

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

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



**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES**

**FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR**

**DEPARTEMENT ENERGETIQUE**

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

En vu de l'obtention du diplôme Master en Génie Mécanique

**Spécialité : Energétique et environnement**

**Thème**

**Modélisation des performances d'un panneau  
photovoltaïque (MINI-EESF)**

Réalisé par :

**OUBAZIZ Jugurta Saïd**

**MONATY IBANDZO Loucresh Yionel**

Promotrice :

**Mme DOUMANE Radia**

**Promotion: 2016/2017**

# Remerciements

Nous voudrions témoigner tout particulièrement nos reconnaissances à Madame DOUMANE RADIA, Professeur à l'Université M'Hamed Bougara de Boumerdes, qui a dirigé ce mémoire. Nous lui exprimons nos vifs remerciements pour l'aide constante durant l'élaboration de ce travail. Nous la remercions également pour ses conseils, ses compétences scientifiques et sa qualité humaine.

Un merci particulier à Monsieur BRACHIMI, chef du département Energétique de l'Université M'Hamed Bougara de Boumerdes, pour nous avoir accueilli et mis à notre disposition tous les moyens nécessaires pour la réalisation expérimentale et pour le bon déroulement de ce mémoire.

Nous tenons à remercier spécialement Monsieur RAGUEB HAROUN, Professeur à l'Université M'Hamed Bougara de Boumerdes, qui nous a aidés pour la compréhension du logiciel Matlab. Nous le remercions également pour son accompagnement tout au long de la rédaction de ce mémoire et pour nous avoir fait profiter de son expérience.

Nous remercions également Monsieur HIMRANE Professeur à l'Université M'Hamed Bougara de Boumerdes, pour son aide, appréciation et conseils.

Nous adressons tous nos remerciements aux membres du jury, pour leur rigueur scientifique, leur professionnalisme et le sérieux lors de l'évaluation de ce travail comme examinateurs.

Nous remercions toutes les personnes que nous n'avons pas pu citer ici et qui ont participé, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Enfin, nous ne pourrions terminer sans remercier nos parents et tous les membres de nos familles respectives de nous avoir soutenu et encouragé pour terminer le présent travail.

# Dédicace

*Nous dédions cet humble travail :*

*A nos chers et respectueux parents pour qui vraiment aucune dédicace ne saurait exprimer nos attachements, nos amours et nos affections. Nous vous offrons ce modeste travail en témoignage de tous les sacrifices et l'immense tendresse dont vous ne cessez de faire preuve.*

*A nos familles en témoignage de nos profonds respects et gratitude.*

*A nos amis et camarades du groupe Energétique Familly : nous vous témoignons nos sincères amitiés, veuillez trouver dans ce travail nos profonds hommages.*

*A Assia, l'amie laborantine de tous les jours.*

*Au petit Didou, le futur petit ingénieur en énergétique.*

*A tous ceux qui nous ont aidés dans l'élaboration de ce travail.*

**OUBAZIZ Jugurta Saïd**

**MONATHY IBANDZO Loucresh Yionel**

# Sommaire :

Liste des figures .....	I
Liste des tableaux .....	III
Liste des symboles.....	IV
Introduction générale.....	1
Problématique .....	2

## Chapitre I : Notions préliminaires sur le rayonnement solaire

I.1.Introduction :.....	3
I.2.Caractéristiques du soleil: .....	3
I.2.1. Présentation générale:.....	4
I.3. L'énergie solaire :.....	6
I.3.1. Origine :.....	6
I.3.2. Caractères particuliers : .....	6
I.4. Rayonnement solaire:.....	7
I.4.1. Constante solaire: .....	8
I.4.2.Rayonnement global :.....	9
I.4.3. Rayonnement solaire direct : .....	9
I.4.4. Rayonnement solaire diffus :.....	11
I.5. Calcul de la position du soleil :.....	12
I.5.1 Paramètre de position : .....	12
I.5.1. a. Coordonnées géographiques :.....	12
I.5.1. b. Coordonnées célestes horaires :.....	13
I.5.1. c. Coordonnées célestes horizontales : .....	13
I.5.2. Paramètres de temps :.....	14
I.6. Exploitation de l'énergie solaire :.....	15
I.6.1. Les technologies d'exploitation : .....	15

I.6.1. a. Solaire à concentration thermodynamique : .....	15
I.6.1. b. L'énergie solaire thermique : .....	17
I.6.1. c. Solaire photovoltaïque : .....	17
I.6.2. Importance de la position des panneaux solaires : .....	18

## **Chapitre II: Les panneaux solaires photovoltaïques**

II.1. Introduction : .....	19
II.2. Potentiel photovoltaïque dans le monde : .....	19
II.3. Le photovoltaïque en Algérie : .....	20
II.4. Conversion photovoltaïque : .....	22
II.5. Cellule photovoltaïque : .....	22
II.6. Semi-conducteur : .....	22
II.6.1. Le silicium : .....	22
II.7. Différentes technologies des cellules photovoltaïques : .....	23
II.7.1. Cellule photovoltaïque en silicium monocristallin : .....	23
II.7.2. Cellule photovoltaïque en silicium poly cristallin: .....	23
II.7.3. Le silicium amorphe : .....	23
II.7.4. Cuivre indium et de gallium séléniure (CIGS) / cuivre indium séléniure(CIS) : ..	23
II.7.5. Cellules photovoltaïques organique : .....	23
II.7.6. Tellurure de cadmium (CdTe) et le sulfure de cadmium (Cds) : .....	24
II.8. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque : .....	25
II.8.1. Dopage et jonction PN : .....	25
II.9. Les différents composants du panneau photovoltaïque : .....	26
II.9.1. Le verre : .....	27
II.9.2. L'EVA : .....	27
II.9.3 Cellules photovoltaïques : .....	28
II.9.4. Le mylar : .....	28
II.9.5. Le Tedlar : .....	28
II.9.6. Cadre en aluminium : .....	28

II.10. Caractéristique d'un module photovoltaïque :	28
II.10.1. Courant court- circuit :	29
II.10.2. Tension de circuit ouvert (Voc) :	29
II.10.3. La puissance crête :	30
II.10.4. Point de puissance maximale (MPP) :	30
II.10.5. Rendement :	30
II.10.6. Facteur de forme (FF) :	30
II.11. L'équation caractéristique de la cellule photovoltaïque :	30
II.11.1. Caractéristique I(V) :	31
II.11.2. Caractéristique P(V) :	31
II.12. Analogie électrique	32
II.12.1. Cellule photovoltaïque idéal :	32
II.12.2. Cellule photovoltaïque réel :	33
II.13. Principales causes de limitation du rendement des cellules photovoltaïques :	34
II.13.1. Pertes de photons incidents :	34
II.13.2. Pertes de photons pénétrant dans le matériau :	35
II.13.3. Résistances parallèles et série :	35
II.14. Dégradation d'un module photovoltaïque :	35
II.14.1. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques :	36
II.14.1.a. La corrosion :	36
II.14.2.b. Délamination :	37
II.14.3.c. Décoloration :	38
II.14.4.d. Fissures et bris de verre :	38
II.14.5.e. Les points chauds ou Hot-spots :	39
II.14.2. Synthèse :	40
II.10.3. La puissance crête :	30
II.10.4. Point de puissance maximale (MPP) :	30
II.10.5. Rendement :	30
II.10.6. Facteur de forme (FF) :	30
II.11. L'équation caractéristique de la cellule photovoltaïque :	30

II.11.1. Caractéristique I(V) :	31
II.11.2. Caractéristique P(V) :	31
II.12. Analogie électrique	32
II.12.1. Cellule photovoltaïque idéal :	32
II.12.2. Cellule photovoltaïque réel :	33
II.13. Principales causes de limitation du rendement des cellules photovoltaïques :	34
II.13.1. Pertes de photons incidents :	34
II.13.2. Pertes de photons pénétrant dans le matériau :	35
II.13.3. Résistances parallèles et série :	35
II.14. Dégradation d'un module photovoltaïque :	35
II.14.1. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques :	36
II.14.1.a. La corrosion :	36
II.14.2.b. Délamination :	37
II.14.3.c. Décoloration :	38
II.14.4.d. Fissures et bris de verre :	38
II.14.5.e. Les points chauds ou Hot-spots :	39
II.14.2. Synthèse :	40

### **Chapitre III: Modélisation des performances d'un panneau PV (MINI-EESF)**

III.1. Introduction :	41
III.2. Modélisation de la variation de la Déclinaison ( $\delta$ ) et de correction horaire (ET) en fonction des jours de l'année :	41
III.2.1. variation de la Déclinaison :	41
III.2.2. Variation de l'équation du temps (ET) :	42
III.3. Modélisation des performances du panneau MINI-EESF en fonction de la température et de l'éclairement :	43
III.3.1. Influence de la température :	46
III.3.2. Influence de l'éclairement :	47
III.4. Modélisation des performances du panneau photovoltaïque (MINI-EESF) :	49
III.4.1. Modélisation de l'éclairement et de la puissance pour différent lieu :	50

III.4.2. Modélisation de l'éclairement et de la puissance en fonction des conditions météorologiques :.....	52
III.5. Présentation des performances : .....	53
III.8. Conclusion :.....	56
<b>Conclusion Générale</b> .....	<b>57</b>

## **Références bibliographiques**



## *Liste des figures*

<b>Figure I.1.</b> Structure du soleil .....	6
<b>Figure I.2.</b> Distribution spectrale du rayonnement solaire .....	8
<b>Figure I.3.</b> La constante solaire .....	8
<b>Figure I.4.</b> Composantes du rayonnement solaire. ....	9
<b>Figure I.5.</b> Coordonnées géographiques .....	12
<b>Figure I.6.</b> Variation annuelle de la déclinaison solaire .....	13
<b>Figure I.7.</b> Les coordonnées célestes horizontales .....	14
<b>Figure I.8.</b> Quatre technologies principales de production d'électricité d'origine solaire par voie thermodynamique .....	16
<b>Figure I.9.</b> Deux exemples de capteurs thermiques.....	17
<b>Figure I.10.</b> Panneau photovoltaïque.....	18
<b>Figure I.11.</b> Inclinaison des panneaux solaires.....	18
<b>Figure II.1.</b> Evolution annuelle globale de la capacité solaire installée des panneaux photovoltaïques 2000-2015 .....	20
<b>Figure II.2.</b> Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu. ....	21
<b>Figure II.3.</b> Type de panneaux solaire photovoltaïque.....	24
<b>Figure II.4.</b> Schéma qui représente le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	25
<b>Figure II.5.</b> Dopage de type N et de type P .....	26
<b>Figure II.6.</b> Jonction p-n.....	26
<b>Figure II.7.</b> Différentes couches et matériaux composants un module photovoltaïque constitué.....	27
<b>Figure II.8.</b> Courbe $I=f(V)$ .....	31
<b>Figure II.9.</b> Courbe $P=f(V)$ .....	32
<b>Figure II.10.</b> Modèle de cellule photovoltaïque idéal .....	32
<b>Figure II.11.</b> Modèle de la cellule photovoltaïque réel .....	33

<b>Figure II.12.</b> Module PV atteint par la corrosion .....	37
<b>Figure II.13.</b> Module photovoltaïque présentant une délamination .....	37
<b>Figure II.14.</b> Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées .....	38
<b>Figure II.15.</b> Module photovoltaïque présentant des bris de verre.....	39
<b>Figure II.16.</b> Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs.....	39
<b>Figure II.17.</b> Représentativité des différents modes de dégradation .....	40
<b>Figure III.1.</b> Déclinaison du soleil en degré en fonction du jour de l'année.....	41
<b>Figure III.2.</b> Equation du temps en fonction du jour de l'année .....	42
<b>Figure III.3.</b> Caractéristique de $I=f(V)$ en fonction de température.....	46
<b>Figure III.4.</b> Caractéristique de $P=f(V)$ en fonction de température.....	47
<b>Figure III.5.</b> Caractéristique $I=f(V)$ en fonction de l'éclairement .....	48
<b>Figure III.6.</b> Caractéristique $P=f(V)$ en fonction de l'éclairement .....	49
<b>Figure III.7.</b> Courbes comparatives de l'éclairement du 21 juin pour Alger et Tamanrasset .....	50
<b>Figure III.8.</b> Courbes comparatives de la puissance du 21 juin pour Alger et Tamanrasset..	51
<b>Figure III.9.</b> Courbes comparatives de l'éclairement pour ville de Tamanrasset le 21 Mars et le 21 Juin.....	52
<b>Figure III.10.</b> Courbes comparatives de la puissance pour ville de Tamanrasset le 21 Mars et le 21 Juin.....	53

## *Liste des tableaux*

<b>Tableau I.1.</b> Caractéristiques principales du soleil.....	4
<b>Tableau I.2.</b> Répartition spectrale du rayonnement thermique .....	7
<b>Tableau I.3.</b> Valeurs des coefficients du trouble atmosphérique .....	10
<b>Tableau I.4.</b> Variation de la pression atmosphérique avec l'altitude .....	10
<b>Tableau II.1.</b> Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques.....	20
<b>Tableau II.2.</b> Différents rendements des technologies des semi-conducteurs .....	24
<b>Tableau II.3.</b> Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin .....	36
<b>Tableau III.1.</b> Les paramètres du panneau utilisé .....	43

## *Liste des symboles*

<b>Symbole</b>	<b>Désignation</b>	<b>Unité</b>
<b>G</b>	Eclairement ou irradiance	[W/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>n</sub></b>	Eclairement ou irradiance de référence	[W/m <sup>2</sup> ]
<b>C*</b>	Constante solaire	[W/m <sup>2</sup> ]
<b>n</b>	Numéro du jour de l'année	[-]
<b>λ</b>	Longitude	[°]
<b>β</b>	Inclinaison du capteur plan par rapport à l'horizontal	[°]
<b>a</b>	Azimut de soleil	[°]
<b>δ</b>	Déclinaison	[°]
<b>TSV</b>	Temps Solaire Vraie	[h]
<b>h</b>	La hauteur du soleil	[°]
<b>ET</b>	Equation du Temps	[mn]
<b>TSM</b>	Temps Solaire Moyenne	[h]
<b>TU</b>	Temps Universel	[h]
<b>TL</b>	Temps Légale	[h]
<b>I</b>	Courant aux bornes du panneau	[A]
<b>I<sub>ph</sub></b>	Photo courant	[A]
<b>I<sub>sc</sub></b>	Courant de court-circuit	[A]
<b>I<sub>d</sub></b>	Courant de diode	[A]
<b>I<sub>0</sub></b>	Courant de saturation d'une diode	[A]
<b>I<sub>mpp</sub></b>	Courant de point de puissance maximale	[A]
<b>I<sub>sh</sub></b>	Courant de point de puissance maximale	[A]
<b>R<sub>s</sub></b>	Résistance série	[Ω]
<b>R<sub>sh</sub></b>	Résistance shunt	[Ω]
<b>V<sub>occ</sub></b>	Tension de circuit ouvert	[V]
<b>V<sub>d</sub></b>	Tension aux bornes de la diode	[V]
<b>V<sub>mp</sub></b>	Tension de point de puissance maximale	[V]
<b>MP</b>	Point de puissance maximale (Maximum Power Point)	[W]
<b>ff</b>	Facteur de Forme	[-]
<b>S</b>	Surface de la cellule	[m <sup>2</sup> ]
<b>P<sub>max</sub></b>	Puissance maximale	[W]
<b>P<sub>c</sub></b>	Puissance crête	[W]
<b>q</b>	charge d'électron	[C]
<b>η</b>	Rendement maximale	[-]
<b>T</b>	Température de la jonction p-n d'une cellule	[°C]

<b>K</b>	Constante de Boltzmann	<b>[J/°K]</b>
<b>Vt</b>	Potentielle thermodynamique	<b>[-]</b>
<b>à</b>	facteur d'idéalité de la diode.	<b>[-]</b>
<b>c-SI</b>	Silicium cristallin	<b>[-]</b>
<b>Np</b>	Nombre de modules dans le panneau en parallèle.	<b>[-]</b>
<b>Ns</b>	Nombre de modules dans le panneau en série.	<b>[-]</b>
<b>γ</b>	Angle forme par la projection de la normal du capteur et la direction sud	<b>[°]</b>
<b>∅</b>	Latitude	<b>[°]</b>
<b>θ</b>	Angle d'incidence des rayons solaires	<b>[°]</b>
<b>mc-SI</b>	Silicium monocristallin	<b>[-]</b>
<b>PV</b>	photovoltaïque	
<b>Pc-SI</b>	Silicium poly-cristallin	<b>[-]</b>
<b>a-SI</b>	Silicium amorphe	<b>[-]</b>
<b>CIS</b>	Cuivre indium silicium	<b>[-]</b>
<b>CdTe</b>	Tellure de cadmium	<b>[-]</b>
<b>CIGS</b>	Cuivre indium/gallium silicium	<b>[-]</b>
<b>CdS</b>	sulfure de cadmium	<b>[-]</b>
<b>EVA</b>	Ethylene Acetate de Vinyle: film thermoplastique transparent pour encapsulation des cellules PV	<b>[-]</b>
<b>Film TEDLAR</b>	Film transparent sert de support.	<b>[-]</b>
<b>T<sub>o</sub></b>	Température de référence (25°C)	<b>[°C]</b>
<b>Gdirh</b>	Eclairement énergétique direct reçu sur un plan horizontal	<b>[W/m<sup>2</sup>]</b>
<b>Alb</b>	Albédo du sol	<b>[-]</b>

<b>i</b>	Angle d'inclinaison du plan du capteur par rapport à l'horizontale	[°]
<b><math>\omega</math></b>	Angle horaire	[-]
<b>K<sub>i</sub></b>	Coefficient de variation du courant (I <sub>cc</sub> ) en fonction de la température	[A/°K]
<b>K<sub>v</sub></b>	Coefficient de variation de la tension (V <sub>cc</sub> ) en fonction de la température	[V/°K]
<b>P</b>	Pression atmosphérique du lieu	[Bar]
<b>G<sub>dif</sub></b>	Flux diffus reçu sur un plan incliné	[W/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>dif1</sub></b>	Rayonnements diffusés par le ciel	[W/m <sup>2</sup> ]
<b>G<sub>dif2</sub></b>	Rayonnements diffusés par le sol	[W/m <sup>2</sup> ]
<b>STC</b>	Standard Test Conditions	[-]
<b>AM0</b>	Air Masse 0	[-]
<b>AM1.5</b>	Air Masse 1.5	[-]

# *Introduction générale*

---

# Introduction générale

Les chocs pétroliers successifs depuis les années 70 ont démontré les risques économiques et géopolitiques de la production d'énergie reposant sur l'exploitation des ressources fossiles, dont les réserves sont, non seulement mal réparties, mais épuisables. Les problèmes écologiques qui leur sont associés sont aussi très inquiétants ; l'environnement est menacé d'une part par la pollution et d'autre part par l'effet de serre où le climat ne cesse de changer.

De plus, une grande partie du monde ne sera sans doute jamais raccordée aux réseaux électriques dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, peu peuplés ou difficiles d'accès. Il est nécessaire donc d'explorer de nouvelles solutions possibles pour assurer une électrification rationnelle du monde rural. Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles parce qu'elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, inépuisables, elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux et elles offrent une importante indépendance énergétique.

Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie inépuisables. D'ailleurs, elles sont disponibles, fixes et sûres. L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas une nouveauté. Celles-ci ont été exploitées par l'homme depuis la nuit des temps, à titre d'exemple les moulins à eau, à vent, feu de bois, la traction animale, etc.

