

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Université Abou Bekr Belkaid  
Tlemcen Algérie



جامعة أبي بكر بلقايد

تلمسان الجزائر

FACULTE DES SCIENCES  
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE  
Pour l'obtention du Diplôme de Master

Option

PHYSIQUE ENERGETQUE ET MATERIAUX

Présenté par

Salaheddine MANSOUR

THEME

---

## Etude de Dimensionnement optimal d'une station solaire autonome en site isolé

---

Soutenu le 23 Juin 2014, devant le jury composée de :

M<sup>r</sup> MERAD. Abdelkarim

Président (Pr. Université de Tlemcen)

M<sup>me</sup> A.GUEN- BOUAZZA

Encadreur (MCB. Université de Tlemcen)

M<sup>r</sup> BOUAZZA .B

Examineur (MCB. Université de Tlemcen)

M<sup>r</sup> ZOUGAR.N

Examineur (MCA. Université de Tlemcen)

Année universitaire 2013-2014

# Sommaire

---

Sommaire	
<b>Sommaire</b> .....	<b>01</b>
<b>Remerciements</b> .....	<b>03</b>
<b>Dédicace</b> .....	<b>05</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>06</b>
<b>Introduction Générale</b> .....	<b>09</b>
<b>Chapitre I : L'énergie Solaire et ses caractéristiques</b> .....	<b>12</b>
Introduction.....	13
I. Notions d'astronomie.....	13
<i>I.1. Le soleil</i> .....	13
<i>I.2. Les constante solaire</i> .....	17
<i>I.3. La hauteur du soleil</i> .....	18
<i>I.4. La déclinaison</i> .....	18
<i>I.5. Angle horaire du soleil</i> .....	19
<i>I.6. L'azimut « Angle horaire du soleil à son coucher »</i> .....	19
<i>I.7. Temps solaire vrai</i> .....	20
I.8. Angles solaires .....	22
<i>I.9. Rayonnement extraterrestre ou rayonnement hors atmosphère</i> ..	23
<i>I.10. Indice de clarté</i> .....	23
<i>I.11. Modèle de rayonnement solaire</i> .....	24
<i>I.12. Rayonnement solaire sur un plan incliné</i> .....	25
<b>Chapitre II : Les cellules Solaires</b> .....	<b>29</b>
II.I- Historique.....	30
II.II- Le Rayonnement solaire.....	31
II.III- La conversion où l'effet photovoltaïque.....	32
II.IV- Différents types des cellules photovoltaïques.....	42
II.V- Avantages et inconvénients d'une installation PV.....	47
Conclusion.....	48
<b>Chapitre III : Présentation des systèmes PV autonomes</b> .....	<b>49</b>
Introduction.....	50
III.I- composants d'un système PV autonome .....	51
<i>I.1 Modules solaires</i> .....	53

## Sommaire

---

1.2 Stockage.....	54
1.3 Le contrôle de charge.....	69
Conclusion.....	74
<b>Chapitre IV : Modélisation d'un système photovoltaïque .....</b>	<b>75</b>
Introduction .....	76
IV.I- Modélisation du champ photovoltaïque .....	76
a) Tension de circuit ouvert .....	79
b) Courant de court-circuit .....	79
I-2 Modèle de la température .....	79
II-3 Caractéristiques I-V d'un module .....	81
IV.II- Modélisation de stockage.....	84
IV.III- Modulation du système de conversion .....	89
Conclusion.....	90
<b>Chapitre V : Dimensionnement du système photovoltaïque par</b>	
<b>l'application de la méthode LPSP.....</b>	<b>92</b>
Introduction.....	93
V.I- Description de la méthode LPSP .....	94
V.II- Application dans une installation PV à alimentation domestique .....	97
V. II-1 Méthodologie adoptée .....	98
V.III- Résultats de la simulation .....	102
Conclusion .....	115
<b>Conclusion Générale.....</b>	<b>117</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>121</b>

## Remerciements

---

Je remercie tout d'abord ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné durant toutes ces années le courage, la confiance, la volonté et la foi en moi-même, qui m'ont permis de mener à terme ce présent travail.

Je ne saurais réellement, trouver les expressions éloquentes que mérite mon encadreur madame A.GUEN-BOUAZZA, Maître de Conférences à l'université Abou Bekr-Belkaïd de Tlemcen, Faculté de Technologie, pour sa grande patience, ses conseils et sa disponibilité, malgré ses différentes occupations, j'ai beaucoup appris à ses côtés, tant sur le plan scientifique que humain. Je tiens donc à la remercier pour la confiance qu'elle m'a accordée en me proposant ce travail, pour avoir contribué activement à sa réalisation. Je lui exprime particulièrement toute ma reconnaissance pour m'avoir fait bénéficier de ces compétences scientifiques, ses qualités humaines et sa constante disponibilité et m'avoir donné l'occasion d'étudier un sujet si intéressant.

J'adresse aussi mes remerciements aux différents membres de jury qui me font l'honneur d'évaluer, d'examiner et d'enrichir ce modeste travail.

## Remerciements

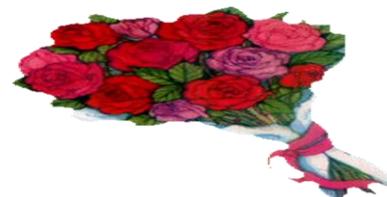
---

Je remercie cordialement monsieur MERAD Abdelkrim, Professeur à l'Université de Tlemcen d'avoir accepté de présider ce jury.

Je remercie également, monsieur B. Bouazza, MCA à l'Université de Tlemcen d'avoir accepté de participer en tant que membre examinateur.

Je remercie sincèrement, monsieur ZOUGAR.N, MCB à l'Université de Tlemcen d'avoir accepté aussi d'examiner ce travail

Je voudrais saisir l'occasion de remercier mes deux amis DARFILALE.D et BEN CHERIF.Y doctorants à l'Université Abou-bekrBelkaïd Tlemcen pour leur soutien. Enfin, j'adresse mes vives reconnaissances à tous Les étudiants de physique.



*Salaheddine*

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

الحمد لله الذي أنزل على عبده الكتاب، وأشهد أن لا إله إلا الله وحده لا شريك له رب الأرباب. وأشهد أن محمدا عبده ورسوله صلى الله وسلم عليه وعلى آله وصحبه الأئمة . وبعد فإنني وقد وصلت هذا الموصل فإنه من واجبي رحمة الاعتبار والوفاء والجميل إلى :

× من صنعني ووضع في ما لم يكن فيه ورياني كما أريد له الله فكان القدوة والمثال  
الحسن: والذري الكريم

× من تحت قدميها جنتي ومن بحبها للناس وصبرها على آذاهم أرضعتني فكانت  
القلب الحنون الودود ومصدر الثبات والعطاء : والذري الكريمة .

× مشايخي في القرآن الكريم وكل من علمني حرفا من حروفه

× إلى من جمعني بهم سقف واحد أخي وأختي وجدتي الحنون وكل عائلتي وكل  
أصدقائي

إلى الذين يبغون تصهير القلوب وجللاء الصدور فكانوا من خيرة عمار المساجد وخاصة من  
جمعني بهم الأفكار السامية من الذين ساروا في درب الشهيد الصائم عبد الحفيظ سعيد  
في مدرسة اسمها الاتحاد العام الطلابي الحر

× إلى كل من ساهمني اتمام عملي هذا ولو بدعاء في كسر الغيب فجزاه الله عني كل  
خير

× إلى كل من أفسح لي مكانا في قلبه ولو لم أعرفه إليكم كلكم هذا العمل البسيط .

أخوكم                      صلاح                      الدين

# Résumé

---

## Résumé

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement de l'utilisation de l'énergie solaire, ce travail de mémoire a consisté à dimensionner

Une station solaire par une méthode de dimensionnement optimal du générateur photovoltaïque ce qui a donc consisté à déterminer le nombre de panneaux et la capacité optimale en prenant en considération le critère économique. vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, Il est clair que l'analyse économique des solutions photovoltaïques prend de plus en plus d'importance, elle est indispensable pour prendre des décisions d'investissement en toute connaissance de cause pour pouvoir quantifier la rentabilité de l'électricité photovoltaïque

Pour un prix minimum du système, un nombre optimal de batteries et de modules photovoltaïques nous avons pris en compte une charge et une probabilité de perte d'énergie. Ainsi, à partir de données horaires de l'irradiation solaire et de la température ambiante, nous avons calculé la puissance horaire produite par le générateur photovoltaïque sur un jour type de chaque saison. Les données de la température ont été mesurées par logiciel Météo-norme.

## Abstract

The location of Algeria supports the development of the use of solar energy; this work is concerned with a method for optimal sizing of photovoltaic generator and batteries in a fully autonomous system of power generation (photovoltaic). Indeed, given the importance of the intensity of radiation received and the duration of sunshine that

## Résumé

exceeds ten hours a day for several months, it is clear that the economic analysis of photovoltaic solutions is becoming more importance, it is essential to make investment decisions in full knowledge of the facts to quantify the cost of photovoltaic electricity.

For a minimum price system, an optimal number of batteries and photovoltaic modules we take a load and probability of loss of energy. Thus, from hourly data of solar radiation and ambient temperature, we calculated the hourly power generated by the photovoltaic generator on a typical day of each season. The temperature data were measured by the "Météo-norme" logical.

### المخلص

إن موقع الجزائر يدعم تطوير استخدام الطاقة الشمسية، ويتحدث هذا العمل عن وسيلة لتغيير الحجم الأمثل للمولدات الضوئية والبطاريات في نظام الحكم الذاتي الكامل لتوليد الطاقة (الضوئية). في الواقع نظرا لأهمية كثافة الأشعة الواردة ومدة من أشعة الشمس التي تتجاوز عشر ساعات يوميا لعدة أشهر، فمن الواضح أن التحليل الاقتصادي للحلول الضوئية أصبح أكثر أهمية، اذ بات من الضروري اتخاذ قرارات الاستثمار في المعرفة الكاملة للحقائق لتحديد تكلفة الكهرباء الضوئية.

لنظام الحد الأدنى للسعر، وهو العدد الأمثل من البطاريات والوحدات الضوئية حيث نأخذ بعين الاعتبار الاستطاعة واحتمال فقدان الطاقة. و بالاعتماد على بيانات كل ساعة من الإشعاع الشمسي ودرجة الحرارة المحيطة نستطيع احتساب الطاقة التي تولدها المولد الضوئية في كل ساعة من يوم نموذجي من كل موسم. هذا وقد تم اعتماد بيانات درجة الحرارة بواسطة برنامج مرفق الأرصاد الجوية القياسية..

# **INTRODUCTION**

## **GENERALE**

# Introduction Générale

---

## INTRODUCTION GENERALE

Depuis un siècle, la maîtrise des ressources en énergie fossiles telles que : le charbon, le pétrole, le gaz et dans une certaine mesure le nucléaire, a permis une hausse considérable du niveau de vie des populations, spécialement dans les pays développés.

De ce fait, et bien entendu en raison du développement de l'industrie, du transport et des moyens de communication, une croissance considérable de la consommation mondiale d'électricité a été observée pendant ces dernières décennies.

Entre aujourd'hui et 2025, la population mondiale passera de 6,7 à 8 milliards d'êtres humains. La consommation d'énergie primaire suivra cette croissance et passera alors de 12Gtep à 17Gtep. La Chine et l'Inde représenteront à elles seules 40% de cette croissance. Les stocks d'énergies fossiles sont estimés à 50 ans pour le pétrole, 60 ans pour le gaz et l'uranium et 150 ans pour le charbon. De par l'utilisation de ces énergies fossiles, les émissions de gaz à effet de serre (GES) passeront de 27 à 42Gt:CO<sub>2</sub> [29].

Il faut aussi rappeler que ce type de production d'énergie est très polluant. De ce fait, les développements des ressources d'énergie renouvelables et non polluantes s'avèrent donc d'actualité.

De nos jours, le monde est confronté à une double menace liée à l'énergie, celle de ne pas disposer d'approvisionnements suffisants et sûrs à des prix acceptables (épuisement des ressources) d'une part, et celle de nuire à l'environnement (augmentation de l'effet de serre) par une consommation excessive d'énergie d'autre part. Il est bien évident que Climat et énergie sont intimement liés et que les enjeux sont planétaires. De là, on comprend que le mix énergétique s'impose, associant aux énergies fossiles et nucléaires les énergies dites renouvelables telles que l'énergie éolienne, hydroélectrique, solaire, biocarburants et géothermie.

## Introduction Générale

---

L'énergie solaire est disponible partout sur la Terre et représente, théoriquement, 900 fois la demande mondiale en énergie [29]. L'énergie solaire peut jouer un rôle capital pour une production locale de chaleur et d'électricité, notamment pour l'habitat individuel et collectif, où les besoins sont moins massifs que dans l'industrie.

Notons que l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La moyenne annuelle d'insolation dépasse les 3000 heures. C'est aussi le plus important de tout le bassin méditerranéen avec 169440TWh/an. L'énergie solaire moyenne reçue est de 1700 kWh/m<sup>2</sup>/an au niveau des régions côtières ; 1900 kWh/m<sup>2</sup>/an dans les Hauts-Plateaux et 2650kWh/m<sup>2</sup>/an au Sahara [30]. Notre pays peut donc couvrir certains de ses besoins en énergie par les systèmes photovoltaïques.

Le système PV raccordé à un réseau peut servir à fournir d'importantes quantités d'énergie, cependant, cela nécessite un énorme investissement qui rend le coût de l'électricité produite très élevé.

Il y a de soi que si cette énergie présente des avantages, elle présente aussi quelques inconvénients. On notera parmi ses inconvénients son intensité variable, son caractère intermittent et son coût qui demeure malheureusement élevé, l'optimisation des générateurs solaires est donc nécessaire pour optimiser son rendement et amortir le coût de ces installations.

Cette optimisation est l'objectif de notre étude, dans lequel on se propose de déterminer la taille optimale d'une station solaire autonome permettant d'alimenter une charge. Pour cela la, notre dimensionnement a été basé sur l'utilisation de la méthode **LPSP** « *Loss of Power Supply probability* » Cette méthode de dimensionnement optimale notée LPSP est une méthode de dimensionnement du système photovoltaïque PV/Batt.

# Introduction Générale

---

Elle permet donc de calculer le nombre optimal de batteries et de modules photovoltaïques avec un coût très réduit.

Ainsi notre travail de mémoire est scindé en trois chapitres :

Le premier chapitre a été consacré aux généralités sur l'énergie solaire, dans ce chapitre, nous présentons tout d'abord, globalement l'énergie solaire, puis on mettra l'accent sur l'énergie solaire photovoltaïque qui nous intéresse particulièrement dans cette étude.

Dans le deuxième chapitre, on présente la cellule solaire. Après avoir passé en revue quelques notions de base, on détaillera le principe de fonctionnement, et on donnera les caractéristiques physiques de cette technologie. On terminera ce chapitre en citant les différentes filières existantes actuellement au niveau des cellules photovoltaïques.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation du champ photovoltaïque à savoir des différents éléments du générateur PV (batterie, régulateur et le convertisseur). Ce chapitre est essentiel et sert de base qui permettra de réussir le dimensionnement de notre installation.

Dans le quatrième chapitre, on présente la méthode de calcul pour l'optimisation du dimensionnement de systèmes photovoltaïques autonomes basé sur le concept d'utilisabilité horaire.

Dans le chapitre cinq, nous avons procédé au dimensionnement et à l'optimisation du système PV du système PV/Batt par la méthode de la probabilité de perte de charge (*LPSP*), appliquée pour différents sites. Cette méthode permettra alors de satisfaire la demande énergétique de l'installation.

Ce travail sera bien évidemment finalisé par une conclusion générale.

## *CHAPITRE I*

# **L'énergie solaire et ses caractéristiques**

## Introduction

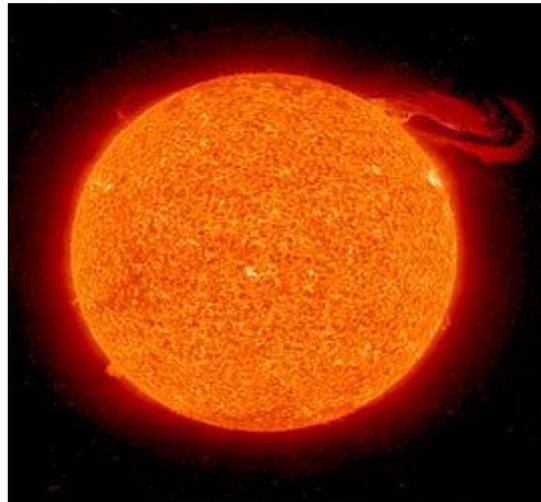
Notre pays occupe une position géographique stratégique, favorisant l'épanouissement et l'utilisation des énergies renouvelables et particulièrement de l'énergie solaire et tout particulièrement pour les régions sahariennes et dans les endroits reculés où l'énergie électrique n'est pas très développée, et c'est pourtant ces régions qui sont caractérisées par plusieurs facteurs favorisant l'utilisation de l'énergie photovoltaïque et ceci étant principalement due à la présence d'un fort ensoleillement et une demande énergétique pas très importante.

## I. Notions d'astronomie

### I.1. Le soleil

Le **Soleil** (*Sol* en latin, *Helios* ou ἥλιος en grec) est l'étoile du Système solaire. Dans la classification astronomique, le soleil est une étoile de type naine jaune, qui se compose d'hélium (24 % de la masse ou 7,8 % du volume), et d'hydrogène (74 % de la masse ou 92,1 % du volume) . Autour du soleil gravitent la Terre, avec sept autres planètes, au moins cinq planètes naines, de très nombreux astéroïdes et comètes et une bande de poussière. Le Soleil représente à lui seul 99,86 % de la masse du Système solaire ainsi constitué.

## Soleil ☉



## Données observées

Demi-grand axe de l'orbite de la Terre (1 ua)	149 597 870 <a href="#">km<sup>1</sup></a>
Magnitude apparente	-26,74 <sup>2</sup>
Magnitude absolue	4,83 <sup>2</sup>

## Caractéristiques orbitales

Distance du centre de la Voie lactée	2,50×10 <sup>17</sup> <a href="#">km</a> (8 700 <a href="#">pc</a> )
Période galactique	2,26×10 <sup>8</sup> années
Vitesse	217 km/s

## Caractéristiques physiques

Diamètre moyen	1 392 684 <a href="#">km<sup>3</sup></a>
Rayon équatorial	696 342 <a href="#">km<sup>3</sup></a>

Circonférence équatorial		$4,379 \times 10^6$ <a href="#">km<sup>4</sup></a>
Aplatissement aux pôles		$9 \times 10^{-6}$
Surface		$6,0877 \times 10^{12}$ <a href="#">km<sup>24</sup></a>
Volume		$1,412 \times 10^{18}$ <a href="#">km<sup>34</sup></a>
Masse ( $M_{\odot}$ )		$1,9891 \times 10^{30}$ <a href="#">kg<sup>2</sup></a>
Masse volumique	moyenne	$1\,408$ <a href="#">kg·m<sup>-34</sup></a>
	au centre	$150\,000$ <a href="#">kg·m<sup>-3</sup></a>
Gravité à la surface		$273,95$ <a href="#">m·s<sup>-2</sup></a>
Vitesse de libération		$617,54$ <a href="#">km/s<sup>5</sup></a>
	au centre	$15,1$ <a href="#">MK</a>
Température	à la surface	$5\,750$ <a href="#">K</a>
	couronne[6]	$5$ <a href="#">MK</a>
Flux énergétique		$3,826 \times 10^{26}$ <a href="#">W</a>
Type spectral		G2–V <sup>2</sup>
Métallicité		$Z = 0.0122$ <sup>Z</sup>
<b>Rotation</b>		
Inclinaison de l'axe	/écliptique	$7,25^{\circ}$
	/plan Galaxie	$67,23^{\circ}$
Vitesse, latitude 0		$7\,008,17$ <a href="#">km·h<sup>-1</sup></a>
Période de rotation	latitude 0 °	24 j
	latitude 30 °	28 j
	latitude 60 °	30,5 j

latitude 75 °	31,5 j
moyenne	27,28 j
<b>Composition photosphérique (en masse)</b>	
Hydrogène	73,46 %
Hélium	24,85 %
Oxygène	0,77 %
Carbone	0,29 %
Fer	0,16 %
Néon	0,12 %
Azote	0,09 %
Silicium	0,07 %
Magnésium	0,05 %
Soufre	0,04 %

Le soleil est donc une sphère incandescente de plasma portée à une température de surface de 5750°K, et à l'intérieur dépassant des millions de degrés Kelvin. Son diamètre moyen est de 1 392 684 km et se situe à une distance de 150 millions de km de la terre.

Le soleil tourne autour de lui-même toutes les quatre semaines et la terre tourne autour du soleil dans une trajectoire elliptique de faible excentricité pendant 365,25 jours. Le soleil émet une énergie sous forme de rayonnement électromagnétique.

**I.2. Les constantes solaires [1]**

L'énergie totale que le soleil envoie à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface de  $1\text{m}^2$  placée perpendiculairement au rayonnement est appelée « constante solaire ». Le flux solaire arrive au niveau de l'atmosphère avec une valeur constante et égale à  $1353\text{ W/m}^2$  sur un plan perpendiculaire à ce dernier.

Cette constante solaire varie avec la distance terre-soleil, le flux émis par le soleil est une puissance constante inversement proportionnelle à la distance terre-soleil. **La constante solaire** est indépendante des conditions météorologiques, mais dépend de la distance Terre-Soleil.

Cette distance varie quelque peu au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre. La valeur moyenne de la constante solaire est égale à  $1367\text{ W/m}^2$ .

La correction de la distance terre-soleil est exprimée par :

$$C(J) = 1 + 0,034 \cos[0,986(J - 2)]. \quad (1.1)$$

Où :

J : représente le jour considéré de l'année.

Ainsi la puissance du flux émis par le soleil s'exprime alors par :

$$P = I_0 \cdot C(J) = I_0 \cdot 1 + 0,034 \cos[0,986(J - 2)]. \quad (1.2)$$

Et  $I_0 = 1353\text{ W/m}^2$

### I.3. La hauteur du soleil

La hauteur de soleil représente la hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon

#### I.3.1 .La hauteur angulaire ( $\gamma$ )

C'est en fait l'angle formé par la direction de soleil et le plan équatorial terrestre.

La hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon s'exprime par :

$$\sin(h) = \cos\varphi\cos\delta\cos\omega + \sin\varphi\sin\delta \quad (1.3)$$

Où

$\varphi$  est la latitude du lieu.

$\omega$  est l'angle horaire

$\delta$  est la déclinaison du soleil

#### I.4. La déclinaison ( $\omega$ )

La déclinaison solaire est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Cet angle varie entre  $23^{\circ}45'$  et  $-23^{\circ}45'$

Aux équinoxes, la déclinaison est de  $0^{\circ}$ , la relation de Perren De BRINCHAMBAUT permet de déterminer la déclinaison du soleil en fonction du jour de l'année. Cette déclinaison s'exprime par :

$$\delta(J) = 23.45 \sin[0.986(J - 81)] \quad (1.4)$$

Où  $J$  est le jour de l'année il varie de 1 à 365 ou 366 Selon l'année : civile : 365 jours et bissextile : 366 jours. ( $n = 1$  pour le 1er janvier,  $n = 32$  pour le 1er février, etc..), sache que la déclinaison varie entre  $- 23.45^\circ$  le 21 décembre et  $+23.45^\circ$  le 21 juin.

