

Nomenclature

AC	Courant alternatif
a	Albédo
al	Année lumière
A-h	Ampère-heure
C	Vitesse de la lumière
CdS	Sulfure de Cadmium
CdTe	Tellurure de Cadmium
Cel	Cellule
CC	Courant continu
CDER	Centre de développement des énergies renouvelables
Ens	Ensoleillement
Icc	Courant de court circuit
h	Constante de Planck
λ	Longueur d'onde
Cons.Jour	Consommation journalière
ON	Onduleur
BRG	Boîte de raccordement pour générateur
IPCC	Interrupteur principale du courant
Labo	laboratoire
Pmax	Puissance maximale
PV	Photovoltaïque
Si	Silicium
PPM	Point de maximum de puissance
UV	Ultra violet
VA	Volt-Ampère
Vco	Tension circuit ouvert
W _c	Watt crête



SOMMAIRE

Introduction générale.....	01
-----------------------------------	-----------

Chapitre I : Rayonnement solaire

Introduction.....	03
I.1 Caractéristiques générales du soleil.....	03
I.2 Spectre solaire.....	04
I.3 Composantes du rayonnement solaire.....	05
I.3.1 Le rayonnement direct.....	05
I.3.2 Le rayonnement diffus	05
I.3.3 L'albédo.....	05
I.3.4 Le rayonnement global.....	06
I.4 Conversions des rayonnements	06
I.4.1 Conversion du rayonnement direct.....	06
I.4.2 Conversion du rayonnement diffus.....	07
I.5 Principes de calcul de l'énergie solaire.....	07
I.5.1 Déclinaison.....	07
I.5.2 La durée et le taux d'insolation.....	08
I.5.3 L'angle horaire (ω).....	08
I.5.4 Position du soleil.....	08
I.6 Rayonnement hors atmosphère.....	09
I.6.1 L'éclairement.....	10
I.6.2 L'irradiation journalière.....	10
I.7 Le rayonnement solaire en présence de l'atmosphère.....	11
I.7.1 L'indice de clarté.....	11
I.7.2 Estimation de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale.....	12
I.8 Potentiel solaire de l'Algérie.....	12
I.9 Orientation d'un panneau solaire.....	13
I.9.1 Orientation optimale.....	13
I.9.2 Inclinaison par rapport à l'horizontale.....	14
Conclusion	14

Chapitre II : Etude d'un système solaire

Introduction	15
II.1 Historique	15

II.2 La conversion photovoltaïque	16
II.2.1 Les cellules photovoltaïques.....	16
II.2.2 Technologie d'une cellule PV	16
II.2.3 Types de cellules photovoltaïques.....	16
II.3 Le générateur photovoltaïque	17
II.3.1 Principe de fonctionnement	17
II.3.2 Le dopage.....	18
II.4 Constitution d'un générateur photovoltaïque	19
II.4.1 Les modules (ou panneaux).....	19
II.4.2 La batterie.....	20
II.4.3 Le Régulateur.....	20
II.4.4 Les convertisseurs	21
II.4.4.1 Les convertisseurs DC/DC	21
II.4.4.2 Les convertisseurs DC/AC	22
II.5 Caractéristiques des modules PV.....	22
II.5.1 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque	22
II.5.2 Caractéristique I (V) du panneau solaire photovoltaïque.....	24
II.6 Le rendement d'une cellule photovoltaïque.....	25
II.7 Dimensionnement d'un système solaire photovoltaïque.....	26
II.7.1 Spécification du site	26
II.7.2 Calcul de la consommation journalière.....	26
II.7.3 Détermination de l'ensoleillement.....	27
II.7.4 Calcul des puissances à installer	28
II.7.4.1 Puissance du générateur photovoltaïque.....	28
II.7.4.2 Capacité des batteries.....	29
II.7.4.3 Puissance de l'onduleur	30
II.7.4.4 Calcul de l'énergie produite pendant l'année.....	30
II.7.5 Avantages et inconvénients des systèmes solaires PV.....	31
II.7.5.1 Avantages	31
II.7.5.2 Inconvénients	32
II.8 Secteurs d'applications des systèmes PV.....	32
II.9 Simulation.....	33
II.9.1 Objet de la simulation	33
II.9.2 Modèle du générateur photovoltaïque.....	33

II.9.3 Caractéristique courant-tension.....	34
II.9.3.1 Caractéristique $I=f(U)$ sous $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G=1000\text{W/m}^2$	34
II.9.3.2 Caractéristique $I=f(U)$ à $T= 0^{\circ}\text{C}$, 25°C , 75°C	35
II.9.3.2 Caractéristique $I=f(U)$ à $T=25^{\circ}\text{C}$	36
Conclusion	37

Chapitre III : Technique de stockage de l'énergie solaire

Introduction.....	38
III.1Principe du stockage d'énergie.....	38
III.2 Caractéristiques techniques des accumulateurs.....	38
III.3 Principe général de fonctionnement d'une batterie.....	39
III.4 Technologies des accumulateurs	39
III.4.1 Batterie au plomb.....	40
III.4.1.1 Principe de fonctionnement d'une batterie au plomb.....	40
III.4.1.2 Principales caractéristiques de la batterie au plomb.....	42
III.4.1.3 Les électrodes.....	42
III.4.1.4 Construction d'une batterie au plomb.....	44
III.4.2 Batterie au Lithium.....	44
III.4.2.1 Principe de fonctionnement d'une batterie au Lithium.....	44
III.4.2.2 Les électrodes.....	46
III.4.2.3 Caractéristique d'une batterie lithium.....	46
III.4.3 Batterie au nickel.....	47
III.4.3.1 Batterie au nickel –cadmium.....	47
III.4.3.2 Batterie au nickel –hydrure.....	47
III.4.4 Association des batteries.....	48
III.5 Autres types de stockages.....	48
III.5.1 Le stockage d'hydrogène.....	48
Conclusion	49

Chap.IV: Maintenance des composantes d'un système solaire PV

Introduction	50
IV.1Techniques de maintenance d'un système autonome.....	50
IV.2 Maintenance préventive.....	50
IV.2.1 Montage et entretien des modules.....	50

IV.2.1.1 Montage mécanique	51
IV.2.1.2 Montage électrique	51
IV.2.1.3 Nettoyage.....	52
IV.2.1.4 Vérification de structure.....	52
IV.2.1.5 Prévention d'ombre sur les modules solaires.....	53
IV.2.1.6 Solution contre les ombres.....	53
IV.2.2 Protection des câbles.....	54
IV.2.2.1 Câblage DC.....	54
IV.2.2.2 Câble de branche.....	55
IV.2.4 Protection de la batterie.....	56
IV.2.4.1 Précaution pendant l'installation.....	56
IV.2.4.2 Entretien de la batterie.....	56
IV.2.5 Protection de l'onduleur	57
IV.2.6 Entretien des régulateurs.....	57
IV.3 Protection de l'installation PV contre les surtensions et la foudre.....	58
IV.3.1 Protection contre la foudre	58
IV.3.2 Conséquences de la foudre.....	58
IV.3.3 Calcul de la fréquence des coups de foudre sur une structure.....	61
IV.4 Protection contre l'incendie.....	62
IV.5 Maintenance corrective.....	63
IV.5.1 Recherche des défauts et optimisations.....	63
IV.5.1.1 Catégorie de défaut 1	64
IV.5.1.2 Catégorie de défaut 2.....	65
IV.5.1.3 Catégorie de défaut 3	66
IV.6 Autres surveillances.....	67
Conclusion	68
Conclusion générale et perspectives.....	69

Liste des figures

Fig.I.1 : Spectre solaire.....	04
Fig.I.2 : Rayonnement solaire total sur un collecteur photovoltaïque.....	06
Fig.I.3 : Position du soleil.....	09
Fig.I.4 : Carte de l'irradiation journalière.....	11
Fig.I.5 : Irradiation globale reçue sur plan horizontal.....	13
Fig.II.1: Schéma de principe de fonctionnement d'un générateur PV.....	18
Fig.II.2: Schéma d'un système solaire autonome.....	19
Fig.II.3: Schéma équivalent d'une cellule PV	22
Fig II.4 : Courbe de la production – consommation.....	31
Fig.II.5 : Caractéristique courant – tension de la cellule à 25°C et $G=1000\text{W/m}^2$	34
Fig.II.6: Effet de la température sur la caractéristique $I(U)$	35
Fig.II.7: Effet de l'irradiation sur la caractéristique $I(V)$	36
Fig.III.1: Courbe de charge et de décharge d'une cellule de batterie au plomb	41
Fig.III.2 :Principe de fonctionnement de l'accumulateur lithium.....	45
Fig.III.3 : Association des batteries.....	48
Fig.IV.1 : Illustration d'un obstacle au rayonnement sur un panneau.....	53
Fig.IV.2 : Les diminutions de rendements peuvent être réduites	54
Fig.IV.3: Impact direct de la foudre sur un module.....	59
Fig. IV.4: Surtension dans un onduleur	60
Fig.IV.5 : Schéma d'un système solaire autonome avec protection foudre.....	61
Fig.IV.6: Schéma d'une installation PV avec dispositif de sectionnement.....	63

Liste des tableaux

Tableau I.1: Albédo de quelques surfaces	05
Tableau I.2: Potentiel solaire de l'Algérie.....	12
Tableau I.3 : Inclinaison par rapport à l'horizontale.....	14
Tableau II.1 : Rendement de différentes technologies des modules PV.....	25
Tableau II.2: Consommation journalière.....	26
Tableau II.3: Ensoleillements reçus et facteurs de correction.....	27
Tableau II.4: Production et consommation.....	30
Tableau III.1: Caractéristiques des batteries au plomb.....	43
Tableau III.2: Caractéristiques des batteries lithium- Ion.....	46
Tableau III.3: Caractéristiques et perspectives d'évolution des batteries nickel.....	47
Tableau IV.1: Valeurs de C_1 pour quelques structures.....	62
Tableau IV.2 : Recherche de défauts pour la catégorie 1.....	64
Tableau IV.3 : Recherche de défauts pour la catégorie 2.....	65
Tableau IV.4 : Recherche de défauts pour la catégorie 3.....	66



INTRODUCTION GENERALE

Clicours.COM

« Rien ne se perd, rien ne se crée, tout se transforme »

Lavoisier

L'énergie est devenue de nos jours un besoin incontournable pour les différentes activités de l'homme, le besoin de l'homme en énergie devient de plus en plus important. Mais la plus grande partie de cette énergie consommée actuellement provient de sources conventionnelles telles que le nucléaire, les combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz...) qui sont issues des stocks limités de matières extraites du sous sol. Chacun d'elles provoquent des dégâts énormes à long terme plus ou moins importants sur l'environnement : Pollution atmosphérique, changement climatique, contamination radioactive...

A partir de ces constants, il est nécessaire de chercher d'autres ressources d'énergie de remplacement. Les énergies renouvelables comme l'énergie solaire photovoltaïque, hydraulique, géothermique, biomasse représentent une solution de remplacement par excellence.

L'énergie solaire par exemple n'est pas seulement inépuisable et gratuit mais surtout très propre pour l'environnement.

En effet, pour l'énergie solaire photovoltaïque, la puissance du rayonnement solaire reçue au niveau du sol est d'environ 950W/m^2 . La quantité totale d'énergie solaire reçue au niveau du sol est 40 000 fois les besoins en énergie que l'humanité consomme sous forme fossiles.

Mais dans la plupart de cas, une conversion de l'énergie du rayonnement solaire en électricité est nécessaire.

L'électricité photovoltaïque est obtenue par conversion directe de la lumière du soleil en électricité au moyen des cellules photovoltaïques. La production mondiale des cellules photovoltaïque connaît une croissance énorme, de 50 MW_c vers 1990, elle atteint le 2500 MW_c en 2008. [1][2]

Dans ce sens il ya lieu de penser sur un moyen qui nous permet de maintenir cette énergie, notamment sur la maintenance des systèmes solaires photovoltaïques. C'est dans ce cadre que s'inscrit le travail entrepris dans ce mémoire.

Ce mémoire est structuré comme suit :

Dans le premier chapitre, nous allons donner quelques généralités sur le rayonnement solaire.

Dans le deuxième chapitre, nous allons présenter une explication technique de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique et la description de différentes composantes du système solaire photovoltaïque et terminerons le chapitre par un exemple de dimensionnement suivi d'une simulation.

Le troisième chapitre sera consacré aux différentes techniques de stockage de l'énergie d'origine solaire.

Et dans le quatrième nous allons procéder à la technique de maintenance de différents constituants du système solaire photovoltaïque.

Enfin, nous terminons par une conclusion générale.

CHAPITRE UN

RAYONNEMENT SOLAIRE

Introduction

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution des rayonnements solaires disponibles dans un site donné et au cours d'une période donnée. Son évaluation peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement probable d'un système énergétique solaire et donc faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu des demandes à satisfaire. L'étude du gisement est le point de départ de toute investigation. Cette étude est très indispensable dans le domaine de l'énergie solaire.

Dans ce chapitre, nous commençons par la présentation de quelques notions fondamentales d'astronomie. Nous présentons les équations utilisées pour le calcul des composantes des radiations solaires (direct, diffus et global).

I.1 Caractéristiques générales du soleil [1]

Le Soleil est une « petite » étoile, une boule de gaz, dont le diamètre est de 1 391 000 km, et qui est placée à 150 000 000 km de la terre. Cette distance est si grande que sa lumière nous parvient 8 minutes après avoir été émise, le soleil voyage à la vitesse (C) de 300 000 km/s, c'est à dire qu'elle fait 7 fois le tour de la Terre en 1 seconde.

Quant à son volume, il pourrait contenir 1 300 000 Terre. Avec une densité de 1.41, sa masse est de 330 000 fois celle de la terre ($1,99.10^{30}$ kg ou 2milliards de milliards de milliards de tonnes). Il représente 99,867 % de la masse totale du système solaire, c'est-à-dire que l'ensemble de toutes les planètes et comètes ne représente que le millième du soleil. Bien que sa lumière soit 600 000 fois plus élevée que celle de la Lune, il n'est visible qu'à une distance de 60 al (année-lumière).

Le soleil est donc une énorme boule de gaz composée de 70% d'hydrogène et de 28% d'hélium, les 2% restants représentent la plupart des autres atomes présents dans l'univers. Signalons aussi que les étoiles sont les usines qui créent tous les matériaux existant dans l'univers, à partir de l'hydrogène.

Plus de 60 éléments chimiques furent identifiés, tel que du titane, du plomb, du mercure, du chlore, du silicium, cuivre, calcium, indium, antimoine, zirconium, rhodium, etc. On trouve, par exemple, 9 atomes d'or pour 1 000 milliards d'atomes d'hydrogène, soit 10 millions de milliards de tonnes d'or (1.10^{16} tonnes).

I.2 Spectre solaire [1]

Le spectre solaire se définit comme la décomposition du soleil en longueur d'onde ou couleurs.

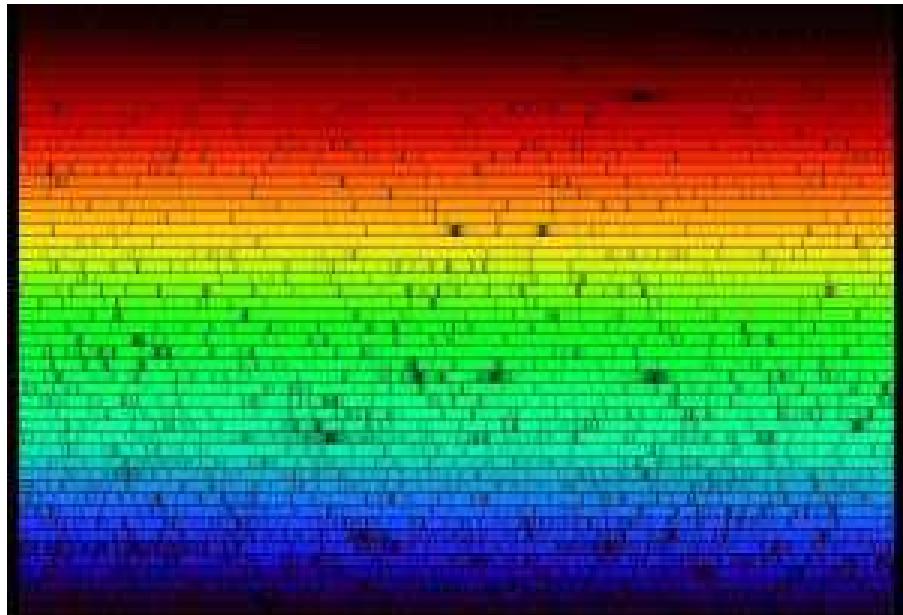


Fig. I.1: Spectre solaire haute résolution

La lumière solaire est en effet composée de toutes sortes de rayonnements de couleurs différentes, caractérisés par leur gamme de longueur d'onde. Les photons, grains de lumière qui composent ce rayonnement électromagnétique, sont porteurs d'une énergie qui est reliée à leur longueur d'onde (λ) par la relation suivante :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad [I.1]$$

h: constante de Planck

Outre les atomes, l'analyse du spectre solaire a permis de découvrir des molécules complexes. Il n'a pas de surface à proprement parler, mais la température de radiation, si on assimile le soleil à un corps noir, est de 5700 K selon la loi de Stephan ($0 \text{ Kelvin} = -273,15^\circ$). C'est le zéro absolu ; l'agitation moléculaire est stoppée, ce qui lui donne sa couleur jaune.

La couleur est en relation directe avec la longueur d'onde, laquelle est liée à la température. Ainsi en analysant la couleur, nous pouvons obtenir facilement sa température de radiation.