Par opposition aux énergies fossiles qui sont des énergies de stock, les énergies renouvelables sont des énergies de flux : elles se régénèrent en permanence au rythme du soleil et de ses dérivés (le vent, les cours d'eau, les vagues, les courants marins, la chaleur solaire et la croissance de la biomasse), des marées ainsi que de la chaleur terrestre. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement par le soleil. Les sources qui sont issues indirectement de l'énergie solaire sont notamment :

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante. Le soleil est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente environ 8400 fois la consommation



énergétique annuelle de l'humanité. Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité (c'est l'énergie solaire photovoltaïque). L'électricité du photovoltaïque solaire est la méthode la plus élégante pour produire l'électricité sans pièces mobiles ni d'émission de gaz ni de bruit. Tout ceci en convertissant la lumière du soleil abondante, non épuisable, en énergie électrique utile.

## **Problématique :**

La technologie photovoltaïque est encore trop coûteuse pour être compétitive face aux énergies fossiles, son coût en kilowatt/heure est environ 4 fois supérieur. Actuellement, la filière assure moins de 1% de la production d'électricité mondiale. Le besoin d'utilisation croissant des systèmes d'énergie photovoltaïque conduit à une augmentation des projets de recherche sur divers aspects du photovoltaïque: développement des cellules photovoltaïque, analyse des performances, optimisation des systèmes énergétiques photovoltaïque et modélisation des cellules photovoltaïque, qui représente aujourd'hui un axe essentiel de recherche dans le domaine du photovoltaïque.

Dans ce travail nous nous sommes intéressés à l'optimisation d'un panneau photovoltaïque, de ce fait, le présent mémoire est subdivisé en quatre chapitres dont le contenu est succinctement résumé ci-dessous :

Nous aborderons dans le premier chapitre des généralités sur la technologie photovoltaïque en commençant par des notions sur le rayonnement solaire.

Dans le second chapitre nous allons étudier le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque en exposant d'une manière détaillée la modélisation mathématique, les caractéristiques  $I=f(V)$  et  $P=f(V)$  du générateur. Une partie est consacrée aux principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques.

Le troisième chapitre montre une approche de modélisation sous **MATLAB** pour représenter l'évolution des caractéristiques I-V et P-V en fonction de l'éclairement et de la température. La baisse de performance d'un module photovoltaïque (**MINI-EESF**) a été modélisée suivant les conditions météorologique pour des sites différents.

En fin, on terminera par une conclusion générale discutant les résultats obtenus et les perspectives à entreprendre dans les futurs travaux.

# ***Chapitre I***

*Notions préliminaires sur le  
rayonnement solaire*

---

**I.1.Introduction :**

Les énergies renouvelables, dites aussi énergies vertes, sont les sources d'énergie d'origine naturelle. Ces énergies sont d'origine solaire directe (solaire thermique et photovoltaïque), ou indirecte (hydraulique, éolienne, biomasse...), elles regroupent aussi les déchets de l'agriculture et de l'exploitation forestière, les déchets industriels et les ordures ménagères.

Ces énergies sont inépuisables, propres, non polluantes et prometteuses, en plus elles sont abondantes (les gisements d'énergies renouvelables sont disponibles dans tous les pays du monde) et ont un impact limité sur l'environnement. On dénombre cinq énergies renouvelables : l'eau, la biomasse (bois et déchets), le vent, le solaire et la géothermie.

L'énergie du soleil est produite par réactions de fusion thermonucléaire. Cette énergie est émise dans l'espace sous forme d'ondes électromagnétiques. Le spectre de ce rayonnement correspond à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K, dont le maximum est situé dans le domaine visible. [1]

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables, elle est à l'origine de la quasi-totalité des sources d'énergies utilisées par l'homme.

**I.2.Caractéristiques du soleil:**

Le soleil est la seule étoile du système solaire et aussi la plus proche de la terre, il est né de la contraction de matière stellaire, (gaz et poussier) devenant de plus en plus dense à cause de l'attraction gravitationnelle et aussi de plus en plus opaque, ainsi la chaleur engendré par sa contraction ne pouvant plus être évacuer par rayonnement, le cœur commença à s'échauffer pour atteindre quelque million de degrés, température d'amorçage des réaction nucléaire, et l'énergie produite par ses réaction nucléaires a encore fait augmenter la température et ceci jusqu'à 15 million de degré. [2]

A cette température les forces de pression de radiation et d'agitation de la matière s'opposent à la force gravitationnelle, et ainsi le soleil cessa de se contracter la matière étant stabilisée.

**I.2.1. Présentation générale:**

Le soleil est une étoile naine de forme pseudo-sphérique comparable à une immense boule de gaz très chauds qui se compose de 80% d'hydrogène et de 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus [2], [3].

Bien que le soleil soit une étoile de taille moyenne, il représente à lui seul 99.9% de la masse du système solaire qui est dominé par les effets gravitationnels de l'importante masse du soleil [2], [3].

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau I.1 :

<b>Diamètre (km)</b>	1392000
<b>Masse (kg)</b>	$2.10^{30}$
<b>Surface (km<sup>2</sup>)</b>	$6.09.10^{12}$
<b>Volume (km<sup>3</sup>)</b>	1.41.18
<b>Masse volumique (kg/m<sup>3</sup>)</b>	1408
<b>Vitesse (km/s)</b>	217
<b>Distance du centre de la voie lactée (km)</b>	$2.5.10^{17}$

**Tableau I.1.** Caractéristiques principales du soleil. [3]

Le soleil n'est pas une sphère homogène, il est constitué de :

- Le noyau contient 40% de la masse du soleil, c'est là où se crée 90% de son énergie sous forme de rayons gamma et X, tout le rayonnement émis dans cette région est totalement absorbé par les couches supérieures, cette zone s'étend sur une épaisseur de  $25.10^4$  km, elle présente les caractéristiques suivantes [4], [5] :

- Une température de  $15.10^6$ °C.
- Une densité est de  $1015$  kg/m<sup>3</sup>.
- Une pression de 109 ATM.

• La zone radiative où la chaleur produite se propage par une diffusion radiative, elle présente les propriétés suivantes [5], [6] :

- Une épaisseur de 244160 km.
- Une température variant de  $10 \cdot 10^6$  °C à  $50 \cdot 10^4$  °C.

• La zone de convection où la chaleur produite se propage par une convection turbulente, elle présente les propriétés suivantes [4], [5] :

- Une température comprise entre  $50 \cdot 10^4$  °C à 6400 °C.
- Une épaisseur de l'ordre 199758 km.

• La photosphère est une couche opaque, les gaz qui la constituent sont fortement ionisés et capables d'absorber et d'émettre un spectre continu de radiations, elle émet 99% du rayonnement total principalement dans le visible et c'est elle que l'œil humain perçoit.

Elle présente les caractéristiques suivantes [7] :

- La température de surface décroît de 6400 °C à 4500 °C.
- Une épaisseur de 500 km.
- Une pression de 1/100 ATM.

• La chromosphère constitue avec la couronne l'atmosphère du soleil, cette couche présente les caractéristiques suivantes [6], [7] :

- Une épaisseur 2000 km.
- Une température augmentant de 4200 °C à  $10^4$  °C.

• La couronne est la dernière couche du soleil, ses caractéristiques sont [5] :

- Elle est sans limite précise.
- La température augmente de  $10^6$  °C à  $2 \cdot 10^6$  °C.

La figure I.1 montre la structure du soleil.

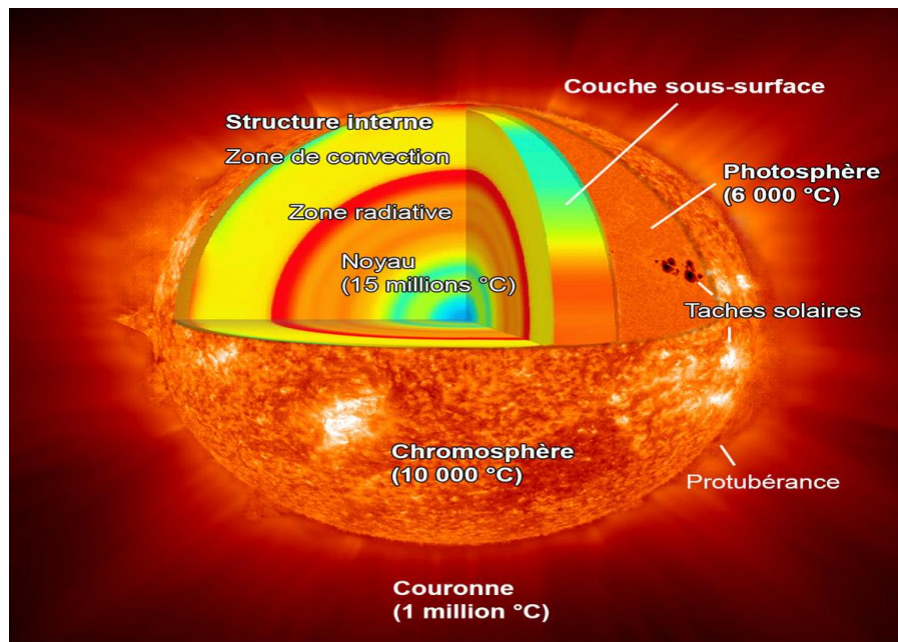


Figure I.1. Structure du soleil. [7]

### I.3. L'énergie solaire :

#### I.3.1. Origine :

Chaque seconde, 564 millions de tonnes d'hydrogène se transforment en 560 millions de tonnes d'hélium, cette différence de 4 millions de tonnes par seconde correspond à la différence d'énergie de liaison entre les protons d'hydrogène et ceux d'hélium donnant une énergie sous forme de rayonnement, estimée à  $3.7 \cdot 10^{26}$  j/s.

#### I.3.2. Caractères particuliers :

L'énergie solaire est la seule source d'énergie externe de la terre, elle présente les propriétés suivantes [8]:

- Elle est universelle, sa densité de puissance maximale est de  $1 \text{ kW/m}^2$  à midi par ciel bleu sur toute la planète.

- La densité de puissance maximale reçue au niveau du sol ( $1 \text{ kW/m}^2$ ) est peu dense on parle alors d'énergie diffuse.

- Elle est abondante, notre planète reçoit plus de  $10^4$  fois l'énergie que l'humanité consomme.
- Elle est intermittente et variable à cause de l'alternance du jour et de la nuit, des variations saisonnières et quotidiennes de l'ensoleillement.
- L'énergie reçue par une surface donnée n'est pas récupérable en totalité ceci est dû aux pertes d'énergie sous formes conductrice, convective ou rayonnante.
- Elle est propre.

#### I.4. Rayonnement solaire:

Les réactions thermonucléaires produites au cœur du soleil génèrent des rayonnements corpusculaires et électromagnétiques se propageant dans toutes les directions du vide intersidéral avec une vitesse de  $3.10^8$  m/s et couvrant toutes les longueurs d'ondes depuis les rayons X et gamma jusqu'à l'I.R lointain. Cependant 99.9% de l'énergie se situe entre 0.2 et  $8\mu\text{m}$  [6].

On pourra supposer avec une approximation acceptable que le soleil rayonne comme un corps noir porté à une température de 5762 K dite température apparente du soleil ne correspondant pas à la réalité physique [7].

La répartition de l'énergie solaire dans les bandes du spectre du rayonnement thermique est donnée dans le tableau I.2 :

<b>Longueur d'onde (<math>\mu\text{m}</math>)</b>	0-0.38	0.38-0.78	0.78
<b>Pourcentage (%)</b>	6.4	48	45.6
<b>Energie (<math>\text{W}/\text{m}^2</math>)</b>	84	656	623

**Tableau I.2.** Répartition spectrale du rayonnement thermique [4]

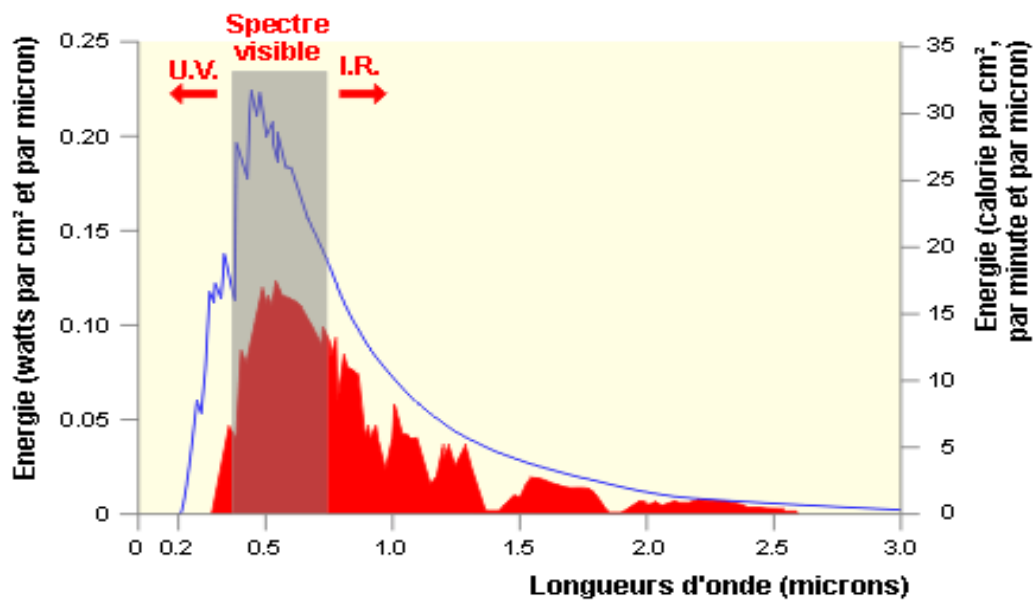


Figure I.2. Distribution spectrale du rayonnement solaire. [6]

#### I.4.1. Constante solaire:

C'est la quantité d'énergie totale envoyée par le soleil à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface unité perpendiculaire au rayonnement solaire [9].



Figure I.3. La constante solaire. [9]



La variation de la constante solaire suit la relation suivante [5]:

$$C^* = C^*_0 + 0.033 \times \cos(0.948 \times n) \quad (\text{I.1})$$

$C^*$  : la constante solaire.

$C^*_0 = 1353 \text{ W/m}^2$  est la valeur moyenne de la constante solaire actuellement retenue [5].

$n$ : le numéro du jour de l'année.

#### I.4.2. Rayonnement global :

Le rayonnement global ( $G$ ) est la somme des rayonnements diffus et direct [11]:

$$G = G_{\text{dir}} + G_{\text{dif}} \quad (\text{I.2})$$

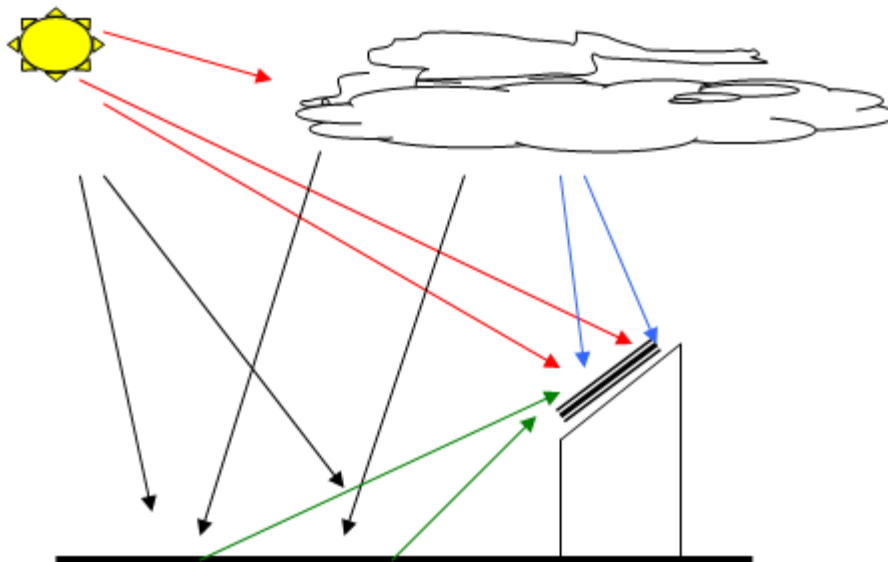


Figure I.4. Composantes du rayonnement solaire.

#### I.4.3. Rayonnement solaire direct :

Le rayonnement direct est le rayonnement incident sur un plan donné en provenance d'un petit angle solide centré sur le disque solaire, il parvient en ligne droite et par temps clair [11].

L'état du ciel est défini par deux coefficients,  $a$  et  $b$  qui symbolisent le trouble atmosphérique du lieu où se trouve le capteur solaire (tableau I.3).

La transmissivité totale de l’atmosphère pour le flux solaire incident direct est donnée par [12]:

$$\tau_{dir} = a \times \exp \frac{-P \times b}{1000 \times \sin h} \tag{I.3}$$

**a, b** : coefficients traduisant les troubles atmosphériques.

**h**: hauteur du soleil.

**P** : pression atmosphérique du lieu.

	Ciel pur	Conditions normales	Zones industrielles
<b>A</b>	0.87	0.88	0.91
<b>B</b>	0.17	0.26	0.43

**Tableau I.3.** Valeurs des coefficients du trouble atmosphérique [8]

Le tableau I.4 donne la variation de la pression atmosphérique avec l’altitude :

<b>Altitude (m)</b>	0	500	1000	1500	2000	5000
<b>P (mbar)</b>	1000	950	900	850	800	500

**Tableau I.4.** Variation de la pression atmosphérique avec l’altitude [9]

Le rayonnement direct reçu sur un plan horizontal est donné par [7] :

$$G_{dirh} = C^* \times \tau_{dir} \tag{I.4}$$

**G<sub>dirh</sub>** : l’éclairement énergétique direct reçu sur un plan horizontal.

L’éclairement énergétique **G<sub>dir</sub>** reçu sur un plan incliné est donné par [12]:

$$G_{dir} = G_{dirh} \times \cos \theta \tag{I.5}$$

**θ**: Angle d’incidence des rayons solaires.

$$\cos(\theta) = \cos(\beta) \sin(h) + \sin(\beta) \cos(h) \cos(a - \gamma) \quad (\text{I.6})$$

$\beta$ : L'inclinaison du capteur plan par rapport à l'horizontal.

$a$ : Azimut de soleil.

$\gamma$ : Angle forme par la projection de la normal du capteur et la direction sud.

#### I.4.4. Rayonnement solaire diffus :

Le rayonnement diffus résulte de la diffraction de la lumière par les molécules atmosphériques, et de sa réfraction par le sol, il parvient de toute la voute céleste [11].

La relation entre le coefficient de transmission du flux direct et diffus est [12]:

$$\tau_{\text{dif}} = 0.271 - 0.2939 \times \tau_{\text{dir}} \quad (\text{I.7})$$

Le flux diffus reçu sur un plan horizontal est défini par [12] :

$$G_{\text{dirh}} = C^* \times \sin(h) \times \tau_{\text{dif}} \quad (\text{I.8})$$

Le flux diffus reçu sur un plan incliné est défini par [12]:

$$G_{\text{dif}} = G_{\text{dif1}} + G_{\text{dif2}} \quad (\text{I.9})$$

$$G_{\text{dif1}} = G_{\text{difh}} \times \frac{1 + \cos(i)}{2} \quad (\text{I.10})$$

$$G_{\text{dif2}} = \text{alb} \times \frac{1 + \cos(i)}{2} \times (G_{\text{difh}} \times \sin(h) + G_{\text{difh}}) \quad (\text{I.11})$$

$G_{\text{dif1}}$ ,  $G_{\text{dif2}}$ : rayonnements diffusés par le ciel et par le sol respectivement.

$\text{Alb}$ : albédo du sol.

$i$ : angle d'inclinaison du plan du capteur par rapport à l'horizontale.

