

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



**Université Ibn Khaldoun - Tiaret**  
Faculté des Sciences et de la Technologie et Sciences de la Matière  
Département des Sciences de la Matière

## Mémoire

Présenté par :

**HALLOUZ Djillali**

Pour obtenir le diplôme de

***Master***

Filière :

*Physique*

Spécialité:

*Energie solaire*

**Thème :**

***Modélisation D'un Système De  
Captage Photovoltaïque***

Soutenu le : 21 juin 2012

Devant le jury:

**Dr. BAGHDAD Rachid**  
**Dr. BENMEDJADI Abdelkader**  
**Dr. DAHBI Abdelkader**  
**Pr. BOUAZA Amar**

**Président**  
**Examineur**  
**Examineur**  
**Encadreur**

**ANNEE UNIVERSITAIRE 2011/2012**

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

## *Dédicaces*

A mes chers parents

A toute ma famille

A tous ceux qui me sont chers

*Ainsi que mes professeurs*

# Sommaire

# Sommaire

**Sommaire.**

**Nomenclature.**

**Introduction Générale**.....01

## **Chapitre I : Étude et Présentation d'un système de captage photovoltaïque**

I-1 Introduction .....	03
1-2 Rayonnement solaire.....	04
I-2-1 Spectre du rayonnement.....	05
I-2-2 Durée d'insolation .....	06
I-3 Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque .....	06
I-3-1 La cellule photovoltaïque .....	06
I-3-2 Le module photovoltaïque .....	07
a) Caractéristique d'un module.....	08
I-3-3 Le panneau solaire .....	10
I-4 Système de stockage .....	11
I-4-1 Types d'accumulateurs .....	12
a) Les Accumulateurs au plomb acide .....	12
a-1) Composition d'une batterie solaire plomb- Acide .....	13
a-2) Principe de fonctionnement .....	14
b) Les Accumulateurs au Nickel- cadmium .....	15
I-5 Système de régulation .....	15
1-5-1 Régulation de décharge .....	16
1-5-2 Régulation de la charge .....	16
a) Régulations de charge série .....	16b)
Régulateur de charge de coupure .....	16
c) Régulateur de charge à découpage .....	17d)
Régulateur de charge série à coupure partielle .....	17
e) régulateur de charge parallèle .....	17
I-6 Système de conversion .....	18

1-6-1 Le convertisseur continu -continu .....	18
1-6-2 Le convertisseur continu- alternatif .....	18
I-7 La Charge .....	20
I-8 Installation des panneaux .....	20
a) Disposition des panneaux .....	20
b) Fixation des panneaux .....	20
c) L'orientation des panneaux .....	20
d) Installions des éléments de la batterie .....	21
e) Câblage électrique .....	21
f) Câblage de liaison .....	22
I-9 Avantages et inconvénients d'une installation PV .....	22
a) Avantages .....	22
b) Inconvénients .....	22
I-10 Conclusion .....	23

## *Chapitre II : Modélisation d'un capteur photovoltaïque*

II-1 Introduction .....	24
II- 2 Modèles de coordonnées solaires.....	24
II-3 Modèle de rayonnement solaire .....	27
II-3-1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal .....	27
II-3-2 Rayonnement solaire sur un plan incliné .....	28
II-4 Modélisation du champ photovoltaïque .....	30
a) Tension de circuit ouvert .....	32
b) Courant de court-circuit .....	32
II-4-2 Modèle de la température .....	32
a) Température de jonction .....	32
b) Température ambiante .....	32
c) Variation du courant de saturation .....	33
d) Variation du courant court-circuit .....	33
e) Variation de la tension à circuit ouvert .....	33
II-4-3 Caractéristiques I-V d'un module .....	34
a) Point de fonctionnement optimal.....	35

b) Rendement énergétique maximum .....	35
II-5 Résultats de la simulation .....	36
II-6 Conclusion .....	39

### ***Chapitre III : Dimensionnement d'un système photovoltaïque***

III-1 Introduction .....	40
III-2 Description de la méthode des heures équivalentes.....	41
III-2-1 Evaluation des besoins.....	41
III-2-2 Energie solaire récupérable.....	41
III-2-3 Définition des modules photovoltaïques.....	42
III-2-4 Dimensionnement de la capacité de la batterie .....	43
III-3 Application dans une installation à une alimentation domestique.....	43
III-3-1 Méthodologie adoptée.....	44
a) Le champ de module PV.....	44
b) La batterie de plan.....	44
III-4 résultats et simulations.....	44
III-5 Conclusion .....	48
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>49</b>
<b>Références bibliographiques..</b>	

## *Nomenclature*

- $A$  : Facteur d'idéalité de la jonction.  
 $I_{ph}$  : Photo courant (A).  
 $I_0$  : Courant de saturation (A).  
 $R_{sh}$  : Résistances shunt. (Ohm).  
 $R_S$  : Résistance série (Ohm).  
 $T_c$  : Température de jonction (°K).  
 $G_0$  : Eclairement de référence (1000 W/m<sup>2</sup>).  
 $T_0$  : Température de référence (298 °K).  
 $\alpha$  : Coefficient de courant en fonction de température (A/°C).  
 $\beta_0$  : Coefficient de la tension en fonction de température (V/°C).  
 $I_{cc}$  : Courant de court-circuit (A).  
 $V_{co}$  : Tension de circuit ouvert (V).  
 $FF$  : Facteur de forme.  
 $N$  : Nombre de modules dans le panneau en série.  
 $M$  : Nombre de modules dans le panneau en parallèle.  
 $P_m$  : Puissance maximale produite PV (W).  
 $V_{coo}$  : Tension à circuit ouvert de référence (V).  
 $S$  : Surface du générateur (m<sup>2</sup>).  
 $I_{mp}$  : Courant maximal sous conditions standards (A).  
 $V_{mp}$  : Tension maximale du module sous conditions standards (V).  
 $R_b$  : Rapport de flux direct.  
 $S_B$  : Flux direct pour un plan d'inclinaison (W/m<sup>2</sup>).  
 $S_H$  : Flux direct horizontal.  
 $\omega$  : Déclinaison du soleil.  
 $\delta$  : Angle horaire du soleil.  
 $K_T(i)$  : Coefficient de sérénité.  
 $\phi_{GH}$  : Flux global horizontal.  
 $\zeta$  : Albédo du sol.  
 $R_b$  : Rapport du flux direct.  
 $LPS$  : Loss of Power Supply.  
 $LPSP$  : Loss of Power Supply probability.  
 $SOC$  : Etat de charge de la batterie.  
 $C_{Bat\ min}$  : Capacité minimale.  
 $C_{Bat\ max}$  : Capacité maximale.  
 $C_{Bat}$  : Capacité de stockage de la batterie (Ah).  
 $N_a$  : Nombre de jours d'autonomie.  
 $V_{bat}$  : Tension aux bornes de la batterie (V).

- $VF$  : Force électromotrice (V).  
 $R_{bat}$  : Résistance interne de batterie (ohm).  
 $I_{bat}$  : Courant de charge de batterie (A).  
 $\eta_{bat}$  : Rendement de la batterie (%).  
 $T_a$  : Température ambiante (°K).

**Introduction**

**Générale**

## Introduction Générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir des sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue. La filière étudiée dans ce memoire est l'énergie solaire photovoltaïque.

Il existe de nombreux sites isolés dans le monde, alimentés par des systèmes autonomes de génération d'électricité. Ces générateurs utilisent les sources renouvelables locales. On y trouve des panneaux photovoltaïques, des éoliennes et des micro turbines. L'électricité provenant des sources renouvelables est intermittente, et dépendante des conditions climatiques.

Ces générateurs renouvelables sont couplés généralement à un système de stockage assurant une disponibilité en continue d'énergie.

Le générateur renouvelable sélectionné pour notre étude est un champ photovoltaïque (PV) avec un système de stockage, le stockage est assuré par des batteries. Ce système, appelé systèmes PV-Batteries.

Le type de stockage généralement utilisé dans ce système est la batterie au plomb. La maturité dont cette technologie fait preuve et son faible coût en sont les raisons principales. L'utilisation de ces batteries à l'échelle saisonnière est inenvisageable. Elles ne peuvent rester longtemps inutilisées sans conséquences néfastes sur leur durée de vie. Leur fonctionnement

Journalier (décharge et recharge complètes sur quelques jours) permet d'installer une faible capacité de stockage. Mais l'état de charge maximale des batteries est atteint d'autant plus rapidement que cette capacité installée est faible. Afin de protéger les batteries contre une recharge excessive, on doit les déconnecter de l'installation. Il est alors impossible d'utiliser la totalité de la ressource renouvelable. Finalement, le dimensionnement du champ photovoltaïque est surestimé par rapport aux besoins réels de l'utilisateur final.

Le dimensionnement de stockage optimale basé sur la partie de modélisation des composants constituant ce système et la charge de l'utilisation.

A cet effet nous nous intéressons sur les modèles de ces composants, c'est à dire la modélisation du champs photovoltaïque.

A cet effet, nous préconisons dans notre étude :

- Au premier chapitre, on fait une description générale, et le principe de fonctionnement de chaque élément constituant le système photovoltaïque.
- Le second chapitre est très important, car il présente la modélisation de notre capteur photovoltaïque.
- Le troisième chapitre est consacré au dimensionnement du système PV/Batt par la méthode des heures équivalentes, pour le site de *Tiaret*.
- Finalement, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui résume notre étude.

# **Chapitre I:**

## **Etude et présentation D'un système De captage Photovoltaïque**

**I-1 Introduction :**

Le générateur photovoltaïque convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique et en général, on distingue deux types d'installations [13]:

- non autonomes ou « grid connected » i.e. Rattachées au réseau de distribution électrique. Dans Les systèmes reliés au réseaux, les consommateurs standard de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC ) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur). Le surplus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté au réseau public et les demandes de puissance qui existent la capacité de production du générateur sont attachées sur le réseau.

- Autonomes ou « stand-alone », qui sont le propose de cette étude, ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge, aussi l'autonomie du système est-elle assurée par un système de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments [13].

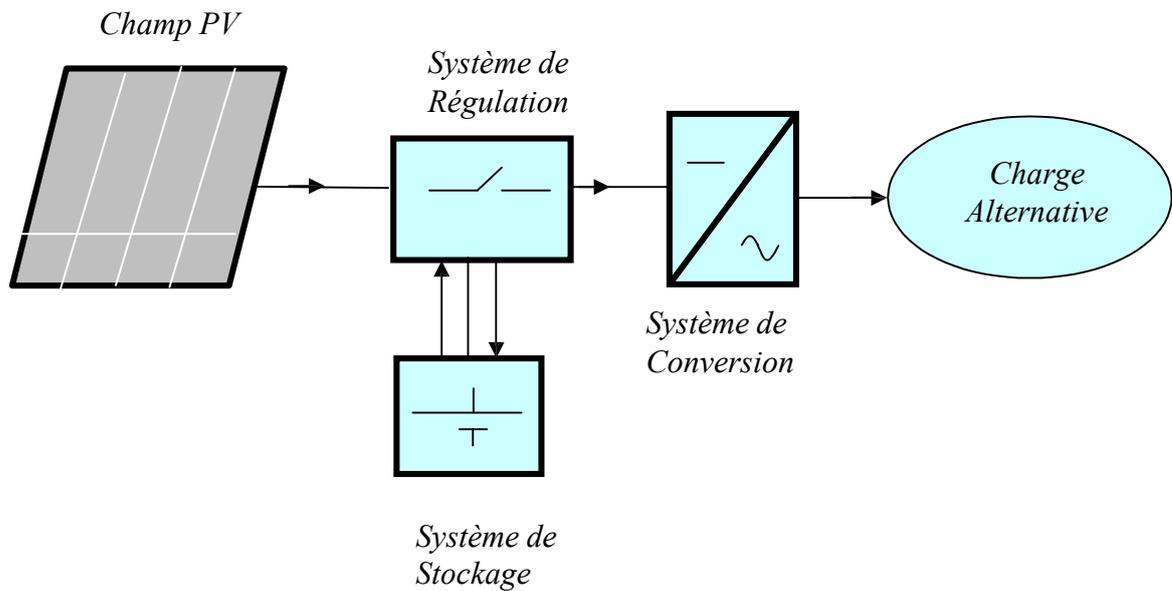
-Un ou plusieurs modules PV.

-Le système de régulation.

-Une ou plusieurs batteries

-L'onduleur.

Dans ce chapitre nous décrivons la conception d'un système photovoltaïque « stand-alone », et le principe de fonctionnement de chaque élément le constituant.



**Figure (I.1) :** Schéma simplifié d'un système PV

## I- 2 Rayonnement solaire

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène –hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [1].