I.3 Composantes du rayonnement solaire

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue un rayonnement direct, diffus, albédo et global.

I.3.1 Le rayonnement direct

Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.

I.3.2 Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions.

I.3.3 L'albédo

L'albédo est la partie réfléchiée par le sol. On tient compte de l'albédo pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés. Il dépend de l'environnement du site :

Sol	a
Goudron	0,13
Neige	0,75
Béton	0,22
Eau	0,07
Herbe verte	0,26
Peintures claires	0,60

Tableau I.1 : Albédo de quelques surfaces [2]

I.3.4 Le rayonnement global

Le rayonnement global est tout simplement la somme de ces diverses contributions (direct, diffus, albédo).

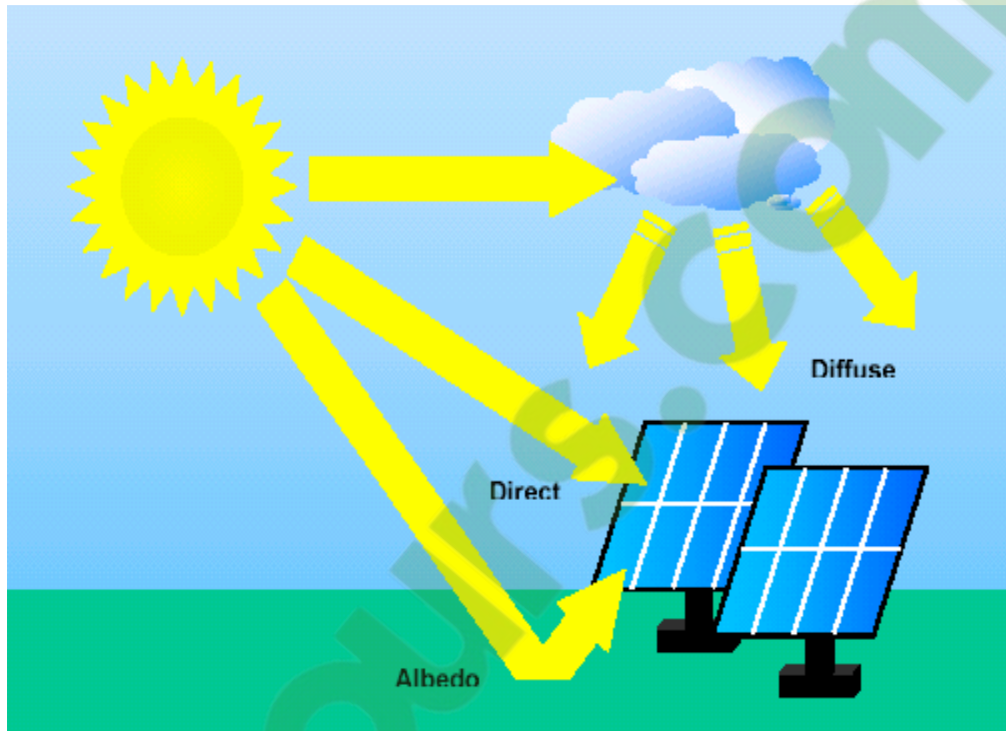


Fig.I.2 : Rayonnement solaire global sur un collecteur photovoltaïque [2]

I.4 Conversions des rayonnements

Le rayonnement global, et même le rayonnement diffus, sur le plan horizontal, est mesuré dans des différents emplacements, la plupart du temps en tant que moyenne horaire d'éclairement. Comme il a été déjà mentionné, le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflété par le sol (Fig.I.2). Afin de déterminer le rayonnement global sur un plan incliné, chacune des trois fractions est convertie.

I.4.1 Conversion du rayonnement direct

Le rayonnement direct, sur le plan horizontal, est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus.

I.4.2 Conversion du rayonnement diffus

Le rayonnement diffus, qui est le résultat de la dispersion du faisceau du soleil en réduisant l'importance du faisceau soleil, et cela est dû aux constituants atmosphériques. Il se disperse dans toutes les directions dans le ciel, et par conséquent, le ciel semble être également lumineux en toutes directions. Quand le ciel est complètement obscurci ou le soleil est au-dessous de l'horizon, seulement le rayonnement diffus atteint la surface de la terre.

I.5 Principes de calcul de l'énergie solaire [3]

Energie inépuisable, c'est une grande bombe thermonucléaire dont la puissance, émise sous forme de photons, représente un chiffre considérable : $3,82 \cdot 10^{26}$ Watts. C'est le résultat de la combustion de 596 Millions de tonnes par seconde d'hydrogène convertis en 592 millions de tonnes par seconde d'hélium. La perte, 4 millions de tonnes/seconde, se traduit sous forme de rayonnement gamma. Chaque cm^2 de la surface du soleil émet une énergie de 6 kilowatts. Mais il n'arrive sur terre que 5 milliardièmes ($5 \cdot 10^{-9}$) de cette puissance.

Avant d'entrer dans le calcul de l'irradiation solaire, certains principes de base et définitions méritent d'être rappelés, notamment plusieurs variables qui seront mentionnées à plusieurs reprises par la suite.

I.5.1 Déclinaison :

La déclinaison est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés est donnée par l'équation de Cooper :

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(2\pi \frac{284+n}{365} \right) \quad [1.2]$$

Où : n est le numéro de jour dans l'année (c'est à dire pour l'année 2009 par exemple, $n=1$ pour le 1^{er} janvier, $n=179$ pour le 28 juin).

La déclinaison varie entre -23.45° (le 21 décembre) et $+23.45^\circ$ (le 21 juin).

I.5.2 La durée et le taux d'insolation :

Par ciel clair et pendant la durée de jour d'ensoleillement (du lever au coucher du soleil), le sol reçoit le rayonnement solaire maximal. Mais la durée effective d'ensoleillement S d'une journée ordinaire est inférieure à cette durée maximale.

Le taux d'insolation est donné par l'expression :

$$\sigma = S/S_0 \quad [1.3]$$

La durée maximale S_0 est calculée par l'expression suivante :

$$S_0 = (2/15) \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \delta) \quad [1.4]$$

Avec: δ : La déclinaison solaire

ψ : La latitude du lieu

I.5.3 L'angle horaire (ω)

C'est l'angle formé entre le plan méridien passant par le soleil et le plan méridien du lieu obtenu par le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'est en ouest, par rapport au méridien local.

La valeur de l'angle est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après midi et augmente de 15° par heure (donc un tour de 360° en 24 heures).

I.5.4 Position du soleil [3]

La direction du soleil dans le ciel est repérée par l'intermédiaire de deux angles :

- La hauteur du soleil (h): c'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. Cet angle s'annule au lever et au coucher du soleil et prend sa valeur maximale au midi solaire.

h : peut être déduite par la relation suivante :

$$\sin(h) = \sin \psi \cdot \sin \delta + \cos \psi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad [1.5]$$

L'angle horaire ω_s au lever du soleil s'obtient en annulant l'expression $\sin(h)=0$

C'est-à-dire : $\cos \omega_s = - \tan \psi \tan \delta$ [1.6]

Où δ : la déclinaison calculée d'après l'équation [1.2] et ψ la latitude du lieu.

- Azimut du soleil (A) : c'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.

$$\sin (A) = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos h} \quad [1.7]$$

Ces deux angles sont représentés sur la figure I.3:

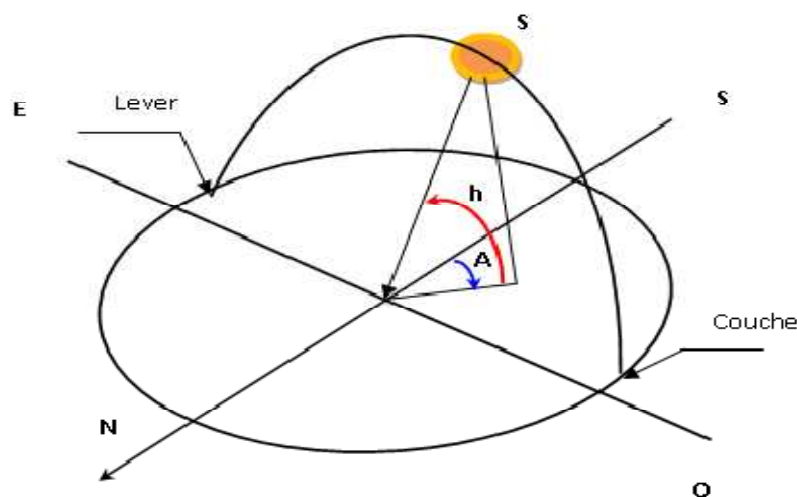


Fig.I.3: Position du soleil [2]

I.6 Rayonnement hors atmosphère [2]

Le rayonnement solaire parvient à la limite de l'atmosphère terrestre après un trajet dans l'espace d'environ 150.000.000 km, effectué en 8 minutes. Le flux de rayonnement intercepté par un récepteur plan perpendiculaire à la direction du soleil produit sur celle-ci un éclairage énergétique de l'ordre de 1367 W/m^2 . Ceci est connu sous le nom de : « Constante solaire ».

Cependant, la distance de la terre au soleil n'est pas constante tout au long de l'année, il en résulte que le rayonnement extraterrestre oscille par un pourcentage de 3 %.

I.6.1 L'éclairement :

L'éclairement extraterrestre à la limite supérieure hors atmosphère, sur un plan horizontal, est calculé à partir de la constante solaire et du facteur de correction de la distance.

$$I = G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365}\right) (\cos \psi \cos \delta \cos \omega + \sin \psi \sin \delta) \quad [1.8]$$

Avec : I : exprimé en $[W/m^2]$

n : Le numéro de jour de l'année ($n=1$ pour le 1^{er} janvier, ...etc.)

G_{SC} : La constante solaire $G_{SC} = 1367 \text{ W/m}^2$

I.6.2 L'irradiation journalière

Pour un jour n donné, l'énergie reçue sur une surface horizontale H_0 est obtenue par l'intégration de l'équation [1.8] (du lever au coucher du soleil).

On obtient:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365}\right) (\cos \psi \cos \delta \cos \omega_s + \sin \psi \sin \delta) \quad [1.9]$$

Avec : l'angle solaire $\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \delta)$

G_{SC} : La constante solaire $G_{SC} = 1367 \text{ W/m}^2$

δ : La déclinaison solaire

ψ : La latitude du lieu

n : Le numéro de jour de l'année compté à partir du premier janvier.

La combinaison de tous ces paramètres produit la variabilité dans l'espace et le temps de l'irradiation journalière. Des cartes de la météo sont établies et nous renseignent sur l'irradiation moyenne par jour ou bien sur une année.

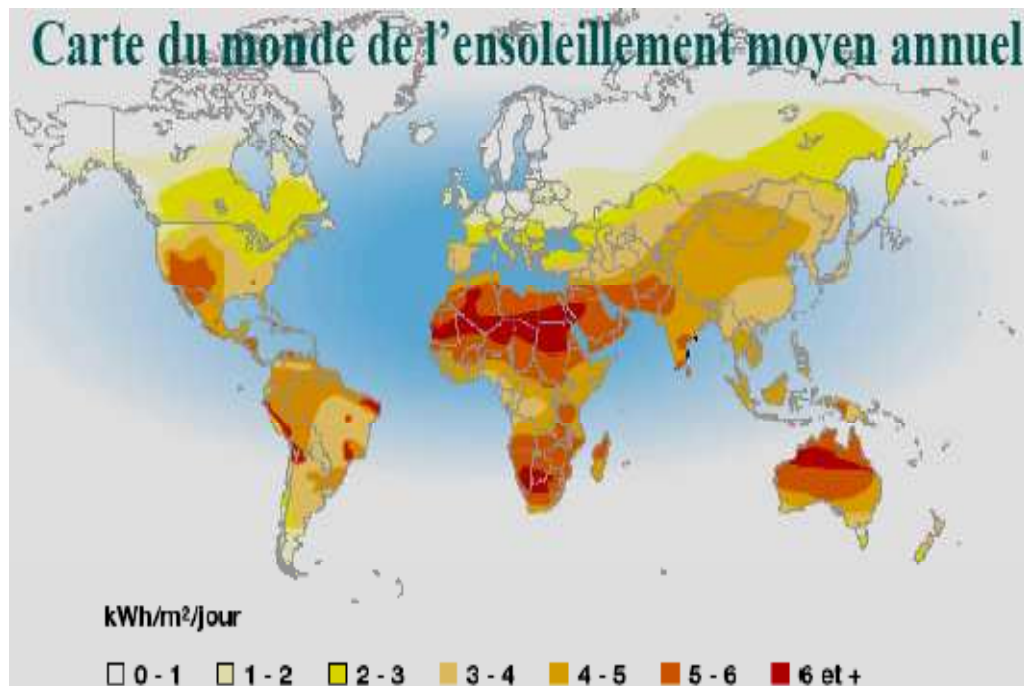


Fig.I.4 : Carte mondiale de l'irradiation journalière [2]

I.7 Le rayonnement solaire en présence de l'atmosphère

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire subit des phénomènes de diffusion et d'absorption par les molécules gazeuses, les aérosols, les gouttelettes et les poussières diverses en suspension. Le rayonnement absorbé est transformé en chaleur et disparaît du bilan utilisable au sol.

Le rayonnement solaire reçu au sol est composé du rayonnement direct et diffus. Le diffus est lui-même décomposé en :

- Diffus provenant du ciel.
- Diffus provenant du sol.

I.7.1 L'indice de clarté

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère et les nuages. Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté. Les valeurs de ce dernier varient selon les endroits et les saisons.

Indice de clarté journalière : $K_T = \frac{H}{H_0}$

Indice de clarté moyen mensuel : $K_T = \frac{\bar{H}}{H_0}$

Les données $H, \bar{H}$ sont les valeurs mesurées de l'irradiation globale (journalière et moyenne journalière) sur une surface horizontale. Ces données sont généralement disponibles et peuvent être mesurées par pyranomètre. Cependant, $H_0, \bar{H}_0$, peuvent être calculées par des formules connues.

I.7.2 Estimation de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale, on estime l'irradiation diffuse journalière moyenne H_d par la corrélation de BEECKMAN :

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = K_d = a + bK_T \quad [I.11]$$

I.8 Potentiel solaire de l'Algérie [5]

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur le quasi totalité du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara).

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire algérien, soit près de 1700 KWh/m²/an au nord et 2263 KWh/m²/an au sud de l'Algérie.

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau I.2 : Potentiel solaire de l'Algérie

♦Cartes solaires de l'Algérie

Les cartes suivantes montrent la répartition de l'irradiation globale par région pour toute l'Algérie

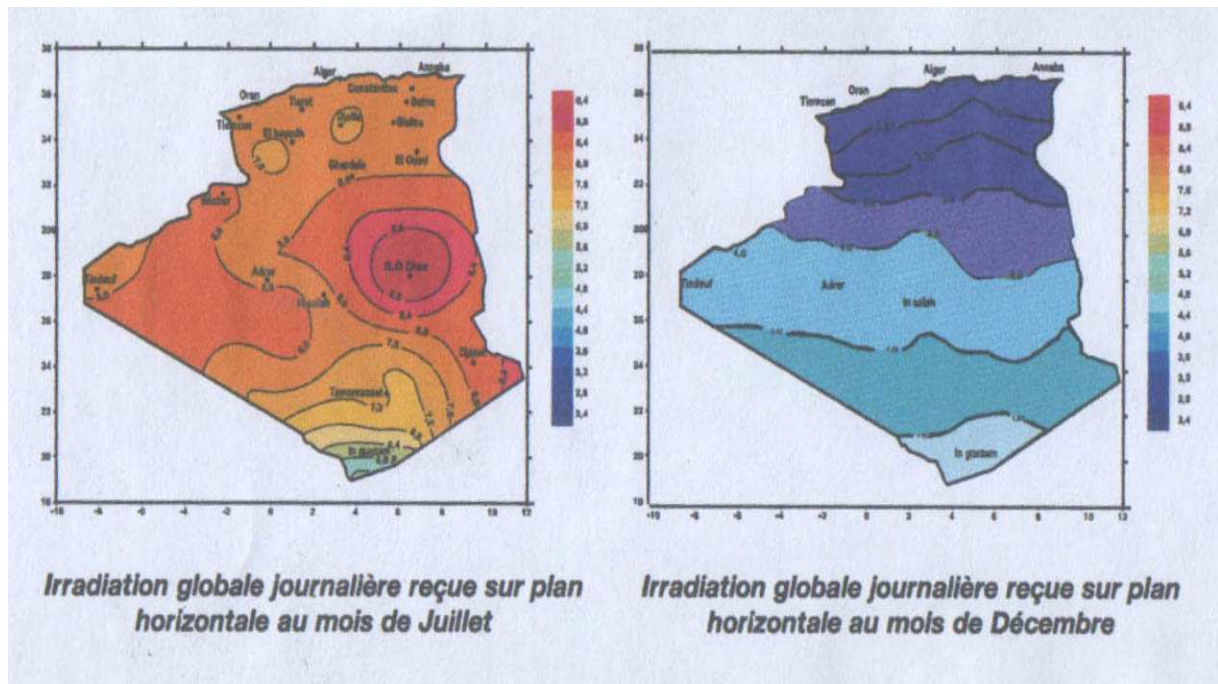


Fig.I.5 : Irradiation globale reçue sur plan horizontal (juillet et décembre)

I.9 Orientation d'un panneau solaire [4]

I.9.1 Orientation optimale

Le plan du capteur doit être parallèle à l'équateur (plein sud dans l'hémisphère nord, et plein nord dans l'hémisphère sud). Une adaptation sera éventuellement nécessaire en fonction du terrain (présence de masques), il faudra alors choisir l'orientation qui permet de capter le maximum d'ensoleillement journalier et il sera nécessaire d'adapter la taille du générateur.