## I.5. Calcul de la position du soleil :

### I.5.1 Paramètre de position :

#### I.5.1. a. Coordonnées géographiques :

Tout point de la surface de la terre est repéré par ses coordonnées géographiques [7],[8], [13]:

- La longitude ( $\lambda$ ) est l'angle entre le plan méridien passant par ce lieu avec le méridien origine de Greenwich, elle varie de  $-180^\circ$  à  $+180^\circ$  de l'ouest à l'est.
- La latitude ( $\phi, L$ ) est l'angle avec le plan équatorial que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu, elle varie entre  $+90^\circ$  au pôle Nord et  $-90^\circ$  au pôle Sud.
- L'altitude ( $Z$ ) correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence, le géoïde, figurant le niveau moyen de la mer.

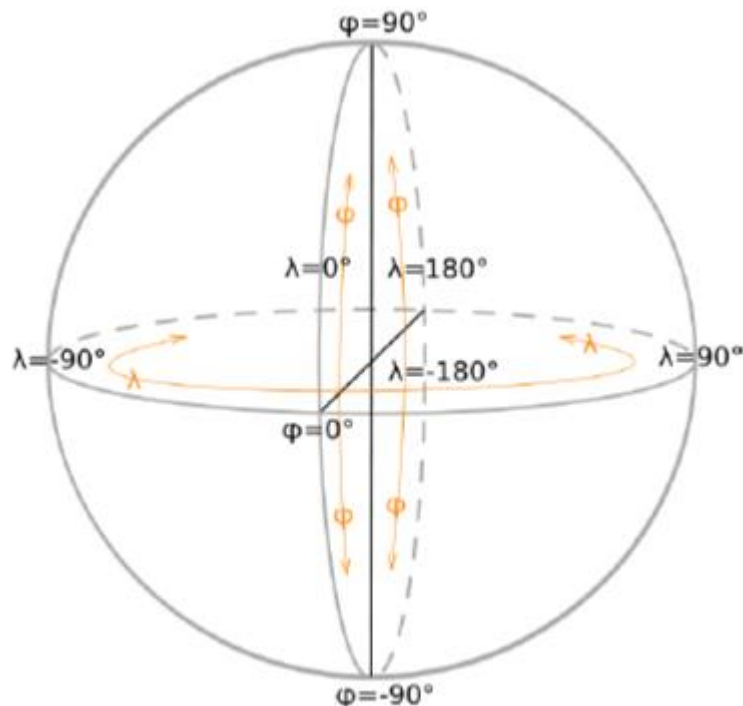


Figure I.5. Coordonnées géographiques. [13]

La détermination de la direction du soleil sur la sphère céleste se fait par des coordonnées célestes du soleil qui sont :

### I.5.1. b. Coordonnées célestes horaires :

- L'angle horaire ( $\omega$ ) est l'arc de la trajectoire solaire compris entre le soleil et le plan méridien du lieu, il augmente de  $15^\circ$  par heure [2], [7], [11].

- La déclinaison ( $\delta, d$ ) est l'angle entre le plan de l'équateur terrestre avec la direction terre-soleil. Elle varie suivant l'équation de Cooper (figure I.6) [9] :

$$\delta = 23.45 \times \sin \left( \frac{360}{365} \times (n-81) \right) \quad (\text{I.12})$$

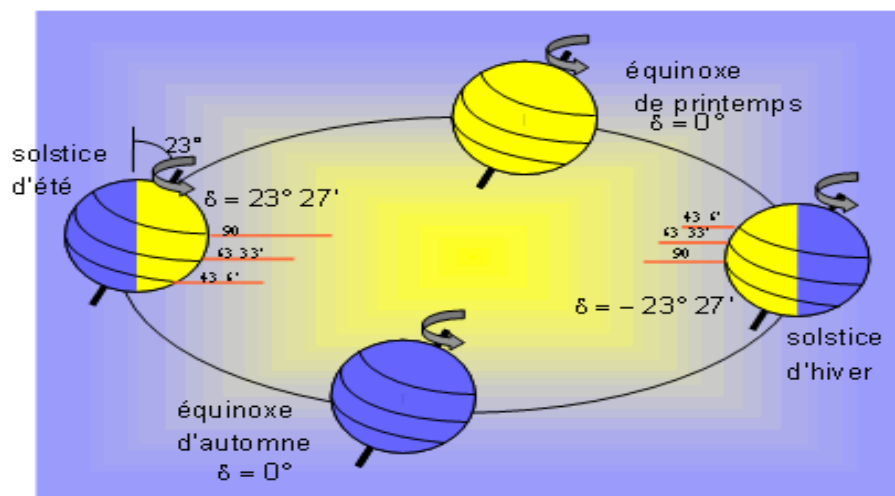


Figure I.6. Variation annuelle de la déclinaison solaire. [11]

### I.5.1. c. Coordonnées célestes horizontales :

Le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles qui sont [7], [13]:

- L'azimut ( $a$ ) est l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil (figure I.7). Il est donné par la relation suivante :

$$\sin (a) = \cos (\delta) \times \frac{\sin(\omega)}{\sin(h)} \quad (\text{I.13})$$

- La hauteur du soleil ( $h$ ) est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur un plan horizontal (figure I.7), elle est donnée par la formule [6], [12]:

$$\sin(h) = \cos(\varphi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(\varphi) \times \sin(\delta) \quad (\text{I.14})$$

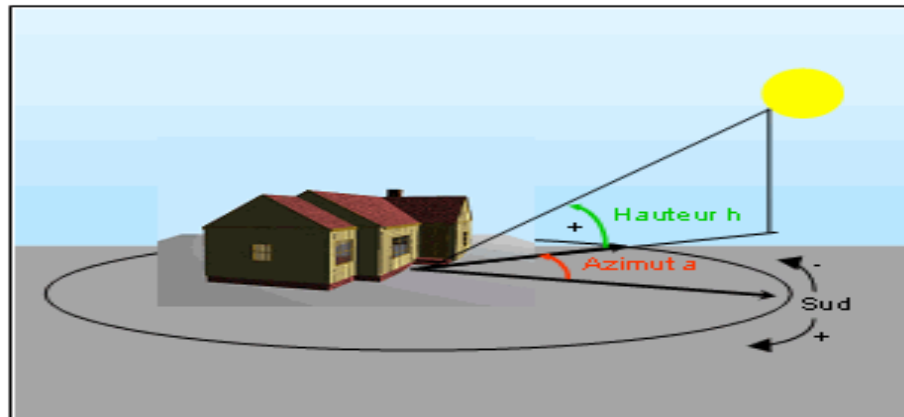


Figure I.7. Les coordonnées célestes horizontales

### I.5.2. Paramètres de temps :

• Le temps solaire vrai (TSV) est l'angle horaire entre le plan méridien passant par le centre du soleil et le méridien du lieu considéré, il est donné par l'expression:

$$\text{TSV} = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (\text{I.15})$$

• Le temps solaire moyen (TSM) est donné par [2]:

$$\text{TSV} - \text{TSM} = \text{ET} \quad (\text{I.16})$$

ET est l'équation du temps (en minute) qui corrige le TSV par rapport au TSM [2]:

$$\text{ET} = 9.87 \times \sin(2 \times B) - 7.53 \times \cos(N') - 1.5 \times \sin(B) \quad (\text{I.17})$$

$$B = (n-81) \times \frac{360}{365} \quad (\text{I.18})$$

• Le temps universel (TU) est le temps moyen de Greenwich [2]:

$$\text{TU} = \text{TSM} - \frac{\lambda}{15} \quad (\text{I.18})$$

- Le temps légal (TL) est le temps officiel d'un état, il est donné par :

$$\mathbf{TL = TU + \Delta H} \quad \mathbf{(I.19)}$$

$\Delta H$  : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

## **I.6. Exploitation de l'énergie solaire :**

Du fait de sa nature et de sa puissance très variable à la surface de la Terre en un point donné, il est difficile d'exploiter ou de stocker l'énergie solaire sans la transformer au préalable.

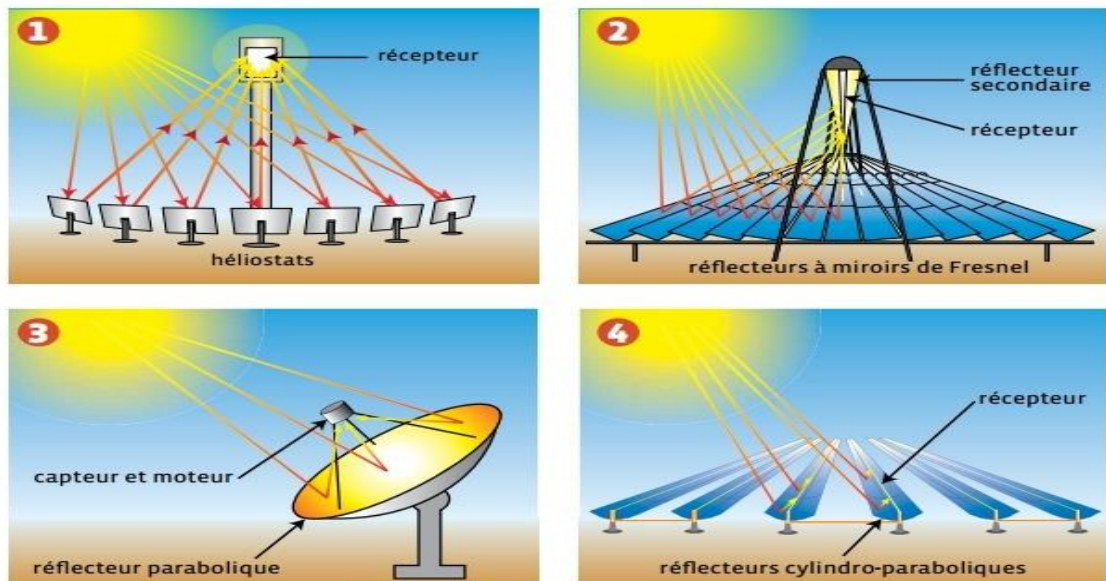
Il existe des techniques pour capter une partie de l'énergie solaire disponible sur la terre. Ces techniques qui sont en constante amélioration se divisent généralement en deux ; passive et active. La technique passive utilise les éléments structuraux d'une habitation pour capter l'énergie solaire, alors que la technique active requiert un équipement spécifique (système de stockage, fluide caloporteur, etc.).

Il existe principalement trois technologies d'exploitation : la thermique, la thermodynamique et le photovoltaïque.

### **I.6.1. Les technologies d'exploitation :**

#### **I.6.1. a. Solaire à concentration thermodynamique :**

L'exploitation de l'énergie solaire à concentration thermodynamique tel que le concentrateur parabolique, le tour solaire et le concentration cylindro-parabolique utilise des réflecteurs pour concentrer les rayons solaire en entraînant une augmentation de l'intensité, les température obtenues sur le réception (appelé cible ) peuvent atteindre plusieurs centaines, voire plusieurs milliers de degrés Celsius.



**Figure I.8.** Quatre technologies principales de production d'électricité d'origine solaire par voie thermodynamique.

**1.** Les héliostats et centrales à tour : des centaines, voire des milliers de miroirs (héliostats) équipés d'un système de suivi du soleil (deux axes de rotation) concentrent les rayons du soleil sur un récepteur central placé au sommet d'une tour.

**2.** Les collecteurs à réflecteurs linéaires de Fresnel sont composés d'une succession de miroirs plans qui suivent la courbe du soleil (un axe de rotation) et redirigent les rayons sur un tube absorbant (récepteur). L'utilisation de réflecteurs non incurvés permet d'abaisser considérablement le coût, comparativement aux collecteurs cylindro-paraboliques, malgré un rendement inférieur.

**3.** Les disques paraboliques, en forme d'assiettes, suivent la course du soleil (deux axes de rotation) et concentrent les rayonnements vers un récepteur situé au point focal de la parabole. Au point focal se trouve une enceinte à l'intérieur de laquelle un gaz entraîne un moteur Stirling. Peu d'industriels dans le monde portent cette technologie.

**4.** Les réflecteurs cylindro-paraboliques, miroirs en forme d'auges, concentrent les rayons du soleil vers un tube (récepteur) placé sur la ligne focale.



**I.6.1. b. L'énergie solaire thermique :**

Dans les procédés thermiques, la puissance solaire sert à chauffer un gaz fluide caloporteur qui est ensuite stocké, distribué ou converti en électricité par des générateurs. L'énergie transmise au fluide caloporteur est le rendement instantané du capteur. La technologie solaire thermique utilise la chaleur provenant du soleil pour le chauffage de bâtiments ou de l'eau sanitaire. Pour ce dernier il est intéressant de savoir que dans certains pays, le chauffage d'eau chaude sanitaire représente 20% des dépenses énergétiques d'un foyer et que l'énergie solaire thermique peut subvenir à environ 80% de cette dépense énergétique [9]. Cette forme de conversion d'énergie solaire peut être directe si on veut uniquement chauffer de l'eau sanitaire.

**Capteur thermique plan à tube****Capteur thermique plan****Figure I.9.** Deux exemples de capteurs thermiques. [9]**I.6.1. c. Solaire photovoltaïque :**

L'énergie solaire photovoltaïque utilise le soleil comme source de lumière en transformant en électricité l'énergie des photons. La lumière solaire (photons) transmette son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur. Cette transformation est sans action mécanique, sans bruit, sans pollution et sans combustible.

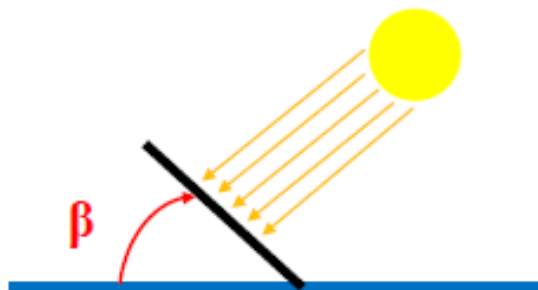
Le mot « photovoltaïque » vient du mot « photo » (du grec « phos » qui signifie « lumière ») et du mot « Volt » (patronyme du physicien Alessandro Volta qui a contribué de manière très importante à la recherche en électricité). C'est dans la filière photovoltaïque que s'inscrit notre travail [9], [10].



**Figure I.10.** Panneau photovoltaïque.

### **I.6.2. Importance de la position des panneaux solaires :**

Pour augmenter le rendement global d'un système photovoltaïque, en augmentant l'énergie solaire reçue, nous devons d'abord améliorer le rendement de captation par le bon choix d'inclinaison de la surface des modules du champ photovoltaïque. Les panneaux solaires doivent être placés perpendiculairement au soleil vers le sud lorsqu'on est dans l'hémisphère nord, et vers le nord lorsqu'on est dans l'hémisphère sud. Les capteurs solaires doivent être installés au sol ou sur la toiture orientés vers le sud, à l'écart des zones ombragées. Ils doivent être inclinés avec un angle « optimale » afin d'obtenir un résultat optimal et par conséquent « une énergie maximale ».



**Figure I.11.** Inclinaison des panneaux solaires.

# ***Chapitre II***

## *Les panneaux solaires photovoltaïques*

---

## II.1. Introduction :

L'électricité photovoltaïque a dans un premier temps été développée pour des applications autonomes sans connexion à un réseau électrique pour par exemple des satellites de télécommunication ou pour des habitations isolées. On la trouve maintenant dans des applications de diverses puissances comme les calculatrices, les montres et d'autres objets d'utilisation courante.

En effet, cette électricité produite par des cellules photovoltaïques individuelles peut alimenter diverses charges continues sans difficulté. Plus récemment, avec l'émergence d'installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production d'électricité.

Cette évolution constante a été rendue possible grâce aux recherches fondamentales menées dans le domaine des matériaux photovoltaïques, mais aussi par l'amélioration progressive des dispositifs de gestion de cette énergie menée en parallèle. [19].

## II.2. Potentiel photovoltaïque dans le monde :

La production solaire n'est pas encore significative à l'échelle mondiale (0,6 % de l'électricité renouvelable dans le monde en 2009). Cette part correspond à une production de 21,4 TWh (20,5 TWh de photovoltaïque et 920GWh de solaire thermique). Cette position doit cependant être relativisée car les perspectives de la croissance de la filière restent très importantes. Le solaire est aujourd'hui au même niveau de production que l'était l'éolien en 1999 et devrait suivre une courbe de progression encore plus dynamique.

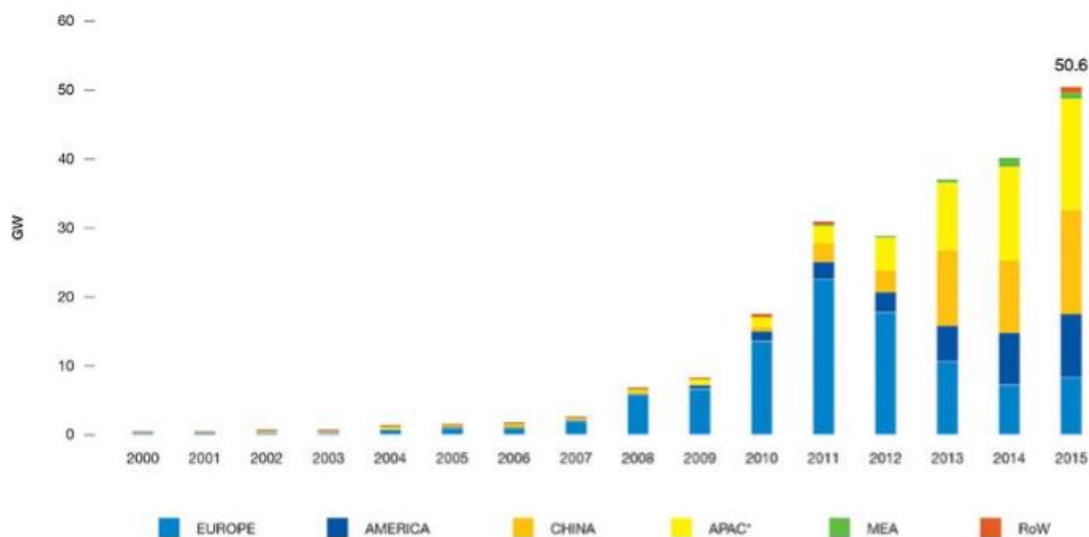
L'industrie photovoltaïque est en effet entrée dans l'ère de la production de masse, renforcée depuis quelques années par la présence des acteurs chinois qui revendiquent le rang de premier producteur mondial. La production mondiale de cellules photovoltaïques est passée sur la période 1999-2009 de 202 MWc à 12318 MWc.

Parmi les dernières réalisations, on peut noter la centrale de Martin Next Generation (75 MW) en Californie et le projet israélien d'Ashalim (240MW de solaire thermique plus 15 MW de photovoltaïque) dans le désert du Negev. Ces centrales permettront à la filière solaire thermique de s'imposer davantage dans la sphère de l'électricité solaire.

En 2009, la puissance solaire (photovoltaïque et solaire thermique) recensée dans le monde a progressé de 6944 MW par rapport à 2008 et passe à 21691 MW. [17]

En Europe, à la fin de l'année 2011, la capacité installée des systèmes photovoltaïques était de plus de 50 GW. Avec des contributions croissantes en provenance des pays du sud de l'Europe, plus de 60 milliards de kWh sont produits chaque année, ce qui correspond à suffisamment d'énergie pour alimenter plus de 15 millions de ménages européens.

Le nombre d'installations annuelles mondiales d'énergie solaire photovoltaïque pourraient être multiplié par 50 d'ici 2020 par rapport aux chiffres de 2005.