### I.5. Angle horaire du soleil ( $\omega$ )

L'angle horaire  $\delta$  du soleil est le déplacement du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local [1], la position apparent du soleil est déterminée par ses coordonnées angulaires par rapport à au plan horizontal (*figure I-1*), l'azimut et la hauteur angulaire.

$\omega$  l'angle horaire en degré est exprimé par la relation suivante [2] :

$$\omega = 15 (T_{sv} - 12) \quad (I.5)$$

Où  $T_{sv}$  représente la valeur de l'heure solaire [2]. L'heure solaire est celle que donnerait un cadran solaire, c'est-à-dire que le midi solaire correspond au moment de la journée ou le soleil est au plus haut point de sa course. Ce moment est généralement décalé par rapport au midi de l'heure légale [2].

### I.6. L'azimut « Angle horaire du soleil à son coucher » $\psi$

L'azimut 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)

Il est donné par l'équation suivante :

$$\sin\psi = \frac{\cos\delta\sin\omega}{\cosh} \tag{1.6}$$

### 1.7. Temps solaire vrai

Le temps solaire vrai se définit de la rotation du soleil sur elle-même. Le TSV est directement lié à l'angle horaire. L'intervalle de temps mis entre deux passages du soleil au méridien est de 24 heures. Il est 12h du matin c'est-à-dire midi lorsque le soleil est à son zénith. L'expression du temps solaire vrai est défini par :

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \tag{1.7}$$

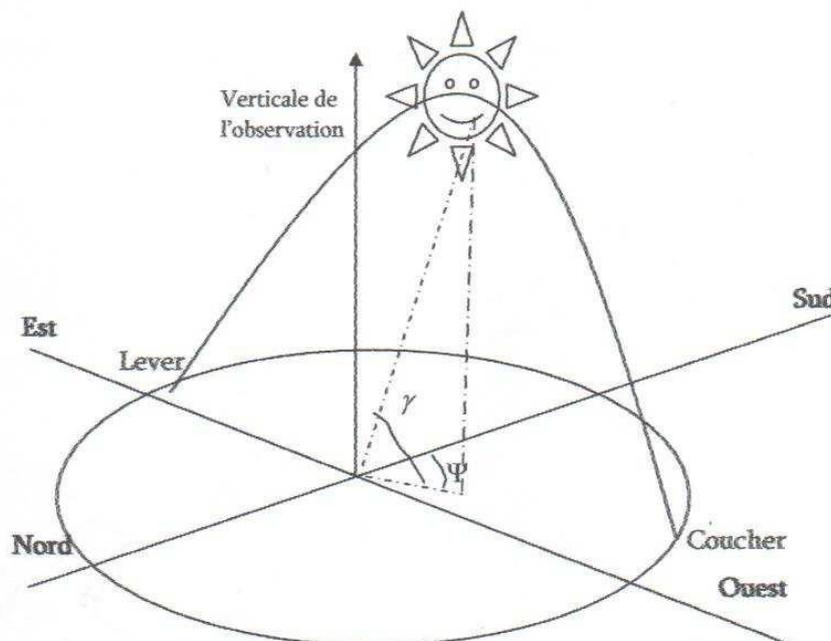
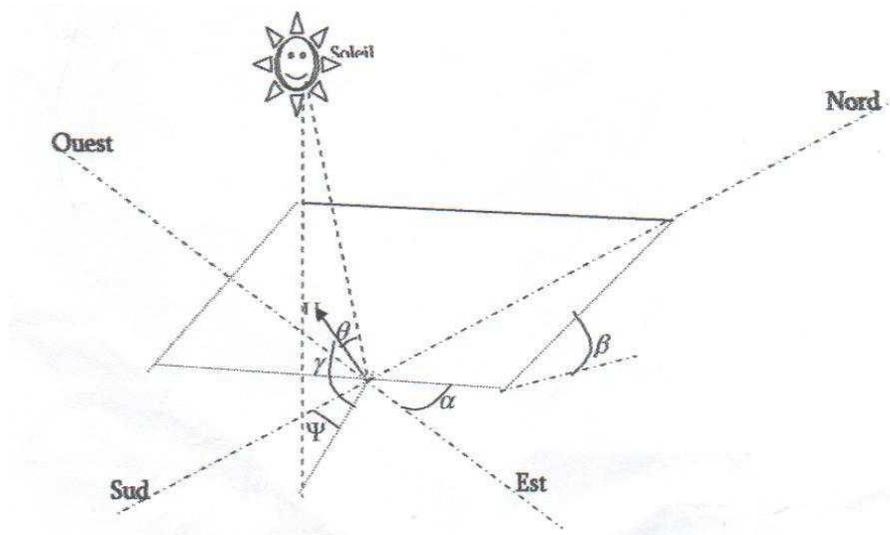


Figure I-2: Coordonnées angulaires de soleil [3].

Afin d'obtenir l'angle d'incidence des rayons sur un capteur solaire, une représentation schématique explicite comme celle donnée en **Figure I-2** nous permet de visualiser clairement les différents angles pris en compte dans l'étude du rayonnement arrivant dans le plan d'un capteur. Le angle ( $\gamma$  hauteur dans l'étude) et ( $\psi$ , azimut) sont donnés rapport à l'emplacement géographique du capteur considéré.



**Figure I-3:** Représentation de l'éclairement d'un capteur plan incliné [3].

Les autres angles représentés sur la **figure I.3** sont liée 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 :

a) **L'orientation ( $\alpha$ )** du capteur par rapport au sud, est de  $0^\circ$  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.

b) **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.

c) **L'angle d'incidence ( $\gamma$ )** des rayons solaires par rapport à la normal au capteur. Une relation trigonométrique permet de déterminer cet angle d'incidence en fonction des autres angles :

$$\cos(\alpha) = \cos(\gamma) \sin(\beta) \cos(\psi - \alpha) + \sin(\gamma) \cos(\beta) \quad (1.8)$$

- **Journée moyenne** : Une journée moyenne est une journée durant laquelle la valeur d'un paramètre, *par exemple la déclinaison*, est égale ou presque à la valeur moyenne mensuelle de ce même paramètre, et cela pour un mois choisie.

- **Albédo** : C'est la fraction de l'énergie incidente diffusée par un corps lumineux, ainsi pour un corps noir parfait, l'albédo est nul [1].

L'albédo  $\rho$  du sol est le coefficient de réflexion de la lumière diffuse du sol [1]. Il a été fixé à 0:2 si la température moyenne mensuelle est supérieure à 0°C, et une valeur de 0:7 si elle est inférieure à -5°C [2].

## I.8. Angles solaires

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

### I.8.1. La latitude

*La latitude* est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression de la position d'un point sur Terre (ou sur une autre planète), au nord ou au sud de l'équateur qui est le plan de référence. Lorsque reliés entre eux, tous les endroits de la Terre ayant une même latitude forment un cercle, cercle dont le plan est parallèle à celui de l'équateur, d'où l'autre terme « parallèle » permettant de nommer une latitude.

### I.8.2. La longitude ( $\lambda$ )

La longitude représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 0°. Les longitudes situées à l'est de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest négatives.

### I.9. Rayonnement extraterrestre ou rayonnement hors atmosphère [2]

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphère. Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale  $H_0$ , pour le jour  $n$ , est obtenu à l'aide de l'équation suivante :

$$H_0 = \frac{86400 \cdot G_{SC}}{\pi} \left( 1 + 0.33 \cos \frac{360 \cdot n}{365} \right) \left( \cos \psi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \psi \cdot \sin \delta \right) \left[ \frac{J}{m^2} \right] \quad (I.9)$$

### I.10. Indice de clarté

L'indice de clarté, ou indice de sérénité  $\overline{K_T}$ , est défini comme le rapport entre la moyenne mensuelle de la radiation journalière sur une surface horizontale et la valeur correspondante en dehors de l'atmosphère.

$$\overline{K_T} = \overline{H} / \overline{H_0} \quad (I.10)$$

- $\overline{H}$  est la moyenne mensuelle du rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal.
- $\overline{H_0}$  est la valeur correspondante à ce même rayonnement mais en dehors de l'atmosphère.

Les valeurs de  $K_T$  varient selon les endroits et les saisons et varient généralement entre 0:3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0:8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés) [2]

## I.11 Modèle de rayonnement solaire

### I.11.1. 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 :

#### I.11.1.1. Rayonnement direct

Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Après des mesures pour des heures (i) nous avons l'équation statique pour le rayonnement direct [4].

$$S_H = 1367. C(j). \sin(h(i)). \exp\left(\frac{-T_L}{0,9*9,41*M(i)}\right) \quad (I.11)$$

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.

**I.11.1.2..Rayonnement diffus**

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi de multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. Pour un observateur le rayonnement diffus (D) par l'heur  $i$  est statistiquement donné par [4].

$$D_H(i) = \frac{1367}{3} \cdot C(j) - \sin(h(i) - 2) \cdot \exp\left[-0,5 \cdot \log^2\left(\frac{-T_L}{22 \cdot M(i)^{-0,65}}\right)\right] \quad (I.12)$$

**I.11.1.3. Rayonnement réfléchi**

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo ( $\xi$ ) tq :  $0 \geq \xi \geq 1$

**I.11.1.4. Rayonnement global ( $\emptyset_G$ )**

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 :

$$\emptyset_G = S + D + R \quad (I.13)$$

**I.12. 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 [4].

$$R_b = \frac{S_B}{S_H} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)} \quad (I.14)$$

**I.12.1. Rayonnement direct**

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

$R_b$ : 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  $B$  :

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)} S_H \quad (\text{I.15})$$

**I.12.2. Rayonnement diffus**

Le flux à une inclinaison  $B$  et l'attitude  $\beta$  capté par une surface orientée face au Sud-

Est donné par le modèle suivant :

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

$$D_b = D_H \left[ F(i) \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} + (1 - F(i)) \cdot \frac{\cos \theta(i)}{\sin h(i)} \right] \quad (\text{I.16})$$

Avec

$$F(i) = 1 - K_T(i) \cdot \left[ 1 - \frac{S_H}{G_H} \right] \quad (\text{I.17})$$

$$K_T(i) = \frac{\theta_{GH}(i)}{\theta(i)} \quad (\text{I.18})$$

$K_T(i)$ : Coefficient de sérénité

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

### I.12.3. Rayonnement réfléchi

La fraction du flux réfléchi par le sol sur la surface inclinée est proportionnelle au flux global horizontal.

$$R_B = \phi_{GH} \left[ \xi \cdot \left( \frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \right] \quad (I.19)$$

Avec

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

$\xi$  : Albédo du sol

### I.12.4. Rayonnement global incliné

Il est la superposition des flux direct, réfléchi et diffus dont il est la somme des trois composantes :

$$\phi_{GH} = S_B + D_\beta + R_B \quad (I.20)$$

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

$$\phi_{GB} = R \cdot \phi_{GH} \quad (I.21)$$

$R$  : Rapport du flux global.

D'où :

$$R = \frac{\phi_{GH}}{\phi_{Gh}} = \left(1 - \frac{D_H}{\phi_{GH}}\right) \cdot R_b + \frac{D_H}{\phi_{GH}} \cdot \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) + \xi \cdot \left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right) \quad (1.22)$$

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 :

$$\phi_G = R \cdot \phi_{GH} \quad (1.23)$$

# *CHAPITRE II*

## **Les cellules solaires**

## I. Historique

L'effet photovoltaïque fut découvert en **1839** par le physicien français Edmond Becquerel, à l'aide d'un électrolyte et deux électrodes métalliques. La cellule en silicium est encore relativement jeune: son premier usage fut la fourniture d'électricité aux satellites de la NASA. Ainsi le satellite Vanguard fut le premier à être équipé de telles cellules en **1959**.

Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque :

**1839** : Le physicien Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque.

**1954** : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à rendement acceptable au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.

**1959** : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

**1973** : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.

**1983** : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie [5].

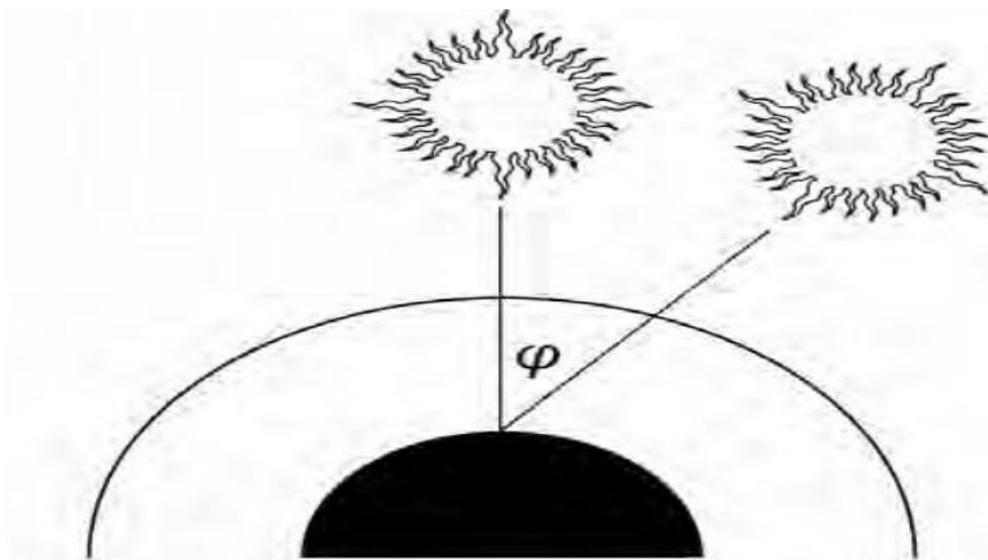
En **2001**, Schmidt-Mende réalisèrent une cellule solaire auto-assemblée à base de cristaux liquides de hexabenzocoronene et pérylène, et quelques années plus tard, les avancées scientifiques et technologiques sont telles qu'en **2008**, l'entreprise Fuji Kura (fabriquant de composés électroniques) est parvenue à faire fonctionner une cellule photovoltaïque

organique de type DSSC (Dye-SensitizedSolarCell ou cellule Gratzel) en continu à une température et à un taux d'humidité de 85% pendant 1000 heures [6].

## II. Le Rayonnement solaire

Bien que le rayonnement de la surface du soleil est constant, au moment où il atteint la surface de la terre il devient fortement variable, et cela est dû à son absorption et à sa dispersion dans l'atmosphère terrestre.

Lorsque le ciel est clair, un rayonnement maximal frappe la surface de la terre. le soleil est directement au-dessus de la terre, et la lumière solaire a le plus court trajet optique à travers l'atmosphère. Ce trajet optique peut être approché par  $1/\cos\varphi$ , où  $\varphi$  est l'angle entre la position du soleil et le point directement au-dessus de la surface de la terre, comme indiqué dans la **Figure II-1**.



**Figure II.1:** Positionnement du soleil au-dessus de la surface de la terre.

Quand l'angle  $\varphi = 0$ , la masse d'air (ou Air Mass en anglais) est égale à 1, on dit qu'un rayonnement « AM1 » est reçu. Lorsque  $\varphi = 60^\circ$ , la masse d'air est égale à 2, donc on aura

un rayonnement « AM2 ». Pour un angle  $\varphi = 42; 8^\circ$ , on dit qu'un rayonnement « AM1.5 » est reçu, et ce dernier est devenu une norme pour les travaux en photovoltaïque.

### III. La conversion où l'effet photovoltaïque

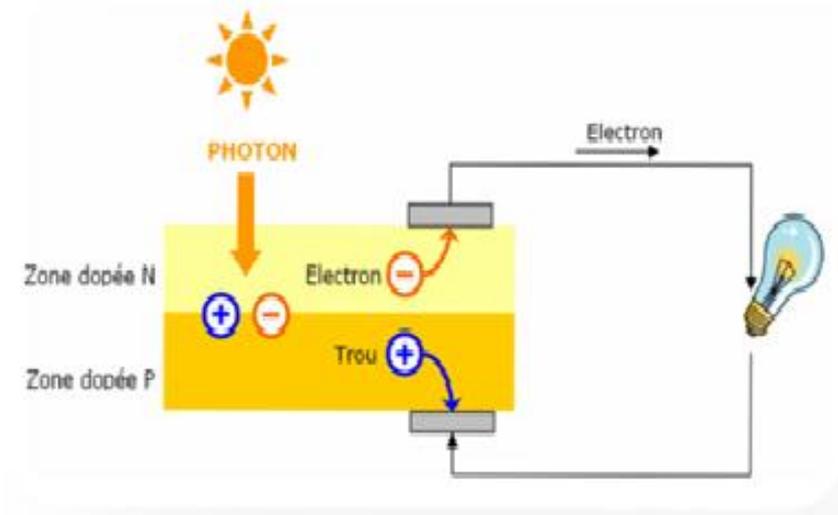
#### III.1 Définition d'une cellule solaire

Une cellule solaire (ou cellule photovoltaïque ou photoélectrique) est un dispositif électronique qui convertit l'énergie lumineuse en électricité grâce à l'effet photovoltaïque.

#### III.2 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire

L'effet Photovoltaïque est la transformation directe d'une énergie électromagnétique (rayonnement) en énergie électrique de type continu utilisable. Les cellules photovoltaïques sont donc capables à la fois de permettre le transfert d'énergie du photon absorbé à un électron et la collecte de cet électron de plus haute énergie par un circuit extérieur.

Les photopiles sont des composants électroniques à semi-conducteur, lorsque ces photopiles sont éclairées par un rayonnement solaire, ces dernières développent une force électromotrice capable de débiter un courant dans un circuit extérieur.



**Figure II.2:** schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La méthode utilisée pour créer ce champ est celle du "dopage" par des impuretés. Deux types de dopage sont possibles pour le silicium:

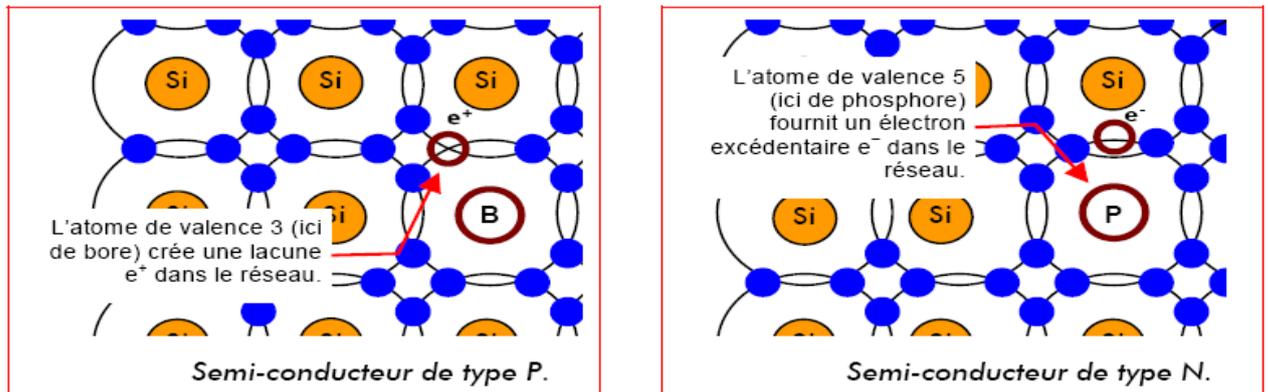
**Le silicium de type N.** On réalise un *dopage* de type N en injectant dans le cristal de silicium des atomes possédant cinq électrons de valence (en utilise par ex ; le phosphore ou l'arsenic). Quatre électrons de valence de chaque atome Pentavalent servent à établir des liaisons covalentes avec les atomes de silicium voisins; le cinquième électron qui est un électron libre est rejeté dans la bande de conduction et laisse derrière lui un ion positif (atome étranger ayant perdu un électron) et c'est cet électron libre qui participe au phénomène de transport électrique dans le semi-conducteur dopé N.

A chaque atome d'impureté correspond donc

- Une charge négative mobile,
- Une charge positive fixe [7].

**Le silicium de type P.** Le *dopage* de type P s'obtient en injectant dans le cristal de silicium des atomes étrangers possédant trois électrons périphériques soit donc des trivalents

(en utilise par exemple ; le Bore ou l'indium). Chacun de ces atomes doit capturer un électron du réseau cristallin pour établir des liaisons de valence avec les quatre atomes de silicium qui l'entourent. Cela transforme l'atome étranger en un ion négatif et fait apparaître un trou dans le réseau cristallin [7] le transport électrique se fait alors par le mouvement des trous libres.



**Figure II-3** : type de semi-conducteur dopée

**La structure** la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment d'un même matériau (homo-jonction p-n) où entre deux matériaux différents (hétéro-jonction). La moins épaisse étant soumise au flux lumineux. Chacune des régions est reliée à une électrode métallique au moyen d'un contact ohmique de faible résistance. Le principe de fonctionnement peut être décomposé en trois parties: l'absorption de photons, La conversion de l'énergie absorbée en charges électriques libres et la collecte des porteurs de charges créés. Généralement la cellule est constituée de plusieurs couches (**Figure II-3**)

- Une couche de protection translucide (non représenté le schéma)
- Une couche conductrice (**K**) qui sert de cathode (pôle négatif) (grille métallique)

- Une couche avec porteurs de charges libres négatives (**N**), d'épaisseur  $e$  : c'est la couche de valence qui est composée de silicium dopé par un élément de valence supérieure dans la classification périodique, c'est à dire qui possède plus d'électrons sur sa couche de valence que le silicium par exemple le Phosphore (P).
- Une jonction (**J**) entre (**N**) et (**P**) : est formée quand le silicium de type n et de type p sont placés en contact. Dans un tel dispositif, certains des électrons de conduction excessifs dans le silicium émigrent rapidement à la couche de conduction (type p) pour combler les trous de valence. Ceci provoque un fort champ électrique permanent à proximité de la jonction
- Une couche avec porteurs de charges libres positives (**P**) (cristal semi-conducteur):c'est la couche de conduction qui est composée de silicium dopé par un élément de valence inférieure au silicium. Il peut s'agir de Bore (B) ou d'un autre élément de la colonne 13. Cette couche possédera donc en moyenne une quantité d'électrons inférieure à une couche de silicium pur.
- Une couche de contact conductrice en métal (**a**) qui joue le rôle de l'anode (pôle +)
- Une couverture pour la protection contre les influences externes

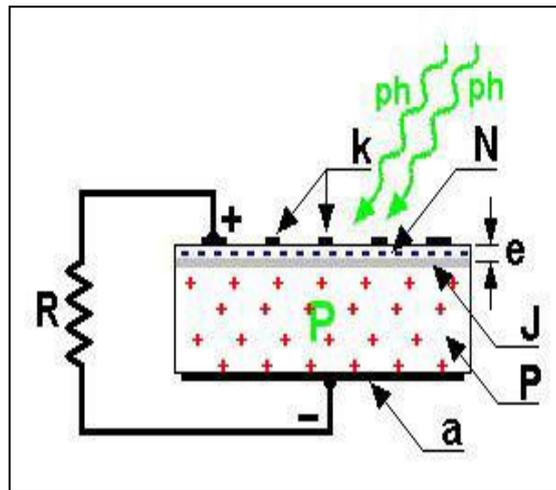


Figure II-4. Description d'une cellule solaire

### III.3 Caractérisation physique d'une cellule PV

Le courant délivré sur une charge par une cellule solaire a pour expression:

$$I = I_{ph} - I_0 \left( \exp \frac{eV}{kT} - 1 \right) \quad (II.1)$$

Où :

$I_0$  : courant de saturation

$I_{ph}$  : photo courant

$K$  : constante de Boltzmann (soit  $8.62 \cdot 10^{-5}$  eV/°K)

A partir de la caractéristique  $I(V)$  de la cellule solaire on déduit les paramètres électriques

propres de la cellule solaire :

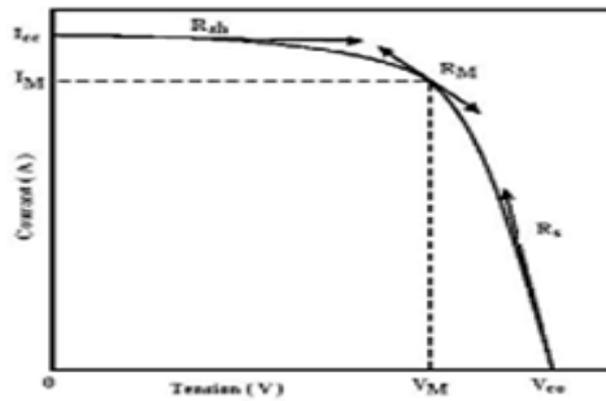


Figure II.5 caractéristique I (V) d'une cellule solaire

### III.3.1. Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) :

D'après l'équation (I.1) on court-circuit,  $V = 0$  on a

$$I_{cc} = I_{ph} = K_L \phi \quad (II.2)$$

où:

$K_L$  : Constante qui dépend du semi-conducteur.

