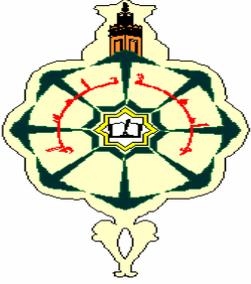


**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAÏD DE TLEMCCEN  
FACULTE DES SCIENCES  
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE



UNITE DE RECHERCHE DES MATERIAUX ET ENERGIES  
RENOUVELABLES (URMER)  
ECOLE DOCTORALE « ENERGIES RENOUVELABLES »

## **MEMOIRE**

Pour obtenir le grade de

**MAGISTER EN PHYSIQUE**

**Spécialité : ENERGIES RENOUVELABLES**

Par

Mr. Mohamed El Amine Khaled BENALOUACH

Sur le Thème

**Modélisation, Simulation et Optimisation d'un Système  
Énergétique de Production Photovoltaïque associé à un  
Accumulateur.**

Soutenue publiquement le 25 Novembre 2013, devant le jury composé de :

<b>Président :</b>	Pr Nacreddine BIBITRIKI	Université de Tlemcen
<b>Encadreur :</b>	Pr Ali CHERMITTI	Université de Tlemcen
<b>Examineurs:</b>	Pr Abdelkarim MERAD	Université de Tlemcen
	Dr Abdelghani KHERROUS (MCA)	Université de Tlemcen
	Dr Abdelhak CHIKHAOUI	Université de Tlemcen

Je dédie ce modeste travail

**À**

ma chère mère,  
mon cher père,  
ma chère épouse  
mes fils Fayçal  
Ibrahim  
et Farés  
mes sœurs et frères,  
toute ma famille.

## Remerciements

Je remercie Allah qui m'a aidé pour faire le présent travail.

Ce travail a été mené sous la direction de Monsieur le Professeur Ali CHERMITI à qui j'exprime ma profonde gratitude de m'avoir encadré et ma profonde reconnaissance pour la confiance qu'il m'a faite en me donnant la chance de travailler avec lui. Je le remercie très chaleureusement pour l'intérêt qui a été porté de sa part à mon travail.

Je tiens vraiment à remercier très chaleureusement le Maître Assistant Monsieur Mustapha BELARBI enseignant au département de Génie électrique à l'université Ibn khaldoun de Tiaret pour sa sympathie, ses conseils judicieux et son aide efficace qui ont permis une progression concrète de ce travail. Je le remercie très chaleureusement pour l'intérêt qui a été porté de sa part à mon travail ; qu'il soit également remercié de m'avoir aidé avec tout ce qu'il a pu, pour me faciliter le travail et l'accélérer. Je le remercie également pour son soutien permanent et ses précieux conseils.

Je tiens à remercier chaleureusement les membres du Laboratoire de génie énergétique et génie informatique de l'université Ibn khaldoun de Tiaret, particulièrement Monsieur Mohamed KOUADRIA, Omar HENNI, et plus précisément Monsieur Tayeb ALLAOUI responsable de laboratoire de m'avoir accueilli en son laboratoire et pour l'aide qu'ils m'ont apporté.

J'exprime ma reconnaissance à Monsieur Nacereddine BIBI TRIKI, pour l'honneur qu'il me fait en présidant le Jury de soutenance, qu'il trouve ici l'expression de mes remerciements les plus vifs, pour ses encouragements incessants, l'aide sincère et les conseils judicieux qu'il m'a apportés.

Mes vifs remerciements vont aussi à Monsieur Abdelkarim MERED pour avoir bien voulu porter une attention particulière à ce travail en faisant partie du Jury.

Je remercie vivement Monsieur Abdelghani KHERROUS, qui m'a grandement honoré en acceptant d'être examinateur.

Je remercie vivement Monsieur Abdelhak CHIKHAOUI, qui m'a grandement honoré en acceptant d'être examinateur.

Mes remerciements vont également à mes enseignants à l'Université ABOU BEKER BELKAID TLEMCEN et à l'Université Ibn Khaldoun de TIARET.

Mes remerciements vont également à mes chers parents, mes sœurs, mes frères, qu'Allah les garde pour leur soutien moral,

Enfin, merci à ma très chère épouse, à toi qui a su me captiver et me guider vers des études supérieures et a su être mon inspiration quand j'avais des baisses de régime, l'aboutissement de ce travail n'aurait pas été possible sans ton soutien permanent.

# Notations

## Notations

$C_i$ ( $i = a, b, c$ )	: Commandes logiques des bras de l'onduleur
$E$	: Tension d'entrée de l'onduleur (V)
$E_g$	: Tension de gap (eV)
err_adm	: Erreur admissible
$G$	: Ensoleillement ( $W/m^2$ )
$G^*$	: Ensoleillement de référence ( $W/m^2$ )
$g$	: Accélération de la pesanteur ( $=9,81 m/s^2$ )
$I$	: Courant débité par le panneau (A)
INC	: INcremental Conductance
$I_{OP}$	: Courant optimal (A)
$I_{ph}$	: Photocourant (A)
$I_{PV}$	: Courant débité par le panneau photovoltaïque (A)
$I_S, I_S'$	: Courants de saturation des diodes en inverse (A)
$I_{SC}$	: Courant de court-circuit (A)
$k$	: Constante de Boltzmann
MPP	: Maximum Power Point
MPPT	: Maximum Power Point Tracking
$N_C$	: Nombre de cellules par module
$N_{max}$	: Nombre maximal d'itérations
$N_P$	: Nombre de modules en parallèle
$N_S$	: Nombre de modules en série
P&O	: Perturb & Observe
$P_m$	: Puissance mesurée produite par les panneaux photovoltaïques (W)
$P_{max}$	: Puissance maximale produite par les panneaux photovoltaïques (W)
PV	: Photovoltaïque
$q$	: Charge de l'électron
$R_P$	: Résistance en parallèle ( $\Omega$ )
$R_S$	: Résistance en série ( $\Omega$ )
$T$	: Température d'une cellule ( $^{\circ}K$ )
$T_1, T_2$	: Températures mesurées ( $^{\circ}K$ )

$V$	: Tension aux bornes du panneau (V)
$V_{i(i=a,b,c)}$	: Tensions débitées par l'onduleur (V)
$V_{OC}$	: Tension en circuit ouvert (V)
$V_{OP}$	: Tension optimale (V)
$V_{PV}$	: Tension aux bornes du panneau photovoltaïque (V)
$\alpha$	: Facteur d'idéalité de la diode D
$\beta$	: Facteur d'idéalité de la diode D'
$\Delta I$	: Variation du courant (A)
$\Delta P$	: Variation de la puissance électrique (W)
$\Delta V$	: Variation de la tension (V)

# Sommaire

# Sommaire

<b>Introduction générale</b>	<b>01</b>
<b>Chapitre 1. L'énergie photovoltaïque</b>	<b>04</b>
1.1- Energie Solaire	06
1.1.1 -Le rayonnement solaire	06
1.1.2 -Gisement solaire	09
1.1.2.1- Composantes du rayonnement solaire au sol	09
1.1.2.2 - Paramètres de position	12
1.1.2.3 - Application pour un site donné	16
1.2 Description des éléments d'un système photovoltaïque	20
1.2.1-Le générateur photovoltaïque	22
1.2.1.1-la cellule photovoltaïque	22
1.2.1.2- Le module photovoltaïque	24
1.2.1.3- Caractéristiques d'un module	26
1.2.1.4- Le panneau photovoltaïque	28
1.2.2- Système de stockage	30
1.2.2.1- Synthèse des différents dispositifs de stockage	30
1.2.2.2-Caractéristiques déterminant le choix d'une technologie de stockage	31
1.2.2.3-Types d'accumulateur	34
1.2.2.3.1-Batteries au plomb : fonctionnement et performances	34
1.2.2.3.2- Les Accumulateurs au Nickel- cadmium	41
1.2.3- Système de régulation	41
1.2.3.1- Régulation de la décharge	42
1.2.3.2- Régulation de la charge	45
1.2.4- Système de conversion	47
1.2.4.1-Le convertisseur continu -continu	47
1.2.4.2-Le convertisseur continu- alternatif	47
1.2.5- La Charge	49
1.2.6-Installation du système	49
1-3 Conclusion	52
<b>Chapitre 2. Modélisation et Identification des Paramètres du Système Photovoltaïque</b>	<b>53</b>
2.1- Synthèse des architectures de systèmes photovoltaïques autonomes	53
2.1.1- Type de système photovoltaïque	54
2.1.1.1- Alimentation directe sans transformation	54
2.1.1.2- Alimentation directe avec transformation	55
2.1.1.3- Système autonome avec stockage	55
2.1.2- Type de modules photovoltaïques	55
2.1.2.1-Types de cellules photovoltaïques	55
2.1.2.2- Caractéristiques électriques	57
2.1.3- Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion	61
2.2- Modélisation des différents éléments d'un système photovoltaïque	63
2.2.1-Panneaux photovoltaïques	64
2.2.1.1- Modèle électrique	64
2.2.1.2- Modèle thermique	66
2.2.1.3- Effet de la température et de l'ensoleillement	66
2.2.2- Onduleur de tension	68
2.2.3- Système de stockage	71
2.2.3.1- Modèle de la charge de la batterie	71
2.2.3.2- Modèle de la décharge de la batterie	71
2.2.3.3- La tension de la batterie	72
2.2.4- La Charge	74

2.3- Identification et commande du système photovoltaïque	76
2.3.1- Identification des paramètres du panneau photovoltaïque	76
2.3.1.1- Algorithme d'identification des paramètres	77
2.3.1.2- Simulation du comportement du panneau photovoltaïque	79
2.3.2- Identification des paramètres de l'association onduleur-Charge	84
2.4-Conclusion	85
<b>Chapitre 3. Simulation et Optimisation du système photovoltaïque</b>	<b>86</b>
3.1- Fonctionnement du système photovoltaïque sans MPPT	87
3.1.1-Principe de fonctionnement du simulateur	87
3.1.2-Simulation du Système Photovoltaïque	90
3.2-Optimisation du système photovoltaïque	95
3.2.1- Suivi de la puissance maximale du générateur photovoltaïque	95
3.2.2- Point de fonctionnement	96
3.2.3- Quelques types d'algorithmes de tracking	97
3.2.3.1- Algorithme Perturber et observer	98
3.2.3.2- Algorithme Tension constante (Constant Voltage MPPT)	100
3.2.3.3- Algorithme Accroissement de la conductibilité (INC-MPPT)	101
3.2.3.4- Algorithme Capacité parasite (PC)	103
3.2.3.5- Algorithme Tracking avec modèle de base (Model Based MPPT)	104
3.3-Fonctionnement du système Photovoltaïque avec MPPT	105
3.4- Conclusion	112
<b>Conclusion générale</b>	<b>113</b>
<b>Bibliographie</b>	
<b>Annexes</b>	

# ***Introduction générale***

## ***Introduction générale***

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

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

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

Ainsi, en ce qui concerne l'énergie photovoltaïque traitée dans ce mémoire, nous pouvons considérer cette source d'énergie comme une des énergies renouvelables capable de produire de l'électricité en grande quantité sur du long terme sans trop émettre de gaz à effet de serre. Il reste encore quelques problèmes techniques à résoudre pour rendre cette énergie compétitive par rapport aux autres solutions et en premier lieu, le fait d'être une source intermittente d'électricité difficile à anticiper et à contrôler la rend difficile à exploiter au moment où on en a besoin. La question du prix élevé de l'électricité photovoltaïque est également souvent avancée comme un frein important au développement de cette ressource énergétique, à juste titre. Cependant, ce prix, aujourd'hui à environ 5 €/par  $W_{crête}$  [33], baisse régulièrement avec les avancées technologiques diverses. L'objectif des

professionnels est de passer dans quelques années, sous la barre symbolique de 1 €/par  $W_{\text{crête}}$  [33]. Quelle que soit la baisse des coûts atteints, cela rend cette énergie de plus en plus intéressante pour le grand public.

Si on se penche sur les diverses avancées technologiques effectuées ces dernières années, on voit apparaître dans la littérature quantités de matériaux différents ainsi que plusieurs assemblages possibles pour créer un générateur photovoltaïque fiable. Pour l'utilisateur final, la nature technologique de la cellule utilisée pour produire de l'énergie importera donc peu en premier lieu. Les paramètres plus pertinents sont donc tout d'abord le prix du watt crête du module ( $\text{€}W_c$ ), son rendement, sa durée de vie, sa taille, son poids, son apparence esthétique et l'impact de la fabrication et du retraitement sur l'environnement. Ainsi, en fonction des applications visées, chaque critère sera plus ou moins pondéré pour mieux sélectionner les meilleures combinaisons (système autonome hautement sécurisé, système de forte production pour la connexion réseau, production domestique, systèmes embarqués et portables, etc ...).

Du point de vue des chercheurs, une bonne compréhension des différentes technologies de cellule et de module est cruciale pour continuer à réduire les coûts, augmenter les performances et améliorer l'impact sur l'environnement en trouvant par exemple des solutions de recyclage dès la conception de nouveaux modules PV. De nombreuses technologies sont aujourd'hui opérationnelles mais beaucoup exigent encore des travaux de recherche et de développement spécifiques pour atteindre le degré de maturité nécessaire à une forte production.

Dans ce manuscrit, et afin d'étudier en détail le fonctionnement d'un système photovoltaïque, nous nous proposons de le modéliser puis le simuler à l'aide du logiciel de calcul scientifique Matlab-Simulink.

Dans le premier chapitre, et avant de détailler les éléments constitutifs de notre système, il nous semble opportun de décrire le gisement solaire considérons que c'est le carburant de notre système d'autant plus son caractère intermittent exige plus au moins une bonne maîtrise; caractérisé par une application sur un site donné. Suivi d'une description des différents éléments constituant le système sujet de notre étude.