Sa lumière, à une vitesse de 300000km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère est présentée un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5 $\mu$ m, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780°k [32] :

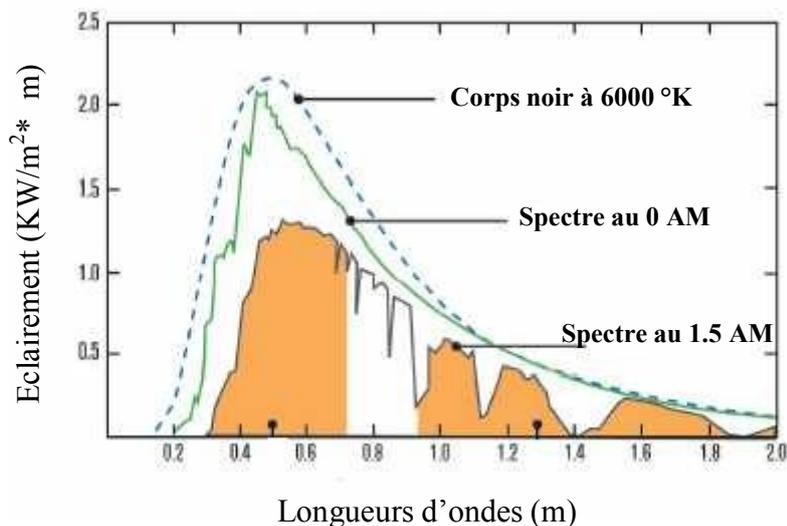
- Diamètre de soleil  $D_s=1.39.10^9$ m
- Diamètre de la terre  $D_t=1.27.10^7$ m
- Distance moyenne soleil\_ terre  $L_{ts}=1.5.10^{11}$ m

### I-2-1 Spectre du rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde :

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de AM<sub>0</sub>. Sa distribution en énergie est répartie en [32]:

Ultraviolet UV	0.20 < $\lambda$ < 0.38 $\mu\text{m}$	6.4%
Visible	0.38 < $\lambda$ < 0.78 $\mu\text{m}$	48.0%
Infrarouge IR	0.78 < $\lambda$ < 10 $\mu\text{m}$	45.6%



**Figure (I-2) :** spectre solaire hors atmosphère [32].

### I-2-2 Durée d'insolation

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

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

### I-3 Description des éléments d'un système de captage photovoltaïque :

#### I-3-1 la cellule photovoltaïque :

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839 [2]. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment du même matériau (homojonction) ou entre deux matériaux différents (hétérojonction). Le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne.

Dans la figure (I-3) un échantillon schématique d'une configuration de la cellule solaire, Elle se compose d'un abri du verre (g), un encapsulant (e), et un métal en arrière contact (m) afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident [3].

La jonction p-n de ces deux matériaux fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons dont l'énergie ( $h\nu$ ) est supérieure à celle de l'énergie du matériau, a appelée l'énergie de bande gap ( $E_g$ ), le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type-p et celui de trous du semi-conducteur de type-n augmente considérablement. Si les photons incidents ont une énergie inférieure à  $E_g$ , ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

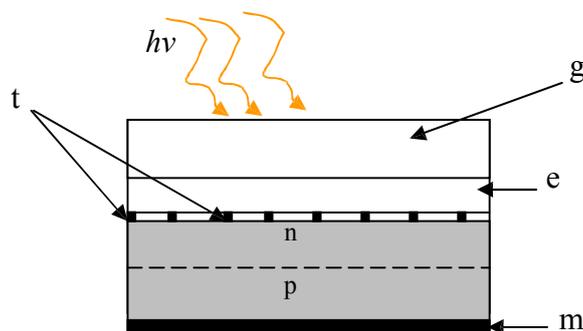


Figure (I-3) : présentation schématique d'une cellule solaire.

Dans une cellule PV, une large fraction de ces électrons et trous atteignent la jonction p-n, et un champ électrique est créé. En conséquence, un courant électrique peut être établi en connectant les matériaux de type-n et type-p à un circuit extérieur. La direction de ce courant est l'opposé de celle de la cellule lorsqu'elle fonctionne en tant que diode, autrement dit, quand la diode est illuminée, un courant positif  $I$  traverse de n vers p.

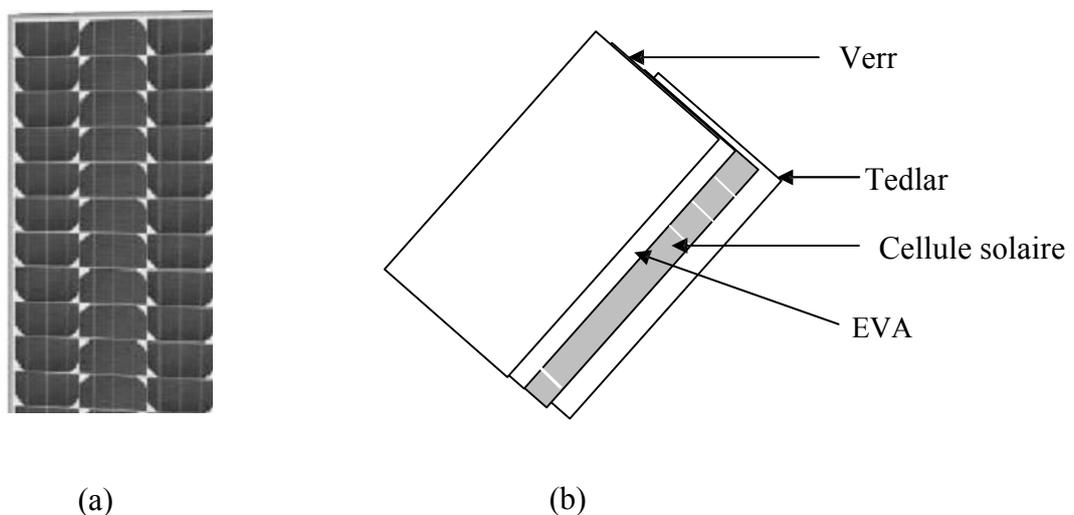
La puissance électrique produite par une cellule industrialisée est très faible typiquement de 1 à 3W avec une tension de moins d'un volt [4].

Le rendement de conversion des cellules commercialisées atteint actuellement 15 à 19 % pour le silicium monocristallin, 12 à 16 % pour le silicium poly cristallin, 7 à 9% pour le silicium amorphe.

Pour élever la tension, les cellules sont commercialisées sous forme des modules photovoltaïques.

### I-3-2 Le module photovoltaïque :

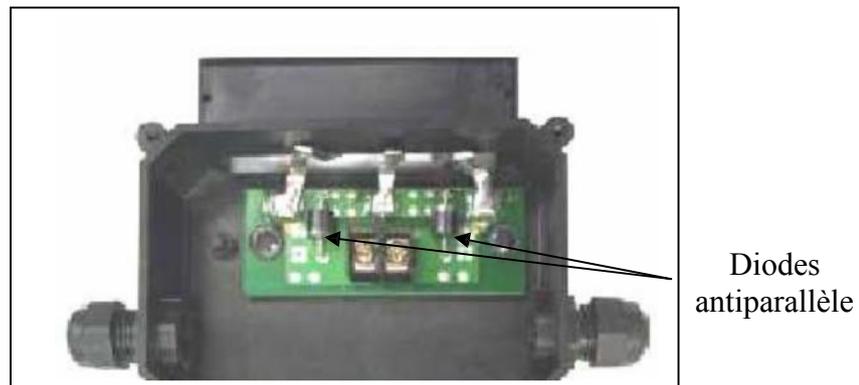
Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module figure (I-4-a). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) figure (I-4-b) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [5].



**Figure (I-4) :** Module photovoltaïque.

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation.

A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant 2 diodes antiparallèles figure (I-5). Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre [6].



**Figure (I-5) :** Boîte de jonction [6].

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques
- Protection mécanique et support.
- Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur.

Les modules en silicium mono cristallin (c-Si, 64% de marché), poly cristallin ou multi cristallin (xc-Si, 28% du marché) ou silicium amorphe (a-Si, 13% du marché), délivrent des tension normalisées (12, 24,48) et des puissances entre 10 et 100 Wc (watt- crête : puissance obtenue pour l'ensoleillement maximal) [5].

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module. Il ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20% [7].

#### **a) Caractéristiques d'un module [8] :**

- ▀ *La puissance de crête,  $P_c$*  : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup>).
- ▀ *La caractéristique  $I/V$*  : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci

- ▶ *Tension à vide,  $V_{c0}$*  : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- ▶ *Courant de court-circuit,  $I_{cc}$*  : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- ▶ *Point de fonctionnement optimum,  $(U_m, I_m)$*  : Lorsque la puissance de crête est Maximum en plein soleil,  $P_m = U_m * I_m$
- ▶ *Rendement* : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation Incidente.
- ▶ *Facteur de forme* : Rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule :  $V_{c0} * I_{cc}$ .

### I-3-3 Le panneau solaire :

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.



**Figure (I-6) :** Panneau de solaire [6]

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui regroupe le tous, comme l'illustre la figure (I-7), Alors cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.



**Figure (I-7) :** Boite de dérivation [6].

La boîte de dérivation est composée également d'un circuit imprimé sur lequel se trouvent :

- Des diodes schotcky séries, placée sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêchent aux batteries de se décharger dans les panneaux.
- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boîte à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.
- Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte.

Le câblage de ces boîtes permet d'avoir une sortie en 12,24 ou 48 volts selon les modules, elles sont équipées de deux à douze entrées, selon les tensions de sortie.

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :

- des besoins en électricité.
- de taille du panneau.
- de l'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- de saison d'utilisation.

La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximal, ce qui nécessite un élément de stockage.

#### **I-4 Système de stockage :**

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite s'envisager des stockages suivant les conductions météorologiques et qui vont répondre à deux fonction principales [9] :

-Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple)

-Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

Les Caractéristiques principales d'une batterie sont :

▀ *Capacité en Ampère heure* : Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant.

Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une heure, ou 50 A pendant 4 heures, ou 4 A pendant 50 heures.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que : [9]

▀ *Rapports de chargement et déchargement* : Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

- *Température* : Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie [9].

▀ *La durée de vie* : Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quel que soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année ( ou en nombre de cycles) [10].

▀ *Profondeur de décharge* : La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge.

Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages.

▀ *La profondeur de décharge* : Cependant, affecte même les batteries de cycle profond. plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

▀ *La tension d'utilisation* : C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée Normalement à la charge.

▀ *Le rendement* : C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et L'énergie fournie à l'accumulateur.

▀ *Le taux d'autodécharge* : L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

#### **I-4-1 Types d'accumulateurs :**

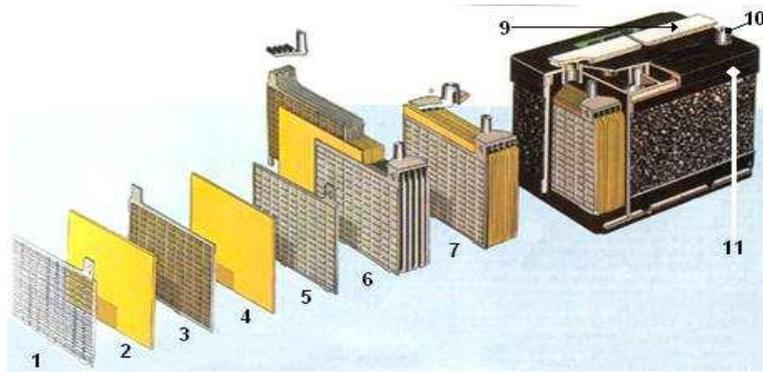
Il existe plusieurs types de stockage dans le système PV, les puissances rencontrées sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique. Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont [4].

##### **a) Les Accumulateurs au plomb acide :**

La batterie au plomb acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible et d'une large disponibilité. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale [11].

##### **a-1) Composition d'une batterie solaire plomb- Acide [14] :**

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.



**Figure (I-8) :** Construction d'une batterie monobloc [14]

- |                       |                        |
|-----------------------|------------------------|
| 1 : Grille.           | 7 : Élément complet    |
| 2 : Séparateur.       | 8 : Pont               |
| 3 : Plaque positive.  | 9 : Rampe de bouchons. |
| 4 : Plaque négative.  | 10 : Borne.            |
| 5 : Barrette.         | 11 : Bac.              |
| 6 : Faisceau négatif. |                        |

Parce que le plomb pur n'a pas une dureté suffisante, la grille est composée d'un alliage de plomb pouvant résister à tout choc éventuel. [14]

L'alliage peut-être en plomb avec 2-6% d'antimoine. Moins la teneur en antimoine sera grande, moins résistante sera la batterie pendant le processus de charge. Une petite quantité d'antimoine réduit la production d'hydrogène et d'oxygène pendant la charge, et par conséquent la consommation d'eau. D'autre part, une plus grande proportion d'antimoine permet des décharges plus profondes sans endommager les plaques, ce qui implique une plus grande durée de vie des batteries. Ces batteries plomb-antimoine sont du type "cycle profond".

Le cadmium et le strontium sont utilisés à la place de l'antimoine pour fortifier la grille. Ceux-ci offrent les mêmes avantages et inconvénients que l'antimoine, mais réduisent en outre le pourcentage d'autodécharge quand la batterie n'est pas en utilisation.