$\phi$  : Flux incident.

### III.3.2 Tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ) :

Cette tension est obtenue pour  $I = 0$ , donc :

$$V_{co} = \frac{kT}{e} \ln \left( 1 + \frac{I_{ph}}{I_o} \right) \quad (II.3)$$

### III.3.3 Facteur de forme (FF) :

Le facteur de forme ou le facteur de remplissage (FF) caractérise la forme de la caractéristique de charge. Ce facteur est mesuré pour découvrir l'influence de la résistance série ( $R_s$ ) et la résistance shunt ( $R_{sh}$ ) sur la cellule solaire. Il est définie par :

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{cc} V_{co}} \quad (II.4)$$

Avec :

$I_m$  Courant maximal

$V_m$  : Tension maximale

### III.3.4 Rendement de conversion ( $\eta$ ):

C'est la grandeur la plus importante dans l'étude d'une cellule solaire. Il donne le rapport entre la puissance électrique optimale délivrée et la puissance solaire reçue par la cellule à une température donnée. Il est définie par :

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{inc}} = \frac{I_m V_m}{P_{inc} A} = FF \frac{I_{cc} V_{co}}{P_{inc}} \quad (II.5)$$

Avec:

A: facteur d'idéalité  $A = 1/3$

$I_m$  : Courant optimal.

$V_m$  : Tension optimal

$P_{inc}$ : puissance incidente

### III.3.5 La puissance caractéristique:

Dans des conditions normales de fonctionnement fixes (éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc.), la puissance électrique P (W) disponible aux

bornes d'une cellule PV est égale au produit du courant continu fourni I par une tension continue donnée V :  $P = V \cdot I$

P (W), Watt : Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.

U (V), Volt : Tension mesurée aux bornes de la cellule PV.

I (A), Ampère : Intensité mesurée aux bornes de la cellule PV.

**\*\* La puissance max :**

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximum  $P_{\text{max idéale}}$  correspondrait donc à la tension de circuit ouvert  $V_{\text{CO}}$  multipliée par le courant de court-circuit  $I_{\text{CC}}$ :

$$P_{\text{max idéale}} = V_{\text{CO}} \cdot I_{\text{CC}} \tag{II.6}$$

**III.3.6 Schéma électrique équivalent de cellule solaire (idéal)**

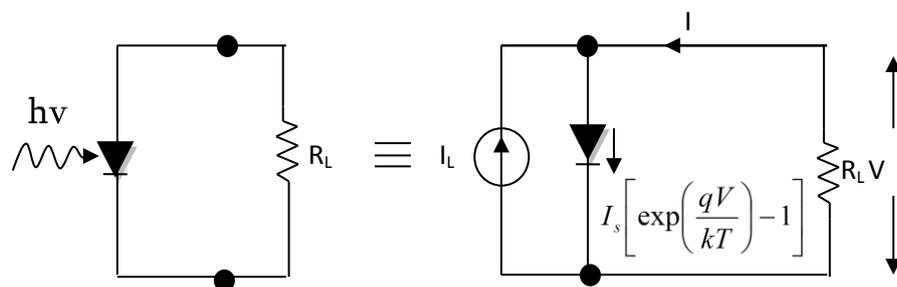


Figure II. 6: schéma électrique équivalent de cellule solaire

**III.3.7 Cellule solaire réelle :**

Dans la cellule réelle, on inclut l'effet de la résistance série, shunt et l'effet de la recombinaison représenté par le facteur d'idéalité n. L'équation (II.07) sera modifiée

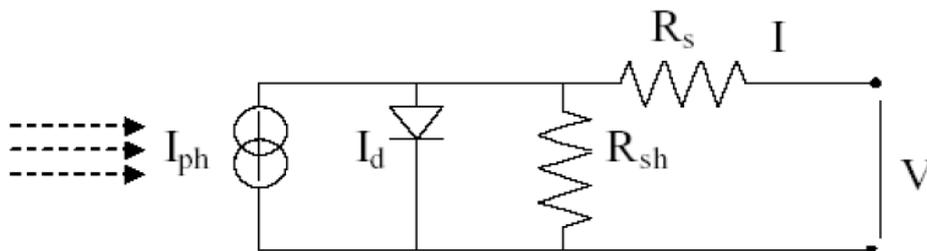
$$I = I_s \left[ e^{\frac{V-IR_s}{nkT}} - 1 \right] - I_{ph} + \frac{V-IR_s}{R_{sh}} \quad (II.7)$$

Où :

$R_s$  : résistance série

$R_{sh}$  : résistance shunt

$n$  : facteur d'idéalité de diode ( $n = 2$  pour les faibles tensions et  $n = 1$  pour les tension élevées)



**Figure II.7** : schéma électrique équivalent d'une photopile réelle.

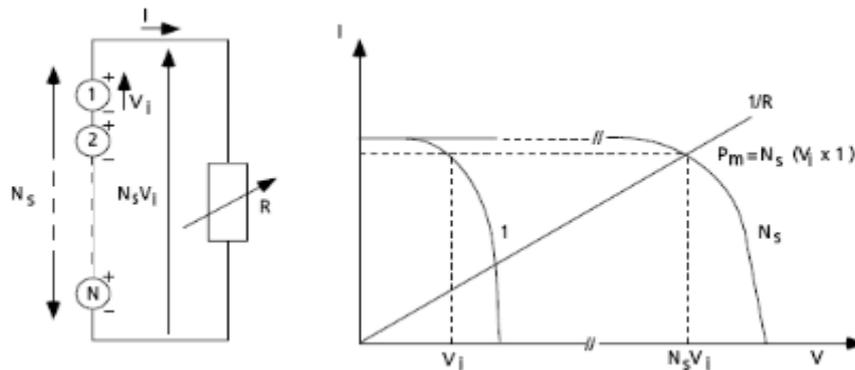
### III.3.8 Le module photovoltaïque:

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12 volts et les modules auront donc généralement 36 cellules. De plus la fragilité des cellules exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. L'association de plusieurs cellules forme un module photovoltaïque.

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation, forment ainsi un panneau photovoltaïque.

**III.3.8.1. Association en série :**

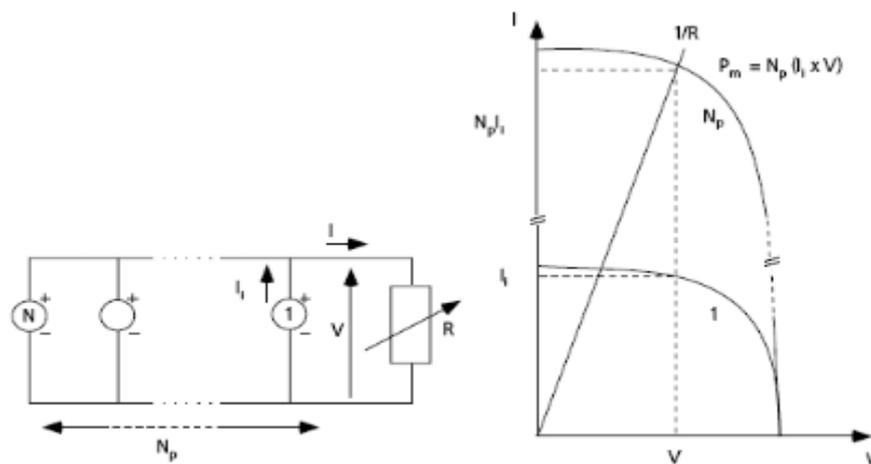
En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste la même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série.



**Figure II.8 :** Cellules identiques en série

**III.3.8.2 .Association en parallèle :**

En additionnant les modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité de courant augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche.



**Figure II.9 :** Cellules identiques en parallèle

## IV. Différents types des cellules photovoltaïques

### IV.1 La filière à base de silicium cristallin

#### IV.1.1/Cellule en silicium monocristallin

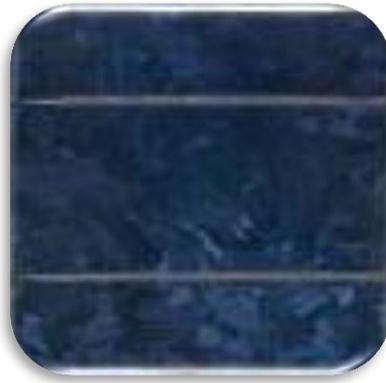
Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal (mono cristallin) de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches ce cristal permet de planquer des cellules solaires qui sont en général d'un bleu uniforme. (*Figure II.10*).



*Figure I-10.* Cellule en silicium monocristallin

#### IV.1.2 / Cellule en silicium multi cristallin

Une cellule photovoltaïque à base de silicium multi cristallin s'obtient pendant le refroidissement du silicium, ou il se forme plusieurs cristaux. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté, mais pas uniforme. On distingue des motifs créés par les différents cristaux. (*Figure II-11*).



**Figure II-11.** Cellule en silicium multi cristallin

### IV.1.3 Cellule en silicium amorphe

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est gris très foncé. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites "solaire". **Figure II-12**



**Figure II-12.** Cellule en silicium amorphe

Remarque : ces cellules sont des cellules de premières générations

### IV.2 Cellule à base de Couches minces

Les cellules PV (photovoltaïques) dites couche mince constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses.

On en distingue alors deux types :

➤ **les cellules en couches minces silicium:**

Ces cellules ont une ou plusieurs jonctions (a-Si:H + alliages de a-Si:H et/ou c-Si). La faible épaisseur (quelques  $\mu\text{m}$ ) les rend moins chères mais les rendements sont aussi inférieurs. Les meilleurs rendements sont de l'ordre de 14 % pour des cellules. Le rendement des modules de ce type entre 5 % et 10%. C'est la seconde technologie en termes de vente avec 5 % environ du marché.

➤ **les cellules en couches minces de la famille des chalcopyrites.**

Les recherches actuelles sur les matériaux PV portent également sur d'autres matériaux que le silicium, mieux adaptés à une utilisation en couches minces et délivrant de hauts rendements à des coûts relativement bas. Des filières semblent s'imposer progressivement, l'une basée sur le tellure de cadmium (notée CdTe) et l'autre sur les alliages Cuivre-Indium/Gallium-Sélénium (noté CIGS). Il s'agit des cellules en  $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$  ou  $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{Se,S})_2$  (resp. CIGS et CIGSS). Les meilleures cellules CIGS sans indium affichent des rendements de 15 % et des modules de 8 % à 14 %. Cette technologie possède de nombreux avantages mais, pour l'instant, reste handicapée par l'utilisation importante d'indium pour devenir une industrie produisant des millions de MW.[8]

### IV.3 Cellule Tandem

➤ Assemblage de deux cellules simples.

En combinant deux cellules (couche mince de silicium amorphe sur silicium cristallin) absorbant dans des domaines spectraux se chevauchant, on améliore le rendement théorique par

rapport à des cellules simples distinctes, qu'elles soient amorphes, cristallines ou microcristallines. (*Figure II-13*)



*Figure II-13.* Cellule tandem

#### IV.4 Cellule multi jonction

Les cellules ayant une grande efficacité ont été développées pour des applications spatiales. Les cellules multi jonctions sont constituées de plusieurs couches minces qui utilisent l'épitaxie (qui sera voir à la suite chapitre) par jet moléculaire. (*Figure II-14*)

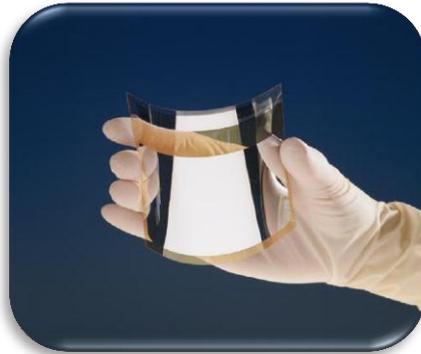


*Figure II-14:* cellule multi jonction

#### IV.5 Les cellules photovoltaïques organiques

-delà de l'amélioration des performances en termes de rendement et de fiabilité des dispositifs photovoltaïques, le véritable enjeu est de réduire de façon significative le

coût du kilowattheure produit. Les matériaux organiques plastiques ou polymères, faciles à mettre en œuvre, sont en phase de s'imposer au côté du silicium pour la fabrication des cellules solaires, même si des verrous technologiques restent à lever [7].

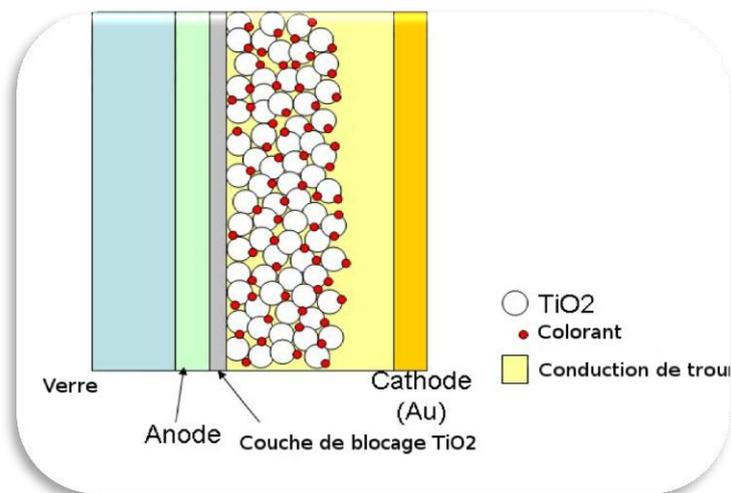


**Figure II.15:** Cellule souple.

À l'heure actuelle, les meilleurs résultats dans ce domaine (reçu entre 6 et 8%) sont obtenus en employant des matériaux polymères à faible gap, combinés avec un dérivé de fullerène, dans une configuration dite d'hétérojonction volumique.

#### **IV.6 Les matériaux photovoltaïques à base de colorants**

Les colorants organiques sont utilisés dans une autre classe de cellules, appelée « Dye-Sensitized-Solar-Cells » (DSSC) ou cellules Graetzel, du nom de leur inventeur. Les DSSC se fabriquent à partir d'un matériau semi-conducteur massif et nanostructure. Généralement, il s'agit d'un oxyde de titane transparent destiné à l'acheminement des électrons photogénérés vers l'électrode, dont la surface a été greffée par des colorants organiques ou organométalliques photosensibles. Un électrolyte, emprisonné entre deux électrodes transparentes, complète le système.



**Figure II.16:** Schéma d'une cellule sensibilisée par des colorants

Ce type de cellule s'utilise dans la fabrication de panneaux semi-transparents dont la couleur varie avec le choix du colorant. La séparation des charges photo-générées dans le colorant intervient à l'interface entre le colorant, le semi-conducteur et l'électrolyte. Avec des rendements se situant entre 11 et 12%, les colorants les plus efficaces appartiennent à la catégorie des complexes organométalliques contenant du ruthénium.

## V. Avantages et inconvénients d'une installation PV

### V.1 Avantages

D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de leur 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 puissance allant du milliwatt au mégawatt.

Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il 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 l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

### **V.2 Inconvénients**

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% à 15% 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. Notés aussi que ces installations sont tributaires des conditions météorologiques.

### **Conclusion**

Nous avons pu en cours de ce chapitre définir la conservation PV et nous avons présenté le principe de fonctionnement de la cellule solaire ainsi que les différentes cellules solaires conçues jusqu'à présent.

# *Chapitre III*

## **Présentation des systèmes PV autonomes**

### Introduction

Il existe deux types d'installations PV qui s'appuient sur un générateur photovoltaïque qui convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique, on distingue alors :

-les installations non autonomes ou « grid-connected » i.e. rattachées au réseau de distribution électrique. Dans Les systèmes reliés aux réseaux, les consommateurs standards 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 l' capacité de production du générateur sont attachées sur le réseau.

- Autonomes ou « stand-alone », qui sont l'intéresse 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.

Le coût élevé de l'extension du réseau électrique vers les clients isolés a fait que de nombreuses communautés, propriétés et ménages du monde entier s'appuient désormais sur des systèmes utilisant le diesel, l'essence ou même les énergies renouvelables pour subvenir à leurs besoins en termes d'électricité. Ceci peut s'appliquer particulièrement aux pays où il y a de grandes zones reculées et des terrains où l'implantation de lignes électriques est très difficile. Les systèmes photovoltaïques autonomes offrent une option très intéressante dans ce domaine et peuvent aussi servir de complément aux technologies plus anciennes (par exemple le diesel). Ils sont

largement utilisés dans des petites installations, et sont de plus en plus utilisés dans de grandes installations.

Dans ce présent chapitre, et avant de passer au dimensionnement, on va présenter d'une manière globale les systèmes photovoltaïques autonomes et leurs composants.

## I. composants d'un système PV autonome

Un système photovoltaïque est un ensemble complet d'équipement permettant de transformer la lumière du soleil en électricité et l'utiliser pour alimenter des équipements tels que des lampes, des petits appareils (radio, télévision, chaîne HiFi, ordinateur), des pompes, etc. Le système solaire fournit généralement une tension nominale de 12V en courant continu (CC) qui peut être adapté en fonction de son utilisation, (12VCC, 24VCC, 220VCA ou 110 VCA). Ce système solaire est composé de 5 éléments essentiels qui sont :

- 1) Le panneau solaire photovoltaïque qui permet de produire la quantité requise d'électricité.
- 2) le régulateur de charge solaire ou limiteur de charge solaire qui protège les batteries d'accumulateurs contre les surcharges et décharges profondes.
- 3) Les batteries solaires qui permettent de stocker l'énergie produite par le panneau solaire photovoltaïque.
- 4) la charge soit alors les appareils qui utilisent l'électricité : lampes, radios, télévisions ordinateurs, pompes, réfrigérateurs.

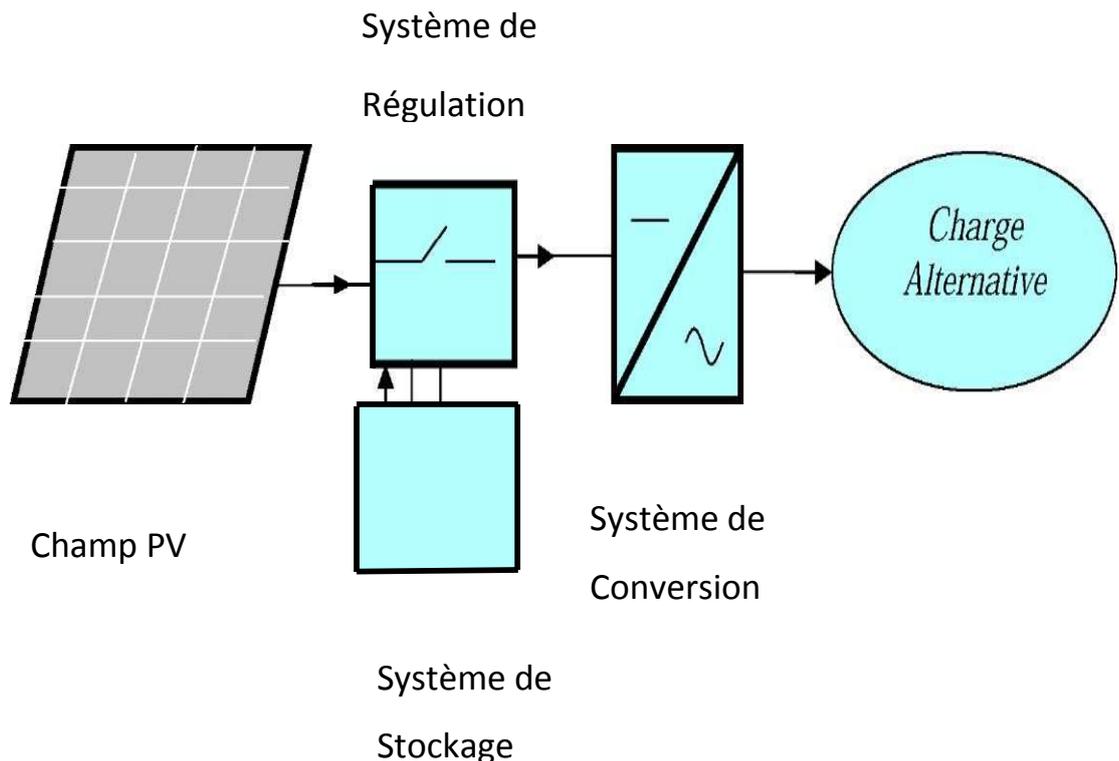
5) les accessoires :tels que les câbles qui assurent le raccordement des composants.

Convertisseur : il adapte la tension CC délivrée par la batterie solaire à la tension d'alimentation du récepteur si elle est plus haute ou plus basse.

Onduleur : il transforme le courant continu (CC) en courant alternatif (CA).

En général les installations photovoltaïques comprennent quatre éléments essentiels et qui sont [9] :

- Un ou plusieurs modules PV constituant le champ photovoltaïque
- Le système de régulation.
- Le système de stockage.
- L'onduleur.



**Figure III.1:** Schéma d'une station solaire autonome.

**I.1 Modules solaires**

Dans un système photovoltaïque autonome, les modules PV sont généralement utilisés pour charger des batteries d'accumulateurs. La majorité des modules commercialisés comportent 36 cellules en silicium cristallin. Le courant de sortie, et la puissance de ces modules sont proportionnels à la surface du module. Ces panneaux ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20% [10].

On donne dans le tableau qui suit Les caractéristiques typiques, d'une cellule solaire au silicium :

<b>V<sub>co</sub></b>	600 mV à 25°C
<b>FF</b>	75%
<b>I<sub>mp</sub></b>	2:7
<b>I<sub>cc</sub></b>	3:0 A
<b>V<sub>mp</sub></b>	500mV
<b>La surface S</b>	100cm <sup>2</sup>

**Tableau III.1** : Caractéristiques typiques d'une cellule solaire au Silicium

- La surface d'un panneau dépend de la disposition des cellules.

