azimut ( $a$ ) :

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction du Sud.

L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation : [1]

$$\sin a = \frac{(\cos \delta \times \sin H)}{\cos h} \quad (1.6)$$

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

On prend :

- $a > 0$  : vers l'ouest.
- $a < 0$  : vers l'est.
- $a = 0$  : direction du sud.

- Hauteur ( $h$ ):

C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan d'horizontal.

La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante : [1]

$$\sin h = \cos \delta \times \cos \varphi \times \cos H + \sin \varphi \times \sin \delta \quad (1.7)$$

La hauteur du soleil varie entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$ .

-  $h = 0$  aux lever et coucher,

- $h > 0$  le jour ;
- $h < 0$  la nuit.

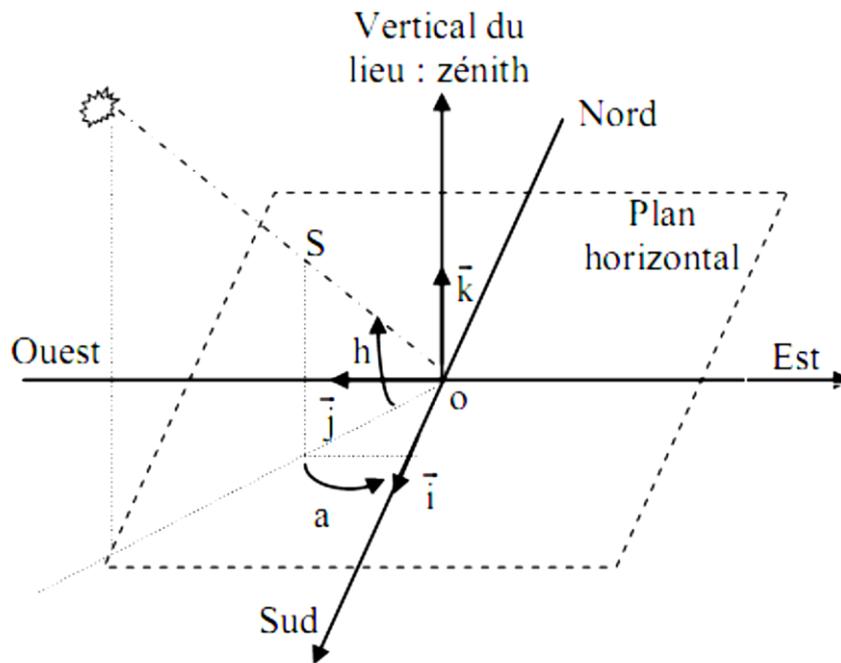


Figure I.6: Coordonnées horizontales du soleil. [3]

### I.3. Coordonnées terrestres :

Tout point sur la surface terrestre peut être repéré par ses coordonnées géographiques qui sont : la longitude, la latitude, ainsi que par son altitude, voir figure 1.7.

#### I.3.1. Longitude :

La longitude ( $\lambda$ ) 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  $0^\circ$ ) et l'autre déterminé par le lieu envisagé.

La longitude d'un lieu peut être comprise entre  $-180$  et  $180^\circ$ . A tout écart de  $1^\circ$  de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. [1]

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

#### I.3.2. 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). [1]

### I.3.3. Latitude

L'angle ( $\phi$ ) 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  $0^\circ$ , le pôle nord par la latitude  $+90^\circ$  et le pôle sud par la latitude  $-90^\circ$ .

Par convention, le signe (+) est affecté à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) à tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude d'un lieu peut être comprise entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$ .

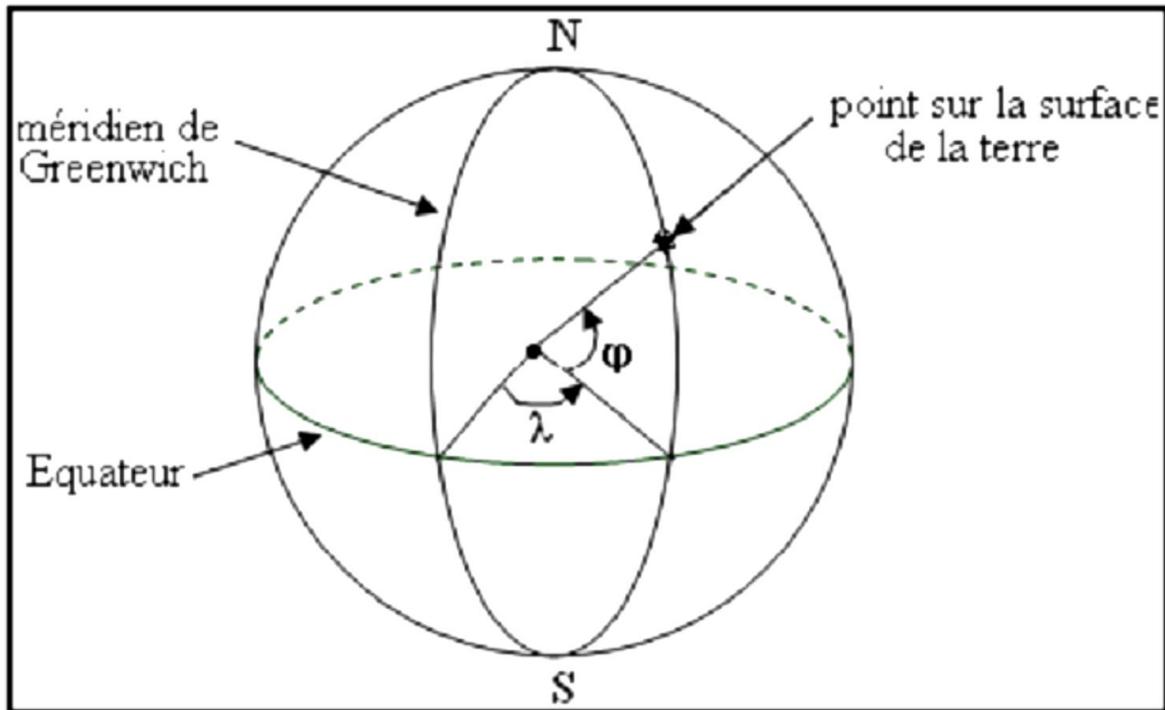


Figure I.7 : Cordonnée terrestre. [1]

### I.4. Orientation et inclinaison d'une surface :

#### I.4.1. Azimute $\alpha$ :

C'est l'angle que fait la projection du soleil sur le plan horizontal avec la direction du Sud et il désigne l'orientation de la surface de telle sorte que:

$\alpha = -90^\circ$  pour une orientation Est

$\alpha = 0$  pour une orientation Sud

$\alpha = 90^\circ$  pour une orientation Ouest

$\alpha = 180^\circ$  pour une orientation Nord

#### 1.4.2. Angle d'inclinaison $\beta$ :

C'est l'angle que fait la surface avec le plan horizontal. L'inclinaison de la surface est désignée par la variable  $b$ , choisie de telle sorte que :

$\beta = 0$  pour une surface horizontale

$\beta = 90^\circ$  pour un plan vertical

$\beta = 180^\circ$  pour un plan horizontal tourné vers le bas.

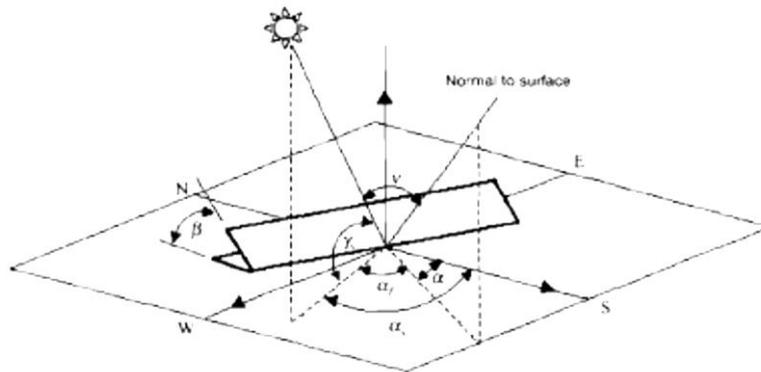


Figure I.8 : Orientation et inclinaison d'une surface. [1]

#### I.4.3. Coordonnées horizontale :

Les coordonnées horizontales dépendent du lieu d'observation.

Elles ont comme plan de référence le plan horizontal, perpendiculaire à la verticale du lieu. Un objet est repéré dans ce système de coordonnées par ces composantes.

#### I.4.4. Hauteur du soleil ( $\gamma$ , H) :

La hauteur angulaire du soleil, communément appelée hauteur du soleil ou élévation du soleil, est l'angle compris entre la direction apparente du soleil avec sa projection sur le plan horizontal du lieu considéré. Sa valeur est nulle au lever ou au coucher du soleil et maximale lorsque le soleil est à son zénith. Elle varie au cours de la journée en fonction de la déclinaison  $\delta$  de l'angle horaire  $\omega$ , et de la latitude  $\phi$ . De façon telle que : [1]

$$\sin \gamma = \cos \delta \times \cos \omega \times \cos \phi + \sin \delta \times \sin \phi \quad (I.8)$$

#### I.4.5. Angle zénithal $\theta_z$ :

C'est l'angle entre le zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil. Il varie de 0 à  $19^\circ$  : [1]

$$\cos \theta_z = \sin \delta \times \sin \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \cos \omega \quad (I.9)$$

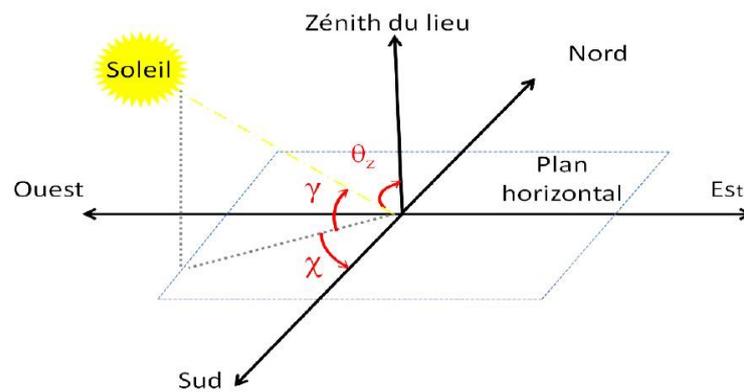


Figure I.9 : Coordonnées horizontales. [3]

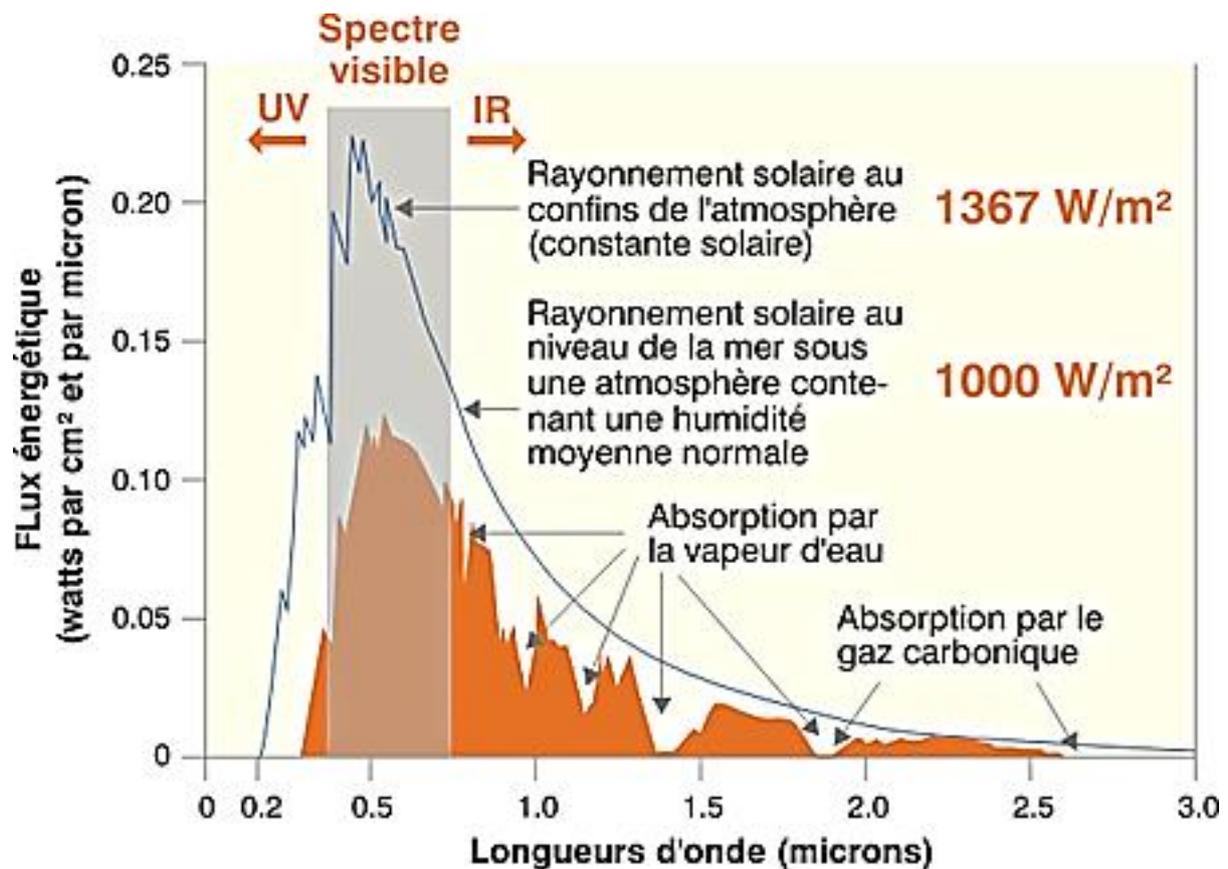
## I.5. Le rayonnement solaire :

### I.5.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet ( $0,2 \mu\text{m}$ ) à l'infrarouge lointain ( $2,5 \mu\text{m}$ ).

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

- 9% dans la bande des ultraviolets ( $< 0,4 \mu\text{m}$ ),
- 47% dans la bande visible ( $0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$ ),
- 44% dans la bande des infrarouges ( $> 0,8 \mu\text{m}$ ).



Le tableau I.1 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux. [3]

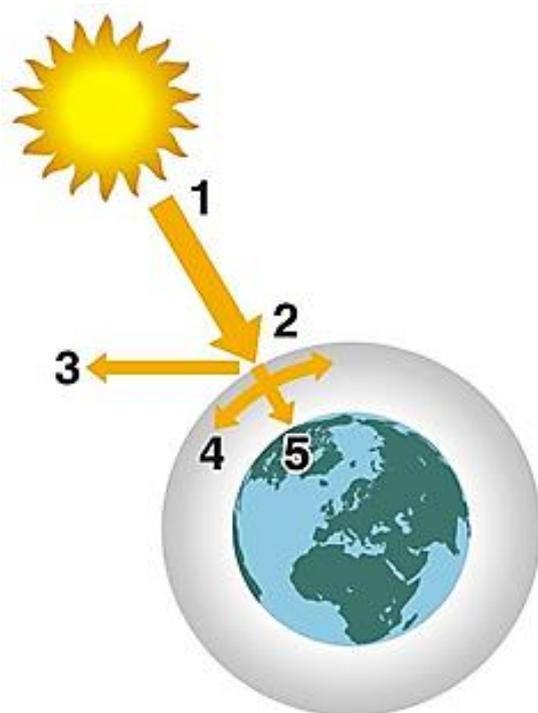
$\lambda$ ( $\mu\text{m}$ )	$E_{\text{ph}}$ (eV)	Zone
0.2	6.2	Ultra-violet
0.4	3.1	Visible bleu
0.5	2.48	Visible jaune-vert
0.78	1.59	Visible rouge
1	1.24	Infrarouge
2	0.62	Infrarouge
4	0.31	Infrarouge

Tableau I.1: Valeurs énergétiques des photons issues spectre solaire. [3]

Les capteurs d'énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme de chaleur ou d'électrons.

Pour que le rayonnement solaire produise un courant électrique dans un matériau donné, faisant alors office de capteur, il faut que les photons soient tout d'abord absorbés par un ou plusieurs matériaux sensibles à la longueur d'onde des photons, qui sont ensuite collectés afin de constituer un courant électrique global. [3]

### I.5.2. Constante solaire



1. Puissance émise par le soleil: 63 500 kW/m<sup>2</sup>.
2. Constante solaire : 1 370 W/m<sup>2</sup>.
3. Rayonnement réfléchi.
4. Rayonnement absorbé et diffusé.
5. Rayonnement solaire à la surface de la Terre (max : 1 000 W/m<sup>2</sup>).

Figure I.11 : La constante solaire. [1]

La constante solaire exprime la quantité d'énergie solaire que recevrait une surface de 1 m<sup>2</sup> située à une distance de 1 ua (distance moyenne Terre-Soleil), exposée perpendiculairement aux rayons du Soleil, en l'absence d'atmosphère. Pour la Terre, c'est donc la densité de flux énergétique au sommet de l'atmosphère.

Elle s'exprime en watt par mètre carré (W/m<sup>2</sup> ou W·m<sup>-2</sup>).

Sur Terre :

$$F = 1\,360,8 \pm 0,5 \text{ W/m}^2.$$

### I.5.3. Masse d'air :

On appelle masse d'air ou Air Mass, le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu.

A l'aide des points O, A et M et l'angle  $h$ , la longueur du trajet du soleil à travers l'atmosphère:

$$OM = \frac{OA}{\sin h} \quad (I.10)$$

Donc, l'Air Mass

$$\frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h} \quad (I.11)$$

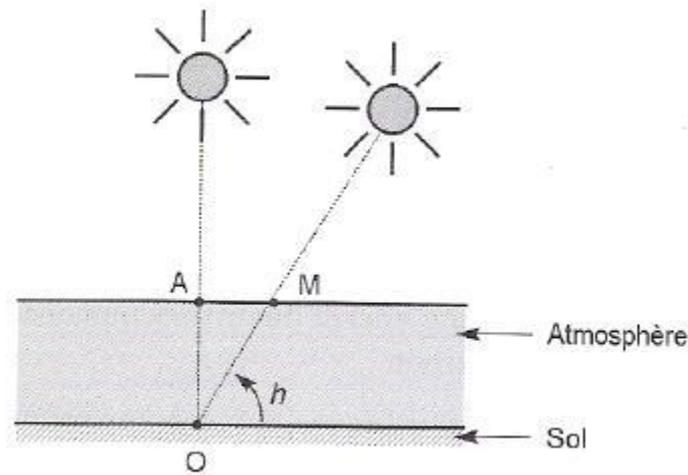


Figure I.12 : Le rayonnement solaire et le nombre d'air masse. [1]

Pour un site quelconque :

$$AMX = \frac{1}{\sin h} \times \frac{p}{1013} \quad (I.12)$$

$p$ : pression atmosphérique du site considéré (mb)

Et on dit qu'on a les conditions AM1 lorsque le soleil est au zénith, AM2 lorsqu'on a une inclinaison de  $30^\circ$ .

Hors atmosphère à haute altitude, on est dans les conditions AM0.

Les courbes ci-dessous figure I.13 représentent le spectre solaire pour différentes valeurs de Air Mass, noté AM. L'indice après AM représente le nombre d'atmosphère traversé, AM0 donc est le spectre solaire hors atmosphère, AM2 est le spectre solaire ayant traversé 2 épaisseurs d'atmosphère (hauteur de  $30^\circ$  du soleil au-dessus de l'horizon).

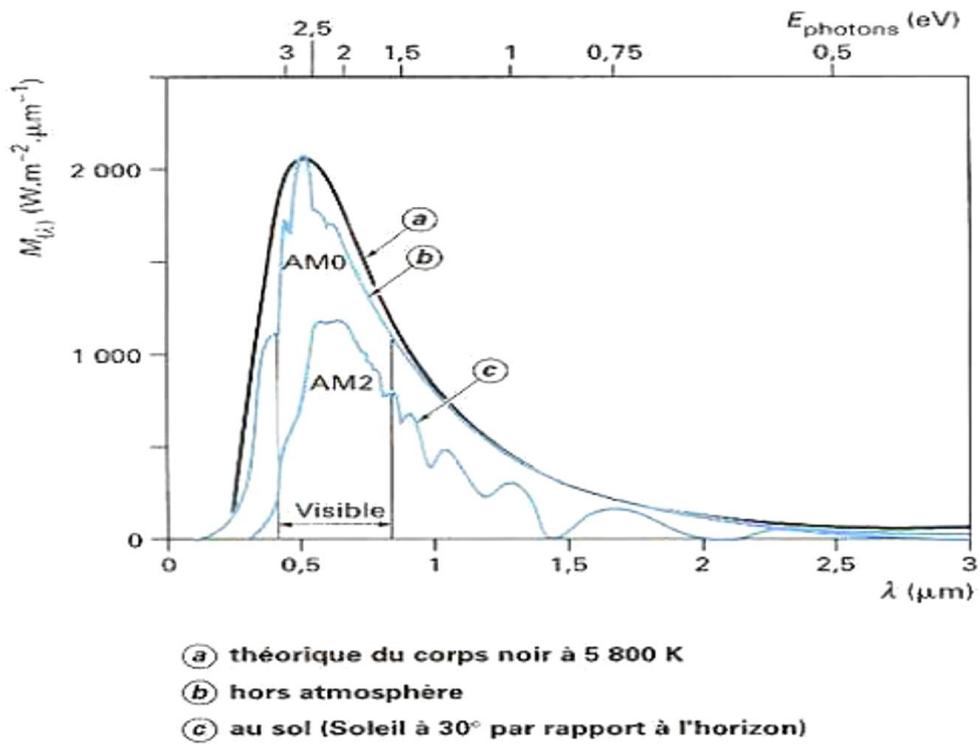


Figure I.13 : Spectre solaire en fonction de différentes valeurs, Air Mass. [4]

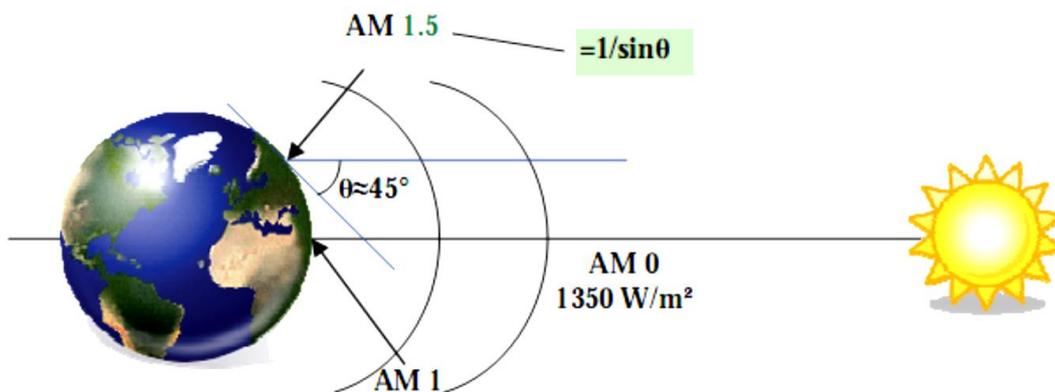


Figure I.14: Normes de mesures du spectre de l'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM. [5]

Il est important de comprendre les deux aspects recouverts par le concept de nombre d'air masse. D'une part, il caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire ( $1367 \text{ W/m}^2$  pour AM0,  $833 \text{ W/m}^2$  pour AM1, 5) et d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques. Ainsi les conditions standards de qualifications des cellules sont un spectre AM1, 5, une puissance incidente  $1000 \text{ W/m}^2$  et une température de  $25^\circ\text{C}$ .