Dans la première partie du deuxième chapitre, nous présentons brièvement

l'architecture de notre système photovoltaïque. Ensuite nous allons passer à la modélisation où les modèles mathématiques des différents éléments constitutifs seront développés. En deuxième partie et à partir des caractéristiques physiques fournies par les fabricants, nous essayerons d'obtenir les paramètres nécessaires à la simulation.

Au troisième chapitre, le comportement du notre système sera analysé par des simulations. Pour mieux comprendre certains régimes propres au système nous allons montrer a priori les résultats de simulation de l'ensemble charge alimenté par un générateur solaire, via un onduleur de tension pour plusieurs configurations, Ensuite ses mêmes configurations seront adoptés pour des simulations en intégrant le dispositif de tracking de point de puissance maximum, d'ou on distingue l'intérêt de ce dispositif.

# *Chapitre 1*

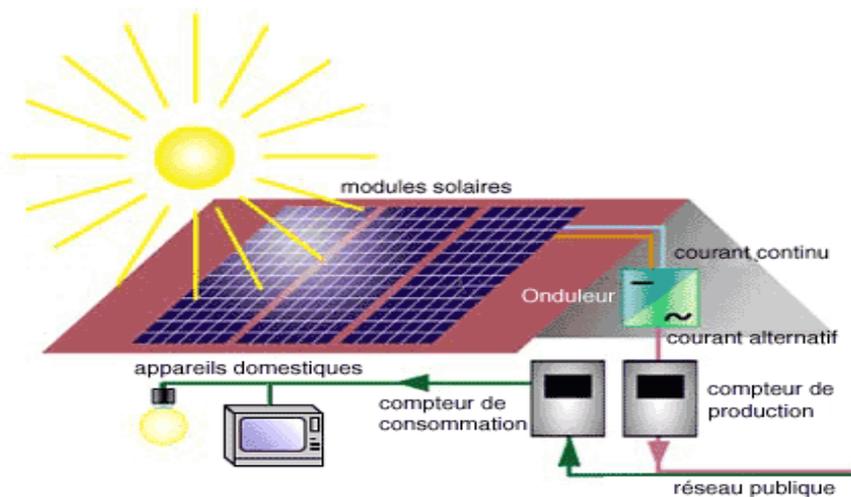
## ***L'énergie photovoltaïque***

### *L'énergie photovoltaïque*

Au rythme de la consommation actuelle des ressources énergétiques les gisements d'énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz) et fissiles (uranium), même selon les scénarios les plus extrêmes, ne représentent plus que quelques dizaines d'années ou au mieux un peu plus d'un siècle pour le cas du charbon. La situation est d'autant plus alarmante que la demande énergétique va en grandissant. Le photovoltaïque, ayant comme source le soleil (énergie quasi inépuisable à l'échelle humaine), se positionne comme une solution à l'épuisement des ressources d'énergies fossiles. Malheureusement, bien que la production d'énergie renouvelable soit en forte expansion ces dernières années, plus de 80% de la production d'énergie au monde provient encore des énergies fossiles et fissiles [5]. Les énergies renouvelables (géothermique, solaire et éoliens) ne fournissent que 0,1%, chiffre qui peut sembler dérisoire mais en continuelle évolution (+30% par an). En effet, au-delà du caractère propre des énergies renouvelables, ces dernières présentent l'avantage de pouvoir être produites par de petits systèmes isolés appelés système de production décentralisée.

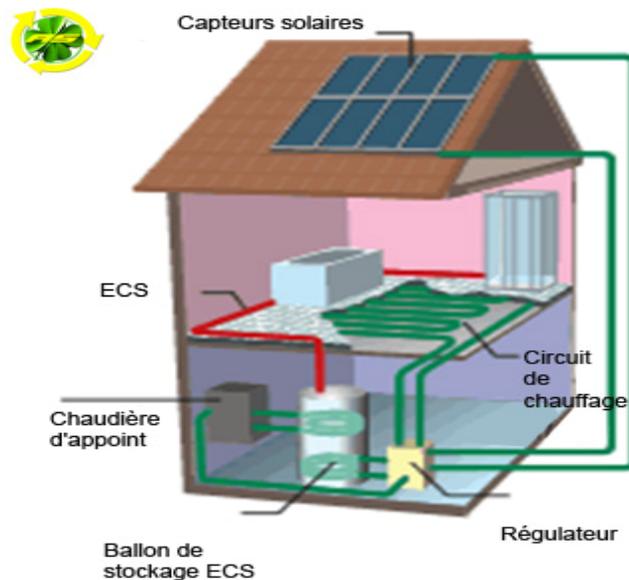
Dans le cas du photovoltaïque, suivant la proximité d'un réseau électrique ou non et afin d'assurer la continuité de la fourniture d'énergie électrique, il sera parfois nécessaire d'ajouter un système de stockage.

Il est à noter que l'énergie solaire photovoltaïque convertit directement le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en électricité Figure (1.1). Elle utilise pour ce faire des modules photovoltaïques composés de cellules solaires ou de photopiles qui réalisent cette transformation d'énergie.



**Figure 1.1 :** modules photovoltaïque

Elle est radicalement différente de l'énergie solaire thermique Figure (1.2) qui, quant à elle, produit de la chaleur à partir du rayonnement solaire infrarouge afin de chauffer de l'eau ou de l'air. On utilise dans ce cas des capteurs thermiques qui relèvent d'une toute autre technologie. Dans le langage courant, ce sont des « chauffe eau solaires » ou des « capteurs à air chaud ».



**Figure 1.2 :** Chauffe eau solaire

Il y a aussi ce qu'on appelle l'énergie solaire thermodynamique Figure (1.3), qui fonctionne sur un principe de concentration des rayons solaires au moyen des miroirs galbés, en un foyer placé sur une tour qui emmagasine les calories pour les restituer ensuite sous forme mécanique à l'aide d'une turbine à vapeur par exemple.



**Figure 1.3 : Tour solaire**

Dans ce chapitre, avant de détailler les éléments constitutifs de notre système, il nous semble opportun de décrire le gisement solaire d'autant plus son caractère intermittent exige plus au moins une bonne maîtrise, caractérisé par une application sur un site quelconque en vue d'obtenir un dimensionnement adéquat. Suivi d'une description des différents éléments constituant le système sujet de notre étude, nous nous contentons dans cette partie de présenter chaque élément d'une manière générale en attendant une étude plus approfondie dans le deuxième chapitre.

## **1.1- Energie Solaire**

L'énergie solaire atteignant une surface donnée dépend directement de l'orientation de celle-ci et de la position du soleil. Pour récupérer un maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est donc fondamentale.

### **1.1.1 -Le rayonnement solaire**

Le rayonnement émis par le soleil comporte des ondes électromagnétiques dont une partie, appelée le rayonnement solaire, ne cesse de parvenir à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre. En raison de la valeur prise par la température superficielle du soleil environ 5800 K, l'énergie de rayonnement électromagnétique transmise à la terre provient essentiellement de l'émission d'ondes lumineuses qui se situent dans le visible (entre 0,4 et 0,7  $\mu\text{m}$  de longueur d'onde environ) et le proche infrarouge (entre 0,7 et 4  $\mu\text{m}$  environ) ; cette énergie, moyenne sur une année et sur l'ensemble de la limite supérieure de l'atmosphère, correspond à un éclairage de quelque 340  $\text{W.m}^{-2}$ . Mais sur cette quantité d'éclairage

qu'apporte le soleil au système terre-atmosphère, environ  $100 \text{ W.m}^{-2}$  sont réfléchis vers l'espace : le reste est absorbé, pour un tiers par l'atmosphère et pour les deux tiers par la surface terrestre [3].

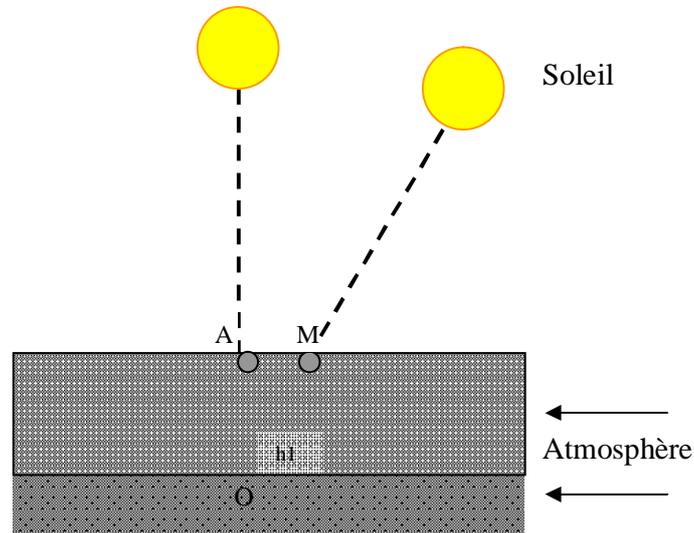
Tout d'abord, près du quart de cet éclairement incident est réfléchi dans l'espace par l'atmosphère : pareille réflexion est essentiellement le fait des nuages (environ  $65 \text{ W.m}^{-2}$ ), le reste étant dû aux autres constituants atmosphériques — gaz et aérosols — qui réfléchissent environ  $15 \text{ W.m}^{-2}$ . En outre, l'atmosphère et ses nuages prélèvent par absorption  $80 \text{ W.m}^{-2}$  environ sur l'éclairement solaire : restent donc approximativement  $180 \text{ W.m}^{-2}$  qui parviennent à la surface terrestre au terme d'une transmission dont à peu près les deux tiers se font directement, le reste s'effectuant par diffusion vers le bas ; c'est grâce à ce rayonnement diffus que l'on peut voir sans interruption pendant le jour, même quand les nuages cachent le soleil.

On assiste à un processus assez complexe d'interaction entre diffusion vers le bas et réflexion : la surface terrestre, possédant un albédo moyen élevé (l'albédo est la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchi par un obstacle), devrait renvoyer dans l'atmosphère environ  $50 \text{ W.m}^{-2}$  sur les quelque  $180 \text{ W.m}^{-2}$  incidents ; mais en fait, la majeure partie de l'éclairement qu'elle réfléchit ainsi lui revient tôt ou tard par diffusion vers le bas depuis le milieu atmosphérique et s'ajoute partiellement aux  $130 \text{ W.m}^{-2}$  de rayonnement solaire non réfléchis à son contact. Bien qu'il n'existe pas dans la réalité deux instants distincts pour l'absorption par la surface terrestre, mais un phénomène continu d'absorption du rayonnement solaire, on peut résumer le processus précédent en disant que tout se passe comme si les  $50 \text{ W.m}^{-2}$  réfléchis par cette surface se répartissaient entre  $20 \text{ W.m}^{-2}$  définitivement renvoyés vers l'espace interplanétaire après diffusion vers le haut à travers l'atmosphère et  $30 \text{ W.m}^{-2}$  retournant à la surface terrestre après diffusion différée vers le bas. Ces  $30 \text{ W.m}^{-2}$  s'ajoutent aux  $130 \text{ W.m}^{-2}$  initialement non réfléchis pour constituer approximativement les  $160 \text{ W.m}^{-2}$  — pratiquement la moitié du rayonnement solaire — qu'absorbe la surface terrestre.

En ramenant toutes les couches de l'atmosphère dans des conditions normales ( $P=1013 \text{ mbar}$  et  $t=25^\circ\text{C}$ ), on a défini une atmosphère standard d'épaisseur verticale moyenne de  $7,8 \text{ km}$  prise pour référence unité et formée de couches planes et stratifiées composées par les divers gaz comme l'azote (couche de  $6150 \text{ m}$ ), l'oxygène ( $1650 \text{ m}$ ), l'argon ( $74 \text{ m}$ ), le

gaz carbonique (24 m)... L'eau est représentée par une couche d'épaisseur variable de quelques dizaines de mètres pour la vapeur et de quelques centimètres pour le liquide.

De la on introduit le nombre d'air masse  $m$  qui permet de tenir compte de l'épaisseur de l'atmosphère traversée par les rayons solaires suivant l'inclinaison du soleil [4].



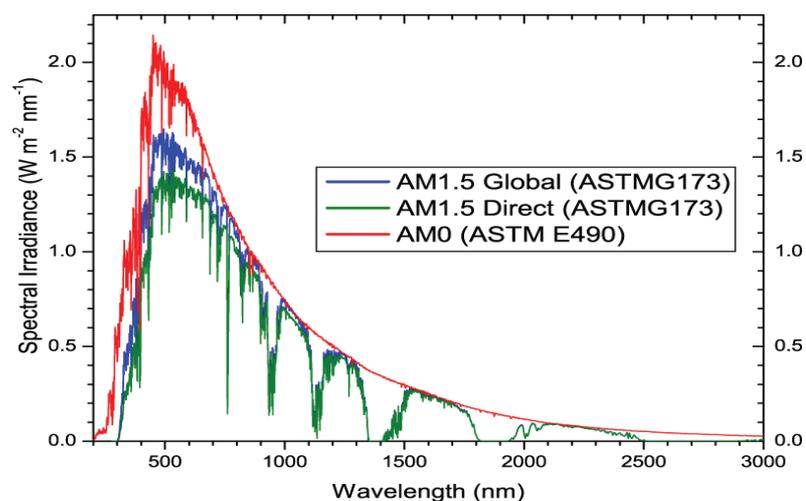
**Figure 1.4 :** Définition du nombre d'air masse.

A l'aide des points O, A et M et cet angle «  $h1$  » sur la figure (1.4), on décrit la longueur du trajet du soleil à travers l'atmosphère :

$$OM = OA / \sin h1 \quad (1.1)$$

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

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



**Figure 1-5 :** Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.

Source NREL solar spectrum.