En pratique, les cellules encapsulées dans les modules ont généralement des rendements inférieurs que ceux des cellules non encapsulées et ce en raison de :

1. La réflexion sur le verre.
2. Les pertes liées aux petites différences entre les rendements de chaque cellule.
3. Pertes résistives au niveau des interconnexions.

Enfin, la conception du module photovoltaïque et les matériaux utilisés jouent un grand rôle affectent l'efficacité du module. La puissance du module est également influencée par plusieurs aspects tels que l'implantation, l'ombrage, l'angle d'inclinaison, ...etc.

Et nous n'oublions pas que La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximal, ce qui nécessite un élément de stockage qui permettrait d'alimenter la charge en période diurne ou période de faible ensoleillement..

## I.2 Stockage

Nous avons pu auparavant faire la distinction entre les deux types d'installations solaires, à savoir celles qui sont directement raccordés au réseau, et les systèmes autonomes et qui en fait sont celle qui sont les plus fréquents dans le monde actuellement.

Pour les systèmes raccordés au réseau, aucun stockage n'est requis.

Cependant, si on veut utiliser et concevoir un système d'alimentation PV autonome, il est impératif de prévoir un dispositif de stockage de l'énergie électrique selon les cas et les besoins. Par exemple dans le cas où il y a concordance entre la présence de la lumière et le besoin d'énergie, il n'est pas nécessaire de la stocker (exemple : une calculatrice, un ventilateur ...).

Aussi, Si l'on stocke l'énergie sous une autre forme, on peut également se passer de stockage électrique (exemple : une pompe alimentée par énergie solaire stocke l'eau dans un réservoir : la pompe fonctionnera à débit variable, en fonction de l'ensoleillement sur une journée, ou une autre base de temps, elle aura stocké suffisamment d'eau pour les usagers).

Dans ce deux cas que nous venons de citer on parle de fonctionnement « au fin du soleil » ce qui reviens à dire que tant qu'il y'a du soleil le système fonctionne, il n'y a pas de soleil, cela s'arrête. Mais le plus souvent, on souhaite disposer d'une énergie électrique dans l'obscurité pour diverses raisons : par exemple une surveillance de barrage doit être active tout au long du jour et de la nuit, et même une montre ne doit pas s'arrêter la nuit ou si on la laisse un certain temps dans un endroit non éclairé par exemple au fond d'un tiroir, et puis il est bien évident qu'on s'on s'éclaire plutôt en période diurne ou en période de faible ensoleillement. Dans ces conditions, nous avons besoin d'un apport d'énergie extérieur soit par exemple en ayant recours à l'énergie éolienne, ou tout simplement à un groupe électrogène..., . Une autre solution consisterait tout simplement à stoker le surplus d'énergie solaire produite par les panneaux solaires sous forme l'électricité dans des batteries d'accumulateurs. La capacité stockée, et donc la réserve de marche sans lumière, dépendent énormément de l'application.

### ***1.2.1 Technologies des accumulateurs***

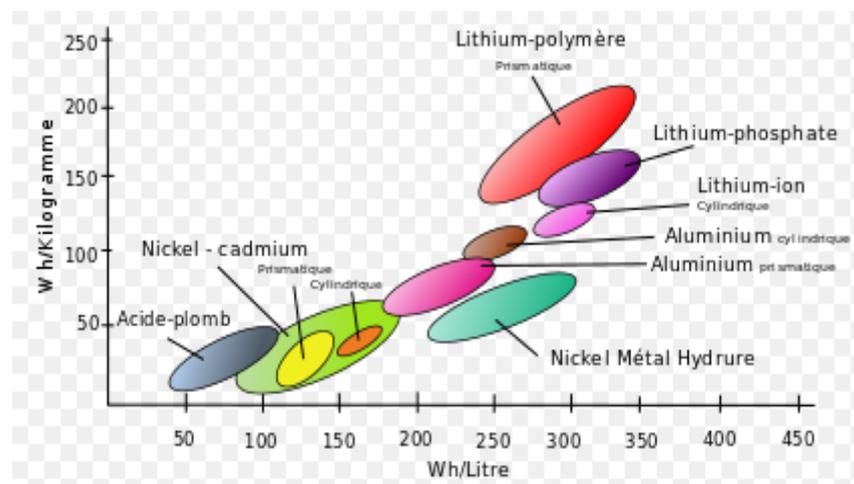
L'installation d'un système photovoltaïque sur un site isolé, requière un parc de batteries solaires, indispensable pour stocker l'énergie produite et la délivrer la nuit et quand l'ensoleillement ne sera pas suffisant pour alimenter la charge.

Les batteries solaires sont des composants sous-estimés par rapport aux panneaux photovoltaïques, et l'utilisation de batteries non adaptés conduira à leur remplacement au bout de quelques mois d'utilisation.

Notons de ce fait, que les batteries d'accumulateurs nécessaires ont suivi une évolution technologique continue et les progrès sont importants ; malheureusement

actuellement, aucune solution n'est entièrement satisfaisante. Certaines de ces batteries sont d'un usage commun avec d'autres secteurs comme l'éolien.

Les recherches et découvertes en cours sont très prometteuses, au point que certains fabricants de batteries promettent une autonomie et ceci grâce à la batterie lithium air. la figure qui suit, permet de donner les densités d'énergie de quelques accumulateurs actuellement présents sur le marché



**Figure III.2 :** Densité d'énergie de quelques accumulateurs

Les accumulateurs électrochimiques sont des générateurs « réversibles », c'est-à-dire pouvant stocker l'énergie électrique sous forme chimique puis la restituer à tout moment sur demande et ceci grâce à la réversibilité de la température.

Les deux caractéristiques fondamentales qui définissent le comportement d'une batterie sont sa **capacité de stockage exprimée en Ampères heure** et la **profondeur de sa décharge**.

➤ **Capacité en Ampères 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. Cette capacité servira donc à déterminer le temps que peut fonctionner l'installation sans radiation lumineuse de ce fait le nombre de jours d'autonomie est une des parties les plus importantes dans la conception de l'installation.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie :

- 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 est facteur important qui influence la capacité de la batterie. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés, et des températures plus faibles réduisent significativement leur capacité par contre des températures plus importantes ont tendance à produire une légère augmentation de la capacité, cependant ce phénomène conduira à l'augmentation de la perte d'eau et à la diminution de la durée de vie de ces batteries.

➤ **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 du 10 à 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 la décharge affecte généralement même les batteries de cycle profond et plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

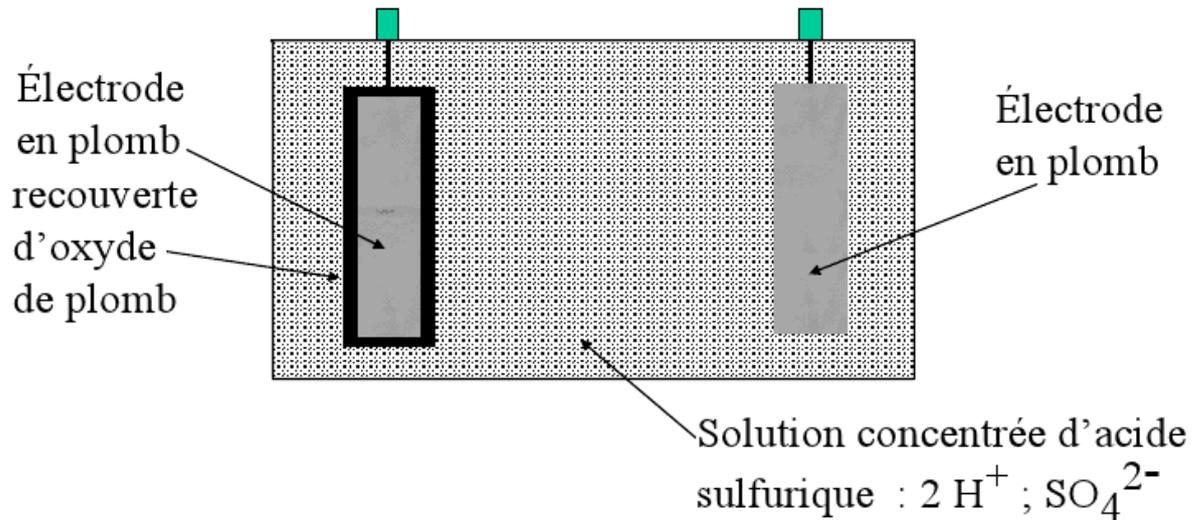
Il existe actuellement différents types de batteries d'accumulateurs électrochimiques. On cite entre autres:

#### **1.2.1.1. Batteries (ou accumulateurs) au plomb**

C'est le type le plus ancien et le plus utilisé des batteries actuellement utilisées. Ces batteries datent en fait du début du 20ème siècle, mais on subit de grands perfectionnements en raison de leur applications dans le domaine de l'industrie automobile. L'électrolyte est une solution d'acide sulfurique aqueuse, leur tension varie entre 1.7V et 204V par élément suivant l'état de charge et décharge et ceci en condition normale de fonctionnement.

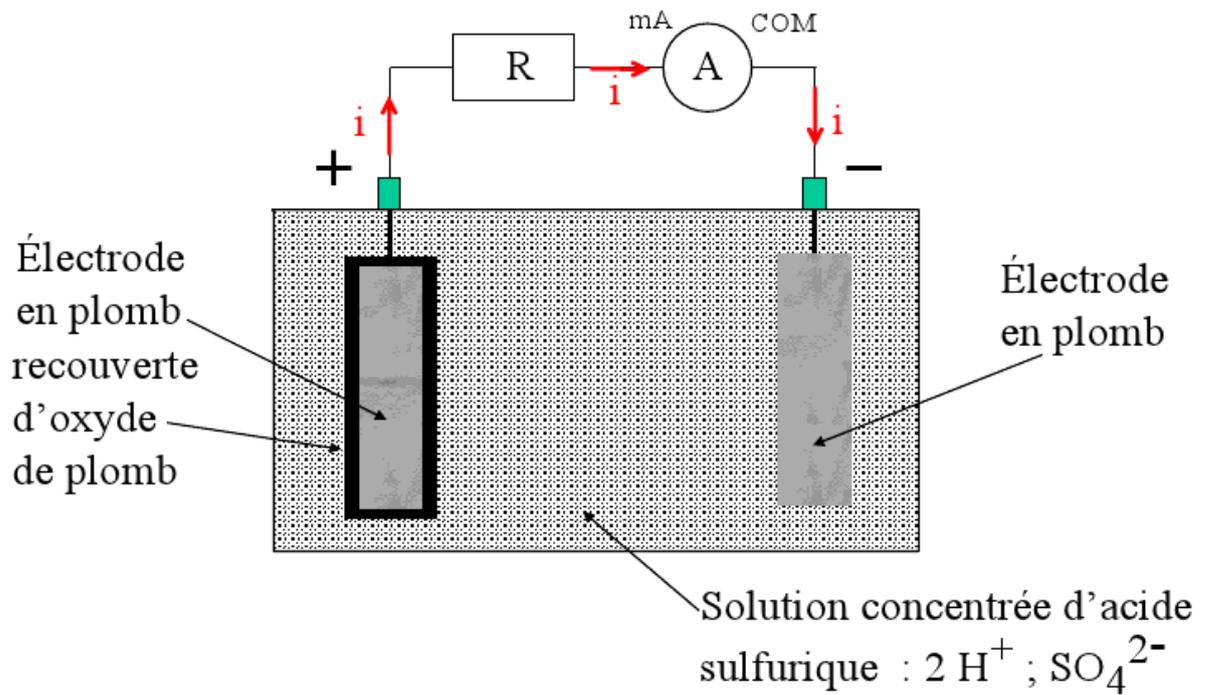
Généralement, un élément d'une batterie au plomb fonctionne comme suit : deux électrodes en plomb sont plongées dans une solution d'acide sulfurique  $H_2SO_4$  et une de ces deux électrodes est recouverte d'oxyde de plomb  $PbO_2$ .

Ces électrodes sont reliées à un circuit électrique grâce à des connecteurs.



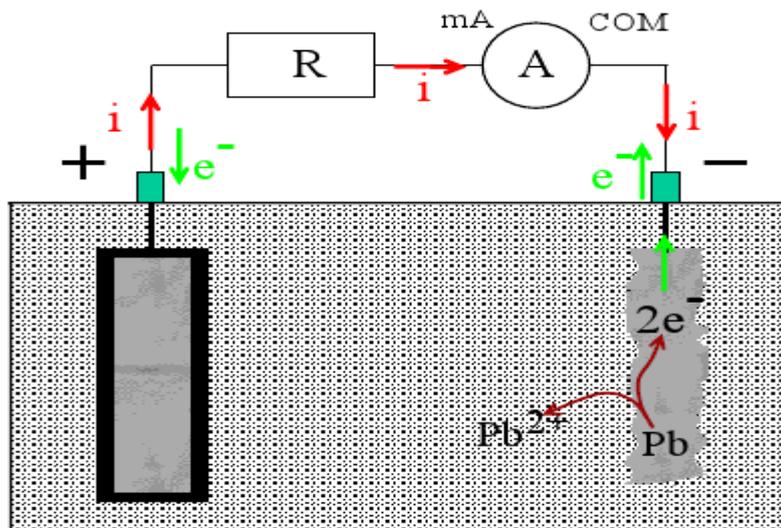
**Figure III.3:** Schéma des électrodes dans une batterie au plomb.

Au moment de la décharge, l'accumulateur se comporte comme une pile. Si on relie ses deux bornes à un circuit électrique comportant un ampèremètre permettant de mesurer l'intensité du courant émis par la batterie et permettant de ce fait d'alimenter une charge, cet ampèremètre permettra de mesurer une intensité de courant (**Figure III.3**), en permettant aussi de définir les polarités des bornes de la batterie.



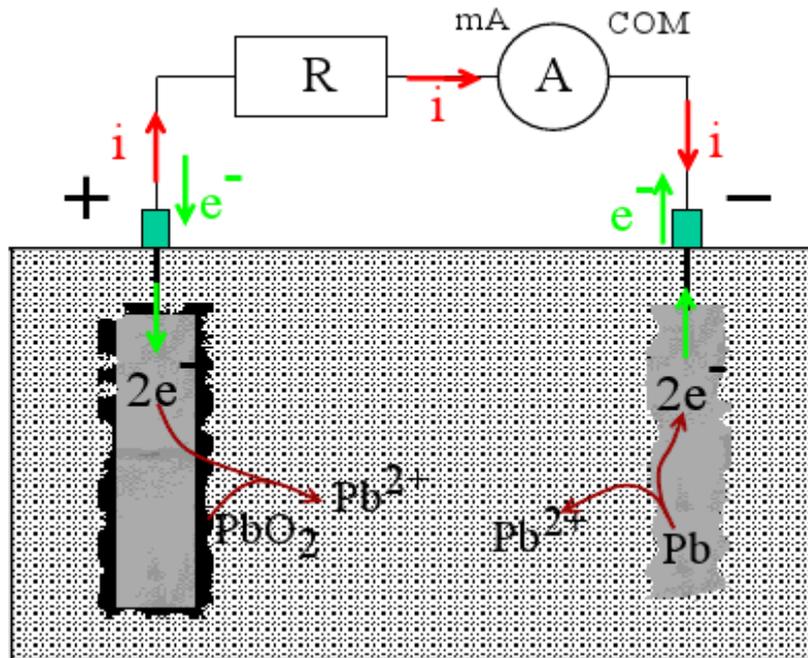
**Figure III.4:** Circuit comportant une batterie et une charge.

Le courant électrique résulte en fait de la circulation des porteurs de charges négatives c'est-à-dire des électrons. Ces derniers sont libérés par l'oxydation du plomb de l'électrode droite (**Figure III.4**).



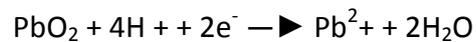
**Figure III.5:** Oxydation du plomb et libération d'électrons.

Les électrons libérés sont consommés par la réduction de l'oxyde de plomb recouvrant l'électrode gauche.



**Figure III.6:** Réduction de l'oxyde de plomb.

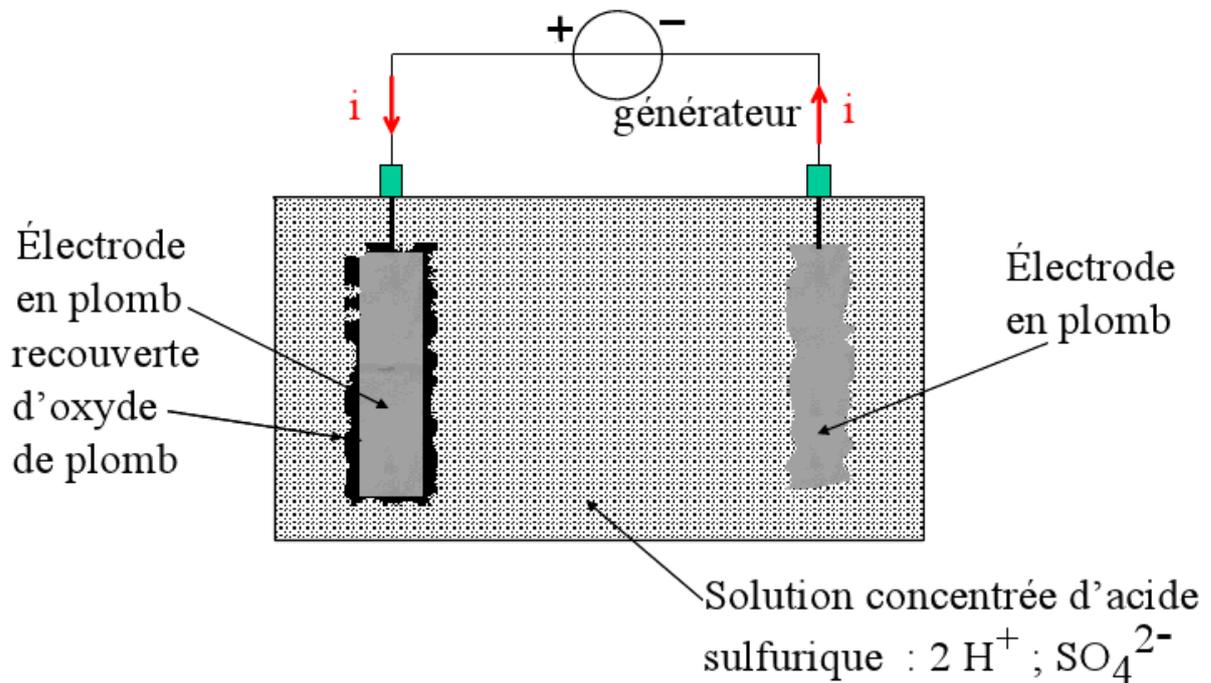
Cathode : On a donc une réduction au niveau de la cathode



Et une oxydation au niveau de l'anode

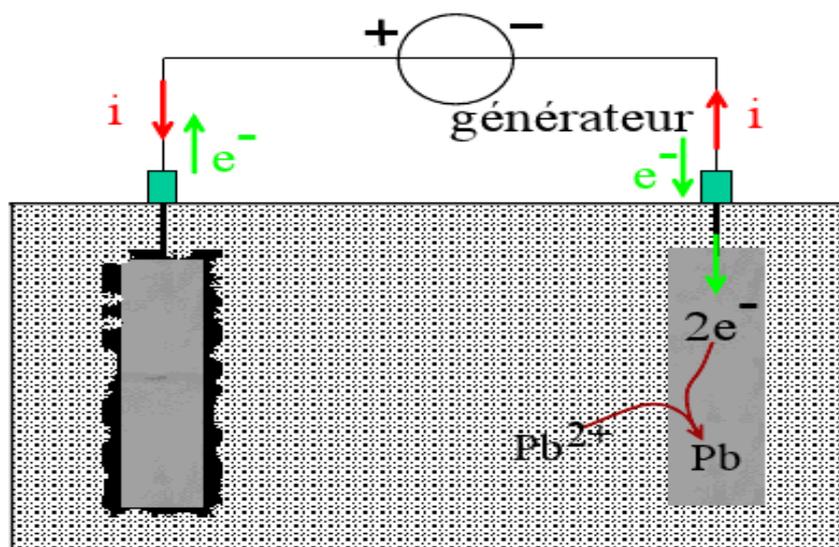


Lors de la charge, il se produit une électrolyse. On relie les bornes par un circuit électrique comportant un générateur (la Figure III.6). Ce dernier imposera le sens du courant.



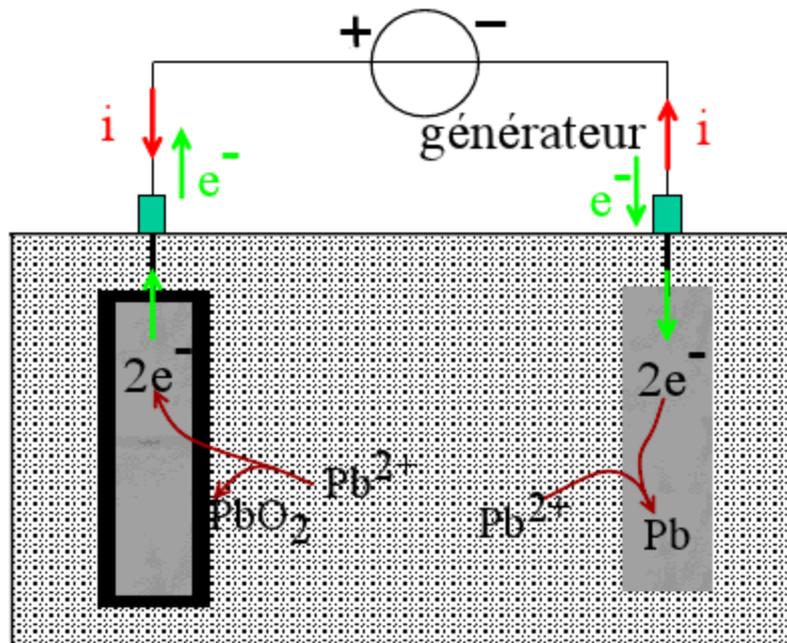
**Figure III.7:** Batterie reliée à un générateur.

Les électrons sont consommés par la réduction des ions  $\text{Pb}^{2+}$  et cela formera du plomb qui se déplace sur l'électrode droite.



**Figure III.8:** Formation du plomb sur l'électrode droite.

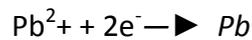
\_ Les électrons sont libérés par l'oxydation des ions  $Pb^{2+}$ , cela forme de l'oxyde de plomb qui se dépose sur l'électrode gauche.



**Figure III.9:** Formation de l'oxyde de plomb sur l'électrode gauche.

On peut déterminer la nature des électrodes :

On a donc une réduction au niveau de la cathode



Et une oxydation au niveau de l'anode



Nous avons pu ainsi présenter brièvement le fonctionnement des batteries au plomb ainsi que les différentes réactions chimiques qui s'y produisent.

**1.2.1.2. Accumulateurs Nickel Cadmium (NiCd)**

Un accumulateur nickel-cadmium ou  $NiCd$  est un accumulateur électrique, rechargeable, utilisant de l'oxyhydroxyde de nickel et du cadmium comme électrodes. Il a été inventé en 1899 par le suédois Waldemar JUNGNER et une société a été formée en 1910 pour sa fabrication industrielle en Suède.