Sauf indication contraire, c'est pour de telles conditions que doivent être fournies les performances et spécifications d'un dispositif photovoltaïque donné.

#### **I.5.4. Durée d'insolation :**

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell-Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrés ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages.

Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qu'elle-même dépend de la période de l'année considérée. [6]

#### **I.5.5. Composition du rayonnement solaire :**

Suite à l'atténuation du rayonnement solaire par les différents phénomènes atmosphérique, le rayonnement solaire sur une surface au sol est composé comme suit:

- Rayonnement direct :

C'est la fraction du rayonnement solaire qui arrive directement au sol, dont le trajet est « linéaire » (il y a, en fait, de légères déviations) et unique à un instant donné.

Si  $I$  est le rayonnement direct. [7]

Dans le cas d'un plan horizontal le rayonnement s'écrit

:

$$I_h = I \times \sin h \quad (I.13)$$

Avec :  $h$  hauteur du soleil.

- Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Ainsi, par ciel serein, il constitue 20% de l'énergie globale. Par ciel couvert, il correspond à la totalité de l'énergie reçue au sol. [1]

- Rayonnement réfléchi (L'albédo) :

Le rayonnement solaire réfléchi est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$L' \text{ albédo } ALB = \text{énergie réfléchie} / \text{énergie reçue} \quad (1.14)$$

Il y a quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol.

Surfaces du sol	Albédo
Surface d'eau	0.01 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 nul	0.15 à 0.4
Neige ancienne	0.5 à 0.7
Neige fraîche	0.8 à 0.95

Tableau I.2 : Quelques valeurs d'albédo. [1]

- Rayonnement global :
  - Une surface horizontale

C'est l'ensemble du rayonnement d'origine solaire qui parvient sur une surface horizontale sur le globe terrestre. Il comprend donc la composante verticale du rayonnement solaire direct et rayonnement solaire diffus. [7]

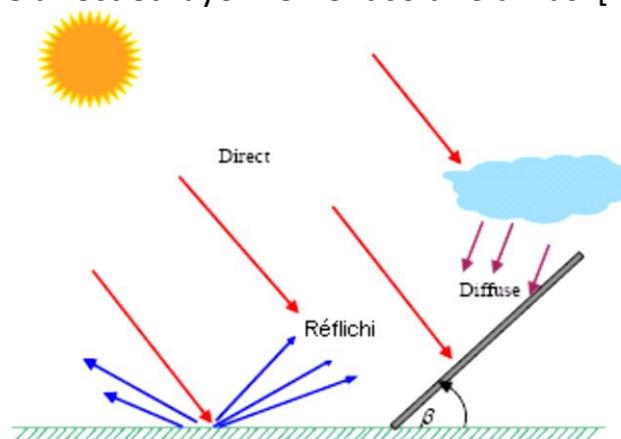


Figure I.15 : Les trois composantes du rayonnement solaire global sur un plan incliné. [1]

- Une surface inclinée

Rayonnement global sur une surface inclinée est la somme des rayonnements: Direct, Diffus et Réfléchi.

RAYONNEMENT GLOBAL=rayonnement direct +rayonnement diffus +rayonnement réfléchi. [1]

### **I.5.6. Nomenclature des différents instruments de mesure du rayonnement :**

#### ***Pyrradiomètre :***

Instrument de mesure du rayonnement total parvenant sur une surface à partir d'un angle solide  $2\pi$  stéradians ; il sert principalement à la mesure du rayonnement total descendant, somme des rayonnements solaire et atmosphérique dirigés vers le sol.

#### ***Pyranomètre :***

Instrument destiné à mesurer le rayonnement global  $G$  parvenant à une surface plane à partir d'un angle solide  $2\pi$  stéradians ; lorsque l'appareil est muni d'un dispositif pare-soleil, il peut mesurer le rayonnement diffus  $D$ .

#### ***Pyrhéliomètre :***

Instrument mesurant le rayonnement solaire direct  $I$ , l'appareil est orientable de façon que sa surface réceptrice soit normale aux rayons solaires.

#### ***Pyrradiomètre différentiel ou bilanmètre :***

Mesure le bilan du rayonnement total, différence entre le rayonnement total descendant et le rayonnement total ascendant (rayonnement solaire et atmosphérique renvoyés vers l'espace).

#### ***Héliographe :***

Instrument de mesure et d'enregistrement de la durée de l'insolation.

### **I.6. Estimation de l'irradiation solaire :**

#### **I.6.1. Irradiation sur un plan horizontal :**

Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière.

L'irradiation globale journalière  $G_d(0)$  sur une surface horizontale peut être divisée en une composante diffuse  $D_d(0)$  et une composante directe  $B_d(0)$ .

La distribution du diffus solaire est irrégulière à cause de la variation du climat. Néanmoins, la caractéristique moyenne du diffus est entièrement régulière et peut être en corrélation avec l'indice de clarté de l'atmosphère.

La composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière se calcule à partir de la corrélation existante entre la fraction diffuse,  $K_d$  et l'indice de clarté de l'atmosphère,  $K_t$ . la fraction diffuse  $K_d$  est défini par la relation (I.15) suivante:

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \quad (I.15)$$

Et l'indice de clarté de l'atmosphère  $K_t$ . comme :

$$K_t = \frac{G_d(0)}{Ge_d(0)} \quad (I.16)$$

Avec :

$Ge_d(0)$  : Irradiation globale extraterrestre journalière

$G_d(0)$  : Irradiation globale horizontale journalière

$D_d(0)$  : Irradiation diffuse horizontale journalière

Après le calcul de la composante diffuse horizontale, la composante directe de l'irradiation horizontale journalière est déduite de la relation suivante :

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \quad (I.17)$$

### I.6.2. Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée :

Pour le calcul et les équations ci-dessous, il est supposé que l'irradiation solaire durant une heure coïncide numériquement avec l'éclairement solaire au milieu cette heure.

L'éclairement global incident sur une surface inclinée se compose en trois composantes qui sont les suivantes :

- L'éclairement direct
- L'éclairement diffus
- L'éclairement réfléchi par le sol.

Alors et pour une inclinaison d'un angle  $\beta$ , l'éclairement globale  $G(\beta)$  est donné par la somme de l'éclairement directe  $B(\beta)$ , l'éclairement diffuse  $D(\beta)$  et l'éclairement réfléchi  $R(\beta)$  :

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (I.18)$$

### I.7. Irradiation global extraterrestre $G_0$ :

L'irradiation globale extraterrestre est donnée par la formule (I.19) :

$$G_0 = I_0 \times \varepsilon \times \sin h_s \quad (I.19)$$

Avec :

$$I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$$

$$\varepsilon = 1 + 0.0334 \times \cos\left(\frac{dy \times 2\pi}{365.25 - 0.048869}\right)$$

Où :  $\varepsilon$  est la correction de la distance solaire à l'instant t de l'année.

$dy$ : jour de l'année

$h_s$ : angle d'altitude solaire

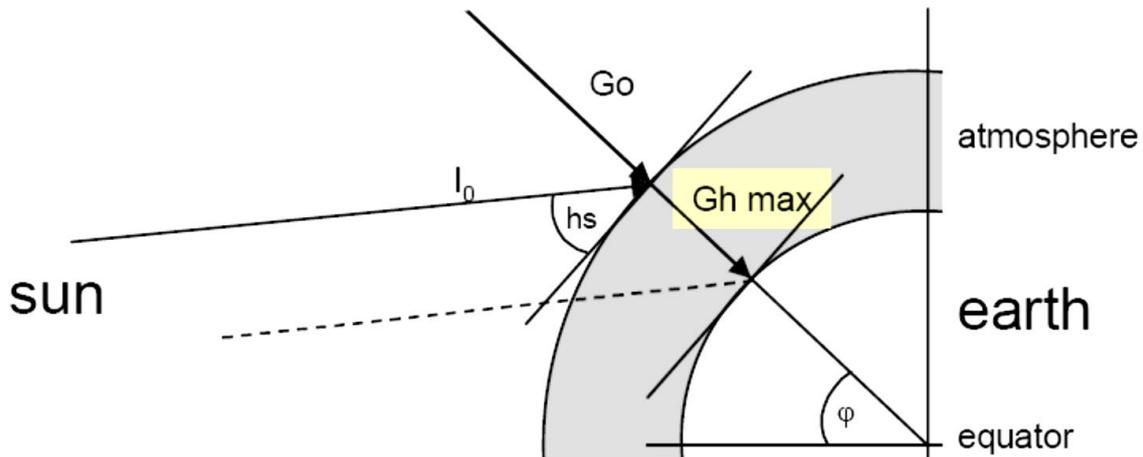


Figure I.16: Irradiation global extraterrestre. [1]

### I.8. Conclusion :

- Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions importantes sur l'irradiation solaire comme les coordonnées terrestres et horaires, la composition du rayonnement solaire, et enfin les différents modèles qui permettent d'estimer les composantes de l'irradiation solaire et de la température.
- L'intérêt d'une exploitation rigoureuse du gisement solaire réside dans l'orientation précise de n'importe quel capteur sur terre

## **Chapitre II: Cellule Solaire à Conversion Photovoltaïque**

### **II.1. Introduction :**

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique produite à partir du rayonnement solaire. L'énergie produite par une centrale solaire photovoltaïque est dite renouvelable, car sa source est considérée comme inépuisable à l'échelle de temps humaine.

Cette énergie n'est cependant pas totalement renouvelable, car la fabrication des panneaux photovoltaïques, leur installation et leur exploitation consomment de l'énergie issue en grande partie de sources non renouvelables ; mais un système photovoltaïque produit entre 20 et 40 fois plus d'énergie que ce qui a été utilisé pour le fabriquer.

La cellule photovoltaïque, les mécanismes de la conversion de la lumière en électricité ainsi que les différents paramètres qui influencent sur le rendement d'une cellule sont présentés dans ce deuxième chapitre.

### **II.2. Chaîne de conversion d'un système photovoltaïque :**

Le système PV connecté au réseau représente une grande majorité du marché total, nous nous intéressons uniquement à ce type de système.

Cette chaîne est composée de trois parties principales : un générateur PV qui produit de la puissance continue par conversion du rayonnement solaire, un groupe de convertisseurs et le réseau électrique. Le groupe « convertisseur » a pour rôle d'extraire la puissance maximale en continu du générateur PV et la convertir ensuite en puissance alternative avant de l'injecter dans le réseau.

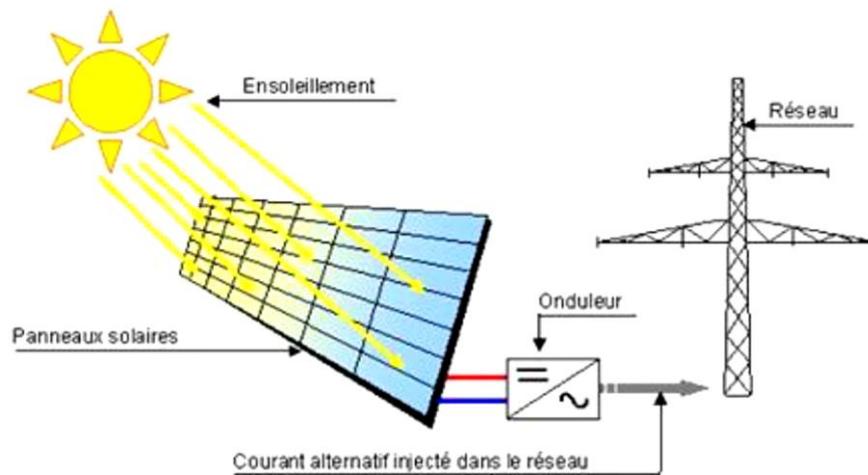


Figure II.1: Système PV raccordé au réseau. [8]

### II.3. Les différentes technologies :

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques. On l'obtient par réduction à partir de silice, composé le plus abondant dans la croûte terrestre et notamment dans le sable ou le quartz. La première étape est la production de silicium dit métallurgique, pur à 98 % seulement [9], obtenu à partir de morceaux de quartz provenant de galets ou d'un gisement filonien (la technique de production industrielle ne permet pas de partir du sable). Le silicium de qualité photovoltaïque doit être purifié jusqu'à plus de 99,999 % [9], ce qui s'obtient en transformant le silicium en un composé chimique qui sera distillé puis retransformé en silicium. Le silicium est produit sous forme de barres nommées « lingots » de section ronde ou carrée. Ces lingots sont ensuite sciés en fines plaques mises au carré (si nécessaire) de 200 micromètres d'épaisseur qui sont appelées « wafers ». Après un traitement pour enrichir en éléments dopants (P, As, Sb ou B) et ainsi obtenir du silicium semi-conducteur de type P ou N, les wafers sont « métallisés » : des rubans de métal sont incrustés en surface et reliés à des contacts électriques. Une fois métallisés les wafers sont devenus des cellules photovoltaïques [9].

La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'un module photovoltaïque doit fonctionner environ deux à trois ans suivant sa technique de fabrication pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication (retour énergétique du module) [9].

Les techniques de fabrication et les caractéristiques des principaux types de cellules sont décrits dans les trois paragraphes suivants. Il existe d'autres types

de cellules actuellement à l'étude, mais leur utilisation est minoritaire (part de marché record de 16 % en 2009) [9].

Les matériaux et procédés de fabrication font l'objet de programmes de recherches ambitieux pour réduire les coûts de fabrication et de recyclage des cellules photovoltaïques. En 2006 et 2007, la croissance de la production mondiale de panneaux solaires a été freinée par manque de silicium, et les prix des cellules n'ont pas baissé autant qu'espéré. L'industrie cherche à faire baisser la quantité de silicium utilisé. Les cellules monocristallines sont passées de 300 microns d'épaisseur à 200 et on pense maintenant atteindre rapidement les 180 puis 150 microns, diminuant la quantité de silicium et d'énergie nécessaire, mais aussi les prix [9].

Il existe 3 types de silicium dans les cellules photovoltaïques :

### **II.3.1. Cellule photovoltaïque en silicium amorphe :**

Les cellules photovoltaïques en silicium amorphe sont fabriquées par dépôts sous vide, à partir de plusieurs gaz. La cellule est grise très foncée, c'est la cellule des calculatrices et des montres dites « solaires ».

- Avantages :
  - fonctionne avec un éclairage faible ou diffus (même par temps couvert, y compris sous éclairage artificiel de 20 à 3000 lux) [10].
  - un peu moins chère que les autres techniques.
  - intégration sur supports souples ou rigides.
- Inconvénients :
  - rendement faible en plein soleil, de 5 % à 7 % [10].
  - nécessité de couvrir des surfaces plus importantes que lors de l'utilisation de silicium cristallin (ratio  $Wc/m^2$  plus faible, environ 60  $WC/m^2$ ) [10].
  - performances qui diminuent avec le temps dans les premiers temps d'exposition à la lumière naturelle (3-6 mois), pour se stabiliser ensuite (-10 à 20 % selon la structure de la jonction) [10].

### **II.3.2. Cellule photovoltaïque en silicium monocristallin :**

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme.

- Avantages :

- bon rendement, de 14 % à 16 % ( $\sim 150 \text{ Wc/m}^2$ ) [10].
- nombre de fabricants élevé.
- Inconvénients :
  - coût élevé ;
  - rendement plus faible sous un faible éclaircissement ou un éclaircissement diffus ;
  - baisse du rendement quand la température augmente.

### II.3.3. Cellule photovoltaïque en silicium polycristallin :

Pendant le refroidissement du silicium dans une lingotière, il se forme plusieurs cristaux. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.

- Avantages :
  - cellule carrée (à coins arrondis dans le cas du Si monocristallin) permettant un meilleur foisonnement dans un module,
  - bon rendement de conversion, environ  $100 \text{ Wc/m}^2$  (voire plus), mais cependant un peu moins bon que pour le monocristallin.
  - rendement de 9 à 11 % [10].
  - lingot moins cher à produire que le monocristallin.
- Inconvénient :
  - rendement faible sous un faible éclaircissement ou soleil diffus.

Type	cellule (labo)	Module (labo)	Module (commercial)	Niveau développement
<b>1ère génération</b>				
Silicium monocristallin	24.70%	22.70%	12-20%	Production industrielle
Silicium polycristallin	20.30%	16.20%	11-15%	Production industrielle
<b>2e génération</b>				
Silicium amorphe	13.40%	10.40%	5-9%	Production industrielle
Silicium cristallin en couche mince		9.40%	7%	Production industrielle
CIS	19.30%	13.50%	9-11 %	Production industrielle
CdTe	16.70%		6-9%	Prêt pour la production
<b>3e génération</b>				
Cellule organique	5.70%			Au stade de la recherche
Cellule de Grätzel	11%	8.40%		Au stade de la recherche
Cellules multi-jonctions	39%	25-30%		Au stade de la recherche, production exclusivement applications spatiales

**TABLEAU II.1** : la comparaison entre les différentes technologies [10].

#### II.4. Capteur solaire photovoltaïque :

Un capteur solaire photovoltaïque est un module photovoltaïque qui fonctionne comme un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elle électriquement, qui sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment les centrales solaires photovoltaïques.

Les modules sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides et minces (quelques centimètres d'épaisseur)

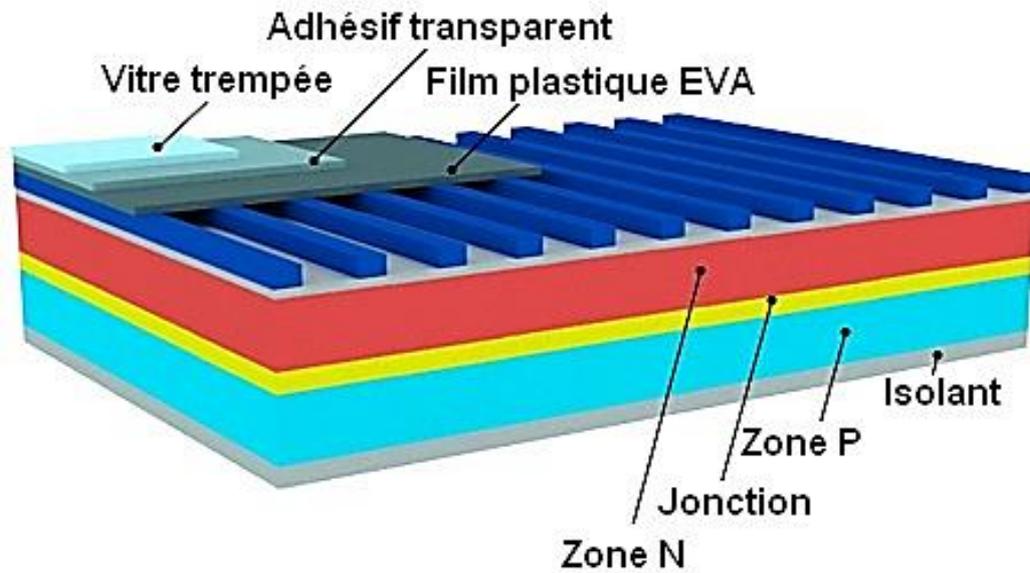


Figure II-2 : structure basique d'un capteur solaire photovoltaïque.

#### II.4.1. Zones de fonctionnement du capteur solaire photovoltaïque :

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairement et de façon générale, des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Nous rappelons brièvement dans ce paragraphe le comportement du générateur soumis à diverses contraintes. Ces notions sont en effet nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur PV et ensuite effectuer des optimisations de fonctionnement.

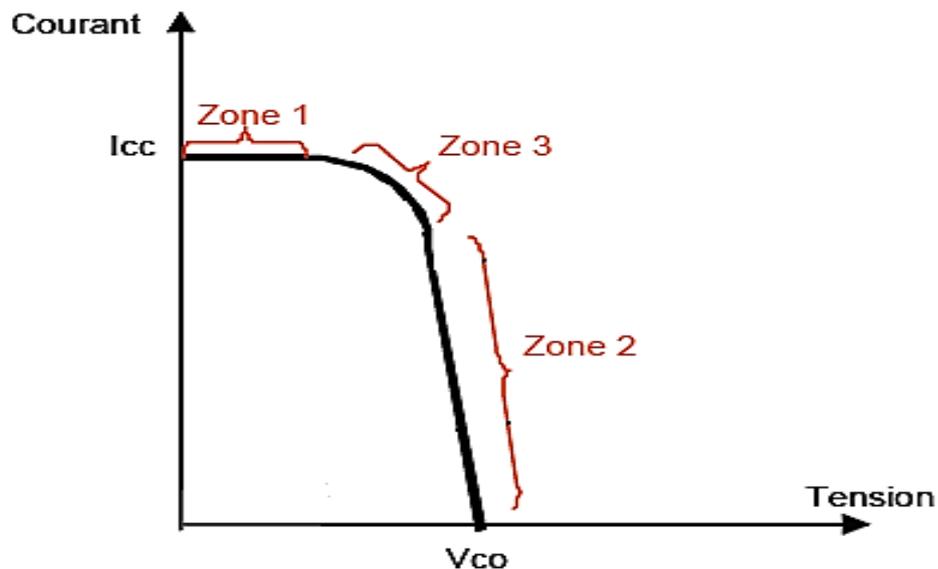


Figure II.3 : Les différentes zones de la caractéristique I (V).

La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (irradiation et température uniformes).

Nous pouvons décomposer la caractéristique  $I(V)$  d'un générateur photovoltaïque en 3 zones :

- Une zone assimilable à un générateur de courant  $I_{cc}$  proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par  $1/R_{sh}$  (Zone 1),
- Une zone assimilable à un générateur de tension  $V_{co}$  d'impédance interne équivalente à la résistance série  $R_s$  (Zone 2),
- Une zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de  $R_s$  à  $R_{sh}$  (zone 3). C'est dans la zone 3 qu'est situé le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale. Ce point est appelé point de puissance optimale, caractérisé par le couple  $(I_{max}, V_{max})$ , et seule une charge dont la caractéristique passe par ce point, permet d'extraire la puissance maximale disponible dans les conditions considérées [1].