Le calcium fortifie aussi la grille et réduit l'autodécharge. Toutefois, le calcium réduit la profondeur de décharge recommandée à une moyenne de 25%. D'autre part, les batteries plomb-calcium sont du type "cycle peu profond".

Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles, qui sont fabriqués d'un matériel poreux qui permet le flux de l'électrolyte. Ils sont électriquement non conducteurs et peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommes.

Les séparateurs peuvent être des feuilles individuelles ou des "enveloppes". Les enveloppes sont des manchons, ouverts par le haut et sont uniquement placés sur les plaques positives.

Un groupe de plaques positives et négatives, avec des séparateurs, constituent un "élément". Un élément dans un container plongé dans un électrolyte constitue une "cellule" de batterie.

Des plaques plus grandes, ou en plus grand nombre, entraînent une plus grande quantité d'ampères heure que la batterie peut fournir.

Indépendamment de la taille des plaques, une cellule fournira une tension varie entre 1,7 et 2 volts suivant l'état de charge en conduction nominales de fonctionnement, et un rendement énergétique de l'ordre de 70% à 85%.(pour plomb- Acide)

Une batterie est constituée par plusieurs cellules ou des éléments reliés en série, interne ou externe, pour augmenter le voltage à des valeurs normales aux applications électriques. Pour cette raison, une batterie de 6 V est composée de trois cellules, et une de 12 V de 6.

Les plaques positives d'une part, et les négatives de l'autre, sont interconnectées au moyen de terminaux externes dans la partie supérieure de la batterie.

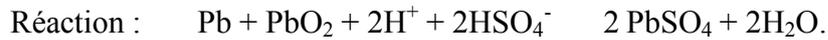
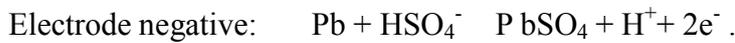
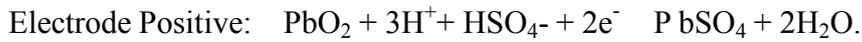
Les éléments des batteries sont souvent montés dans des bacs isolés du sol pour éviter le refroidissement de l'électrolyte par l'intermédiaire de support de bois, ces bacs sont réalisés en plastique transparent afin de bien visualiser le repérage de niveau de l'électrolyte.

Les liaisons entre les éléments doivent être dimensionnés de manière à avoir une chute de tension très faible quelque soit le régime [9].

### **a-2) Principe de fonctionnement :**

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons. L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges

électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge donnant naissance immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions du processus sont les suivantes:



### **b) Les Accumulateurs au Nickel- cadmium [14] :**

Les batteries de nickel- Cadmium ont une structure physique semblable à celles du plomb- Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium.

La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. En dépit d'un prix encore prohibitif, ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages :

- Très bonne résistance mécanique.
- Possibilité de supporter des décharges profondes.
- Pas d'émanations toxique à partir de l'électrolyte.
- Ne craint pas de gel.

### **I-5 Système de régulation :**

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts, mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit.

Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

- la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension pré-régler : seuil haut et seuil bas.

Il existe plusieurs types de régulations :

### 1-5-1 Régulation de décharge :

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension pré-régler bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête la décharge lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil.

### 1-5-2 Régulation de charge :

La régulation de charge s'effectue par une réduction de courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge.

Il existe plusieurs types de montage de régulation de charge pour les batteries au plomb.

#### a) Régulation de charge série :

Le principe consiste à intercaler entre le panneau PV et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante :

Tant que la tension  $U_{bat}$  aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener  $U_z$ , le courant délivré par le panneau charge la batterie à travers un transistor. Dans le cas contraire, le transistor bloque le courant qui n'a d'autre choix que de passer qu'à travers la résistance.

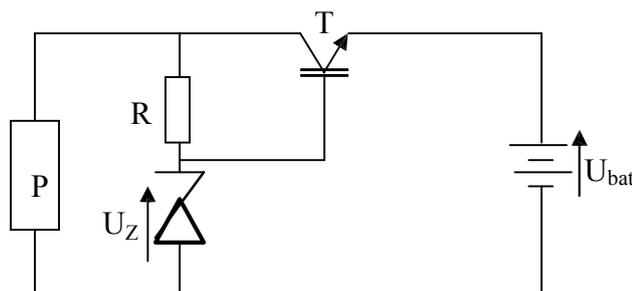


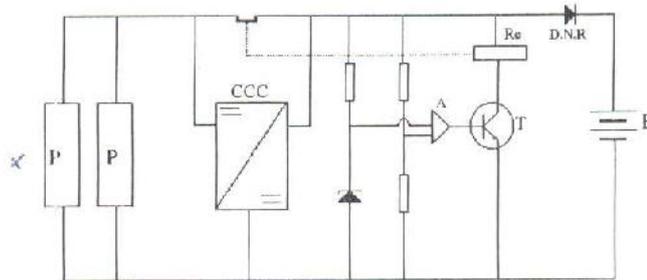
Figure (I-9) : Schéma de principe d'un régulateur de charge série [16].

#### b) Régulateur de charge de coupure :

Ce régulateur comporte un relais qui connecte et déconnecte le générateur PV à deux seuils différents et qui sont commandés par une unité de contrôle. Ils mesurent en permanence la tension aux bornes de la batterie.

### c) Régulateur de charge à découpage

Ce type de régulateur utilise un convertisseur continu - continu qui délivre à la batterie sa tension de floating chaque fois que la tension de la batterie atteint le seuil haut.



**Figure (I-10) :** Schéma de principe d'un régulateur de charge à découpage [16]

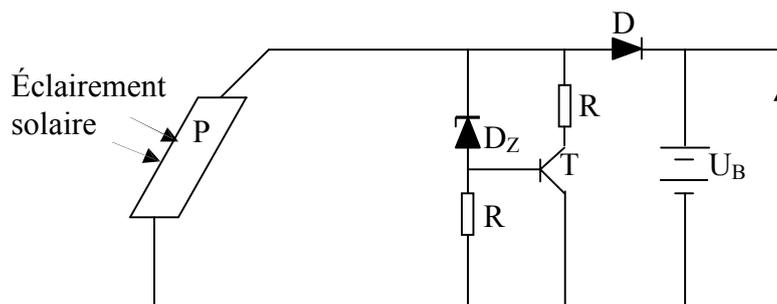
### d) Régulateur de charge série à coupure partielle :

Ce type de régulateur permet de fractionner le panneau PV en deux parties. Chacune délivre une même tension selon le principe suivant : une partie du panneau charge la batterie à travers un régulateur de charge série à coupure tant que l'autre partie est branchée directement pour la charge de la batterie en permanence.

### e) Régulateur de charge parallèle :

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances selon le principe suivant [16]:

Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor T est bloquant, le courant et la tension aux bornes de la résistance sont faibles, alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie. Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant I augmente brusquement, le transistor T devient passant et il délivre une partie du courant de charge.



**Figure (I-10) :** Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle [16].

**1-6 Système de conversion :**

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu-continue), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu-alternatif).

A l'onduleur, est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [11].

**1-6-1 Le convertisseur continu -continu :**

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal [11]. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95%.

Ce système présente deux inconvénients pour un PV de faible puissance:

- Prix élevé.
- Gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe (cas d'unerégulation de la tension) pas important.

**1-6-2 Le convertisseur continu- alternatif:**

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La formation de l'ordre de sortie peut être assurée par deux dispositifs :

- **Rotatif** : c'est un moteur à courant continu couplé à un alternateur, son rendement varie de 50% à 60% pour 1kW jusqu'à atteindre 90% pour 50kW.

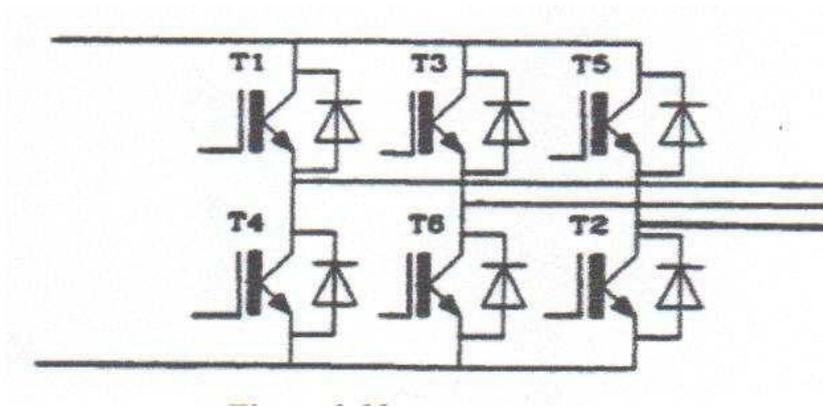
Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.

Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).

- **Statique** : on le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à tous types de charges. Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (pulse width modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale [11]. Avec ce système, on obtient:

- Un rendement élevé sur une plage du taux de charge.
- De faibles pertes à vide.

La figure I-11, illustre un onduleur triphasé autonome à fréquence variable commutation forcé de type MLI (modélisation de largeur d'impulsion) opéré en source de tension. Il est alimenté à partir de la tension continue générée conjointement par le redresseur et le hacheur série. Il est réalisé à base de transistors IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Le choix de ce type de composant relève, d'une part de sa particularité à pouvoir commuter de très grandes valeurs de courant et tension à des fréquences de découpage de plusieurs dizaines de KHz, et d'autre part, parce qu'il permet la suppression de tous les circuits d'aide à la commutation des montages à thyristors [32].



**Figure (I-11) :** Schéma de L'onduleur [32].

- *la puissance nominale* : C'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanent. Théoriquement, le choix de la puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer, mais en pratique, il est rare que tous les appareils fonctionnent en même temps et le choix de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation.
- *Le rendement* : c'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie et de la puissance nominale), ainsi que la variation de ce rendement varie d'un onduleur à un autre. Le rendement de l'onduleur est aussi donné entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.
- *La consommation à vide* : Une consommation importante à vide va réduire l'énergie emmagasinée par la batterie (cas de nuit) [15]. pour cette raison, il est important de limiter

Les pertes à un faible pourcentage de la puissance nominale (1 à 5%). Pureté de la tension sinusoïdale pure (220v – 50Hz). La plus ou moins grande pureté de la tension de sortie est obtenue grâce à :

Un système de régulation qui tend à maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales, quelle que soit la tension d'entrée.

Un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux d'harmonique.

### **I-7 La Charge :**

La charge et l'équipement électrique alimenté par le système peut être de type continue comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, ou de type alternative dans les cas d'usage domestique (maison solaire), ce cas nécessite un onduleur.

### **I-8 Installation des panneaux**

Pour l'installer les panneaux solaire dans un site, il est nécessaire de vérifier les conceptions suivantes [1] :

#### **a) Disposition des panneaux :**

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

#### **b) Fixation des panneaux :**

La fixation des panneaux doit assurer correctement les fonctions suivantes : [42]

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

#### **c)-L'orientation des panneaux :**

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

L'inclinaison des panneaux n'est pas critique. On la prend en général égale à la latitude, avec une tolérance de 15°. La hauteur maximale du soleil variant au cours de l'année, on choisira une inclinaison supérieure ou inférieure à la latitude suivant que les besoins sont les plus importants lorsque la course du soleil est basse (éclairage, besoins importants en hiver dans l'hémisphère nord) ou haute (irrigation...) [3].

Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer un auto-nettoyage lors des pluies. [8]

Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, la présence des pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés. Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active [8]. Il arrive cependant qu'il soit impossible d'installer le panneau exactement face au sud.

#### **d) Installions des éléments de la batterie**

L'utilisation de la batterie peut présenter des dangers, tels que le risque d'explosion ou le dégagement de gaz toxiques (brouillard d'acide sulfurique).

En outre, leurs durée de vie et le bon fonctionnement de toute l'installation dépend aussi bien des conditions d'installation que d'exploitation. Compte tenu de cela, l'installation de ces éléments doit être effectuée avec un grand soin.

Ils doivent être installés dans un local approprié à l'abri des intempéries, surtout quand le produit de la capacité par la tension de décharge est supérieur à 1000. Ce local doit satisfaire à certaines exigences, qui sont les suivantes :

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

#### **e) Câblage électrique :**

Ils seront à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés à des sections (diamètre) suffisantes. [14]

Nous allons d'abord effectuer un branchement par un câble électrique qui sera un câble de qualité par exemple, il devra subir les agressions du vent, de la pluie, du soleil, du gel,

et autres. La section sera d'au moins 1.5 mm<sup>2</sup>, 2.5mm<sup>2</sup> dès que la longueur excède 25m ou que la puissance du module soit supérieure à 100W [6].

**f) Câblage de liaison :**

Il se trouve entre les modules et le régulateur, il doit être d'une section d'au moins 2,5mm<sup>2</sup> ou plus si la longueur excède 15cm. Pour une intensité inférieure à 4A, sa section sera calculée de façon à ne pas avoir plus de 6% de chute de tension.