Pour sa constitution, c'est presque le même schéma qu'un accumulateur au plomb mais avec une électrode positive constituée d'oxyhydroxyde de nickel  $NiO(OH)$  et de graphite, et l'électrode négative est en cadmium  $Cd$ , L'électrolyte est une solution aqueuse concentrée d'hydroxyde de potassium,  $K^+ + HO^-$ , et elle participe aux réactions de décharge et de charge sans que sa concentration ne change.

La réaction réversible globale mise en jeu est la suivante :



La tension des accumulateurs varie entre 1,15V et 1,45V par élément suivant l'état de charge. Leur maintenance est bien plus faible que celle des accumulateurs en plomb. En dépit de leur prix qui demeure assez élevé, ce type d'accumulateur présente une très bonne résistance mécanique et une possibilité de supporter des décharges profondes tout en ne craignant pas le gel.

Les accumulateurs nickel-cadmium ont permis le développement de l'utilisation de générateurs électrochimiques rechargeables dans les appareils électroniques grand public, mais sont aujourd'hui remplacés dans cette catégorie d'application par les

accumulateurs aux ions lithium. Les domaines d'applications des accumulateurs nickel-cadmium se sont réduits à cause des problèmes de recyclage de cadmium, c- Accumulateurs Nickel Métal Hydrures( *NiMH*) .Dérivés du *NiCd*, ces accumulateurs ont été développés avec 3 objectifs : augmenter la capacité par unité de volume, favoriser les charges rapides (pour le marché du téléphone mobile notamment)et éliminer le cadmium, toxique pour l'environnement et déjà interdit dans certains pays. L'électrode *NiMH* par la première caractéristique (ils sont plus compacts), ces accumulateurs ne sont pas meilleurs que les *NiCd* pour le solaire. Ils sont même moins bons en ce qui concerne la tenue au froid, d- Accumulateurs au lithium Le lithium rechargeable est présent sur nombre d'appareils portables, sous le nom "Li-ion", de tension 3.6V , Très compacte et à recharge rapide, cette technologie n'est pas très bien adaptée au solaire à ce jour, en particulier parce-que les accumulateurs doivent subir un protocole de charge assez précis, plutôt incompatible avec les courants éminemment variables d'un photo générateur soumis à divers éclairagements.

De plus, il est arrivé des dommages importants voire des incendies à cause de batteries aulithium surchargées qui se sont très fortement échauffées.

### ***1.2.2 Principales caractéristiques des accumulateurs***

Les Principales caractéristiques des accumulateurs associés à une photo génératrice sont :

#### **a- Tension nominale**

Une batterie est constituée d'éléments de base avant une tension nominale de 2V (en réalité entre 1.9V et 2.1V selon l'état de la charge). Il existe bien entendu des

batteries 6, 12 ou 24V. Mais ce sont des assemblages en série de plusieurs éléments

(respectivement 3 x 2V, 6 x 2V et 12 x 2V).

#### **b- Tension de charge**

C'est la tension minimale à appliquer pour recharger efficacement l'accumulateur, elle s'exprime en volts.

#### **c- Capacité de la batterie**

La capacité représente la quantité d'électricité que peut emmagasiner un accumulateur (ou un condensateur), La capacité devrait s'exprimer en coulomb dont le symbole est  $C$ . C'est le produit du temps nécessaire pour décharger complètement l'élément sous une intensité donnée. Comme c'est le produit d'une intensité par un temps, pour des raisons pratiques, on utilise l'ampère-heure qu'est 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 : **[11]**

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.

#### **d- Durée de vie**

La durée de vie d'une batterie est rarement indiquée car elle dépend énormément des conditions d'utilisation. On parle en général d'une durée de vie de 300 cycles, un cycle correspondant à une décharge et une recharge. Cela ne correspond pas à 300 jours.

Les Caractéristiques principales d'une batterie sont :

#### **e- 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 [11].

#### **f- Profondeur de décharge:**

Pour accroître la durée de vie d'une batterie, il est toujours conseillé de ne pas la décharger complètement la batterie. C'est pour cela que l'on respecte toujours une profondeur de décharge (PdD) maximum lors du dimensionnement d'une installation électrique autonome.

Profondeur de décharge représente la quantité d'énergie qui peut être prélevée dans la batterie. Il s'agit donc d'un pourcentage, d'un rapport entre ce qui est utilisable et ce qui est réellement utilisé. Autrement dit la Profondeur de décharge représente est le

pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge.

Par exemple, une batterie chargée d'une capacité de 200Ah dont la profondeur de décharge autorisée est de 60% pourra fournir 120Ah. Cela veut dire qu'il restera encore 40% d'énergie dans la batterie qu'il est déconseillé d'utiliser car descendre trop bas endommage précipitamment la batterie.

#### **g- Le rendement**

Le rendement de la batterie est une donnée indispensable à prendre en compte dans le dimensionnement des installations électriques autonomes.

Le rendement correspond à la différence entre l'énergie reçue par la batterie pendant la charge, et celle qui est restituée à la décharge. Les réactions chimiques qui se produisent dans la batterie provoquent des pertes, notamment sous forme de chaleur. Afin que la rentabilité de son installation électrique autonome soit maintenue au maximum, il est important de connaître ces rendements et de savoir les limiter.

On ne peut en fait jamais atteindre un rendement parfait sur une batterie car les pertes font parties de ses caractéristiques intrinsèques.

On peut cependant toutefois améliorer ce rendement et ceci en agissant sur les deux principales causes de pertes et qui sont l'autodécharge et la résistance interne

L'autodécharge qui représente la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné, est comparable à une fuite. La batterie se comporte comme un réservoir percé se vidant petit à petit, même lorsqu'on ne l'utilise pas. L'âge de la batterie et la température à laquelle elle se trouve influencent fortement cette fuite d'énergie.

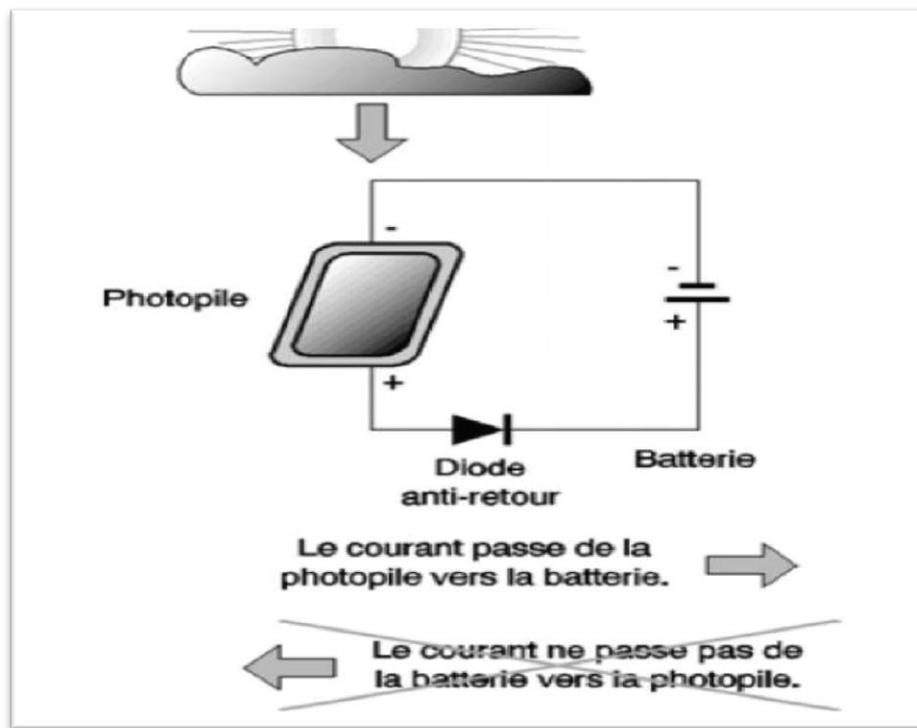
Ainsi, au-delà de 20°C et tous les 10°C supplémentaires, l'autodécharge double. Il faut donc conserver la batterie dans l'endroit le plus frais possible, sans pour autant l'exposer au gel. A savoir: l'autodécharge est au maximum les 24 premières heures après une recharge, et augmente également quand la batterie est très chargée.

### **I.3 Le contrôle de charge**

#### ***I.3.1 Les diodes anti-retour***

Lorsque les panneaux solaires se trouvent ainsi dans l'obscurité pendant la nuit par exemple, la tension de la batterie dépasse la tension délivrée par les panneaux solaires, le courant va circuler alors de la batterie vers les panneaux solaires, si on ne mettait pas une diode anti retour qui bloque le passage du courant dans la direction des panneaux risquant alors de les endommager.

Cette diode a en fait le rôle d'une valve qui évite la décharge de la batterie dans les panneaux solaires lorsque la lumière est faible (la tension de la photo génératrice est basse) (**figure III.10**).



**FIGURE III.10:** Principe d'une diode anti-retour

### ***1.3.2 Les Régulateurs de Contrôle de Charge pour Applications solaires Photovoltaïques***

Le régulateur solaire appelé aussi contrôleur de charge sert à réguler la charge de la batterie solaire, qui est alimentée par le panneau photovoltaïque. Le niveau de charge des batteries solaires ne doit être ni trop bas ni trop haut sous peine d'endommager la batterie solaire et de réduire sa durée de vie.

Le régulateur de charge dans un système photovoltaïque est donc considéré comme un tampon entre le générateur solaire, la batterie de stockage et les consommateurs intervenant dans le système. Il a pour rôle principal de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes et assure de ce fait le bon fonctionnement de la batterie ainsi que la gestion du système autonome solaire PV.

Les systèmes de régulation de charge/décharge sont des éléments d'un système photovoltaïque ayant pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie.

Il existe plusieurs modèles de régulateurs de différentes puissances. Du plus simple au plus sophistiqué, ils ont tous la même fonction. On en recense principalement 4 types de régulateurs de charge, cependant le choix de la technologie du régulateur, shunt, série ou MPPT, est d'abord guidé par la puissance du système photovoltaïque et par le type de batterie à charger.

#### ➤ **Régulateur Shunt**

Le régulateur détecte la tension de la batterie en sortie, si cette tension atteint un seuil prédéfini, il va dériver le courant du panneau solaire vers une résistance de faible valeur (court-circuit du panneau solaire), ce qui va faire chauffer le régulateur. Ce type de régulation se fait donc par court-circuit, à n'utiliser que pour de petites installations. Ce régulateur shunt qui dissipe la puissance des panneaux en cas de surcharge de la batterie est mieux adapté aux petits systèmes.

#### ➤ **Régulateur Série**

Dans ce type de régulateur, Un circuit va mesurer la tension aux bornes de la batterie, si cette tension atteint un seuil prédéfini, le circuit va déconnecter la batterie du système de charge et ceci évite le réchauffement du régulateur solaire. Ce type de régulation se fait donc par circuit-ouvert. Il s'utilise dans les petites et moyennes installations..,et le régulateur série est mieux adapté aux plus gros systèmes.

#### ➤ **Régulateur PWM**

Dans ce type de régulateur, un circuit va mesurer la tension aux bornes de la batterie, et va délivrer des impulsions qui vont charger la batterie. Ces impulsions hautes

fréquence, vont être d'autant plus larges que la batterie sera déchargée, si la batterie arrive en fin de charge, les impulsions seront très fines.

C'est un fonctionnement très proche du type série, et il peut être utilisé pour tous types d'installations.

#### ➤ **Régulateur MPPT**

Avec ce type de régulateur on peut charger une batterie de 12V à partir d'un panneau de 24V ou 48V , ou l'inverse charger une batterie de 24V ou 48V à partir d'un panneau de 12V .Ce type de régulateur possède un microcontrôleur qui va mesurer la tension de la batterie, la tension du panneau solaire, et va gérer le mieux possible le rendement du couple panneau/batterie.

Le régulateur MPPT est celui qui introduit le moins de pertes dans un système PV, avec des rendements proches de 92% à 97%

#### **b/ Régulateurs de décharge**

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

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction.

Donc, au plan fonctionnel le régulateur de charge :

- Collecte les informations relatives à l'état de charge de la batterie (tension, état de charge),
- Compare ces informations aux seuils de régulation préfixés :

$V_{min}$  : tension de déconnexion de la charge (utilisation), protection décharge profonde.

$V_{max}$  : tension de déconnexion des modules, protection à la surcharge.

Le régulateur permet ainsi la protection de la batterie. Le processus de régulation est consigné dans le tableau ci-dessous :

État batterie	Commande
$V_b > V_{max}$	Déconnecte les modules PV,
Si 1 est vrais et $V_b < V_{t1}$	Reconnecte les modules.
$V_b < V_{min}$	Déconnecte la charge (utilisation).
Si 3 est vrais et $V_b > V_{t2}$	Reconnecte la batterie à la charge.

**Table III.2:** Commandes de régulation.

Avec :

$V_{t1}$  la tension de reconnexion des modules.

$V_{t2}$  la tension de reconnexion des récepteurs (utilisation).

$V_b$  la tension de la batterie.

$V_{max}$  tension de fin de charge.

$V_{min}$  tension de fin de décharge.

### 1.3.3 Onduleurs

Les onduleurs sont des éléments clé d'une installation photovoltaïque, car ils font le lien entre les panneaux photovoltaïques et le réseau. Ils assurent également la transformation du courant continu des panneaux en courant alternatif requis par le réseau.

Les onduleurs sont donc nécessaires dans les systèmes à base d'énergie photovoltaïque lorsque l'alimentation est nécessaire en courant alternatif (AC), plutôt

qu'en courant continu (DC) produit par le champ PV, Les onduleurs utilisent des dispositifs de commutation pour convertir le courant direct (continu) en courant alternatif, et au même moment, opèrent une intensification de la tension typiquement de 12, 24 ou  $48V_{DC}$  à 110 ou  $240V_{ac}$  pour les petits systèmes, et des tensions plus élevées pour les systèmes plus grands ou raccordés au réseau. Les onduleurs dans les systèmes PV autonomes sont nécessaires pour fournir une tension et une fréquence constante, malgré les différentes conditions de charge.

Les onduleurs les plus couramment utilisés dans les systèmes PV autonomes sont présentés dans ce qui suit.

#### **Onduleurs légers (de basse puissance)**

Typiquement, ils fournissent en sortie une puissance de 100 — 10000W, avec ou sans contrôle de fréquence. Ils sont adaptés pour les appareils tels que les ordinateurs et téléviseurs, mais peuvent être relativement inefficace et peuvent générer du bruit.

#### **Onduleurs de résistance moyenne**

Généralement, ils fournissent une puissance allant de 500 — 20000W, certains comprennent un mécanisme de démarrage et d'arrêt automatique suivant le fait que la charge est allumée ou éteinte. Ils sont adaptés pour une utilisation avec une large gamme de petits appareils ou outils électroniques, mais peuvent ne pas avoir la capacité d'appoint suffisante pour alimenter les gros moteurs à induction AC.

**Onduleurs robustes (de grande puissance)**

Ils fournissent une puissance électrique allant de 10000 à 60000W et sont capables d'alimenter de grands moteurs à induction AC.

**Conclusion**

Dans ce chapitre, on a présenté les différents éléments constitution système de captage photovoltaïque, et plus particulièrement un système autonome. Ainsi, partant du module PV jusqu'à l'onduleur, on a vu les principes de fonctionnement de chaque élément. Ces notions présentées nous paraissaient nécessaires avant d'aborder l'analyse et la modélisation du système dans le chapitre suivant.

# *Chapitre IV*

# **Modélisation d'un système photovoltaïque**

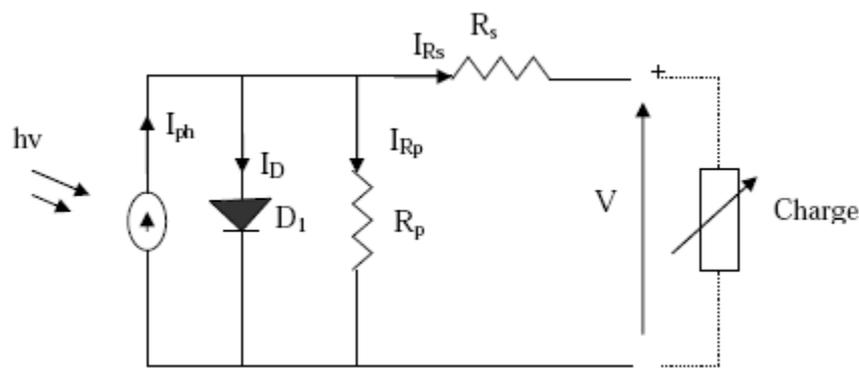
## Introduction

La modélisation des différentes parties constituant l'installation solaire permettra d'établir une relation entre l'énergie produite par le champ photovoltaïque et le demande en énergie requise pour la charge qui se doit d'être alimentée tout au long de l'année. La modélisation permettra alors de prévoir le comportement et les caractéristiques de chacun des éléments en fonction des données météorologiques.

### I. Modélisation du champ photovoltaïque

Nous avons utilisé en ce qui nous concerne le modèle électrique de Kaiser et Reise[12]. La figure suivante (**figure IV-1**) 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) [13].



**Figure IV-1** : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV.

L'intensité  $I$  en fonction de la tension  $V$  aux bornes d'une cellule est [14]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q}{A.K.T_c} (V + I.R_s) - 1 \right) \right] - \frac{V - I.R_s}{R_p} \quad (\text{VI.1})$$

Avec :

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

$I_{ph}$  : Photo courant 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 [14] :

$$I_{module} = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q}{N.A.K.T_c} (V + I.R_{se}) - 1 \right) \right] - \frac{V + I.R_{se}}{R_{pe}} \quad (\text{VI.2})$$

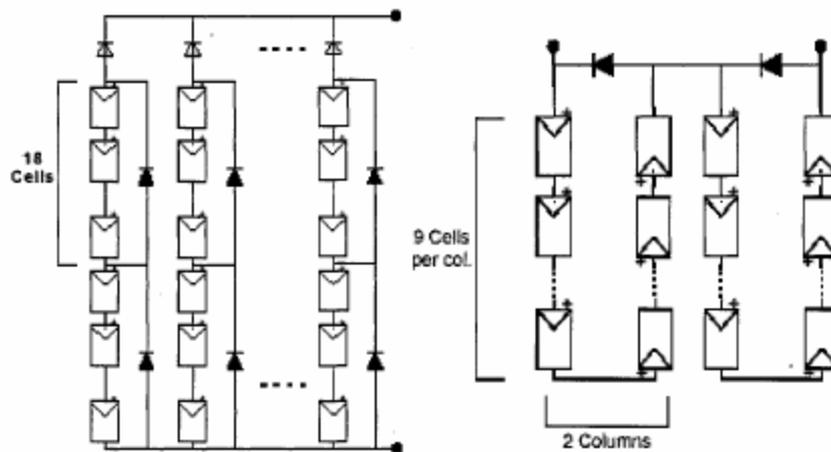
Avec :

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

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 [15] *figure (IV-2)*. On obtient dans ce cas :

$$I_g = MI_{\text{module}} \tag{VI.3}$$

Et 
$$V_g = N \cdot V_{\text{module}} \tag{VI.4}$$



**Figure IV-2 :** Configurations des associations série parallèle des modules PV [15].

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

$$I = M \cdot I_{ph} - M \cdot I_0 \left[ \exp^{(C_2 \cdot (V \cdot M + N \cdot I \cdot R_{se}) - 1)} \right] - \frac{V + I \cdot R_{se}}{R_{pe}} \tag{VI.5}$$

$$Tq : \quad C_2 = \frac{C_1}{M.N} \quad (VI.6)$$

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 déduire :

$$V_{CO} = \frac{I}{M.C_2} \cdot \log \left[ \frac{I_{CC} + I_0}{I_0} \right] \quad (VI.3)$$

#### 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 à la photo courant  $I_{ph}$  :

$$I_{ph} = I_0 \exp(C_2 M I_{CC} R_s) + \frac{I_{CC}}{M} - I_0 \quad (VI.7)$$

## I-2 Modèle de la température

#### a) Température de jonction

La température de la jonction  $T_c$  de la cellule est donnée par la relation suivant [16]

$$T_c = T_a + \frac{NOCT-20}{800} E_G \quad (VI.8)$$

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 deux heures 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  $T_L$  de la journée par l'équation suivante [17] :

$$T_a = \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \cos\left(\frac{14 - T_L}{14 - T_{L_L}} \pi\right) + T_{moy} \quad (VI.9)$$

$T_{L_L}$  : l'heure du lever de soleil et  $T_{moy}$  : 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 suivante [17].

$$I_0 = A_0 T_c^3 \exp\left(-E_g / (K T_c)\right) \quad (VI.10)$$

Pour le silicium monocristallin  $A_0 = 2.110.10^3$

### d) Variation du courant court-circuit

La variation de courant de court-circuit  $I_{cc}$  dépend de la température de jonction, de ce fait elle est représentée par la relation empirique suivante [17].

$$I_{cc} = K_1 \cdot G \cdot [1 + K_2(G - G_0) + K_3(T_c - T_0)] \quad (VI.11)$$

Avec :

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

$T_0$  : la température de référence (298 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 de circuit ouvert dépend de la température du module et de l'éclairement, elle donnée par l'équation suivant [17]:

$$V_{co} = V_{co0} + \beta \cdot \Delta T + \alpha(G - G_0) \quad (\text{VI.12})$$

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/°C).

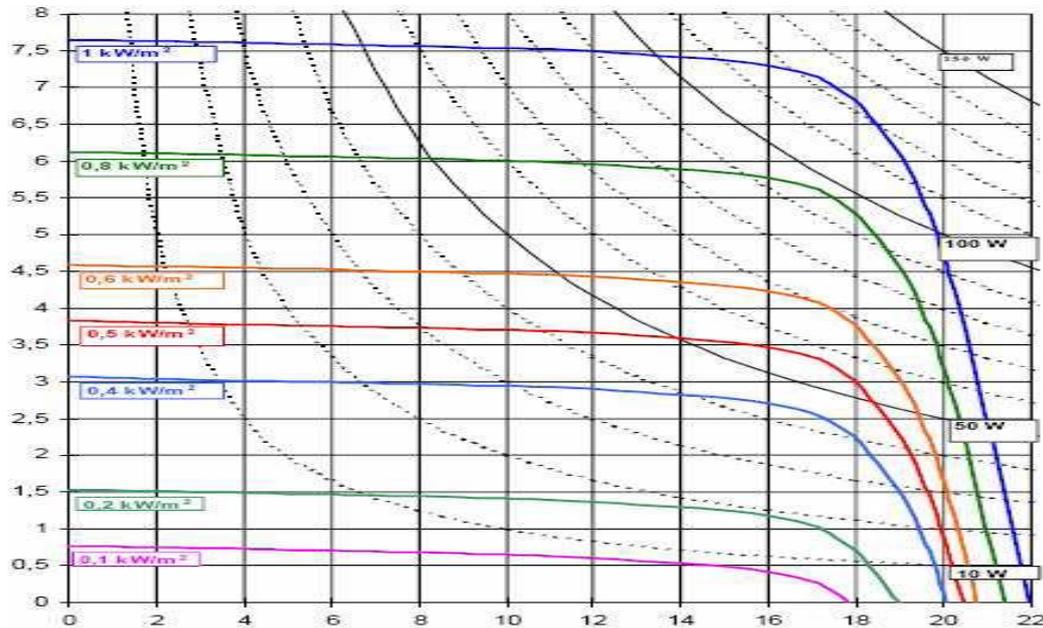
$\beta$  : coefficient de variation de la tension de court-circuit en fonction de la température (V/°C).