## II.5. La cellule photovoltaïque :

### II.5.1. Définition d'une cellule solaire :

Une cellule photovoltaïque également dénommée cellule solaire est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. Le courant obtenu est proportionnel à la puissance lumineuse incidente. La cellule photovoltaïque délivre une tension continue. Dans l'obscurité, une cellule solaire suit le comportement d'une diode classique. Selon que la tension appliquée est supérieure ou inférieure à une tension de seuil, la diode est respectivement passante ou bloquante. Le courant  $I_d$  dans la diode suit une équation de type Shockley, soit :

$$I_d = I_s \left( \exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) - 1 \right) \quad (II.1)$$

Avec :

$I_s$  : le courant de saturation sous polarisation inverse.

$$V = V_{\text{appliquée}} - V_{bi} .$$

$V_{bi}$  : étant la barrière de potentiel interne.

$n$  : le facteur d'idéalité ( $0 < n \leq 1$  ou  $1$  correspond au cas idéal).

$k$  : la constante de Boltzmann,  $1.38 \cdot 10^{-23}$  j/k.

$q$  : la constante de charge d'électron,  $1.602 \cdot 10^{-19}$ C.

$T$  : température de la cellule à 25°C.

Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs : séléniure de cuivre et séléniure d'indium ( $\text{CuIn}(\text{Se})_2$  ou  $\text{CuInGa}(\text{Se})_2$ ), tellurure de cadmium (CdTe), etc. Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques d'une dizaine de centimètres de côté.

La figure II.4 représente le circuit électrique équivalent d'une cellule solaire photovoltaïque sous éclairage. L'équation déterminant le courant est alors pour une diode idéale :

$$I = I_S \left( \exp \left( \frac{qV}{nKT} \right) - 1 \right) - I_{PH} \tag{II.2}$$

Avec :

$I_{PH}$  : est le photo-courant généré.

$I$  : le courant de circuit extérieur.

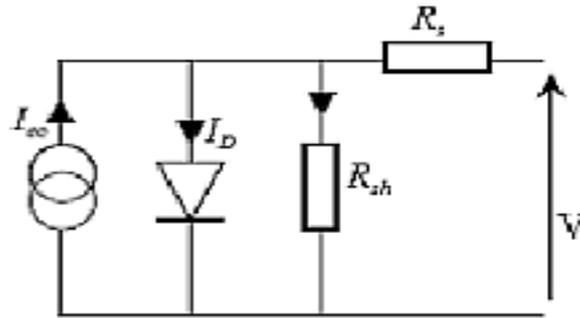


Figure II.4 : circuit équivalent d’une cellule solaire photovoltaïque idéale Sous éclairement.

L’équation déterminant le courant est alors pour une diode réelle :

$$I = \frac{R_{sh}}{R_{sh} + R_s} \left[ I_S \left( \exp \frac{q}{nKT} (V - I \times R_s) \right) - 1 + \frac{V}{R_{sh}} - I_{PH} \right] \tag{II.3}$$

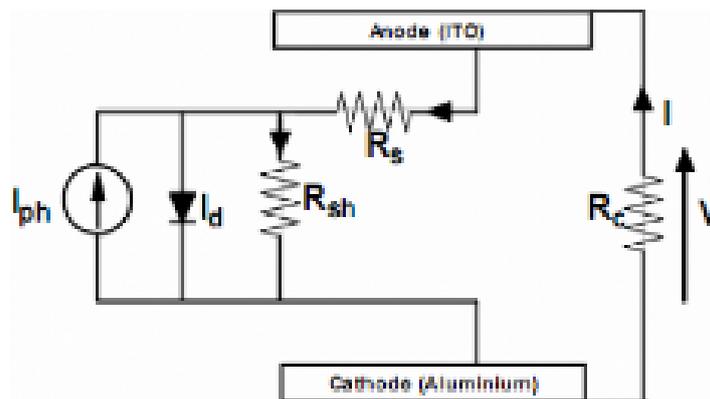
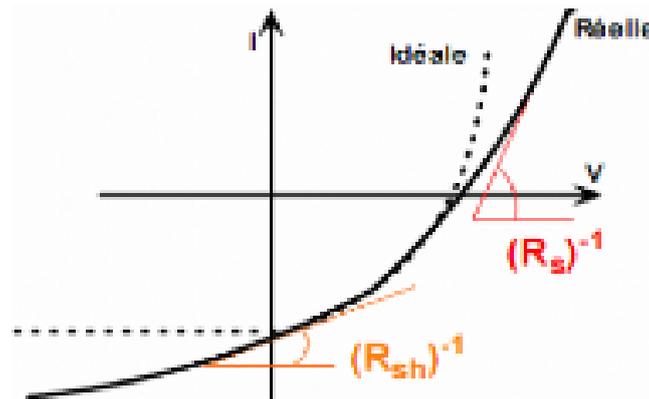


Figure II.5 : circuit électrique équivalent d’une cellule solaire photovoltaïque réelle sous éclairement.

La résistance série dépend de la résistivité du matériau, de celle des électrodes et du contact SC-Métal. La résistance shunt correspond à la présence de courant de fuite dans la diode.



**Figure II.6 :** mesure des résistances série et shunt via la caractéristique  $I(v)$  de la cellule solaire.

## II.6. Les semi-conducteurs :

Un semi-conducteur est un matériau qui a les caractéristiques électriques d'un isolant, mais pour lequel la probabilité qu'un électron puisse contribuer à un courant électrique, quoique faible, est suffisamment importante. En d'autres termes, la conductivité électrique d'un semi-conducteur est intermédiaire entre celle des métaux et celle des isolants.

La conductivité électrique des semi-conducteurs peut être contrôlée par dopage, en introduisant une petite quantité d'impuretés dans le matériau afin de produire un excès d'électrons ou un déficit. Des semi-conducteurs dopés différemment peuvent être mis en contact afin de créer des jonctions, permettant de contrôler la direction et la quantité de courant qui traverse l'ensemble. Cette propriété est à la base du fonctionnement des composants de l'électronique moderne : diodes, transistors, etc.

Le silicium est le matériau semi-conducteur le plus utilisé commercialement, du fait de ses bonnes propriétés, et de son abondance naturelle même s'il existe également des dizaines d'autres semi-conducteurs utilisés, comme le germanium, l'arséniure de gallium ou le carbure de silicium.

### II.6.1. Structure électronique des semi-conducteurs :

Le comportement des semi-conducteurs, comme celui des métaux et des isolants est décrit via la théorie des bandes. Ce modèle stipule qu'un électron dans un solide ne peut prendre que des valeurs d'énergie comprises dans certains intervalles que l'on nomme « bandes », plus spécifiquement *bandes permises*, lesquelles sont séparées par d'autres « bandes » appelées *bandes d'énergie interdites* ou *bandes interdites*.

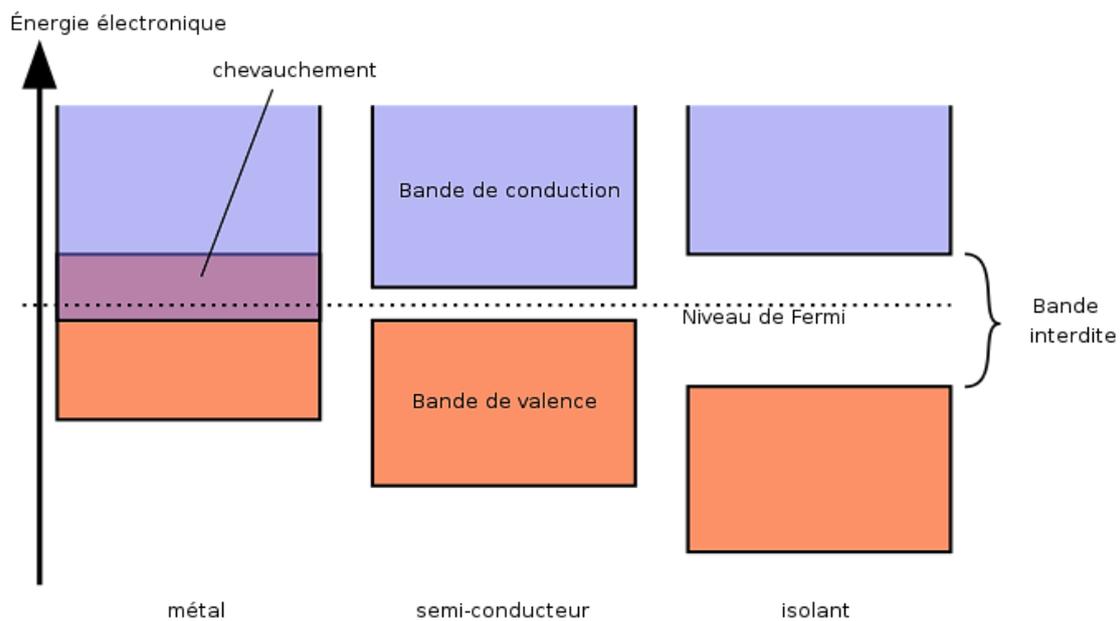
Deux bandes d'énergie permises jouent un rôle particulier:

- la dernière bande complètement remplie, appelée « bande de valence »
- la bande d'énergie permise suivante appelée « bande de conduction »

La bande de valence est riche en électrons mais ne participe pas aux phénomènes de conduction (pour les électrons). La bande de conduction, quant à elle, est soit vide (comme aux températures proches du zéro absolu dans un semi-conducteur) soit semi-remplie (comme dans le cas des métaux) d'électrons.

Dans les conducteurs (métaux), la bande de conduction et la bande de valence se chevauchent. Les électrons peuvent donc passer directement de la bande de valence à la bande de conduction et circuler dans tout le solide.

Dans un semi-conducteur, comme dans un isolant, ces deux bandes sont séparées par une bande interdite, appelée couramment par son équivalent anglais plus court « gap ». L'unique différence entre un semi-conducteur et un isolant est la largeur de cette bande interdite.



**Figure II.7 :** niveaux d'énergie de différents types de matériaux.

## II.7. Modification des caractéristiques électriques :

### II.7.1. semi-conducteur intrinsèque :

Un semi-conducteur est dit intrinsèque lorsqu'il est pur : il ne comporte aucune impureté et son comportement électrique ne dépend que de la structure du matériau. Ce comportement correspond à un semi-conducteur parfait, c'est-à-dire sans défaut structurel ou impureté chimique.

Dans un semi-conducteur intrinsèque, les porteurs de charge ne sont créés que par des défauts cristallins et par excitation thermique. Le nombre d'électrons dans la bande de conduction est égal au nombre de trous dans la bande de valence.

Mis à part d'éventuels défauts cristallins, la conductivité électrique d'un semi-conducteur est intégralement déterminée par la structure du matériau et ne dépend que de la température. Au zéro absolu, cette conductivité est nulle. Lorsque la température augmente, la probabilité qu'un électron de la bande de valence obtienne suffisamment d'énergie pour rejoindre la bande de conduction augmente également. En conséquence, la conductivité du semi-conducteur augmente par génération thermique.

Dans un semi-conducteur intrinsèque, les électrons de la bande de conduction sont générés en laissant un trou dans la bande de valence ; en conséquence, les concentrations d'électrons ( $n$ ) et de trous ( $p$ ) sont égales et valent  $n_i$ , contrairement à un semi-conducteur extrinsèque. Sachant que :

$$n = N_c \times e^{\left[\frac{(E_F - E_C)}{kT}\right]} \quad (\text{II.4})$$

Et :

$$p = N_v \times e^{\left[\frac{(E_V - E_F)}{kT}\right]} \quad (\text{II.5})$$

Où

- $N_c$  et  $N_v$  sont les densités d'états effectives respectives des électrons dans la bande de conduction et des trous dans la bande de valence. Ces densités  $N_c$  et  $N_v$  dépendent faiblement de la température. Pour des bandes paraboliques de masse effective  $m_c$  et  $m_v$ , on a :

$$N_{c,v} = \left(\frac{m_{c,v}kT}{2\pi\hbar^2}\right)^{3/2} = \left(\frac{m_{c,v}}{m_0}\right)^{3/2} \times \left(\frac{T}{300}\right)^{3/2} \times 2.5 \times 10^{19} \text{ (cm}^{-3}\text{)} \quad (\text{II.6})$$

- $E_F$  est le niveau de Fermi
- $kT$  l'énergie thermique, produit de la constante de Boltzmann et de la température, qui vaut 26 meV à température ambiante.

En posant  $E_g = E_C - E_V$ , largeur de la bande interdite, on peut facilement déduire  $n_i$  :

$$n_i = (N_C \times N_V)^{1/2} e^{(-\frac{E_g}{2kT})} \quad (II.7)$$

Ainsi que le niveau de Fermi :

$$E_F = \frac{E_C + E_V}{2} + \frac{3kT}{4} \ln\left(\frac{m_V}{m_C}\right) \quad (II.8)$$

Soit environ à la moitié de la bande interdite, le second terme étant souvent négligeable.

Pour le silicium, on trouve par exemple :

- $n_i = 1 \times 10^{10} \text{ cm}^{-3}$
- $E_F = 0,553 \text{ eV}$  à température ambiante.

### II.7.2. Le dopage :

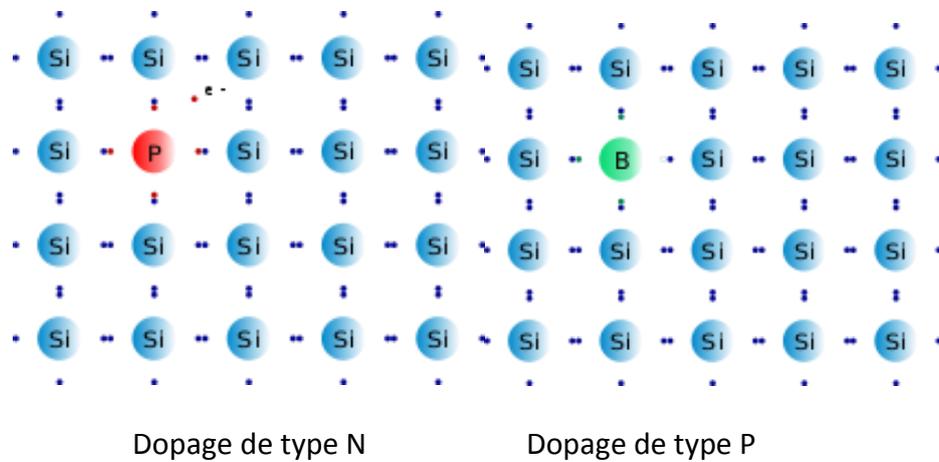
La formation des bandes interdites étant due à la régularité de la structure cristalline, toute perturbation de celle-ci tend à créer des états accessibles à l'intérieur de ces bandes interdites, rendant le gap plus « perméable ». Le dopage consiste à implanter des atomes correctement sélectionnés (nommés « impuretés ») à l'intérieur d'un semi-conducteur intrinsèque afin d'en contrôler les propriétés électriques.

Il existe deux types de dopage :

- le dopage de **type N**, qui consiste à produire un excès d'électrons, qui sont **négativement** chargés.
- le dopage de **type P**, qui consiste à produire un déficit d'électrons, donc un excès de trous, considérés comme **positivement** chargés.

Les schémas suivants présentent des exemples de dopage du silicium respectivement par du phosphore (dopage *N*) et du bore (dopage *P*). Dans le cas

du phosphore (à gauche), un électron supplémentaire est amené. Dans le cas du bore (à droite), il manque un électron ; c'est donc un trou d'électron qui est amené.



**Figure II.8 :** introduction d'un atome de phosphore et un atome de bore.

### II.7.3. Modification de la structure en bandes d'énergie :

Le dopage provoque l'apparition de nouveaux niveaux accepteurs et donneurs d'électrons dans la structure de bande du matériau dopé. Ces niveaux apparaissent dans la *gap*, entre la bande de conduction et la bande de valence.

Lors d'un dopage *N* (schéma de gauche), l'introduction d'atomes donneurs d'électrons entraîne l'apparition d'un pseudo niveau d'énergie situé juste sous la bande de conduction. Ainsi, l'énergie nécessaire pour que les électrons passent dans la bande de conduction est bien plus facilement atteinte que dans un semi-conducteur intrinsèque.

Lors d'un dopage *P* (schéma de droite), l'introduction d'atomes accepteurs d'électrons entraîne, de manière analogue, l'apparition d'un pseudo niveau situé au-dessus de la bande de valence. L'énergie à fournir aux électrons de valence pour passer sur ce niveau accepteur est faible, et le départ des électrons entraîne l'apparition de trous dans la bande de valence.

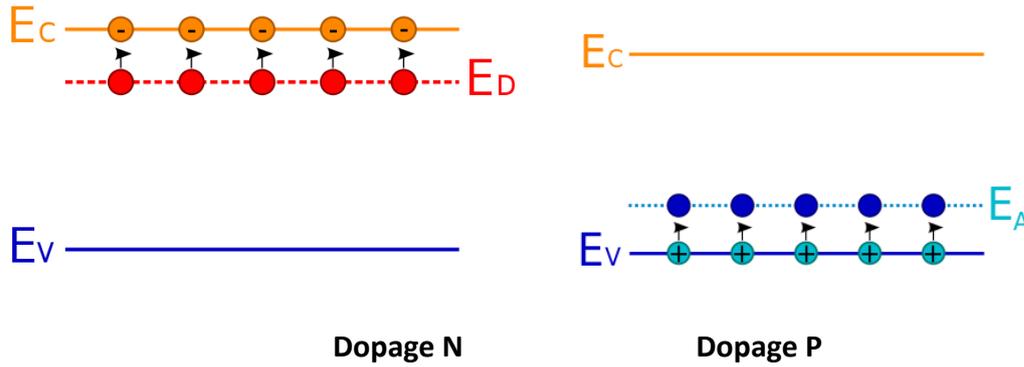


Figure II-9 : position du niveau de fermi dans un SC extrinsèque type N et type P.

	Semi-conducteur intrinsèque	Semi-conducteur extrinsèque	
		Type N	Type P
Concentration des électrons	$\bar{n} = N_C e^{\left(\frac{E_C - E_F}{KT}\right)}$	$N_D = N_C e^{\left(\frac{E_F - E_C}{KT}\right)}$	$n = N_C e^{\left(\frac{E_F - E_C}{KT}\right)}$
Concentration des trous	$P = N_V e^{\left(\frac{E_V - E_F}{KT}\right)}$	$P = N_V e^{\left(\frac{E_V - E_F}{KT}\right)}$	$N_A = N_V e^{\left(\frac{E_V - E_F}{KT}\right)}$
Concentration intrinsèque	$n=p=n_i$ $n \cdot p=n_i^2$ $n_i = \sqrt{N_C N_V} e^{-\frac{E_g}{2KT}}$	$n_i^2 = n \cdot p \dots n = N_D$ $n_i^2 = N_D \cdot p$	$n_i^2 = n \cdot p \dots p = N_A$ $n_i^2 = N_A \cdot n$
Position du niveau de fermi	$E_F = \frac{E_C + E_V}{2} + \frac{KT}{2} \ln\left(\frac{N_V}{N_C}\right)$	$E_F = E_C + KT \ln\left(\frac{N_D}{N_C}\right)$	$E_F = E_V + KT \ln\left(\frac{N_V}{N_A}\right)$
Conductivité	$\sigma_i = en_i(\mu_n + \mu_p)$	$\sigma = eN_D \mu_n$	$\sigma = eN_A \mu_p$
résistivité	$\phi_i = \frac{1}{\sigma_i} = \frac{1}{en_i(\mu_n + \mu_p)}$	$\phi = \frac{1}{\sigma} = \frac{1}{eN_D \mu_n}$	$\phi = \frac{1}{\sigma} = \frac{1}{eN_A \mu_p}$
Les courants de conduction	$J = \sigma_i * E$ $J = en_i (\mu_n + \mu_p) * E$	$J_n = ne\mu_n E$	$J_p = ne\mu_p E$

Tableau II.2: Les semi-conducteurs intrinsèque et extrinsèque (type P type N)

### II.8. La jonction PN :

Une jonction PN est la mise en contact de deux semi-conducteurs l'un de type P et l'autre de type N, elle désigne une zone du cristal où le dopage varie brusquement, passant d'un dopage P à un dopage N. Lorsque la région dopée P est mise en contact avec la région N, les électrons et les trous diffusent spontanément de part et d'autre de la jonction, créant ainsi une zone de déplétion où la concentration en porteurs libres est quasiment nulle.

### II.8.1. Etude de la jonction en équilibre :

La mise en contact de deux semi-conducteurs l'un de type P et l'autre de type N entraîne la diffusion des porteurs majoritaires : les électrons majoritaires de la région N diffusent vers la région P et les trous majoritaires de la région P diffusent vers la région N. La diffusion des porteurs de côté et de l'autre de jonction laissent des ions fixes chargés positivement du côté N et négativement de côté P de la jonction. La région formée par les ions fixes est appelée zone de charge d'espace (ZCE), elle est déserte de porteurs mobiles. Dans la ZCE se crée un champ électrique qui se dirige de N vers P de manière à s'opposer à la diffusion des porteurs majoritaires.