**I-9 Avantages et inconvénients d'une installation PV**

**a) Avantages [15]:**

▀ D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.

▀ Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliWatt au MégaWatt.

▀ Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits. Il ne nécessite ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.

▀ La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

**b) Inconvénients [15]:**

▀ La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

▀ Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km<sup>2</sup> par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. · Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour de faibles demandes d'énergie en régions isolées.

▀ Tributaire des conditions météorologiques.

▀ Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.

▀ Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

**I-10 Conclusion :**

Nous avons présenté dans ce présent chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque ainsi que les principes de fonctionnement de chaque élément, ce qui permet d'introduire la modélisation et l'analyse du capteur, chose qu'on va présenter dans le deuxième chapitre.

# **Chapitre II :**

## **Modélisation D'un capteur Photovoltaïque**

## II-1 Introduction :

Après avoir étudié et cité les différents composants du système photovoltaïque, ainsi que l'influence des paramètres de ses composants sur le système, nous procédons à la modélisation d'un capteur photovoltaïque .

La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. A ce niveau, la condition qui s'impose c'est de connaître les critères d'entrées (donnée de base) c'est-à-dire les données météorologiques du site, les données relatives aux utilisations, et les données relatives aux équipements.

De nombreux articles publiés dans la littérature scientifique portent sur le développement de modèles de notre capteur.

Dans ce chapitre, nous présenterons le modèle de rayonnement solaire sur un plan horizontal, et sur un plan incliné, avec un modèle de champ photovoltaïque,

## II- 2 Modèles de coordonnées soleil :

### II-2-1 Angle solaire :

Les angles solaires sont des facteurs intéressants pour le calcul de rayonnement solaire

- **La latitude ( $\varphi$ )** : est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Les latitudes de l'hémisphère nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère sud d'un signe négatif. Nous prenons celle de Tiaret [40] :  $\varphi=35.22^{\circ}$  N

- **La longitude ( $\lambda$ )** : représente l'angle formé par le plan méridien du lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude  $0^{\circ}$ . Les longitudes situées à l'est de ce méridien sont positives et celles situées à l'ouest négatives. Nous prenons celle de Tiaret [40] :  $\lambda=1.19^{\circ}$  W

- **La déclinaison ( $\omega$ )** : c'est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial, elle traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique. Sa valeur varie entre  $-23^{\circ}7'$  (Au solstice d'hiver) et  $+23^{\circ}7'$  (au solstice d'été) et s'annule aux équinoxes de printemps et d'automne (figure II-1). Cet angle varie très peu pendant une journée, ce qui permet d'approcher le mouvement quotidien du soleil par une rotation sur cône d'axe l'équateur, de demi angle au sommet  $\omega=90^{\circ}$  -  $\omega$  l'angle  $\omega$  sera donc fonction du jour de l'année.

$$\omega = +23.45^{\circ} \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot N - 80\right) \quad (\text{II-1})$$

$N$  est le nombre de jours de l'année compté à partir du 1<sup>er</sup> janvier, il varie de 1 à 365 ou 366

Selon l'année :

Année civile : 365 jours

Année bissextile : 366 jours.

- **L'angle horaire du soleil ( $\delta$ )** : repère la position du soleil dans sa rotation journalière sur le cône d'ouverture  $\delta'$ . C'est l'angle entre le plan méridien passant par l'observateur et le plan méridien contenant le soleil. En principe, un jour solaire ( $\delta$  variant de  $-180^{\circ}$  à  $+180^{\circ}$ ) correspond à 24h :

$$\delta = 15 \left( \text{heuresUTC} - 12 + \frac{\lambda}{15} \right) \quad (\text{II-2})$$

La position apparente du soleil est déterminée par ses coordonnées angulaires par rapport à au plan horizontal (figure II-2), l'azimut et la hauteur angulaire.

- **L'azimut  $\psi$** : c'est l'angle formé par projection de la direction du soleil et la direction du Sud. Il est compté positif à l'Ouest (le matin) et négatif à l'Est (le soir).

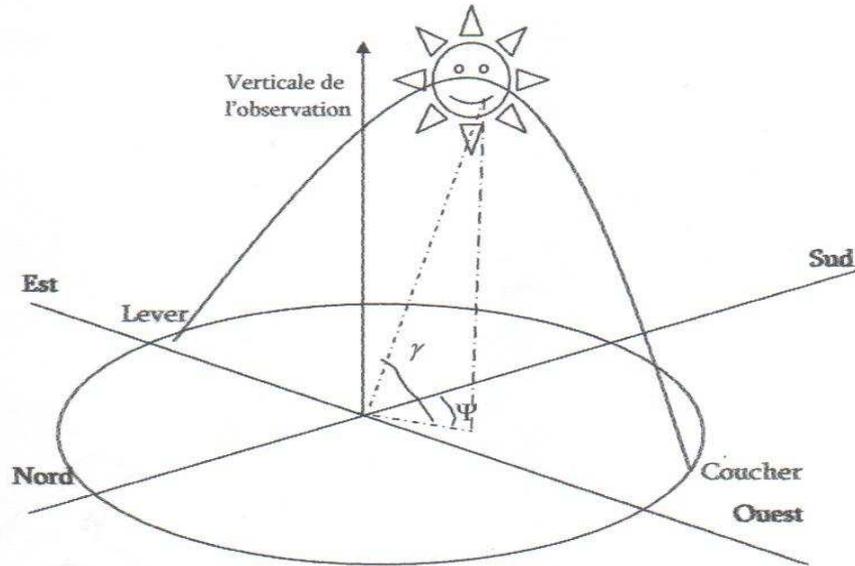
Sa valeur est obtenue lorsque le soleil se couche (suivant la hauteur angulaire du solaire, et l'inclinaison du panneau). Dans notre cas, nous écrivons  $\psi$  lorsque  $\sin \gamma$  passe en négatif si le panneau est horizontal (la soleil se couche), ou lorsque  $|\psi| > 45^{\circ}$  dans le cas où le panneau est incliné à  $45^{\circ}$  (le soleil passe derrière le panneau) :

$$\tan(\psi) = \frac{\sin(\delta)}{\sin(\varphi)\cos(\delta) - \cos(\varphi)\sin(\omega)} \quad (\text{II-3})$$

- **La hauteur angulaire ( $\gamma$ )** : Elle détermine la longueur de la traversée de l'atmosphère est l'angle formé par la direction du soleil et le plan horizontal. Sa valeur sera comprise entre  $0^{\circ}$  (au lever et au coucher) et maximum  $\gamma_m$  au zénith (midi en temps solaire vrai).

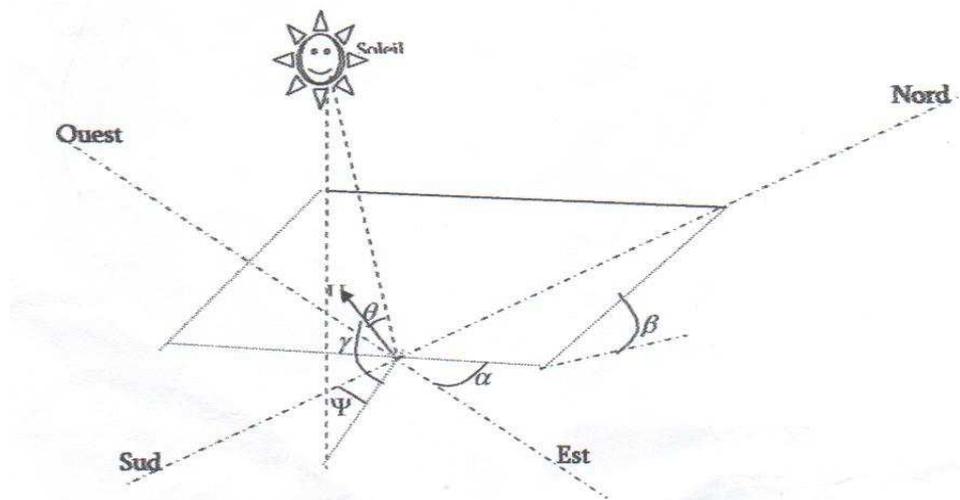
Quand le sinus est négatif, c'est que le soleil n'est pas encore levé (la durée des journées varie dans l'année). Il faut donc écrire cette variable

$$\sin(\gamma) = \sin(\varphi)\sin(\omega) + \cos(\varphi)\cos(\omega)\cos(\delta) \quad (\text{II-4})$$



**Figure (II-1):** Coordonnées angulaires de soleil [32].

Afin d'obtenir l'angle d'incidence des rayons sur le capteur, une représentation schématique (figureII-11) nous permet de visualiser clairement les différents angles pris en compte dans l'étude du rayonnement arrivant dans le plan d'un capteur. L'angle ( $\gamma$ , hauteur dans l'étude) et ( $\psi$ , azimut) que nous venons de définir dans le positionnement horaire et spatial du soleil. Il sont liés directement à l'emplacement géographique du capteur



**Figure (II-2):** Représentation de l'éclairement d'un capteur plan incliné [32].

Les autres angles sont liés directement au positionnement du capteur, et permettent de corriger les pertes liées au trajet optique des rayons lors de la traversée de l'atmosphère, ils correspondent à :

- **L'orientation** ( $\alpha$ ) du capteur par rapport au sud, ( $0^\circ$  au sud,  $180^\circ$  au nord,  $+90^\circ$  à l'ouest et  $-90^\circ$  à l'est), dans notre cas, cette variation est mise à zéro.

- **L'inclinaison** ( $\beta$ ) du capteur par rapport au sol ( $0^\circ < \beta < 90^\circ$ ), elle est nulle pour ce qui est du plan horizontal dans le calcul du premier angle d'incidence puis de  $45^\circ$  pour le second.

- **L'angle d'incidence** ( $\theta$ ) des rayons solaires par rapport à la normale au capteur.

Une relation trigonométrique permet de déterminer sa valeur en fonction des autres angles :

$$\cos(\theta) = \cos(\gamma) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\psi - \alpha) + \sin(\gamma) \cdot \cos(\beta) \quad (\text{II-5})$$

## II-3 Modèle de rayonnement solaire :

### II-3-1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal :

Au niveau du sol, le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales :

**a) Rayonnement direct :** C'est le flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant du disque solaire sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Après des mesures pour des heures ( $i$ ) nous avons l'équation statique pour le rayonnement direct [22].

$$S_H(i) = 1367 \cdot C(j) \cdot \sin\left(h(i) \cdot \exp\left(\frac{-T_L}{0,9 \times 9,41 \times M(i)}\right)\right) \quad (\text{II-6})$$

Avec :

$S_H$  : Flux direct horizontal.

$C(j)$  : La correction de la distance terre soleil.

$h(i)$  : Hauteur du soleil.

$T_L$  : Facteur de trouble.

$M(i)$  : Nombre d'aire masse.

**b) Rayonnement diffus :** C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. Pour un observateur, le rayonnement diffus ( $D$ ) par l'heure  $i$  est statistiquement donné par [22].

$$D_H(i) = \frac{1367}{3} \cdot C(j) - \text{Sin}[h(i) - 2] \cdot \exp[-0.5 \cdot \log^2(\frac{T_c}{22 \cdot M(i)^{-0.65}})] \quad (\text{II-7})$$

**c) Rayonnement réfléchi :** C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (neige, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lieu appelé Albédo ( $\xi$ )

$$0 \leq \xi \leq 1$$

**d) Rayonnement global ( $\phi_G$ ) :** un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi :

$$\phi_G = S + D + R \quad (\text{II-8})$$

### II-3-2 Rayonnement solaire sur un plan incliné :

Une surface inclinée rapport à l'horizontale avec l'angle  $B$  reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct ; le diffus, et le réfléchi [22].

#### a) Rayonnement direct :

Soit un lieu de latitude  $\varphi$ , le flux est défini par :

$$R_b = \frac{S_B}{S_H} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)} \quad (\text{II-9})$$

$R_b$  : Rapport de flux direct

$S_B$  : Flux direct pour un plan d'inclinaison

$S_H$  : Flux direct horizontale

$\omega$  : Déclinaison du soleil.

$\delta$  : Angle horaire du soleil.

Alors le flux direct pour le plan incliné  $B$

$$S_B = R_b \cdot S_H$$

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)} \cdot S_H \quad (\text{II-10})$$

**b) Rayonnement diffus :** Le flux à une inclinaison  $B$  et l'atitude  $\varphi$  capté par une surface orientée face au Sud-Est donné par le modèle suivant :

Pour l'heure  $i$  : utilisons le modèle « WILLMOTT »

$$D_b = D_H \left[ F(i) \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} + (1 - F(i)) \cdot \frac{\cos \theta(i)}{\sinh(i)} \right] \quad (\text{II-11})$$

Avec

$$F(i) = 1 - K_T(i) \left[ 1 - \frac{S_H}{G_H} \right] \quad (\text{II-12})$$

$$K_T(i) = \frac{[\theta_{GH}(i)]}{\theta(i)}$$

$K_T(i)$  : Coefficient de sérénité

$\theta(i)$  Angle d'incidence du rayon direct par rapport au incliné.