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

### I-3 Caractéristiques I-V d'un module

La **figure IV-3** présente la courbe I-V d'un module typique de 125 Wcrête en fonction de l'irradiation solaire. La valeur de 125 Wcrête est une mesure sous une irradiation de 1kW/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 [18]. Pour tenir compte de conditions plus réalistes et habituelles, les fabricants donnent une valeur de température typique des cellules lorsque la température ambiante est de

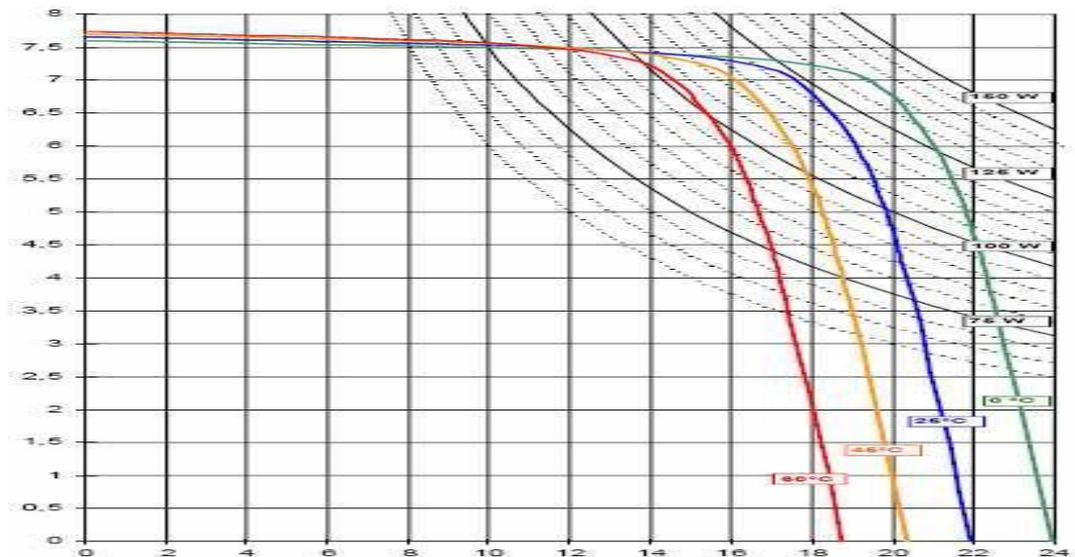
20°C, l'irradiation de 800 W/m<sup>2</sup> et le vent de 1m/sec. Cette valeur est appelée NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) [18].



**Figure IV-3:** Caractéristiques I-U d'un module Photo watt PW 6-110 pour différentes irradiances solaires, à 25 °C [18].

Pour différents niveaux d'éclairement *figure IV-3*, 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 IV-4* présente le comportement du même module sous une lumière de 1 kW/m<sup>2</sup> et à des températures entre 0 et 60°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 IV-4:** Caractéristiques I-U d'un module Photo watt PW 6-110 pour différentes températures [18].

#### 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 :

$$\partial P = I . \partial I + V . \partial V \quad (\text{VI.13})$$

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

#### 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.

$$\eta_{pv} = \frac{P_m}{\phi_G.S} \quad (\text{VI.14})$$

$\phi_G$  : Flux globale [W/m<sup>2</sup>].

$S$  : Surface de générateur [m<sup>2</sup>].

Ce rendement dépend plusieurs facteurs :

- Réflexion à la surface
- Température de jonction des cellules.
- Type de matériau utilisé et technique de fabrication.
- La résistance série et parallèle responsables des pertes par effet Joule.
- Absorption incomplète et excès d'énergie des photons absorbés.

## II- Modélisation de stockage

Vue la grande diversité de type d'éléments de batterie ainsi le nombre très varié de paramètres qui interviennent, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être établie. Le système de stockage utilisé dans une installation photovoltaïque est une batterie d'accumulateur au plomb. Jusqu'à maintenant, il existe plusieurs modèles de la charge de batterie ont été proposés.

Dans cette étude, nous avons utilisé un modèle peut être décrit par (*Bogdan et Salameh, 1996*) qui permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite par le générateur photovoltaïque et la charge demandée.

### a) Modèle de la charge de la batterie

Quand la puissance de générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge, la capacité des batteries au temps  $t$  peut être décrite par [20]:

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + (P_{pv}(t) - P_L(t) / \eta_{inv}) \cdot \eta_{Bat} \quad (VI.14)$$

$C_{Bat}(t)$  et  $C_{Bat}(t-1)$  sont les quantités de la charge et la décharge des batteries au temps  $t$  et  $(t-1)$  respectivement,  $\sigma$  est le taux horaire de la charge spontanée,  $P_{pv}$  est la puissance du générateur PV,  $P_L$  est la charge demandée au temps  $t$ ,  $\eta_{ond}$  et  $\eta_{Bat}$  sont les rendements de l'onduleur et de la batterie successivement.

Pendant la charge de la batterie, le rendement est 0.65–0.85 selon le chargeant courant), par contre pendant le processus de décharge, le rendement de batterie a été mis égal à 1

#### b) Modèle de la décharge de la batterie

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps  $t$  peut être exprimée comme suite [19] :

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + (P_L(t)/\eta_{inv} - P_{Pv}(t)) \quad (VI.15)$$

A tout moment, la quantité de charge des batteries est sujette aux contraintes suivantes :

$$C_{Batmin} \geq C_{Bat}(t) \geq C_{Batmax}$$

Ici, la capacité de la batterie maximale prend la valeur de la capacité nominale de la batterie ( $C_{Batmin} \geq C_{Batmax}$ ), et la capacité minimum est déterminée par le profondeur de la charge (DOD) [21]:

$$C_{Batmin} = DOD \cdot C_{Bat} \cdot N \quad (VI.16)$$

La valeur maximale de l'état de charge (SOC) est égale à 1, et le minimum est déterminé par le maximum de profondeur de décharge,  $SOC_{min} = 1 - DOD$

Selon les caractéristiques des fabricants, la durée de vie des batteries peut être prolongée au maximum si DOD prend les valeurs de 30-50% [21].

La capacité de stockage est une fonction de la charge demandée et de son autonomie.

Elle peut être estimée par la relation suivante:

$$C_{Bat} = \frac{E_L \cdot N_a}{\eta_{Bat} \cdot F_{déch} \cdot DOD} [Wh] \quad (VI.17)$$

Avec :

$$C_{Bat} [Ah] = \frac{C_{Bat}}{V_b} [Wh]$$

$C_{Bat}$ : La capacité de stockage de la batterie.

$N_a$ : Le nombre de jours d'autonomie.

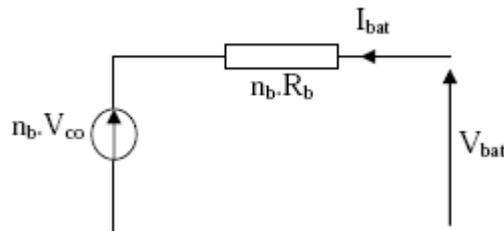
$V_b$ : La tension du système.

$DOD$  : La profondeur de décharge.

### c) La tension de la batterie

Le modèle suivant, décrit la relation entre le voltage, courant et l'état de charge.

Ce modèle basé sur le schéma électrique de la **Figure IV-5** [22].



**Figure IV-5** : Schéma électrique de batterie

Pour  $n$  batteries en séries, nous pouvons écrire l'équation [22]:

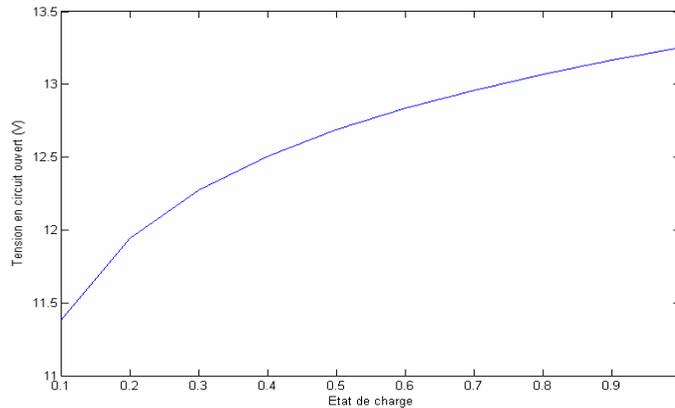
$$V_{Bat}(t) = n_b \cdot V_{co}(t) + n_b \cdot I_{Bat}(t) \cdot R_{Bat}(t) \quad (VI.18)$$

Où  $V_{Bat}(t)$  est la tension de circuit ouvert au temps  $t$ ,  $V$  ; et  $R_{Bat}(t)$  est la résistance interne de batterie, Ohms ; la tension de circuit ouvert est exprimée comme un logarithme de la fonction de l'état de charge

$$V_{co}(t) = VF + b \cdot \log(SOC(t)) \quad (VI.19)$$

Où  $V_F$  est la force électromotrice ;  $b$  est un constant empirique.

La variation de  $V_{CO}$  en fonction de l'état de charge (SOC) est représentée par la figure suivante



**Figure IV-6:** Variation de tension en mode de charge en fonction de l'état de charge.

La variation de la résistance interne d'une batterie,  $R_{bat}(t)$ , est principalement dû à deux composants, à savoir, la résistance de électrode,  $R_{électrode}$ , et la résistance de électrolyte,  $R_{électrolyte}$

$$R_{bat}(t) = R_{électrode} + R_{électrolyte} \quad (VI.20)$$

La variation de  $R_{électrode}$  et  $R_{électrolyte}$  en fonction de l'état de charge SOC peut être exprimée par :

$$R_{électrode} = r_1 + r_2 \cdot (SOC(t)) \quad (VI.21)$$

$$\text{Et } R_{électrolyte} = [r_3 - r_4(SOC(t))]^{-1} \quad (VI.22)$$

Où  $r_1, r_2, r_3$  et  $r_4$  sont des constants empiriques, ces constantes ont des valeurs différentes pour le mode de charge et décharge. Pour une batterie de plomb acide, les paramètres sont regroupés dans le tableau suivant [22]:

Paramètres	Mode de charge	Mode de décharge
VF	13.250 V	12.662 V
b	0.810	0.724
$r_1$	0.062 Ohms	0.055 Ohms
$r_2$	0.046 Ohms	-0.010 Ohms
$r_3$	95.638 Ohms <sup>-1</sup>	4.270 Ohms <sup>-1</sup>
$r_4$	52.671 Ohms <sup>-1</sup>	-100.730 Ohms <sup>-1</sup>

**Tableau IV-2:** Caractéristique de batterie plomb acide.

#### d) Courant de batterie

Quand la puissance du générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge, le courant de charge des batteries au temps t peut être décrit par [23]:

$$I_{Bat}(t) = \frac{P_{Bat}(t)}{V_{Bat}(t)} - \frac{E_L(t)/\eta_{inv}}{V_{Bat}(t)} \quad (VI.23)$$

Quand la puissance du générateur PV ne peut pas rencontrer la demande de la charge, le courant de décharge des batteries est [24]:

$$I_{Bat}(t) = -\frac{(E_L(t)/\eta_{inv})}{V_{Bat}(t)} - \frac{P_{pv}}{V_{Bat}(t)} \quad (VI.24)$$

#### e) Rendement de la Batterie :

Le rendement de la batterie se calcule par la relation suivante :

$$\eta_{inv} = \frac{P_{fourni}}{P_{incid}} \quad (VI.25)$$

En pratique, le rendement est considéré constant égale à 85%, la tension nominale est de 2V et la capacité de l'ordre de 100A/h. donc la puissance fournie par une batterie peut s'écrire comme suit :

$$P_{fourni} = \eta_{inv} \cdot P_{incid} \quad (VI.26)$$

$P_{incid}$  : Puissance du générateur

### III- Modélisation du système de conversion

L'onduleur est un dispositif de conversion, il est important de connaître la relation liant la puissance à la l'onduleur à celle entrante.

Cette caractéristique est représentée par la fonction [24]:

$$\eta_o = f(P_{ch}) \quad \text{ou encore} \quad \eta_o = f(\text{taux de charge}) \quad (VI.27)$$

La charge étant alimentée en courant alternatif, un onduleur est donc présent entre le bus continu et la charge (voir Figure IV-18). Il existe diverses équations pour définir le rendement d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée.

L'onduleur est considéré comme un dispositif de transformation en énergie alternative, d'une énergie de type continu provenant soit du système de stockage, soit directement du champ PV. De tels dispositifs devraient délivrer une tension alternative à fréquence déterminée c'est-à-dire le signal généré par ce dernier doit être le plus sinusoïdal possible.

Ces onduleurs sont largement utilisés, mais les appareils existant ont l'inconvénient majeur de présenter des pertes, à vide ou à faible charge, très élevées, leur rendement n'est donc acceptable qu'à pleine charge.

L'onduleur monophasé est caractérisé par son rendement en fonction de la puissance fournie à l'utilisation. Le modèle de rendement se traduit par la relation empirique suivante :

$$\eta_{ond} = a \cdot (1 - \exp(-b \cdot \tau)) \quad (VI.28)$$

Où :

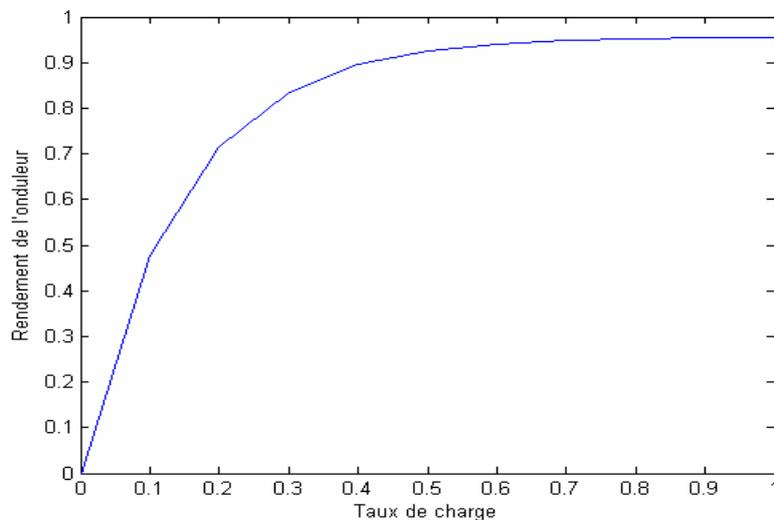
a et b sont des constantes (a = 0,9559 ; b = -609164)

t : Taux de charge, donnée par :  $\tau = \frac{P_{ch}}{P_n}$

$P_n$  : puissance nominale de l'onduleur.

$P_{ch}$  : puissance à la sortie de l'onduleur.

La variation du rendement de l'onduleur en fonction de taux de charge est représentéesur la figure suivante:



**Figure IV-7 : Rendement de l'onduleur**

Nous verrons par la suite que le choix de la puissance nominale de l'onduleur en fonction de son application est primordial si l'on veut éviter des pertes énergétiques importantes.

## Conclusion

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, stockage batteries) ; cette modélisation est une étape essentielle permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constitutants.

L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certains paramètres.

L'outil ainsi réalisé sera utilisé pour déterminer le dimensionnement optimal d'un tel système pour des cas d'applications définis dans les chapitres suivants.

Pour des raisons économiques, l'étude reste incomplète ce qui nécessite de faire un bon dimensionnement.

# *CHAPITRE V*

## **Dimensionnement du système photovoltaïque par l'application de la méthode LSLP**

## Introduction

Afin d'alimenter une installation solaire autonome, il est important de faire un certain nombre de calculs et de suivre des étapes permettant de déterminer le matériel le mieux adapté permettant de satisfaire les besoins énergétiques de notre charge avec un coût minimal. On appelle cela dimensionnement.

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque revient à déterminer le nombre nécessaire des panneaux solaire 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 considérés à ce jour les éléments les plus importants en raison de leur coût élevé qui totalisent à eux deux à peu près plus de 50% de pris de l'installation.

Notre travail a pour but de présenter une méthode de dimensionnement optimal, permettant de déterminer le couple optimum  $A_{opt}$ ,  $C_{opt}$  permettant d'alimenter une station photovoltaïque autonome. La méthode de dimensionnement adoptée dans ce travail est la méthode optimale appelée LPSP (*Loss of Power Supply probability*) qui permettra dans notre cas de dimensionner un système de production d'électricité de dimensions réalistes, alimentant un habitat individuel pour les sites de Tlemcen et Adrar au cours de l'année. Notons cependant que le dimensionnement d'un système solaire est naturellement confronté à deux critères essentiels qui sont le gisement solaire et la demande de l'énergie.

Pour simuler la puissance de notre générateur photovoltaïque, les données, la température pour les jours types, mesurées par un logiciel appelé *Météo-norme* et les données météo fournies par l'ONM.

Le dimensionnement que nous avons réalisé a été effectué par le biais d'un dimensionnement optimal faisant appel à la méthode de dimensionnement appelée méthode LSLP « loss of supply probability » qui permettra alors de déterminer, différentes combinaisons optimales possibles de modules photovoltaïque et capacités de stockage, permettant la minimisation du coût de l'installation photovoltaïque.

## I. Description de la méthode LPSP

Un système "équilibre", la quantité d'énergie fournie par les modules solaires doit au moins compenser la quantité d'énergie, ceci en fonction du lieu de l'installation, de la saison, et des conditions particuliers de consommation et d'utilisation.

Dimensionner un système PV revient à déterminer l'ensemble des éléments de la chaîne PV en fonction des sollicitations telles que l'ensoleillement et le profil de charge. Il n'y a pas d'échelle fixe entre la consommation et la taille du générateur. Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système PV : par la fonction utilisabilité horaire, par la probabilité de pertes d'énergie, et par les méthodes itératives...etc.

La méthode de probabilité de pertes d'énergie dite LPSP que nous avons adopté pour cette étude est définie par la fraction mensuelle de la charge moyenne sur une longue période non couverte par le système photovoltaïque. Quand l'énergie stockée au niveau des batteries d'accumulateurs et l'énergie produite simultanément par le Générateur photovoltaïque reste insuffisante pour satisfaire la demande de la charge pour une heure donnée. Le déficit d'énergie ainsi obtenu est appelé alors *Loss of Power Supply* \_ 'LPS'. Ce déficit est exprimé comme suit [26][27]:

$$LPSP = E_L(t) - (C_{Bat}(t) + C_{Bat}(t - 1) - C_{Batmin}(t)) \cdot \eta_{Ond} \quad (V-1)$$

Où :

$E_L(t)$  est l'énergie totale demandée

$\eta_{Ond}$  Représente le rendement de l'onduleur exprimé en pourcentage

$C_{Bat}$ : représente La capacité nominale de la batterie en (Ah).

La 'LPSP' est définie comme étant le rapport de l'énergie déficitaire sur l'énergie requise par la charge. Elle exprime donc le taux de non-satisfaction de la charge. La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' pour une période d'analyse T, peut être définie comme le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie pour la même période donnée sur l'énergie totale demandée. La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' est définie par la relation suivante [26][27]:

$$LPSP = P_r\{C_{Bat}(t) \leq C_{Bat} \text{ Pour } t \leq T\} \quad (V-2)$$

En terme d'état de charge des batteries, la 'LPSP' est définie par:

$$LPSP = \frac{\sum_t LPS}{\sum_t EL} \quad (V-3)$$

C'est-à-dire, la probabilité pour que l'état de charge, à tout instant t, soit inférieur ou égale au seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie  $E_{Bmin}$ .  $E_B(t)$  est l'énergie stockée dans la batterie à n'importe quel instant t, exprimée en [Wh].

La capacité de stockage de la batterie d'accumulateur se calculera alors par l'expression qui suit:

$$C_{Bat}[Wh] = C_{Bat} \cdot V_{Bat} \quad (V-4)$$

Où :

## Chapitre V Dimensionnement du système photovoltaïque par l'application de la méthode LPSP

---

$C_{Bat}$ : La capacité nominale de la batterie en (Ah).

$V_{Bat}$  représente La tension nominale de la batterie.

La capacité des batteries pour une période de temps « Per » par jour est donnée par l'équation suivante :

$$C_{Bat} = \frac{E_L \cdot per}{\eta_{Bat} \cdot f_d \cdot Profondeurdedécharge \cdot V_{Bat}} \quad (V-5)$$

La période « per » est une donnée fournie par le concepteur de la batterie, par rapport à l'autonomie demandée.

$\eta_{Bat}$  : Rendement de la batterie exprimé en pourcentage.

$f_d$ : Facteur de décharge de la batterie.

La méthode de dimensionnement consiste à déterminer le nombre optimal d'accessoires qui correspond à un bon fonctionnement du système avec un coût minimal. Le coût total nécessaire pour la réalisation d'une installation PV sera déterminé par la relation suivante [28] [29].

$$C_T = aN_{pv} + bN_{Bat} + C_{T0} \quad (V-6)$$

Où :

**a** est le prix de module,

**b** est le prix de la batterie,

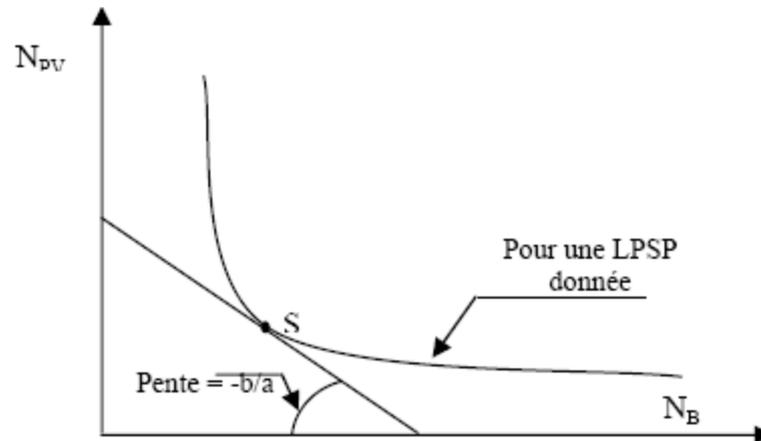
$C_{T0}$  le coût total constant incluant les coûts de l'étude de l'installation.

La solution optimale de la relation (V-6) est donnée par la relation suivante:

$$\frac{\partial N_{Bat}}{\partial N_{pv}} = -\frac{a}{b} \quad (V-7)$$

Après la détermination des différents couples  $(N_B, N_{PV})$ , satisfaisant une 'LPSP' désirée, on constate que le nombre de modules est une fonction non linéaire du nombre de batteries.

Cette solution est graphiquement illustrée sur la figure ci-dessous. Elle correspond à la pente de tangente à la courbe au point de contact 'S' [19].



**Figure V-1:** Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une 'LPSP' donnée [20].

## II. Application de la LPSP à l'installation PV

Nous appliquons dans ce qui suit la méthode de dimensionnement optimal LPSP à notre profil de charge, ce qui nous permettra alors de présenter nos résultats de simulations que nous avons obtenus par le biais de programme que nous avons effectué sous environnement Matlab basé sur la méthode de dimensionnement LPSP.