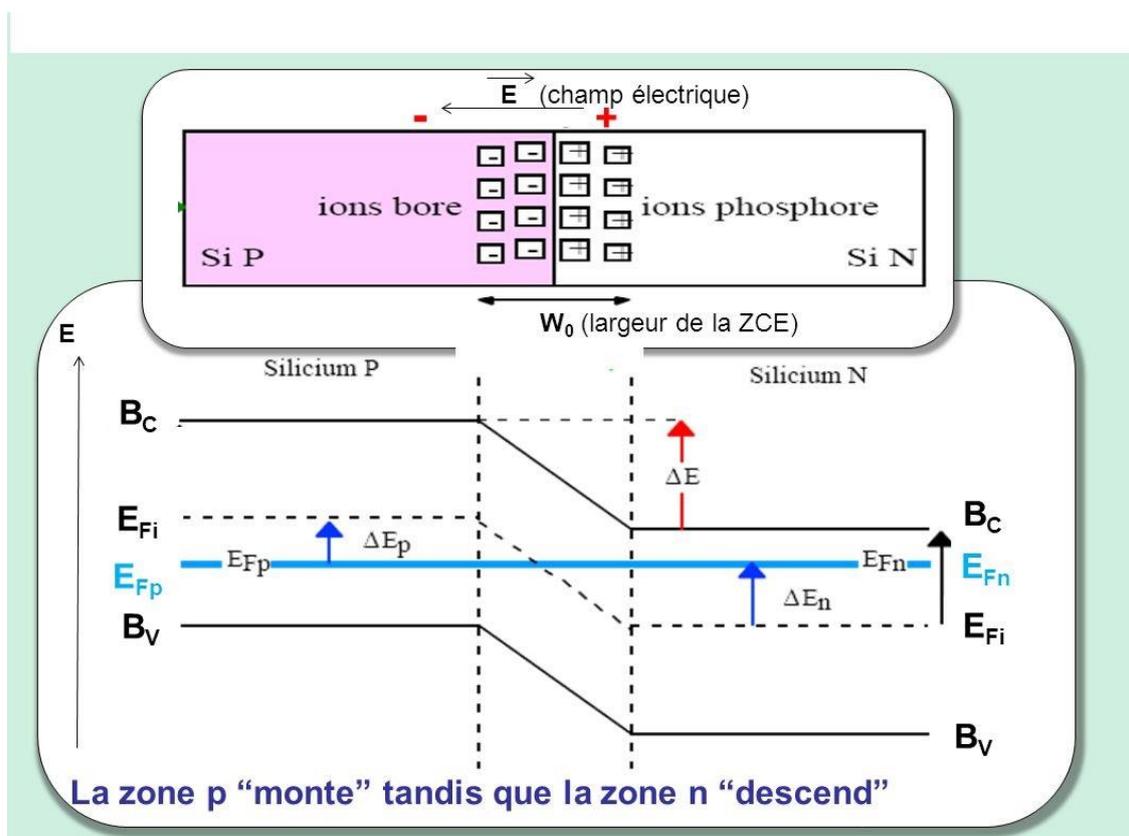


Figure II.10 : la jonction PN à l'équilibre.

## II.9. Jonction PN sous éclairement :

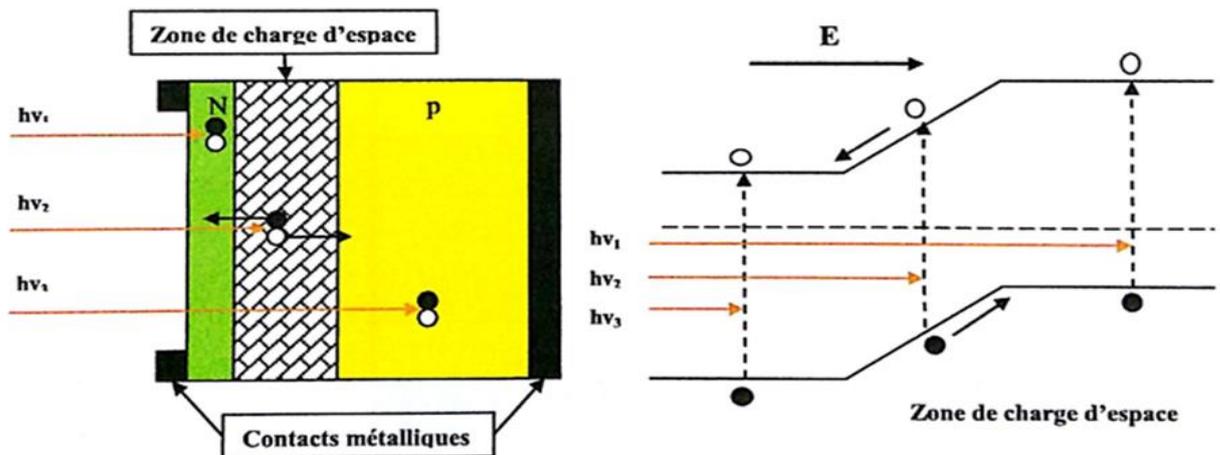


Figure II.11: structure de la jonction PN sous éclairement.

Pour une jonction PN sous éclairement, les photons incidents ayant une énergie ( $h\nu > E_g$ ) créent des paires électron-trou dans les trois régions (P, N et la ZCE), le comportement des porteurs créés diffère suivant le lieu de leur création comme le montre les cas suivant :

- Si la paire ( $e^-$ ,  $t$ ) est créée dans la région P ; les électrons qui y sont les porteurs minoritaires traversent la jonction et vont du côté N.
- Si la paire ( $e^-$ ,  $t$ ) est créée dans la région N, les trous qui y sont des porteurs minoritaires traversent la jonction et vont du côté P.
- Si la paire ( $e^-$ ,  $t$ ) est créée dans la ZCE, elle va être dissociée sous l'influence du champ électrique interne qui règne dans cette zone ou l'électron est propulsé vers la zone N et le trou vers la zone P.

Sous éclairement il apparaît un excès d'électrons dans la zone N et un autre du côté P, l'apparition de cet excès donnera naissance à une différence de potentiel entre les deux régions, la diffusion des porteurs minoritaires donne naissance à un photo-courant de génération et le courant total est donné par la relation suivante :

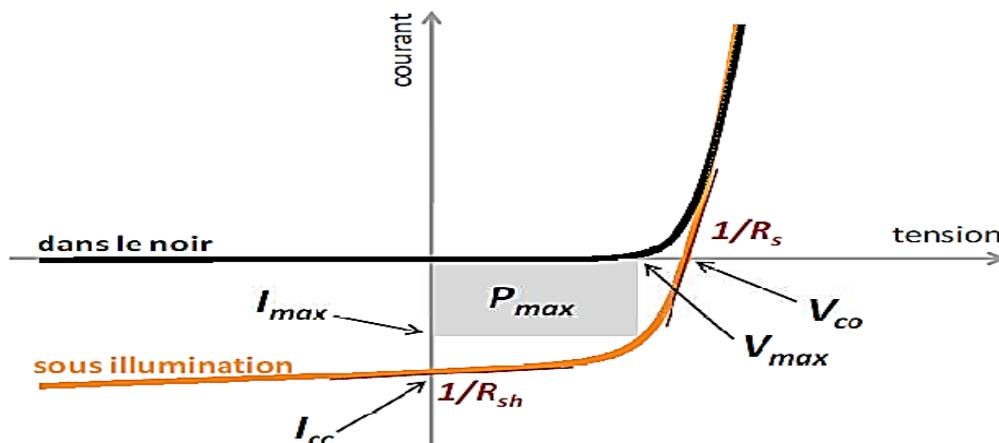
$$I_{PH} = I_{PH \text{ diffusion}} + I_{PH \text{ génération}}$$

## II.10. Paramètres photovoltaïques :

Il existe de nombreux paramètres qui permettent de caractériser une

cellule solaire. Ces paramètres sont appelés paramètres photovoltaïques et sont déduits de la caractéristique  $I(V)$ .

La figure II.12 représente une caractéristique courant-tension  $I(V)$  dans le noir et sous illumination typique d'une cellule photovoltaïque à jonction PN. Le tracé de cette courbe permet d'accéder à bon nombre de paramètres physiques caractéristiques du composant. Les premiers paramètres qui apparaissent sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque sont le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ), la tension à circuit ouvert ( $V_{co}$ ) et le facteur de forme ( $FF$ ) du composant.



**Figure II.12 :** Caractéristique courant-tension et paramètres physiques d'une cellule photovoltaïque.

### II.10.1. Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) :

Il s'agit du courant lorsque le potentiel appliqué à la cellule est nul. C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir. Celui-ci est fonction de la température, de la longueur d'onde du rayonnement, de la surface active de la cellule, de la mobilité des porteurs. Ce courant est linéairement dépendant de l'intensité lumineuse reçue.

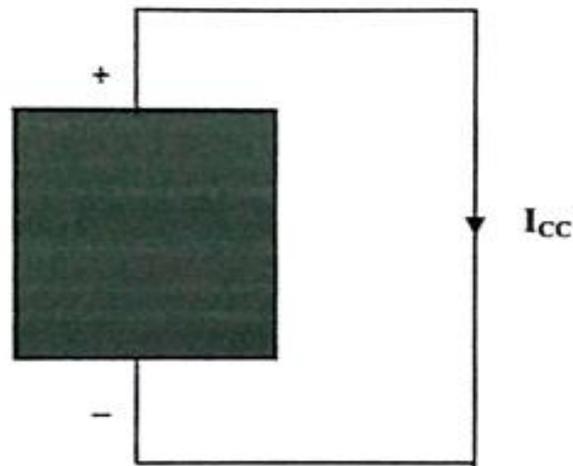


Figure II.13 : Le courant de court-circuit  $I_{cc}$

### II.10.2. Tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ) :

Comme son nom l'indique, c'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie. Elle dépend essentiellement du type de cellule solaire (jonction PN, jonction Schottky), des matériaux de la couche active et de la nature des contacts de la couche active-électrode. Elle dépend de plus de l'éclairement de la cellule.

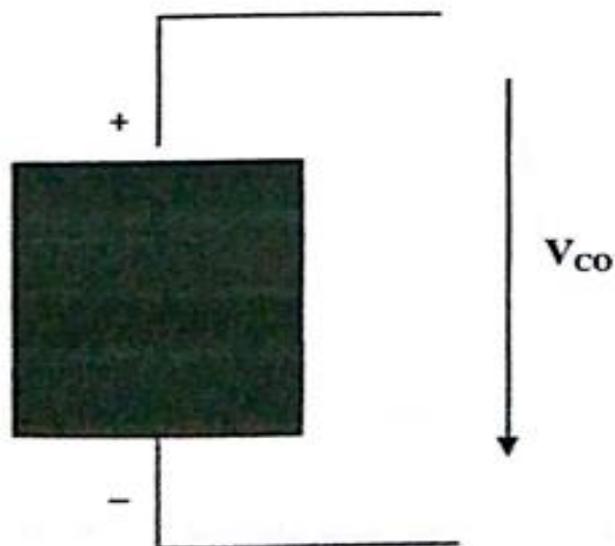


Figure II.14 : La tension de circuit ouvert  $V_{co}$

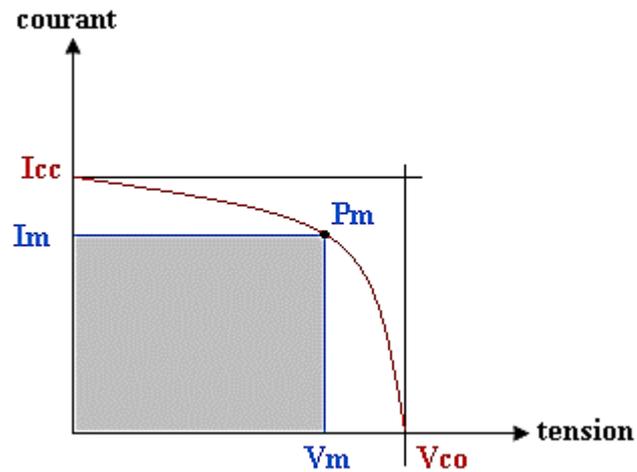


Figure II.15: puissance maximale sur une caractéristique courant-tension.

### II.10.3. Facteur de forme, FF :

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique  $I(V)$  pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de remplissage ou fill factor ( $FF$ ). Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée  $P_{max}$  et la puissance formée par le rectangle  $I_{cc} \cdot V_{co}$ . Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales [22]. Il est défini par la relation suivante:

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (II.9)$$

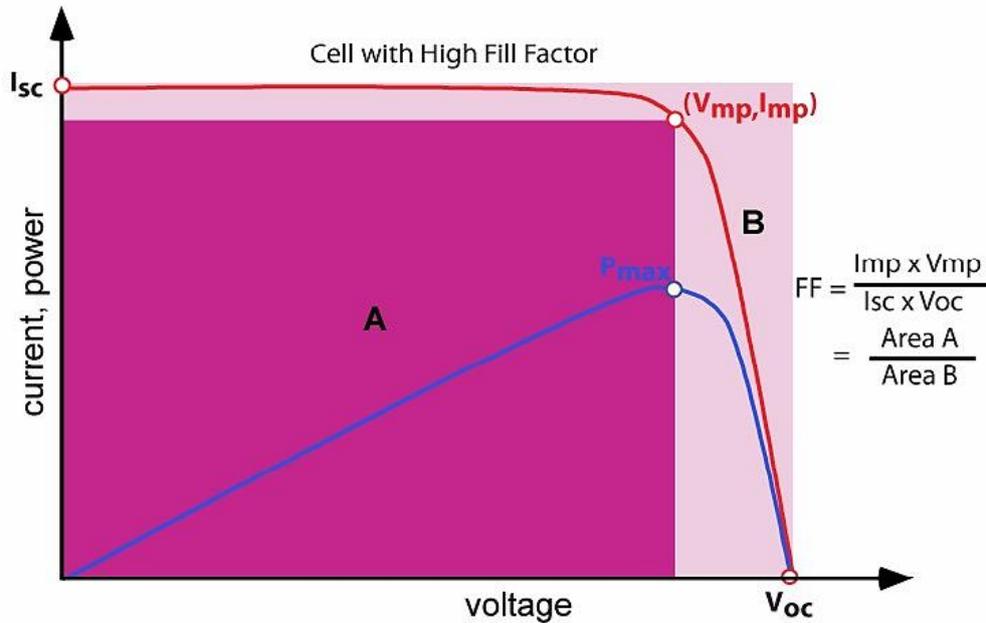


Figure II.16: Représentation du facteur de forme [1]

#### II.10.4. Le rendement :

Le rendement, des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente,  $P_{in}$  ( $W/cm^2$ )

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc}}{P_{in}} \cdot FF \quad (II.10)$$

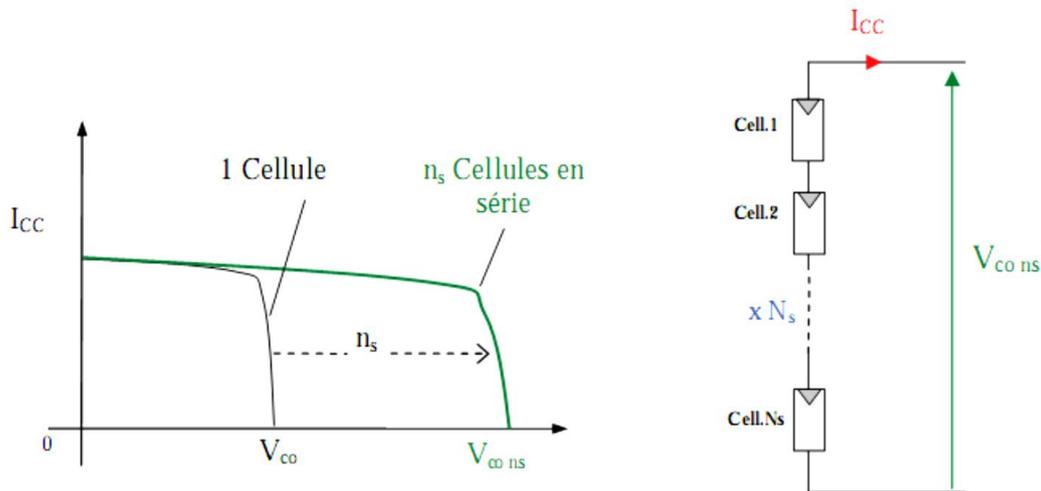
#### II.11. Association des modules :

Dans des conditions d'ensoleillement standard ( $1000W/m^2$  ;  $25^\circ C$  ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de  $150\text{ cm}^2$  est d'environ  $2.3\text{ Wc}$  sous une tension de  $0.5V$ . Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [1].

##### II.11.1. Association en série :

Une association de  $n_s$  cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même

courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule (figure II.17). L'équation (II.11) résume les caractéristiques électriques d'une association série de  $n_s$  cellules.



**Figure II.17:** Caractéristiques résultantes d'un groupement de  $n_s$  cellules en série.

$$V_{CO_{n_s}} = n_s \times V_{CO} \text{ Et } I_{CC} = I_{CC_{n_s}} \quad (\text{II.11})$$

Les expressions de la tension ( $T_{mod}$ ) et du courant ( $I_{mod}$ ) du module sont :

$$V_{mod} = \sum V_{cel} \quad (\text{II.12})$$

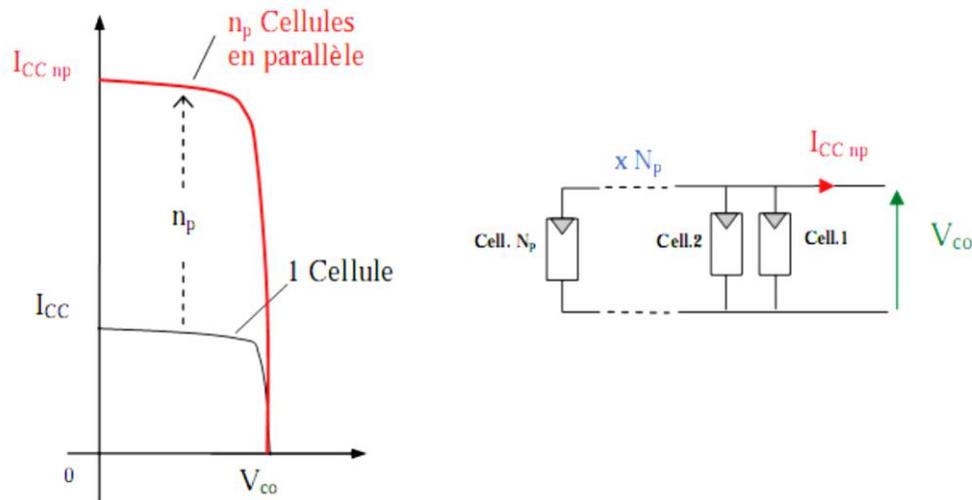
$$I_{mod} = \sum I_{cel} \quad (\text{II.13})$$

Où :  $V_{cel}$  et  $I_{cel}$  sont respectivement la tension et le courant d'une cellule PV.

### II.11.2. Association en parallèle :

Une association parallèle de  $n_p$  cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants, figure (II.18). L'équation (II.14) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de  $n_p$  cellules.

$$\text{Avec : } I_{SC_{np}} = n_p \times I_{SC} \quad \text{et } V_{OC_{np}} = V_0 \quad (\text{II.14})$$



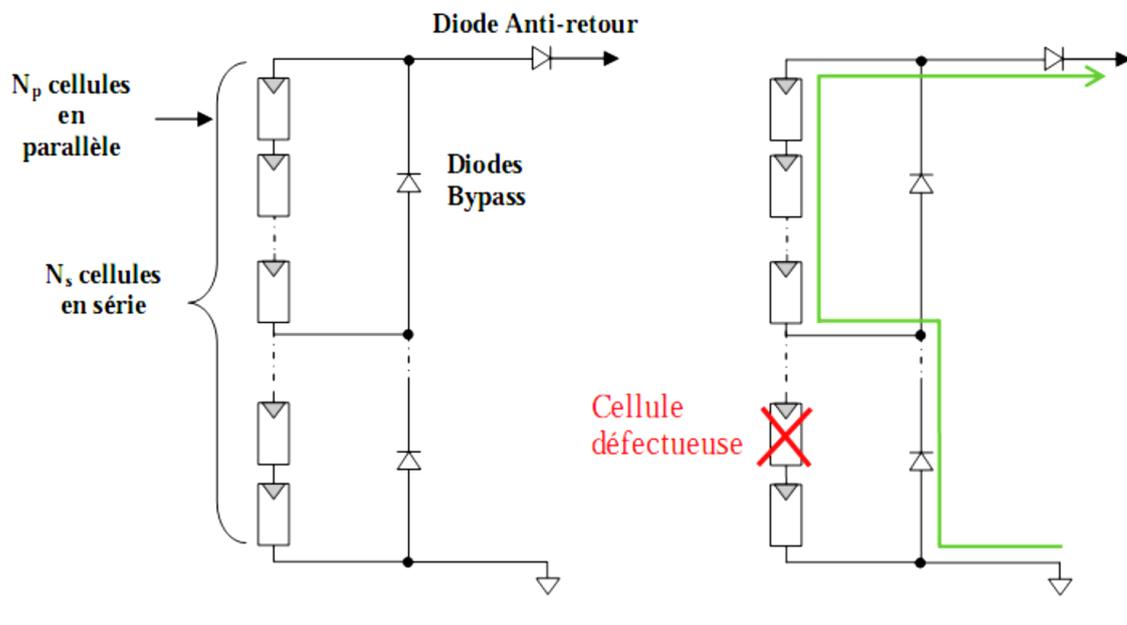
**Figure II.18:** caractéristique résultante d'un groupement en parallèle  $n_p$  cellules identiques.

### II.11.3. Regroupement des cellules (série et parallèle) :

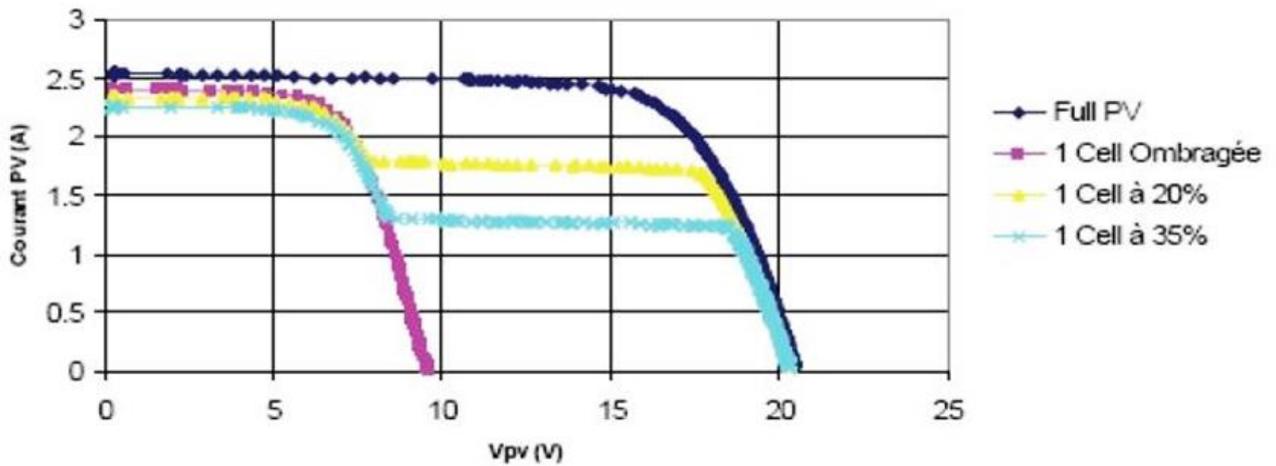
La caractéristique ( $I_{pv} - V_p$ ) d'un générateur solaire peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de ( $N_s \cdot N_p$ ) cellules en série /parallèle. La caractéristique globale peut en outre, varier en fonction de l'éclairement, température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement.