I.9.2 Inclinaison par rapport à l'horizontale

L'Inclinaison par rapport à l'horizontale va être fixée par la latitude du site :

Latitude Φ	Inclinaison α
$\Phi < 10^\circ$	$\alpha = 10^\circ$
$10^\circ < \Phi < 30^\circ$	$\alpha = \Phi$
$30^\circ < \Phi < 40^\circ$	$\alpha = \Phi + 10$
$\Phi > 40^\circ$	$\alpha = \Phi + 15^\circ$

Tableau I.3 : Inclinaison par rapport à l'horizontale

Conclusion:

La conception de systèmes photovoltaïques nécessite la connaissance du rayonnement solaire utile sur le site d'installation, dans le plan des panneaux solaires. C'est donc un paramètre essentiel de l'étude préalable à toute installation solaire.

CHAPITRE DEUX

ETUDE D'UN SYSTEME SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE

Introduction

Nous allons aborder le cœur du phénomène photovoltaïque: C'est la conversion de la lumière en électricité. Dans ce chapitre, nous commencerons par un rappel sur le principe de l'effet photovoltaïque et nous détaillerons les principales caractéristiques de la source PV. Nous étudierons aussi le fonctionnement du générateur PV enfin nous terminerons le chapitre par une simulation.

II .1 Historique [2]

L'effet photovoltaïque est découvert par le physicien Alexandre Edmond Becquerel en 1839. Le mot "photo" vient du grec qui veut dire lumière et "voltaïque" vient du nom d'un physicien Italien Alessandro Volta qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité et d'après qui on a aussi nommé l'unité de tension électrique le "volt".

Mais, c'est vers les années 1940 que débute l'utilisation des cellules solaires.

Quelques dates importantes dans l'histoire de la photovoltaïque:

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

1875 : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.

1954 : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement.

1958 : 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 4 000 km en Australie.

II .2 La conversion photovoltaïque

Il s'agit de transformer l'énergie contenue dans la lumière du soleil en énergie électrique en utilisant un effet physique de certains matériaux : L'effet photovoltaïque. Cette conversion se fait par l'intermédiaire des cellules photovoltaïques qui sont des semi conducteurs. Le champ d'application des modules PV ne cesse de s'élargir, du pompage à l'éclairage, en passant par toutes les applications électroniques.

II.2.1 Les cellules photovoltaïques [6]

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique, qui exposé à la lumière (photons) , génère une tension. Le courant obtenu est un courant continu (CC), les semi-conducteurs qui constituent les cellules photovoltaïques sont à base de silicium (Si), de sulfure de cadmium (CdS) ou de tellure de cadmium (CdTe). Elles se présentent sous la forme de deux fines plaques en contact étroit. Ce semi-conducteur est pris en sandwich entre deux électrodes métalliques et le tout est protégé par une vitre.

II.2.3 Types de cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23 % de l'énergie que les cellules reçoivent. Actuellement, il existe trois principaux types de cellules :

- **Les cellules monocristallines :**

Elles ont le meilleur rendement (de 12 à 18% voire jusqu'à 24.7 % en laboratoire). Cependant, elles coûtent trop cher à cause de leur fabrication complexe.

- **Les cellules polycristallines :**

Leur conception est plus facile et leur coût de fabrication est moins important. Cependant, leur rendement est plus faible : De 11% à 15% (jusqu'à 19.8% en laboratoire).

- **Les cellules amorphes :**

Elles ont un faible rendement 5% à 8% (13% en laboratoire), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation tels que des calculatrices solaires ou encore des montres. Les coûts de fabrication sont sensiblement meilleur marché que ceux du silicium cristallin. Les cellules amorphes sont utilisées partout où une alternative économique est recherchée, ou, quand très peu d'électricité est nécessaire. Elles sont également souvent utilisées là où un fort échauffement des modules est à prévoir. Cependant, le rendement est de plus de 2 fois inférieur à celui du silicium cristallin et nécessite donc plus de surface pour la même puissance installée. Les cellules en silicium amorphe sont actuellement de moins en moins utilisées : 9,5 % de la production mondiale en 2000, alors qu'elles représentaient 12 % en 1999.

II.3 Le générateur photovoltaïque

II.3.1 Principe de fonctionnement

Dans un semi-conducteur exposé à la lumière, un photon d'énergie suffisante arrache un électron, créant au passage un "trou". L'électron trouve rapidement un trou pour se replacer, et l'énergie apportée par le photon est ainsi dissipée. Le principe d'une cellule photovoltaïque est de forcer les électrons et les trous à se diriger chacun vers une face opposée du matériau au lieu de se recombiner simplement en son sein : Ainsi, il apparaîtra une différence de potentiel et donc une tension entre les deux faces, comme une pile. Pour cela, on s'arrange pour créer un champ électrique permanent au moyen d'une jonction PN, entre deux couches dopées respectivement P et N :

- La couche supérieure de la cellule est composée de silicium dopé N. Dans cette couche, il existe une quantité d'électrons libres supérieure à une couche de silicium pur, d'où l'appellation de dopage N, comme négatif (charge de l'électron). Le matériau reste électriquement neutre : C'est le réseau cristallin qui supporte globalement une charge positive.

- La couche inférieure de la cellule est composée de silicium dopé P. Cette couche possèdera donc en moyenne une quantité d'électrons libres inférieure à une couche de silicium pur, les électrons sont liés au réseau cristallin qui, en conséquence, est chargé positivement. La conduction électrique est assurée par des trous, positifs (P).

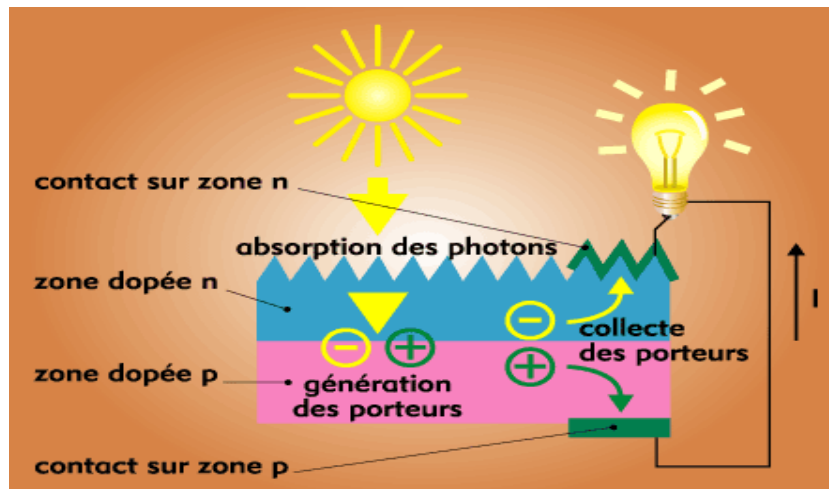


Fig. II.1: Schéma de principe de fonctionnement d'un générateur PV

II.3.2 Le dopage [7]

Deux types de dopages sont possibles :

- le dopage de type N (négatif) consiste à introduire dans la structure cristalline semi-conductrice, des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun électron excédentaire (charge négative), Libre de se mouvoir dans le cristal. C'est le cas du phosphore (P) dans le silicium (Si). Dans un matériau de type N, on augmente fortement la concentration en électrons libres.
- le dopage de type P (positif) utilise des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire. Le bore (B) est le dopant de type P le plus couramment utilisé pour le silicium. Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type N et type P) de part et d'autre de la cellule, il en résulte, après recombinaison des charges libres (électrons et trous), un champ électrique constant créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs. Les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule PV.

II.4 Constitution d'un générateur photovoltaïque : [8]

Les performances des systèmes photovoltaïques dépendent des caractéristiques du site (ensoleillement, température ambiante, obstacle géographiques, empoussièrement,...), du rendement des modules mais aussi des caractéristiques des autres équipements utilisés (régulateurs, convertisseurs, batteries). C'est pourquoi nous allons décrire les différents composants d'un système photovoltaïque et leur fonction.

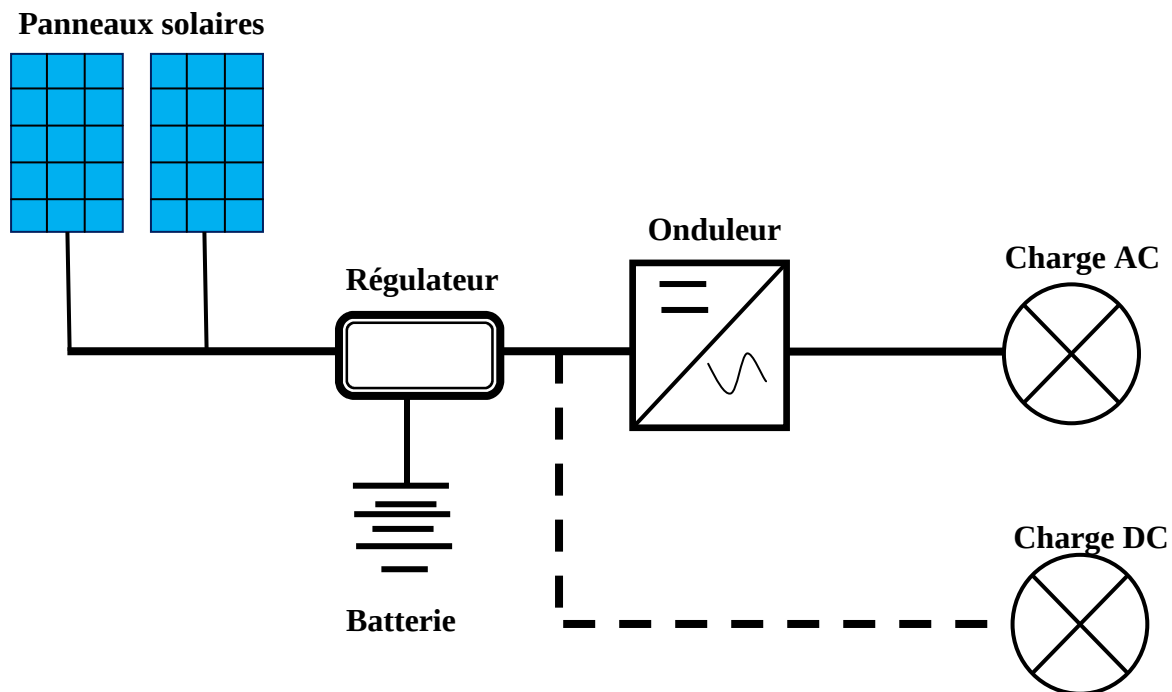


Fig. II.2 : Schéma d'un système solaire autonome

II .4.1 Les modules (ou panneaux)

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en

conservant la tension. La puissance crête, obtenue sous un éclairage maximal sera proportionnelle à la surface du module. La rigidité de la face avant (vitre) et l'étanchéité sous vide offerte par la face arrière soudée sous vide confèrent à l'ensemble sa durabilité.

II.4.2 La batterie

La batterie est souvent intégrée au générateur photovoltaïque. Elle permet le stockage de l'électricité pour les systèmes isolés et sert de conditionneur de puissance. En effet, le courant des modules varie avec l'ensoleillement. La batterie accepte cette charge variable et restitue le courant dont la charge électrique a besoin avec une tension du module. La batterie peut permettre également de restituer, la nuit, le courant accumulé durant la journée.

Cependant, la batterie réduit l'efficacité du système photovoltaïque car son rendement énergétique est faible. La capacité nominale (C) d'une batterie s'exprime en Ampère-heure (A-h) au régime C/10, c'est-à-dire, la capacité pour un temps de décharge de 10 heures. Ainsi, une batterie de 100 A-h fournira idéalement un courant de 10 A pendant 10 heures. Cependant, la capacité, réellement disponible, est en général inférieure à 80% de la capacité nominale. Elle doit être adaptée à la consommation journalière et assurer une autonomie de plusieurs jours.

II.4.3 Le Régulateur

La plupart des batteries doivent être protégées des surcharges et décharges excessives qui peuvent causer une perte d'électrolyte et endommager les plaques. C'est le rôle du régulateur qui maintient la tension de sortie entre deux seuils et permet ainsi une plus longue durée de vie du système photovoltaïque. Le régulateur est caractérisé par un courant maximum de charge (panneaux solaires), un courant maximum de décharge (équipements consommateurs) et par la tension nominale. Son principe de fonctionnement est le suivant :

- Si la batterie est chargée au maximum (13.8V pour une tension nominale de 12V), le régulateur met les modules hors circuit afin de ne pas altérer la batterie. Lorsque la tension retombe en dessous du seuil, le panneau solaire se mettra automatiquement à recharger la batterie.

- Si la batterie se décharge trop profondément, le régulateur interrompt la consommation à 11.4V pour éviter une sulfatation de 11.0V. La consommation sera réenclenchée lorsque la recharge de la batterie atteint environ 12.6V, pour ne pas démarrer avec une batterie trop peu chargée.

Pour la connexion du système, lors de l'installation du générateur photovoltaïque, il est impératif de connecter d'abord la batterie aux bornes du régulateur prévues à cet effet, en respectant bien les polarités. Ensuite, la connexion des panneaux solaires et enfin les appareils de consommation. Le démontage suit la séquence inverse : appareils, modules puis la batterie.

♦ Critères de choix d'un régulateur :

- Le premier paramètre est la puissance du régulateur, ou le courant maximum qu'il peut contrôler pour une tension nominale donnée,
- La facilité de montage,
- Les seuils de coupure et délestage du régulateur devraient rester stables à $\pm 2\%$ de leur valeur nominale durant la vie du système,
- La protection contre les inversions de polarité est également indispensable.

II.4.4 Les convertisseurs

Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit en tension continue différente, soit à une tension alternative.

II.4.4.1 Les convertisseurs DC/DC :

Ce type de convertisseur est utilisé pour transformer la tension DC en une autre tension DC différente pour alimenter un appareil spécial comme par exemple un chargeur de téléphone portable, une radio, un ordinateur portable...

II.4.4.2 Les convertisseurs DC/AC :

L'onduleur est un dispositif électronique permettant de convertir le courant continu en courant alternatif avec la fréquence souhaitée. Suivant la qualité et le

prix des onduleurs, le signal généré est une onde carrée, trapézoïdale ou sinusoïdale. Le dimensionnement d'un onduleur se base sur la somme des puissances maximales de chaque équipement à connecter au courant alternatif. Il est important de connaître les rendements de l'onduleur à différents niveaux de consommation (100%, 50%, 10%,...), et les pertes à vide d'un onduleur.

♦ Critère de choix d'un onduleur pour un système solaire autonome

Avant de choisir un onduleur il faut s'assurer que :

- La consommation éventuelle en mode d'attente ne pénalise pas trop l'installation solaire,
- Son rendement est suffisant au point de fonctionnement de la charge,
- L'onduleur coupe les utilisateurs en cas de basse tension DC (protection de la batterie),
- La charge tolère la distorsion de l'onduleur (forme d'onde).

II.5 Caractéristiques des modules PV

II.5.1 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

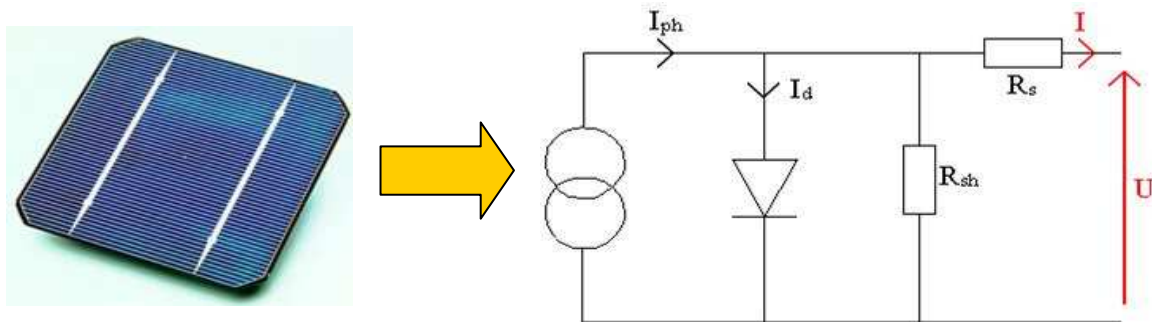


Schéma équivalent d'une cellule PV [7]

La figure (II.3) illustre le schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle. En appliquant la loi de KIRCHHOFF à ce schéma on obtient l'équation :

$$I_{ph} = I_d + I_{sh} + I \quad [II.1]$$

$$\text{et } I_{sh} = \frac{U + IR_s}{R_{sh}} \quad [II.2]$$

Le courant de jonction de la diode est donné par:

$$I_d = I_s \left(\exp \left(\frac{I R_s + U}{V_t} \right) - 1 \right) \quad [II.3]$$

En utilisant les équations ci dessus, on peut en déduire l'expression du courant délivré par la cellule photovoltaïque :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{I R_s + U}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{U + I R_s}{R_{sh}} \quad [II.4]$$

Si l'on suppose R_{sh} infini ($R_{sh} = \infty$), l'équation devient :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{I R_s + U}{V_t} \right) - 1 \right) \quad [II.5]$$

Avec • $K = 1,38 \cdot 10^{-23}$ constante de Boltzmann

• $q = 1,6 \cdot 10^{-19}$ charge de l'électron

• T : Température absolue en Kelvin

• I_s : Courant de saturation de la diode courant à l'obscurité

• I_D : Courant imposé à la diode

• I_{ph} : Courant photogénéré par la cellule PV sous éclairage donné

• R_s : Résistance série de la cellule photovoltaïque

• R_{sh} : Résistance parallèle, il rend compte d'effets tels que le courant de fuite

• $V_t = nKT/q$: Tension thermique avec n : Facteur d'idéalité de la diode.