**c) Rayonnement réfléchi** : la fraction du flux réfléchi par le sol sur la surface inclinée est proportionnelle au flux global horizontal.

$$R_B = \phi_{GH} \left[ \xi \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right] \quad (\text{II-13})$$

Avec

$\phi_{GH}$  : Flux global horizontal.

$\xi$  : Albédo du sol

**d) Rayonnement global incliné** ; il est la superposition des flux direct, réfléchi et refus dont il est la somme des trois composantes :

$$\phi_{GB} = S_B + D_\beta + R_B$$

On peut calculer le flux solaire global par la relation suivante pour un plan incliné d'angle  $B$

$$\phi_{GB} = R \cdot \phi_{GH}$$

$R$  : Rapport du flux global.

D'où

$$R = \frac{\phi_{GB}}{\phi_{GH}} = \left(1 - \frac{D_H}{\phi_{GH}}\right) \cdot R_b + \frac{D_H}{\phi_{GH}} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \xi \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (\text{II-14})$$

Avec :

$R_b$  : Rapport du flux direct

On connaissant le flux global et les composantes du flux pour un plan horizontal on peut déterminer le flux global incliné reçu par un plan :

$$\phi_G = R \cdot \phi_{GH}$$

## II-4 Modélisation du champ photovoltaïque

Nous avons utilisé le modèle électrique conçu par Kaiser et Reise [10]. La figure II-3 représente le modèle électrique d'une cellule solaire qui consiste en une source de courant idéale, branchée avec une ou deux diodes en parallèle et une résistance série  $R_s$ . la première diode  $D_1$  décrit les propriétés de semi conducteur de la cellule et la seconde  $D_2$  modélise le phénomène de recombinaison des porteurs de charge.

Le modèle à une diode (empirique) est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité. Il permet d'exprimer l'intensité d'un module PV en fonction de la tension à ses bornes et des conditions climatiques (ensoleillement et température ambiante) [23].

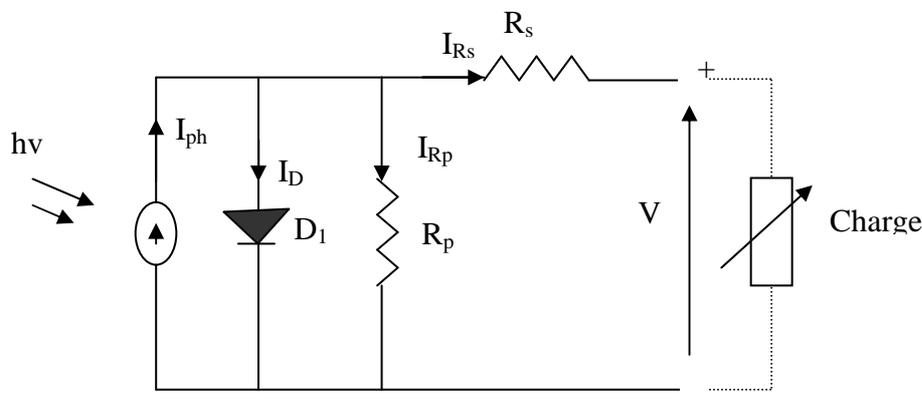


Figure II-3 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV.

L'intensité  $I$  en fonction de la tension  $V$  aux bornes d'une cellule est [1]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( C_1 (V + R_s I) \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (\text{II-15})$$

$$\text{Avec : } C_1 = \frac{q}{A.K.T_c}$$

$A$  : le facteur d'idéalité de la jonction ( $1 < A < 3$ ).

$I_{ph}$  : photocourant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident).

$I_0$  : courant de diode, représente le courant de fuite interne à une cellule causée par la jonction p - n de la cellule.

$R_{sh}$  : résistances shunt représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

$R_s$  : résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi conducteur, ainsi les résistances ohmique et de contact au niveau des connexions des cellules.

$q$  : la charge de l'électron ( $1,6.10^{-19}$  C)

$K$  : constant de Boltzmann ( $1,38.10^{-23}$  J/K).

$T_c$  : température de jonction (K).

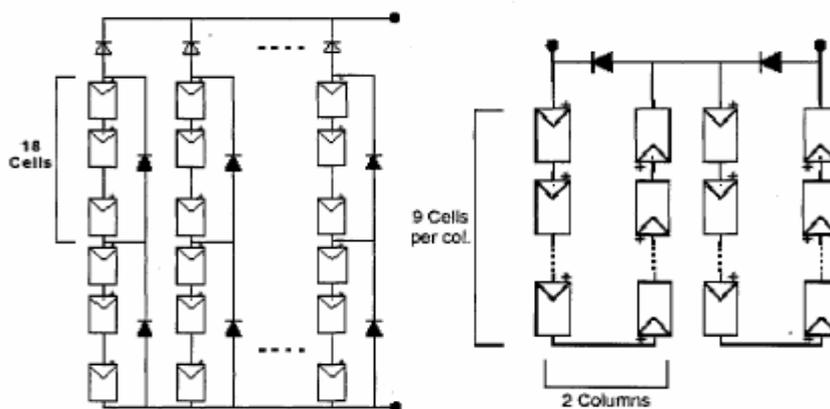
Un bilan électrique sur le schéma (II-1) permet de calculer l'intensité  $I$  en fonction de la tension  $V$  aux bornes d'un module PV [1] :

$$I_{\text{module}} = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q}{NAKT_j}(V + R_{se} I) - 1\right) \right] - \frac{V + R_{se} I}{R_{pe}} \quad (\text{II-16})$$

$$R_{se} = N.R_s \text{ et } R_{pe} = N.R_p$$

Le calcul de la géométrie optimale du champ photovoltaïque consiste à modifier les configurations des associations série des modules PV de façon à faire fonctionner la charge dans la zone de puissance maximale. Un calcul de la géométrie optimale du champ photovoltaïque doit effectuer à chaque changement du point de fonctionnement dû aux variations des conditions météorologiques. Pour atteindre les valeurs nominales requises pour un fonctionnement optimal, il faut brancher les modules PV selon la relative à un groupement mixte formé de la mise en série de  $N$  modules et  $M$  en parallèle [24] figure (II-4). On obtient dans ce cas :

$$I_g = M.I_{\text{module}} \text{ et } V_g = N.V_{\text{module}}$$



**Figure II-4 :** Configurations des associations série parallèle des modules PV [24].

En pratique la résistance shunt (parallèle) est très grande, à partir de ça le terme

$$\frac{V + R_s}{R_{sh}} \rightarrow 0$$

La relation du courant lié à une tension

$$I = M.I_{ph} - M.I_0 \left[ \exp(C_2.(V.M + N.R_{se} I) - 1) \right] - \frac{V + R_{se} I}{R_{pe}} \quad (\text{II-17})$$

$$C_2 = \frac{C_1}{M.N}$$

Cette relation est vraie si toutes les cellules solaires constituant le générateur sont identiques.

#### a) Tension de circuit ouvert :

La tension de circuit ouvert est déterminée pour un courant de sortie nul ( $I=0$ ), on peut en déduire :

$$V_{co} = \frac{I}{M.C_2} . \text{Log} \left[ \frac{I_{cc} + I_0}{I_0} \right] \quad (\text{II-18})$$

#### b) Courant de court circuit :

Lorsque le générateur PV est en court circuit, la tension de sortie devient nulle ( $V=0$ ) et le courant de court circuit est considéré égale au photo courant  $I_{ph}$

$$I_{ph} = I_0 . \exp( C_2 M . R_s . I_{cc} ) + \frac{I_{cc}}{M} - I_0 \quad (\text{II-19})$$

### II-4-2 Modèle de la température :

#### a) Température de jonction :

La température de jonction  $T_c$  de la cellule est donnée par la relation suivant [25]

$$T_c = T_a + \frac{\text{NOCT}-20}{800} E_G \quad (\text{II-20})$$

Avec NOCT: la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal operating cell temperature ) et  $T_a$  est La température ambiante.

#### b) Température ambiante :

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de température maximale et minimale de la journée .Nous supposons que la température maximale se produit toujours à deux heures de l'après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé de soleil). Entre ces deux points extrêmes ,une fonction a été utilisée pour caractériser la variation de cette température.

Le profil journalier de température ambiante est déterminé à partir des températures minimale et maximale de la journée, cette température s'exprime à une heure TL de la journée par l'équation suivante [26] :

$$T_a = \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \cos \left( \frac{14 - TL}{14 - TL_L} \pi \right) + T_{\text{moy}} \quad (\text{II-21})$$

$TL_L$  : l'heure du lever de soleil et  $T_{\text{moy}}$  : la température moyenne journalière

$T_{\max}$  : la température maximale journalière et  $T_{\min}$  : la température minimale journalière  
cette relation valable avec les grandeurs moyennes mensuelles d'un site.

### c) Variation du courant de saturation :

Le courant de saturation  $I_0$  dépend de la température de jonction et peut être exprimé par la relation suivant [26].

$$I_0 = A_0 \cdot T_c^3 \cdot \exp\left(\frac{-Eg}{K \cdot T_c}\right) \quad (\text{II-22})$$

Pour le silicium monocristallin  $A_0 = 2.110.10^3$

### d) Variation du courant court circuit :

La variation du courant de court-circuit  $I_{cc}$  dépend de la température de jonction, de ce fait elle est représentée par la relation empirique suivante [26]

$$I_{cc} = K_1 \cdot G \cdot [1 + K_2 (G - G_0) + K_3 (T_c - T_0)] \quad (\text{II-23})$$

Avec :

$G_0$  : l'éclairement de référence ( $1000 \text{ w/m}^2$ )

$T_0$  : la température de référence ( $298 \text{ K}$ )

$K_1$ ,  $K_2$  et  $K_3$  sont des constantes dépendant de la nature de matériau de la cellule et déterminées expérimentalement par le constructeur.

### e) Variation de la tension à circuit ouvert :

La variation de la tension à circuit ouvert dépend de la température du module et de l'éclairement, elle est donnée par l'équation suivante [26] :

$$V_{Co} = V_{Co0} + \beta \cdot \Delta T + \alpha (G - G_0) \quad (\text{II-24})$$

Avec :

$V_{Co0}$  : la tension à circuit ouvert de référence (V).

$\alpha$  : coefficient de variation de courant à circuit ouvert en fonction de la température ( $A/^\circ C$ ).

$\beta$  : coefficient de variation de la tension de court circuit en fonction de la température ( $V/^\circ C$ ).

$\Delta T$  : la variation de la température ( $^\circ C$ ).

**II-4-3 Caractéristique I-V d'un module :****a) Point de fonctionnement optimal**

Un générateur délivre une puissance  $P=I.V$  qui varie avec la charge à alimenter par le système. Cette puissance passe par un point maximum pour une seule valeur de la résistance chargée. Le point optimal varie avec le flux et la température au point maximum. En ce point la dérivée de la puissance est nulle :

$$\partial P = V.\partial I + I.\partial V$$

$$\partial P = 0 \Rightarrow \begin{cases} V.\partial I = 0 \\ I.\partial V = 0 \end{cases}$$

**b) Rendement énergétique maximum :**

Le rendement énergétique maximum d'un générateur photovoltaïque est le rapport de la puissance  $P_m$  maximale dissipée dans la charge et la puissance du rayonnement solaire incident.

$$\eta_{pv} = \frac{P_m}{\phi_G . S} \quad (\text{II-25})$$

Avec :

$\phi_G$  : Flux globale [ $\text{W}/\text{m}^2$ ].

## II-5 Résultats de la simulation

Dans la section précédente, nous avons présenté les bases de la modélisation mathématique du générateur photovoltaïque.

La figure (II-5) ci-dessous présente la courbe I-V d'un module typique de 110W crête en fonction de l'irradiation solaire. La valeur de 110 W crête est une mesure sous une irradiation de 1 KW/m<sup>2</sup>, spectre AM 1.5 et de température de 25°C. Ces valeurs sont appelées STC (Standard Test Conditions) et elles sont utilisées par tous les fabricants pour définir leurs produits. Mais ces conditions sont rarement rencontrées dans la réalité (sauf en hiver) parce que la température d'un module au soleil est en général plus élevée que 25°C.

Pour tenir compte des conditions plus réalistes et habituelles, les fabricants donnent une valeur de température typique des cellules lorsque la température ambiante est de 20°C, l'irradiation de 800 W/m<sup>2</sup> et le vent de 1m/sec. Cette valeur est appelée NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) [27].