De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et devient un élément récepteur. Celle-ci se trouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène du point chaud. Pour remédier à ce phénomène, on équipe donc les panneaux photovoltaïques des diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives figure (II-17-a). Des mesures réalisées sur un module photovoltaïque commercial de (85Wc) sur lequel on occulte volontairement (à différents niveaux d'ombrage) une des (36) cellules qui composent le générateur sont consignées en figure II.16.

On observe bien la déformation de la courbe ( $I_{pv}$ - $V_p$ ) liée à un effet d'ombrage partiel du module PV. La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indiqué en figure (I.16-b), évitant ainsi la circulation du courant inverse au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du panneau. La dégradation d'une seule cellule condamne donc le groupe de cellules associées à la cellule défectueuse, elle est protégée par la diode (by-pass) à ne pas produire de puissance. Ce phénomène de perte parallèle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protection. Un tel regroupement des cellules (série et parallèle) avec diode de protection sont représentés par la figure qui suit [11].



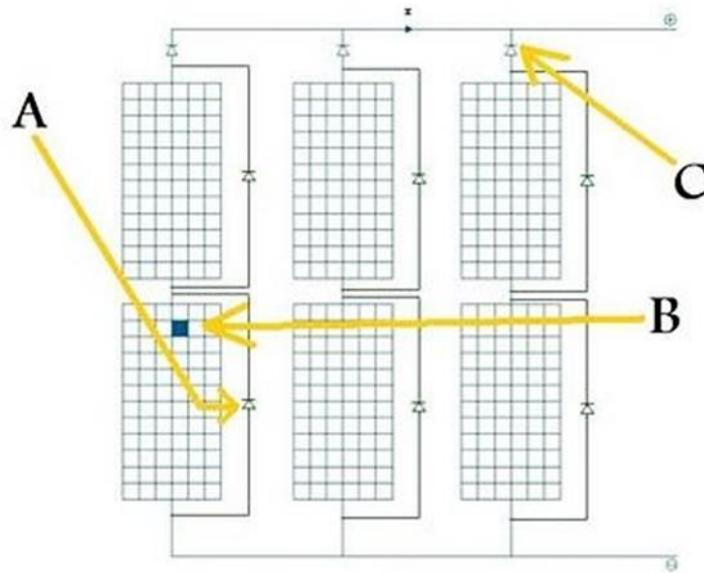
**Figure II.19:** a)- Architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protection. b)- Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation  $I_{pv}$  [11].



**Figure II.20 :** caractéristique ( $I_{pv}$ - $V_{pv}$ ) d'un panneau photovoltaïque (BP585) et effet d'une des (36) cellules qui composent le module PV [6].

### II.12. La diode anti-retour/ diode By-pass :

Lorsqu'une cellule est ombrée, elle ne produit plus d'électricité. Du coup, les autres cellules, dans un élan de générosité, vont l'alimenter en énergie « pour combler » ce manque de production de la cellule ombrée. En réalité, la cellule ombrée passe de génératrice (génère de l'électricité) à réceptrice (reçoit de l'électricité). Ce que les cellules ne savent pas, c'est qu'en alimentant en énergie leur camarade ombrée, ils vont l'user prématurément jusqu'à ce qu'elle se détruise complètement et c'est très rapide. Les constructeurs placent donc des diodes By-pass (Figure II.19).



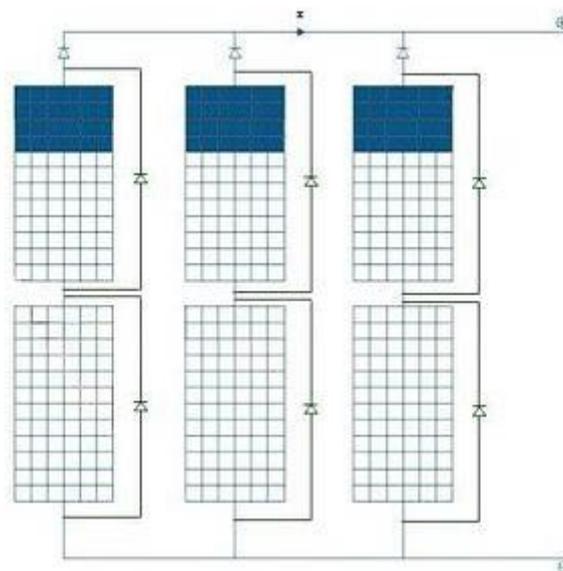
**Figure II.21:** un panneau solaire déconnecté

A : la diode by-pass.

B : la cellule ombrée.

C : la diode anti-retour.

Les diodes by-pass servent à court-circuiter un ensemble de cellules afin d'éviter la destruction de celle qui est ombrée. Ici, ci-dessus, nous avons donc 72 cellules déconnectées de l'installation solaire. C'est un panneau photovoltaïque entier. Cependant, la question qui se pose : que ce passe-t-il dans la figure II.20 ci-dessous ?



**Figure II.22 :** trois panneaux solaires déconnectés.

L'installation solaire photovoltaïque est déconnectée à moitié. Trois panneaux (ceux du bas) fonctionnent normalement, tandis que les trois des hauts sont déconnectés (Figure II.18). D'où la plus grande importance et la nécessité de positionner ses panneaux solaires de telle sorte qu'ils ne soient jamais ombrés à n'importe quelle heure de la journée.

Les diodes anti-retour servent à empêcher les panneaux solaires fonctionnels d'alimenter ceux qui ont été déconnectés. C'est le même principe que la diode By-pass, sauf qu'au lieu d'agir sur les cellules, on agit sur les panneaux.

### **II.13. Influence de la température et de l'éclairement :**

La caractéristique d'une cellule PV (ou d'un générateur PV) est directement dépendante de l'éclairement et de la température.

Les variations du courant et de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairements à température maintenue constante 25°C, les figures II.23 et II.24 montrent clairement l'existence de maximum sur les courbes de puissance correspondant aux Points de Puissance Maximale  $P_{max}$ . Lorsque l'irradiation varie pour une température donnée, le courant de court-circuit  $I_{cc}$  varie proportionnellement à l'irradiation. Dans un même temps, la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  (à vide) varie très peu.

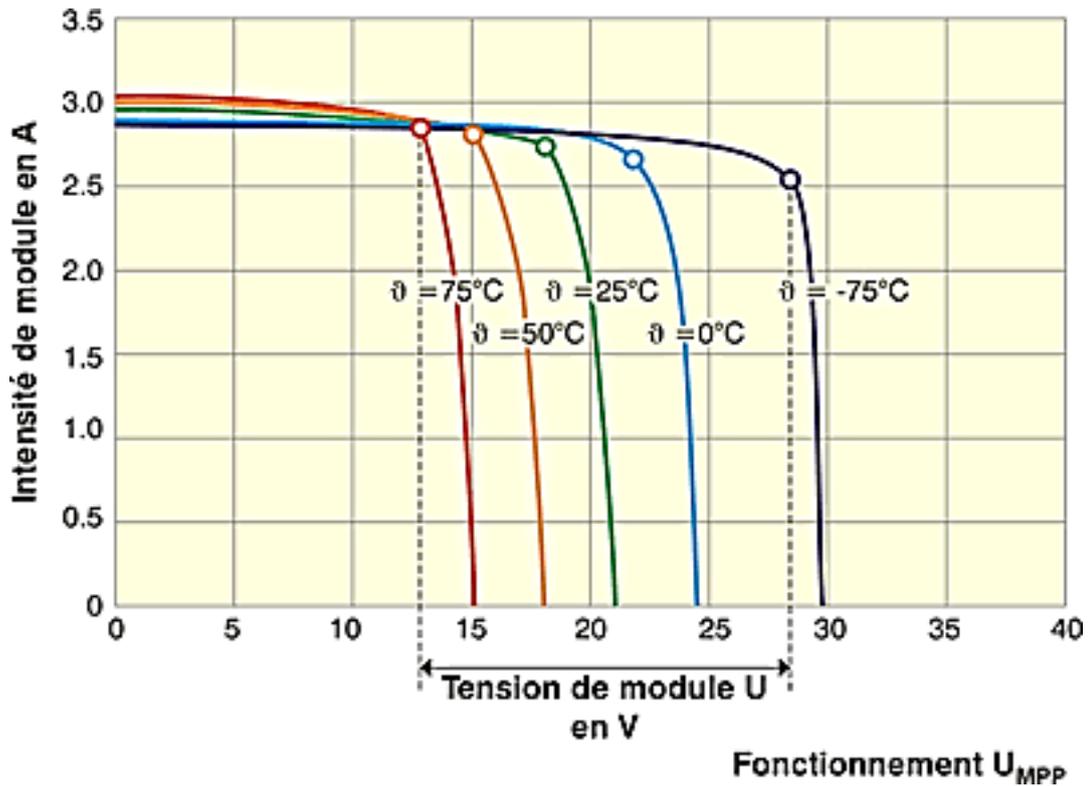


Figure II.23: Influence de la température sur la caractéristique I (V).

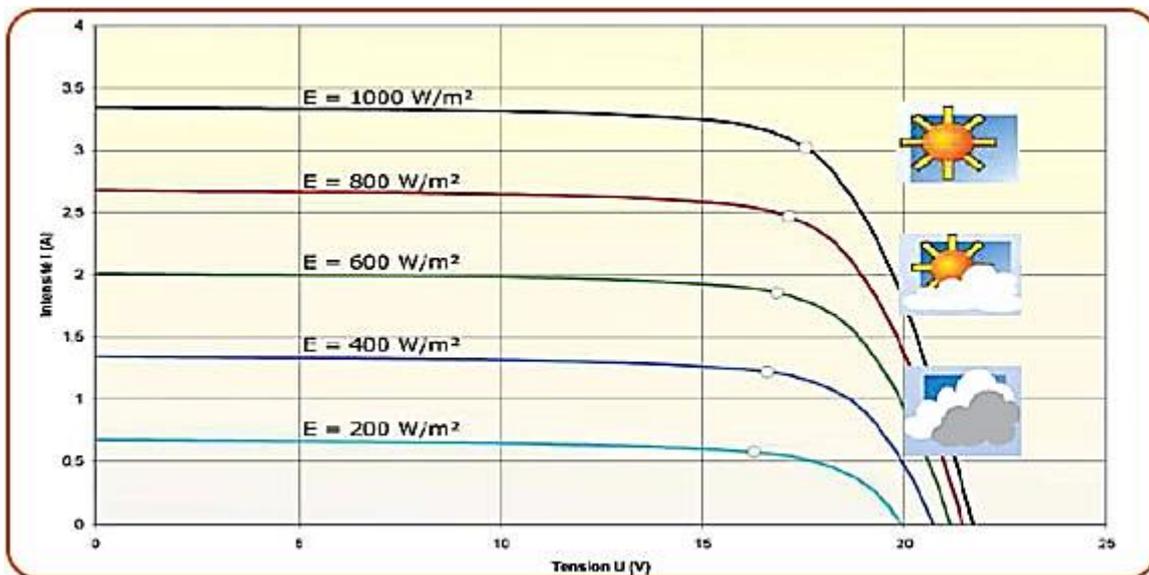


Figure II.24: Influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V).

On s'aperçoit donc que la maîtrise de cette énergie photovoltaïque n'est pas aussi simple qu'il n'y paraît. La production de courant dans un module photovoltaïque du commerce est donc limitée par la cellule la plus faible de l'ensemble. Généralement, lors de l'assemblage des cellules, il est

nécessaire de les trier en fonction de leurs caractéristiques électriques afin d'obtenir une association homogène et ainsi éviter de limiter la puissance fournie par le panneau à cause d'une dispersion des cellules. De plus, le vieillissement des cellules peut produire une dispersion des caractéristiques. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis (ensoleillement inhomogène, température, salissures, neige, pluie, dépôt de feuilles mortes..) fait de l'énergie photovoltaïque une ressource difficilement maitrisable [11].

#### **II.14. Conclusion :**

Nous avons présenté dans ce présent chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système photovoltaïque. Aussi que les principes de fonctionnement de chaque élément.

## Chapitre III :

### Réalisation du Banc d'essai

#### III.1. Introduction

Dans un premier temps, nous exposerons les connaissances théoriques permettant de familiariser avec les différentes puissances relatives à l'énergie solaire, puis nous aborderons la réalisation de notre banc d'essai à travers le matériel nécessaire mis à notre disposition pour réaliser les mesures.

#### III.2. Etude théorique d'un panneau photovoltaïque

##### III.2.1. Energie fournie par le soleil [12]

En une seconde, le soleil fournit quelques 400.000 zettaWatts (zt) d'énergie, soit  $4 \cdot 10^8$  TéraWatts, soit  $4 \cdot 10^{23}$  watts par seconde, une quantité difficile à représenter .... Une énergie produite par une fusion nucléaire produit autant d'énergie qu'un milliard de milliards de centrales nucléaires. La production totale des centrales nucléaires est de 413 TW, soit 1,130TW par seconde. Quand le rayonnement du soleil varie d'un seul watt par m<sup>2</sup>, cela peut provoquer un changement de température de l'ordre du dixième de degré sur Terre, ce qui est énorme. Pendant qu'elle voyage vers la surface du Soleil, l'énergie est continuellement absorbée et réémise à des températures de plus en plus basses, ce qui fait que lorsqu'elle atteint la surface, elle est principalement constituée de lumière visible. Après avoir parcouru les 4/5èmes du trajet vers la surface, l'énergie est plus portée par les courants de convection plutôt que par radiation. Il faut 50 millions d'années pour qu'un photon parvienne à la surface. La masse du Soleil est de 2 milliards de milliards de milliards de tonnes (ou  $2 \cdot 10^{27}$ ), soit une masse mille fois supérieure à celle de toutes les planètes du Système solaire réunies. Le phénomène de combustion solaire devrait se poursuivre encore 4,55 milliards d'années.

##### III.2.2. Energie théorique récupérée par le panneau photovoltaïque [13]

La production d'une cellule photovoltaïque dépend évidemment du soleil. Par conséquent il est impossible de dire par avance quelle quantité d'électricité produira un panneau solaire : la production sera différente selon l'endroit où vous l'installerez et même suivant la position que vous lui donnerez.

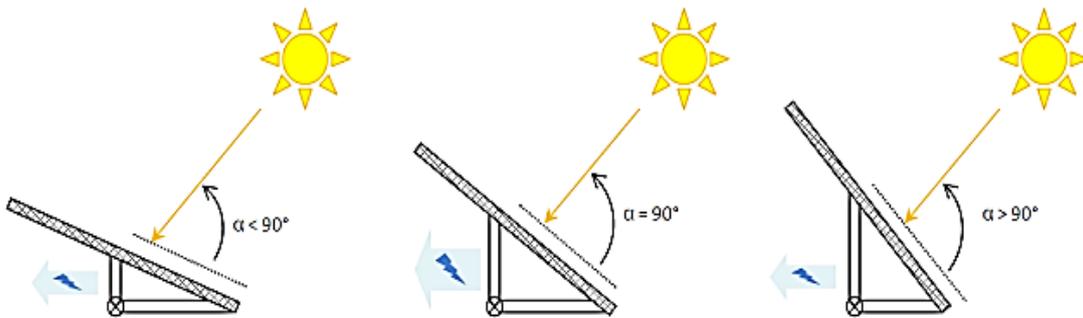
L'énergie produite dans des conditions réelles sera en général nettement inférieure à celle qui aurait été produite dans des conditions standards. Elle dépendra essentiellement de 3 facteurs :

- le rayonnement global journalier, c'est-à-dire l'ensoleillement
- la position des panneaux solaires (orientation et inclinaison)
- la température.

### III.2.3. Pertes liées à l'orientation de panneau [13]

#### III.2.3.1 Angle d'incidence

L'angle formé par les rayons du soleil et le panneau solaire est appelé angle d'incidence (noté  $\alpha$ ). La production est maximale si les rayons du soleil atteignent la surface du panneau perpendiculairement à midi (heure solaire).



**Figure III.1** : angle d'incidence sur un module photovoltaïque.

Inclinaison de  $90^\circ$  par rapport aux rayons du soleil (au centre) = production optimale

En général, on cherche à optimiser la production pendant le mois de plus faible ensoleillement : il faut donc que les rayons du soleil soient perpendiculaires au panneau pendant ce mois.

L'angle d'incidence joue un rôle majeur pour les rendements du panneau. Il est défini selon l'équation suivante :

$$\eta = 100 \times \sin(\alpha) \quad (\text{III.1})$$

Avec :

$\eta$  : le rendement.

$\alpha$  : L'angle d'incidence en ( $^\circ$ ).

### III.2.3.2. Angle d'inclinaison

L'angle d'inclinaison correspond à l'angle formé par le plan du module solaire par rapport à l'horizontale. L'évolution de la trajectoire du soleil variant selon les saisons, l'angle d'inclinaison (pour un module photovoltaïque n'étant pas muni d'un système rotatif) est plus réduite en été et plus importante en hiver. L'inclinaison d'un module photovoltaïque par rapport à l'horizontale est donnée par la relation suivante :

$$\beta = L - \sin^{-1} \left( 0.4 \times \left( \frac{N \times 360}{365} \right) \right) \quad (\text{III.2})$$

Avec :

L : latitude du lieu

N : nombre de jour entre l'équinoxe de printemps (21 mars de chaque année) et le jour considéré, cette relation permettant un rendement supérieur n'est valable que lorsque le module solaire en question est muni d'un système qui lui permet de s'incliner.

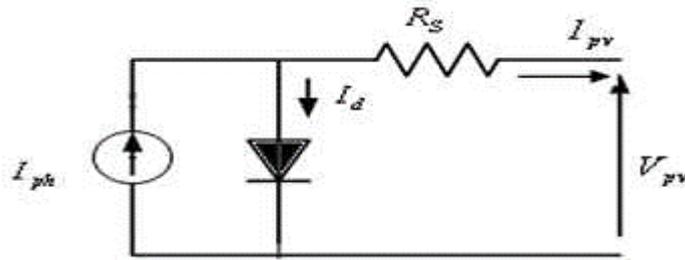


Figure III.2 : Angle d'inclinaison du panneau photovoltaïque.

## III.3. Puissance maximale récupérée par le panneau photovoltaïque

### III.3.1. Modèle de Borowy et salameh (modèle1) [14]

En 1996, Borowy et Salameh ont proposé un modèle permettant de calculer la puissance électrique maximale aux bornes d'un capteur photovoltaïque. Ce modèle est basé sur le circuit équivalent à une diode, figure (III-3).



**Figure III.3:** Schéma équivalent du modèle à une exponentielle.

Ce modèle fait usage des spécifications des modules PV offertes par les fabricants, donc il offre une façon très simple de calculer la puissance produite par les modules PV.

Les formules pour calculer le point optimum de tension et le courant sous des conditions arbitraires sont montrées comme suit :

$$I_{max} = I_{cc} \left( 1 - C_1 \cdot \left( \exp\left(\frac{V_{max}}{C_2 \cdot V_{co}}\right) - 1 \right) \right) + \Delta I \quad (III.3)$$

Avec :

$I_{max}$  : est le courant maximum correspondant au point de fonctionnement du module PV.

$I_{cc}$  : le courant de court-circuit du module.

$V_{co}$  : la tension du circuit ouvert du module.

$C_1$  et  $C_2$  sont des paramètres qui peuvent être calculés par l'équation par l'équation (III.4) et (III.5) respectivement

$$C_1 = \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right) \cdot \exp\left(\frac{-V_{mp}}{C_2 \cdot V_{co}}\right) \quad (III.4)$$

$$C_2 = \frac{V_{mp}/V_{co} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}}\right)} \quad (III.5)$$

$I_{mp}$  : le courant maximal sous conditions standards ( $G=1000W/m^2$ ,  $T=25^\circ C$ ).

$V_{mp}$  : la tension maximale du module sous conditions standards.

La tension  $V_{max}$  du module est déterminée par l'équation suivante :

$$V_{max} = V_{mp} \left( 1 + 0,0539 \cdot \ln \left( \frac{G}{G_0} \right) \right) + \beta_0 \cdot \Delta T - R_s \cdot \Delta I \quad (\text{III.6})$$

Avec :

$G$  : éclairement solaire incident sur un plan incliné ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

$\alpha_0$  : coefficient du courant en fonction de la température ( $\text{A}/^\circ\text{C}$ ).

$\beta_0$  : Le coefficient de la tension en fonction de la température ( $\text{V}/^\circ\text{C}$ )

$G_0$  : l'irradiation solaire de référence sous conditions standards, ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ ) La résistance série  $R_s$  est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts des faces avant et arrière du panneau photovoltaïque.

$\Delta I$ , est un paramètre qui dépend de la différence de température et de

l'éclairement solaire. Il est défini par équation (III.7).

$$\Delta I = \alpha_0 \cdot \left( \frac{G}{G_0} \right) \cdot \Delta T + \left( \frac{G}{G_0} - 1 \right) \cdot I_{cc} \quad (\text{III.7})$$

Avec:

$$\Delta T = T_c - T_0 \quad (\text{III.8})$$

$T_0 = T_{c\_ref}$  : la température de cellule à la condition de référence.

$T_c$  : température de la cellule, qui varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante, selon la relation linéaire suivante :

$$T_c = T_a + ((NOCT - 20)/800) \cdot G \quad (\text{III.9})$$

$T_a$  : température ambiante.

$NOCT$  : température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating Cell Temperature). Elle est définie comme étant la température de la cellule, si le module est soumis sous certaines conditions comme l'éclairement solaire ( $800 \text{ W}/\text{m}^2$ ), la distribution spectrale (AM1.5), la température ambiante ( $20^\circ\text{C}$ ) et la vitesse de vent ( $> 1\text{m}/\text{s}$ );

Alors la puissance optimale à la sortie d'un module est déterminée par :

$$P_{max} = I_{max} \cdot V_{max} \quad (\text{III.10})$$

Pour un nombre de modules séries  $N_s$  et  $N_p$  parallèles, la puissance maximale produite est déterminée par :

$$P_{max1} = N_s \cdot N_p \cdot I_{max} \cdot V_{max} \quad (III.11)$$

### III.3.2 Modèle de Jones et Underwood (modèle 2) [15]

En 2000, Jones et Underwood ont proposé un autre modèle permettant de calculer la puissance électrique maximale aux bornes d'un capteur photovoltaïque. La puissance maximale est donnée par relation suivante :

$$P_{max2} = FF \cdot \left( I_{cc} \cdot \frac{G}{G_0} \right) \cdot \left( V_{CO} \cdot \frac{\ln(K_1 \cdot G)}{\ln(K_1 \cdot G_0)} \cdot \frac{T_0}{T_c} \right) \quad (III.12)$$

Où  $K_1$  est un coefficient constant, qui peut être calculé par la formule suivante :

$$K_1 = \frac{I_{cc}}{G_0} \quad (III.13)$$

Avec :

Le "facteur de forme" (fill factor) est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir un module photovoltaïque et la puissance qu'il est théoriquement possible d'obtenir (puissance optimale).