II.5.2 Caractéristique $I(V)$ du panneau solaire photovoltaïque :

Le panneau solaire photovoltaïque étant une association de cellules solaires individuelles, sa caractéristique $I(V)$ est directement liée à la caractéristique de la cellule solaire de base. On distingue deux situations :

♦ courant de court-circuit

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule du générateur est nulle.

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{I R_s + U}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{U + I R_s}{R_{sh}} \quad [II.6]$$

Pour la majorité des cellules la résistance série est faible alors on néglige le terme

$I_s \left(\exp \left(\frac{I R_s + U}{V_t} \right) - 1 \right)$ devant I_{ph} . L'expression approchée du courant de court-circuit sera alors :

$$I_{cc} = I_{ph} / (1 + R_s/R_{sh}) \quad [II.7]$$

♦ Tension de circuit ouvert U_{co}

C'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur PV est nul.

Son expression est donnée par :

$$0 = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{U_{co}}{V_t} \right) - 1 \right) - U_{co} / R_{sh} \quad [II.8]$$

Pour R_{sh} infini on aura : $U_{co} = V_t \ln(1 + I_{ph} / I_s)$ [II.9]

II.6 Le rendement d'une cellule photovoltaïque

Le rendement d'une photopile est le rapport entre l'énergie électrique (Wh ou J) qu'elle fournit et l'énergie du rayonnement reçue ou incidente, c'est à dire le rapport :

$$\eta = E \text{ électrique} / E \text{ lumineuse} \quad [II.10]$$

En pratique, les cellules photovoltaïques ne transforment qu'une partie de l'énergie incidente en électricité. La cellule PV, comme l'œil, n'utilise pas la totalité du spectre solaire. De plus, une grande partie n'est pas utilisée et est transformée en chaleur.

Le rendement peut atteindre 30% en laboratoire mais varie en pratique de 10 % à 15% selon le type de cellules.

Type de cellule	Structure	Rendement		Niveau de développement
		Au Labo	En pratique	
Si. monocristallin	monocrist. régulier	27%	14-18.%	Production industrielle
Si. polycrisallin	régulier par section	19.8%	11-15.%	Production industrielle
Si amorphe	atomes irréguliers	13.0%	5-8%	Production industrielle
GaAs	cellule cristalline	29.0%	27.5%	Aérospatiale
CdTe	couche mince	17%	9-10%	Production industrielle
CIS	couche mince	18%	10-12%	Production industrielle
Cel. organiques	principe électrochimique	5-8%	Pas disponible	Au stade de recherche

Tableau II.1 : Rendement de différentes technologies des modules PV [15]

II.7 Dimensionnement d'un système solaire photovoltaïque

Le dimensionnement d'un système PV est un processus qui nécessite la prise en compte des nombreux paramètres, une grande partie liée à la météo et autre une partie liée à la consommation. L'objet de notre dimensionnement consiste à alimenter en énergie électrique le bureau de l'entreprise EURL LAGHA.

II.7.1 Spécification du site

L'entreprise EURL LAGHA est située à Khenchela (ALGERIE).

Pour le site de Khenchela les spécifications sont données par les grandeurs météorologiques suivantes :

Latitude	Altitude	Longitude
35° 26' 9 N	1152 mètres	7° 8' 36 E

II.7.2 Calcul de la consommation journalière (Cons.jour.)

Charges	Puis. Unit (W)	Durée de fonctionnement (heure)											
		Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Jul	Aut	Sep	Oct	Nov	Déc
4Lampes	36	6	6	5	5	5	4	4	4	5	5	6	6
2 PC	150	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
1 Imprimante	200	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1Frigo	80	1	1	2	2	3	6	6	6	5	3	2	1
1Photocopieur	600	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Cons.jour.(KWh/j)		3,84	3,84	3,78	3,78	3,86	3,95	3,95	3,95	4,02	3,86	3,92	3,84

Tableau II.2: Consommation journalière

On remarque que : La consommation maximale est de 4,02 KWh/j et la consommation minimale est de 3,78 KWh/j

II.7.3 Détermination de l'ensoleillement

Pour la détermination de l'ensoleillement horizontal et des facteurs de correction des différents angles, nous avons utilisé le logiciel **Nsol. V. 4 (USA)**.

L'ensoleillement est donné en valeurs mensuelles sur un plan horizontal (les valeurs sont obtenues à partir des relevés météorologiques). Pour déterminer l'ensoleillement reçu sur un plan incliné, il nous faut le coefficient de correction de l'ensoleillement en fonction de l'angle d'inclinaison. Le facteur de correction dépend de plusieurs paramètres, à savoir : Température extérieure, latitude, longitude, ensoleillement direct et diffus, etc. Les valeurs du coefficient de correction de l'ensoleillement en fonction de l'angle d'inclinaison, ainsi que l'ensoleillement horizontal et l'ensoleillement reçu sur différents angles sont résumées dans le tableau suivant :

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Jul	Aou	Sep	Oct	Nov	Déc
Ens .horizontal (KWh/m ² /j)	2,24	3,14	4,18	5,32	6,2	6,82	7,12	6,17	4,72	3,43	2,52	2,05
Facteur de correction sur 30°	1,4	1,29	0,89	1,02	0,93	0,91	0,92	0,98	1,07	1,19	1,35	1,44
Ens.reçu sur 30°(Kwh/m ² /j)	3,14	4,07	4,74	5,44	5,8	6,23	6,58	6,06	5,08	4,09	3,4	2,96
Facteur de correction sur 45°	1,5	1,35	1,12	0,96	0,85	0,8	0,82	0,9	1,04	1,2	1,42	1,56
Ens.reçu sur 45°(KWh/m ² /j)	3,37	4,24	4,68	5,11	5,31	5,51	5,84	5,58	4,9	4,13	3,6	3,2

Tableau II.3: Ensoleillements reçus et facteurs de correction

En considérant l'inclinaison de 45°, On remarque que l'ensoleillement reçu sur le plan incliné le plus faible est de 3,2 KWh/m²/jour.

II.7.4 Calcul des puissances à installer

Hypothèse de calcul :

Dans notre cas on utilise un panneau de marque kyocera, type KC200

- KC 200 : 200 W_c (watt Crete); V = 26,3V ; I = 7,61A ; I_{cc} = 8,21 A ; V_{OC} = 32,9 V ;
- Rendement : R_{end} : +10% / -5% ;
- La tension du module est de 24 V_{DC}.
- Autonomie du système : 3 jours

II.7.4.1 Puissance du générateur photovoltaïque

$$P_C = C_j / E_{ns} * R_{end} \quad [II .11]$$

P_C : Puissance utile crête à installer

C_j : Cons. Journalière pour l'ensoleillement le plus défavorable (C_j = 3844 Wh/j)

E_{ns} : Ensoleillement globale reçu sur la surface du générateur photovoltaïque : On prend la valeur la plus défavorable de l'ensoleillement, c'est-à-dire, celle du mois de décembre (E_{ns} = 3,2 KWh/m²/j pour une inclinaison de 45°)

R_{end} : Rendement minimal du panneau utilisé c'est à dire 5%.

$$P_C = 3844 / 3,2 * 0.95 = 1264 \text{ W}_c$$

Cette puissance sera constituée de modules solaires raccorder entre eux en série et en parallèle et dont les caractéristiques (Ampérage et Voltage) sont :

- La tension du système est de 48 V_{DC}.
- Intensité du courant du système est de : P_C / V_{DC} = 1264 / 48 = 26,33 A. [II .12]

Pour déterminer le nombre de panneaux total de l'installation, on doit déterminer le nombre de panneaux connectés en série et celui connecté en parallèle, on aura donc :

$$\bullet \text{ Nbre de panneaux en série} = \frac{\text{tension du système}}{\text{tension du panneau}} \quad [II.13]$$

(la tension du panneau est de 12 V_{DC} ou bien 24 V_{DC}, pour notre cas c'est 24 V_{DC}).

N_{BR} en Série = 48/24 = 2 panneaux.

$$\bullet \text{ Nbre de panneaux en parallèle} = \frac{\text{Intensité nécessaire}}{\text{Intensité du panneau}} \quad [II.14]$$

• N_{BR} en parallèle = 26,33 / 7,61 = 4 panneaux.

N_{BR} total des panneaux = N_{BR} en série * N_{BR} en parallèle = 2 * 4 = 8 panneaux

Puissance totale = puiss unit* nbre total des panneaux = 8 * 200 = 1600 W_c

$$P_{tot} = 1600 \text{ W}_c$$

II.7.4.2 Capacité des batteries

La capacité des batteries est donné par : $C_{bat} = (C_j * J_{aut}) / (V_{sys} * D_{ech\ max})$ [II.15]

C_{bat} : Capacité totale des batteries.

C_j : Consommation journalière totale (3844 Wh/j).

J_{aut} : Nombre de jour d'autonomie souhaité (3 jours).

V_{sys} : Tension du système (48 V_{DC})

$D_{ech\ max}$: Décharge maximale autorisé des batteries (80 %).

$$C_{bat} = (3844 * 3) / (48 * 0,8) \implies C_{bat} = 300.31Ah$$

II.7.4.3 Puissance de l'onduleur :

La puissance de l'onduleur doit satisfaire tous les charges fonctionnant en même temps, c'est à dire (36*4+80+2*150 + 200 + 600=1324W) fonctionnant à la fois.

La consommation totale est de : 1324 W.

Considérons un rendement de l'onduleur égal à 90 %,

On aura une puissance minimale de l'onduleur : $P_{min} = P_{tot} / R_{ond}$ [II.16]

$$P_{min} = 1324 / 0,90 \quad P_{min} = 1471.11\ VA$$

II.7.4.4 Calcul de l'énergie produite pendant l'année

On prend le rendement minimal du panneau, c'est à dire 95 %

Energie produite = (7,61 * 4 * 48 * 95%) * Ens. du mois considéré [II.17]

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Jul	Aou	Sep	Oct	Nov	Déc
Ens.reçu sur 45°(KWh/m ² /j)	3,37	4,24	4,68	5,11	5,31	5,51	5,84	5,58	4,9	4,13	3,6	3,2
Energie produite (KWh/j)	4,67	5,88	6,49	7,09	7,37	7,64	8,10	7,74	6,8	5,96	4,99	4,44
Consommation (KWh/j)	3,84	3,84	3,78	3,78	3,86	3,95	3,95	3,95	4,02	3,86	3,92	3,84
Différence (KWh/j)	0,82	2,04	2,71	3,31	3,51	3,69	4,15	3,79	2,78	2,1	1,07	0.6

Tableau II.4: Production et consommation

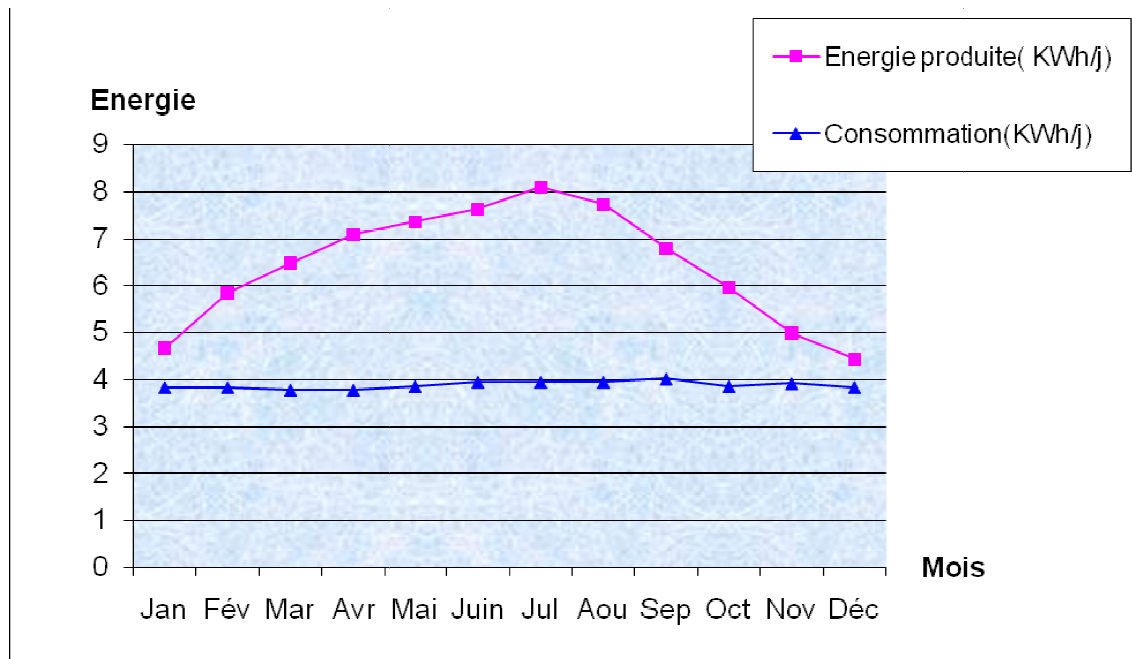


Fig. II.4 : Courbe de la production - consommation

II.7.5 Avantages et inconvénients des systèmes solaires photovoltaïques [12]

II.7.5.1 Avantages :

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantage :

- La caractéristique la plus importante des systèmes solaires PV est qu'ils n'émettent pas de dioxyde de carbone,
- La disponibilité : La ressource solaire est disponible pratiquement partout dans le monde, elle est gratuite et presque intarissable avant des milliards d'années,
- La très longue durée de vie : En effet, les systèmes photovoltaïques peuvent durer au moins vingt ans sans dégradation significative des performances s'ils sont bien entretenus,
- La modularité : Les systèmes photovoltaïques sont très modulaires ; un champ de modules peut ainsi être dimensionné exactement pour n'importe quelle application,
- Economique : Contrairement aux systèmes diesel ou autres. L'investissement lourd au départ se trouve amorti dans le temps, compte tenu de la très longue durée de vie des modules,
- Les systèmes solaires PV ne nécessitent ni combustible, ni transport, ni personnel hautement qualifié.

II.7.5.2 Inconvénients :

Le système photovoltaïque présente toutefois des 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 encore faible pour les différents types de cellules.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru. La fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composantes de régulation associée soient judicieusement choisies.

II .8 Secteurs d'applications des systèmes PV [12]

- **Domaine spatial :** C'est de loin le secteur le plus ancien puisque les premières utilisations de cellules solaires pour engins spatiaux (satellites, navettes...) remontent aux années soixante. Depuis lors, des recherches et développements nombreux ont été réalisés dans le domaine militaire (NASA aux USA) et public en Europe pour accroître les performances électriques tout en réduisant le poids des modules.
- **Site isolé :** La technologie PV est couramment intégrée dans les programmes d'électrification rurale (école, centre de santé, station relais de télécommunication, pompage d'eau, irrigation...), cette technologie est utilisée pour l'approvisionnement en électricité dans les régions rurales isolées, en particulier dans les pays en voie de développement.

II.9 Simulation

Dans cette partie nous allons présenter un modèle de simulation pour prédire les performances d'un système photovoltaïque fonctionnant dans les conditions météorologiques données.

II.9.1 Objet de la simulation

L'objectif principal de cette étude est de simuler sous **MATLAB 7.01** les performances d'une seule composante du système PV, à savoir le générateur PV. C'est l'élément le plus onéreux et le plus sensible aux conditions climatiques sur le site.

II.9.2 Modèle du générateur photovoltaïque

Les cellules solaires sont généralement associées en série et en parallèle, puis encapsulés sous verre pour obtenir un module PV. La caractéristique courant-tension du panneau est basée sur la caractéristique d'une cellule élémentaire modélisée par le circuit équivalent de la figure II.12 de la page 24. Ce circuit introduit une source de courant et une diode en parallèle ainsi que des résistances série et parallèle pour tenir compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule.