**Figure II.1.** Evolution annuelle globale de la capacité solaire installée des panneaux photovoltaïques 2000-2015. [17]

### II.3. Le photovoltaïque en Algérie :

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire Algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau II.1 selon l'ensoleillement reçu annuellement [15]:

Régions	Régions côtières	Haut plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

Tableau II.1. Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques. [15]

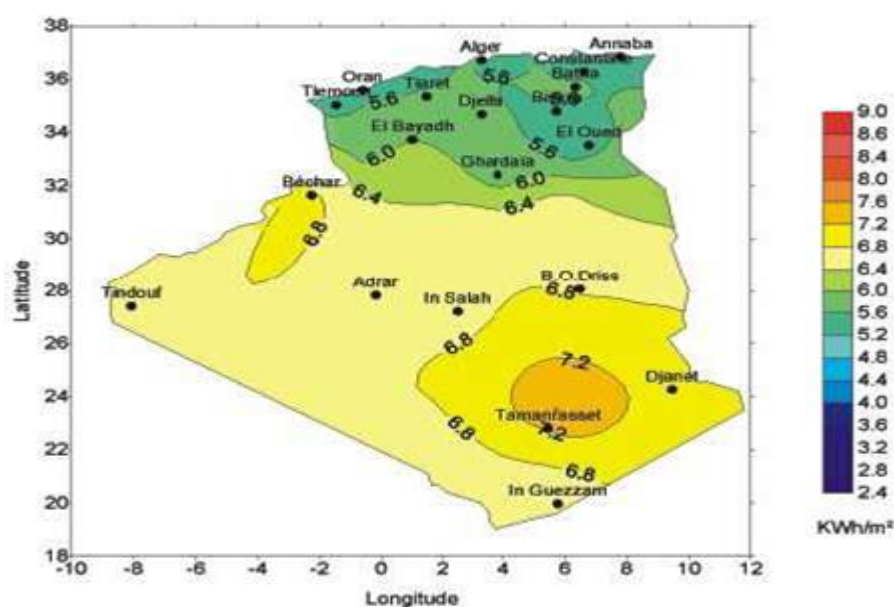


Figure II.2. Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu. [16]

La durée d'insolation dans le Sahara Algérien est de l'ordre de 3500 h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8 h/j et peut arriver jusqu'à 12 h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale.

La production nationale d'électricité a connu une forte augmentation. Le taux d'électrification nationale est passé de 63% en 1980 à 97 % en 2007. Les principaux indicateurs et leur évolution sur les périodes 1962-1999 et 2000-2007 mettent en évidence l'énorme effort consenti par l'Etat dans ce domaine. En effet, durant la période 2000-2007, la production d'électricité a connu une forte croissance. Elle est passée de 25 TWh en 2000 à 37 TWh en 2007, ce qui correspond à une hausse annuelle moyenne de 6%. Cette production était seulement de 2 TWh dans les années 60.[18]

La puissance installée d'énergie photovoltaïque en Algérie en fin de février 2016 est de 74.1 MW, cette puissance va augmenter avant l'achèvement des projets en cours de réalisation avant l'été.

## **II.4. Conversion photovoltaïque :**

La conversion photovoltaïque est la transformation directe d'une énergie électromagnétique (rayonnement) en énergie électrique de type continu directement utilisable. L'élément de base dans cette conversion est la cellule solaire.

## **II.5. Cellule photovoltaïque :**

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui permet de produire de l'électricité à partir du rayonnement de la lumière, en s'appuyant sur l'effet photovoltaïque.

Elle est composée d'un matériau semi-conducteur (comme le silicium) qui absorbe cette énergie et génère du courant électrique en continu, ce courant est en fonction de l'éclairement incident.

La production des cellules photovoltaïque nécessite de l'énergie, et on estime qu'une cellule doit fonctionner entre 2 et 3ans, pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication.

## **II.6. Semi-conducteur :**

Un semi-conducteur est un matériau dont la conductivité est intermédiaire entre le conducteur et l'isolant, ce matériau exposé a une source lumineuse génère du courant électrique, mais pour ce faire il faut que l'énergie lumineuse absorbé dépasse l'énergie dite seuil.

Il existe plusieurs type de semi-conducteur qui diffèrent selon le matériau utilisé et sa structure cristalline, le plus communément utilisé est le silicium.

### **II.6.1. Le silicium :**

Le silicium est un matériau abondant dans la nature, il est extrait du sable et fait partie de la famille du semi-conducteur, de ce fait il est considéré comme matière première de la cellule photovoltaïque. Un atome de silicium compte 4 électrons de valence, il forme donc quatre (4) liaisons covalente avec les atomes voisin, donc tous les électrons sont utilisé et il n'y en a pas un seule de libre permettant la génération de courant électrique, pour ce faire un dopage est donc nécessaire.

**II.7. Différentes technologies des cellules photovoltaïques :****II.7.1. 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, leurs rendements varient entre 14 et 16%, par contre le cout est élevé.

**II.7.2. Cellule photovoltaïque en silicium poly cristallin:**

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, celle-ci a un rendement qui ne dépasse pas 11% mais le cout est moins important.

**II.7.3. Le silicium amorphe :**

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est gris très foncé ou marron. Son rendement varie entre 6 à 10 % il a une durée de vie inférieure à 20 ans.

**II.7.4. Cuivre indium et de gallium sélénium (CIGS) / cuivre indium sélénium(CIS) :**

Les cellules CIS et CIGS représentent la nouvelle génération de cellules solaires sous forme de couches minces. Les matières premières nécessaires à la fabrication des cellules CIS / CIGS sont plus faciles à se procurer que le silicium utilisé dans les cellules photovoltaïques classiques. De plus, leur efficacité de conversion énergétique est la plus élevée à ce jour pour des cellules photovoltaïques en couche mince.

**II.7.5. Cellules photovoltaïques organique :**

Les cellules photovoltaïques organiques sont des cellules photovoltaïques dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques.



### II.7.6. Tellure de cadmium (CdTe) et le sulfure de cadmium (Cds) :

Ce matériau peut produire un rendement élevé jusqu'à 15% et est aussi connu pour donner un intervalle de bande idéale, car le coefficient d'absorption directe est élevé. Cds/CdTe a été également connus pour leur stabilité pendant de longue période.

Toutefois, cette technologie fait face à certains problèmes comme ceux liés à l'environnement et des problèmes avec la matière première tellure (Te).



Figure II.3. Type de panneaux solaire photovoltaïque.

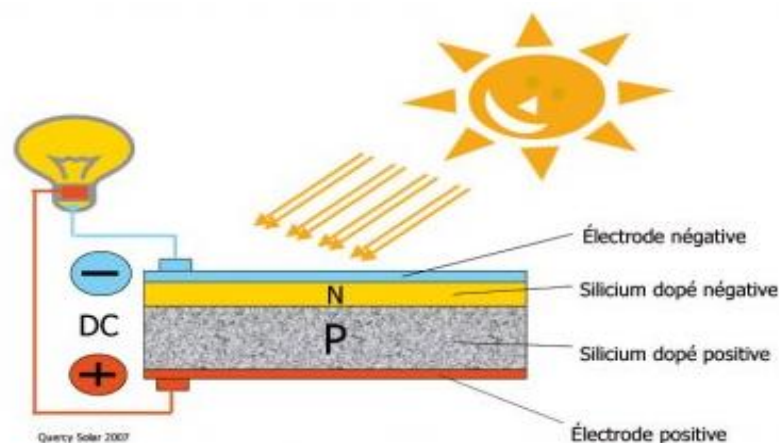
Technologies	Rendement typique d'un module
Cellule photovoltaïque en silicium monocristallin	Entre 14% et 16%
Cellule photovoltaïque en silicium polycristallin	Ne dépasse pas 11%
Le silicium amorphe	Entre 6% et 10%
Cuivre indium et de gallium sélénure (CIGS)/ cuivre indium sélénure (CIS)	Entre 6% et 9%
Tellure de cadmium (CdTe) et le sulfure de cadmium (Cds)	Ne dépasse pas 15%
Cellule photovoltaïque organique	Plus ou moins 10%

Tableau II.2. Différents rendements des technologies des semi-conducteurs.

## II.8. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

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

Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type N et dopée de type P.

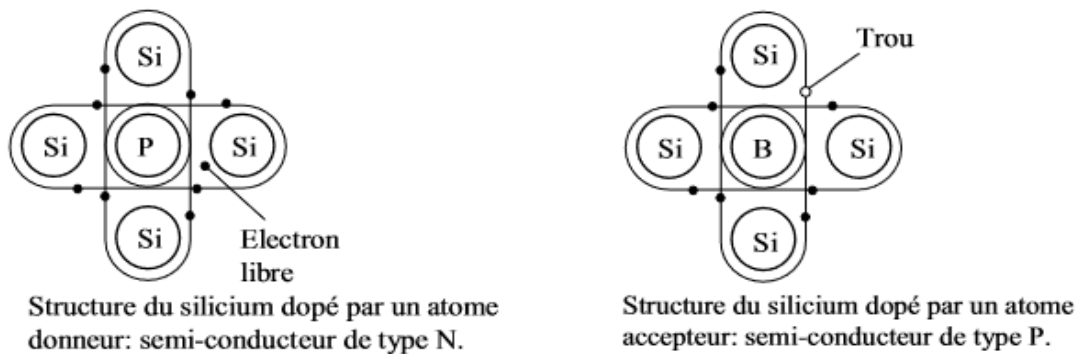


**Figure II.4.** Schéma qui représente le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

### II.8.1. Dopage et jonction PN :

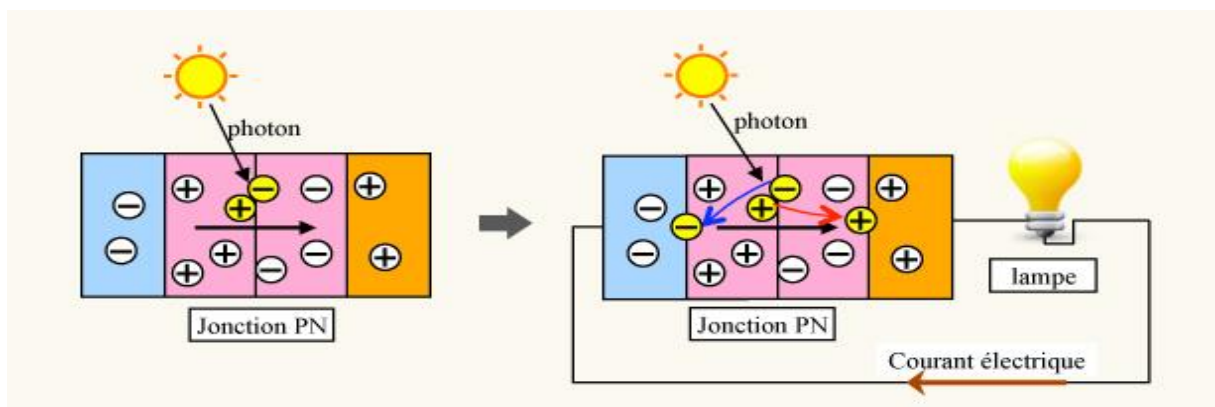
Le dopage est une méthode qui consiste à introduire des impuretés dans un cristal intrinsèque pour modifier ses propriétés électriques, il a comme rôle de créer une différence de potentiel aux bornes de la cellule photovoltaïque afin d'entraîner les charges positives d'un côté et les charges négatives de l'autre.

Il existe deux types de dopage : le type (N) négatif et le type (P) positif, en effet l'une des couches est dopée avec des atomes de phosphore qui compte 5 électrons de valence chaque un (donc un de plus que le silicium), nous parlons dans ce cas de dopage de type (N) du aux électrons en excès. L'autre couche est dopée avec des atomes de bore qui comporte 3 électrons de valence chaque un (donc un de moins que le silicium), ce dopage est de type (P) et ceci du au manque d'électron.



**Figure II.5.** Dopage de type N et de type P.

Il ne reste donc plus que les ions dans la zone NP qui vont créer un champ électrique interne au niveau de la jonction et qui empêche les charges libres restantes dans chaque zone de traverser la jonction pour se recombiner. Si la température d'une telle jonction augmente, les électrons remplissent progressivement tous les états d'énergie, annulant la bande interdite et par là, l'effet de la jonction p-n.



**Figure II.6.** Jonction p-n.

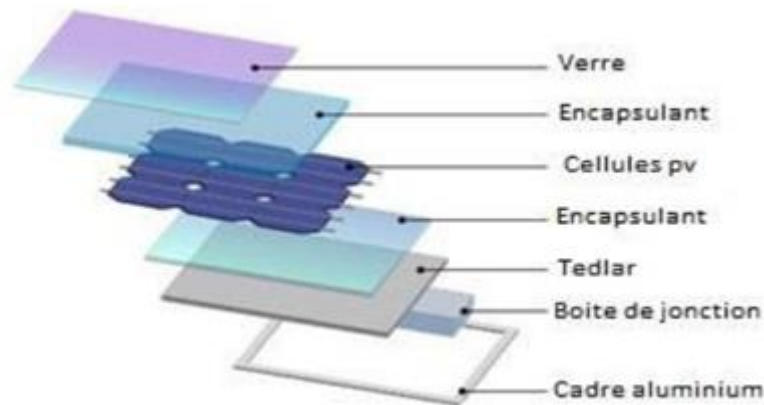
## II.9. Les différents composants du panneau photovoltaïque :

Le module photovoltaïque consiste en un lot de cellules photovoltaïques connectées entre elles, puis enrobées dans une résine transparente, l'EVA.

La face arrière des cellules est recouverte d'un film multicouche composé de Tedlar et d'aluminium.

La face avant des cellules est quant à elle recouverte d'un verre.

Les connexions de sortie de la face arrière des cellules sont isolées électriquement par un film de polymère transparent, nommé Mylar. Cet assemblage est effectué à vide.



**Figure II.7.** Différentes couches et matériaux composants un module photovoltaïque constitué.

### II.9.1. Le verre :

Il s'agit d'un verre trempé de 4 mm d'épaisseur. On qualifie ce verre de "verre solaire". Cela signifie que le verre a une faible teneur en fer. Ceci permet une meilleure transmission optique. En générale, la transmission optique du verre d'un module photovoltaïque est de l'ordre de 95 % dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm).

La face extérieure du verre, traité à l'acide fluosilicique ( $H_2SiF_6$ ), est recouverte de nano pores qui piègent la lumière incidente et réduisent la réflexion en surface à une valeur inférieure à 8 % dans la gamme 380 nm à 1 200 nm. En face intérieure, le verre est microstructuré, augmentant ainsi le rendement par éclairage diffus.

### II.9.2. L'EVA :

L'EVA est une résine transparente enrobant les cellules photovoltaïques.

Chimiquement, l'EVA est formée de chaînes de copolymère d'éthylène et de vinyle d'acétate. L'EVA est utilisée car ce produit présente de grandes propriétés adhésives, diélectriques (c'est-à-dire qu'il ne peut pas conduire le courant), thermiques et d'étanchéité (il dispose d'un très faible taux d'absorption d'eau). Bien entendu, l'EVA présente aussi une excellente transmission optique (supérieure à 90% selon le type d'EVA) dans la gamme utile du spectre solaire (380 nm à 1 200 nm).

**II.9.3 Cellules photovoltaïques :**

Les cellules photovoltaïques sont des composants électroniques à semi-conducteurs généralement faites de silicium sous ses différentes formes. Elles convertissent directement l'énergie lumineuse en électricité (courant continu) à basse tension. Comme l'énergie lumineuse est le soleil, on parle alors de cellules solaires.

**II.9.4. Le mylar :**

Le mylar, utilisé pour isoler électriquement les connexions de sortie de la face arrière des cellules, est un film polymère transparent. Chimiquement, il s'agit un composé de polyéthylène de téréphtalique, de constante diélectrique très élevée lui permettant d'être un très bon isolant électrique.

**II.9.5. Le Tedlar :**

Le TEDLAR est un polymère fluoré. Le rôle majeur du TEDLAR, dans un module photovoltaïque, est la protection de surface. En effet, le TEDLAR résistent particulièrement bien aux agressions extérieures (UV, variations de température, atmosphères corrosives, ...), à l'abrasion ainsi qu'aux produits chimiques.

**II.9.6. Cadre en aluminium :**

Le cadre en aluminium se justifie par la haute résistance de celui-ci à l'humidité ainsi qu'aux chocs mécaniques. Il peut être anodisé. L'anodisation est un traitement de surface qui permet de protéger ou de décorer une pièce en aluminium par oxydation anodique (couche électriquement isolante de 5 à 50 micromètres). Elle octroie aux matériaux une meilleure résistance à l'usure, à la corrosion et à la chaleur.

**II.10. Caractéristique d'un module photovoltaïque :**

Caractéristiques d'un module photovoltaïque réel est caractérisé par les paramètres fondamentaux suivants :

**II.10.1. Courant court-circuit :**

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule photovoltaïque est nulle. Dans le cas idéal ce courant est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue, c'est-à-dire à l'éclairement  $E$  ( $W/m^2$ ), à la température ambiante et à la vitesse de circulation de l'air ambiant, il est également directement fonction de la surface de la cellule. Quantitativement, il a la plus grande valeur du courant génère par la cellule (pratiquement  $I_{sc}=I_{ph}$ ).

Le courant court-circuit est donné par :

$$I_{sc} = K_i \cdot E \cdot S \quad (\text{II.1})$$

**$K_i$**  : Coefficient de variation du courant ( $I_{cc}$ ) en fonction de la température ( $A/^{\circ}K$ ).

**$E$**  : éclairement reçu ( $W/m^2$ ).

**$S$**  : Surface de la cellule ( $m^2$ ).

**II.10.2. Tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) :**

C'est la tension aux bornes du module en absence de tout courant pour un éclairement.

Elle peut aussi être définie comme la tension pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul, elle dépend fortement a l'éclairement de la cellule, et ce calcule par :

$$V_{oc} = \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln \frac{E}{E_0} \quad (\text{II.2})$$

Avec :

**$K$** : constante de Boltzmann ( $1.38 \cdot 10^{-23}$  Joules/Kelvin) ;

**$T$** : température de la jonction p-n des cellules ;

**$q$** : charge d'un électron ( $1,602 \cdot 10^{-19}$  C) ;

**$E$** : éclairement reçu ( $W/m^2$ );

**$E_0$** : éclairement de référence ( $W/m^2$ ).

**II.10.3. La puissance crête :**

C'est la puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions appelées conditions standard (25°C, 1.5AM est un éclairage de 1000W/m<sup>2</sup>).

**II.10.4. Point de puissance maximale (MPP) :**

C'est le point de coordonnées (Impp, Vmpp), dont la puissance crête dissipée de la charge est maximale en « plein soleil ».

**II.10.5. Rendement :**

Nous pouvons définir le rendement d'une cellule photovoltaïque comme le quotient de la puissance maximale et de la puissance lumineuse reçue par la cellule. Cette puissance lumineuse correspond au produit de l'aire de la cellule par l'ensoleillement. [20]

$$\eta = \frac{V_m \times I_m}{P_{\text{tnc}}} = \frac{P_{\text{max}}}{S \cdot E} \quad (\text{II.4})$$

**II.10.6. Facteur de forme (FF) :**

Il permet de juger de la qualité d'une cellule photovoltaïque. Il est défini comme le rapport entre le point de puissance maximum et le produit courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert : [21]

$$ff = \frac{P_{\text{max}}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (\text{II.5})$$

**II.11. L'équation caractéristique de la cellule photovoltaïque :**

La caractéristique courant-tension d'une cellule solaire se met sous la forme mathématique suivante: [22, 23, 24]

$$I = I_{\text{ph}} - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{V + IR_S}{a \cdot V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_p} \quad (\text{II.6})$$

$R_s$  : Résistance série ( $\Omega$ ).