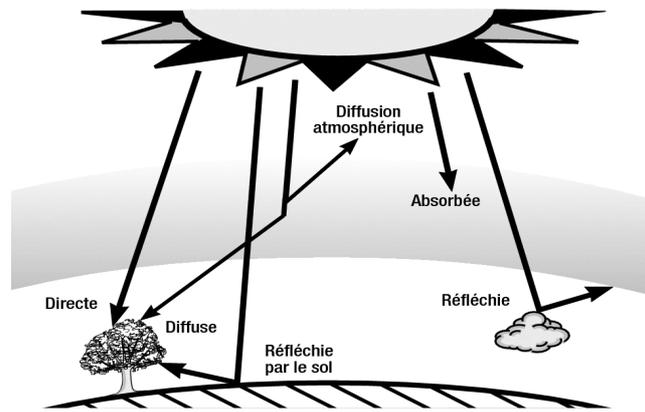
Il est important de comprendre les deux aspects recouverts par le concept de nombre d'air masse. D'une part, il caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire ( $1353 \text{ W.m}^{-2}$  pour AM0,  $833 \text{ W.m}^{-2}$  pour AM1, 5) et d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques. Ainsi les conditions standards de qualification des cellules sont un spectre AM1, 5, une puissance incidente de  $1\ 000 \text{ W.m}^{-2}$  et une température de  $25^\circ\text{C}$ . Sauf indication contraire, c'est pour de telles conditions que doivent être fournies les performances et spécifications d'un dispositif photovoltaïque donné [6].

### **1. 1.2 -Gisement solaire :**

#### **1. 1.2.1- Composantes du rayonnement solaire au sol :**

Même si compte tenu des effets précédents, le flux énergétique reçu au sol ne dépasse que très rarement  $1\ 000 \text{ W.m}^{-2}$ , le gisement énergétique potentiel est considérable. De plus, le Soleil constitue une source d'énergie à très haute température supérieure à  $5000 \text{ K}$ , extérieure à la Terre. En théorie, le rendement de Carnot d'un dispositif de conversion énergétique exploitant le système Terre – Soleil est donc proche de l'unité, une qualité rare qui mérite attention, même si les rendements pratiques actuels en sont fort éloignés comme nous le verrons. Le dimensionnement d'un système à énergie solaire repose sur l'évaluation de l'énergie reçue au lieu d'installation. On appelle éclairement  $G$  la puissance solaire reçue par un capteur plan. Cet éclairement provient du rayonnement solaire direct et du rayonnement diffusé par le ciel ou réfléchi par une surface, notamment par le sol (albédo) Fig (1-6). En effet, sous les latitudes européennes, la part de rayonnement diffus peut dépasser 30 %. Pour assurer l'indépendance de la mesure de l'éclairement vis-à-vis du spectre variable du rayonnement, on a recours à une mesure thermique. L'éclairement direct est mesuré avec un pyrhéliomètre, l'éclairement global  $G$  avec un pyranomètre, l'éclairement diffus étant mesuré en masquant le rayonnement direct.

L'albédo est le rapport de l'énergie solaire réfléchie par une surface sur l'énergie solaire incidente.



**Figure 1.6:** Composantes du rayonnement solaire au sol

Pour un capteur près du sol, l'éclairement  $G$  dépend de la latitude du lieu, de la période de l'année, de l'instant considéré dans la journée, de l'orientation et de l'inclinaison du capteur et naturellement de la qualité de l'atmosphère. Il dépend aussi des éventuelles ombres portées pour certaines situations d'exposition au cours de la journée. Aux facteurs purement géométriques, parfaitement prévisibles, s'ajoutent des facteurs météorologiques à caractère aléatoire ou statistique. En effet la durée d'insolation sur un site donné comporte trois aspects différents. Les coordonnées du lieu considéré déterminent une durée astronomique d'insolation, potentielle. Cette durée est modulée par l'environnement géographique du site et donne la durée géographique d'insolation (encore appelée durée topographique d'insolation). Enfin, l'évolution de la météorologie (nébulosité, nuages) conduit à une durée de l'insolation qui ne peut être calculée a priori, mais seulement mesurée sur le site : cette durée effective d'insolation, journalière, mensuelle ou annuelle, est naturellement inférieure aux précédentes. On dispose maintenant de nombreuses données statistiques issues de relevés météorologiques effectués au sol ou par traitement d'images satellitaires (Figure 1.7), donnant notamment la durée d'insolation effective et le flux global recueilli sur une surface horizontale (irradiation) pour une période donnée (annuelle ou journalière en fonction de la saison). Ces données sont librement accessibles sur plusieurs sites, notamment celui de l'*Institute for Environment and Sustainability* de la Commission européenne [6].

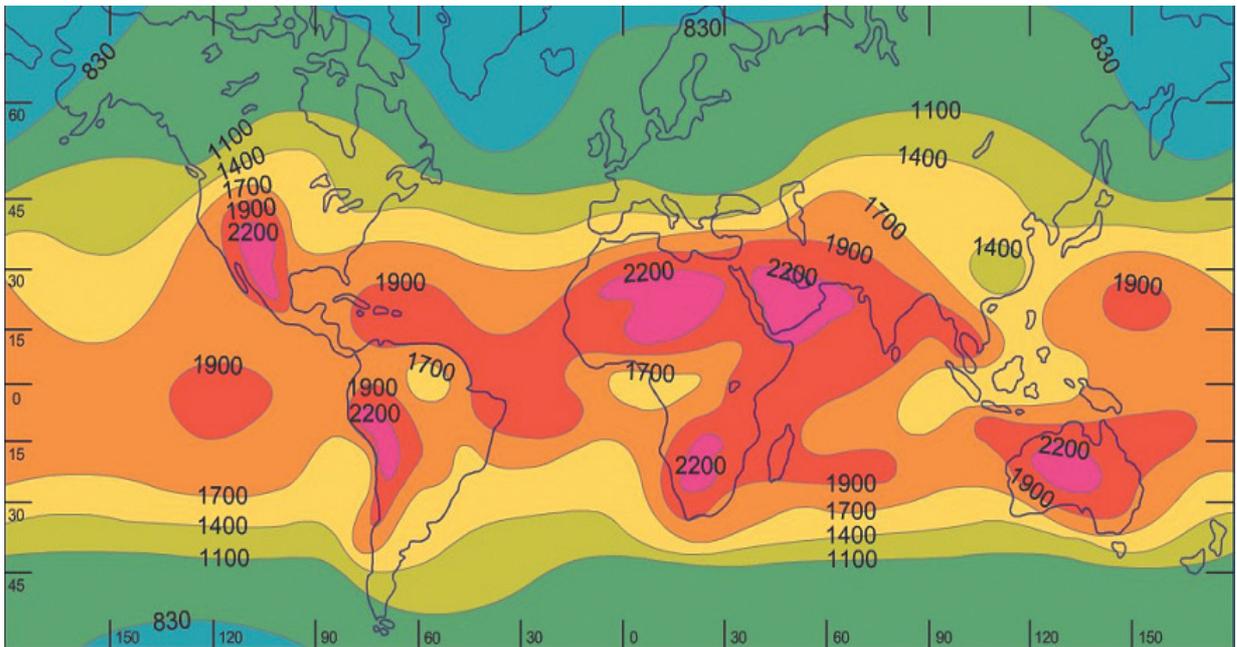


Figure 1.7 : Énergie solaire annuelle moyenne en kWh reçue sur un plan horizontal

(Source Encyclopedia Universalis 2005)

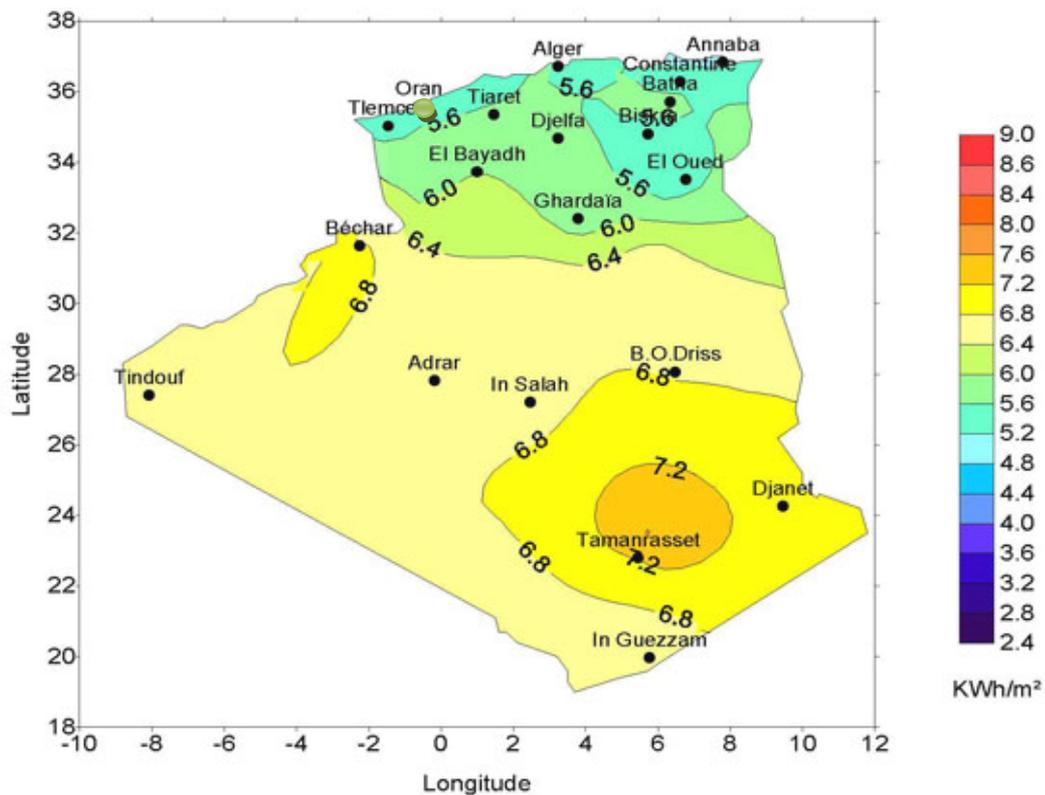


Figure 1.8 : Moyenne annuelle de l'énergie reçue en Algérie[11]

A cet effet, concernant la mesure du rayonnement solaire en Algérie (Figure 1.8), le réseau de mesures est peu dense relativement à la superficie du territoire. En effet, seules sept

stations météorologiques sur la soixantaine que compte le réseau de l'office national de la météorologie assurent la mesure des composantes diffuse et globale du rayonnement solaire reçu sur le plan horizontal.

En notant  $G_{ref}$  (kWh/m<sup>2</sup>) cet éclairement annuel de référence sur le site d'installation, l'éclairement annuel  $G$  dans le plan des capteurs est alors donné par :

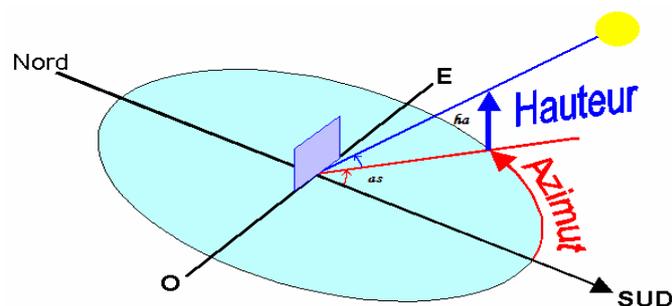
$$G = G_{ref} \cdot FT \quad (1.2)$$

$FT$ , appelé « **facteur de transposition** » prend en compte l'inclinaison et l'orientation des capteurs ainsi que l'albédo dépendant de l'environnement des capteurs sur le site. Les bases de données donnent également les parts de rayonnements direct et indirect, ainsi que l'inclinaison optimale des capteurs maximisant  $FT$ . Il faut aussi tenir compte des ombres portées par l'environnement matériel.

**1.1.2.2- Paramètres de position :** L'énergie solaire atteignant une surface donnée dépend directement de l'orientation de celle-ci et de la position du soleil. Pour récupérer un maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est donc fondamentale.

En énergétique solaire, on utilise les coordonnées locales du soleil sur la sphère céleste, figure (1.9), à savoir :

- sa **hauteur angulaire** « *ha* » sur l'horizon, angle de sa direction avec l'horizontale ;
- son **azimut** « *as* », angle du plan vertical contenant le soleil avec le plan méridien local.



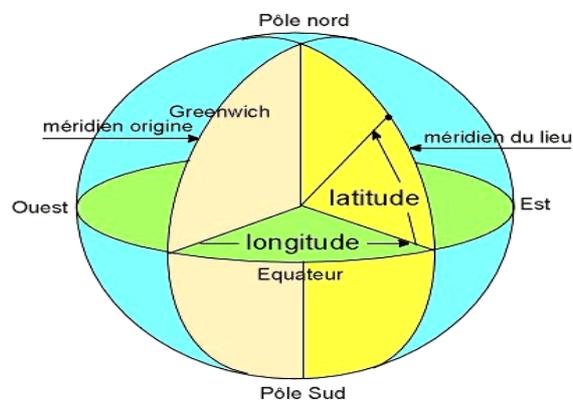
**Figure 1.9 :** Position d'un astre dans l'espace [11]

Ces grandeurs sont calculables à partir des grandeurs géophysiques longitude  $L$  et déclinaison «  $\delta$  ».

- **Longitude L:**

L'équateur est une ligne fictive de séparation entre l'hémisphère nord et l'hémisphère sud, définie par un plan perpendiculaire à l'axe des pôles. Le méridien est le plan du lieu passant par l'axe des pôles.