D'après le circuit équivalent on a trouvé l'expression du courant qui est :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{I_{Rs} + U}{V_t}\right) - 1 \right) \quad \text{cette équation est non linéaire, pour résoudre cette}$$

équation nous allons procéder par la méthode d'itération de NEWTON décrite par :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{f(I_n)}{f'(I_n)} \quad [II.18]$$

Où: $f'(I_n)$: Le dérivé de $f(I_n)$

I_n : la présente itération et I_{n+1} l'itération suivante.

$$\text{Ainsi on écrit: } f(I) = I - I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{I_{Rs} + U}{V_t}\right) - 1 \right) = 0 \quad [II.19]$$

Les caractéristiques du panneau restent inchangées : $I_{CC} = 8.21 \text{ A}$ et $V_{CO} = 32.9 \text{ V}$

$$I_{ph} = G I_{CC} \quad [II.20]$$

$$I_s = \frac{I_{CC}}{\exp\left(\frac{I_{CC}}{nV_t}\right) - 1} \quad [II.21]$$

$$R_s = 5 \text{ ohms}$$

II.9.3 Caractéristique courant-tension

II.9.3.1 Caractéristique $I=f(U)$ sous $T = 25^\circ\text{C}$, $G=1000\text{W/m}^2$

L'objet de cette simulation est tracer la fonction $I=f(U)$ sous la condition Standard

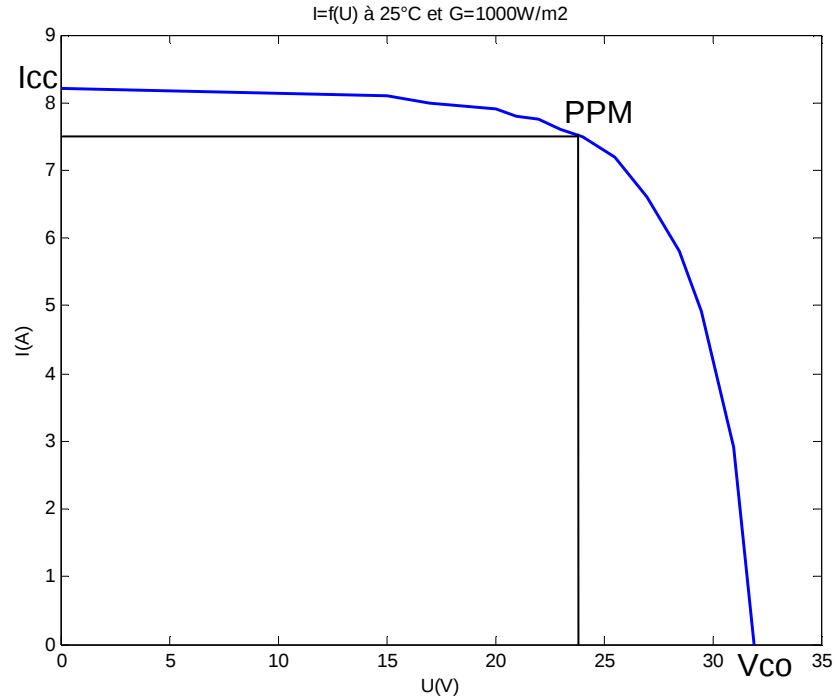


Fig. II.5 : Caractéristique courant – tension de la cellule à 25°C et $G=1000\text{W/m}^2$

II.9.3.2 Caractéristique $I=f(U)$ à $T= 0^\circ\text{C}$, 25°C , 75°C et $G=1000\text{W/m}^2$

Dans ce cas pour calculer le courant de court circuit et le courant de saturation à une température quelconque, on applique les formules suivantes :

♦courant de court-circuit

$$I_{cc}(T) = I_{cc}(T_{ref}) [1 + a (T_{ref} - T)] \quad [II.22]$$

$a = 1.23 \cdot 10^{-1} \text{ V/}^\circ\text{C}$: coefficient de température

T : Température quelconque

T_{ref} : Température de référence ($T_{ref} = 25^\circ\text{C}$)

♦courant de saturation

$$I_s(T) = I_{sref}(T_{ref}) (T/T_{ref})^{3/n} [(1/T - 1/T_{ref}) \exp(-qE_g/nK)] \quad [II.23]$$

Avec E_g : Energie de la bande de gap ($E_g = 1.12$)

a : Coefficient de température ($a = 1.23 \cdot 10^{-1} \text{ V/}^\circ\text{C}$)

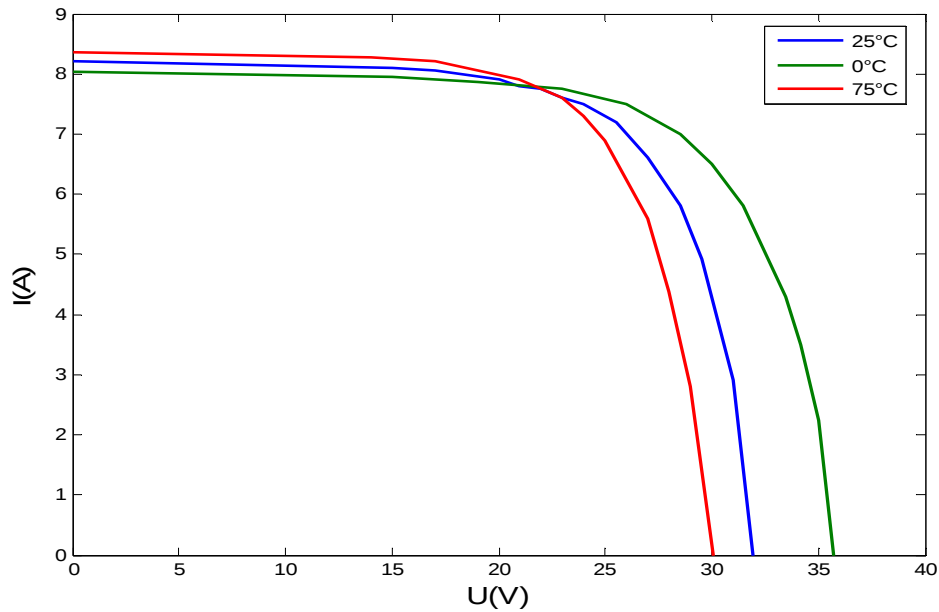


Fig.II.6 : Effet de la température sur la caractéristique $I(U)$

◆Interprétation des graphes

Une élévation de température des cellules solaires provoque un important accroissement de courant. Puisque le courant de panneau étant égal à la soustraction du photocourant et du courant de diode, alors il y aura une légère augmentation du courant I_{CC} accompagnée d'une forte diminution de la tension V_{CO} .

II.9.3.3 Caractéristique $I=f(U)$ à $G=1000W/m^2$, $800W/m^2$, $400W/m^2$, $200W/m^2$ Et $T=25^\circ C$

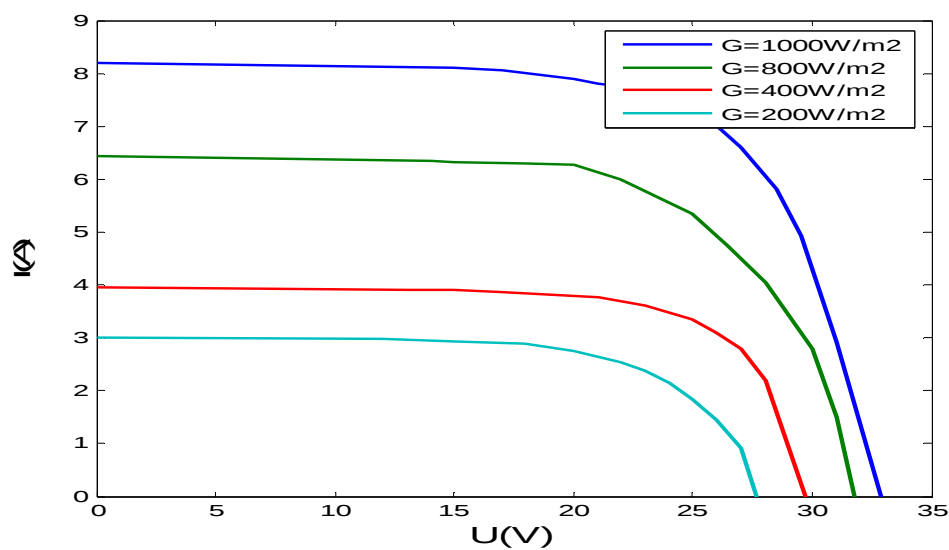


Fig. II.7: Effet de l'irradiation sur la caractéristique $I(V)$

♦Interprétation des graphes

Le courant du panneau solaire étant égal à la soustraction du photocourant et du courant de diode. Une baisse de l'ensoleillement provoque une diminution du courant. De plus une baisse de courant de court circuit I_{CC} provoque une légère diminution de la tension V_{CO} car le courant de court circuit est proportionnel à la variation de l'ensoleillement.

Conclusion :

On constate que notre installation est bien dimensionnée pour pouvoir couvrir les consommations tout au long de l'année car d'après notre dimensionnement la production est toujours supérieure à la consommation.

Le modèle de simulation développé peut être utilisé, non seulement pour analyser la performance d'un système PV, mais aussi pour dimensionner un système PV pour l'alimentation des différentes charges électriques pour n'importe quelle localité spécifiée, pourvu que les données météorologiques locales soient disponibles.

CHAPITRE TROIS

TECHNIQUES DE STOCKAGE DE L'ENERGIE SOLAIRE

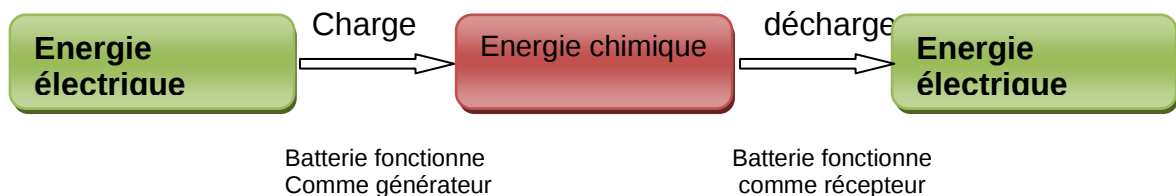
Introduction :

L'énergie solaire, tout comme l'énergie éolienne et la plupart des énergies renouvelables ne peuvent, que très rarement, être utilisée au moment où elle est produite. De cette simple constatation, il découle que l'énergie produite doit être stockée. Les formes stockages d'énergie sont multiples et diversifiées.

Dans les systèmes solaires autonomes, c'est le stockage électrochimique qui est largement employé. Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser aux technologies de batteries utilisées dans les systèmes solaires ainsi que les principales caractéristiques.

III.1 Principe du stockage d'énergie [16]

Le Principe du stockage d'énergie correspond au cycle suivant:



III.2 Caractéristiques techniques des accumulateurs [2]

Les accumulateurs restituent, sous forme d'énergie électrique l'énergie chimique générée par des réactions électrochimiques. Un accumulateur, quelque soit la technologie utilisée, est pour l'essentiel défini par quatre grandeurs :

- Sa densité d'énergie massique(ou énergie spécifique), en Wh/Kg, correspond à la quantité d'énergie stockée par unité de masse d'accumulateur,
- Sa densité d'énergie volumique, en Wh/l, correspond à la quantité d'énergie stockée par l'unité de volume d'accumulateur,

- Sa densité de puissance massique, en W/Kg, représente la puissance que peut délivrer l'unité de masse d'accumulateur,
- Sa cyclabilité, exprimée en nombre de cycle (un cycle correspond à une charge et une décharge), caractérise la durée de vie de l'accumulateur, c'est-à-dire le nombre de fois où il peut restituer le même niveau d'énergie après chaque nouvelle recharge.

III.3 Principe général de fonctionnement d'une batterie [16]

Deux électrodes, l'une positive et l'autre négative, sont séparées par un électrolyte. Aux deux interfaces électrode-électrolyte interviennent des réactions électrochimiques. A l'anode (électrode négative) s'opère une réaction d'oxydation selon la formule suivante :

$M_1 \longrightarrow M_1^{n+} + n e^-$, de potentiel redox E_1 , M_1 étant l'espèce active de l'anode.

Les électrons libérés transitent dans le circuit extérieur pour atteindre finalement la cathode (électrode positive) où s'opère une réaction de réduction selon la formule suivante :

$M_2^{n+} + n e^- \longrightarrow M_2$, de potentiel redox E_2 , M_2 étant l'espèce active de la cathode.

L'électrolyte assure le transport des espèces ioniques mise en jeu dans la réaction globale d'oxydoréduction suivante :



La force électromotrice E de ce convertisseur se calcule selon : $E = E_2 - E_1$.

III.4 Technologies des accumulateurs [16]

La technologie des accumulateurs est très diversifiée. On peut citer quelques technologies utilisées surtout dans le stockage de l'énergie solaire PV : les accumulateurs au plomb, les accumulateurs au lithium, les accumulateurs au nickel, etc. Une batterie produit de l'électricité à partir d'une réaction chimique d'oxydoréduction. Une batterie est composée essentiellement d'une ou des plusieurs cellules en série, chacune ayant trois constituants de base:

- une anode, électrode négative réductrice, qui fournit les électrons au circuit extérieur, c'est généralement un métal,
- une cathode, électrode positive oxydante, qui accepte les électrons du circuit extérieur, c'est généralement un oxyde métallique,
- un électrolyte, siège des réactions électrochimiques, conducteur ionique de conductivité nulle pour les électrons ; le passage du courant y est dû au déplacement des ions sous l'influence du champ électrique entre les électrodes, c'est généralement une solution aqueuse.

Durant la décharge, les électrons circulent dans le circuit extérieur et les ions positifs passent de l'anode à la cathode dans l'électrolyte.

Une batterie peut être :

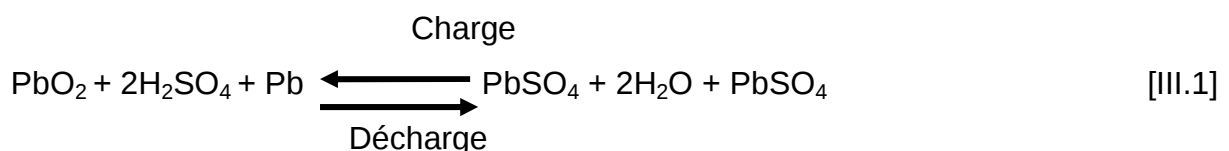
- Primaire : La réaction électrochimique n'est pas réversible (non rechargeable), la transformation chimique décomposant lentement une des électrodes ; c'est le cas des piles Zn-C, Zn-Hg, Zn-Cd, des piles au lithium.
- Secondaire : La réaction électrochimique est réversible, on peut recharger la batterie et reconstituer les composants initiaux : C'est le cas des batteries Pb-Acide, Ni-Cd, NiMH, Li-ion.

III.4.1 Batterie au plomb

III.4.1.1 Principe de fonctionnement d'une batterie au plomb [9]

Deux électrodes, l'une positive et l'autre négative, sont séparées par un électrolyte. Aux deux interfaces électrode-électrolyte interviennent des réactions électrochimiques.

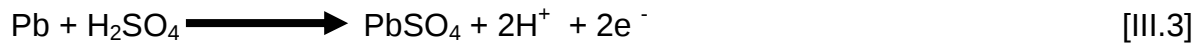
A l'anode (électrode négative en décharge) s'opère une réaction d'oxydation selon la formule :



A l'électrode positive:



A l'électrode negative:



La tension nominale d'équilibre est la somme des réactions aux deux électrodes :

$$E + (\text{PbSO}_4 / \text{PbO}_2) = 1,7 \text{ V et } E - (\text{PbSO}_4 / \text{Pb}) = -0,3 \text{ V, soit } E = 2,0\text{V}$$

Durant la charge, du dioxyde de plomb se forment sur l'anode tandis que la cathode se transforme en plomb pure que l'acide sulfurique se concentre.

Durant la décharge, une partie de l'électrolyte se lie au plomb et le transforme en sulfate de plomb ; cette transformation produit de l'eau, ce qui fait baisser la densité de l'électrolyte. On peut calculer cette variation de densité en fonction de la charge et décharge : Pour chaque ampère heure(Ah) de décharge, 3.654g d'acide se lient au plomb et 0.672g d'eau est produit, la charge produisant les mêmes valeurs en retour. Cette variation de densité est facile à mesurer dans les batteries ouvertes pour contrôler l'état de charge.

La variation de densité de l'électrolyte a un autre effet important qui limite l'emploi des batteries à basse température, sa température de congélation augmente lorsque la batterie est déchargée.

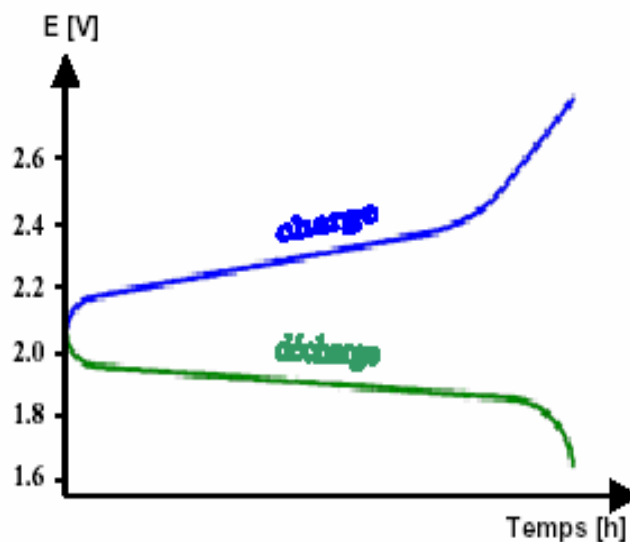


Fig.III.1: Courbe de charge et de décharge d'une cellule de batterie au plomb [10]

III.4.1.2 Principales caractéristiques de la batterie au plomb [16]

● Tension

La tension de la batterie varie fortement avec la température, et la correction de celle-ci par rapport à la température de 25 °C est donnée par la relation empirique suivante :

$$V = V^{25} - 0.005(T - 25) \quad [\text{III.4}]$$

Avec V^{25} la tension de la batterie à la température 25 °C et V la tension de la batterie à la température T .

● Capacité

La capacité est le nombre d'ampères-heures que peut débiter une batterie pour un courant et une tension de fin de décharge bien définie. Les principaux facteurs influençant la capacité sont : La géométrie de la plaque, le contact entre la matière active et le support, l'épaisseur de la grille, la quantité des matières active, le régime de décharge, la porosité de la plaque et la température. Si la valeur de la température des éléments est différente de la température de référence 25 °C, la capacité mesurée C doit être corrigée à l'aide de l'équation suivante :

$$C^{25} = \frac{C}{1 + 0.003(T - 25)} \quad [\text{III.5}]$$

III.4.1.3 Les électrodes

◆ Electrode négative :

Pour réduire les grandes variations de volume de l'électrode négative, on ajoute à la masse active de plomb pur des matériaux dilatateurs, par exemple le sulfate baryum et pour améliorer sa conductivité on ajoute du carbone. Pour la composition des grilles l'important est de réduire le courant et de résister à la corrosion tout en gardant le contact avec la masse active.

◆ Electrode positive :

Il existe trois types d'électrode positive : les plaques planes, les électrodes tubulaires et le type planté.