$R_p$  : Résistance shunt ( $\Omega$ ).

$I$ : Le courant fourni par la cellule (Ampère).

$I_{ph}$ : Le photo-courant dépendant de l'éclairement (Ampère).

$I_0$ : Le courant de saturation de la diode (Ampère).

$a$ : facteur d'idéalité de la diode.

$V_t$ :  $=KT/q$  potentielle thermique.

### II.11.1. Caractéristique I(V) :

Une cellule photovoltaïque possède une caractéristique I(V) non linéaire testée dans des conditions d'éclairement de  $1000\text{W/m}^2$  à un spectre AM1.5 et une température de cellule de  $25^\circ\text{C}$  et qui a l'allure exprime dans la figure suivante :

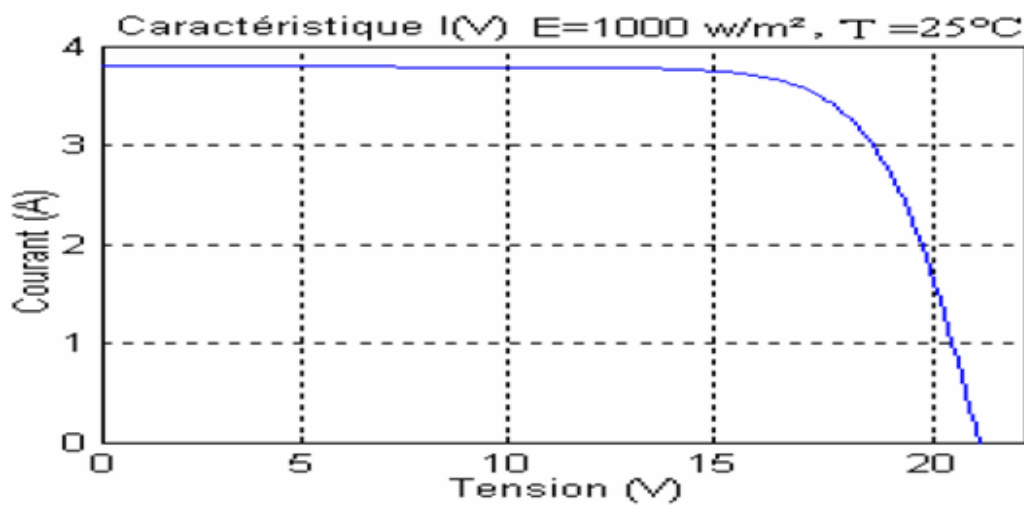


Figure II.8. Courbe  $I=f(V)$ .

### II.11.2. Caractéristique P(V) :

La puissance délivrée par la cellule a pour expression  $P(V)$ . Pour chaque point de la courbe  $I=f(V)$ , une puissance  $P$  est calculée, et par conséquent une courbe  $P=f(V)$  est tracée. Elle a l'allure suivante :



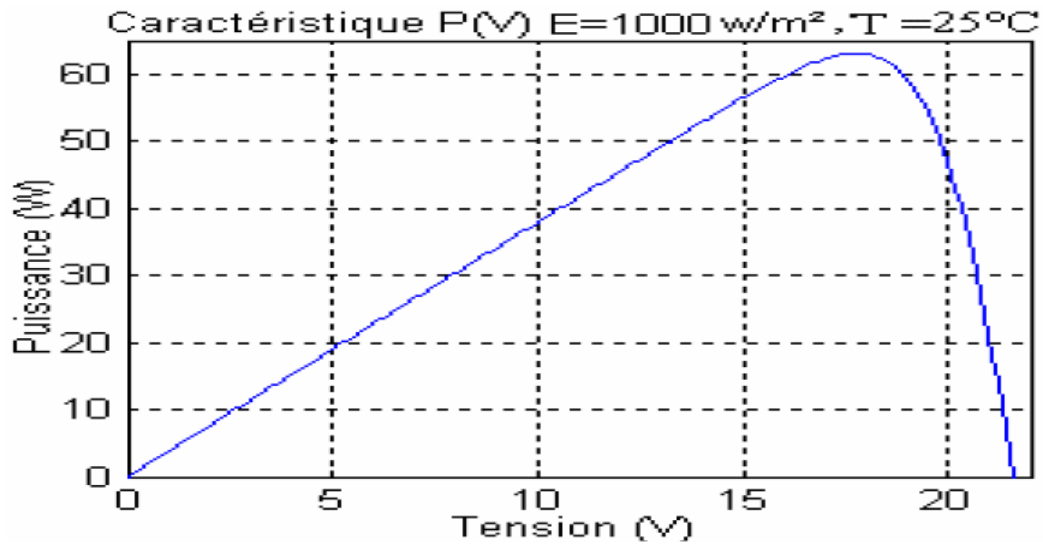


Figure II.9. Courbe P=f (V).

## II.12. Analogie électrique

### II.12.1. Cellule photovoltaïque idéal :

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant  $I_{ph}$  proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode (figure II.10) qui correspond à l'aire de transition p-n de la cellule PV.

Après la loi de nœuds on aura :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{II.7})$$

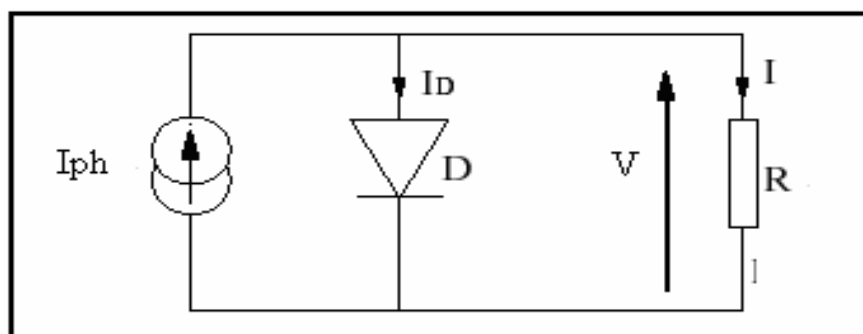


Figure II.10. Modèle de cellule photovoltaïque idéal. [25]

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode :

$$V = V_d \quad (\text{II.8})$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_d = I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.9})$$

Avec :

**$I_d$** : Courant de diode (Ampère).

**$I_0$** : Le courant de saturation inverse de la diode (Ampère).

**$V_d$** : La tension au borne de diode (volt).

**$V_t$** :  $=KT/q$  potentielle thermique

Donc la relation (II.7) devient :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_d}{V_t}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.10})$$

**$I_{ph}$** : Le photo-courant dépendant de l'éclairement (Ampère).

### II.12.2. Cellule photovoltaïque réel :

Le model photovoltaïque précédent ne rendait pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série  $R_s$  et les courants de fuite par une résistance en parallèle  $R_p$ . [25]

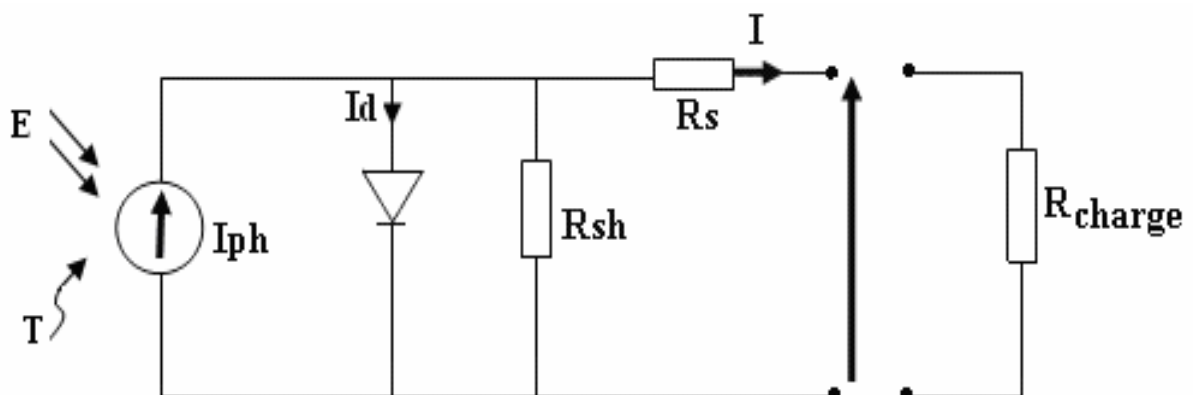


Figure II.11. Modèle de la cellule photovoltaïque réel. [25]

Donc on a :

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (\text{II.11})$$

$$I_p = \left( \frac{V + I.R_s}{R_p} \right) \quad (\text{II.12})$$

$$I_d = I_0 \cdot \left[ \exp \left( \frac{V + I.R_s}{v_t} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.13})$$

Avec:

$R_s$  : Résistance série ( $\Omega$ ).

$R_p$  : Résistance shunt ( $\Omega$ ).

$I$ : Le courant fourni par la cellule (Ampère).

$I_{ph}$ : Le photo-courant dépendant de l'éclairement (Ampère).

$I_0$ : Le courant de saturation de la diode (Ampère).

$K$ : constante de Boltzmann ( $1,381 \cdot 10^{-23}$  joule/Kelvin).

$q$ : charge d'électron  $= 1,602 \cdot 10^{-19}$  C.

$a$ : facteur d'idéalité de la diode ;

$T$ : La température de cellule en kelvin.

Donc (II.10) sera:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left[ \exp \left( \frac{V + I.R_s}{v_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (\text{II.14})$$

## II.13. Principales causes de limitation du rendement des cellules photovoltaïques :

### II.13.1. Pertes de photons incidents :

Le silicium est un matériau faiblement absorbant, d'aspect métallique très réfléchissant, l'indice de réfraction du silicium étant environ 3.05, le coefficient de réflexion d'une interface air-Silicium est de l'ordre de 30%, ce qui représente les pertes directes de photons par réflexion sur la face avant, et son coefficient d'absorption diminue très vite au voisinage du gap, conduisant à des pertes par transmission dans le proche infrarouge.

Pour diminuer les réflexions face avant, une solution courante est le dépôt d'une couche très fine (quelques dizaines de nanomètres) dont l'indice de réfraction (environ 2.2) est inférieur à celui du Silicium. Pour augmenter l'absorption dans le silicium, il faut augmenter le trajet optique des photons, c'est-à-dire les confiner dans l'épaisseur de la plaque. [26]

### **II.13.2. Pertes de photons pénétrant dans le matériau :**

Les photons dont l'énergie est inférieure au gap ne sont pas absorbés dans le substrat (sauf si des impuretés introduisent des niveaux permis dans la bande interdite du silicium), tous les photons de longueur d'onde supérieure à 1.25  $\mu$  m sont donc perdus.

Les photons d'énergie supérieure au gap sont absorbés, mais l'excès d'énergie est dissipé sous forme de chaleur par les phonons du réseau, ce qui constitue une perte du point de vue énergétique.

Enfin, les photons très énergétiques sont absorbés et les porteurs photo générés sont perdus par recombinaisons avec les dopants. [27]

### **II.13.3. Résistances parallèles et série :**

Ces résistances parasites consomment une partie du courant photo - généré. Les résistances série sont principalement dues à la résistivité du substrat, à la résistance des lignes de connexion.

Les résistances parallèles (shunts) représentent en fait les courants de fuite dans la cellule, dus aux pertes dans les joints de grains, à de mauvais contacts entre le silicium et les connexions, à des courts-circuits qui peuvent être créés pendant la fabrication des cellules,... [28]

## **II.14. Dégradation d'un module photovoltaïque :**

Le module photovoltaïque dégradé peut ne pas perdre sa fonction principale qui consiste à générer de l'électricité à partir de l'ensoleillement, même si son utilisation n'est plus optimale. On peut considérer que le module photovoltaïque est dégradé lorsque sa puissance atteint un niveau en dessous de 80% de sa valeur initiale [29]

La performance des modules photovoltaïques peut être dégradée à cause de plusieurs facteurs tels que : la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques [30], [31], [32].

la température, l'humidité, l'irradiation, la poussière et les chocs mécaniques peuvent induire un ou plusieurs types de dégradation tels que : la décoloration, la délamination, la corrosion, les casses et fissures de cellules[29], [33].

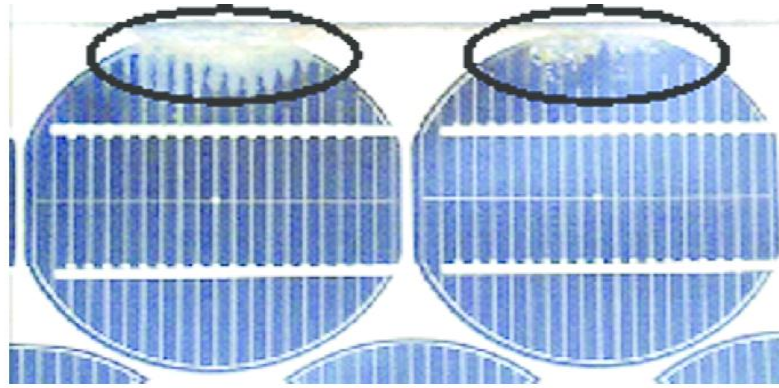
<b>Dégradations</b>	
Module PV en silicium cristallin	Interconnexions cassées
	Cellules cassées
	Corrosion
	Délamination de l'encapsulant
	Décoloration de l'encapsulant
	Vitrage cassé
	Point chauds
	Défaillance de la diode by-pass
	Cassure de rubans d'interconnexion

**Tableau II.3.** Principaux modes de dégradation des modules PV en Silicium cristallin [35]

### **II.14.1. Les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques :**

#### **II.14.1.a. La corrosion :**

L'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion [32]. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module photovoltaïque provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance. La corrosion dégrade aussi l'adhérence entre les cellules et le cadre métallique.



**Figure II.12.** Module PV atteint par la corrosion. [29]

#### II.14.2.b. Délamination :

La délamination est la perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les cellules ou entre les cellules et le verre avant. Elle entraîne deux effets : l'augmentation de la réflexion lumineuse et la pénétration de l'eau à l'intérieur de la structure du module [29].

La délamination est plus sévère lorsqu'elle se produit sur les bords du module parce que, en plus de la dégradation de la puissance, elle provoque des risques électriques pour le module et l'installation toute entière. Elle est plus fréquente dans les climats chauds et humides.

La Figure II.13 montre deux modules présentant une délamination.



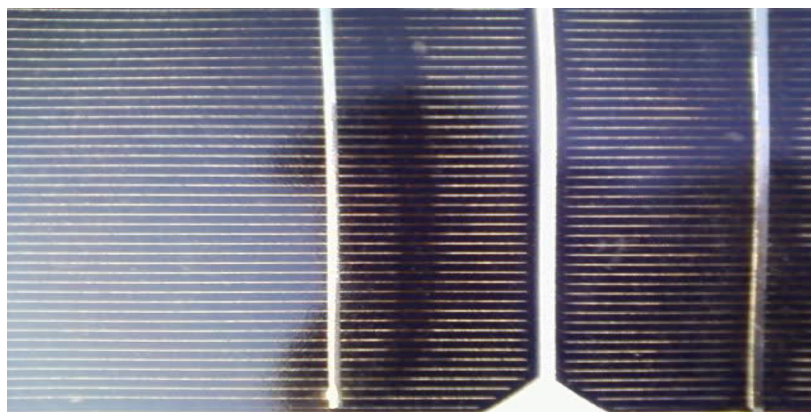
**Figure II.13.** Module photovoltaïque présentant une délamination. [29]

### II.14.3.c. Décoloration :

La décoloration du module photovoltaïque présente sous un changement de couleur du matériau encapsulant qui est souvent l'Ethylène Vinyl Acetate (EVA). Il se traduit soit par un jaunissement soit par un brunissement du matériau encapsulant.

Elle provoque une modification de la transmittance et par conséquent la puissance générée par le module est diminuée. Les causes principales de la décoloration sont les rayons ultraviolets combinés à l'eau sous des températures d'exposition supérieures à 50°C [37].

Ces dernières années, la plupart des publications sur la dégradation des modules PV en silicium cristallin ont principalement porté sur la décoloration de l'EVA [40], [41], [42].



**Figure II.14.** Modules photovoltaïques avec des cellules décolorées. [44]

### II.14.4.d. Fissures et bris de verre :

Les fissures surviennent dans la plupart des cas lors des opérations d'installation, de maintenance et surtout de transport des modules sur les sites d'installation mais peut toutefois continuer à produire de l'énergie. [39].

Cependant, le risque de choc électrique et de pénétration de l'humidité devient plus élevé. Les casses, les bris de verre et les fissures sont généralement suivies des autres types de dégradation tels que la corrosion, la décoloration, la délamination [33].





**Figure II.15.** Module photovoltaïque présentant des bris de verre. [33]

#### **II.14. 5.e. Les points chauds ou Hot-spots :**

Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule défectueuse ou faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et elle se comporte en récepteur. Ainsi, elle se retrouve en siège d'une dissipation thermique relativement élevée pouvant conduire à sa destruction totale : c'est le phénomène du point chaud ou « hot-spot » dont le module montré en Figure II.16 est atteint. [46], [47]

Des diodes by-pass ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives (défectueuses ou ombragées). La diode by-pass court-circuite alors une partie du module, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses.

L'ensoleillement inhomogène, la température élevée, les dépôts de poussière, la neige, la pluie et les dépôts de feuilles mortes représentent des facteurs favorisant l'apparition des points chauds ou hot-spots dans un module photovoltaïque.



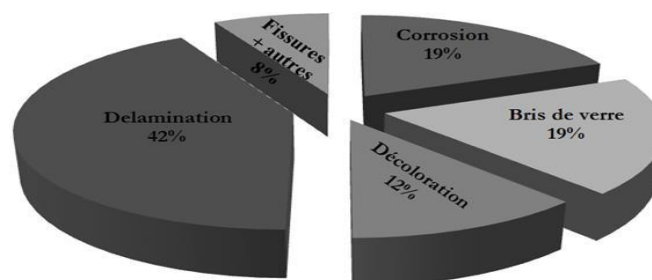
**Figure II.16.** Modules présentant des points chauds sur les bords des coins supérieurs. [47]



### II.14.2. Synthèse :

Bibliographique assez exhaustive sur les différents modes de dégradation des modules photovoltaïques. Cette revue de l'état de l'art sur la dégradation des modules PV s'est focalisée, sur l'identification des principaux types de dégradations. Les travaux de recherche qui mettent en évidence leur impact sur le fonctionnement du module ainsi les facteurs qui les favorisent ont été également présentés. Il nous semble pertinent de terminer cette partie sur les principaux modes de dégradation des modules photovoltaïques par une synthèse en termes de représentativité de chacun des modes de dégradation selon la littérature. [49]

La Figure II.16 donne un récapitulatif sur la représentativité de chacun des principaux modes de dégradation des modules PV en silicium présentés dans ce chapitre [49].



**Figure II.17.** Représentativité des différents modes de dégradation. [49]

Les taux de représentativité des modes de dégradation donnés sur la Figure II.17 est relatifs à la technologie cristalline montrent bien la prédominance de la délamination et de la corrosion.

# ***Chapitre III***

*Modélisation des performances  
d'un panneau PV  
(**MINI-EESF**)*

---

### III.1. Introduction :

Les performances d'une cellule photovoltaïque dépendent de plusieurs paramètres principalement de la température et l'éclairement.

A travers ce chapitre, une modélisation sous **Matlab** des performances du panneau MINI-EESF est présentée en variant plusieurs paramètres :

Une première modélisation de la déclinaison et de la correction horaire est représentée.