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{CO} \cdot I_{cc}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{CO} \cdot I_{cc}} \quad (III.14)$$

Avec :

$P_{mp}$ : la puissance maximale sous conditions météorologiques standards ( $G = 1000\text{W/m}^2$ ,  $T=25^\circ\text{C}$ )

### III.4 Dimensionnement et réalisation d'un banc d'essai :

#### III.4.1 Matériels requis

##### III.4.1.1 Elaboration de l'échangeur

Notre objectif est de refroidir le panneau et pour cela, on a utilisé un échangeur avec chicanes, un extracteur, un rapporteur et une barre trouée.

Préparation de l'échangeur, on commence par :

- Les dimensions correspondantes au panneau photovoltaïque ( $847 \times 546 \times 310 \text{ mm}^3$ )
- Le matériel utilisé pour la fabrication de l'échangeur est l'acier, on lui a ajouté des chicanes en acier ( $230 \times 230 \text{ mm}^2$ ) et on a percé un trou de 120 mm de diamètre à la sortie de l'échangeur pour l'emplacement de l'extracteur.
- Un rapporteur pour mesurer les angles d'incidences.
- Une barre trouée pour fixer les angles d'incidences.



Figure III.4: L'échangeur de chaleur



**Figure III.5 : L'extracteur**



**Figure III.6 : Un rapporteur**



**Figure III.7 : Une barre trouée**

### III.4.1.2 Le panneau photovoltaïque

On a utilisé un panneau monocristallin de dimension ( $845 \times 544 \times 5 \text{ mm}^3$ ), il contient 36 cellules et ses caractéristiques (à la température  $T= 25^\circ \text{ C}$ ) sont :

- Puissance maximale : 50 watts
- Tension à la puissance maximale : 17.98 volt
- Courant à la puissance maximale : 2.78 ampère
- Tension au circuit ouvert ( $V_{co}$ ) : 21.87 volt
- Courant au court-circuit ( $I_{cc}$ ) : 3.04 ampère



Figure III.8: Un panneau photovoltaïque.

### III.4.1.3 Matériels de mesure

Nous avons besoin de :

- Un voltmètre pour mesurer la tension
- Un ampèremètre pour mesurer le courant
- Des fils conducteurs



Figure III.9 : Un voltmètre (à gauche) et un ampèremètre (à droite).



Figure III.10 : Des fils conducteurs.

- On place le panneau et l'échangeur en variant l'angle d'inclinaison de  $0^{\circ}$ ... $45^{\circ}$



Figure III.11 : variation de l'angle d'inclinaison du panneau

### III.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait une étude théorique sur le panneau photovoltaïque, en commençant d'évaluer l'énergie fournie par le soleil, l'énergie récupérée par le panneau, et les paramètres caractéristiques de panneau.

En deuxième lieu Nous avons expliqué les étapes de la réalisation de notre banc d'essai, ensuite nous avons décrit le matériel nécessaire, qui nous permet de faire des essais, afin de bien évaluer la puissance générée par notre panneau en variant la température, l'éclairement et l'angle d'inclinaison.

## Chapitre IV: Analyse des Résultats Expérimentaux

### IV.1. Introduction :

Le but de ce chapitre est de comparer les résultats obtenus dans l'expérience des deux cas (avec et sans refroidissement du panneau photovoltaïque) et ainsi trouver l'incidence optimal pour obtenir une puissance maximale.

### IV.2. Evolution des grandeurs électriques :

Nous allons réaliser et étudier des graphes des différentes grandeurs électriques : l'intensité, la tension et la puissance du panneau photovoltaïque, en variant l'angle d'incidence dans les cas suivants :

#### **1<sup>er</sup> cas : journée du 14 décembre 2016 à 12h06mn (sans refroidissement)**

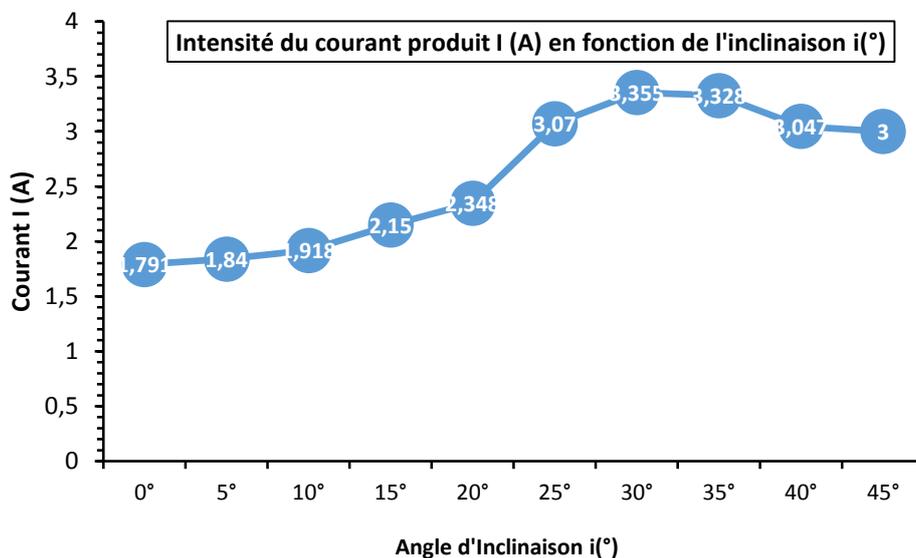


Figure IV.1 : Courant  $I$ (A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

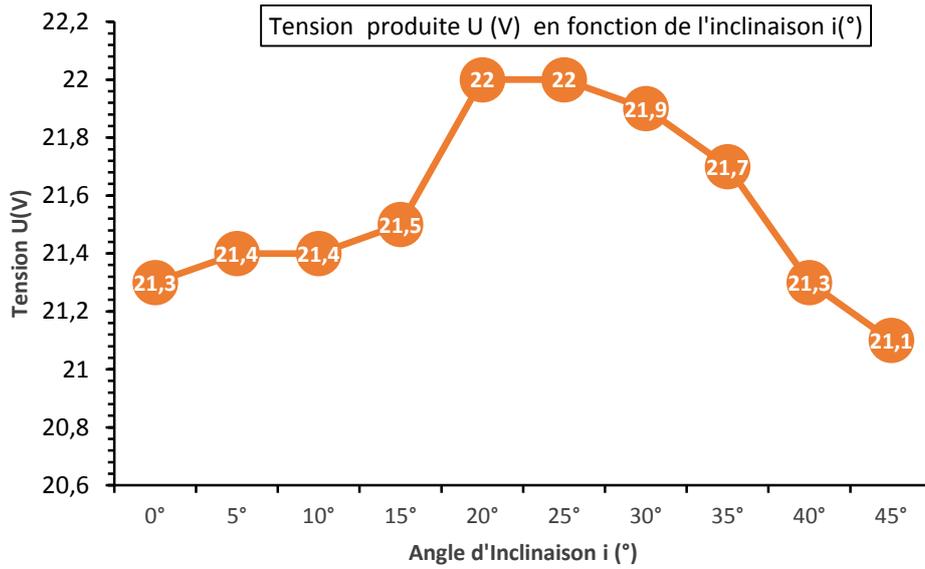


Figure IV.2 : Tension U(V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

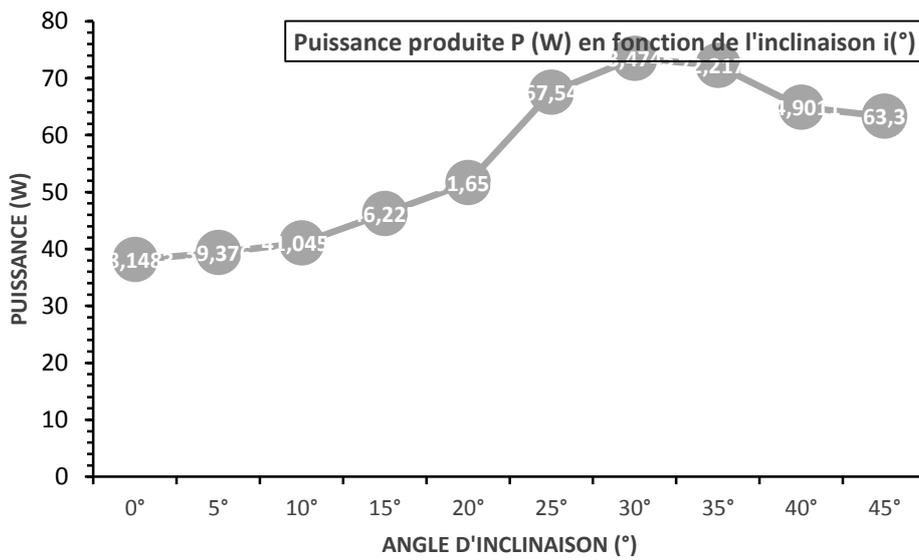


Figure IV.3 : Puissance P(W) en fonction de l'angle d'inclinaison.

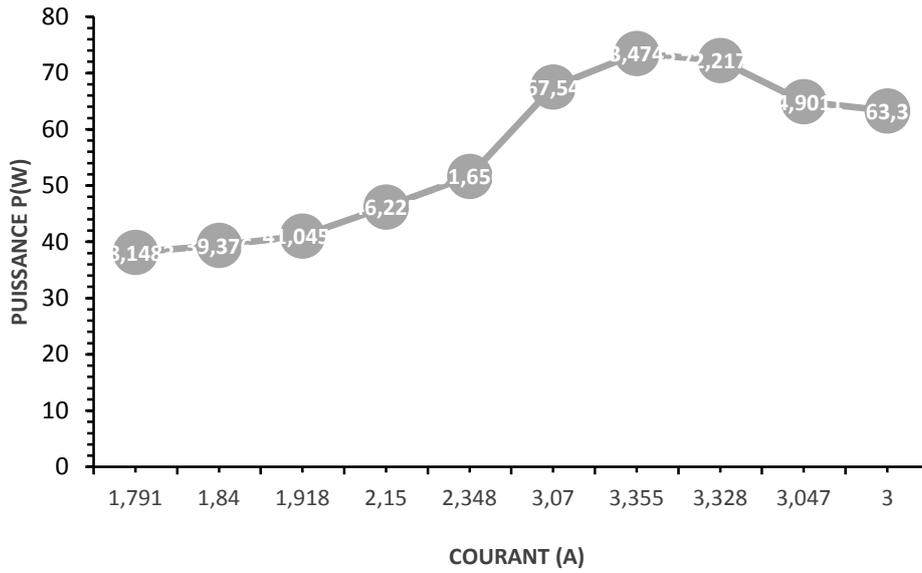


Figure IV.4 : Puissance P(W) en fonction du courant I(A).

**2<sup>ème</sup> cas : journée du 14 décembre 2016 à 13h03mn (sans refroidissement)**

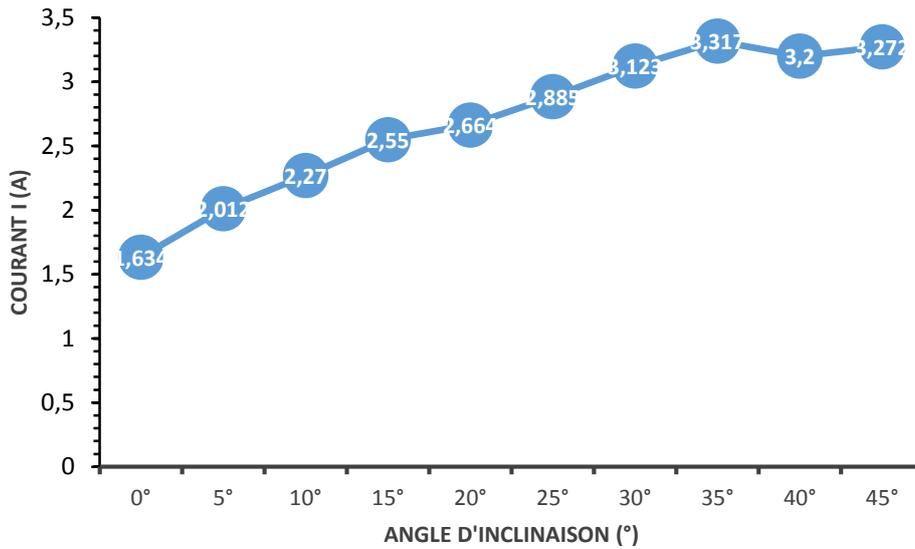


Figure IV.5 : Courant I(A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

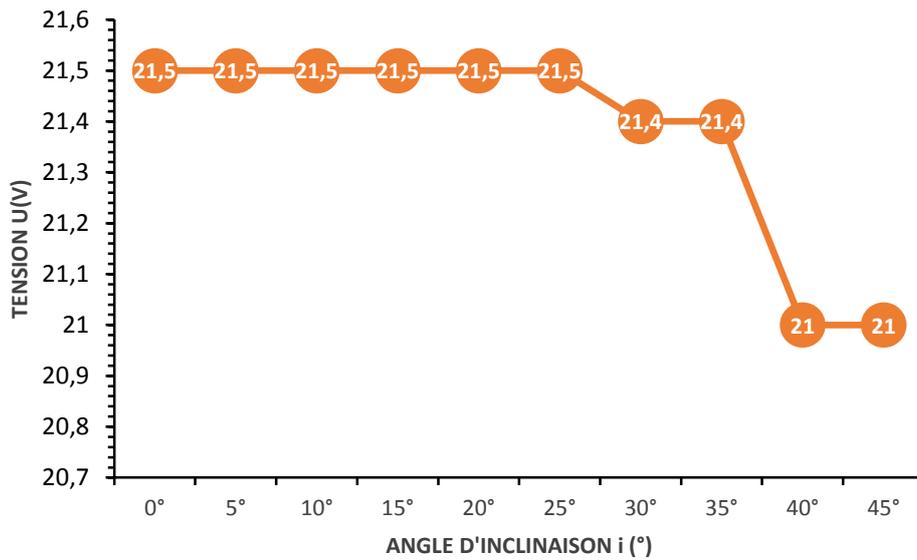


Figure IV.6 : Tension  $U$  (V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

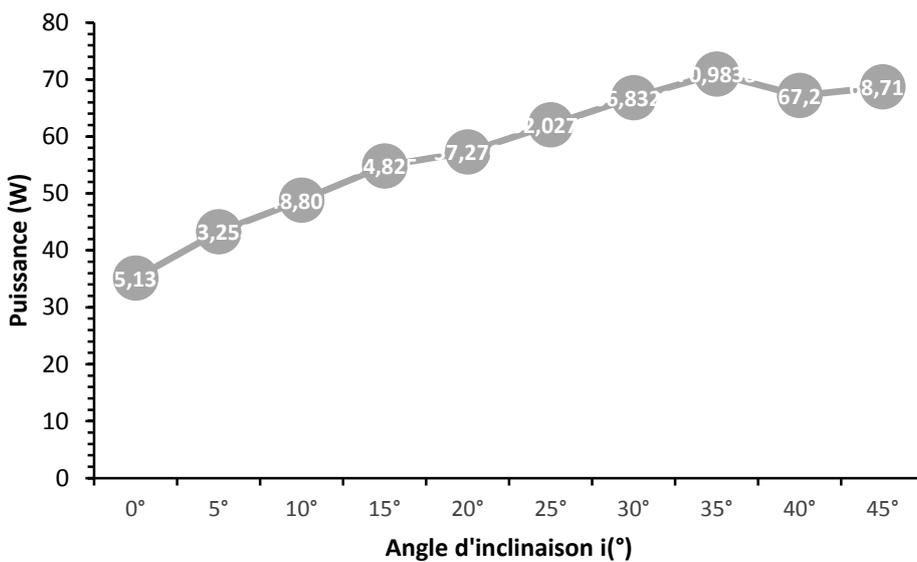


Figure IV.7 : Puissance  $P$  (W) en fonction de l'angle d'inclinaison.

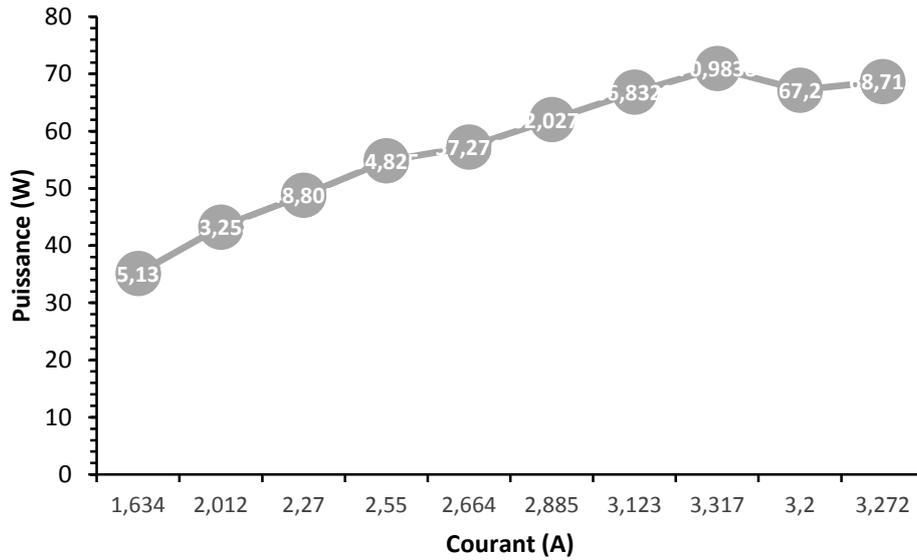


Figure IV.8 : Puissance P(W) en fonction du courant I(A).

**3<sup>ème</sup> cas : journée du 14 décembre 2016 à 14h45mn (avec et sans refroidissement)**

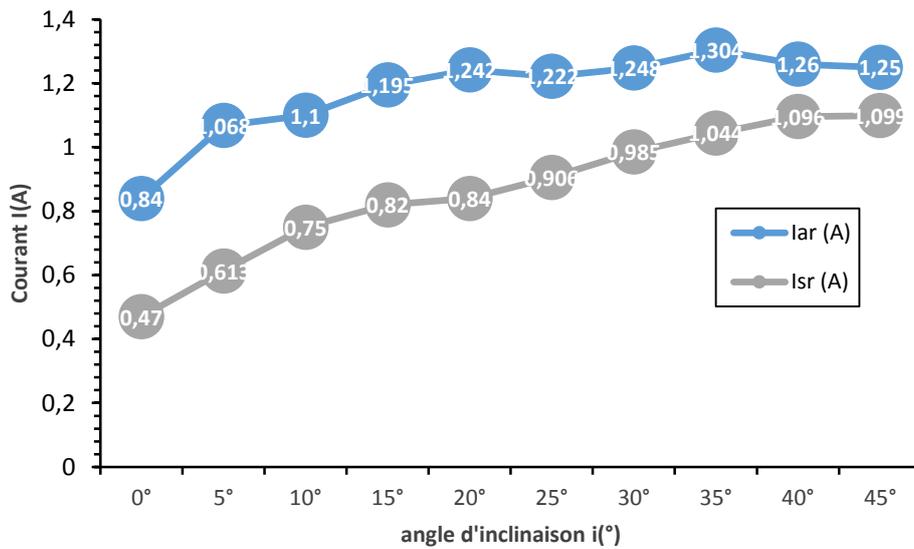


Figure IV.9 : Courant I(A) en fonction de l'angle d'inclinaison.

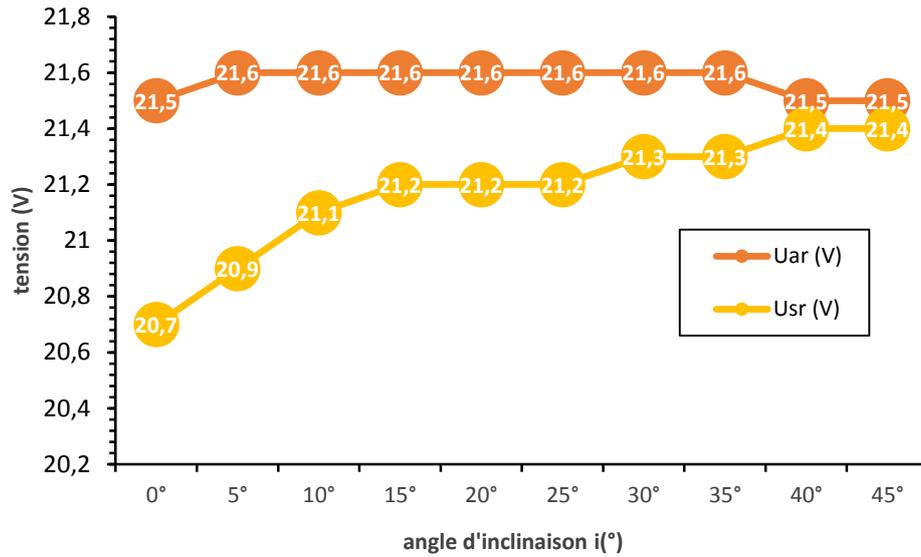


Figure IV.10 : Tension U(V) en fonction de l'angle d'inclinaison.