- Les premières électrodes de type Planté étaient en plomb pur coulé en plaques planes avec des nervures et des sortes d'arêtes pour augmenter la surface. L'oxydation de la plaque se fait par l'acide sulfurique et un anion (nitrate par exemple) qui forme un sel Pb^{2+} soluble et empêche la passivation totale de la plaque.
 - Pour les plaques planes qui représentent les batteries courantes et économiques, l'électrode est constituée d'une grille de plomb remplie d'oxyde de plomb spongieux. Pour améliorer la solidité et éviter une perte de masse de cuivre, on ajoute une couverture poreuse de fibre de verre ou plastique retenant l'oxyde à l'intérieur de la grille.
 - Dans les batteries tubulaires, l'électrode positive est constituée de séries de tubes alignés comme les dents d'un peigne. Les dents de la grille en plomb spongieux retenu par des tubes poreux de fibre de verre et protégés par une graine de polyester ou PVC. Ce type de plaque très solide autorise un grand nombre de cycles charge/décharge.
- Le tableau suivant résume les autres caractéristiques principales d'une batterie plomb-acide.

Couple	Pb/acide	
Tension par cellule chargée	2	V
Densité d'énergie	30 à 40	Wh/Kg
Densité de Puissance	200 à 400	W/Kg
Objectif 2010	600	W/Kg
Nombre de cycle	500	
Objectif 2010	2000	
Rendement énergétique	75 à 85	%
Objectif 2010		%
Durée de vie	3 à 15	Ans
Objectif 2010	20	Ans

Tableau III.1 : Caractéristique des batteries au plomb [17]

III.4.1.2 Construction d'une batterie au plomb [9]

Dans les batteries au plomb, l'oxyde est formé sur une plaque durant la charge. Ces types de batterie sont lents à fabriquer et leurs structures massives donnent peu de contact entre la masse de plomb et l'électrolyte, ce qui augmente la résistance interne R_{Bi} qui est formé des résistances. Le matériel actif est fait des micrograins liés avec de nombreuses cavités ou pores. Les réactions chimiques ont lieu à la surface de ces grains et ceci demande une diffusion de l'électrolyte à travers les pores.

Ce mouvement est ralenti par la petite taille de pores, ce qui rend la concentration de l'acide non uniforme à travers les plaques de la batterie. L'uniformité n'apparaît que lorsque la batterie est restée au repos durant plusieurs heures. A ce moment la tension à vide peut être déterminée par la formule empirique suivante :

$$V_{Bi} = \rho_e + 0.84 \quad [III.6]$$

Où ρ_e : désigne la densité de l'électrolyte $[g/cm^3]$

Pour les batteries pleinement chargées, ρ_e varie entre 1,20 et 1,28 g/cm^3 , ce qui donne à V_{Bi} des valeurs entre 2,04 et 2,12 V.

III.4.2 Batterie au Lithium [10]

Les accumulateurs à base de lithium sont d'une technologie récemment mise au point et en cours de développement intense, présentant un très important potentiel électrochimique. Il existe deux types d'accumulateurs lithium. Les accumulateurs « lithium carbone » ou « lithium ion » et les accumulateurs « lithium métal ».

III.4.2.1 Principe de fonctionnement d'une batterie au Lithium

En cours d'utilisation, lors de la décharge de l'accumulateur, le lithium relâché par l'électrode négative (matériau d'intercalation hôte [H] sous forme ionique Li^+

migre à travers l'électrolyte conducteur ionique et vient s'intercaler dans le réseau cristallin du matériau actif de l'électrode positive (composé d'insertion du lithium $[MLi]$). Le passage de chaque ion Li^+ dans le circuit interne de l'accumulateur est exactement compensé par le passage d'un électron dans le circuit externe générant ainsi le courant électrique.

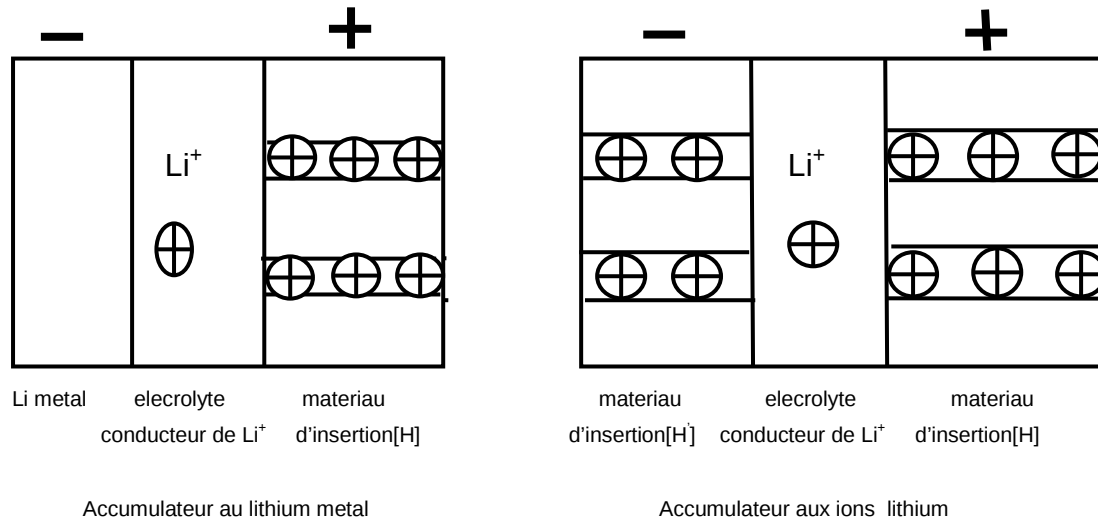


Fig.III.2 : Principe de fonctionnement de l'accumulateur lithium [10]

• Pour l'accumulateur au lithium métal on a les réactions suivantes :

A l'anode :



A la cathode



• Pour l'accumulateur au lithium métal on a les réactions suivantes

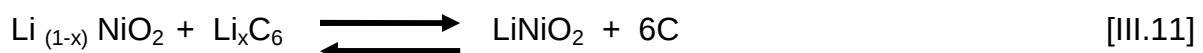
A l'anode:



A la cathode :



La réaction générale mise en jeu dans un accumulateur lithium- Ion à oxyde $LiNiO_2$ est la suivante :



III.4.2.2 Les électrodes

♦Electrode positive :

L'électrode positive est constituée d'un oxyde du type LiMO_2 (M pour le métal) pour les accumulateurs Lithium - Ion.

Actuellement, trois oxydes sont utilisables : LiCoO_2 , LiNiO_2 , LiMnO_4 . Vu le cout élevé de l'oxyde de cobalt allié au lithium, seuls les deux oxydes premiers sont utilisés. Pour une électrode positive composée de structure spinelles, on utilise des dérivés de LiMnO_4 , LiMnO_2 , LiFeO_2 . Enfin, pour des accumulateurs « Lithium-métal », ce sont l'oxyde de Vanadium ,l'oxyde de manganèse ou des polymères conducteurs qui sont utilisés.

♦Electrode négative :

L'électrode négative est réalisée en composés carbonés : Graphite, carbone hydrogénés, carbones durs, oxydes mixtes à base d'étain ou d'oxyde mixtes à base de titane. Elle sert de matériau d'insertion, elle n'est donc pas modifiée lors de la réaction.

♦le séparateur :

Le séparateur est constitué d'une membrane polymère micro poreuse qui rend les mêmes propriétés que celles des accumulateurs au plomb.

III.4.2.3 Caractéristique d'une batterie lithium

Le tableau suivant résume les caractéristiques principales d'une batterie lithium - Ion

Couple	Li/LiMO ₂	
Tension par cellule chargée	3.7	V
Densité d'énergie	80à 200	Wh/Kg
Densité de Puissance	200 à 1000	W/Kg
Objectif 2010	2000	W/Kg
Nombre de cycle	1000	
Objectif 2010	2500	
Rendement énergétique	90à 95	%
Objectif 2010	95 à 97	%
Durée de vie	3 à 10	Ans
Objectif 2010	20	Ans

Tableau III.2 : Caractéristique des batteries lithium- Ion [17]

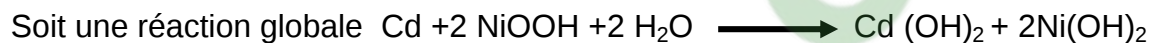
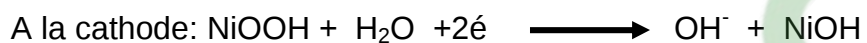
III.4.3 Batterie au nickel [17]

Deux principaux matériaux sont utilisés avec le nickel : il s'agit du cadmium et des hydrures.

III.4.3.1 Batterie au nickel –cadmium

Ces types de batterie utilisent une cathode d'hydroxyde de nickel Ni(OH)_2 , une anode de cadmium et un électrolyte en hydroxyde de potassium KOH.

Cette batterie présente des éléments toxiques. Les réactions de décharges sont :



III.4.3.2 Batterie au nickel –hydrure

Les hydrures métalliques qui sont capables de stocker de l'hydrogène peuvent être utilisés comme électrode négative, l'électrode positive est un hydroxyde de nickel. Ces batteries sont du même type que les batteries NiCd, mais c'est l'hydrogène qui est utilisé comme élément actif à l'anode. L'électrolyte est un hydroxyde de potassium qui doit absorber et transporter les ions H^+ (KOH). Ces batteries ont une grande densité d'énergie stockée, dans une gamme de températures étendues. Non toxiques, elles tendent à remplacer les batteries NiCd, mais comme celles-ci ont l'inconvénient de ne pas retrouver leur pleine capacité si elles ne sont pas totalement déchargées.

Couple	NiCd	NiMH
Tension	1.25	1.25
Densité énergétique	45-60	50-90
Objective 2010	100	100
Densité en puissance	150-1000	500-1000
Nombre de cycle	800-2500	800
Durée de vie		
Rendement	65-75	65-70

Tableau III.3: Caractéristiques et perspectives d'évolution des batteries nickel [17]

III.4.4 Association des batteries [2]

♦ Exemple d'une batterie au plomb

Chaque cellule de batterie plomb fournit une tension moyenne de 2V et l'on assemble en série ou parallèle le nombre d'éléments nécessaires pour atteindre une tension et un courant désirés. Les petites capacités vont souvent par batteries de 6 ou 12V alors que les grandes capacités partent d'éléments 2V, qui peuvent atteindre plusieurs milliers d'ampère heures, connectés en série et en parallèle.

On associe les batteries en série pour obtenir des tensions multiples de 12 Volts (24V, 48V) et en parallèle pour augmenter la capacité.

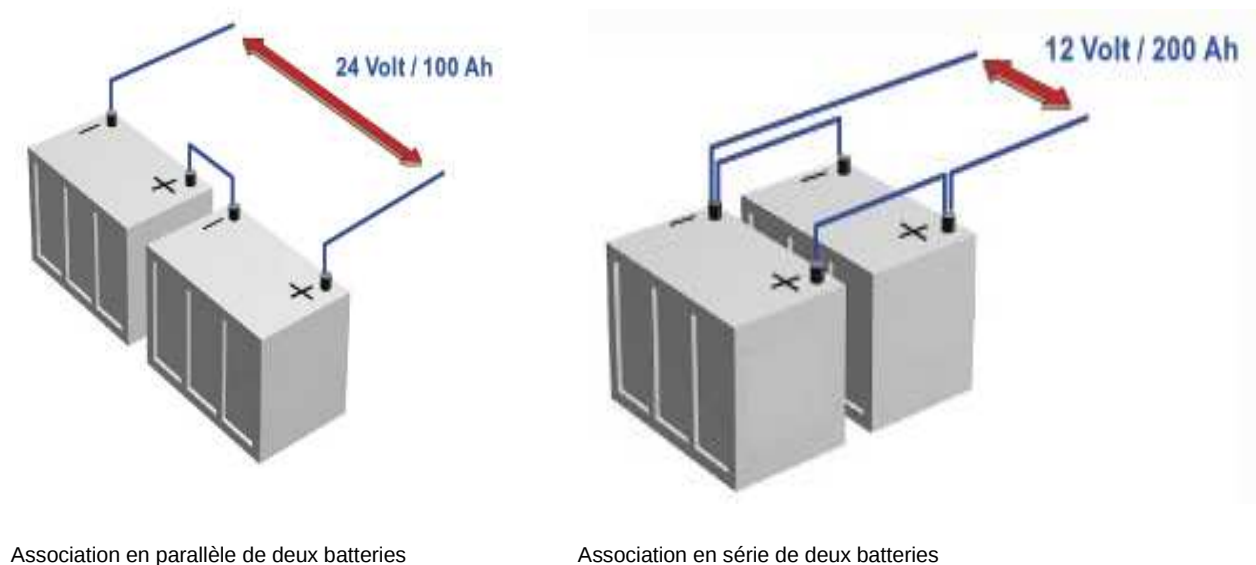


Fig. III.3: Association des batteries [2]

III.5 Le stockage d'hydrogène [11]

Dans ce cas, l'électricité générée à partir des panneaux PV est utilisée pour produire de l'hydrogène (H_2) par dissociation des molécules d'eau (H_2O). C'est une hydrolyse de production d'hydrogène et d'oxygène. L'hydrogène est ensuite stockée (sous pression), en bouteille, en cavité saline ou en accessible de manière analogue au stockage du gaz naturel. Plus tard, l'hydrogène sera utilisé comme combustible ou carburant. Il pourra ainsi être utilisé dans les piles à combustible dans lesquelles se recombinera avec de l'oxygène pour former de l'eau et ainsi produire de l'électricité, de la chaleur et de la force motrice.

Conclusion

Dans cette étude nous nous sommes intéressés à quatre technologies à savoir : La batterie à plomb, la batterie au lithium, la batterie au nickel et enfin à la technologie d'hydrogène. Afin de pouvoir comparer ces différentes technologies nous nous sommes basés sur les caractéristiques principales des accumulateurs (rendement, densité et nombre de cycle). Or, pour les systèmes en site isolé, le critère essentiel est l'autonomie, alors de cette étude, en considérant que ces trois accumulateurs, on peut conclure que pour l'alimentation électrique en site isolé c'est la batterie au plomb qui convient.

Chapitre quatre

MAINTENANCE DES COMPOSANTES D'UN SYSTEME SOLAIRE PHOTOVOLAIQUE

Introduction

L'installation des systèmes solaires en site isolé ne cesse de croître de façon très vertigineuse mais l'utilisation durable des composantes du système solaire pose encore des problèmes. Dans ce chapitre nous allons nous intéresser à l'entretien et à la maintenance de différentes composantes qui constituent le système solaire ainsi que sur la conduite à tenir pour la bonne marche du système solaire PV.

IV.1 Techniques de maintenance d'un système PV autonome

Le montage d'une installation solaire photovoltaïque ne diffère pas beaucoup du montage électrique traditionnel. Cependant, les particularités du courant continu et la basse tension liée aux grands courants imposent certaines précautions particulières. D'autre part, les panneaux solaires devant être montés à l'extérieur, toute une série de problèmes liés à l'environnement peuvent apparaître : Corrosion ou vieillissement en fonction de la salinité, des matériaux et des choix de montage. Nous allons passer en revue les règles d'installation et d'entretien de toutes les composantes. Le programme d'entretien exige deux types de maintenance : Il s'agit de la maintenance préventive et de la maintenance corrective.

IV.2 Maintenance préventive

IV.2.1 Montage et entretien des modules [6]

L'installation des modules PV se fait en deux temps : Montage mécanique et connexions électriques. Ce faisant, un certain nombre de précautions devront être prises pour que l'installation ne présente aucun risque électrique, pour les installateurs comme pour les utilisateurs, qu'elle soit fiable pour fournir le service demandé sans défaillance et durable pour causer le moins d'entretien possible.

De façon subsidiaire, il est aussi très intéressant de penser aux protections contre la foudre et les surtensions.

IV.2.1.1 Montage mécanique

♦Structures support

Les modules PV étant toujours (ou presque) installés dehors, il faut que les supports soient résistants à la corrosion : Il est donc conseillé de choisir de préférence des structures et visseries en acier inoxydable ou sinon en aluminium anodisé, si les cadres des modules sont eux-mêmes conçus avec ce matériau.

♦Type de montage

On rencontre principalement quatre grands types d'installation mécanique :

- Le montage surimposé en toiture ou façade,
- le montage sur châssis,
- le montage sur mât,
- le montage sur coffret.

IV.2.1.2 Montage électrique

♦Sécurité

Un module PV fournit une tension dès la présence de lumière. Avant d'être câblé, il est en circuit ouvert, il présente donc une tension au moins égale à 1,5 fois sa tension nominale : 22 V à vide est une tension courante pour un module de 12V nominal. De plus, pour les systèmes comportant plusieurs panneaux en série, on peut faire apparaître un arc électrique très facilement. Il suffit donc d'une connexion douteuse ou d'une mauvaise isolation pour faire démarrer un arc électrique qui ne disparaîtra que lorsque les contacts seront soit détruits ou qu'il fera nuit.

Pour prévoir ce genre de risque, il est conseillé de maintenir un tissu opaque sur les modules pendant toutes les opérations de câblage pour qu'ils ne produisent pas d'électricité.

♦ Connexion des modules

On associe couramment les panneaux solaires photovoltaïques en série pour obtenir des tensions multiples de 12 Volts (24V, 48V) et en parallèle pour augmenter le courant solaire. La seule précaution à prendre est d'utiliser des diodes spécifiques.

Les associations élémentaires des panneaux photovoltaïques se réalisent directement dans les boîtes de jonction des modules solaires.