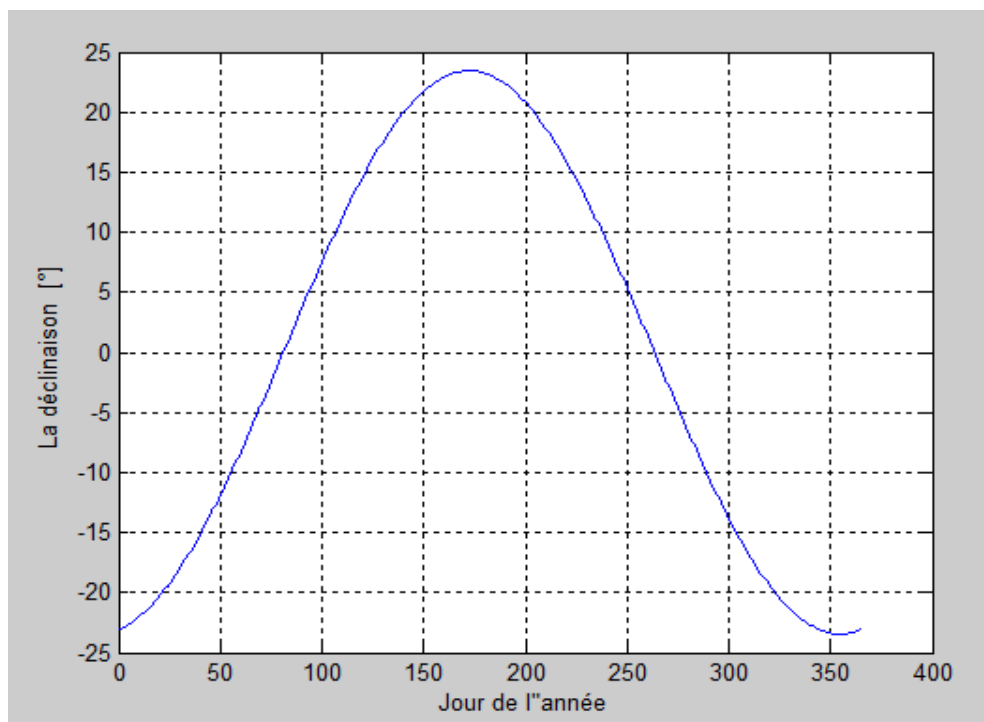
La deuxième partie de la modélisation est consacrée à l'influences des conditions extérieures voir la température et l'éclairement sur les performances de ce panneaux.

Un troisième modèle plus détaillé nous donne les performances du panneau **MINI-EESF** en fonction des conditions métrologiques et du lieu d'implantation.

### III.2. Modélisation de la variation de la Déclinaison ( $\delta$ ) et de correction horaire (ET) en fonction des jours de l'année :

#### III.2.1. variation de la Déclinaison :

Les figures ci-dessous montrent la variation de la déclinaison en fonction des jours de l'année :



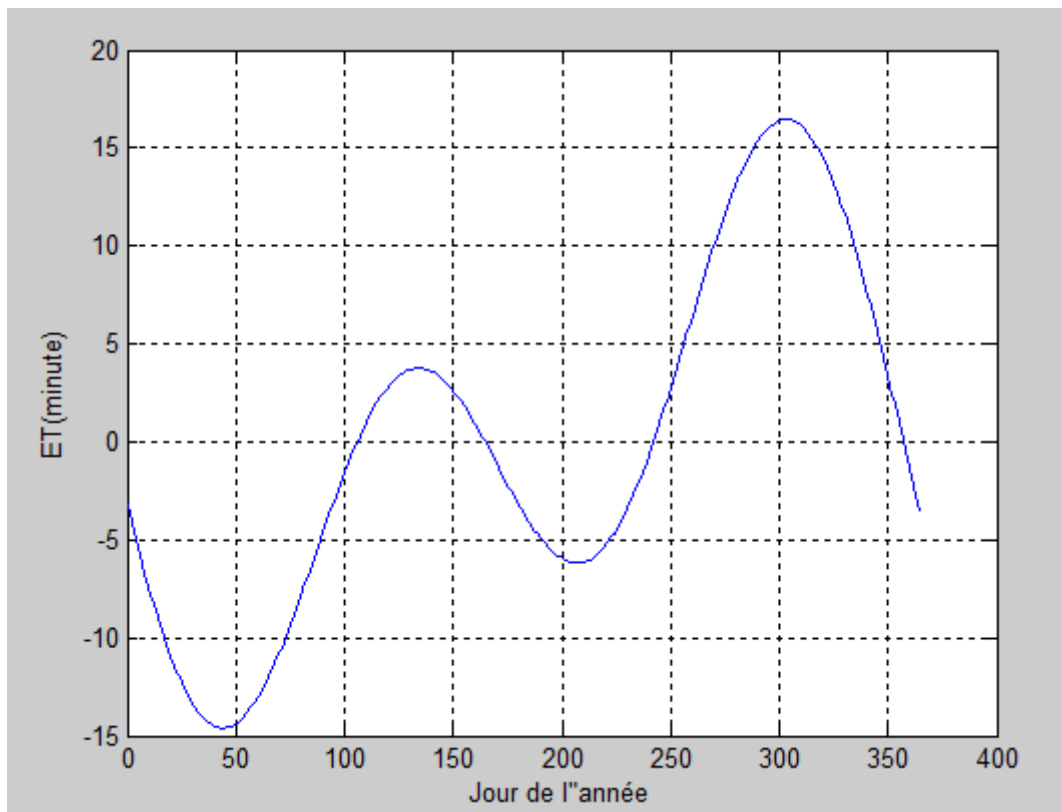
**Figure III.1.** Déclinaison du soleil en degré en fonction des jours de l'année.

D'après les résultats de la simulation obtenus ; on vérifie bien les cas particuliers qui sont :

- ✓ Solstice d'hiver; 21 décembre (356 jour)  $\delta = - 23.45^\circ$
- ✓ Equinoxe de printemps 21 mars (81 jour)  $\delta = 0^\circ$
- ✓ Solstice d'été; 21 juin (173 jour)  $\delta = 23.45^\circ$
- ✓ Equinoxe d'automne; 21 septembre (264 jour)  $\delta = 0^\circ$

### III.2.2. Variation de l'équation du temps (ET) :

Une correction horaire **ET** est nécessaire pour corriger le temps solaire moyen en fonction du temps solaire vrais pour une durée d'une année.



**Figure III.2.** Equation du temps en fonction du jour de l'année.

La figure ci-dessus représente la variation équation du temps (en minute) en fonction des jours de l'année.

### III.3. Modélisation des performances du panneau PV (MINI-EESF) en fonction de la température et de l'éclairement :

Le module photovoltaïque MINI-EESF se compose d'une série de 36 cellules photovoltaïques (35x55mm) en silicium monocristallin avec une puissance typique de 66w.

Les matériaux utilisés sont résistants à l'eau et à l'abrasion et sont conçus pour ne pas être endommagés par les conditions environnementales.

Les spécifications techniques du PV sont reprises dans le tableau suivant :

Caractéristique électrique	valeur
Eclairement standard	1000 W/m <sup>2</sup>
Température standard, T	25°C
Spectre solaire	AM 1.5G
Nombre des cellules solaire	36
Puissance maximale (Pmax)	66W
Tension à Pmax (Vmpp)	17.8 V
Courant à Pmax (Impp)	3.70 A
Courant à court-circuit (Icc)	4.05A
Tension a circuit ouvert (Voc)	22.25V
Coefficient de variation de la tension (Voc) en fonction de la température ( Kv)	-76.32 mV/°K
Coefficient de variation du courant (Icc) en fonction de la température (Ki)	1.05 mA/°K

**Tableau.III.1.** Les paramètres du panneau MINI-EESF.

Le modèle à une diode est choisi et le calcul des différents paramètres est donné par :

Le courant de saturation de la diode présenté par:

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{\exp\left(q \cdot \frac{V+IR_S}{a \cdot K \cdot T}\right)} - 1 \quad \text{(III.1)}$$

On aura donc :

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left[ \exp \left( q \cdot N_s \cdot \frac{V + IR_s}{\dot{a}.K.T} \right) - 1 \right] \quad (III.2)$$

$R_s$  est prise pour le point  $V_{oc}$  :

$$dI = 0 - I_0 \cdot \left( \frac{V + IR_s}{Vt} \right) \cdot \exp \left( \frac{V + IR_s}{Vt} \right) \quad (III.3)$$

Donc :

$$R_s = - \frac{dI}{dV} - \frac{\dot{a}.Vt}{I_0 \cdot \exp \left( \frac{V + IR_s}{\dot{a}.Vt} \right)} \quad (III.4)$$

Telle que:

$$R_s = - \frac{dI}{dV} \Big|_{(V=V_{CO})} - \frac{\dot{a}.Vt}{I_0 \cdot \exp \left( \frac{V + IR_s}{\dot{a}.Vt} \right)} \quad (III.5)$$

$R_s$  : Résistance série ( $\Omega$ ).

$R_p$  : Résistance shunt ( $\Omega$ ).

Toutes les constantes dans les équations ci-dessus peuvent être déterminées en utilisant les données du fabricant du panneau photovoltaïque.

La méthode choisie pour la simulation de ce modèle est la méthode de Newton Raphson qui est décrit comme suit :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (III.6)$$

Avec :  $V = V_{CO}$

$f'(x)$  : la dérivé de la fonction.

$x_n$  : la présente itération

$x_{n+1}$  : l'itération suivante.

$$f(I) = I_{sc} - I - I_0 \cdot \left[ \exp \left( q \cdot \frac{V + IR_s}{\dot{a}.Vt} \right) - 1 \right] \quad (III.7)$$

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{sc} - I_n - I_0 \cdot \left( \frac{V + I_n \cdot R_S}{\dot{a} \cdot V_t} \right) - 1}{-1 - I_0 \cdot \left( \frac{R_S}{\dot{a} \cdot V_t} \right) \cdot \left[ \exp \left( \frac{V + I_n \cdot R_S}{\dot{a} \cdot V_t} \right) \right]} \quad (\text{III.8})$$

$$I_{sc}(T) = I_{sc}(T_{ref}) \cdot [1 + K_i \cdot (T - T_{ref})] \quad (\text{III.9})$$

**K<sub>i</sub>** : le coefficient de variation du courant en fonction de la température.

**K<sub>v</sub>** : le coefficient de variation de tension en fonction de la température.

**T<sub>ref</sub>** : la température de référence 298 k.

**G**: l'irradiation solaire.

$$I_{ph} = I_{phn} + K_i \cdot (T - T_{ref}) \cdot \left( \frac{G}{1000} \right) \quad (\text{III.10})$$

Le courant de saturation en fonction du T<sub>ref</sub> s'écrit sous la forme :

$$I_0 = I_0(T_{ref}) \cdot \left( \frac{T}{T_{ref}} \right)^{3/\dot{a}} \cdot \left[ \exp \left( \frac{q \cdot E_g}{\dot{a} \cdot K} \right) \cdot \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right] \quad (\text{III.11})$$

On peut écrire l'équation (III.11) par:

$$I_0 = \frac{I_{sc} + K_i \cdot (T - T_{ref})}{\exp \left( \frac{V_{CO} + K_v \cdot (T - T_{ref})}{\dot{a} \cdot V_t} \right) - 1} \quad (\text{III.12})$$

Pour la modélisation ou schéma block on donne :

$$I_m = I_{pv} \cdot N_{pp} - I_0 \cdot N_{pp} \cdot \exp \left[ \frac{q \cdot T \cdot N_{ss}}{\dot{a} \cdot K \cdot N_s} \cdot \left( V + \frac{I \cdot R_S}{N_{pp}} \cdot N_{ss} \right) - 1 \right] \quad (\text{III.13})$$

Telle que :

**N<sub>ss</sub>** : nombre de module connecté en série.

**N<sub>pp</sub>** : nombre de module connecté en parallèle.

**N<sub>s</sub>** : nombre de cellule connecté en série.

### III.3.1. Influence de la température :

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température.

L'équation de Boltzmann donne :

$$I_{sc} = I_0 \cdot \exp\left(\frac{q \cdot V_0}{K \cdot T}\right) \quad (\text{III.14})$$

Nous avons effectué une simulation où nous avons maintenu un éclairage constant ( $G=1000\text{W/m}^2$ ) à différentes températures (298K, 323K, 348K, 373K).

Nous présentons ci-dessous les caractéristiques  $I=f(V)$  et  $P=f(V)$  (figure III.3 et III.4) d'un module photovoltaïque (MINI-EESF) pour un niveau d'ensoleillement  $G$  donné et pour différentes températures.

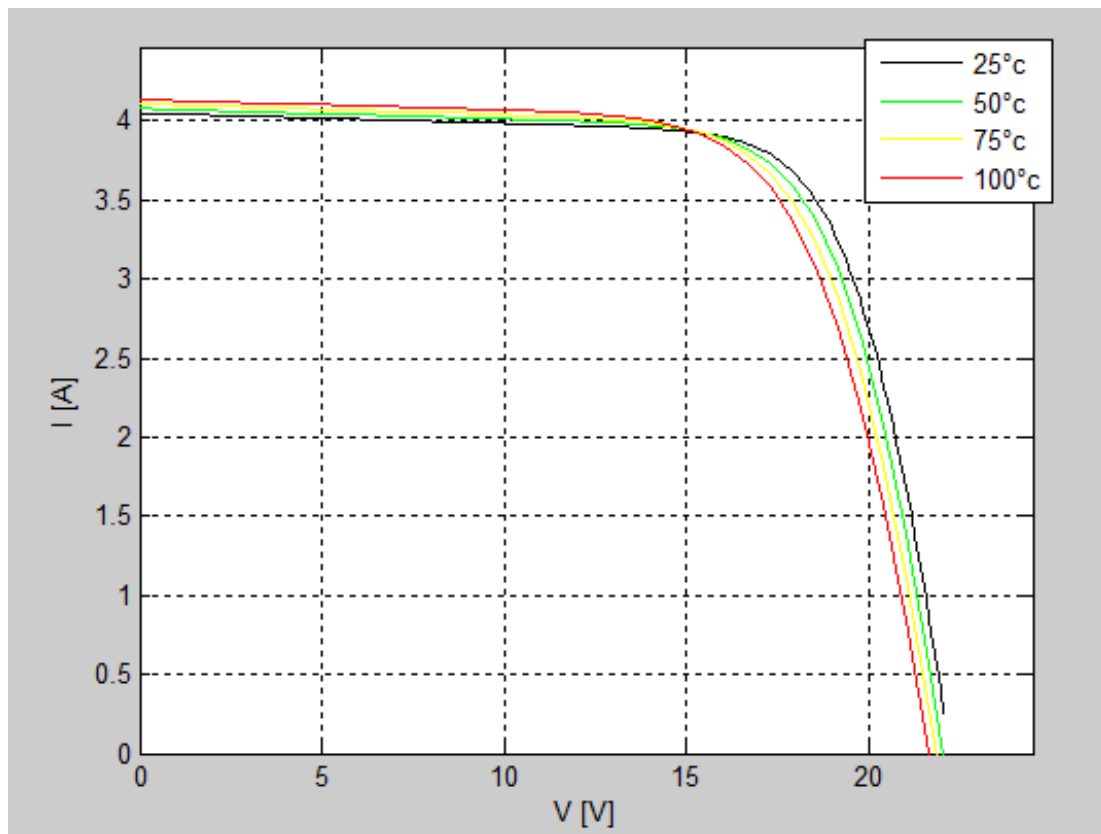
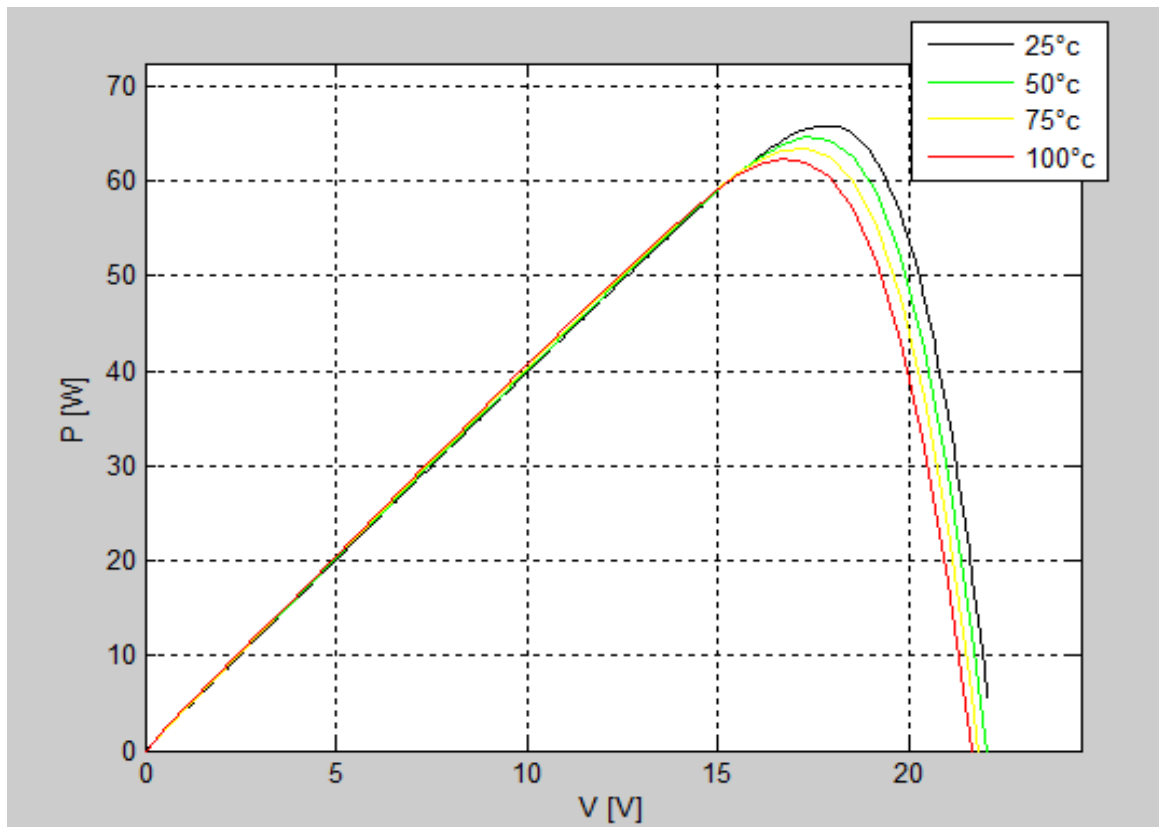


Figure III.3. Caractéristique de  $I=f(V)$  en fonction de température.