Ce dimensionnement a été étudié pour deux différents sites le premier étant situé au nord de notre pays soit le site de Tlemcen et le second situé au sud soit le site d'Adrar

## II-1 Méthodologie adoptée

La première étape à suivre avant de réaliser tout dimensionnement consiste à déterminer le moment où nous avons besoin d'électricité, et à définir notre consommation qui ne devra être ni sous-estimé ni surestimé. Cette étape demande relativement beaucoup de réflexion car une erreur à ce stade faussera nos résultats. Donc au départ, nous choisissons le profil de consommation d'énergie électrique, ainsi que le choix d'une architecture du système.

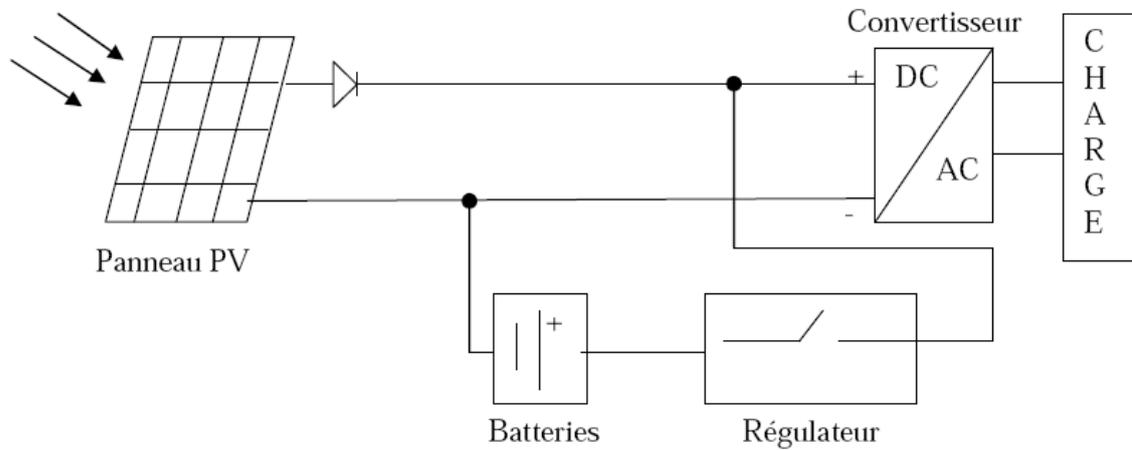
Avec les données de la première étape, il vous sera possible de connaître le nombre de modules photovoltaïques nécessaires pour couvrir les besoins en électricité. Il faut pour cela calculer l'énergie que les modules doivent produire chaque jour, et connaître l'ensoleillement de la région où se trouve l'installation. La quantité d'électricité produite par les modules photovoltaïques dépend directement de cet ensoleillement et donc de la région.

Toujours la première étape nous permettra également de calculer le nombre de batterie. L'énergie stockée dépend directement de la périodicité de votre consommation.

L'étape qui suit a pour objectif de dimensionner le régulateur de charge. Cette étape ne comporte aucun calcul, mais il existe une grande variété de régulateurs qui diffèrent selon leurs options, leurs fonctions et leur puissance. Il faudra donc prendre le temps de choisir le régulateur le mieux adapté à votre situation

Une autre étape consiste à choisir le convertisseur si cet appareil est nécessaire c'est-à-dire si notre charge fonctionne en mode AC. En effet, l'installation peut déjà fournir du courant continu 12, 24 ou 48VDC, et certains appareils fonctionnent avec du

12VDC. Il n'est peut-être pas nécessaire de transformer notre courant continu en alternatif.



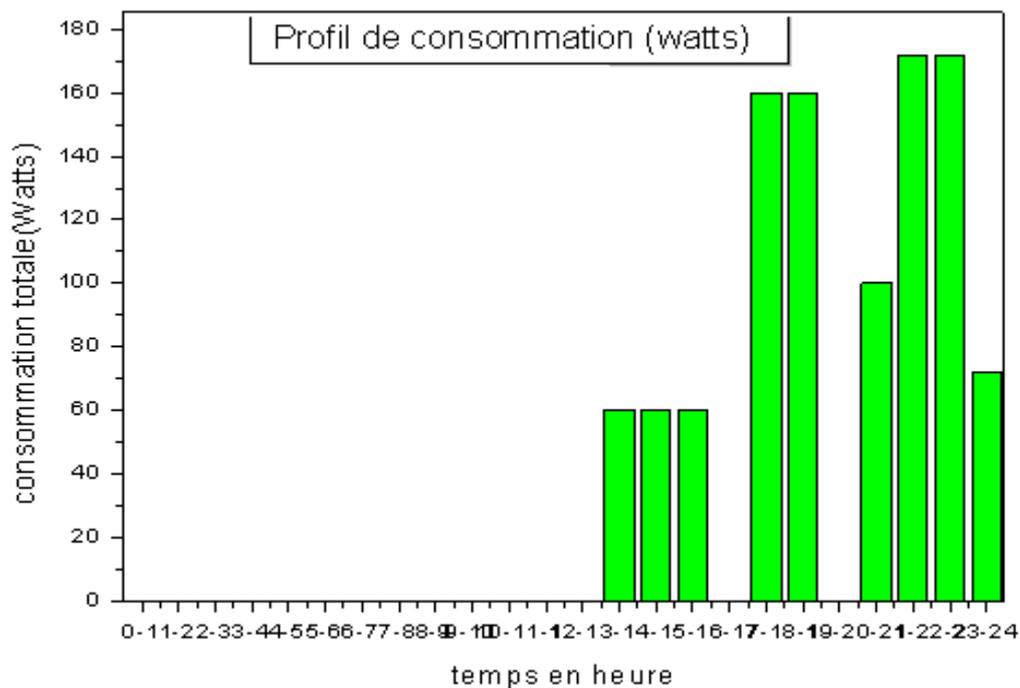
**Figure V-2:** Principales parties du système photovoltaïque.

Le profil de consommation adopté dans cette étude au cours de toute la journée est celui représenté au tableau qui suit :

## Chapitre V Dimensionnement du système photovoltaïque par l'application de la méthode LPSP

Appareils	Nombre	Puissance(W)	Puissance totale(W)	Heures d'utilisation	Energie (Wh/J)
Lampes	4	18	72	3	216
Ventilateur	1	60	60	3	180
Télévision	1	100	100	3	300
Ordinateur	1	160	160	2	320
Total			392		1016

**Tableau V.1** : caractéristiques technique de la charge au cours d'une journée type



**Figure v-3** : Profil de consommation adopté heure par heure au cours d'une journée type donnée heure par heure

Le profil de consommation adopté dans cette étude est celui représenté à la **figure V-3**. Cette distribution énergétique horaire est considérée identique pour tous les jours de l'année et correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés.

- La simulation de fonctionnement du système durant une journée type pour chaque saison avec la détermination du coût relatif de cette architecture.
- L'élaboration des courbes déterminant le couple optimal du module PV et de la capacité du stockage électrochimique, et cela en fonction d'un coût minimal correspondant du système global.

Dans le système réel, le champ peut être raccordé à un appareil permettant de tirer parti du maximum de puissance solaire disponible au niveau de champ. On suppose que la perte de puissance est nulle.

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

**a) le champ de modules photovoltaïque**

Les données nécessaires sont :

- La puissance maximale crête du module  $P_{\max} = 28.42 \text{ W}$
- La tension de circuit ouvert  $V_{co} = 18.5 \text{ V}$
- Le courant de court-circuit  $I_{cc} = 2 \text{ A}$
- La tension crête maximale  $V_m = 15.15 \text{ V}$
- Le courant maximal crête  $I_m = 1.87 \text{ A}$
- La surface du module photovoltaïque  $S = 0.351 \text{ m}^2$

**b) la batterie de plomb**

- tension nominal : 12V
- tension de charge maximale : 13.7V
- Voltage limité : 14.1 V
- tension minimale de décharge : 12V

- tension maximale de décharge : 11.2V
- capacité nominale : 253 Ah
- coefficient de décharge : 0.0001
- Le minimum de charge 20%.
- Le coût de la batterie : 130\$ équivalant de 13000 DA.

**c) Convertisseur AC/DC**

- Puissance estimée : 710W
- Rendement : 92%

Sachant que le coût de batterie, module photovoltaïque, et le convertisseur en hors taxes sont 130, 325 et 430\$ respectivement.

Pour simplifier, seuls du coût de batterie et module PV sont considérés dans ce cas (on n'a pas tenu compte du coût des câbles, travaux de génie civil, le transport des équipements sur site, l'étude, et l'emplacement).

### **III- Résultats de la 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'électricité totalement autonome, installé sur les sites de Tlemcen et Adrar. Des données horaires de la température ambiante pour les journées types, mesuré par Météonormes.

**\*\*\* Détermination du couple optimal ( $N_{BAT}, N_{PV}$ ) selon l'approche économique**

Avec l'usage du programme décrit dans la figure suivante, nous pouvons calculer le couple optimale  $N_{BAT}$  et  $N_{PV}$  soit. Le nombre de modules PV et le nombre de batteries pour une 'LPSP' égale à zéro.

Le programme pour calcul du nombre de modules photovoltaïques et de batteries a été écrit dans langage de programmation *Matlab*. Le diagramme de l'organigramme pour ce programme est montré dans la figure (V-5).

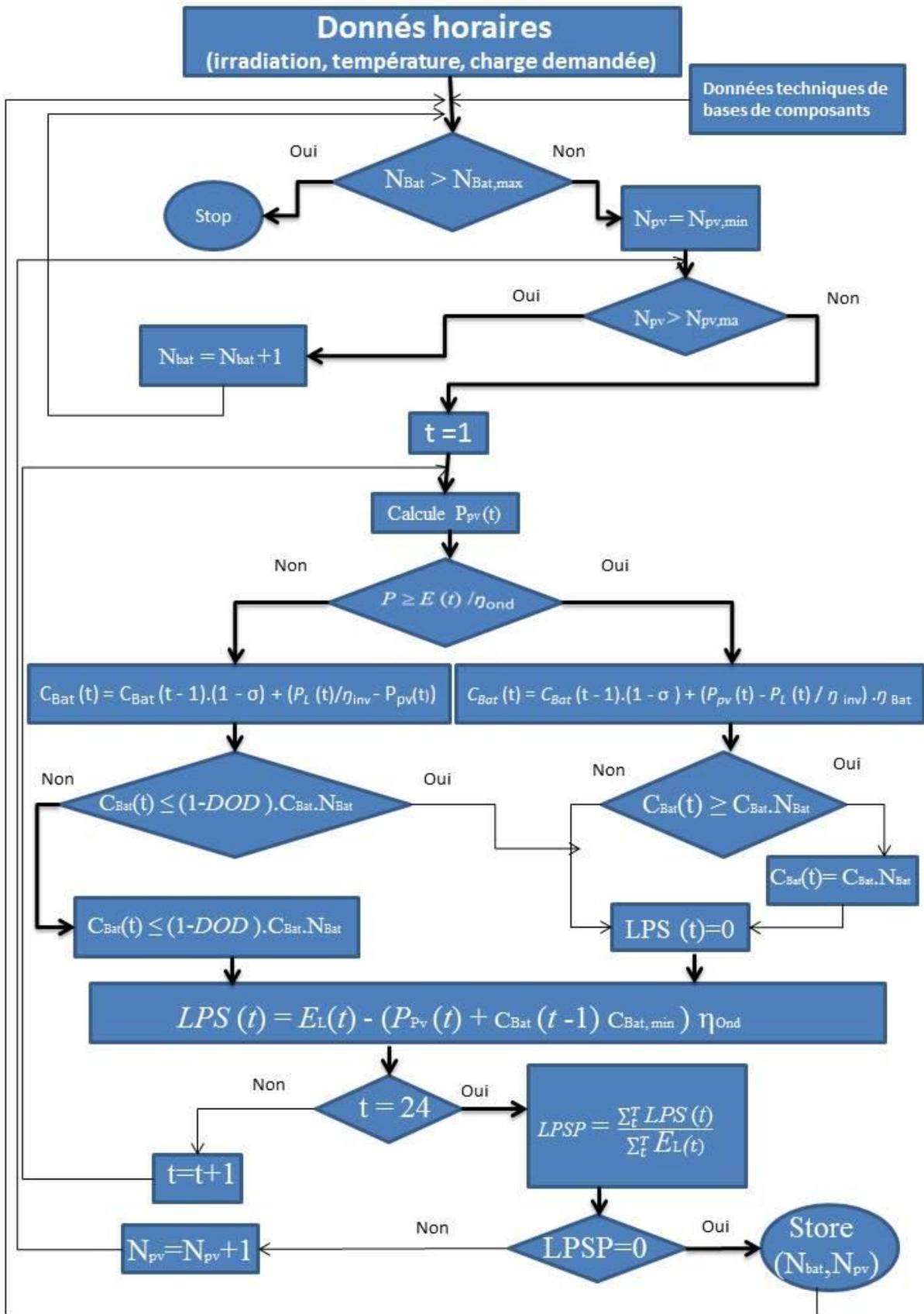


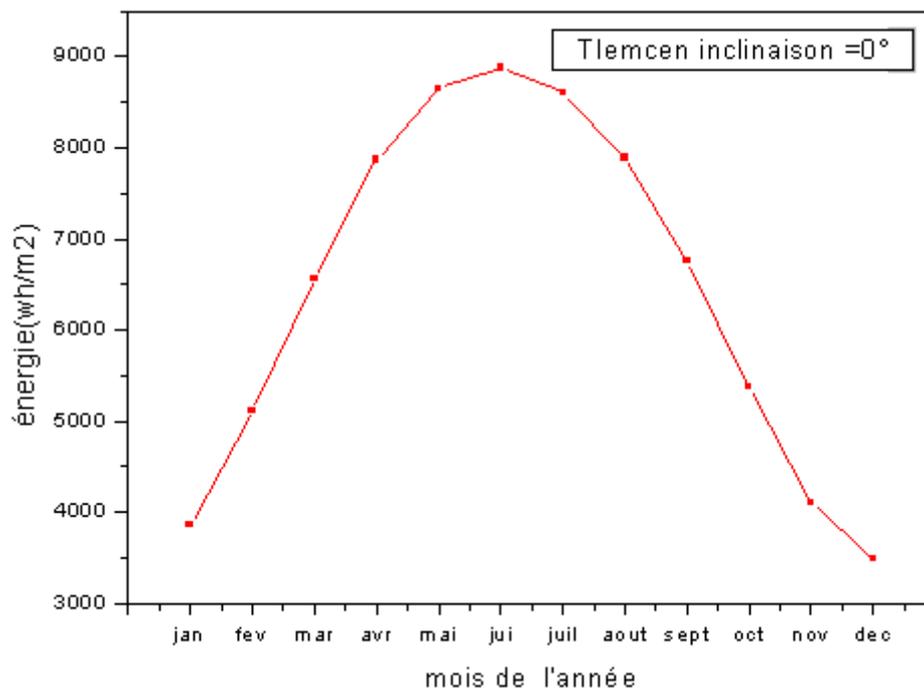
Figure V-5 : Diagramme de l'organigramme pour le calcul LPSP.

## Chapitre V Dimensionnement du système photovoltaïque par l'application de la méthode LPSP

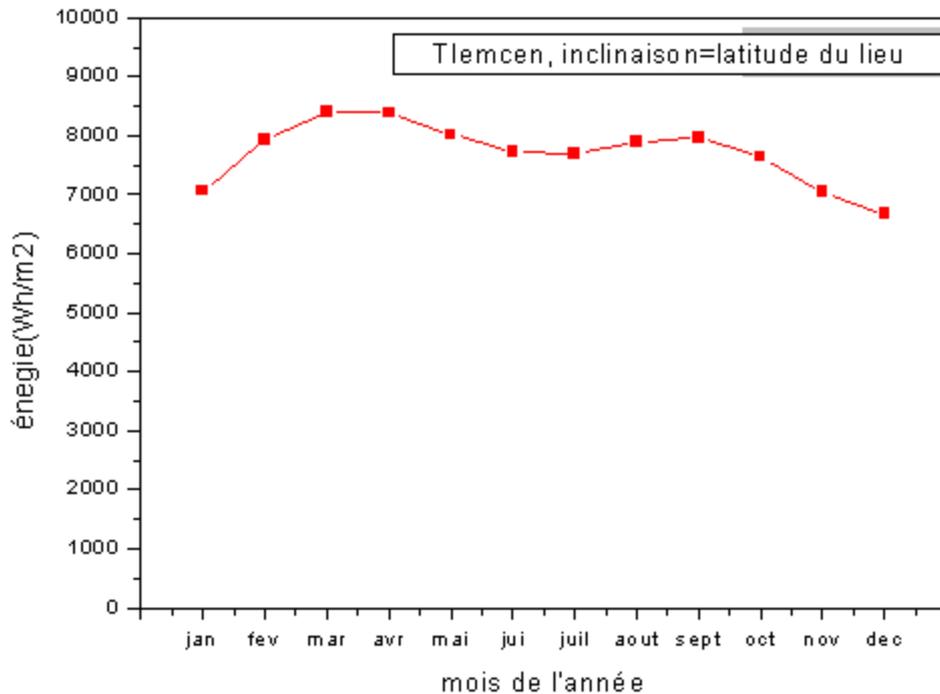
Avant de commencer notre dimensionnement on représente l'irradiation solaire car cette dernière est une donnée d'entrée sans laquelle le dimensionnement ne peut être effectué.

Les deux sites que nous avons choisis pour cette étude sont le site de Tlemcen ayant pour latitude  $34^{\circ}564$  et celui d'ADRAR ayant pour latitude  $27^{\circ}53'$

Les différentes irradiances solaires sur plan horizontales et inclinés sont données dans ce qui suit :



**Figure V-6** : l'irradiation sur plan horizontal pour le site de Tlemcen



**Figure V-7:** l'irradiation sur plan incliné à la latitude du lieu pour le site de Tlemcen.

On peut remarquer que l'énergie sur plan horizontale est maximale en juin pour le site de Tlemcen. En inclinant le panneau avec un angle égal à la latitude du lieu on peut dire à première vue que cette énergie est quasi constante.

Afin d'avoir une énergie maximale tout le long de l'année ce panneau devra être incliné d'un angle optimum pour chaque mois qui lui permettrait de recueillir un maximum d'énergie tout le long de l'année.

Cependant ceci ne peut être possible qu'en ajoutant une poursuite ce qui compliquerait notre installation.

Cependant pour avoir un maximum d'énergie les panneaux devraient suivre le mouvement du soleil. Sur la figure qui suit on représente l'inclinaison optimale mensuelle, ou on remarque par exemple que pour le mois de juin, le panneau doit être

maintenu horizontalement c'est-à-dire avec une inclinaison nulle, alors que pour le mois de décembre cette inclinaison est maximale elle est égale à 63 degrés

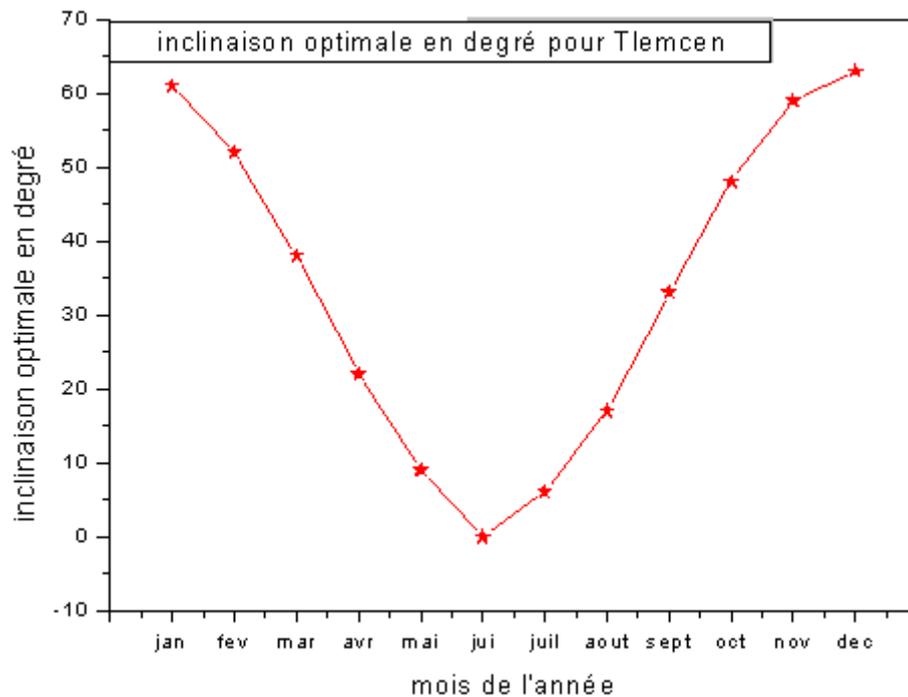


Figure V-8 : Représentation de l'inclinaison optimale annuelle pour le site de Tlemcen.

On représente alors sur la figure qui suit l'énergie pour chacun des mois de l'année dans le cas où le panneau serait incliné avec une inclinaison optimale.

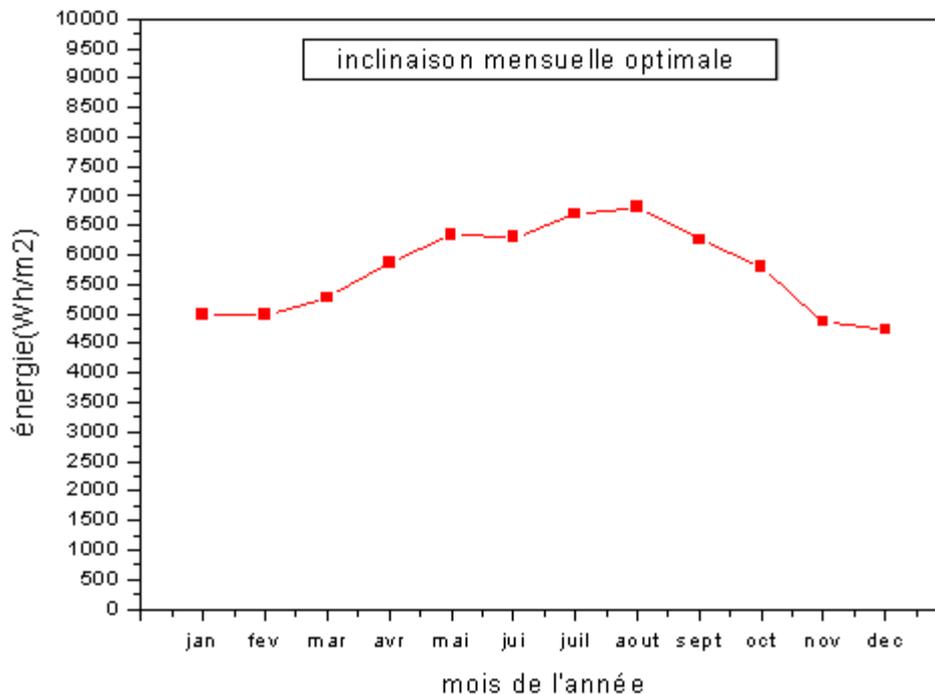


Figure V-9 : l'irradiation sur plan incliné avec un angle optimal pour chaque mois pour le site de Tlemcen.