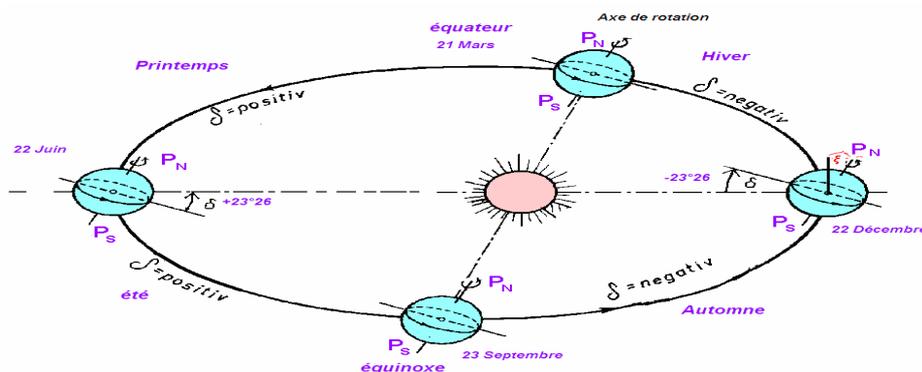
Tout point de la sphère terrestre peut être repéré par deux coordonnées, appelées coordonnées terrestres, à savoir : sa latitude «  $\varphi$  », qui est positive dans l'hémisphère nord, elle est négative dans l'hémisphère sud, et sa longitude «  $L$  » positive à l'ouest négative à l'est. Le méridien origine, servant à la mesure de la longitude, est celui de Greenwich.



**Figure 1.10 :** Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné [09]

- **Déclinaison «  $\delta$  » :**

La terre décrit autour du soleil une ellipse située dans un plan appelé le plan de l'écliptique comme le montre la figure (1.11) ci-dessous :



**Figure 1.11 :** Trajectoire de la terre autour du soleil [10]

L'angle que fait le plan de l'équateur terrestre avec la direction Terre Soleil est appelé la déclinaison «  $\delta$  ». Cet angle varie tout au long de l'année de façon symétrique de  $-23^{\circ}26'$  à  $+23^{\circ}26'$  comme le montre la figure (1.11).

L'angle «  $\delta$  » que fait la normale au plan de l'écliptique avec l'axe de rotation de la terre (ou axe du monde) vaut évidemment  $23^{\circ}26'$

Les équinoxes sont les deux dates de l'année où le soleil traverse le plan équatorial : sa déclinaison est alors nulle et les durées du jour et de la nuit sont égales. L'équinoxe d'automne intervient vers le 22 septembre et l'équinoxe de printemps vers le 22 mars, dans l'hémisphère Nord.

Dans l'hémisphère Nord, le solstice d'été (vers le 21 juin) est la période au cours de laquelle la durée qui sépare le lever et le coucher du soleil cesse de croître (maximum 16 h 8 mn). Le solstice d'hiver (vers le 21 décembre) est la période au cours de laquelle cette durée cesse de décroître (minimum 8h 12mn) la déclinaison est maximale.

Les saisons sont inversées dans l'hémisphère Sud.

La valeur de la déclinaison peut être obtenue avec une bonne précision par la formule suivante :

$$\delta = 23,45 \sin \left[ \left( \frac{360}{365} \right) \cdot (n - 81) \right] \quad (1.3)$$

$n$  étant le numéro du jour de l'année,

L'organigramme donnée à la figure (I-12) permet de calculer le numéro «  $n$  » du jour à partir de la date écrite sous forme  $jj.mm$  (jour. Mois).

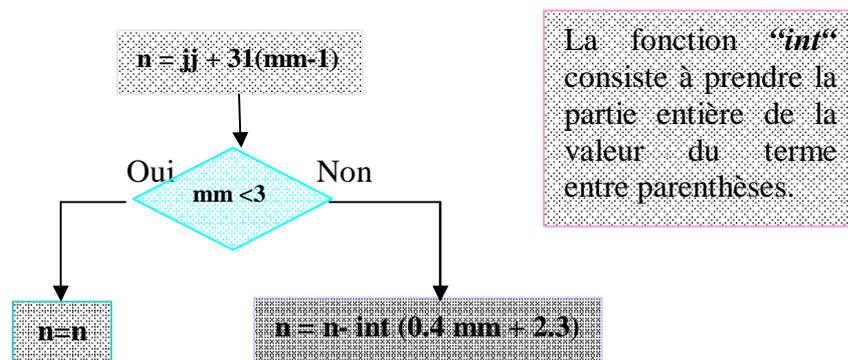


Figure 1.12 : Organigramme de calcul du numéro du jour de l'année [2]

La hauteur « *ha* » est obtenue en fonction de la longitude **L**, de la déclinaison **δ** et de l'heure solaire par :

$$ha = \arcsin (\sin L \sin \delta + \cos L \cos \delta \cos h) \quad (1.4)$$

Avec **h**= (heure solaire-12).15°

Et l'azimut « *as* » est obtenu par :

$$as = \arcsin \left( \frac{\cos \delta \sin h}{\cos ha} \right) \quad (1.5)$$

Le positionnement des capteurs est défini en inclinaison  $\alpha_i$  par rapport à l'horizontale et en orientation  $\alpha_o$  par rapport au sud. Le facteur **FT** est alors obtenu par différents outils graphiques ou données relatives au lieu considéré.

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée.

La connaissance du gisement solaire d'une région est plus ou moins précise :

- ✓ Selon la densité des stations pour lesquelles on a des données.
- ✓ Selon le nombre d'années de mesures disponibles.
- ✓ Selon le pas de temps des données (mois, jour, heure).
- ✓ Selon la nature des données : durée d'ensoleillement, composante directe et diffuse et globale du rayonnement solaire, albédo du sol etc.....

Pour pallier aux insuffisances des réseaux de mesures, des modèles sont proposés, ils sont fonction des principaux paramètres météorologiques, comme la température ambiante, l'humidité relative, la durée d'insolation et de quelques paramètres astronomiques, tels que la déclinaison du soleil, la durée astronomique du jour, la constante solaire, la variation de la distance terre soleil et de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation extraterrestre calculée sur un plan horizontal à la limite de l'atmosphère [1].

D'autre part, nous pouvons affirmer que sur un site donné, l'utilisation directe d'un modèle proposé dans la littérature, peut conduire à des valeurs erronées pouvant influencer considérablement sur le dimensionnement des systèmes solaires, d'où le surdimensionnement ou le sous dimensionnement du système considéré. Ce qui est du à notre sens que le choix du

modèle dépend fortement des caractéristiques climatiques du site considéré par rapport à celles sur lequel on envisage son application [1].

On peut donc conclure, que l'optimisation d'un système photovoltaïque passe obligatoirement par une bonne estimation du gisement solaire du lieu de l'installation, d'où un développement impératif du réseau de mesure, ou le choix d'un modèle adéquat en fonction du site.

### 1.1.2.3- Application pour un site donné :

Pour mieux comprendre les différents paramètres déjà cités, on a opté pour une application sur un site quelconque, et on hésitant de choisir entre Tiaret ma ville natale et Tlemcen la ville qui ma accueille pour la réalisation de mon travail j'ai choisi la ville d'Oran.

Pour notre étude de la ville d'Oran, on calcule la hauteur au midi solaire ; l'angle horaire au coucher, l'azimut au coucher ainsi que la durée du jour en heure pour le 15 de chaque mois ; les données sont résumées sur le tableau (I-1) ci-dessous en utilisant les relations suivantes :

- Hauteur au midi solaire :  $hm = \sin^{-1}[\cos(\delta - \varphi)]$
- Angle horaire au coucher :  $\omega_0 = \cos^{-1}(-\tan \varphi \cdot \tan \delta)$
- Azimut au coucher :  $a_0 = \cos^{-1}(-\sin \delta / \cos \varphi)$
- Durée du jour (en h) :  $ddj = 2 \omega_0 / 15$

#### Remarques :

- ☞ Si  $\tan \varphi \geq 1$ , le soleil ne se couche pas ( $\omega_0 = a_0 = 180^\circ$ ).
  - ☞ Si  $\tan \varphi \cdot \tan \delta \leq -1$ , le soleil ne se lève pas ( $\omega_0 = a_0 = 0^\circ$ ).
- C'est le cas des zones polaires.

#### Calcul de n : 15 janvier

$$n = jj + 31(mm - 1) = 15 + 31(1 - 1) = 15$$

$mm < 3 \rightarrow 1 < 3 \rightarrow \mathbf{n = 15}$  suivant l'organigramme de la figure (1.12)

#### Calcul de la déclinaison : « $\delta$ »

$$\delta = 23,45 \sin [(360 / 365) \cdot (n - 81)] \rightarrow \delta = 23,45 \sin [(360 / 365) \cdot (15 - 81)] \rightarrow \delta = -21,3^\circ$$

Calcul de la hauteur au midi solaire : « hm »

Pour Oran la latitude est  $\varphi = 35.6^\circ \text{N}$

$$hm = \sin^{-1}[\cos(\delta - \varphi)] \rightarrow hm = \sin^{-1}[\cos(-21.3 - 35.6)] \rightarrow \mathbf{hm = 33.1^\circ}$$

Calcul de l'angle horaire au coucher : «  $\omega_0$  »

$$\omega_0 = \cos^{-1}(-\tan \varphi \cdot \tan \delta) \rightarrow \omega_0 = \cos^{-1}(-\tan 35.6 * \tan -21.3) \rightarrow \mathbf{\omega_0 = 73.79^\circ}$$

Calcul de l'azimut au coucher : «  $a_0$  »

$$a_0 = \cos^{-1}(-\sin \delta / \cos \varphi) \rightarrow a_0 = \cos^{-1}(-\sin -21.3 / \cos 35.6) \rightarrow \mathbf{a_0 = 63.46}$$

Calcul de la durée du jour : « h »

$$ddj = 2 \omega_0 / 15 \rightarrow ddj = 2 \times 73,79 / 15 \rightarrow \mathbf{ddj = 9.83 \text{ h}}$$

A noter que « ddj » représente la durée du jour astronomique pour le lieu donné.

Le tableau 1.1 fournit pour chaque mois d'une année non bissextile et pour le 15 du mois : le numéro « n » du jour ainsi que la déclinaison «  $\delta$  » l'angle horaire au coucher «  $\omega_0$  » ; l'azimut «  $a_0$  » au coucher ainsi que la durée du jour « ddj » pour la ville d'Oran

Mois	Nombre de jour dans le mois	n	$\delta$ (°)	hm (°)	$\omega_0$ (°)	$a_0$ (°)	ddj (h)
		Le 15 du mois			Pour Oran		
Janvier	31	15	-21.3	33.1	73.79	63.46	09.83
Février	28	46	-13.3	41.1	80.25	73.56	10.70
Mars	31	74	-2.8	51.6	87.99	86.55	11.73
Avril	30	105	9.4	63.8	96.80	101.58	12.90
Mai	31	135	18.8	73.2	104.1	113.34	13.88
Juin	30	166	23.3	77.7	107.95	119.10	14.39
Juillet	31	196	21.5	75.9	106.38	116.79	14.80
Aout	31	227	13.8	68.2	100.2	107.05	13.34
Septembre	30	258	2.2	56.6	91.57	92.70	12.20
Octobre	31	288	-9.6	44.8	83.04	78.16	11.07
Novembre	30	319	-19.1	35.3	75.64	66.26	10.08
Décembre	31	349	-23.3	31.1	72.04	60.89	09.60

**Tableau 1.1** : Quelques données astronomique

Selon tableau (1.2) on remarque que pour la ville d'Oran le mois le plus faible en énergie reçue est le mois de décembre, précisément le 21 décembre avec  $3780 \text{ Wh/m}^2$  ; et le mois où y a beaucoup d'énergie reçue est le mois d'août avec  $6430 \text{ Wh/m}^2$ .