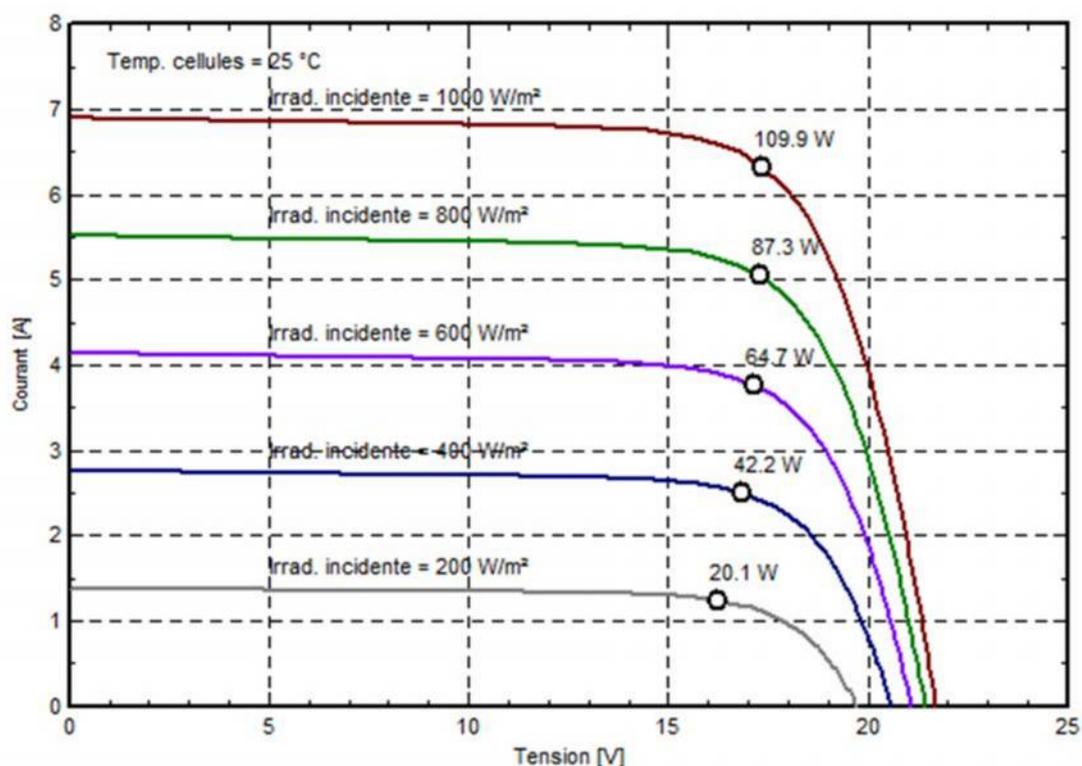


Figure II.5 : Caractéristique I-V pour différents éclairements

Pour différents niveaux d'éclairement figure (II-5), on remarque que le courant est directement proportionnel à l'irradiation à ces niveaux d'éclairement. La tension par contre n'est pas très dégradée lorsque l'irradiation baisse.

La figure II-6 présente le comportement du même module sous une lumière de 1 KW/m<sup>2</sup> et à des températures entre 0 et 50°C. On remarque l'importance des variations de la tension. et le courant gagne un petit peu d'intensité lorsque la température augmente; ceci peut être expliqué par une meilleure absorption de la lumière, le gap baissant lorsque la température augmente. L'accroissement du courant peut être négligé au point de puissance maximale et le comportement global de la cellule.

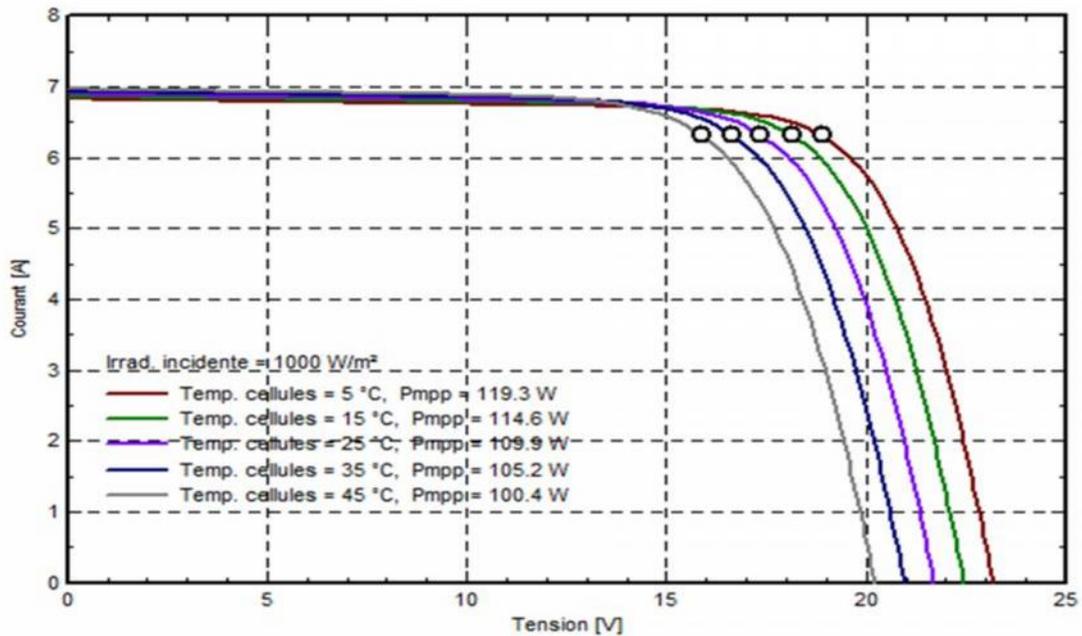


Figure (II-6) : Caractéristiques I-V pour différentes températures

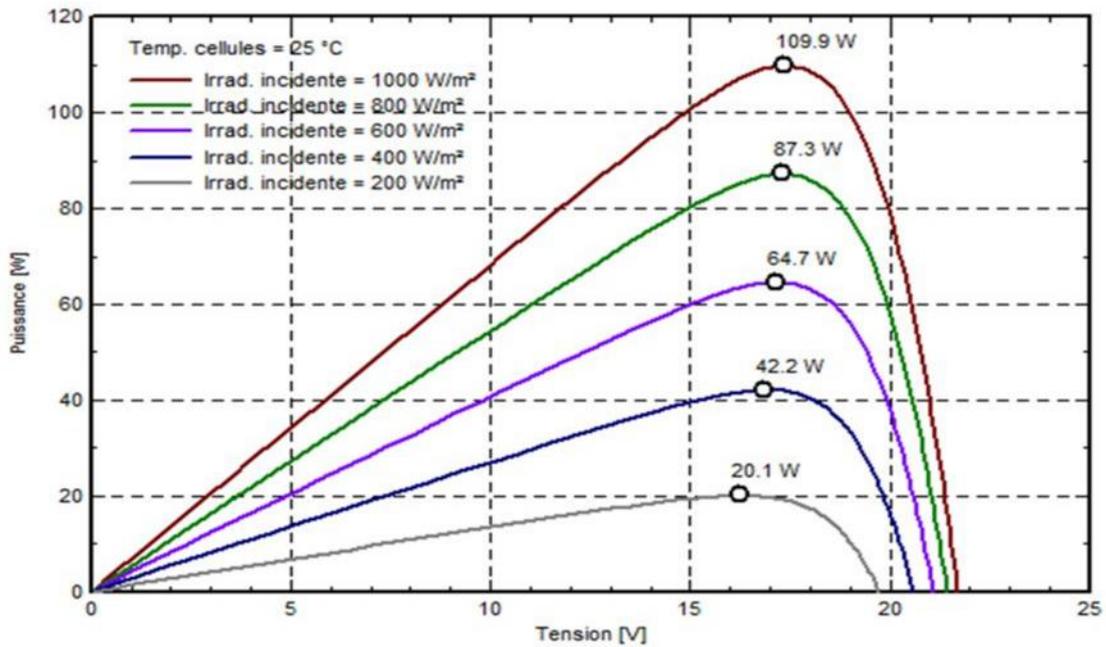


Figure II.7 : Caractéristique P-V pour différents éclairnements.

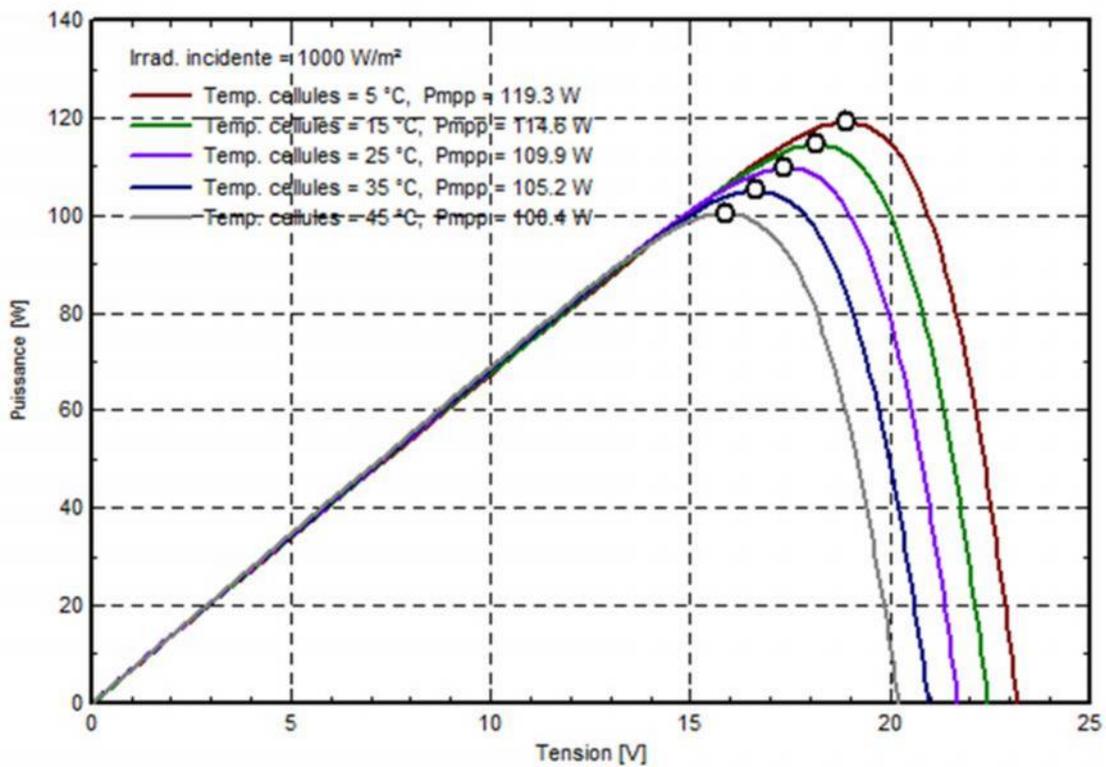


Figure II.8 : Caractéristique P-V pour différentes températures

## CONCLUSION

Les performances d'un générateur PV sont fortement influencés par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire et la température du module PV. Dans cette étude, nous avons utilisé le modèle empirique à une diode pour simuler le fonctionnement des modules PV pour différentes conditions d'ensoleillement et de température.

Le principal intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et sa facilité de mise en œuvre à partir des caractéristiques techniques données par constructeur.

# **Chapitre III :**

**Dimensionnement**

**D'un système**

**Photovoltaïque**

**III-1 Introduction :**

L'étude de dimensionnement est toujours confrontée à deux critères essentiels qui sont le gisement solaire et la demande d'énergie. Cette gestion de l'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle utilisés.

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque revient à déterminer le nombre nécessaire des panneaux solaires constituant le champ photovoltaïque pour adopter un système PV suffisant pour couvrir les besoins de la charge à tout instant ainsi que la capacité de charge de la batterie. Ces deux éléments sont les plus importants en raison du coût élevé qu'ils totalisent (plus de 50% du prix de l'installation) et du degré de satisfaction. Pour cette raison, on présente dans notre travail une méthode de dimensionnement réaliste, alimentant un habitat individuel pour un site de Tiaret.

L'objectif de ce travail est de déterminer un dimensionnement vis-à-vis des données météorologiques disponibles et des critères choisis par l'utilisation des dits critères de sélection. Notre contribution consiste à la mise au point d'une méthode d'optimisation appelée *méthode des heures équivalentes*[41] appliquée sur notre site. Ajouter à cela pour une installation plus complète l'apport d'un régulateur et un convertisseur.

Pour simuler la puissance du générateur photovoltaïque, nous utilisons le PVsyst[43] qui est un programme développé et le plus utilisé dans notre filière avec des données météorologiques qui sont fournies par PV gis [40].

### III-2 Description de la méthode des heures équivalentes :

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque suit une démarche par étapes que l'on peut résumer comme suit :

- Détermination des besoins de l'utilisateur : tension, puissance des appareils et durée d'utilisation
- Chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique
- Définition des modules photovoltaïque : tension de fonctionnement, technologie, puissance totale à installer
- Définition de la capacité de la batterie et choix de la technologie

#### III-2-1 Evaluation des besoins

Avant de calculer l'énergie nécessaire à une application, il faut bien rappeler la différence entre la puissance et l'énergie. La puissance est une donnée instantanée (comme un débit).

Exemple :

- Ce panneau solaire produit 88W en ce moment précis ;  
Quant à l'énergie, c'est une donnée intégrée sur une période de temps (comme un volume).