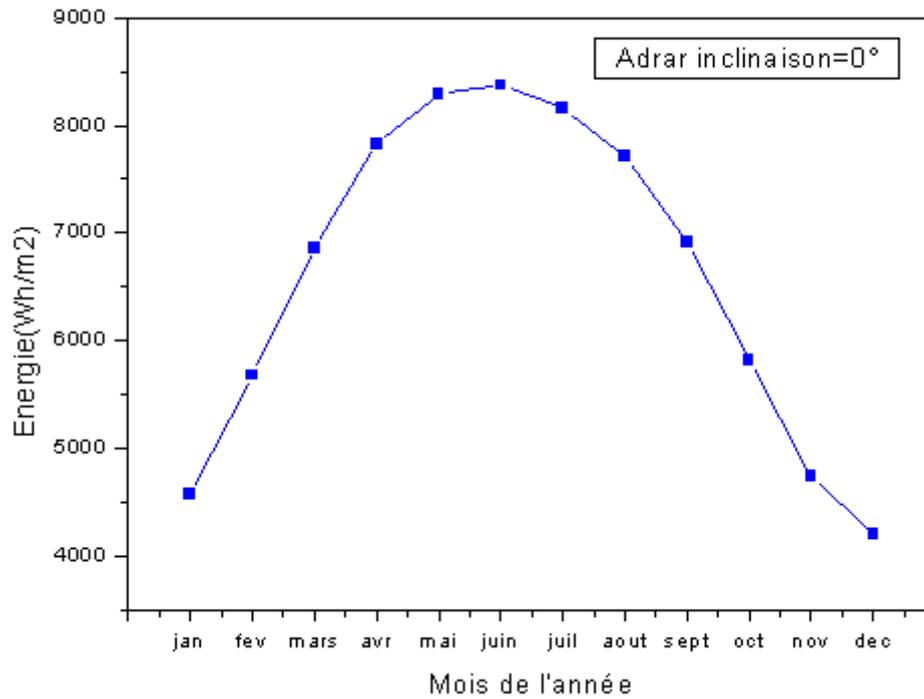


Figure V-10 : les irradiations sur plan horizontal pour le site d'ADRAR.

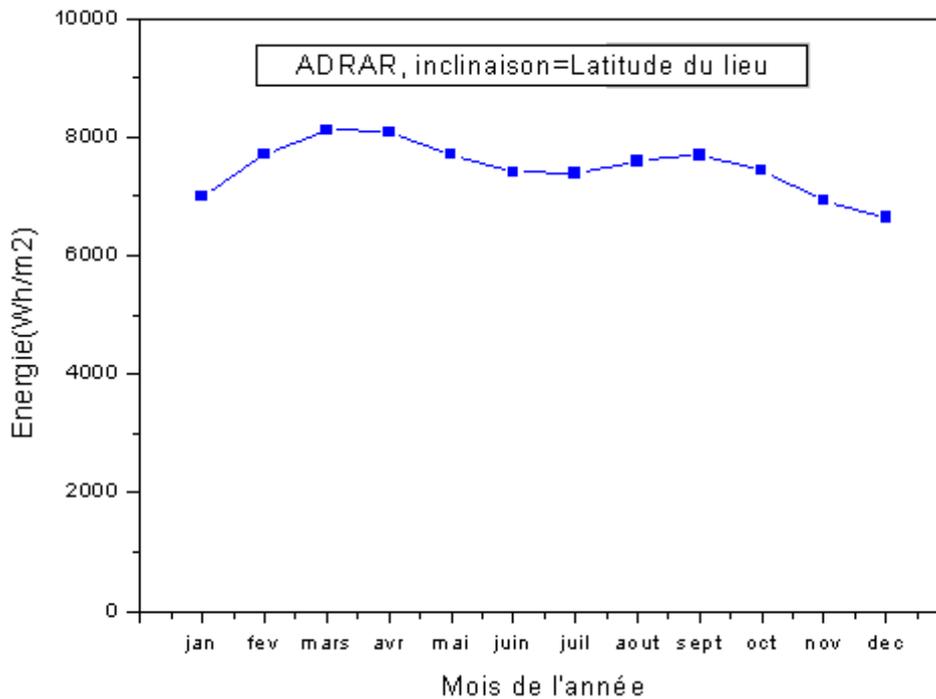


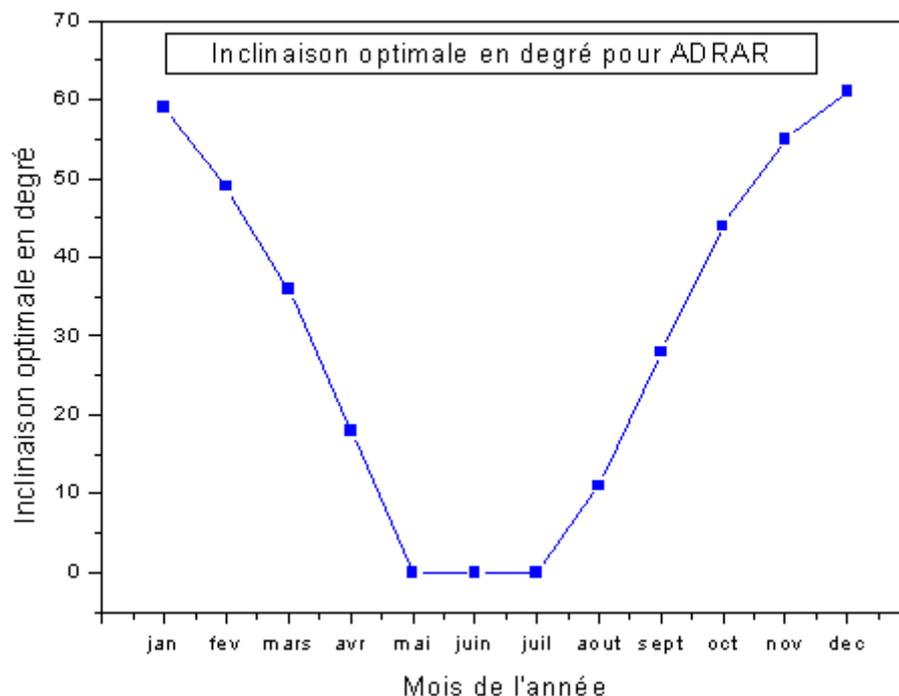
Figure V-11: les irradiations sur plan incliné à la latitude du lieu pour le site d'ADRAR

On peut remarquer que l'énergie sur plan horizontale est maximale en juin aussi pour le site d'ADRAR.

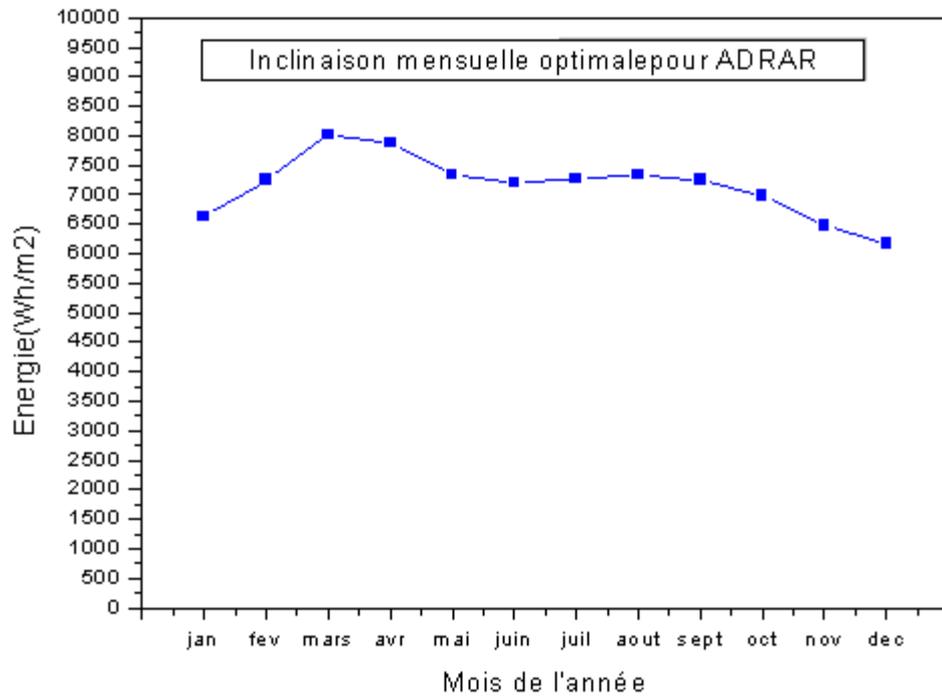
En inclinant le panneau avec un angle égal à la latitude du lieu on peut dire aussi que cette énergie peut être considérée comme constante tout le long de l'année.

Pour ce site aussi, on peut faire la même constatation à savoir qu'afin d'avoir une énergie maximale tout le long de l'année ce panneau devra être incliné d'un angle optimum pour chaque mois qui lui permettrait de recueillir un maximum d'énergie tout le long de l'année.

Sur la figure qui suit on représente l'inclinaison optimale mensuelle, ou on remarque par exemple que pour les mois de mai, juin, et juillet le panneau doit être horizontal c'est-à-dire avec une inclinaison nulle, pour recevoir un maximum d'énergie c'est-à-dire que le rayonnement serait alors perpendiculaire au plan des panneaux alors que pour le mois de mois de décembre cette inclinaison est maximale elle est égale à 61 degrés.



**Figure V-12** Représentation de l'inclinaison optimale annuelle pour le site d'ADRAR.



**Figure V-13** : l'irradiation sur plan incliné avec un angle optimal pour chaque mois pour le site d'ADRAR

Après avoir présenté les courbes de l'irradiation permettant de dimensionner notre installation et sachant que cette dernière est une donnée d'entrée incontournable pour notre dimensionnement, on présente alors les résultats de simulation que nous avons obtenus pour les deux sites étudiés Tlemcen et ADRAR à l'aide de notre programme.

Nos résultats sont donnés au tableau suivant

Mois	Jan	Fev	Mar	Avr	mai	juin
<b>N<sub>PV</sub> calcul</b>	5.475	4.891	4.598	4.564	4.609	4.900

Chapitre V Dimensionnement du système photovoltaïque par l'application de la méthode LPSP

<b>N<sub>PV</sub></b>	5	5	5	5	5	5
<b>Aopt(m<sup>2</sup>)</b>	1.92	1.717	1.614	1.602	1.618	1.720
<b>N<sub>B</sub> calculé</b>	2.304	2.079	1.91	1.801	1.300	1.194
<b>N<sub>B</sub></b>	3	2	2	2	1	1
<b>C(Ah)</b>	582.92	526.22	484.57	455.9	329.07	439.30
<b>Copt(kwh)</b>	6.69	6.314	5.814	5.470	3.948	5.271
<b>Prix panneaux(\$)</b>	1625	1625	1625	1625	1625	1625
<b>Prix batteries(\$)</b>	390	260	260	260	130	130

<b>Mois</b>	<b>juil</b>	<b>Aout</b>	<b>sept</b>	<b>oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dec</b>
<b>N<sub>PV</sub> calcul</b>	4.925	4.840	4.831	5.056	5.490	5.783
<b>N<sub>PV</sub></b>	5	5	5	5	5	6
<b>Aopt(m<sup>2</sup>)</b>	1.729	1.699	1.696	1.775	1.927	2.03
<b>N<sub>B</sub> calculé</b>	1.769	1.841	1.947	2.113	2.166	2.490

Chapitre V Dimensionnement du système photovoltaïque par l'application de la méthode LPSP

<b>N<sub>B</sub></b>	2	2	2	2	3	2
<b>C(Ah)</b>	447.77	465.85	492.84	534.62	584.03	630.23
<b>Copt(kwh)</b>	5.373	5.590	5.9141	6.415	7.008	7.442
<b>Prix panneaux(\$)</b>	1625	1625	1625	1625	1625	1950
<b>Prix batteries(\$)</b>	260	260	260	260	390	260

Après avoir analysé nos résultats notre installation dimensionnée juste pour le mois le plus défavorable soit le mois de décembre permettrait de dimensionner cette installation qui coûterait alors :

C'est pour cela que nous avons pris le mois le plus défavorable qui est le mois de Décembre et on effectue alors le dimensionnement.

<b>Mois considéré</b>	<b>Décembre</b>
<b>N<sub>PV</sub> calcul</b>	<b>6.212</b>
<b>N<sub>PV</sub></b>	<b>6</b>
<b>Aopt(m<sup>2</sup>)</b>	<b>2.050</b>

<b>N<sub>B</sub> calculé</b>	<b>2.485</b>
<b>N<sub>B</sub></b>	<b>3</b>
<b>C(Ah)</b>	<b>628.95</b>
<b>C<sub>opt</sub>(kwh)</b>	<b>7.547</b>
<b>Prix panneaux(\$)</b>	<b>1950</b>
<b>Prix batteries(\$)</b>	<b>375</b>

**Tableau V-2:** Couples optimaux déterminés pour les deux sites considérés.

On tient compte dans ce calcul du fait que la surface d'un module est de  $0.351\text{m}^2$  ce qui permet de déterminer la surface  $A_{opt}$  ( $\text{m}^2$ ) à partir de  $N_{PV_{optimal}}$

## Conclusion

Pour le dimensionnement nous avons utilisé les valeurs journaliers pour les jours types de chaque site (la température ambiante et l'irradiation solaire) avec une profile de charge identique pour tous les jours de l'année d'une maison isolée dans ces sites.

À partir des résultats issus du programme de simulation élaboré, que le nombre de batteries  $N_{bat}$  en fonction de nombre de modules photovoltaïque  $N_{pv}$  pour chaque site a été déterminé.

## Chapitre V Dimensionnement du système photovoltaïque par l'application de la méthode LPSP

---

D'après les résultats de simulation, pour LPSP égale à 0, et un profil de la charge demandée, plus un rendement de batteries de 85% avec profondeur de décharge de 30% et un rendement de convertisseur de 92%. Nous avons trouvé que, le couple optimal (Module, Batterie) pour couvrir les besoins de la charge est de 392 W pour les deux sites étudiés soit un au nord-ouest Tlemcen et l'autre au sud soit la wilaya d'Adrar. Et puis on a déterminé par des données horaires moyennes le couple optimal de (Module, Batterie)

La détermination optimale de batteries et modules photovoltaïques dépend le site particulier, profil de la charge demandée, et aussi le rendement des composants du système photovoltaïque.

## Conclusion Générale

---

### Conclusion Générale

Dans le but de diminuer le coût d'installation et de production d'énergie électrique par voie photovoltaïque, plusieurs études et travaux sont menés autour du dimensionnement des systèmes PV. Dans notre travail, l'étude qu'on a réalisé était dirigé dans ce sens, et cela en prenant en compte trois paramètres importants dans une installation photovoltaïque : la surface et le rendement des panneaux PV et la capacité des batteries.

La méthode de dimensionnement et d'optimisation utilisée, basée sur le concept d'utilisabilité horaire, est simple et très précise car elle repose sur des moyennes horaires et non journalières, ce qui permet d'atteindre l'équilibre parfait entre l'offre et la demande en énergie électrique. Cette méthode s'avère très utile pour dimensionner des systèmes PV autonomes placés en zone isolée.

En effet, dans un premier temps, on a présenté, pas à pas, les étapes à suivre ainsi que le modèle mathématique qu'on suive lors de notre dimensionnement de systèmes photovoltaïques autonomes. Les équations présentées dans ce chapitre étaient simples et ne nécessitaient pas trop de données qu'on devait préalablement connaître. L'ensemble du modèle mathématique repose sur la notion d'utilisabilité horaire. Cette notion nous aide à dimensionner notre système d'après la production et les besoins horaires en terme d'électricité, et à partir de la fonction utilisabilité, il nous a été très facile de calculer  $f_0$ , définie comme étant la fraction de charge satisfaite seulement pas les panneaux photovoltaïques, et ainsi calculer  $f$  définie comme la fraction de charge totale (panneaux PV + batteries).

Deuxièmement on a vu quel'énergie solaire, et plus précisément l'énergie solaire photovoltaïque était un candidat idéal pour l'alimentation d'habitations isolées en

## Conclusion Générale

---

électricité. Avec son principe de fonctionnement simple, et sa large gamme de filières, la technologie photovoltaïque s'impose de plus en plus comme la solution par excellence pour la production d'énergie électrique à moindre coût.

Tout en ayant brièvement présenté les deux grandes familles d'applications photovoltaïques à la fin du deuxième chapitre, on a consacré le troisième chapitre aux systèmes photovoltaïques autonomes. On a vu en détail le fonctionnement de chaque partie de ces systèmes, tout en consacrant une grande partie aux batteries et à leurs modes de fonctionnement. On a vu que les batteries utilisées dans le solaire sont multiples, mais ça n'empêche pas que la technologie à base de plomb est la plus utilisée de nos jours et cela parce qu'elle est la plus maîtrisée et la plus rentable économiquement parlant.

Un autre point abordé lors du troisième chapitre nous a amené à parler des régulateurs solaires ainsi que d'onduleurs. Malgré le fait qu'on n'a pas tenu compte de ces deux composants lors de notre méthode de dimensionnement, il nous a semblé primordial de parler de ces deux constituants, vu leur importance au niveau des systèmes PV. Le premier sauvegarde et veille au bon fonctionnement des batteries, et ainsi prolonge leurs durées de vie, et le deuxième est nécessaire pour convertir l'énergie électrique continue donnée par les panneaux photovoltaïques, en énergie électrique alternative consommée par certains appareils ménagers.

Dans le dernier chapitre, on a appliqué la méthode de dimensionnement afin d'optimiser une installation photovoltaïque. On a choisi la demande en énergie d'une habitation isolée dans les wilayas de **Tlemcen, ADRAR** et a défini le profil de notre charge horaire journalière. En appliquant le concept utilisabilité horaire, on a pu estimer les

## Conclusion Générale

---

différents paramètres de l'installation photovoltaïque heure par heure en tenant compte des variations météorologiques.

La méthode utilisée s'est avérée comme un outil indispensable pour un choix rationnel des paramètres d'une installation photovoltaïque, en plus elle ne nécessite pas beaucoup de données météo, ni des données de plusieurs années, et facilement programmable. Ainsi on a pu élaborer un programme de simulation qui peut interagir avec l'utilisateur pour le dimensionnement de systèmes PV autonomes.

L'application de la méthode sur les sites de **Tlemcen, et ADRAR** nous a permis une fine analyse du dimensionnement et un contrôle à toute heure de l'équilibre entre l'énergie fournie et l'énergie demandée.

De nombreux logiciels existent déjà sur le marché et qui proposent de faire le dimensionnement des systèmes photovoltaïques, mais le travail effectué dans ce mémoire nous montre que la connaissance de quelques paramètres météorologiques, et d'équations formant le modèle, nous permet de faire un dimensionnement fiable et à moindre coût.

Cependant, la méthode utilisée, ainsi que le programme informatique conçu, peuvent toutefois faire l'objet d'améliorations futures. Ainsi, comme perspectives pour continuer et améliorer le travail qu'on a déjà fait, on peut rajouter, au niveau de l'optimisation, la variation de l'angle d'inclinaison des panneaux photovoltaïques, intégrer un système suiveur de soleil, étudier la variation du rendement des batteries et comment ce paramètre affecte la fraction de charge  $f$  du système total, établir un profil journalier de demande de charge pour chaque mois (pour avoir plus de précision et ne pas utiliser 3

## Conclusion Générale

---

périodes comme on l'a fait), faire entrer le paramètre économique lors de l'étape d'optimisation...etc.

Finalement, on a bien vu lors de notre travail, que le dimensionnement par ordinateur (D.A.O) peut jouer un rôle crucial pour avoir des générateurs PV performant, et ce à moindre coût.

# Bibliographie

---

## Bibliographie

- [1] M. Boulkamh, « Contribution à l'étude, la simulation et l'analyse des pompes accostées par l'énergie solaire », Mémoire de Magistère, Université Mentourie de Constantine, 2008.
- [2] « Analyse de projets d'installation photovoltaïques », RETScreen International.
- [3] M. Dahbi « Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergétique 2007.
- [4] M. Gapderou, « Atlas Solaire de L'Algérie », Tomel,2, OPU 1983.
- [5] " Les pompe solaires : Dimensionnement d'une station de pompage en zone maraîcher ".DOC. Thème d'ingéniorat de l'univ de Bechar.
- [6] " Etude de l'effet de la température sur les paramètres d'une cellule solaire organique ".DOC thème d'ingéniorat de l'univ de Bechar
- [7] " Éléments de physique des semi-conducteurs " . PDF /page2
- [8] " Nouvelles techniques de réalisation de photopiles au silicium " .PDF / P. Siffert Centre de Recherches Nucléaires page 7/Groupe de Physique (PHASE) 67037 Strasbourg-Cedex, France.
- [9] Aminata. Sar «Simulation du système hybrides Photovoltaïque » mémoire de doctoral 1998, canada.
- [10] M. Petibon Stéphane, \_Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques\_, Thèse de Doctorat, Université Toulouse III- Paul Sabatier, 2009.
- [11]N. Achaibou,A Malek , N Bacha « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV » ; N. spécial (CHEMSS), pp 61-66,2000.
- [12] 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.
- [13]A. Bentaillah, « étude expérimental et de simulation des performances d'une installation PV de faible puissance », mémoire de Magister en physique énergétique, Tlemcen, 1994.
- [14] 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.
- [15] Tahar Taeticht, Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien décembre 2006.

## Bibliographie

---

- [16] Chedid, R., Saliba, Y., 1996. « Optimization and control of autonomous renewable
- [17] F. Benyarou, « Conception Assistée Par Ordinateur des Systèmes PV Modélisation, dimensionnement et simulation », thèse de doctorat en physique énergétique Tlemcen 2004.
- [18] 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
- [19] 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.
- [20] : M. Chikh, « Étude analytique conceptuelle des systèmes PV de puissance adoptés aux sites isolés de l'Algérie », thèse de magister, CDER, 1994.
- [21] Bin, A., Hongxing, Y., Shen, H., Xianbo, L., 2003. « Computer aided design for PV/Wind hybrid system ». Renewable Energy 28, 1491–1512.
- [22] Chaurey, C and S Deambi. 1992, « Battery storage Power systems: an overview ». Renewable Energy 2 (3):227-235.
- [23] H.X. Yong, LU, J. Burnett, « Weather data and probability analysis of hybrid PV/wind power generation systems in Hong Kong ». Renewable Energy 28 (2003):1813-1824
- [24] M. Dahbi « Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergétique 2007.
- [25] H.X. Yong, LU, J. Burnett, « Weather data and probability analysis of hybrid PV/wind power generation systems in Hong Kong ». Renewable Energy 28 (2003):1813-1824.
- [26] S. Diafa, D. Diafa, M. Belhamel, M. Haddad, A. Louchea. « A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system », Energy Policy (2007), doi:10.1016/j.enpol.2007.06.020.
- [27] 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.
- [28] « Énergies du XXI<sup>e</sup> siècle », Livret thématique n°19 de la collection CEA Jeunes.
- [29] « NOOR », Revue trimestrielle du Groupe Sonelgaz, n°10 - Juillet 2010.