**Ville étudiée : Oran** Energie (en Wh/m<sup>2</sup>) incidente sur le plan par tranche horaire

Latitude : 35.6 °N

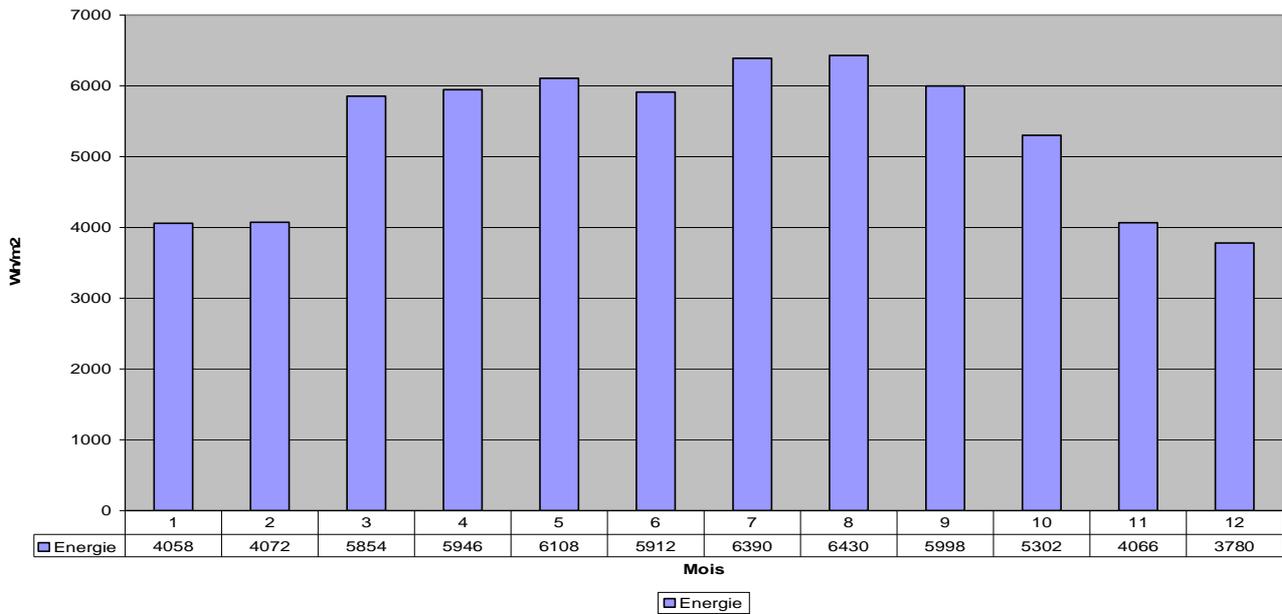
Longitude : -0.6 °E

Tranches horaires	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	TOTAL JOURNEE Wh/m <sup>2</sup>
<b>MOIS</b>													
<b>JANVIER</b> G	0	113	297	448	557	614	614	557	448	297	113	0	4058
<b>FEVRIER</b> G	23	175	353	506	618	676	676	618	506	535	175	23	4072
<b>MARS</b> G	62	247	445	618	744	811	811	744	618	445	247	62	5854
<b>AVRIL</b> G	90	269	455	617	737	801	801	737	617	455	269	90	5946
<b>MAI</b> G	106	284	467	627	747	810	810	747	627	467	284	106	6108
<b>JUIN</b> G	109	277	451	604	717	778	778	717	604	451	277	109	5912
<b>JUILLET</b> G	108	292	486	657	784	853	853	784	657	486	292	108	6390
<b>AOUT</b> G	96	285	488	667	801	872	872	801	667	488	285	96	6430
<b>SEPTEMBRE</b> G	69	252	453	630	762	832	832	762	630	453	252	69	5998
<b>OCTOBRE</b> G	32	198	396	568	695	762	762	695	568	396	198	32	5302
<b>NOVEMBRE</b> G	6	123	296	445	553	610	610	553	445	296	123	6	4066
<b>DECEMBRE</b> G	0	92	269	419	527	583	583	527	419	269	92	0	3780

**Tableau 1.2 :** Energies reçues par tranches horaires pendant chaque mois de l'année

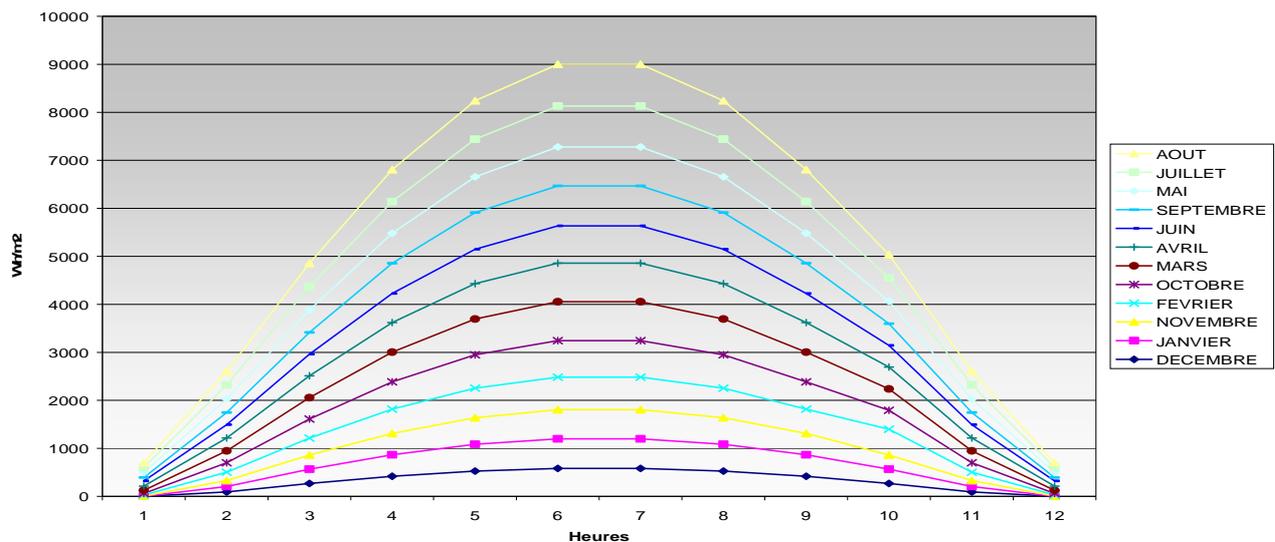
Valeur statistique de l'énergie pour un jour d'ensoleillement moyen (jem) G :  
rayonnement global.

A partir des informations recueillies du tableau 1.2 énergétique annuelle pour la région d'Oran, on peut présenter le taux d'énergie reçu chaque mois par un histogramme. Ceci afin de mieux comparer l'énergie reçue chaque mois de l'année, et de prendre l'énergie la plus faible pour procéder au dimensionnement de notre système.



**Figure 1.13 :** Histogramme de l'énergie reçue en moyenne par mois

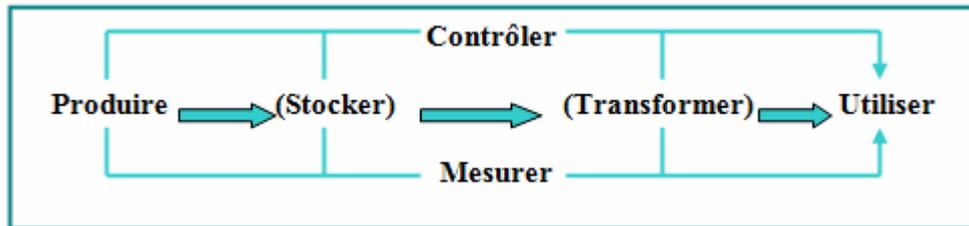
Sur la figure (1.14) on remarque que l'énergie reçue le matin est la même reçue l'après midi, il y a une symétrie par rapport au midi pendant chaque jour de l'année.



**Figure 1.14 :** Nombre d'heure équivalente d'une journée de rayonnement pour chaque mois de l'année de la ville d'Oran

## 1-2 Description des éléments d'un système photovoltaïque

On appelle système photovoltaïque l'ensemble des composants nécessaires à l'alimentation d'une application en toute fiabilité. Ses fonctions sont définies sur la figure (1.15) ci-dessous :



**Figure 1.15 :** Fonctions principales d'un système photovoltaïque

Les fonctions entre parenthèses ne sont pas toujours présentes, cela dépend du cas de figure. La fonction « Contrôler » est indispensable pour veiller à ce que les composants ne soient pas endommagés, et durent le plus longtemps possible, surtout la batterie, qui a la durée de vie la plus faible. La fonction « Mesurer » est utile pour avoir des informations sur le fonctionnement de l'ensemble.

Un module photovoltaïque seul ne suffit généralement pas pour alimenter régulièrement une application. Tout comme l'éclairage, l'énergie qu'il fournit est très variable, et toujours en courant continu : il faut souvent la stocker et parfois la transformer.

Une chaîne de conversion photovoltaïque se compose classiquement d'un générateur photovoltaïque (GPV) relié à un convertisseur à travers un bus de tension continu.

Le champ d'utilisation des systèmes photovoltaïques est large avec beaucoup de configurations autonomes et reliées au réseau de distribution ; les applications de l'énergie solaire incluent le pompage d'eau, réfrigération, climatisation, sources lumineuses, véhicules électriques, centrales photovoltaïques, systèmes hybrides, utilisation militaire et dans l'espace [2]. Certaines applications sont d'ores et déjà rentables, notamment, pour les usages isolés de faibles ou très faibles puissances.

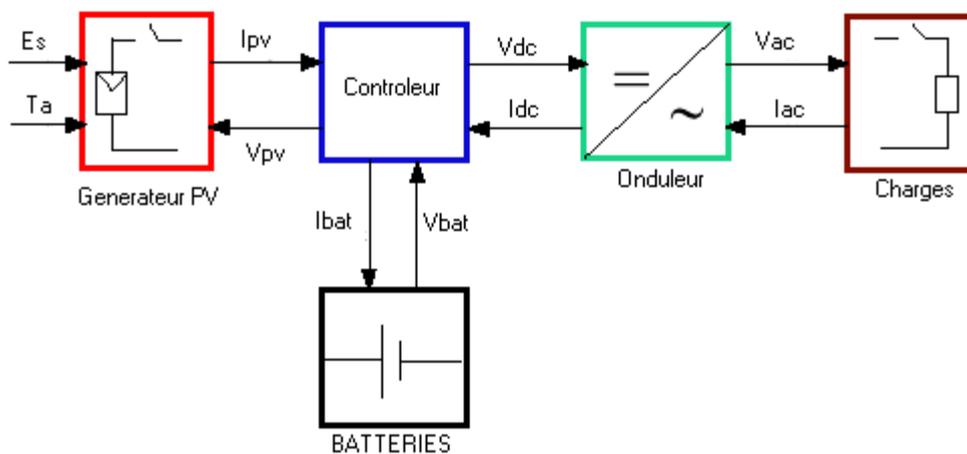
En général, on distingue deux types d'installations [7]:

- Non autonomes ou « grid connected » i.e. rattachées au réseau de distribution électrique. Dans les systèmes reliés au réseau, les consommateurs standard de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur). Le surplus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté au réseau public.

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

En général ces installations comprennent quatre éléments [7].

- Un ou plusieurs modules PV.
- Le système de régulation.
- Une ou plusieurs batteries
- L'onduleur.



**Figure 1.16 :** Chaîne de conversion photovoltaïque.

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

### 1.2.1-Le générateur photovoltaïque :

Le générateur photovoltaïque (GPV) est le seul convertisseur direct pour transformer la lumière en énergie électrique [1], et il se compose de ;

**1.2.1.1-la cellule photovoltaïque :** Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839 [8]. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants, à base de [silicium](#) (Si), de [sulfure de cadmium](#) (CdS) ou de [tellurure de cadmium](#) (CdTe).

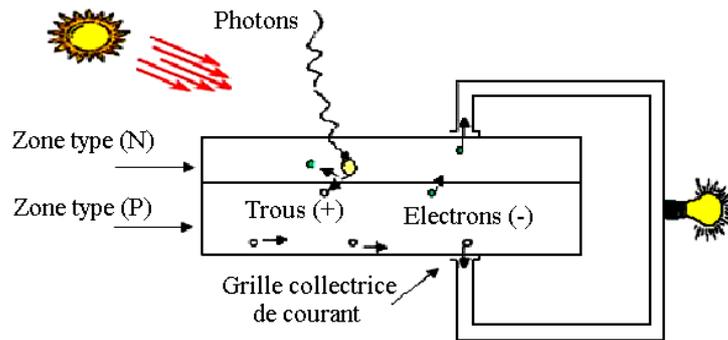


**Figure 1.17 :** Cellule photovoltaïque  
(Monocristalline)

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

Dans la figure (1.17) un échantillon schématique d'une configuration de la cellule solaire.

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



**Figure 1.18 :** Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

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

La puissance électrique produit par une cellule industrialisée est très faible typiquement de 1 à 3W avec une tension de moins d'un volt [9].

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

Les contacts de la face éclairée de la cellule ont la structure d'une grille afin de n'occulter qu'une faible partie de la surface (5 à 10%). La face arrière peut être entièrement métallisée. Afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident, une couche antireflet recouvre uniformément toute la face avant.

**Pratiquement, la cellule PV** est composée de plusieurs couches minces à savoir :

- ☞ une couche "anti-reflet" sur la face avant dont le but est de faciliter au maximum la pénétration d'un maximum de photons à travers la surface et de réduire les pertes par réflexion ;
- ☞ une grille conductrice avant " collectrice des électrons " qui doit également être liée au silicium et ne pas être sensible à la corrosion ;
- ☞ une couche dopée N avec porteurs de charge libres négatifs (électrons)

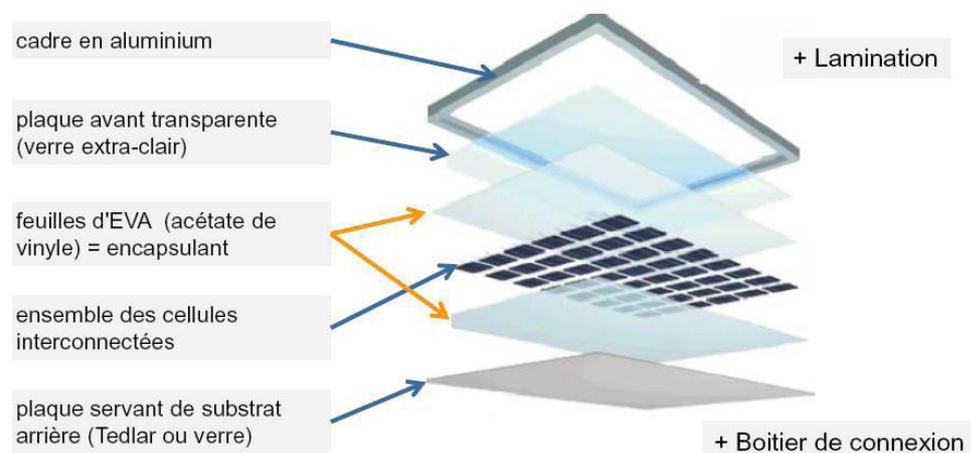
- ☞ une couche dopée P avec porteurs de charge positifs (trous) ;
- ☞ une surface de contact conductrice en métal " collectrice des électrons ", ayant une bonne conductivité ainsi qu'un bon accrochage sur le silicium.