IV.2.1.3 Nettoyage des modules

La rangée solaire est souvent connue qu'elle n'exige pas une maintenance spécifique. Ceci peut être le cas dans beaucoup de situations, Cependant, avec l'entretien et l'inspection occasionnelle, le bon fonctionnement de tous les modules solaires dans la rangée peut être assuré. La tâche d'entretien la plus commune pour les modules solaires est le nettoyage du secteur de verre pour enlever la saleté excessive.

Dans la plupart des situations, le nettoyage est seulement nécessaire pendant de longues périodes sèches où il n'y a aucune pluie pour fournir le nettoyage naturel. Pour enlever une couche de la poussière et de saleté des modules, il suffit d'un simple lavage du module avec de l'eau. Si le module a la saleté ou la crasse épaisse, il est plus difficile de l'enlever, dans ce cas le lavage doit s'effectuer avec de l'eau chaude et une éponge. Le lavage des modules est semblable au lavage des fenêtres en verre mais aucun détergent ne devrait être employé. Les modules devraient être nettoyés quand ils ne sont pas excessivement chauds, en général le matin (tôt).

IV.2.1.4 Vérification de structure

Après que les modules aient été nettoyés, une inspection visuelle des modules peut être faite pour vérifier les défauts tels que des fissures des morceaux et la décoloration. Si des défauts évidents sont trouvés, il est conseillé de les noter dans un carnet d'entretien, ainsi ceux-ci peuvent être surveillés à l'avenir en cas de détérioration. Quand on inspecte les modules solaires, l'état du bâti de support de panneau devrait également être inscrit. Les articles à observer devraient inclure les boulons de fixation de rangée (par exemple desserrage des boulons) et vérifier pour s'assurer que l'armature et les modules sont fermement fixés.

IV.2.1.5 Prévention d'ombre sur les modules solaires

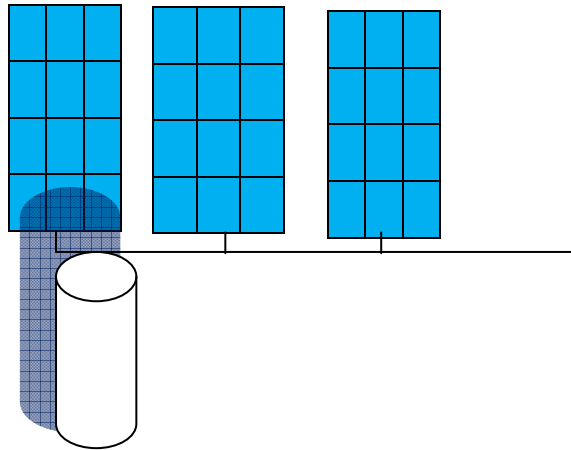


Fig. IV.1 : Illustration d'un obstacle au rayonnement sur un panneau [15]

Dès qu'une ombre apparaît sur une cellule PV, celle-ci ne peut plus produire de courant. Elle comporte alors une diode polarisée en inverse, si le courant ne circule plus dans une cellule, il ne circule non plus dans les cellules reliées en série avec cette dernière.

Donc l'ombrage d'une cellule a donc des conséquences directes sur le rendement de l'installation.

IV.2.1.6 Solution contre les ombres

- Eliminer les ombres,
- Equiper les modules avec des diodes anti retour (by-pass).

Avec les cellules cristallines courantes la moindre ombre ou salissure ponctuelle (feuille, déjection) peut diminuer fortement le rendement d'un module PV.

Le branchement en parallèle d'une diode by-pass sur chaque ligne de modules permet de diminuer l'influence des ombres sur les cellules qui ne sont pas à l'ombre et éviter une détérioration des cellules situées à l'ombre. Si une cellule est à l'ombre une diode by-pass la court –circuitée.

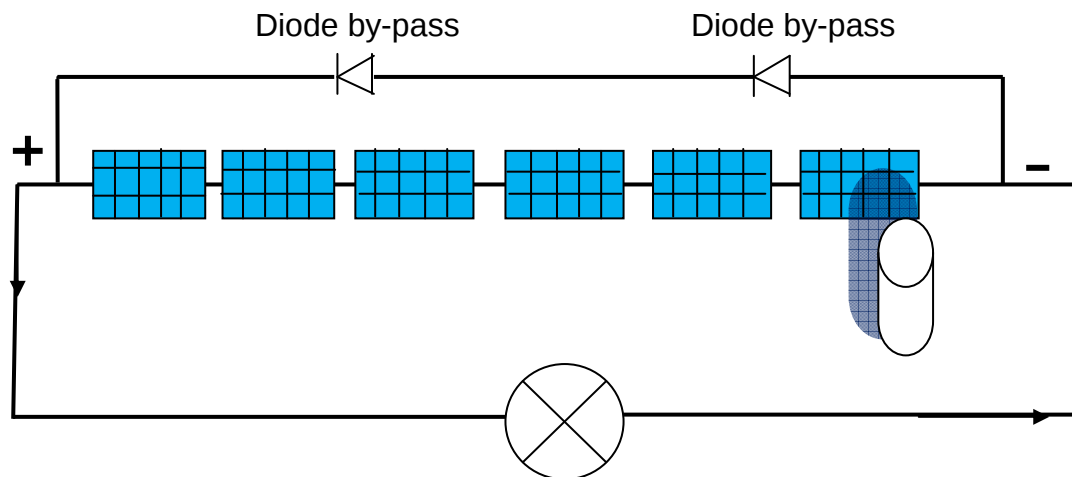


Fig. IV.2 : Les diminutions de rendements peuvent être réduites, voire évitées à l'aide des diodes by-pass [15]

IV.2.2 Protection des câbles [13]

Toutes les composantes DC (câble, connecteur...) doivent être choisis en fonction du courant et de la tension maximale des modules connectés en série/parallèle formant le générateur PV, en ajoutant une marge de sécurité :

En tension : $1,15 \cdot V_{CO}$ [IV.1]

En courant : $1,25 \cdot I_{CC}$ [IV.2]

Pendant le fonctionnement, l'éclairement et la température peuvent varier considérablement par rapport aux conditions standards, les facteurs multiplicatifs indiqués ci-dessus permettent de prendre en considération ces variations.

IV.2.2.1 Câblage DC [13]

Les câbles cheminant derrière les modules PV doivent être dimensionnés pour une température de 70° C. Tous les câbles seront sélectionnés de manière à minimiser les risques de défaut à la terre et de court circuit.

Les câbles doivent être dimensionnés de telle sorte que la chute de tension entre le générateur PV et l'onduleur soit inférieure à 3%.

$$\Delta U = \frac{\rho \ell}{S} \cdot I$$

[IV.3]

ρ : Résistivité du courant

ℓ : Longueur du conducteur

S : Section du conducteur

I : Courant traversant le conducteur.

La résistivité du câble est proportionnelle à la température :

$$\rho(T) = \rho_r [1 + 3.952 \cdot 10^{-3} (T - T_r)] \quad [IV.4]$$

Avec :

$\rho(T)$: Résistivité à la température T,

ρ_r : Résistivité à la température de référence,

T : La température à laquelle on veut mesurer la résistivité du câble,

T_r : Température de référence.

Les câbles extérieurs doivent à la fois être flexibles, stables aux ultra violet (UV), résistants aux intempéries et à la corrosion.

IV.2.2.2 Câble de branche [13]

Une branche est un circuit dans lequel les modules sont branchés en série afin de générer la tension nécessaire au bon fonctionnement de l'onduleur.

Pour un système de N branches connectées en parallèle, constituées chacune d'elles de M modules connectés en série, le courant de défaut maximal peut atteindre :

$$I_f = 1.25 \cdot I_{CC} (N-1) \quad [IV.5]$$

I_{CC} : Etant le courant de court circuit d'une chaîne.

En conséquence, il y a lieu de dimensionner les câbles en fonction du courant de défaut maximal éventuel et de la présence ou non d'un fusible.

Les câbles doivent supporter une tension égale à :

$$V = 1,15 \cdot V_{CO} \cdot M \quad [IV.6]$$

V_{CO} : Etant la tension à circuit ouvert d'un module.

IV.2.3 Protection de la batterie [12]

IV.2.3.1 Précaution à prendre pendant l'installation

La batterie doit être installée bien horizontalement, elle doit être placée dans un coffre bien aéré ou au moins posé sur une planche en bois : L'installation directe sur le sol est déconseillée. Pour éviter tout danger d'explosion, la pièce où elle est installée doit être bien aérée. La batterie doit être installée à l'abri de la chaleur (elle ne doit pas être exposée au soleil) ni exposée à la pluie.

IV.2.3.2 Entretien de la batterie

La batterie risque de se détériorer si le niveau de l'électrolyte est en dessous de la normale. De ce fait, il est conseillé de vérifier le niveau de l'électrolyte et rajouter de l'eau distillée dans chaque élément de la batterie en s'arrêtant au trait qu'indique le niveau maximum.

- Une batterie ne doit être utilisée pour le stockage que si elle est chargée.
- Elle doit être maintenue chargée, par une charge d'entretien à intervalles réguliers. La périodicité et le type de charge dépendent du modèle de la batterie.
- Chaque type de batterie a des caractéristiques qui lui sont propres, il est fortement conseillé de respecter les critères de décharge et de recharge spécifiques à chaque modèle (temps, intensité, tension, température). Si ces données ne sont pas respectées : Au mieux, la batterie aura une durée de vie raccourcie, au pire, elle sera

détruite par explosion. L'explosion ou l'incendie des batteries sont particulièrement dangereux, celles-ci contiennent toutes des produits chimiques toxiques et corrosifs.

- Afin d'assurer la recharge dans les meilleures conditions de leurs produits, les fabricants de batteries rechargeables fournissent les caractéristiques de leurs produits, un minimum est généralement inscrit sur la batterie. La connaissance des différentes caractéristiques est d'une importance capitale.

IV.2.4 Protection de l'onduleur [12]

L'onduleur devrait être installé dans un endroit propre, sec et bien aéré. Il doit être séparé, et pas directement en dessus de la banque des batteries. Les contrôles opérationnels suivants peuvent être effectués en même temps que le système fonctionne :

- Vérifier que le convertisseur fonctionne correctement par l'observation des LEDS,
- Vérifier pour voir si le convertisseur en mode réserve (si présent) fonctionne correctement. Ceci peut être fait par l'interruption de tous les appareils fonctionnant dans le système. Une fois dans le mode réserve, brancher un appareil et le convertisseur commence immédiatement,
- Vérifier que toutes les opérations de déclenchement à distance du générateur de secours (si présent) fonctionnent,
- S'assurer que le générateur de secours démarre et s'arrête aux niveaux de la tension corrects de la batterie.

IV.2.5 Entretien des régulateurs [12]

Les énergies renouvelables qu'elles soient : Solaire PV, aérogénérateur ou originaire d'un générateur hydraulique exigent leur propre régulateur spécifique de charge (ou contrôle). N'importe quel régulateur devrait être installé dans un secteur propre, sec et aéré. Inspecter et vérifier le fonctionnement du régulateur pour s'assurer que tous les indicateurs ou instruments de mesure fonctionnent correctement pour les divers modes de régulation. Dans le cas d'un système PV,

vérifier que quand les batteries sont entièrement chargées et le temps est ensoleillé, que le régulateur solaire change en mode onduleur (mode de flotteur).

En général, le fonctionnement correct du régulateur peut seulement être observé dans certaines conditions. Ceci est réalisé en observant que les courants de la charge obtenue des différentes sources (solaires, générateur de secours) sont réduits quand des tensions spécifiques sont obtenues. L'inspection des régulateurs se fait par :

- Rechercher n'importe les coupures éventuelles du câblage sur les points du raccordement. S'ils sont mal connectés, suivre les procédures d'arrêt du système avant la réparation.
- Enlever toute la poussière excessive, ceci devrait seulement être fait avec un tissu ou une brosse sèche afin de le maintenir propre.

IV.3 Protection de l'installation PV contre les surtensions et la foudre

IV.3.1 Protection contre la foudre [6]

Les protections contre la foudre sont indispensables si l'on veut garantir une alimentation fiable en électricité. Il est fortement recommandé de prévoir des protections supplémentaires à celles qui sont, en général, incorporées aux régulateurs.

Les dégâts de la foudre concernent en premier lieu les équipements électroniques, régulateurs, onduleurs, ballasts de lampes. Les panneaux eux-mêmes sont souvent touchés et en cas de dégâts, les diodes by pass ou de blocage et la boîte de connexion, sont en premier à être détruits.

IV.3.2 Conséquences de la foudre

- Impact lointain (>1000 m) : Les conséquences sont peu importantes,
- Impact proche (< 500 m) : Les champs magnétiques importants induisent des surtensions dans les installations électriques, ce qui peut provoquer des dégâts,

- Impact indirect : Les courants générés par la foudre peuvent susciter d'importants dégâts sur les installations électriques ou sur les circuits d'alimentation,
- Impact direct : Si aucun système de protection contre la foudre n'existe, le courant généré circule dans les installations intérieures, entraînant souvent leurs destructions. D'autre part, des destructions mécaniques et des incendies sont possibles,

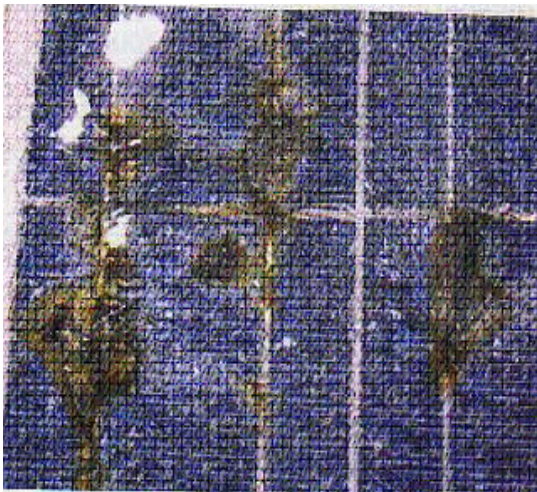


Fig. IV.3.a



Fig. IV.3.b

Fig. IV.3: Impact direct de la foudre sur un module [15]

Les figures IV.3.a et IV.3.b illustrent l'impact direct de la foudre sur un module PV.

- Dans la figure IV.1.a : Le châssis du module a fondu.
- Dans la figure IV.1.b : La couche supérieure des cellules a été décollée.

♦Parafoudres

Le parafoudre est un élément non linéaire limitant la tension au dessous d'une valeur déterminée. Cependant, plusieurs dispositifs peuvent jouer ce rôle :

- L'éclateur à gaz : Il démarre en quelques centaines de nanosecondes et certaines modèles peuvent passer jusqu'à 10 KA.
- La varistance : C'est un semi conducteur qui accepte des courants jusqu'à 50 KA.

- La diode Zener bidirectionnelle : Elle protège les appareils très rapidement mais peut dissiper peu d'énergie

♦ Les surtensions

Les surtensions sont l'une des causes possibles de défaillances d'équipements électriques ou électroniques.



Fig. IV.4: Surtension dans un onduleur [15]

Les dégâts exposés ci-dessus auraient pu être évités grâce à une protection contre la foudre et les surtensions.

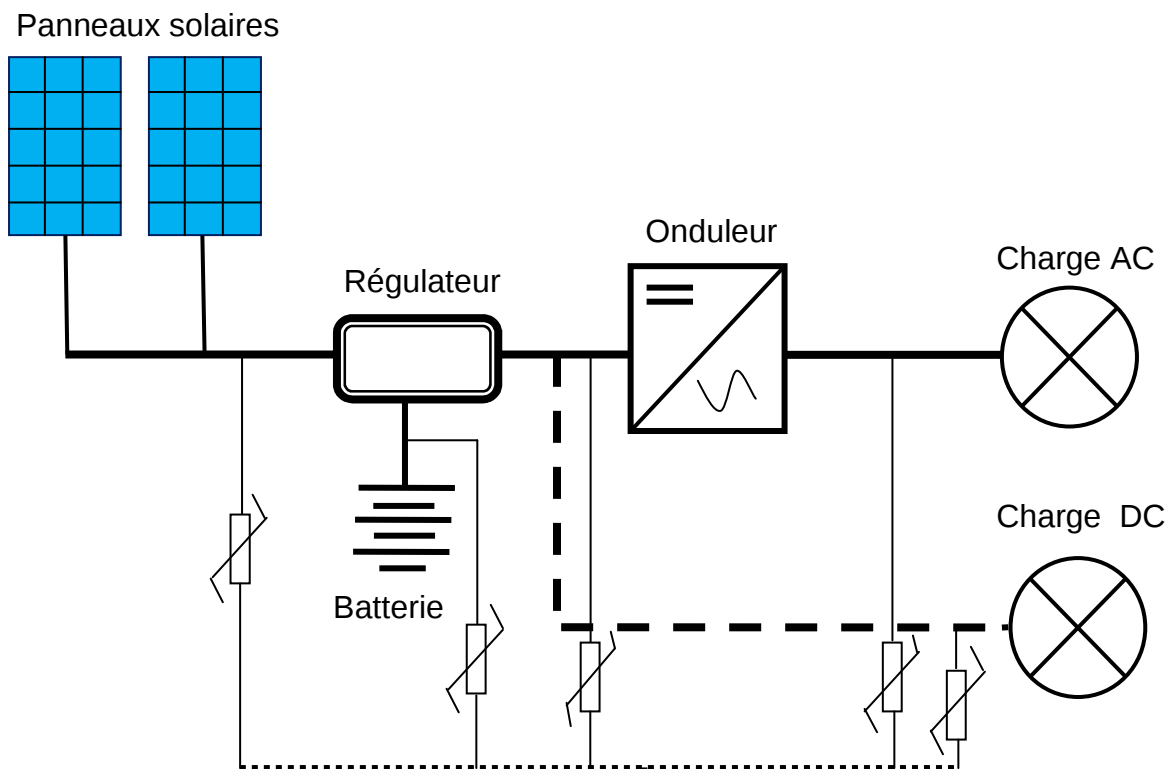


Fig. IV.5 : Schéma d'un système PV autonome avec protection contre la foudre [14]

Les dispositifs utilisés pour la protection de la fig.IV.5 sont de types varistances.