Exemple :

- Ces quatre panneaux ont généré 250 Wh pendant la journée d'hier ; Ces deux grandeurs sont donc reliées par le temps. L'énergie est le produit de la puissance par le temps  $E=Pt$ .

Comme un système photovoltaïque fournit son énergie le jour, il est naturel de prendre la période de 24 heures comme unité de temps

#### III-2-2 Energie solaire récupérable

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

L'orientation d'un module photovoltaïque obéit à une règle très simple : vers l'équateur, ce qui donne :

- Orientation vers le Sud dans l'hémisphère Nord.
- Orientation vers le Nord dans l'hémisphère Sud.

En ce qui concerne l'inclinaison ; pour des applications qui consomment une énergie quasi-constante tout au long de l'année, il faut optimiser la production pour la période la moins ensoleillée (l'hiver). Les panneaux doivent donc pouvoir récupérer l'énergie d'un soleil dont la hauteur est faible.

Données météorologiques :

Une surface exposée au soleil reçoit, à un instant donné, un rayonnement solaire en  $W/m^2$ , qui est un flux, une puissance par unité de surface. Ce flux varie au passage d'un nuage, selon les heures de la journée... Au bout d'une journée, ce flux a produit une énergie journalière ou rayonnement solaire intégré, en  $Wh/m^2$  par jour.

Grâce aux stations météorologiques, on peut connaître le rayonnement solaire intégré en  $kWh/m^2$  .jour ; mais la connaissance de la production d'un panneau solaire par heure n'est pas très nécessaire car on peut déjà réaliser un dimensionnement assez précis avec 12 valeurs de rayonnement solaire seulement : les valeurs moyennes de l'énergie solaire journalière, pour chaque mois de l'année, dans le plan des modules photovoltaïque. Pour un dimensionnement plus rapide, on se servira de la valeur la plus faible de la période de fonctionnement de l'application.

### III-2-3 Définition des modules photovoltaïques

Un module photovoltaïque se caractérise avant tout par sa puissance crête  $P_c$  (W), puissance dans les conditions STC ( $1000 W/m^2$  à  $25^\circ C$ ), si le module est exposé dans ces conditions STC, il va produire à un instant donné une puissance électrique égale à cette puissance crête, et si cela dure  $N$  heures, il aura produit pendant ce laps de temps une énergie électrique  $E_{elec} = N * P_c$

Mais le rayonnement n'est pas constant pendant une journée d'ensoleillement, donc on ne peut pas appliquer strictement cette loi. le panneau produit  $500 W_c$ , donc pendant une journée qui dure 10h, il produira  $5000 Wh$  ! C'est oublié que le rayonnement au cours de cette journée est loin d'être égal à  $1000 W/m^2$  en permanence ! Rappelons en effet qu'à cette valeur normalisée de  $1000 W/m^2$  correspond un rayonnement solaire intense.

Afin de calculer ce que produit un module photovoltaïque pendant une journée d'ensoleillement caractérisée par un facteur d'ensoleillement en  $Wh/m^2$  .jour, on va assimiler cette énergie solaire au produit du rayonnement instantané  $1000 Wh/m^2$  par un certain nombre d'heure que l'on appelle nombre d'heures équivalentes :  $E_{sol} = N * 1000$

Donc, pour obtenir la production du module photovoltaïque pendant une journée, on va multiplier la puissance crête du panneau par le nombre d'heures équivalentes de cette journée :

$$E_{elec} = N_e * P_c$$

$E_{elec}$  : Energie électrique produite dans la journée (Wh/jour)

$N_e$  : Nombre d'heures équivalentes (h/jour)

$P_c$  : Puissance crête (W)

Mais le calcul qu'on vient de faire n'est vrai que pour un panneau isolé, dans des conditions idéales. Il ne tient pas compte des pertes inévitables d'un système complet dans les conditions réelles. Il convient d'ajouter un coefficient de pertes  $C_p$  celui-ci varie entre 0,65 et 0,9 selon les cas.

Le calcul pratique de la production d'un module photovoltaïque devient donc en termes de courant :

$$E_{elec} = E_{sol} * I_m * C_p$$

$E_{elec}$  : Energie électrique produite dans la journée (Ah/jour)

$E_{sol}$  : Ensoleillement journalier ( $kWh/m^2$  .jour)

$I_m$  : Courant à la puissance maximale STC du module (A)

$C_p$  : Coefficient de pertes de courant.

### III-2-4 Dimensionnement de la capacité de la batterie

La capacité nécessaire pour un fonctionnement de  $N_{ja}$  jours et un besoin électrique journalier de  $B_j$  est de :

$$C_u = N_{ja} * B_j$$

Cette capacité utile n'est pas la capacité nominale  $C_{20}$ , mais la capacité réellement disponible sur le terrain à tout moment. Pour calculer la capacité nominale en fonction de cette capacité souhaitée, on doit donc tenir compte de la température et/ou de la profondeur de décharge utilisée.

Profondeur de décharge (P D) :

Une batterie ne doit pas être déchargée en dessous d'un certain seuil, sinon on risque de l'endommager.

Une batterie pleine à 70% est à une profondeur de décharge de 30% (P D = 0,3)

Effet de la température (R T) :

Les changements de température affectent les capacités de la batterie : les réactions chimiques de charge et de décharge de l'accumulateur sont ralenties par le froid, ce qui a pour effet de faire baisser la capacité de la batterie.

Pour tenir compte à la fois des phénomènes de température et de profondeur de décharge maximale, on calcule la capacité nominale comme suit :

$$C_{20} = (N_{ja} * B_j) / (R T * P D)$$

$C_{20}$  : Capacité nominale (Ah)

$N_{ja}$  : Nombre de jours d'autonomie sans apport solaire (jours)

$B_j$  : Besoin journalier (Ah/jour)

R T : Coefficient réducteur de la température.

P D : Profondeur de décharge maximale autorisée.

### III-3 Application dans une installation PV à une alimentation domestique :

Dans cette étape de calcul, nous appliquons notre méthode d'optimisation pour une installation photovoltaïque destinée à une alimentation domestique.

Nous présentons les différents résultats de calcul des puissances et dimensions optimales de batteries et modules PV sur notre site avec une autonomie de 3 jours

**III-3-1 Méthodologie adoptée :**

La méthode adoptée pour ce cas étudié est la suivante :

Le choix d'un profil de consommation d'énergie électrique représentatif du site.

La simulation de la puissance du générateur photovoltaïque.

L'optimisation d'une installation photovoltaïque nécessite au préalable l'acquisition de certaines données relatives aux équipements existants :

**a) le champ des modules photovoltaïques:**

:

Les données nécessaires sont : (shell solar SM110-12)

- La puissance maximale crête du module  $P_c=110W$
- La tension de circuit ouvert  $V_{co}= 21.7 V$
- Le courant de court-circuit  $I=6.9 A$
- La tension crête maximale  $V_m = 17.4 V$
- Le courant maximal crête  $I_m =6.33 A$

**b) la batterie de plomb :**

Les données nécessaires sont : (Electrona\_12V150A)

- tension nominal : 12V
- capacité nominale : 150A/h

**III-4 Résultats et simulation :**

La méthode de dimensionnement présentée dans ce travail est utilisée pour calculer le nombre optimal de modules photovoltaïques et des batteries dans un système photovoltaïque de production d'électricités totalement autonome, installé sur le site de Tiaret.

Comme notre système photovoltaïque fournit son énergie le jour, il est naturel de prendre la période de 24 heures comme unité de temps.

Dans notre travail on a choisi une consommation de 50W.

Un site qui demande une puissance de 50W, aura un besoin journalier (24h) en énergie (Wh) égale à :

$$E=50*24=1200Wh.$$

En termes d'Ah, la consommation devient (sachant qu'on travaille sous 12V)

$$C=1200/12=100Ah$$

Après le calcul de la consommation on passe à la deuxième étape :

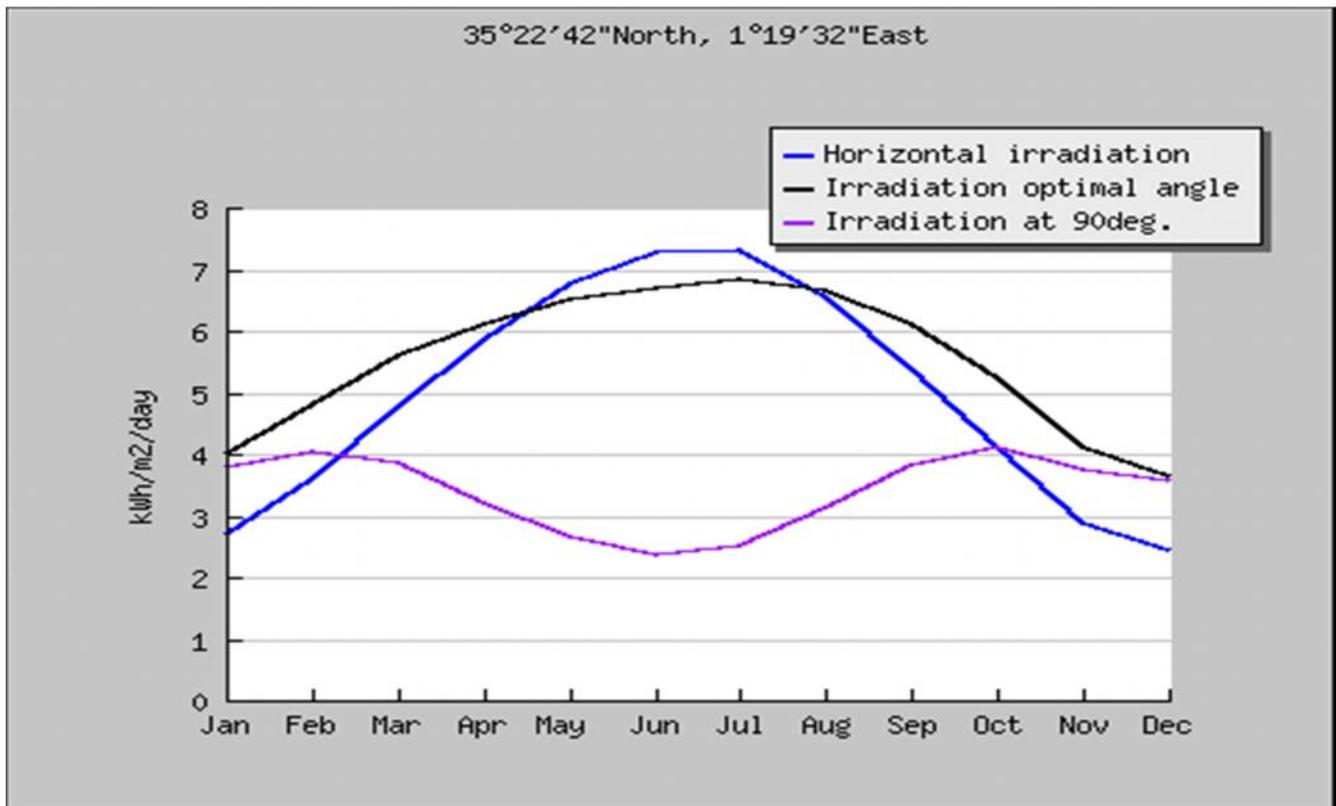
La situation géographique de notre site de Tiaret est positionnée à 35°22N et 1°19E avec une altitude de 1047m du niveau de la mer, résumé sur le tableau suivant :

mois	$H_h$	$H_{opt}$	$H(90)$
Jan	2710	3990	3790
Fev	3590	4790	4030
Mar	4750	5590	3840
Avr	5840	6100	3210
Mai	6780	6490	2640
Jui	7270	6680	2350
Jui	7320	6850	2520
aou	6560	6640	3110
Sep	5400	6110	3820
Oct	4100	5250	4130
Nov	2880	4090	3740
Dec	2420	<b>3650</b>	3570
<b>année</b>	4980	5520	3390

$H_h$ : Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/j)

$H_{opt}$ : Irradiation sur un plan incliné avec un angle de 31° (Wh/m<sup>2</sup>/j)

$H(90)$ : Irradiation sur un plan incliné avec un angle de 90°. (Wh/m<sup>2</sup>/j)



Comme nous le montre la figure ci-dessus, l'irradiation horizontale est importante avec une grande puissance sur les mois d'été et décline pour les autres mois où on dispose d'une faible puissance. Par contre l'irradiation avec un angle optimale de 31° nous suffit et nous assure une couverture annuelle.

Pour calculer la charge électrique produite par un panneau solaire pendant une journée on aura besoin de l'ensoleillement avec un angle de 31°. On se place dans le cas de l'ensoleillement le plus défavorable à Tiaret qui est de 3.650 KWh/m<sup>2</sup> jour, et un coefficient de perte de 0,90

$$E_{elec} = E_{sol} * I_m * C_p$$

$$E_{elec} = 3.650 * 6.3 * 0,90 = \mathbf{20.695 \text{ Ah}}$$

Il nous faudra donc un nombre de panneaux solaires **en parallèle** (relatif à l'intensité) égale à :

$$N = 100 / 20.69 = 4.83$$

Soit un nombre de **5** panneaux solaires

Après avoir obtenu le nombre de panneaux solaires qui Assureront nos besoins, nous déterminerons le nombre de batteries.