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

### 1.2.1.2- Le module photovoltaïque :

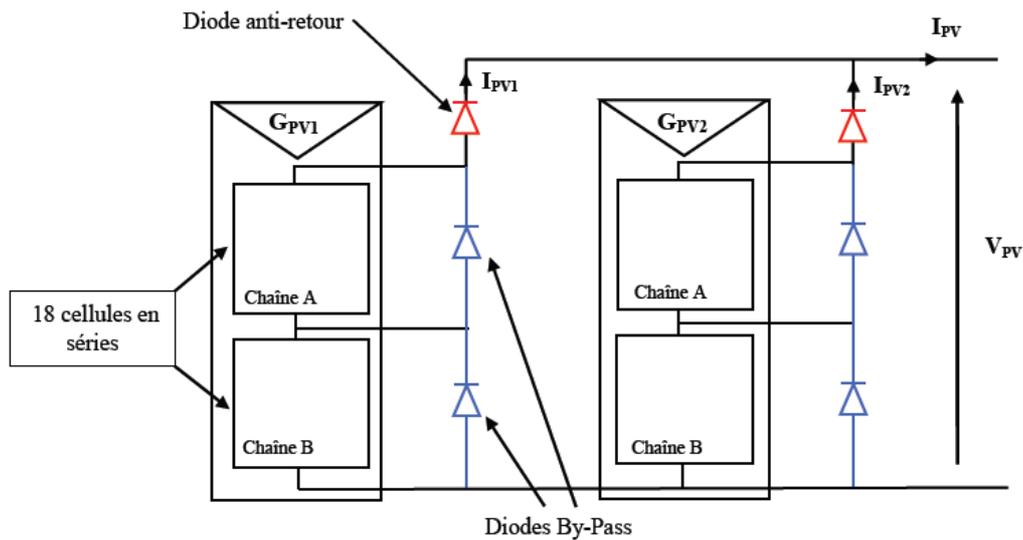
Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module figure (1.19). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [10].

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



**Figure 1.19** : composition d'un module.

La plupart des modules commercialisés sont constitués de deux à quatre réseaux de cellules en silicium cristallin connectés en série, comme l'illustre la figure suivante. Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules connectées en série. Le nombre de cellules de chaque sous-réseau correspond à un compromis économique entre protection et perte d'une partie importante du GPV en cas de défaut partiel d'ombrage.



**Figure 1.20 :** Exemples d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèle avec leurs diodes de protections.

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en série et de panneaux en parallèles. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles:

- **La diode anti-retour** empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

- **Les diodes by-pass** peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, comme illustré sur la figure 1.20, par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance [21].

A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant 2 diodes antiparallèles figure (1.21). Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre [11].



**Figure 1.21 : Boite de jonction [11]**

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

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

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

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module.

Ils ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20% [12].

### **1.2.1.3- Caractéristiques d'un module [13] :**

Sur la fiche technique d'un module photovoltaïque figurent bien entendu ses caractéristiques physiques : dimensions, poids, principe de fixation, connexions de sortie, et surtout ses caractéristiques électriques. Les modules photovoltaïques sont mesurés et garantis dans des conditions de référence dites « *STC* » (Standard Test Conditions) qui sont :

- ❖ Rayonnement solaire  $1000 \text{ W/m}^2$  ;
- ❖ Spectre solaire AM 1.5 ;
- ❖ Température ambiante  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Ses caractéristiques électriques sont :

- *La puissance de crête,  $P_c$*  : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards.
- *La caractéristique  $I/V$*  : Courbe représentant le courant  $I$  débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- *Tension à vide,  $V_{c0}$*  : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- *Courant de court-circuit,  $I_{cc}$*  : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- *Point de fonctionnement optimum,  $(U_m, I_m)$*  : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil,  $P_m = U_m * I_m$
- *Rendement* : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente. Si  $S$  est la surface de ce module,  $E$  l'éclairement en  $W/m^2$ , le rendement énergétique s'écrit

$$\eta = \frac{P_M}{E \times S} \quad (1.6)$$

- *Facteur de forme* : Rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule :  $V_{c0} * I_{cc}$ .

Les modules de qualité d'aujourd'hui ont des durées de vie de 10 à 20 ans quelles que soient les conditions climatiques, et les épreuves que l'on fait subir aux modules photovoltaïques qui sont :

- Stockage à haute température.
- Stockage en chaleur humide.
- Cycles thermiques chauds – froids.
- Cycles gel- dégel avec humidité.
- Exposition prolongée aux ultraviolets.
- Mécanique ; Torsion ; Résistance aux chocs.
- Charge statique.
- Robustesse des connexions électriques.

### 1.2.1.4- Le panneau photovoltaïque :

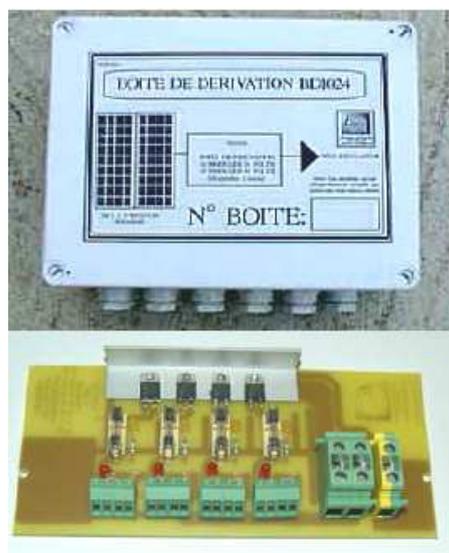
Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.



**Figure 1.22 :** Panneau solaire

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui regroupe le tous, comme l'illustre la figure (1.23)

Alors cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.



**Figure1.23 :** Boite de dérivation [11].

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

- Des diodes schotcky séries, placée sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêchent aux batteries de se décharger dans les panneaux.

- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.

- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boîte à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.

- Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte.

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

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

- Des besoins en électricité.
- La taille du panneau.
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- La saison d'utilisation.

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

## **1.2.2- Système de stockage :**

### **1.2.2.1- Synthèse des différents dispositifs de stockage :**

Les dispositifs de stockage peuvent être classés en deux catégories : directe et indirecte.

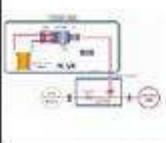
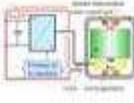
- Le condensateur et l'inductance sont réputés être les seuls moyens de stockage direct de l'électricité, mais dans leurs formes conventionnelles ne sont pas utilisables pour faire du stockage d'énergie aux échelles de temps qui nous intéressent ici (quelques secondes à quelques mois). Si l'on reste sur cette classification discutable de stockage, direct et indirect, les systèmes directs, utilisables dans nos applications, sont les super condensateurs et les inductances supraconductrices (SMES : Superconductor Magnetic Energy Storage) .

Les autres moyens de stockage, considérés comme indirects, sont :

- les accumulateurs électrochimiques. Lorsque l'on parle de stockage d'électricité, on pense immédiatement aux batteries électrochimiques qui constituent ainsi les références en la matière. Les technologies et variantes sont nombreuses (Plomb- Acide, Nickel-Cadmium, Nickel-Métal-Hydrures, Lithium, Sodium-Soufre, Zinc-Air, etc....) et leurs principales qualités sont l'énergie massique (Lithium jusqu'à 150Wh/kg) et la maturité technologique, du moins pour des capacités encore limitées à quelques kWh. Leur inconvénient majeur réside dans leur relativement faible durée de vie en cyclage de grande amplitude (qq 100 à qq 1000). Souvent, elles sont destinées à des applications embarquées ou portables mais également pour des fonctions de secours en situation couplée au réseau, avec des quantités d'énergie stockée relativement faibles (quelques Wh à quelques 10 kWh). Cependant, les technologies plomb, NiCd et NaS ont été utilisées dans plusieurs projets de stockage à grande échelle.

-dans ce contexte on peut citer encore ; les accumulateurs à volants d'inertie (FES : Flywheel Energy Storage), les systèmes à air comprimé en bouteilles, les systèmes électrolyseur-hydrogène-pile à combustible, les systèmes hydrauliques gravitaires, le stockage d'air comprimé en caverne, les batteries à circulation.

Le tableau (1.3) résume les principales caractéristiques de ces moyens de stockage.

Technologie	Inductif Supraconducteur	Supercondensateur	Electrochimique	Volant Inertie	Air comprimé en bouteille	Hydrogène PAC réversible
Illustrations						
Forme d'énergie	magnétique	électrostatique	chimique	mécanique	mécanique	chimique
Densité d'énergie (accumulateur seul, hors équip. annexes)	1 à 5 Wh/kg	5 à 10 Wh/kg	20 à 120 Wh/kg	1 à 5 Wh/kg	8 Wh/kg (200 bars)	300 à 600 Wh/kg (200 à 350 bars) hors PAC
Capacité réalisable ou réalisée	qq kWh	qq kWh	qq Wh à qq MWh	qq kWh à qq 10 kWh	qq kWh à qq 10 kWh	NA
Constante de temps	qq s à 1 mn	qq s à qq mn	qq 10 mn (NiCd) à qq 10 heures (Pb)	qq mn à 1 h	1 h à qq jours (peu d'auto-décharge)	1 h à qq jours (peu d'auto-décharge)
Cyclabilité	qq 10 000 à qq 100 000 fatigue mécanique	qq 10 000 à qq 100 000	qq 100 à qq 1000 dégradations chimiques	qq 10 000 à qq 100 000 fatigue mécanique	qq 1000 à qq 10 000 fatigue mécanique	??
Rendement électrique	> 0,9	0,8 à > 0,9 selon régime	0,7 à 0,8 selon techno et régime	0,8 à > 0,9 selon régime	0,3 à 0,5 selon régime	0,3 à 0,5
Connaissance de l'état de charge	Aisée (courant)	Aisée (tension)	Difficile Paramètres variables	Aisée (vitesse)	Aisée (pression)	Aisée (remplissage H2)
Coût énergie €/kWh(1)	500 à 72000	50 000 à 150 000 (dimensionnement en puissance)	Pb-acide : 50 à 200 Lithium : 700 à 1000	150 à 2000 (massif) ≈ 25000 (composite)	?	15
Coût puissance €/kW(1)	≈ 300	≈ 300	250 à 1500	300 à 350	?	6000
Remarques	Cryogénie	Grande cyclabilité	Technologie mature	Coût global compétitif sur la durée de vie	Rendement faible	Intéressant si contexte de réseau d'hydrogène

**Tableau.1.3 :** Comparaison de différentes technologies de stockage

### 1.2.2.2-Caractéristiques déterminant le choix d'une technologie de stockage:

L'un des principaux inconvénients de l'énergie solaire est son caractère intermittent. Pour une utilisation permanente, il est donc nécessaire de stocker une partie de l'énergie Produite. Pour ce faire il existe plusieurs méthodes de stockage : sous forme d'eau, d'hydrogène, dans un volant d'inertie, dans une batterie électrochimique (plomb, lithium) ou un super condensateur. Leur choix se fait suivant des caractéristiques fondamentales qui sont [14]:

**Capacité énergétique en Wh ou en Ah :** qui est une caractéristique très importante lors du dimensionnement L'énergie exploitable dépend néanmoins du rendement de charge ou décharge et varie donc avec le temps de transfert. En charge ou décharge très rapide, le rendement se dégrade et l'énergie extractible peut être très inférieure à la capacité énergétique de l'élément de stockage. A l'opposé, en régime lent, c'est l'autodécharge qui va pénaliser le bilan. Enfin, les accumulateurs ne peuvent pas toujours être déchargés complètement.

L'énergie exploitable est donc inférieure à l'énergie totale stockée. Souvent, la capacité énergétique est définie sur la base d'une **énergie** totale stockée supérieure à celle réellement **exploitable** notée **Wutil**.

On notant que la température de la batterie et celle de son atmosphère influence sur sa capacité **énergétique** ; Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie [15].

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

**La durée de vie : ou Ncycl** : le nombre maximal de cycles de charge/décharge ou cyclabilité. Tout dispositif de stockage subit une fatigue ou usure lors des cycles. Cela constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique. Les processus de fatigue sont souvent complexes et la cyclabilité n'est pas toujours bien définie. Dans tous les cas, elle est fortement liée à l'amplitude des cycles et/ou à l'état de charge moyen. Mais comme les cycles sont souvent très variables, la quantification de Ncycl est délicate. Les valeurs fournies constituent des ordres de grandeurs. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles) [16].

**Profondeur de décharge** : La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge. Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel- Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages. Cependant, affecte même les batteries de cycle profond ; plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

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

**Le rendement** : est le rapport de l'énergie restituée sur l'énergie emmagasinée. Sa définition est souvent simpliste car elle n'est fournie que pour un seul point de fonctionnement. Or, de façon caricaturale, il y a des pertes à vide ou d'autodécharge et des pertes en charge. Le rendement doit donc être défini sur un ou plusieurs cycles réalistes en rapport avec l'application. Ainsi un système optimisé pour une faible « constante de temps » aura un meilleur rendement lors de sollicitations rapides.

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

$$\text{tad} = \frac{\text{Quantité d'énergie perdue sans utilisation}}{\text{Quantité d'énergie stockée}}$$

- Les **coûts** d'investissement (c'est la part la plus marquante pour l'acheteur) et de fonctionnement (maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement) : les systèmes les moins coûteux à l'investissement sont généralement ceux qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais. Pour minimiser le coût, il est indispensable d'effectuer une analyse sur la durée de vie escomptée du système complet incluant le dispositif de stockage. Enfin, dans une démarche de développement durable, le coût global sur le cycle de vie, incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et autres coûts environnementaux de la fabrication au recyclage, doit être considéré. Le coût d'investissement est généralement spécifié en €/kWh pour les accumulateurs d'énergie et en €/kW pour ceux plutôt dimensionnés en puissance, à faible constante de temps. Mais en réalité, il serait logique de répartir le coût entre ceux de l'énergie stockée exploitable  $W_{\text{util}}$  et de la capacité en puissance maximale.