**Figure III.4.** Caractéristique de  $P=f(V)$  en fonction de température.

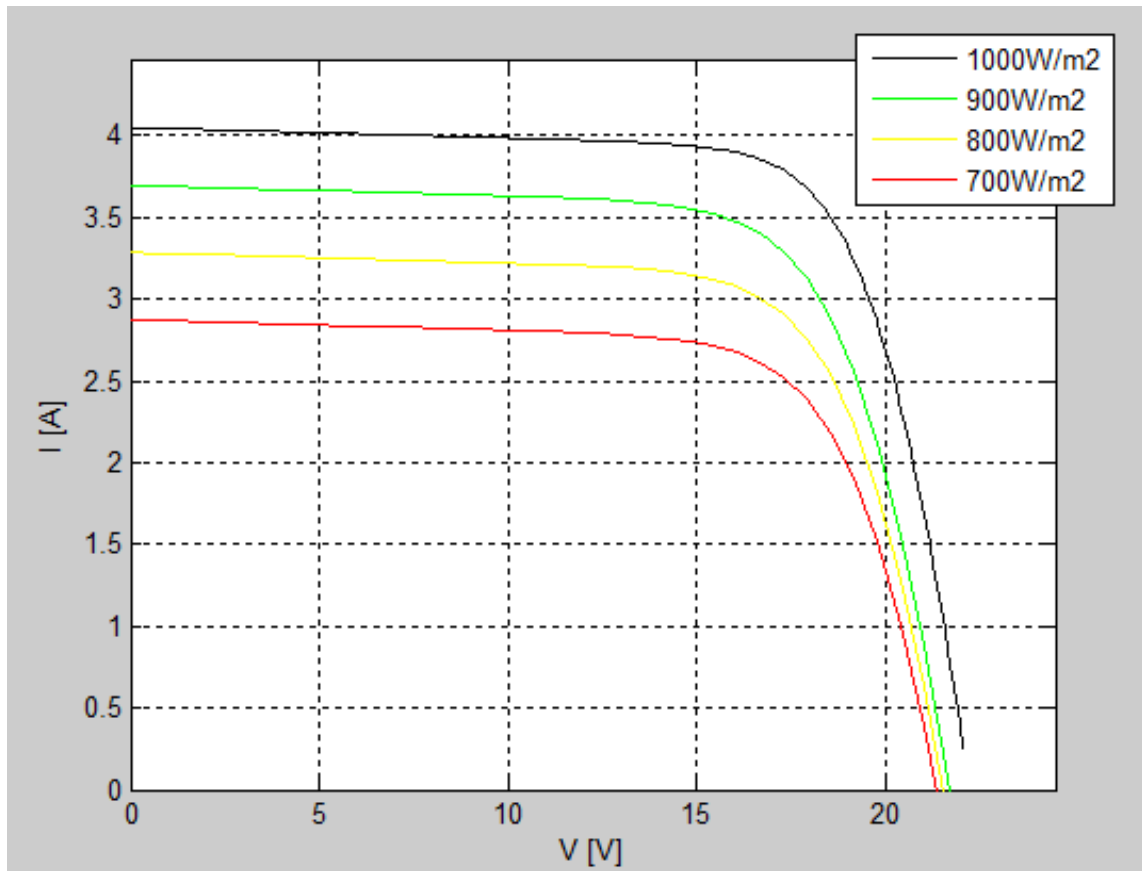
Nous remarquons sur la figure (III.3) que le courant augmente légèrement avec l'accroissement la température.

On constate aussi que l'augmentation de température décroît fortement la tension qui dégrade significativement la puissance maximale du générateur (figure III.4) et influe négativement sur le rendement.

### III.3.2. Influence de l'éclairement :

L'apport d'énergie permettant la séparation électron-trou étant assuré par l'énergie lumineuse.

Pour ce cas on a fixé la température à (298K) et on varie l'éclairement (700W/m<sup>2</sup>, 800 W/m<sup>2</sup>, 900W/m<sup>2</sup>, 1000W/m<sup>2</sup>).



**Figure III.5.** Caractéristique  $I=f(V)$  en fonction de l'éclairement.

Nous remarquons que plus l'éclairement est élevé plus la tension et le courant augmentent.

La puissance du générateur est donc plus importante avec l'accroissement de l'éclairement.

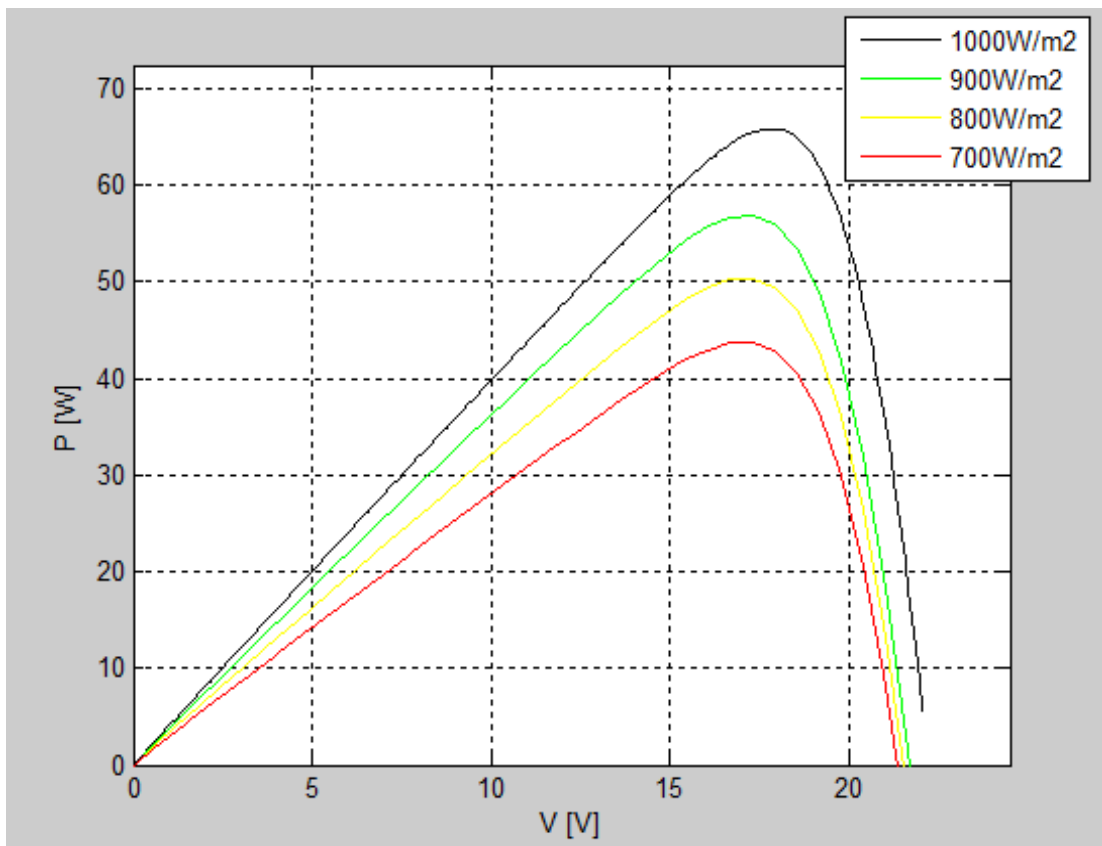


Figure III.6. Caractéristique P=f(V) en fonction de l'éclairement.

Les résultats montrent l'augmentation du courant et de la tension d'un générateur PV.

L'augmentation de l'éclairement entraîne une augmentation du courant qui accroît la puissance et le rendement.

#### III.4. Modélisation des performances du panneau photovoltaïque (MINI-EESF) :

Cette partie présente le modèle sous **Matlab** pour déterminer l'éclairement global qui permet de prédire les performances du panneau photovoltaïque pour des conditions météorologiques et des sites d'implantations différents.

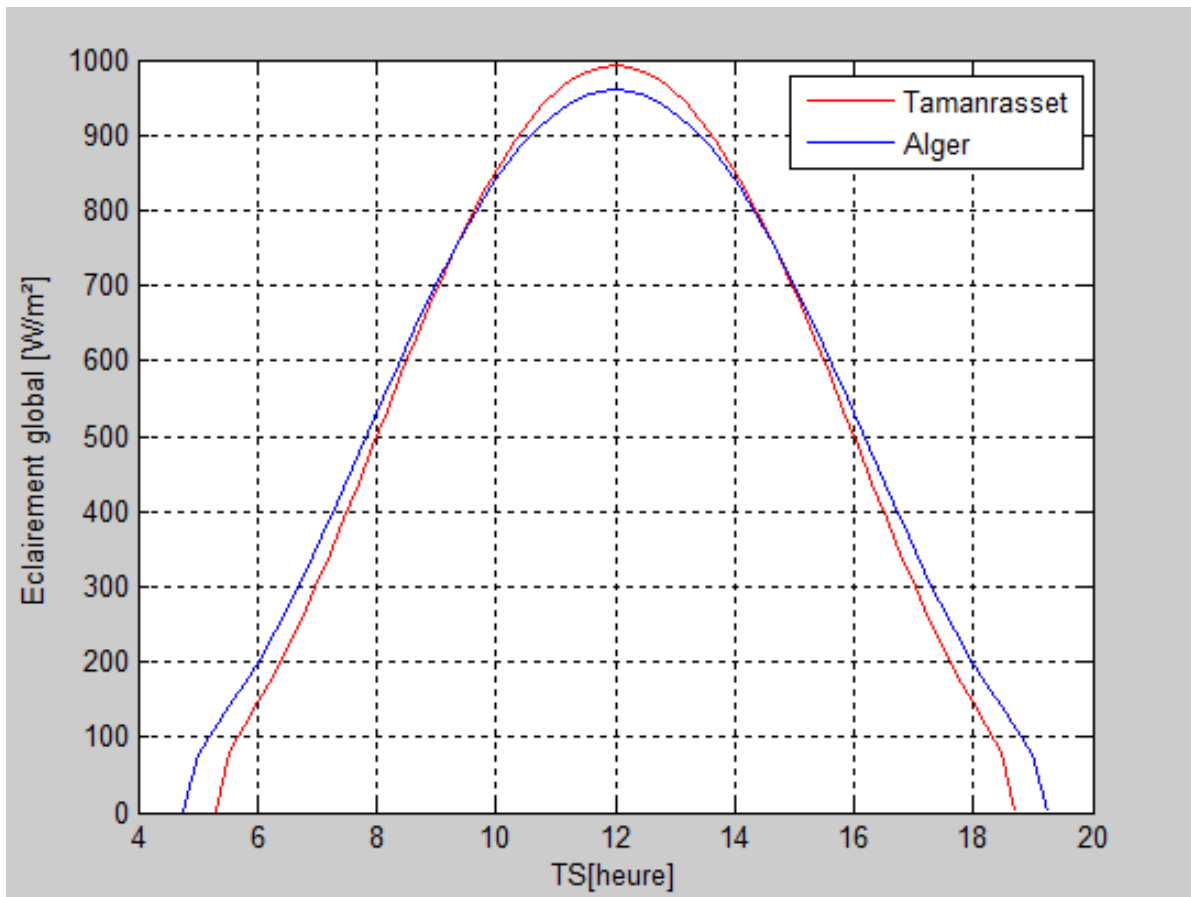
Pour mieux s'informer sur le comportement de l'éclairement en fonction de ces paramètres, plusieurs comparaisons ont été faites et les résultats sont donnés sur les figures ci-dessus.

**III.4.1. Modélisation de l'éclairement et de la puissance pour différent lieu :**

Dans cette partie une comparaison de l'éclairement et de la puissance pour deux sites différents (Alger et Tamanrasset) a été effectuée. Les courbes résultantes sont représentées sur les figures III.7 et III.8.

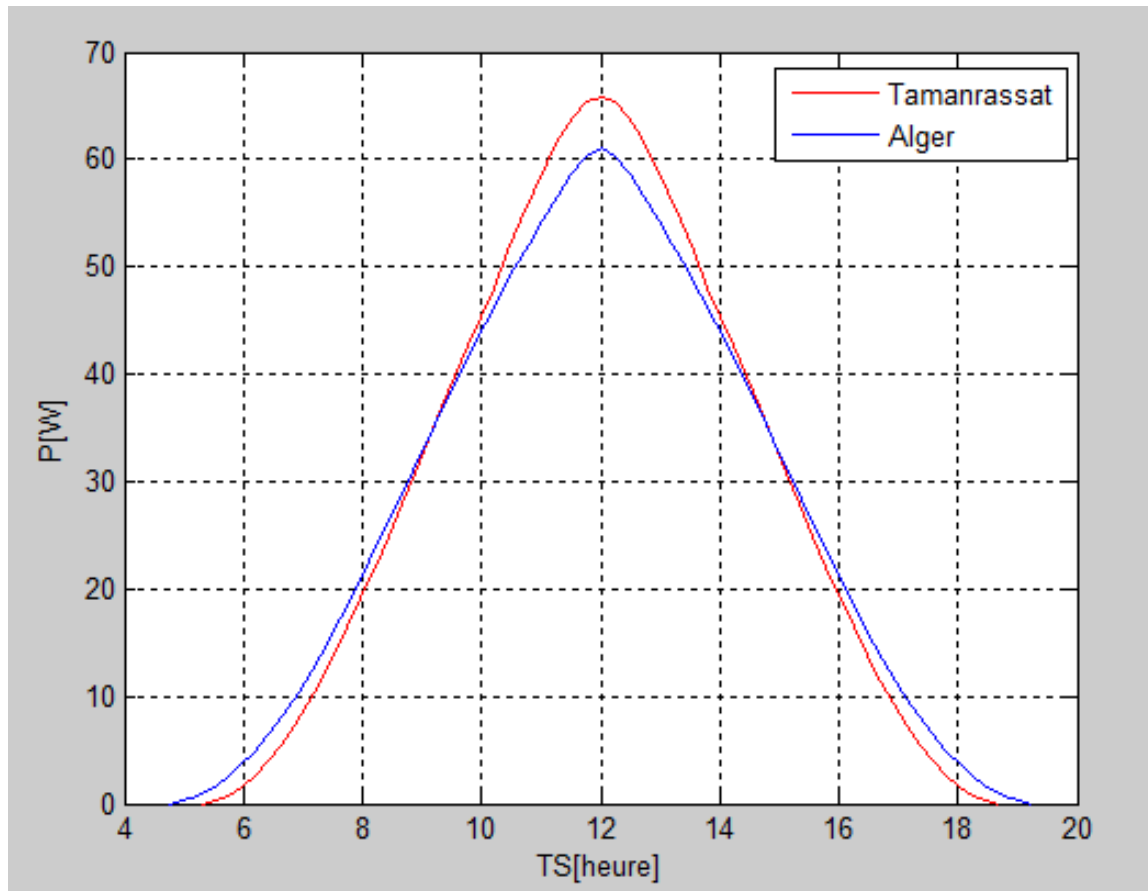
La ville de Tamanrasset est caractérisée par son climat saharien ; a une latitude de  $22.786944^\circ$  Nord et une longitude de  $5.527222^\circ$  Est.

Alger est une ville caractérisée par sa latitude de  $36.776234^\circ$  Nord et sa longitude de  $3.05997^\circ$  Est.



**Figure III.7.** Courbes comparatives de l'éclairement du 21 juin pour Alger et Tamanrasset.

On remarque que l'éclairement à midi solaire a atteint la valeur de  $993 \text{ W/m}^2$  pour la ville de Tamanrasset et  $959 \text{ W/m}^2$  à Alger pour la journée du 21 juin.

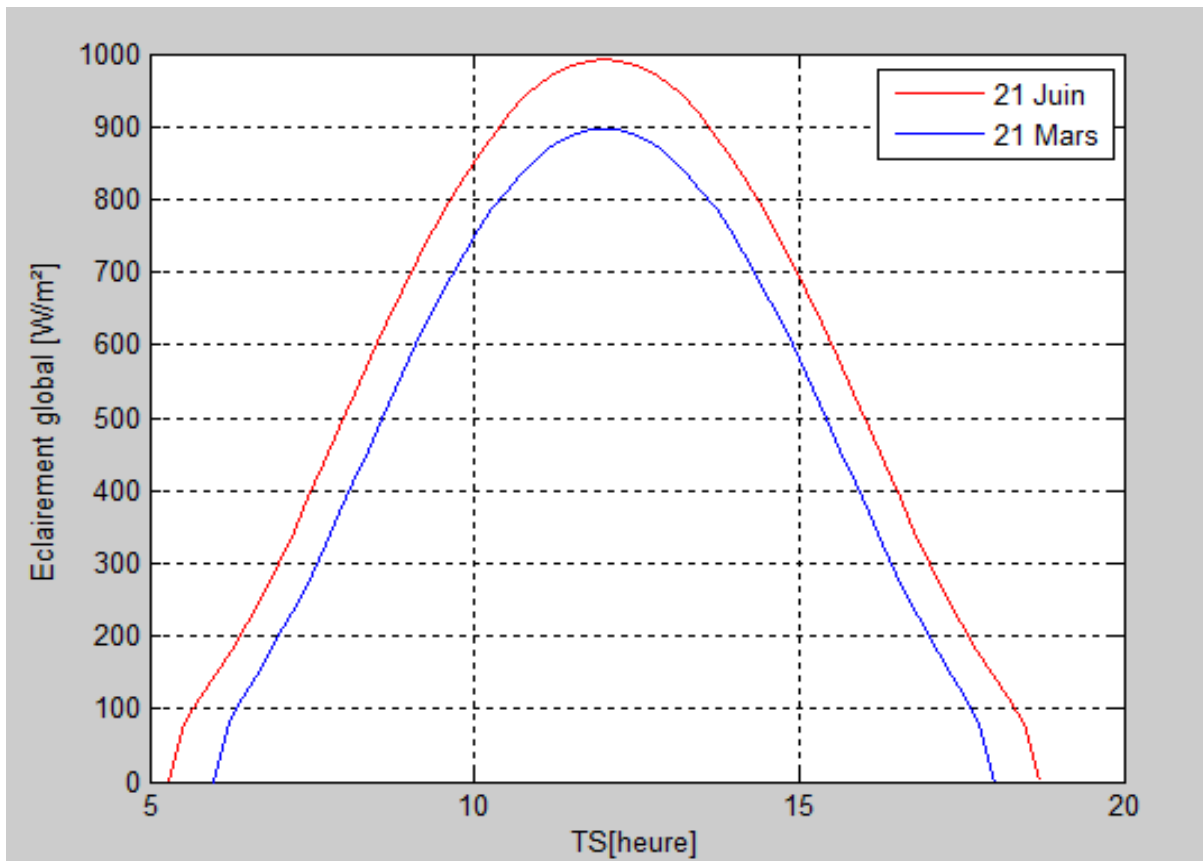


**Figure III.8.** Courbes comparatives de la puissance du 21 juin pour Alger et Tamanrasset.

Les résultats obtenus montrent que la puissance pour la journée du 21 juin est de 65,8 W et 61 W pour les villes de Tamanrasset et Alger respectivement à midi solaire.