♦ Principe de fonctionnement de la varistance [2]

Ces blocs de varistances ont une caractéristique courant/ tension non linéaire. Au delà d'un certain seuil de tension, l'impédance de la varistance chute pour permettre l'évacuation du courant créant ainsi la surtension. Quand la tension revient à son niveau normal, l'impédance de la varistance reprend sa valeur à l'état de veille.

IV.3.3 Calcul de la fréquence des coups de foudre sur une structure [13]

La fréquence des coups de foudre sur une structure (ou zone) est donnée par la formule :

$$N_d = N_{g \max} . A_e . C_1 . 10^{-6} / \text{an} \quad [\text{IV.7}]$$

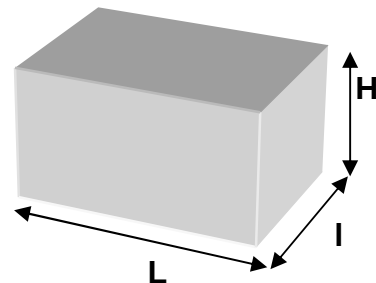
$N_{g \max}$: La densité de foudrolement au sol.

$$N_{g \max} = 0.04 N_K^{1.25} \text{ impacts/Km}^2 . \text{an}$$

Niveau kéraunique N_K : Le nombre de jour par an où l'orage est attendu.

A_e : Surface équivalente de capture de la structure seule.

Dans le cas d'un bâtiment de forme rectangulaire :



$$A_e = L.I + 6H (L+I) + 9\pi H^2 \quad [\text{IV.8}]$$

C_1 : Coefficient environnemental, il prend en compte la topographie du site ainsi que les objets situés dans l'environnement immédiat de la structure à protéger.

Situation relative de la structure	C_1
Structure située dans un espace où il y a des arbres	0.25
Structure entourée de plus petites structures	0.5
Structure isolé : Pas des structures à moins d'une distance de 3H	1
Structure isolée sur une colline ou sur un promontoire	2

Tableau IV.1: Valeurs de C_1 pour quelques structures

IV.4 Protection contre l'incendie [15]

Quand des personnes interviennent sur une installation PV pour éteindre un incendie, il existe un risque d'électrocution tant que les modules sont exposés à un rayonnement solaire suffisamment puissant. La lumière diffuse et naturelle d'un jour couvert est considérée comme suffisamment puissante. Actuellement il n'existe aucun moyen d'obtenir une tension nulle sur le côté courant continu d'une installation PV durant le jour. Pour des raisons de sécurité, il n'est pas envisageable de couvrir les modules avec un tissu ou carton car ils glissent. La solution qui est envisageable c'est de penser à un dispositif de sectionnement coté courant continu (CC) de l'onduleur. Ce dispositif permettrait d'obtenir directement une tension nulle sur les modules PV.

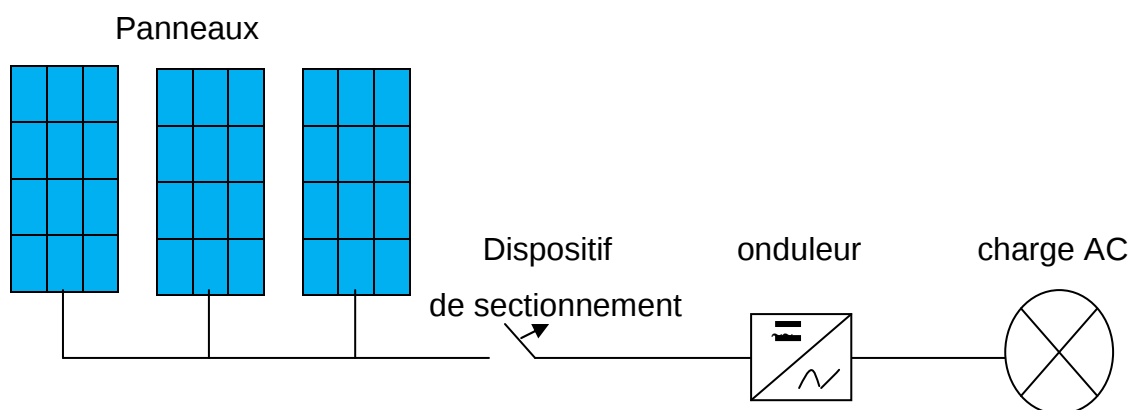


Fig.IV.6 : Schéma d'une installation PV avec dispositif de sectionnement

IV.5 Maintenance corrective [15]

Les interventions ont pour objet la remise en état de fonctionnement des matériels ou d'équipements à la suite d'une défaillance. Pour exécuter la maintenance, il faut mettre toujours hors tension les différentes composantes de l'installation.

IV.5.1 Recherche des défauts et optimisation

Au début de la recherche, les défauts et causes ne sont pas nécessairement clairs. C'est pourquoi, dans la suite de cette partie nous allons classer les défauts suivant leurs symptômes sous forme de titres. Puis dans les parties droites des tableaux, les défauts probables et leurs remèdes seront détaillés.

Pour que l'analyse de défauts soit réussie, il est très important d'effectuer un contrôle régulier du rendement de l'installation. En cas de doute sur le fonctionnement, il est utile de savoir quel était le rendement de l'installation auparavant et comment se situe ce rendement par rapport à celui d'installations voisines semblables. Afin de délimiter les possibilités de défauts, ceux-ci sont repartis en trois catégories :

- Catégorie de défaut 1 : L'installation ne fournit aucun courant,
- Catégorie de défaut 2 : L'installation fournit moins de courant que prévu que les installations situées à proximité et ayant les puissances proches,
- Catégorie de défaut 3 : L'installation fournit moins de courant qu'auparavant.

IV.5.1.1 Catégorie de défaut 1 : L'installation ne fournit aucun courant

Lorsque le ciel n'est pas fortement couvert, qu'il ne pleut pas et que le générateur n'est pas enneigé, une installation PV doit fournir du courant pendant la journée. L'onduleur indique que la tension n'est pas suffisante pour alimenter uniquement aux premières heures et dernières heures du jour ou si le jour est relativement sombre.

Symptômes	Défauts /Causes possibles /Remèdes
Le compteur n'affiche aucun rendement, l'ON n'affiche aucune tension en entrée provenant du générateur et aucun courant n'apparaît en sortie.	Débrancher le générateur de l'IPCC, vérifier la tension en entrée et enclencher l'interrupteur sinon fusible fondu (par exemple à cause d'un impact de foudre) ; vérifier les fusibles. Sinon le parafoudre a court-circuité le générateur PV par la terre. Vérifier le parafoudre sinon panne ou court-circuit dans le générateur. Contrôle visuel, chercher les défauts visibles (câble arraché et module cassé). Sinon, ouvrir le BRG et mesurer les rangées une à une.
Présence de tension en entrée de l'ON sur la ligne principale du courant continu mais l'ON n'affiche rien.	Si la tension est faible, contrôler à un moment où le rayonnement est plus intense. Sinon défaut de l'onduleur.
l'ON affiche une tension d'entrée mais aucun courant n'apparaît en sortie.	Défaut d'isolation et par conséquent le système solaire PV ne fonctionne pas. Débrancher les rangées l'une après l'autre directement dans le BRG et vérifier chaque fois si l'installation fonctionne. Sinon sur le générateur d'appoint (s'il existe)

Tableau IV.2 : Recherche de défauts pour la catégorie 1 :L'installation ne fournit aucun courant

IV.5.1.2 Catégorie de défaut 2 : L'installation fournit moins de courant que prévu que les installations situées à proximité et ayant les puissances proches

Il convient tout d'abord de formuler une remarque : Un rendement inférieur à celui d'autres installations peut être logique et ne constitue pas obligatoirement un défaut. Par exemple, ceci peut être causé par des orientations différentes. Des technologies de modules différentes (amorphes/ cristallines) conduisent également à de nettes différences de rendements et ne doivent pas être considérées comme défauts.

Symptômes	Défauts/causes possibles/remèdes
Le rendement de l'installation par KW_c est inférieur à celui d'autres installations situées à proximité	● Défaut de conception, défaut lié à l'installation. L'ON et le générateur ne sont suffisamment adaptés. Sinon pertes dans la ligne trop élevée. Refaire les calculs et le cas échéant, augmenter les sections de câbles. ● Une des rangées n'est pas correctement branchée ou les pôles d'un des modules sont inversés, de telle sorte que la rangée ne produit rien. Vérifier les connecteurs, tester avec d'autres ON. ● Défaut de conception lié à l'ombre, éloigner les objets provoquant l'ombre.
Aucun symptôme particulier	● L'ON s'échauffe à cause de la saleté accumulée ou d'une ventilation insuffisante : dégager l'ON, ne pas l'encombrer, le cas échéant nettoyer les grilles d'aération. Sinon le placer à un autre endroit.

Tableau IV.3 : Recherche de défauts pour la catégorie 2 : L'installation fournit moins de courant que prévu

IV.5.1.3 Catégorie de défaut 3 : L'installation fournit moins de courant qu'auparavant

Les rendements d'une installation PV dépendent du rayonnement et peuvent varier fortement d'un jour à l'autre ou d'une semaine à l'autre en fonction du temps.

Symptômes	Défauts/Causes possibles/Remèdes
Le rendement de l'installation est inférieur à celui obtenu précédemment ou si le générateur fournit une intensité inférieure à celle obtenue précédemment.	Vérifier s'il y a une ombre sur l'installation ou si l'installation est sale; le cas échéant, nettoyer, tondre, élaguer. Sinon vérifier si des modules, des rangées de modules ou câbles sont défectueux (exemple: impact de foudre ou à cause de tempête). Faire un contrôle visuel puis mesurer les grandeurs caractéristiques suivantes pour chaque rangée au niveau du BRG : Tension à vide, courant de CC. En même temps, mesurer la puissance crête et la comparer avec les valeurs obtenues lors de la mise en service. Sinon corrosion ou desserrement des connecteurs ou des bornes ; le resserrer. Sinon défauts de diodes by pass d'un module (à cause d'un impact de foudre indirect ou surtension). Des diodes court-circuitent une rangée de cellules et diminuent la puissance du module. Mesurer d'abord les rangées entières une par une pour délimiter le défaut. Sinon modules ou cellules endommagés par un impact de foudre qui n'a pas été remarqué (les défauts de cellules ne sont pas visibles) mesurer les modules et le cas échéant les remplacer. Sinon court circuit dans le boîtier d'un module à cause de l'infiltration de l'eau. Ouvrir le boîtier et évacuer l'eau.
Si les valeurs caractéristiques du générateur sont inchangées.	L'ON s'échauffe à cause de la saleté accumulée ou d'une ventilation insuffisante : dégager l'ON, ne pas l'encombrer, le cas échéant nettoyer les grilles d'aération. Sinon le placer à un autre endroit.

Tableau IV.4 : Recherche de défauts pour la catégorie 3: L'installation fournit moins de courant qu'auparavant

IV.6 Autres types de maintenance

Plusieurs convertisseurs et régulateurs sur le marché sont aujourd'hui sous forme d'un microprocesseur qui joue le rôle donc de dispositif de surveillance : C'est la télésurveillance. Si le système contient ce type de surveillance, l'écoulement quotidien d'énergie (dedans et dehors) aidera à déterminer si le système fonctionne correctement et alertera souvent d'un problème avant qu'il ne cause une défaillance.

En particulier, la surveillance de l'énergie produite chaque jour fournit plus d'informations que d'observer simplement le courant de charge. Si cette surveillance est réduite sensiblement, elle indiquera qu'il y a un problème dans le rechargement du système.

Avec l'observation de la quantité d'énergie utilisée chaque jour, on reconnaîtra alors si la consommation d'énergie a augmenté. En comparant la quantité d'énergie produite à la quantité d'énergie consommée, on verra alors :

- Sous-emploi du système ; c'est-à-dire le système produit plus d'énergie que l'on l'emploie (dû aux pertes dans le système, on devrait toujours produire plus que l'on en a besoin),
- Suremploi, donc on peut bientôt avoir des batteries plates et une défaillance du système. Alternativement, on doit mettre en marche le générateur de secours et le chargeur de batteries pour compenser (s'il existe).

♦ La poursuite solaire

Il existe aussi de dispositif pour assurer la réorientation des panneaux afin de maximiser l'ensoleillement.

♦ Couleur du sol

La couleur qui a le plus grand reflet est le blanc, alors il est préférable d'opter pour cette couleur afin d'augmenter la génération d'énergie à travers cette petite augmentation d'albédo et diminution de chaleur.

Conclusion :

Les composants d'un système solaire PV pour l'alimentation électrique en site isolé nécessitent peu de maintenance corrective mais les tâches d'entretien décrites dans ce chapitre sont simples et faciles à exécuter. Elles sont indispensables pour le système afin assurer son bon fonctionnement.



CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Dans la plupart des pays sous développés, rendre l'électricité disponible dans le milieu rurale a toujours été un souci majeur. Tout le monde est convaincu que les énergies solaires photovoltaïques composeront une part importante du bouquet énergétique futur.

D'une part, l'énergie solaire PV est une énergie propre, silencieuse, disponible et gratuite ; C'est d'ailleurs ce qui explique son utilisation assez significative dans le monde.

D'autre part, la demande en énergie électrique, essentiellement, pour les besoins en site isolé ne cesse d'augmenter, mais cette énergie présente des contraintes liées à la maintenance. C'est ainsi que nous avons entrepris quelques techniques pour trouver un minimum de solutions aux problèmes les plus fréquents. En général, une problématique posée pour l'étude d'un système PV est l'ensoleillement. De ce fait, pour produire plus d'énergie, il faut veiller à l'amélioration de la capture du soleil par les panneaux solaires afin de récupérer le maximum d'ensoleillement.

Mais certains problèmes plus cruciaux se posent encore : C'est le stockage. Puisque l'étude que nous avons entreprise se fait en site isolé, le stockage est obligatoire. Ainsi, les caractéristiques techniques des systèmes de stockage peuvent entraîner d'importantes contraintes de fonctionnement et réduire leur domaine d'utilisation. Le choix de la technologie se pose généralement sur les batteries au plomb. Cependant, cette option n'est pas totalement satisfaisante en raison de certaines contraintes liées à leur fonctionnement. Leur hybridation avec un stockage de longue durée peut alors constituer une solution alternative.

Le problème d'accès à l'électricité est incompatible avec un développement équilibré d'un pays et constitue un des facteurs favorisant l'exode rural. C'est donc un défi de mettre à la disposition des populations rurales une source d'énergie de qualité, capable de stimuler l'activité socio économique et de conduire à une amélioration de leurs conditions de vie.

Perspectives

Les consommateurs d'énergie solaire PV en site isolé ne sont pas de machines, et ont toujours de besoins qui évoluent et pas forcément en phase avec les saisons. Ce travail n'est donc pas exhaustif et amène d'autres questions suscitées par les conclusions déjà livrées. Nous indiquons quelques points qu'il nous apparaît pertinent de développer dans le prolongement éventuel de cette étude.

- Etude et modélisation d'un système autonome hybride (solaire et éolienne ou solaire et groupe électrogène),
- Etude de stockage d'énergie solaire à base hydrogène.

Références bibliographiques

[01] Benoit BROUSSE, « Réalisation et caractérisation des cellules PV organique obtenus par dépôt physique », thèse doctorat (Université de Limoges) , 2004

[02] www.wikipedia.com

[03] Mahamet Lakhdar Louazene, « Etude technico-économique d'un système de pompage PV sur le site de Ouargla », Thèse magistère (Université de Batna),2008

[04] www.retscreen.net

[05] Chakib KHELLIL, « Guide des énergies renouvelables, ministère algérien des mines et de l'énergie », 2007

[06] Anne Labouret, Michel Villon, « Energie solaire PV », 3^{ème} Edition Dunod ,2007

[07] www.photowatt.com

[08] Dr Abdelli Dakkina, Rapport d'atelier du renforcement de capacité dans le domaine de l'énergie durable « Energie solaire PV », Tunis,Avril 2008

[09] Jean Claude Sabonnadiere, « Nouvelles technologies de l'énergie Tome1 », Edition Lavoisier, 2006

[10] Remi SAISSET, « Contribution à l'étude systématique de dispositif énergétique à composantes électrochimique », Thèse de doctorat (école normale supérieure de Cachan), 2004

[11] Julien LABBE, « L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage de l'électricité pour les systèmes en site isolé », Thèse de doctorat (Ecole des mines de Paris) ,2008

[12] Osman BENCHIKH et Mohamed MOUBDI, « Maintenance des systèmes solaires PV pour l'éclairage domestique », CDER MAROC ,1995

[13] Brahmi, Chaall, « Protection et mise à la terre d'une centrale PV connecté au réseau », Thèse ingénieur (Université de Tizi- ouzou),2007

[14] ADEME(Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), « Guide de rédaction des cahiers des charges technique des générateurs PV connectés au réseau », www.ademe.fr

[15] Falk ANTONY, Christian DURSCHNEN, Hein REMERS, « le PV pour tous », Edition le moniteur, 2006

[16]Nadia ACHAIBOU,« Stockage d'énergies renouvelables » thèse magistère (Université de Blida), 2002

[17] Jean Claude Sabonnadiere, « Nouvelles technologies de l'énergie Tome 2 », Edition Lavoisier 2006