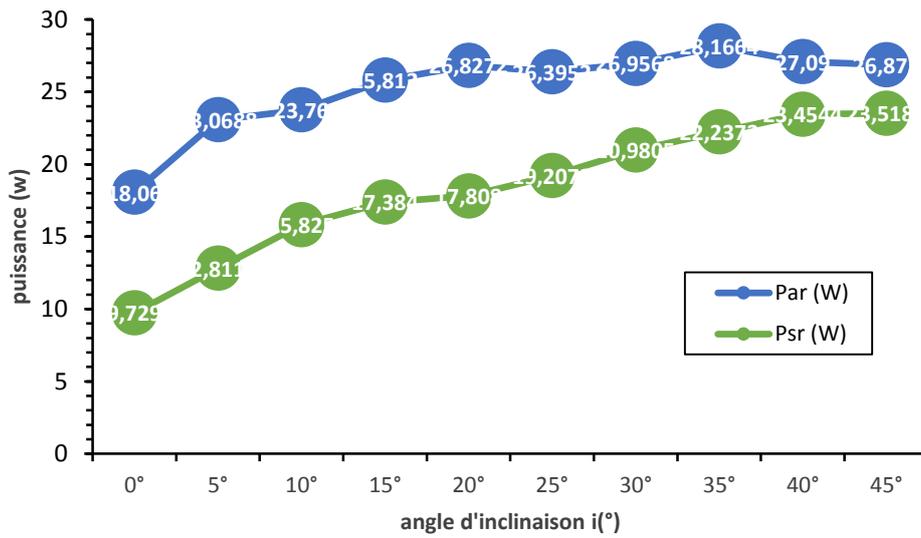


Figure IV.11 : Puissance P(W) en fonction de l'angle d'inclinaison

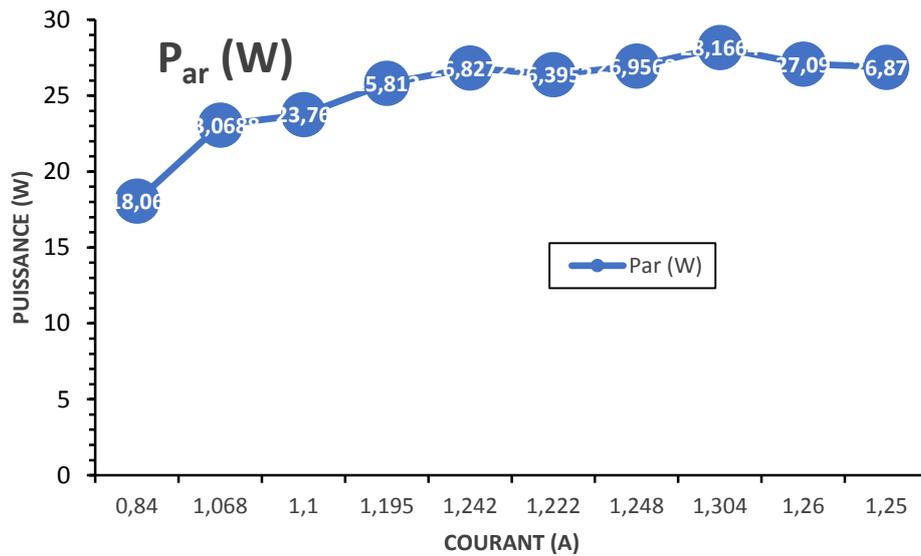


Figure IV.12 : Puissance en fonction du courant I(A).

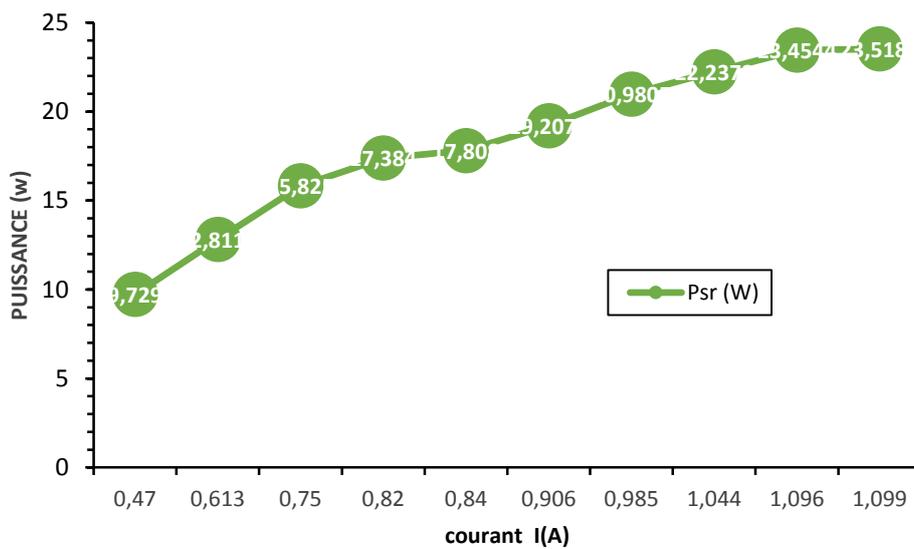


Figure IV.13 : Puissance  $P_{sr}$  (W) en fonction du courant I(A).

#### IV.2.1 Interprétation des résultats

Les études sont effectuées pour plusieurs valeurs de l'éclairement solaire de plus, on a fait une étude comparative entre le refroidissement et sans refroidissement de l'échangeur avec chicane on fixant la température à une valeur constante. Les résultats qui sont présentés sur les figures (IV.1), (IV.2), (IV.3), (IV.5), (IV.6), (IV.7), (IV.9), (IV.10) et (IV.11) donnent la variation de

l'intensité, la tension et la puissance en fonction de l'angle d'inclinaison du module photovoltaïque. On remarque, que les grandeurs électriques délivrées augmentent en fonction de l'angle d'inclinaison jusqu'à atteindre des valeurs maximales correspondants à un angle d'inclinaison optimale 35° et à partir de ce point on déduit une diminution notable des grandeurs électriques (avec et sans refroidissement). Les figures (IV.4), (IV.8), (IV.12) et (IV.13) représentent la puissance en fonction de l'intensité premièrement, la puissance maximale obtenues sont différentes suivant les cas de l'expérience et la mise en œuvre de refroidissement de l'échangeur ( $P_{ar} > P_{sr}$ ), à chaque valeurs de l'angle d'inclinaison deuxièmement, on constate que la puissance maximale fournie par le panneau photovoltaïque est proportionnelle avec le courant.

L'expression de la puissance électrique est donnée par :

$$P = U \times I$$

### IV.3. Le rendement du panneau photovoltaïque :

$$\text{Rendement} = \frac{\text{Puissance fournie par le module}}{\text{Puissance reçue par le module}} \times 100$$

Comme nous l'avons cité précédemment on a utilisé un panneau photovoltaïque :

Dimensions (**847 × 546 × 50 mm<sup>3</sup>**)

La surface :

$$S = 0.847 \times 0.546 = 0.462462 \text{ m}^2 \quad (\text{IV.1})$$

Pour un rayonnement de **822.28 W/m<sup>2</sup>** :

Donc la puissance reçue par le module est :

$$P_r = 0.462462 \times 822.28 = 380.27 \text{ W} \quad (\text{IV.2})$$

Le rendement du panneau (à 35°) :

- Avec refroidissement  $P = 28.1664 \text{ W}$

$$\eta = \frac{28.1664}{380.27} \times 100 = 7.41\% \quad (\text{IV.3})$$

- Sans refroidissement  $P = 22.2372 \text{ W}$

$$\eta = \frac{22.2372}{380.27} \times 100 = 5.85\% \quad (\text{IV.4})$$

Pour un rayonnement de **814.27 W/m<sup>2</sup>** :

Donc la puissance reçue par le module est :

$$P_r = 0.462462 \times 814.27 = 376.57 \text{ W} \quad (\text{IV.5})$$

Le rendement du panneau (à 35°) :

- Avec refroidissement  $P = 28.1664 \text{ W}$

$$\eta = \frac{28.1664}{376.57} \times 100 = 7.48\% \quad (\text{IV.6})$$

- Sans refroidissement  $P = 22.2372 \text{ W}$

$$\eta = \frac{22.2372}{376.57} \times 100 = 5.905\% \quad (\text{IV.7})$$

Pour un rayonnement de **804.14 W/m<sup>2</sup>** :

Donc la puissance reçue par le module est :

$$P_r = 0.462462 \times 804.14 = 371.88 \text{ W} \quad (\text{IV.8})$$

- Avec refroidissement  $P = 28.1664 \text{ W}$

$$\eta = \frac{28.1664}{371.88} \times 100 = 7.57\% \quad (\text{IV.9})$$

- Sans refroidissement  $P = 22.2372 \text{ W}$

$$\eta = \frac{22.2372}{371.88} \times 100 = 5.98\% \quad (\text{IV.10})$$

Rayonnement	Rendement du panneau avec refroidissement	Rendement du panneau sans refroidissement
<b>822.28 W/m<sup>2</sup></b>	<b>7.41 %</b>	<b>5.85 %</b>
<b>814.27 W/m<sup>2</sup></b>	<b>7.48 %</b>	<b>5.905 %</b>
<b>804.14 W/m<sup>2</sup></b>	<b>7.57 %</b>	<b>5.98 %</b>

**Tableau IV.1** : Valeurs de rendement sous différents rayonnements solaires

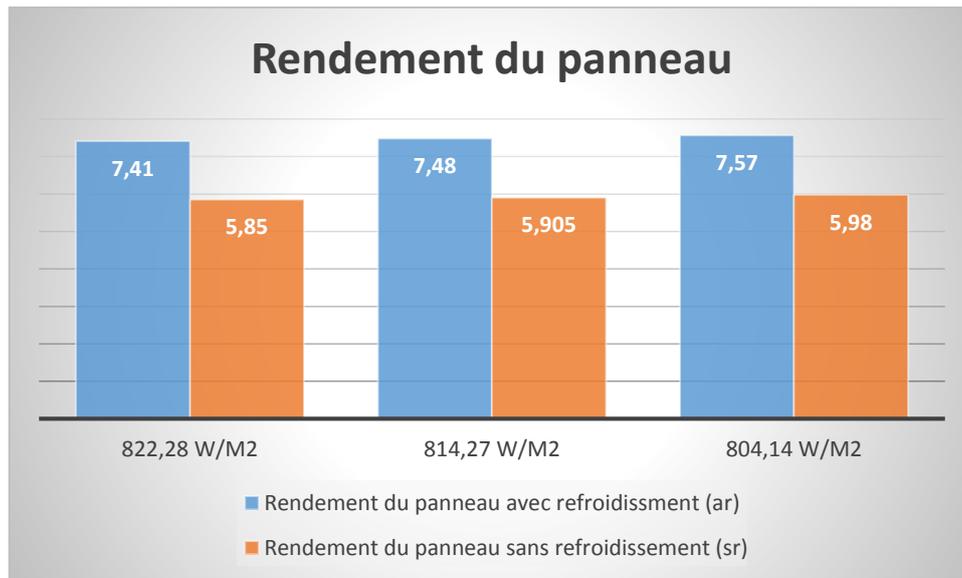


Figure IV.14 : Le rendement.

#### IV.4. Conclusion :

L'effet de l'angle d'incidence est apparent pour les trois cas considérés (les trois journées de mesure considérées), on constate aussi que toutes les valeurs obtenues pour le cas de mesure avec refroidissement, c'est-à-dire avec convection forcée, sont toujours plus importantes et meilleures relativement à celles obtenues sans refroidissement.

## Chapitre V :

# Simulation Numérique

### V.1. Introduction :

Dans cette partie numérique il s'agit de suivre l'évolution du champ dynamique et thermique qui se développent à l'intérieur de la calandre destinée à porter le panneau solaire ; en plus on va étudier et comparer le cas de l'installation sans refroidissement et avec refroidissement du panneau photovoltaïque dans les deux cas suivant : caisson sans chicanes et dans un second cas on considère le caisson avec chicanes en utilisant le logiciel Fluent.

### V.2. Outil de simulation:

#### V.2.1. Outil Gambit :

**GAMBIT** est un logiciel qui permet de créer des maillages pouvant être utilisés en particulier sous **FLUENT**.

Le mailleur est un prétraitement au logiciel de simulation. Il permet de générer un maillage structuré ou non structuré en coordonnées cartésiennes, polaires, cylindriques ou axisymétriques. Il peut réaliser des maillages complexes en deux ou trois dimensions avec des mailles de type rectangle ou triangle.

#### V.2.2. Outil Fluent:

La simulation en Mécanique des Fluides Numérique (Computational Fluid Dynamics : CFD), est utilisée pour la modélisation, la visualisation et l'analyse des écoulements fluides et transferts thermiques. Elle permet aux utilisateurs d'optimiser les performances des nouveaux concepts, tout en réduisant le cycle de commercialisation, les risques associés et les coûts.

### V.3. Maillage de la Géométrie :

Un maillage triangulaire non structuré a été utilisé pour les deux cas étudiés

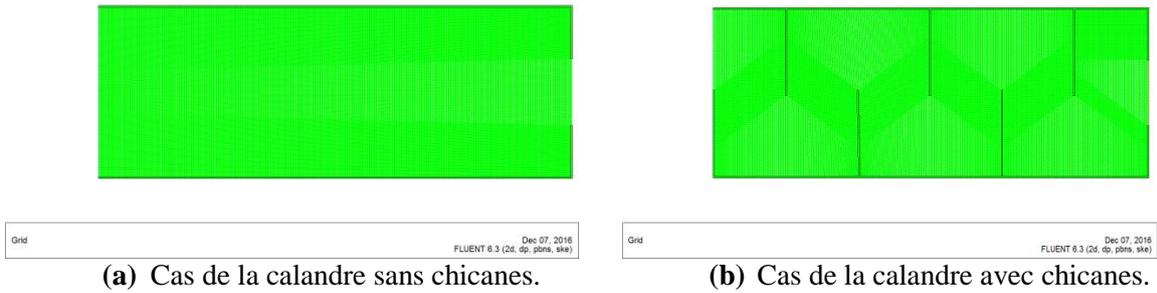


Figure V.1 : Maillage des deux géométries étudiées.

### V.4. Résultats de la simulation numérique :

#### V.4.1. Courbe des résidus :

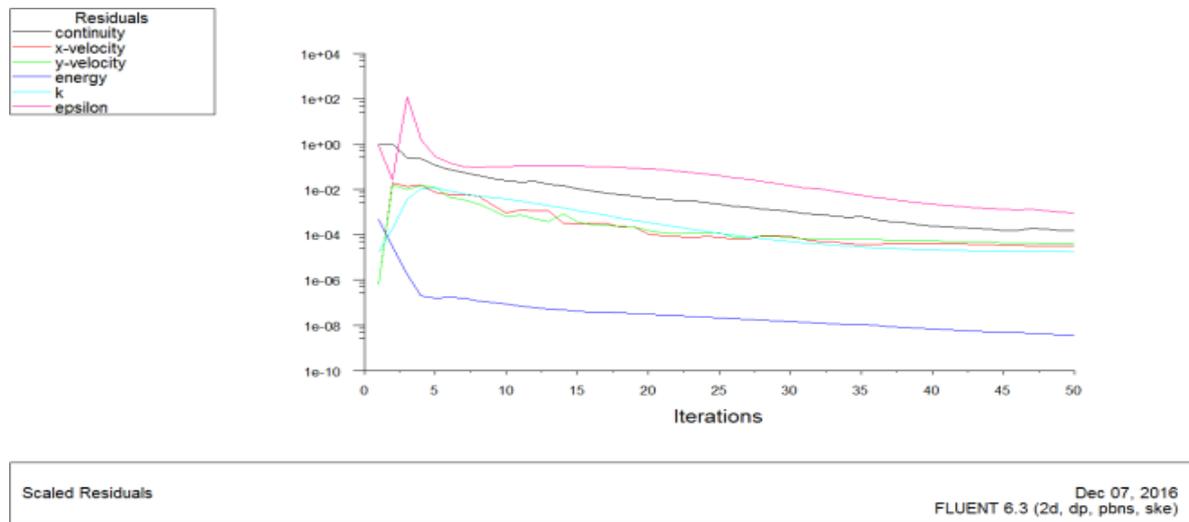
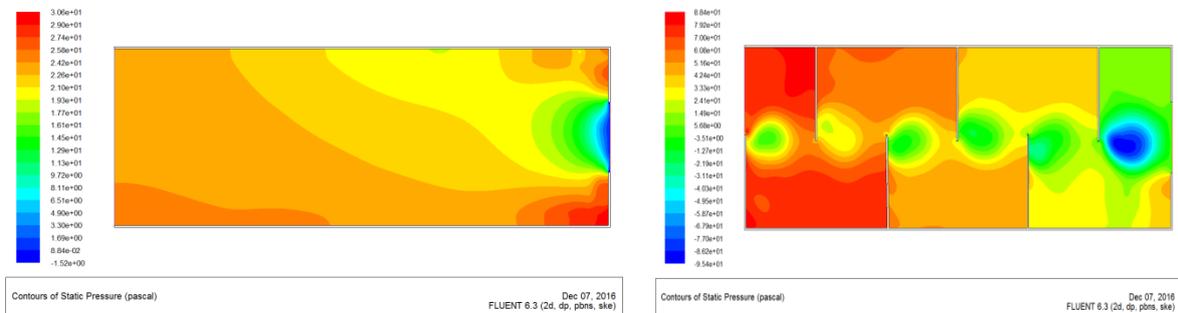


Figure V.2 : Convergence du processus numérique pour le cas sans chicanes.

#### V.4.2. Contours de la pression statique :



On remarque que la pression diminue pendant l'écoulement de l'air de l'entrée jusqu'à la sortie, ce qui est logique d'après la relation de

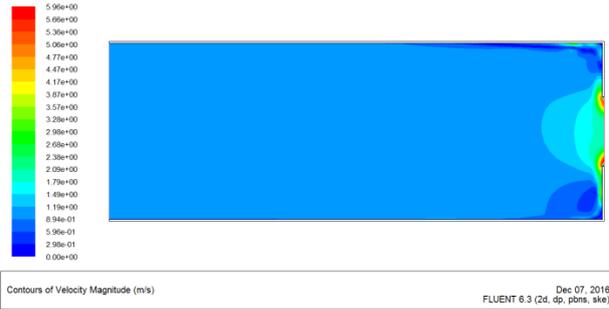
On remarque que la pression engendrée à l'intérieur de l'échangeur est importante aux extrémités de l'entrée de l'air, on remarque aussi que la pression s'affaiblit

Bernoulli, pendant que la vitesse augmente la pression diminue.

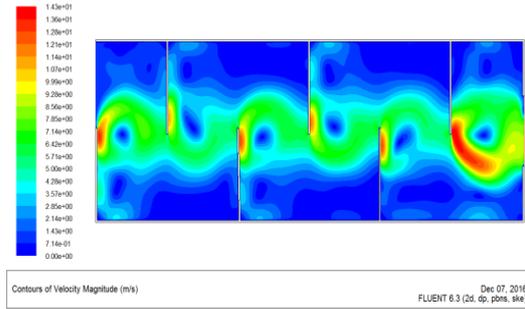
dans le sens de la circulation de l'air en allant de la l'entrée vers la sortie de l'échangeur, en plus on enregistre des résultats négatifs à la sortie de l'échangeur.

**Figure V.3 :** Contours de la pression dans les deux géométries considérées.

**V.4.3. Contours de la vitesse**



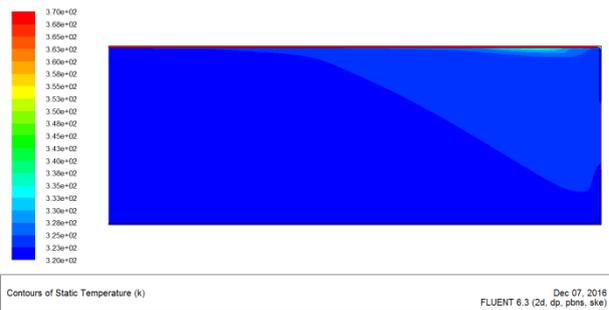
On remarque que la vitesse de l'air est faible dans l'échangeur (calandre) mais elle est importante à la sortie.



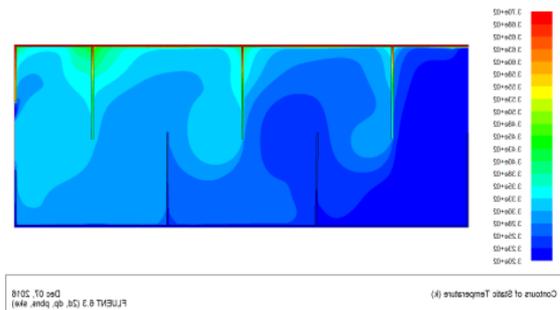
On remarque que la vitesse est nulle ( $V=0$  m/s) à l'extrémité des parois, on voit au milieu que la vitesse forme des zigzags à côté des chicanes en formant des vagues en dessous et en dessus, on remarque aussi une vitesse importante à l'extrémité des chicanes due à l'impact de la vitesse d'entrée sur les chicanes.

**Figure V.4 :** Contours de la vitesse dans les deux géométries considérées.

**V.4.4. Contours de la température**



Notre panneau solaire est représenté par la paroi chaude supérieure, l'air frais est admis du côté gauche et sort chaud du côté droit en emportant avec lui une quantité de chaleur qui fait augmenter relativement sa température.



Cette figure reflète les effets de la présence des chicanes sur la quantité de chaleur échangée pendant la traversée de la calandre par l'air de refroidissement (voir les courbes comparatives de la figure V.6).

**Figure V.5 :** Contours de la température dans les deux géométries considérées.

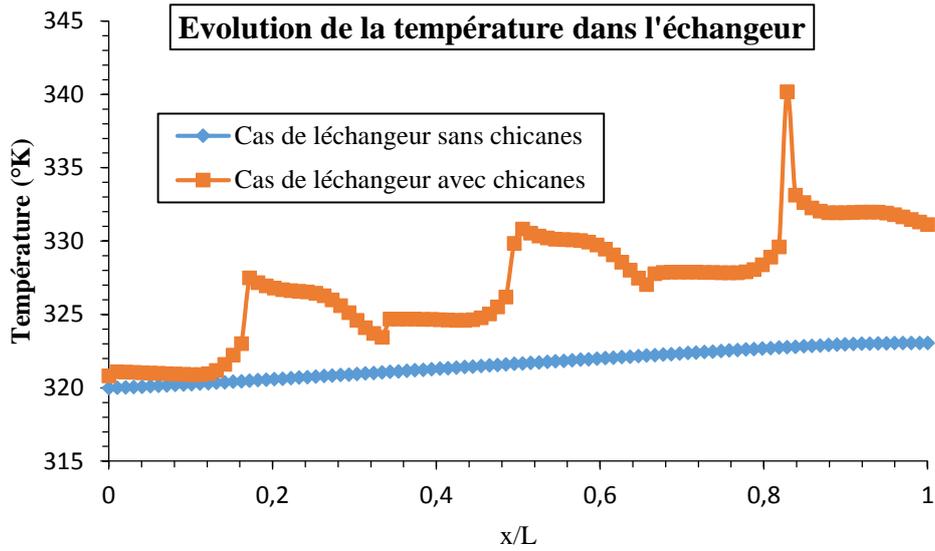
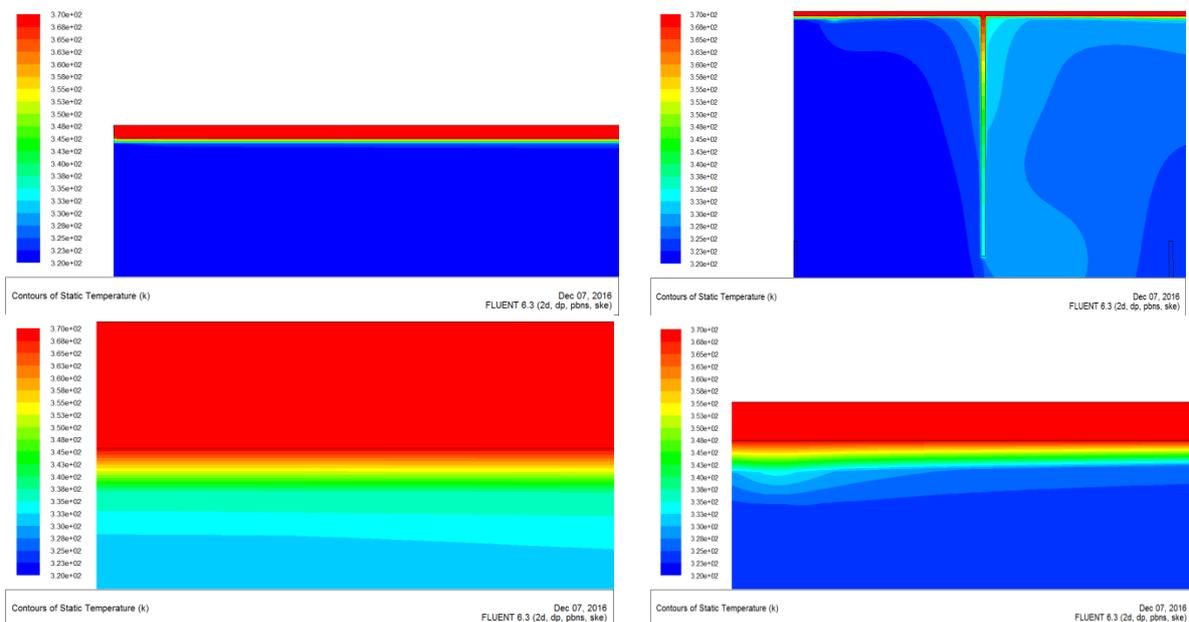


Figure V.6: Contours de la température dans les deux géométries considérées.