- Autres caractéristiques : l'**énergie massique** (particulièrement importante dans les applications embarquées), elle revêt une moindre importance dans les applications stationnaires, l'**énergie volumique**, la **sécurité** (explosion, rejets...), etc....

### 1.2.2.3-Types d'accumulateurs :

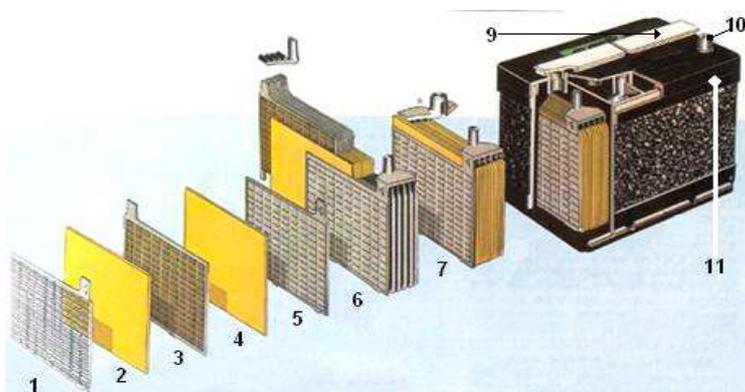
Dans les systèmes photovoltaïques, le moyen de stockage utilise couramment est le stockage électrochimique [14]. De plus, pour un site isolé, il devra respecter certaines contraintes notamment un bon rapport coût/performance, une grande fiabilité, une bonne sécurité... [17]. Dans ce domaine, les batteries au plomb-acide sont les plus répandues [18] car elles offrent le meilleur compromis en termes de coût / performance / entretien.

Nous présenterons une étude sur le fonctionnement de ces batteries et les précautions à prendre pour leur bon fonctionnement.

#### 1.2.2.3.1-Batteries au plomb : fonctionnement et performances :

##### a) Composition d'une batterie plomb- Acide:

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



**Figure 1.25 :** Construction d'une batterie monobloc [19]

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

La grille est un alliage de plomb, vu que le plomb pur est un matériel physiquement faible, et pourrait se casser pendant le transport et le service de la batterie. [19]

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

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

Le Calcium fortifie aussi la grille et réduit l'autodécharge. Toutefois, le Calcium réduit la profondeur de décharge recommandée dans non plus de 25%. D'autre part, les batteries de plomb- Calcium sont de type "cycle peu profond".

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

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

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

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

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

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

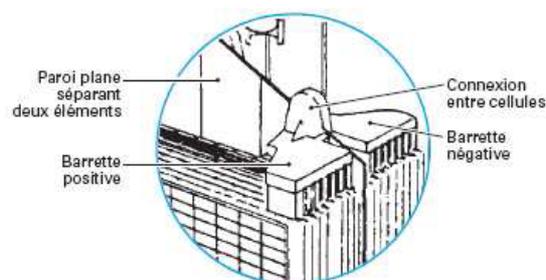
Les plaques positives d'une part, et les négatives de l'autre, sont interconnectées au moyen de terminaux externes dans la partie supérieure de la batterie.

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

Les liaisons entre les éléments doivent être dimensionnés de manière à avoir une chute de tension très faible quelque soit le régime [15].

### **b) Principe de fonctionnement :**

Un accumulateur est un système électrochimique capable de restituer sous forme électrique l'énergie chimique stockée. En plus, les réactions internes sont réversibles. Ce système se compose de deux électrodes (positive et négative) et d'un électrolyte. L'électrode positive est en dioxyde de plomb ( $PbO_2$ ) et la négative en plomb. L'électrolyte est une solution d'acide sulfurique ( $H_2SO_4$ ) qui permet le flux d'ions entre les deux électrodes et crée un courant [20]. La différence de potentiel entre les deux électrodes est de 2V.



**Figure 1.26:**Représentation interne de l'accumulateur.

La paroi plane séparant les deux électrodes est fait d'un matériau poreux qui, tout en permettant le passage d'ions, empêche les deux électrodes de se toucher.

L'ensemble électrodes-électrolyte est le lieu d'une réaction d'oxydoréduction dont voici les équations :

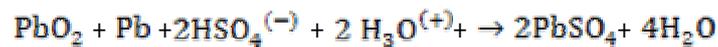
Electrode positive (anode):



Electrode negative (cathode):



Ce qui nous donne globalement :



Que l'on peut condenser en :

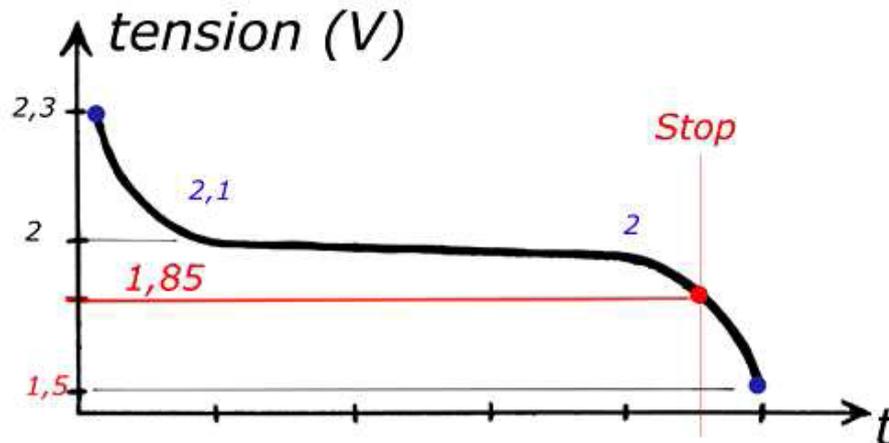


Les décharges trop profondes peuvent conduire à une perte irréversible de capacité.

Trois causes possibles sont à l'origine de ce phénomène :

- transformation irréversible d'une partie de la matière active de l'électrode positive (PbO<sub>2</sub>) en cristaux de sulfate de plomb,
- gonflement progressif et perte de cohésion de la matière active de l'électrode Positive,
- passivation électronique du collecteur de courant de l'électrode positive.

Typiquement, la tension de cellule évolue de la manière suivante (Figure 1.27) :

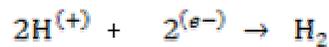


**Figure 1.27:** Evolution de la tension d'une cellule de batterie au plomb

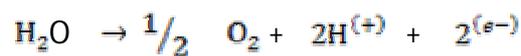
Si la charge se poursuit trop longtemps, la tension peut atteindre 2,4 V, valeur de seuil à partir de laquelle on assiste à la décomposition de l'eau (électrolyse) en dioxygène O<sub>2</sub> gazeux à l'électrode positive et en dihydrogène H<sub>2</sub> gazeux à l'électrode négative.

Ce phénomène dit de dégazage est caractérisé par les réactions suivantes aux électrodes :

à l'anode:



à la cathode :



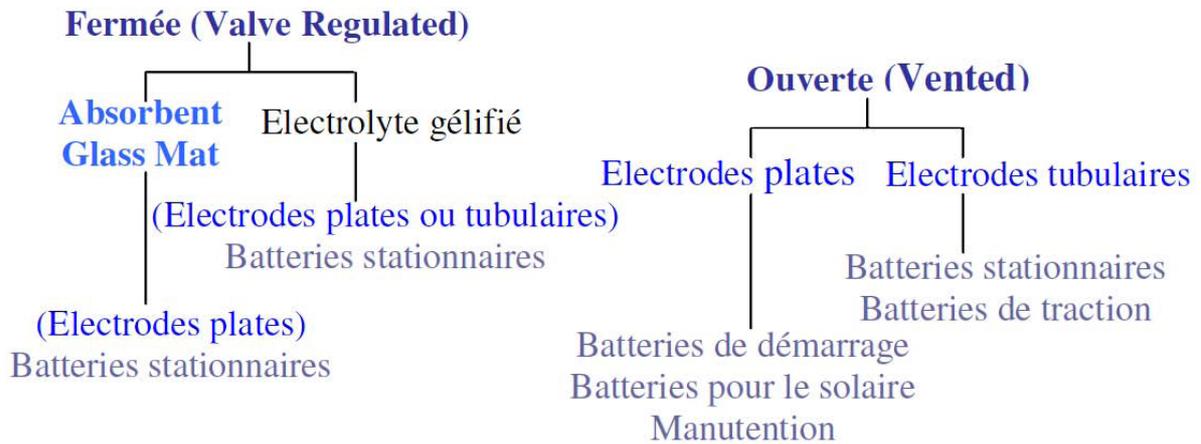
Réaction globale :



La densité théorique d'énergie de ce couple électrochimique est de 170 Wh/kg. Cependant, le sulfate de plomb produit par les réactions aux deux électrodes est insoluble et non conducteur. Son accumulation sur les électrodes, et dans une moindre mesure dans l'électrolyte, limite par conséquent l'énergie qui peut être extraite de la batterie. De plus, les concentrations et les quantités de masses actives sont inférieures à celles conduisant à cette valeur. La densité pratique d'énergie est proche de 40 Wh/kg, soit quatre fois moins que le maximum théorique.

### c) Les différents types de batteries au plomb:

Les accumulateurs au plomb sont divisés en deux grandes familles : les batteries ouvertes (Vented Batteries) et les batteries scellées (Valve Regulated Lead Acid Batteries).



**Figure 1.28:** Les différents types de batteries

#### - Batteries « classiques » ou ouvertes.

Pour ce type de batteries, la cellule n'est pas fermée. La quantité d'électrolyte (compose typiquement de 65 % d'eau et 35 % d'acide sulfurique) peut diminuer en raison des occurrences successives du phénomène de dégazage ainsi que de l'évaporation naturelle. La batterie nécessite donc une maintenance au cours de laquelle le niveau de l'électrolyte doit être réajusté avec de l'eau de-ionisée pour le bon fonctionnement de l'accumulateur.

Enfin, ces batteries doivent se trouver dans un emplacement suffisamment ventilé car le dégagement gazeux qu'elles peuvent produire devient explosif lorsque la proportion d'hydrogène dans l'air atteint 4 % en volume.

#### - Batteries VRLA (Valve Regulated Lead-Acid).

Ces batteries sont aussi appelées batteries sans entretien. Ici, la cellule est fermée.

L'électrolyte y est immobilisé sous forme de gel (ajout de silice à haute surface spécifique), ou encore retenu dans un séparateur en fibre de verre à haut pouvoir capillaire (AGM, Absorbent Glass Mat). Les gaz produits durant le dégazage restent donc prisonniers dans le gel et sont recombinés durant la décharge. La consommation d'eau et l'émission de gaz sont donc extrêmement faibles.

Il existe deux types principaux de technologies concernant l'électrode positive PbO<sub>2</sub> : celle-ci peut être soit une plaque plane, soit tubulaire. Les plaques planes sont constituées de grilles formées d'un alliage de plomb auquel on ajoute 5% d'antimoine, le tout enrobé dans de la matière active. Cette disposition permet des puissances supérieures grâce à l'augmentation des surfaces d'échange électrode/électrolyte. Par contre, pour les plaques tubulaires, la matière active est emprisonnée dans des gaines poreuses. La transmission du courant est alors assurée par des épines de plomb disposées dans ces gaines. Cette technologie permet d'augmenter la durée de vie, spécialement en cyclage profond, mais a un prix de revient plus important.

#### d) Performances techniques

Le tableau suivant résume les principales données techniques des accumulateurs au plomb.

<b>Température de fonctionnement</b>	-20 à +50 °C
<b>Énergie</b>	25/45 Wh/kg 60/120 Wh/dm <sup>3</sup>
<b>Nombre de cycles profonds</b>	300/1500
<b>Puissance massique</b>	80/150 W/kg
<b>Rendement (a)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• énergétique : de 60 à 95%</li> <li>• faradique : de 65 à 100%</li> </ul>
<b>Auto-décharge</b>	2 à 10 % par mois à 25°C
<b>Maintenance</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• surveiller le niveau d'eau pour les batteries (ouvertes) non étanches tous les 2 mois</li> <li>• sulfatation de l'électrolyte en cas de stockage prolongé ⇒ brassage</li> </ul>
<b>Impact environnemental</b>	Le plomb est toxique ⇒ recyclage (≅ 100%) par réduction des oxydes de plomb et tri pneumatique ou hydraulique des plastiques (polypropylène)
<b>Sécurité</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• acide sulfurique : corrosif</li> <li>• problèmes de surpression de l'hydrogène en cas de surcharge</li> </ul>

**Tableau 1.4:** Principales données techniques de la batterie au plomb [22]

(a) Rendement :

- énergétique = énergie effectivement disponible en décharge / énergie injectée dans la batterie au cours de la charge
- faradique = capacité en décharge / capacité en charge.

#### e) Contexte industriel et économique :

Le marché de la batterie au plomb est un enjeu industriel important. Il concerne les batteries de démarrage (SLI, Starting Lighting Ignition) ainsi que la plupart des batteries stationnaires. Les industriels sont par conséquent très nombreux dans le monde entier : Panasonic, Hawker ou GP Batteries, CEAC, Fulmen ou Varta. Le marché est donc très concurrentiel. Le coût des accumulateurs au plomb varie entre 50 et 150 Euros/kWh, qui est

un des plus faibles parmi les systèmes de stockage. C'est l'une des principales raisons pour lesquelles la batterie au plomb est très utilisée. Ce coût est quasiment incompressible, du fait de la très grande maturité de la technologie.