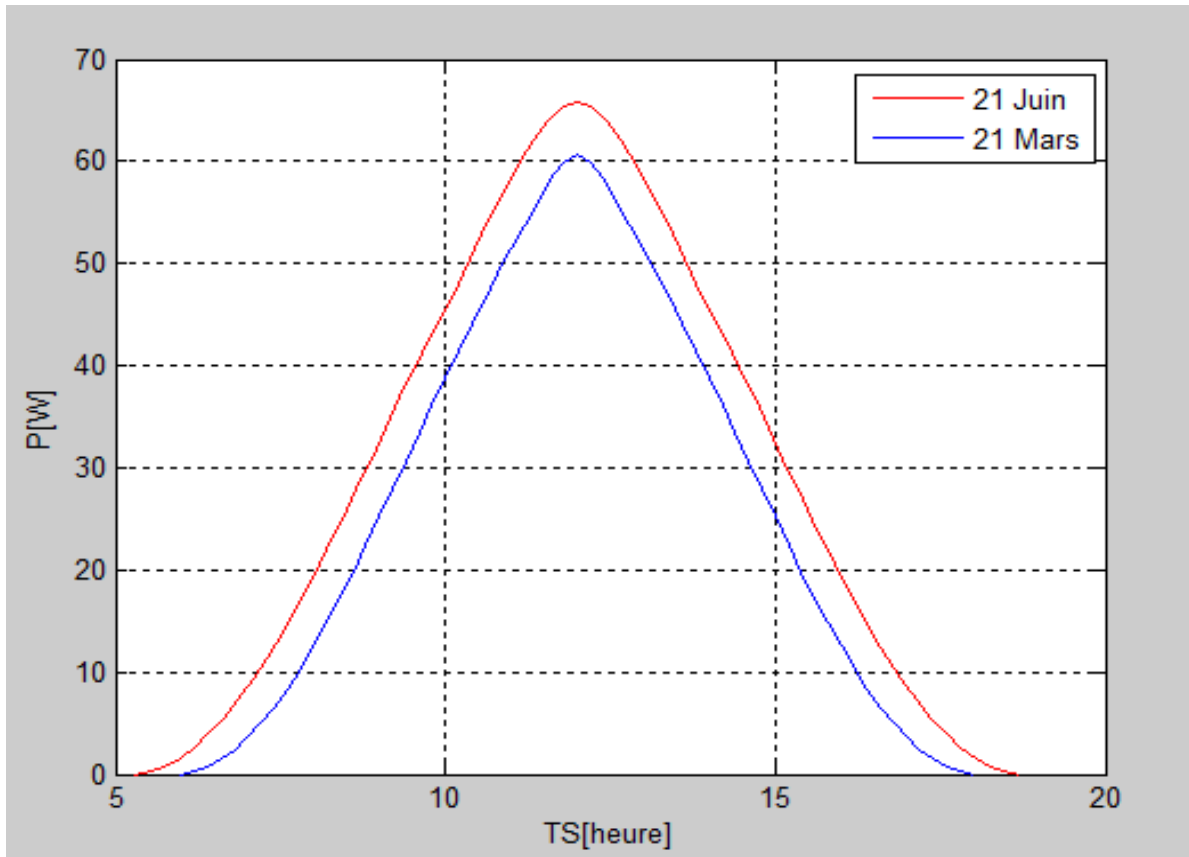
**III.4.2. Modélisation de l'éclairement et de la puissance en fonction des conditions météorologiques :**

Les conditions météorologiques changent au cours de l'année de saison en saison ; Pour cette raison la modélisation est lancée pour la ville de Tamanrasset pour le 21 Mars et le 21 Juin, pour pouvoir démontrer l'effet des conditions météorologiques.



**Figure III.9.** Courbes comparatives de l'éclairement pour ville de Tamanrasset le 21 Mars et le 21 Juin.

On observe que l'éclairement à midi solaire, le 21 mars est de l'ordre de  $897 \text{ W/m}^2$  alors qu'il est de  $993 \text{ W/m}^2$  pour la journée du 21 juin.



**Figure III.10.** Courbes comparatives de la puissance pour ville de Tamanrasset le 21 Mars et le 21 Juin.

D'après ces figures on trouve que la puissance est de 60.7 w pour le 21 Mars et de 65.8w pour le 21 Juin à Tamanrasset midi solaire.

### III.5. Présentation des performances :

Pour valoriser nos résultats, on propose de quantifier et de montrer la baisse du rendement. Pour cela, on propose de déterminer le rendement pour chaque caractéristique courant- tension.

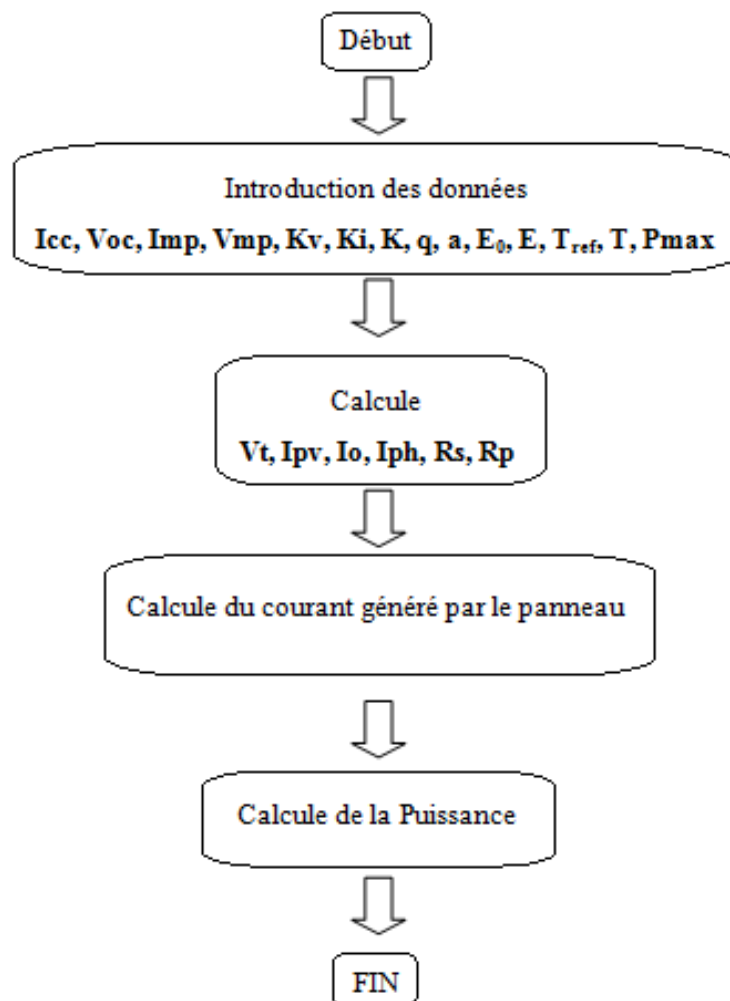
L'expression du rendement est donnée par :

$$\eta = \frac{P_{\max}}{E_0 \cdot S} \quad (\text{III.15})$$

L'implantation du panneau photovoltaïque à Tamanrasset est caractérisée par un rendement très important de l'ordre de 0.94 pour le 21 juin alors qu'il atteint sa valeur maximale de 0.88 à Alger.

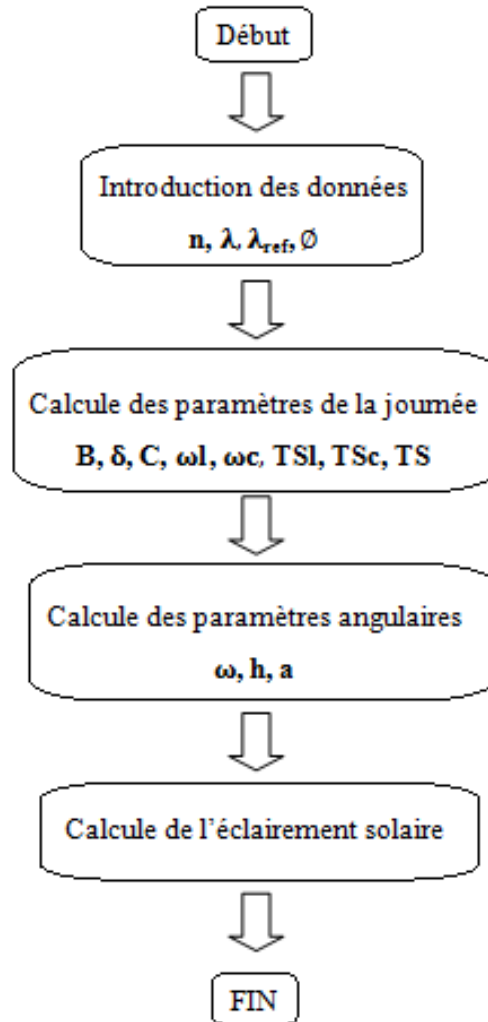
Pour la deuxième modélisation on remarque une baisse de 8.32% du rendement pour le même site d'implantation mais pour deux jours différents (21 Mars et 21 juin).

**Organigramme du programme pour présenter les intensités, les tensions et les puissances en fonction de l'éclairement et la température:**





Organigramme d'estimation de l'éclairement solaire :



**III.8. Conclusion :**

Dans ce chapitre nous avons commencé par la variation de la déclinaison ( $\delta$ ) et l'équation du temps en fonction des jours de l'année.

Ensuite une vérification a permis de confirmer l'influence de la température et de l'éclairement sur les caractéristiques  $I=f(V)$  et  $P=f(V)$  du panneau PV (**MINI-EESF**).

Nous avons remarqué que l'augmentation de la température entraîne bien une diminution de la puissance générée et qu'à l'inverse un éclairement plus important résulte bien une augmentation de l'intensité délivrée.

Enfin on a modélisé les performances du panneau PV (**MINI-EESF**) en fonction de l'éclairement et en fonction des conditions météorologiques, on faisant une comparaison des différents éclairagements et de puissances.

Les résultats montrent qu'on a une baisse de puissance maximale de (7.27%) à midi solaire le jour du 21 juin pour les sites de Tamanrasset et Alger.

Une diminution de (8.32%) à midi solaire est remarquable pour la même ville de Tamanrasset pour l'équinoxe (21 Mars) et le solstice d'été (21 juin).

# *Conclusion Générale*

---

## Conclusion Générale

L'utilisation d'énergie solaire photovoltaïque comme source alternative d'énergie, souffre du coût élevé des cellules solaires, du faible rendement et de la puissance intermittente selon la fluctuation des conditions atmosphériques.

Dans ce travail on apporte une contribution avec la modélisation des performances d'un panneau photovoltaïque pour différentes conditions extérieures.

Avant d'aborder la modélisation, nous avons tout d'abord étudié le contexte et la problématique de l'énergie solaire photovoltaïque. Ceci s'avérer nécessaire pour acquérir une connaissance approfondie du comportement d'un générateur photovoltaïque.

Le modèle utilisé est basé sur le circuit électrique à une diode et les travaux présentés concernent plus particulièrement l'évolution des caractéristiques  $I=f(V)$  et  $P=f(V)$  en fonction de l'éclairement et de la température.

La baisse de performance d'un module photovoltaïque (**MINI-EESF**) a été modélisée suivant les conditions météorologie pour des sites différent.

En premier lieu, nous avons établi des programmes de calculs sous l'environnement **Matlab** permettant de représenté la variation de l'équation de temps et la caractéristique de variation de la déclinaison pour toute l'année en vérifiant les cas particuliers (Solstices et équinoxes).

En second temps, les caractéristiques  $I=f(V)$  et  $P=f(v)$  ont été simulées pour différentes températures et différents éclairement afin de pouvoir montrer l'effet de ces derniers sur la puissance fournie. L'augmentation de l'éclairement entraine un accroissement de la puissance contrairement aux températures élevées qui la dégrade.

Enfin un modèle plus détaillé donnant les courbes de l'éclairement et de la puissance à Alger et à Tamanrasset pour comparer la puissance en fonction du lieu d'implantation du panneau. Les puissances ont atteint les valeurs de 65.8 W et 61 W pour les villes de Tamanrasset et Alger respectivement à midi solaire le 21 juin.

Pour compléter le model on a choisi de modéliser l'éclairement et la puissance en fonction des conditions météorologiques pour le même lieu. Les résultats obtenus montrent une augmentation de la puissance du panneau photovoltaïque (**MINI-EESF**) pour la ville de Tamanrasset est de 60.7 W et 65.8W respectivement à midi solaire pour le 21 mars et 21 juin.

Le modèle à une diode est très bon si l'on possède une quantité suffisante de données expérimentales pour déterminer l'ensemble des paramètres. Reste, à vérifier la validité du modèle pour d'autres types de cellules.

Donc ce modèle nous a permet de prédire le fonctionnement et les performances d'un panneau photovoltaïque (**MINI-EESF**) dans différents lieu d'implantation pour différentes journées de l'année.

Ce modèle peut être amélioré en ajoutant une partie qui complètera avec un suivi de la trajectoire du soleil pour optimiser les performances par rapport à l'angle d'incidence.

## Références bibliographiques

- [1] <http://comprendre.meteofrance.com/> Le rayonnement solaire.
- [2] **J, Bernard**. Energie solaire calculs et optimisation, Ellipse Edition Marketing. (2004).
- [3] **Z, Sen**. Solar energy fundamentals and modeling techniques, Springer. (2008).
- [4] **R, Bernard; G, menguy; M, Schwartz**. Le rayonnement solaire, conversion thermique et applications, Technique et Documentation. (1979).
- [5] **J, A, Duffie; W, A, Beckman**. Solar engineering of thermal processes, John Wiley and Sons. (1980).
- [6] **A, Sfeir ; G, Guarracino**. Ingénierie des systèmes solaires, Technique et documentation, Paris. (1981).
- [7] **Ch, Perrin de Brichambaut; C, Vauge**. Le gisement solaire, Technique et documentation, Paris. (1982).
- [8] **J, Bonal; P, Rossetti**. Les énergies alternatives, Omniscience. (2007).
- [9] Cellulephotovoltaïque, Wikipedia, 2/7/2009, <http://fr.wikipedia/wiki/photoelectricite>
- [10] NREL Solar Cell Sets Efficiency Record of 40,8 %, Renewable Energy World, 14 Août 2008, <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2008/08/nrel-solar-cellsetsefficiencv-record-of-40-8-53334>
- [11] **P, H, Communay**. Héliothermique : le gisement solaire, méthodes et calculs, Groupe de Recherche et d'Édition, France. (2002).
- [12] **N, Bellel**. Contribution à la réalisation et simulation d'un capteur plan à eau type collecteur; thèse de magistère, Université de Constantine. (1989).
- [13] **U, Eiker**. Solar technologies for buildings, John Wiley sans Sons, England.(2001).
- [14] **M, Capderou**. Atlas solaire de l'Algérie, O.P.U, Alger. (1985).
- [15] **A, Mefti; M, Y, bouroubi; H, Mimouni**. Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables, N°2, p 12, décembre. (2002).
- [16] **K, Merzouk**. Potentiel énergétique éolien, Bulletin des Energies Renouvelables, N°1, p11, Juin. (2002).

- [17] Observ'ER, Observatoire des énergies Renouvelables, « La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde: Collection chiffres et statistiques », Douzième inventaire. Édition 2010.
- [18] « Evolution du secteur de l'énergie et des mines 1962-2007 », Ministère de l'Energie et des Mines, Edition 2008.
- [19] Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [20] B. Mamri, M. Zaidi ; contribution de système photovoltaïque avec pompage ; Mémoire d'ingénieur en électronique, Université de Constantine, 2006.
- [21] A.Ricaud ; photopiles solaires; Lausanne. Universitaires romandes 1997.
- [22] R. Chenni ; Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire; Thèse de doctorat en sciences en physique énergétique, université de constantine, 2007.
- [23] W. De Soto, S.A. Klein and W.A. Beckman; Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance; Solar Energy, Vol. 80, N°1, pp. 78 - 88, 2006.
- [24] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, Member, IEEE, and Nicholas C. Voulgaris; Development of a Microcontroller-Based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System; IEEE transactions on power electronics. 2001.
- [25] A. T.SINGO ' Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome' Thèse de doctorats, université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010
- [26] M. Angel Cid Pastor ; conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques; thèse présentée en vue de doctorat, l'institut national des sciences appliquées de Toulouse, septembre 2006
- [27] A.Ricaud ; photopiles solaires; Lausanne. Universitaires romandes 1997.
- [28] C. Lerouge, et al ; Recherche & Industrie Photovoltaïque (PV) aux Etats-Unis ; 2006.
- [29] L. ZAROUR ' Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïqueéolien hors réseau', Thèse Magister université de constantine, 2007.
- [30] Lannoy A., Procaccia H. Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel. Lavoisier, 2005.

- [31] Osterwald C.R., McMahon T.J. “History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 17(1), 11-33, 2009.
- [32] Quintana M.A., King D.L., McMahon T.J., Osterwald C.R. “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules”. *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1436-1439, 2002.
- [33] Vazquez M., Ignacio R.S. “Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16:419–433, 2008.
- [34] Bosco N. Reliability Concerns Associated with PV Technologies.  
[http://www.nrel.gov/pv/performance\\_reliability/pdfs/failure\\_references.pdf](http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/failure_references.pdf), 2010.
- [35] Wohlgemuth J., Cunningham D.W., Nguyen A., Kelly G., and Amin D. “Failure Modes of Crystalline Silicon Modules”. *Proceedings of PV Module Reliability Workshop*, 2010.
- [36] Skoczek A., Sample T., Dunlop E.D., Ossenbrink H.A. “Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC61215 test sequence”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 92, 1593–1604, 2008.
- [37] Oreski G., Wallner G.M. “Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions”. *Solar Energy* 83, 1040–1047, 2009.
- [38] Kojima T., Yanagisawa T. “The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 81, N°.1, 119-123, 2004.
- [39] Wohlgemuth J.H., Kurtz S. “Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic’s Progress Toward Grid Parity”. *IEEE International Reliability Physics Symposium Monterey, California, April 10-14, 2011*.
- [40] Kempe M.D. “Modelling the moisture ingress into photovoltaic modules”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 90, 2720–2738, 2006.
- [41] Kempe M.D., Jorgensen G.J., Terwilliger G.J., McMahon T.J., Kennedy C.E., Borek T.T. “Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 91, 315–329, 2007.
- [42] Kempe M.D. “Ultraviolet test and evaluation methods for encapsulants of photovoltaic modules”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 94, 246–253, 2010.
- [43] Kaplanis S., Kaplani E. “Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules”. *Simulation modeling practice and theory*, 19, 1201-1211, 2011.
- [44] [lee.dct.supsi.ch/PV/Results/Tested\\_modules.htm](http://www.lee.dct.supsi.ch/PV/Results/Tested_modules.htm), 2008.



[45] Dallas W., Polupan O., Ostapenko S. “Resonance ultrasonic vibrations for crack detection in photovoltaic silicon wafers”. *Measurement Science and Technology* 18,852–858, 2007

[46] Herrman W., Wiesner W., Vaaben W. “Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes”. *PVSC 26th*, Anaheim, 1997.

[47] Alonso-Garcia M.C., Ruiz J.M., Chenlo F. “Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Volume 90, Issue 3, pp. 329-340, 2006.

[48] Rabii A.B., Jraidi M., Bouazzi A.S. “Investigation of degradation in field-adged photovoltaic modules”, *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, May 11-18, 2003.

[49] Changwoon H., Nochang P., Jaeseong J. “Lifetime prediction of silicon PV module ribbon wire in three local weathers”. *PV module reliability workshop*, 2012.

[50] Z. Bendjellouli ‘ Contribution a la modélisation d'une cellule solaire’, *Mémoire de magister université de bachar*, 2009.

## Résumé

La baisse de performance d'un module photovoltaïque a été modélisée suivant les conditions météorologiques pour différents sites. Les caractéristiques  $I=f(V)$  et  $P=f(V)$  ont été simulées pour différentes températures et différents éclairage afin de pouvoir montrer l'effet de ces derniers sur la puissance fournie.

Enfin un modèle plus détaillé donnant les courbes de l'éclairage et de la puissance à Alger et à Tamanrasset, pour comparer la puissance en fonction du lieu d'implantation du panneau. Les résultats montrent une baisse de puissance de (7.27%) à midi solaire le jour du 21 juin pour les sites de Tamanrasset et Alger et une diminution remarquable de (8.32%) à midi solaire pour l'équinoxe (21 Mars) et le solstice d'été (21 juin) pour la ville de Tamanrasset.

On conclut que le modèle à une diode est très bon si l'on possède une quantité suffisante de données expérimentales pour déterminer l'ensemble des paramètres.

## Summary

The performance decrease of a photovoltaic module was modeled according to the weather conditions for different sites. The characteristics  $I = f(V)$  and  $P = f(V)$  were simulated for different temperatures and different illumination in order to be able to show the effect of the latter on the power supplied.

Finally, a more detailed model giving the curves of illumination and power in Algiers and Tamanrasset, to compare the power as a function of the location of the panel. The results show a decrease in power of (7.27%) at midday on June 21 for the sites of Tamanrasset and Alger and a remarkable decrease of (8.32%) at midday solar for the equinox (March 21) and solstice Summer (21 June) for the town of Tamanrasset.

It is concluded that the model with a diode is very good if we have a sufficient quantity of experimental data to determine the set of parameters.