En tenant compte du coefficient réducteur de la température et de la profondeur de décharge maximale autorisée, pour une autonomie de **3 jours**, la capacité de la batterie est :

$$C = (N_{ja} * B_j) / (R_T * P_D)$$

$$C = (3 * 100) / (0.8 * 0.9) = \mathbf{416.66 \text{ Ah}}$$

Et si on travaille avec des batteries de **150 Ah** : Il nous faudra donc un nombre de batteries **en parallèle** (relatif à l'intensité) égale à :

$$N = 416.66 / 150 = 2.77$$

Soit un nombre de **3** batteries.

Après avoir déterminé le nombre de panneaux et de batteries, nous complétons notre installation avec l'apport du régulateur et du convertisseur.

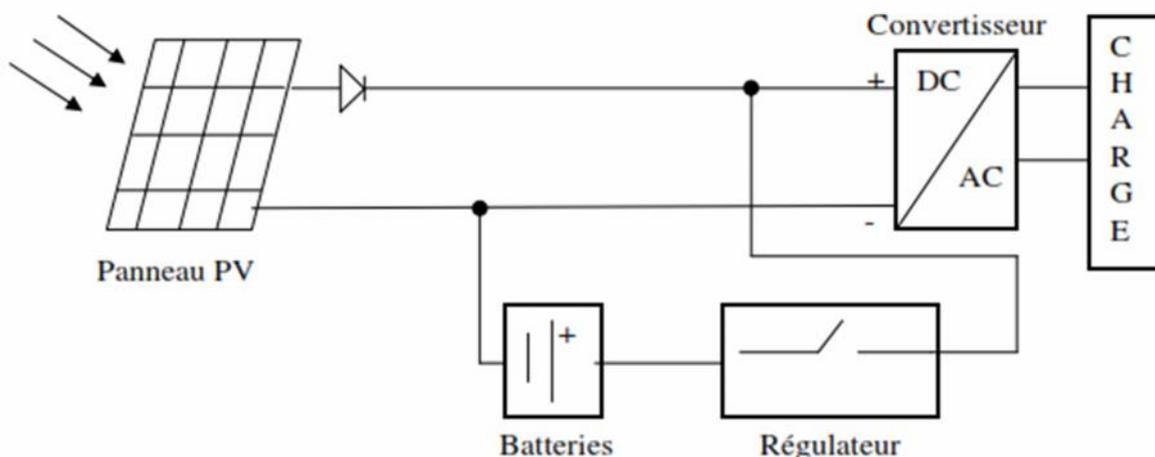


Figure (III-1) : Principales parties du système photovoltaïque.

La simulation de notre générateur photovoltaïque est interprétée par le diagramme ci-dessous :

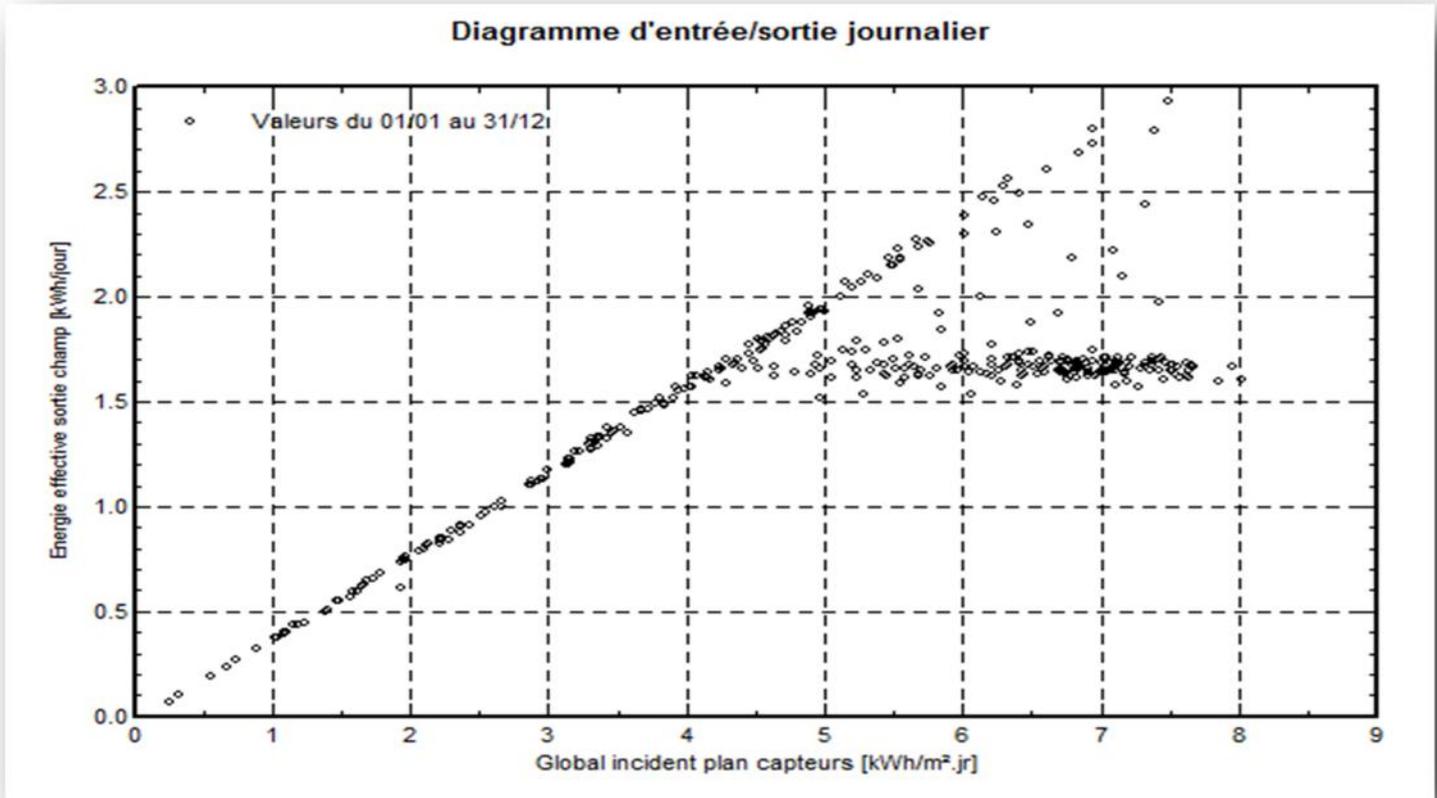


Figure (III-2) : Le diagramme d'entrée/sortie journalier

Le diagramme ci-dessus, montre le rapport entre l'énergie incidente et l'énergie sortante.

Le diagramme nous montre que lorsque le capteur reçoit une augmentation d'irradiation incidente de 0 à 4 kWh/m<sup>2</sup>/j, nous obtenons une croissance d'énergie sortante de 0 à 1.5 kWh/j. Entre 4 et 8 kWh/m<sup>2</sup>/j nous remarquons qu'il y a une stabilité de l'énergie entre 1.5 et 2 kWh/j. Cela est due à la perte d'énergie due à l'effet de la température

Explication :

Il-y-a un rapport entre l'irradiation et la température c.-à-d. lorsqu'on a une augmentation d'irradiation, on aura une augmentation de la température.

Et Si la température est plus élevée que 25 °C, il faut compter une perte de rendement de 0,4 % par degré [42]

Et comme notre capteur ne résiste pas à des températures très élevées c.-à-d. supérieures à 25°C, nous obtenons une faible puissance.

**III-5 conclusion**

Dans ce chapitre nous avons présenté une méthode de dimensionnement du système photovoltaïque afin de déterminer le nombre optimal de batteries et modules photovoltaïques

Les résultats obtenus lors de ce dimensionnement nous permettent de constater que la détermination optimale des batteries et des modules PV dépend en grande partie du site, de la charge demandée ainsi que du rendement des composants du système.

**Conclusion**

**Générale**

**Conclusion Générale**

*Ce procédé de production d'énergie solaire tel qu' il a été exposé dans ce mémoire, constitue un avenir prometteur et demeurera une source intarissable par apport à l'énergie fossile.*

# *Bibliographie*

## **References Bibliographies**

- [1]: R.P. Mukund, « Wind and solar Power Systems », Ph.D, P.e U.S merchant Marine Academy, Kings Point, New York, CRC Press LLC 1999.
- [2] : « Les piles solaires, le composant et ces applications » Edition.Masson (1985).
- [3] : A. buyers « les système photovoltaïques » guide, Canada 2002 .ARTICLE PDF.
- [4]: A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin » Rev .Energ. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100).
- [5] : T. Fogelman, « Système photovoltaïque pour les pays en déventement, manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie,(AFME)
- [6] : C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi « Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger ».2006
- [7] :A. Guen, « contribution à l'étude des système de télécommunications mobiles Alimentés par énergie solaire », thèse de magister, Université de Tlemcen, février 1992.
- [8] : [www.solarelectripower.org](http://www.solarelectripower.org).
- [9] : N. Achaibou, A Malek , N Bacha « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV » ; N. spécial (CHEMSS), pp 61-66,2000.
- [10]: I. Tsuda, K . Kurokawa ,K.Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35,pp 503 – 508,1994.
- [11]: D.Thévenard, and M.Ross « validation and Verification of Component Models and System Models for the PV », CETC-internal report 2003-035, Canada,2003
- [12]: M.Chikh, « Étude analytique conceptuelle des systèmes PV de puissance adopté aux site isolés de L'Algérie », thèse de magister, CDER, 1994.
- [13] : Aminata. Sarr, «Simulation du système hybrides Photovoltaïque », mémoire de doctoral 1998, canada.
- [14]: Dirk Uwe Sauer, «Electrochemical Storage for Photovoltaics», Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2004
- [15] : D.Turcotte,M.Ross and F.Sheriff. « Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools» PV Horizon, Canada, 2001.ARTICLE PDF.

- [16]: Z.Bachi, S.Elfodil, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », université de Blida
- [21]: Bin, A., Hongxing, Y., Shen, H., Xianbo, L., 2003. «Computer aided design for PV/Wind hybrid system ». *Renewable Energy* 28, 1491–1512.
- [22] : M. Gapderou, « Atlas Solaire de L'algerié », Tomel,2, OPU 1983.
- [23] : A. Bentaillah, « étude expérimental et de simulation des performance d'une installation PV de faible puissance », mémoire de Magister en physique énergétique, Tlemcen, 1994.
- [24]Tahar Taeticht ,Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien- décembre 2006.
- [25]: Chedid, R., Saliba, Y., 1996. «Optimization and control of autonomous renewable energy systems ». *International Journal of Energy Research* 20, 609–624.
- [26] : F.Benyearou, « Conception Assistée Par Ordinateur des Système PV Modélisation, dimensionnement et simulation », thèse de doctorat en physique énergétique, Tlemcen, 2004.
- [27] : Julien LABBÉ, « l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés », thèse de doctorat de l'école des mines de paris , Spécialité "Énergétique" le 21 décembre 2006
- [29] : The Bogdan, S.B., Salameh, Z.M., 1996. « Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system ». *IEEE Transactions on Energy Conversion* 11 (2), 367–375.
- [30]: Chaurey, C and S Deambi. 1992, « Battery storage Power systems: an overview ». *Renewable Energy* 2 (3):227-235.
- [31]: H.X.Yong,LU,J.Burnett, « Weather data and probability analysis of hibrid PVwind power generation systems in Hong Kong ». *Rnewable Energy* 28 (2003) :1813-1824
- [32] : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa>.
- [33]: Jones,, C.P Underwood.2002 « A modeling mrthod for building-integrated PV systems. *Solar Enerdy* 70 (4):349-359.
- [34]: Markvard, T., 2000. *Solar Electricity*, second ed. Willey, USA.
- [35]: S. Diafa,\_, D. Diafb, M. Belhamelb, M. Haddadic, A. Louchea .«A methodology for optimal sizing of autonomous h y b r i d PV/wind system », *Energy Policy* (2007), doi:10.1016/j.enpol.2007.06.020.

[36]: Lulin, « Investigation on Characteristics and Application of Hybrid Solar/Wind Power Generation Systems ».Ph.D. The Hong Kong Polytechnic University, 2004.

[37]: E. Ofry and A. Brauntein, 'The Loss of Power Supply Probability as a Technique for Designing Standalone Solar Electrical (Photovoltaic) Systems' IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-102, N°5, pp. 1171 - 1175, May 1983.

[39] :J. LABBÉ «l'hydrogene electrolytique comme moyen de stockage d'electricite pour systèmes photovoltaïques isolés», thèse de doctorat de l'Ecole des Mines de Paris, 21décembre 2006.

[40] : [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/..](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/)

[41] : <http://www.energiezoom.com/article-361.html>.

[42] : <http://solar-club.web.cern.ch/solar-club/solpv/TechPV.html>.

[43]: <http://www.pvsyst.com/>