L'évolution de la température croissante et linéaire dans l'échangeur sans chicanes, dans le cas de l'échangeur avec chicanes la température augmente d'une manière non linéaire et atteint une valeur ( $T=340^{\circ}\text{K}$ ) puis diminue. On conclut que les chicanes provoquent une augmentation inconsiderable de la température à cause des frottements de l'air sur elles.

**V.4.5. Evolution de la température au voisinage de la paroi chaude (Panneau solaire) pour les deux cas étudiés :**

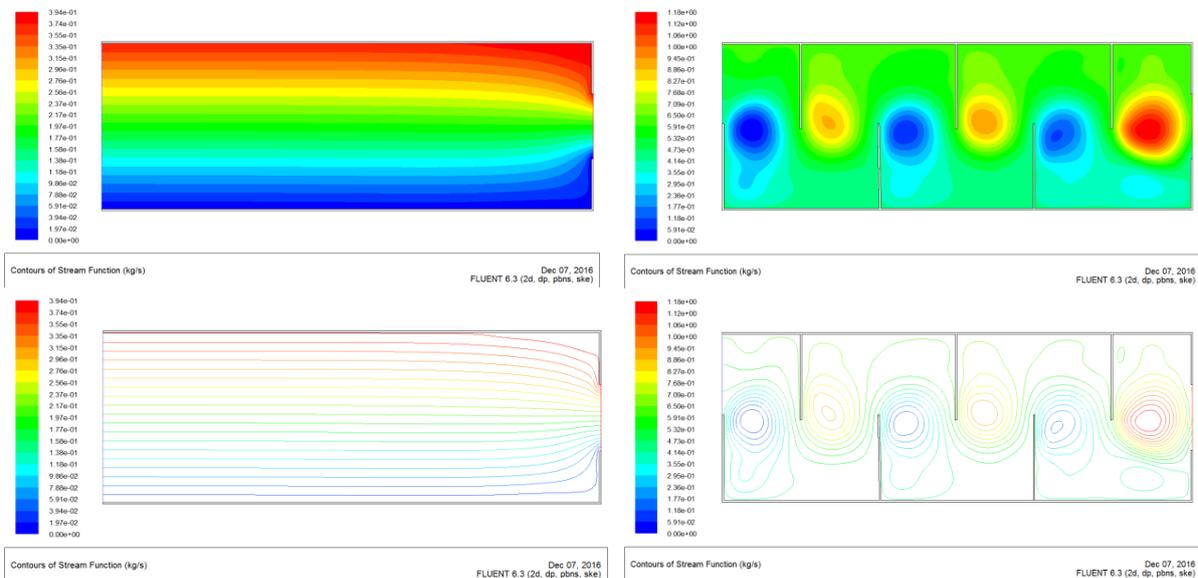


On constate une stratification de couches thermiques au voisinage direct de la paroi chaude supérieure portée à une température importante pendant l'été.

On constate les effets de la présence d'une chicane sur la stratification de couches thermiques au voisinage de la paroi chaude supérieure, cette perturbation augmente la quantité de chaleur échangée ce qui est traduit par les courbes de la figure V.6.

**Figure V.7 :** Contours de la température au voisinage direct de la paroi supérieure dans les deux géométries considérées.

**V.4.6. Contours des lignes de courant :**

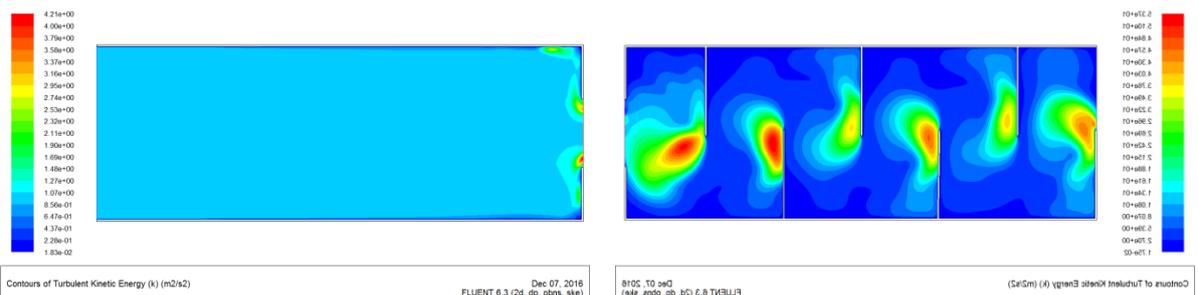


On remarque une symétrie parfaite de la disposition des lignes de courant non perturbées. On remarque que le débit massique de l'air est faible à l'entrée de la calandre et il est important à la sortie due à l'importance de la vitesse de sortie ( $V_{entrée} < V_{sortie}$ ).

La symétrie des lignes de courant existe toujours combinée avec une reproduction de l'effet de la présence des chicanes sur l'écoulement.

**Figure V.8 :** Evolution des lignes de courant dans les deux géométries considérées.

**V.4.7. Contours de l'énergie de perturbation**

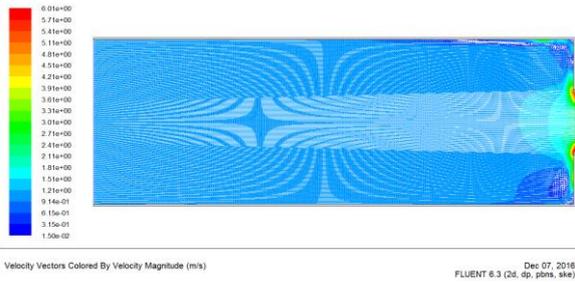


L'écoulement est non perturbé et on remarque quelques petites zones de perturbation au niveau du trou à la sortie de la calandre.

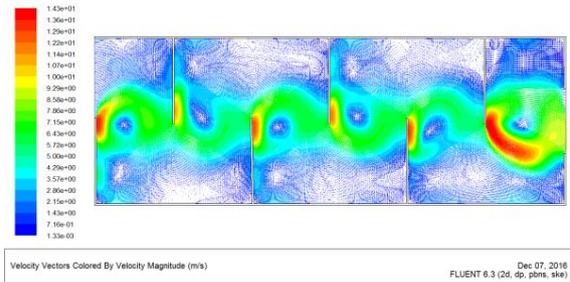
Avec la présence des chicanes on constate des zones de fortes perturbations ce qui augmente l'échange de chaleur.

**Figure V.9 :** Contours de l'énergie cinétique de perturbation dans les deux géométries considérées.

**V.4.8. Evolution des vecteurs vitesse dans les deux géométries considérées**



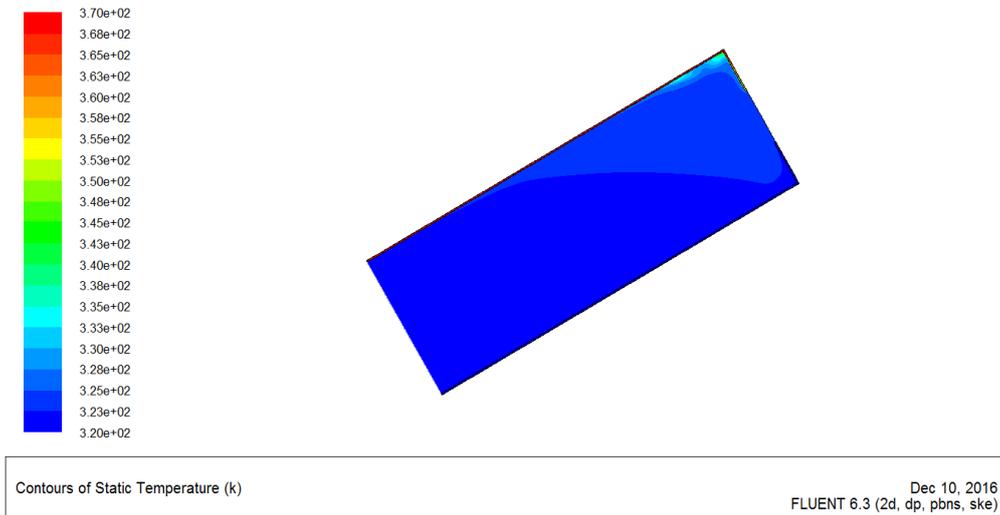
On remarque la stabilité de l'écoulement traduit par la bonne orientation des vecteurs vitesse.

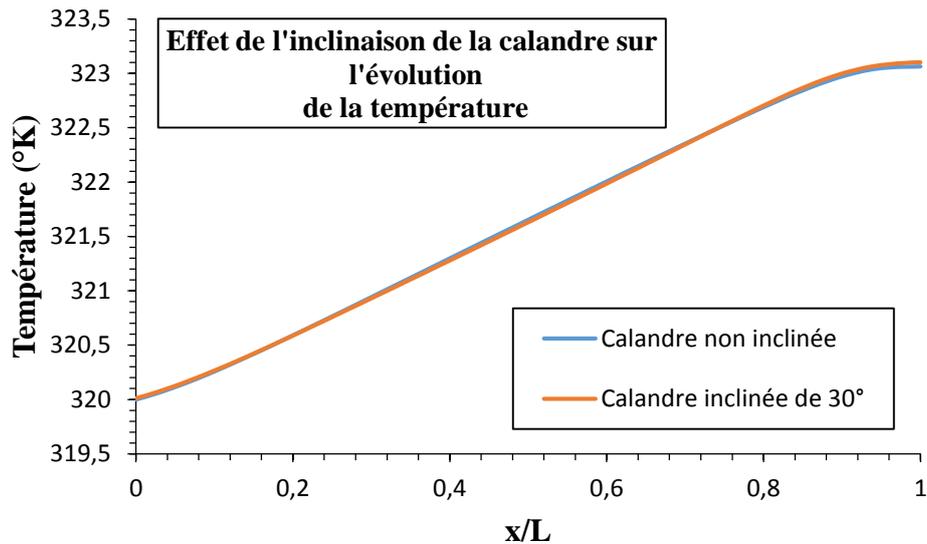


L'évolution des vecteurs vitesses nous donne une idée sur l'importance de la perturbation due à la présence des chicanes.

**Figure V.10 :** Evolution des vecteurs vitesses dans les deux géométries considérées.

**V.5. Inclinaison de la calandre**



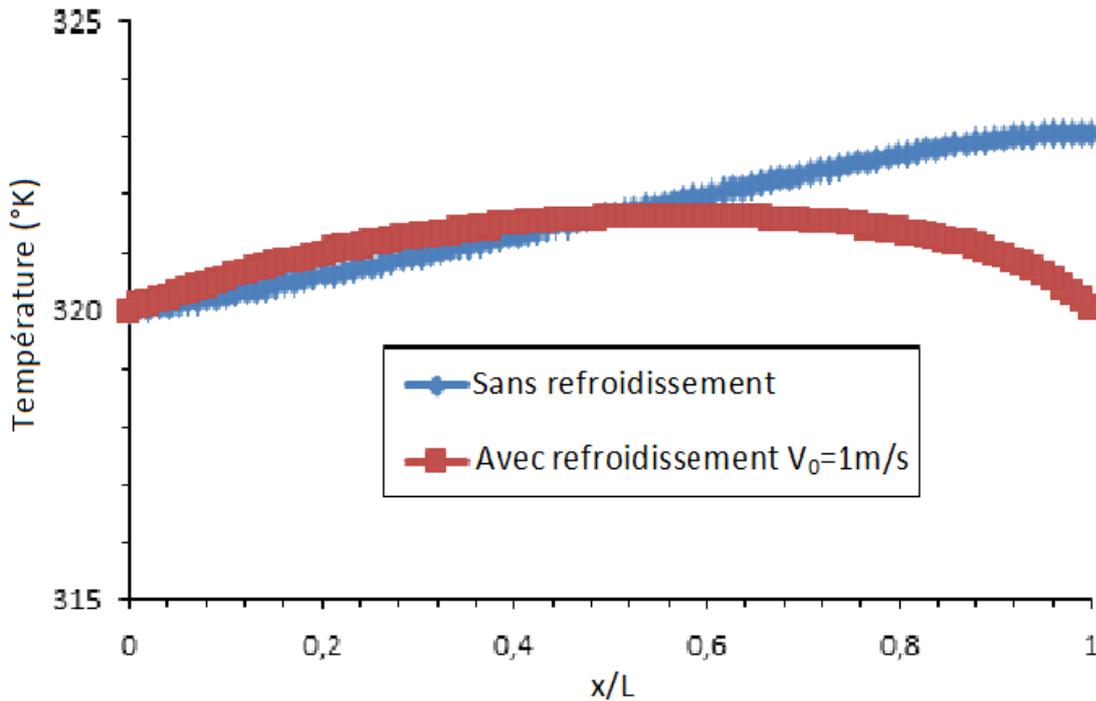


**Figure V.11 :** Evolution de la température des cas de calandre inclinée et non inclinée.

En analysant ces résultats, on peut dresser les remarques suivantes :

-les résultats de la simulation représentés dans la figure (V.11) que la calandre inclinée n'a pas d'effet sur la croissance de la température est resté la même dans le cas de la calandre non inclinée et inclinée avec un angle de 30°, on conclut que l'angle d'incidence de la calandre n'a pas d'influence sur l'évolution de la température à l'intérieur de l'échangeur.

### V.6. Refroidissement de la calandre



**Figure V.12 :** Evolution de la température des cas sans et avec refroidissement.

On remarque que le refroidissement permet de diminuer la température du fluide caloporteur à partir de la distance  $x/L=0.6$ , la température dans le cas sans refroidissement est croissante avec la distance  $x/L$ .

### V.7. Conclusion :

Pour parer à l'absence de moyens de visualisation cette simulation numérique nous a permis de bien voir l'évolution de l'air de refroidissement pendant qu'il traverse la calandre et suivre l'évolution du champ dynamique et thermique de l'entrée de l'air jusqu'à sa sortie, on remarque une importante température ( $T_C$ ) à la paroi supérieure de l'échangeur due à la chaleur dégagée par la surface interne du panneau photovoltaïque par contre l'air qui circule à l'intérieur, à une température basse ( $T_F$ ), qui nous permet de refroidir la paroi chaude de l'échangeur (*avec*  $T_F < T_C$ ), on voit que la température s'est équilibrée ( $T_{eq}$ ) juste en dessous de la paroi haute ( $T_F < T_{eq} < T_C$ ) ce qui nous conduit à éviter l'échauffement de panneau et augmenter éventuellement son rendement à court et long terme.

## **Conclusion Générale**

Le présent travail nous a permis de faire une étude d'un système de production d'énergie photovoltaïque. L'objectif était de réaliser un banc d'essai photovoltaïque fonctionnel, évaluer la puissance électrique produite et définir les effets du refroidissement par convection forcée, en faisant varier l'angle d'incidence du panneau. Pour cela on a traité les aspects qui englobent le développement d'un tel système : l'état de l'art des systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque et la théorie correspondante.

Après la revue des notions essentielles sur le gisement solaire à savoir les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base, le mouvement de la terre autour du soleil et les différents types de rayonnements nous avons présenté les enjeux et les développements actuels des cellules photovoltaïques, le fonctionnement d'une cellule en expliquant brièvement le phénomène photovoltaïque et l'influence des différents paramètres extérieurs. Nous avons présenté les différentes technologies des cellules existant actuellement sur le marché et en cours de développement. Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules.

Quelques modèles mathématiques permettant de calculer la puissance délivrée par le module solaire photovoltaïque ont été décrites dans le chapitre III.

D'autre part, la réalisation du banc d'essai a nécessité un temps de battement entre la fabrication d'un panneau photovoltaïque et l'obtention des premiers résultats cohérents. la discussion et l'analyse des différents résultats obtenus nous a permis de mettre en évidence les effets de l'inclinaison du panneau photovoltaïque sur la puissance électrique générée ce qui nous a permis

d'obtenir une puissance maximale à l'angle d'inclinaison de  $\alpha=35^\circ$ , par la suite la comparaison des résultats nous a indiqué qu'un panneau refroidit par convection forcée donne de meilleures performances qu'un panneau non refroidit, à la fin une simulation numérique a complété ce travail expérimental on constate que le refroidissement numérique permis de confirmer l'augmentation du rendement du panneau et les différents contours de pression, température et vitesse ont été présentés pour donner une idée sur l'évolution du champ dynamique et thermique.

Finalement ce modeste travail nous a permis d'obtenir des résultats qu'on peut exploiter à l'avenir. Le premier résultat important obtenu c'est que l'angle d'inclinaison  $\alpha = 35^\circ$ , nous donne une puissance électrique générée par le panneau photovoltaïque, supérieure par rapport aux autres angles d'inclinaison ; le second résultat intéressant c'est que le refroidissement du panneau améliore toujours cette puissance générée.

## Références bibliographiques

- [1] A. BOUDEN, Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque, Université Mentouri Constantine, 2008.
- [2] R. CHENNI, Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire, Université Mentouri de Constantine, 2007.
- [3] Z. BENDJELLOULI, contribution à la modélisation d'une cellule solaire, Université de Bechar, 2009.
- [4] T. S. AKASSEWA, Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [5] M. PETIBON STEPHANE, Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques, Université de Toulouse, 2009.
- [6] M. BELHADJ, « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome », Centre universitaire de Bechar, 2008.
- [7] C. CARREAU, M. DUFOUR, M. GIBILISCO, les énergies renouvelables dans l'habitat, France 2001.
- [8] E. KARATEPE, M. BOZTEPE and M. COLAK « Neural Network Based Solar-Cell Model », Energy Conversion and Management, Vol. 47, N°9-10, pp. 1159-1178, 2006.
- [9] S. VIGHETTE, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de Doctorat, université de Grenoble, septembre 2010.
- [10] K. HELALI, «Modélisation d'une cellule photovoltaïque : étude comparative», Mémoire de Magister, UMMTO, 2012.
- [11] S. PETIBON, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse de Doctorat de l'université de Toulouse, Janvier 2009.
- [12] <http://www.planetoscope.com/solaire/864-Energie-fournie-par-le-soleil.html>
- [13] <http://energie-developpement.blogspot.com/2012/01/production-solaire-photovoltaique.html>
- [14] L. Lu, H.X. Yang « Environmental payback time analysis of a roof-mounted building- integrated photovoltaic (BIPV) system in Hong Kong ». Applied Energy 87, pp 3625-3631, 2010.
- [15] FUNG YU YAN « Energy performance of semi-transparent PV modules for application in buildings», PhD Thesis, The Hong Kong Polytechnic University, 2006.

## Annexe

Les tableaux de mesures.

### Les résultats trouvés avec le panneau photovoltaïque :

#### 1) Les résultats trouvés le 14 décembre 2016 à 12h06mn :

- Sans refroidissement du panneau.

Angle d'inclinaison i (5mn)	Courant I(A)	Tension U(V)	Puissance P(W)
0°	1.791	21.3	38.1483
5°	1.84	21.4	39.376
10°	1.918	21.4	41.0452
15°	2.15	21.5	46.225
20°	2.348	22	51.656
25°	3.07	22	67.54
30°	3.355	21.9	73.4745
35°	3.328	21.7	72.2176
40°	3.047	21.3	64.9011
45°	3	21.1	63.3

#### 2) Les résultats trouvés le 14 décembre 2016 à 13h03mn :

- Sans refroidissement du panneau.

Angle d'inclinaison i (5mn)	Courant I(A)	Tension U(V)	Puissance P(W)
0°	1.634	21.5	35.131
5°	2.012	21.5	43.258
10°	2.27	21.5	48.805
15°	2.55	21.5	54.825
20°	2.664	21.5	57.276
25°	2.885	21.5	62.0275
30°	3.123	21.4	66.8322
35°	3.317	21.4	70.9838
40°	3.2	21	67.2
45°	3.272	21	68.712

### 3) Les résultats trouvés le 14 décembre 2016 à 14h45mn :

- Sans refroidissement du panneau.

<b>Angle d'inclinaison i (5mn)</b>	<b>Courant I(A)</b>	<b>Tension U(V)</b>	<b>Puissance P(W)</b>
0°	0.47	20.7	9.729
5°	0.613	20.9	12.8117
10°	0.75	21.1	15.825
15°	0.82	21.2	17.384
20°	0.84	21.2	17.808
25°	0.906	21.2	19.2072
30°	0.985	21.3	20.9805
35°	1.044	21.3	22.2372
40°	1.096	21.4	23.4544
45°	1.099	21.4	23.5186

- Avec refroidissement du panneau :

<b>Angle d'inclinaison i (5mn)</b>	<b>Courant I(A)</b>	<b>Tension U(V)</b>	<b>Puissance P(W)</b>
0°	0.840	21.5	18.06
5°	1.068	21.6	23.0688
10°	1.1	21.6	23.76
15°	1.195	21.6	25.812
20°	1.222	21.6	26.3952
25°	1.242	21.6	26.8272
30°	1.248	21.6	26.9568
35°	1.304	21.6	28.1664
40°	1.26	21.5	27.09
45°	1.25	21.5	26.875