Le taux de recyclage de la batterie au plomb atteint pratiquement 100 % ce qui participe aux avantages de ce type d'accumulateur malgré la haute toxicité de son principal matériau, le plomb.

#### **1.2.2.3.2- Les Accumulateurs au Nickel- cadmium [19] :**

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

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

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

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

#### **1.2.3- Système de régulation :**

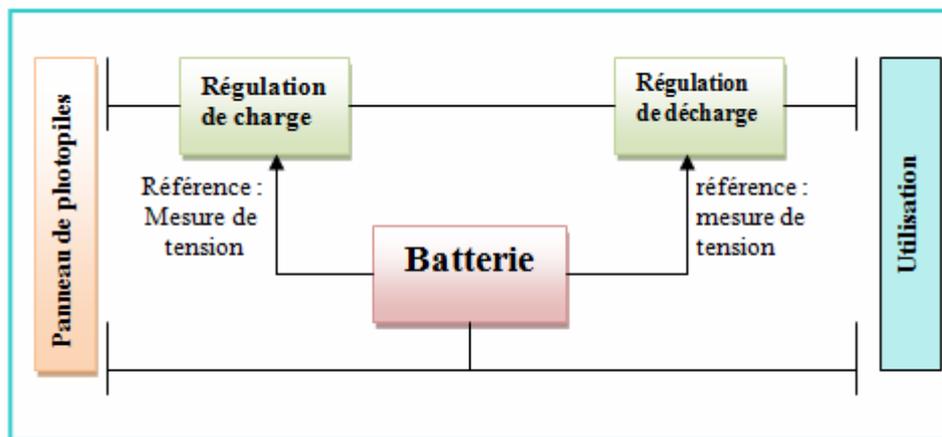
Les systèmes de régulation de charge sont des équipements qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. : Une longévité raisonnable n'est atteinte que par une protection soignée contre la surcharge ou la décharge trop profonde d'une batterie. Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

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

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

Pratiquement les systèmes photovoltaïques doivent tous comporter un système de régulation soignée.

Ces deux fonctions sont assurées par des dispositifs électroniques généralement logés dans un même boîtier : le « régulateur ».



**Figure 1.30:** Régulation du fonctionnement de la batterie. Schéma de principe [24]

Il existe plusieurs types de régulateurs :

**1.2.3.1- Régulation de la décharge:** (Protection de la batterie contre une décharge excessive)

En fait, cette régulation fonctionne de façon différente selon que le panneau de photopiles est la seule source d'énergie électrique ou non ;

**a. Information sur l'état de charge de la batterie:**

Le meilleur indicateur de l'état de charge d'une batterie serait une paire de « compteur électriques », mesurant directement les quantités d'électricité y entrant et en sortant ; un tel dispositif est envisageable, mais exclu sur le plan pratique : trop cher et délicat à étalonner.

Le degré d'acidité ou plutôt la densité de l'électrolyte est, théoriquement, un excellent indicateur de l'état de charge ; mais souvent cet indicateur ne prend sa valeur caractéristique que plusieurs jours après la charge : il faudrait agiter l'électrolyte pour faire une bonne mesure, d'ailleurs difficile à automatiser.

Finalement l'indicateur utilisé est la tension aux bornes de la batterie. Cette tension est mesurée alors que la batterie est en cours de charge et/ ou de décharge. Figure (1.33).

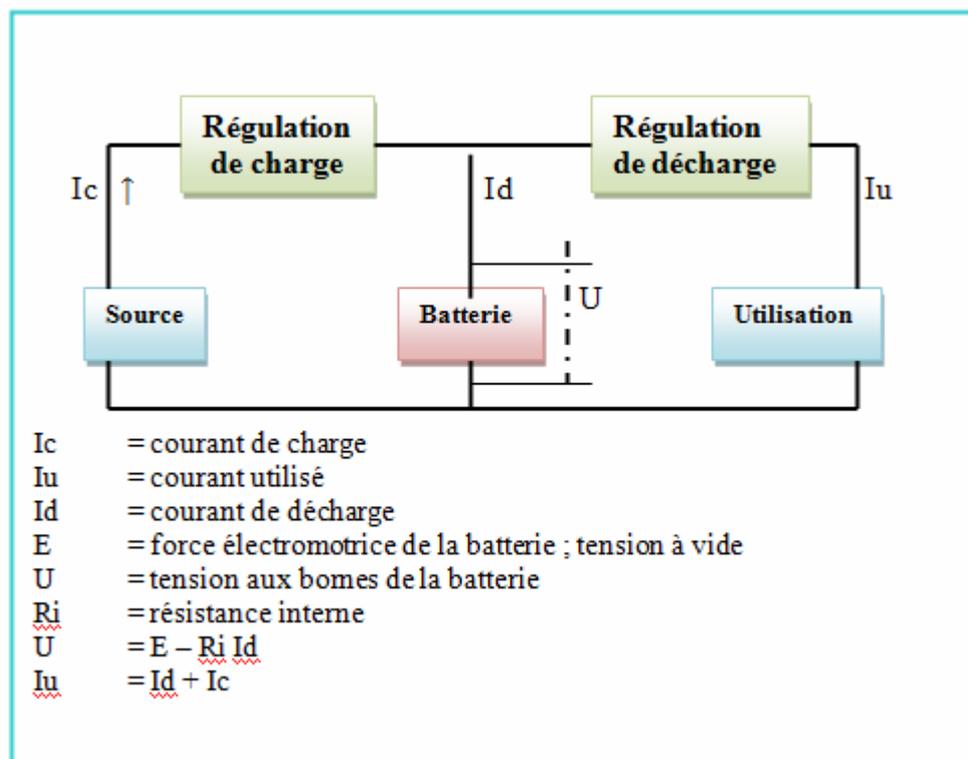


Figure (I-31) : Tension aux bornes de la batterie [24]

- lorsqu'on interrompt la décharge :

$I_c < I_u$  donc  $I_d > 0$  et  $E - R_i I_d < E$ , donc la tension après interruption augmente de  $U$  à  $E$ .

- lorsqu'on interrompt la charge :

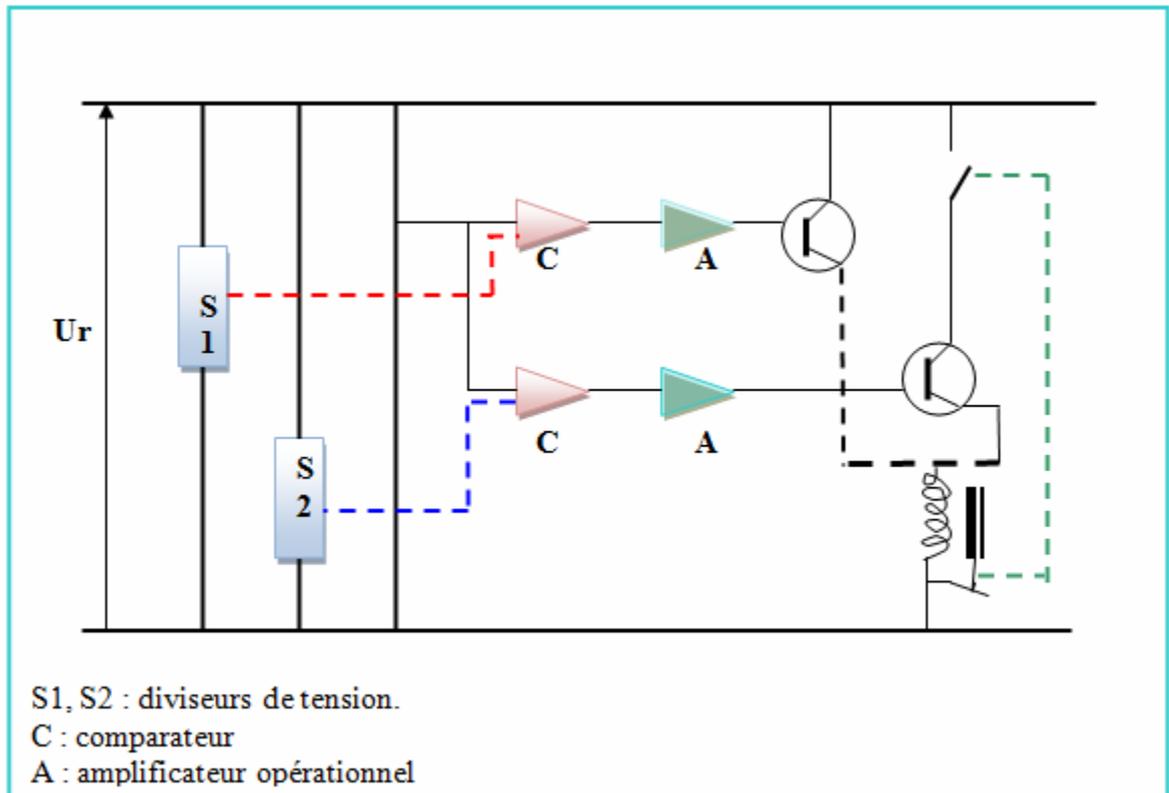
$I_c > I_u$  donc  $I_d < 0$  et  $E - R_i I_d > E$ , donc la tension après interruption diminue de  $U$  à  $E$ .

Les dispositifs d'enregistrement devront tenir compte de ces « sauts » de tension.

### b. Contrôle de la décharge :

Il s'agit d'éviter que la batterie ne se décharge trop ; pratiquement il faut interrompre la décharge lorsque la tension (par élément de 2V) atteint le seuil bas de 1.8 V, et permettre à la batterie de se charger à nouveau lorsque la tension est supérieure à ce seuil.

Sur la figure (1.32) on présente le schéma de principe de la régulation de décharge.



**Figure 1.32:** Régulation de décharge (à deux seuils). Schéma de principe [24]

### c. Dispositif de régulation de décharge

Le dispositif de régulation de décharge comprend :

- un comparateur, qui compare la tension aux bornes de la batterie à un seuil bas  $S_B$ ,
- un circuit de commande,
- un interrupteur qui déconnecte la charge.

L'interruption du circuit d'utilisation provoque une augmentation de la tension aux bornes de la batterie ; si aucune précaution n'est prévue, le dispositif de contrôle va alors enregistrer une tension supérieure à 1,8 V, donc reconnecté à l'utilisation, alors qu'aucune charge n'a été faite, suite à quoi la tension va retomber en dessous de 1,8 V/élément, etc. cette oscillation néfaste doit être évidemment évitée

La régulation est réalisée avec deux seuils :

- Seuil d'interruption de décharge : SB,
- Seuil de reconnexion de l'utilisation :  $SU > SB$ .

### **1.2.3.2-Régulation de la charge :**

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

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

#### **a) Régulations de charge série :**

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

Tant que la tension  $U_{bat}$  aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener UZ, le courant délivré par le panneau charge la batterie à travers un transistor qui se bloque, et le courant ne passe qu'à travers la résistance.

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

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

#### **c) Régulateur de charge à découpage :**

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

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

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

**e) Régulateur de charge parallèle :**

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances selon le principe suivant [23]:

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

En général un bon régulateur pour un système photovoltaïque doit comprendre les Spécifications suivantes:

- **Charge optimale de la batterie :**

Idéalement, le régulateur devrait fournir à la batterie de l'énergie électrique en trois paliers :

- charge à intensité constante jusqu'à un seuil de tension  $S_I$ ,
- charge à tension constante  $S_I$ , jusqu'à ce que l'intensité atteigne une valeur  $I_c$ .

- **Dissipation de l'énergie électrique excédentaire**

Si le panneau photovoltaïque fournit plus d'énergie qu'il n'est nécessaire pour charger la batterie, il faut que l'excédent soit réduit au minimum et dissipé.

- **Fonctionnement du panneau**

Lorsque le panneau fournit une énergie excédentaire, il faut que le régulateur en place le point de fonctionnement à forte tension et courant faible.

- **Consommation propre du régulateur**

Elle doit être la plus faible possible.

### **1.2.4- Système de conversion :**

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

Un onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [25].

#### **1.2.4.1-Le convertisseur continu -continu :**

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal [25]. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95%.

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

- Prix élevé.
- Le gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe (cas d'une régulation de la tension) n'est pas important.

#### **1.2.4.2-Le convertisseur continu- alternatif :**

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

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

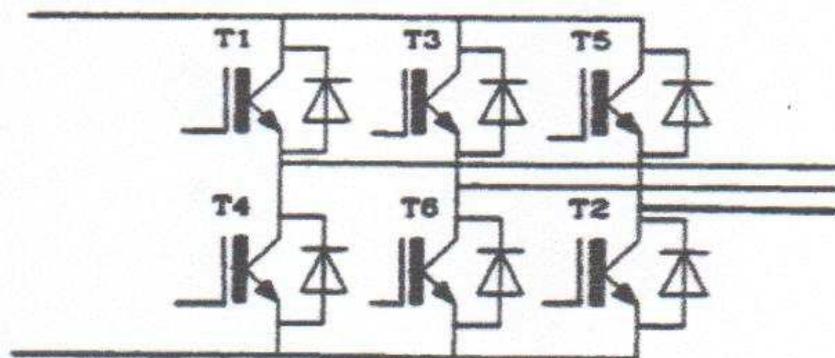
Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.

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

- **Statique** : on le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances. Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (pulse width modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale [25]. Avec ce système, on obtient :

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

La figure suivante illustre un onduleur triphasé autonome à fréquence variable à commutation forcé de type MLI (modélisation, de largeur d'impulsion) opéré en source de tension .Il est alimenté à partir de la tension continue générée conjointement par le redresseur et le hacheur série, il est réalisé à base de transistors IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Le choix de ce type de composant relève, d'une part de sa particularité à pouvoir commuter de très grandes valeurs de courant et tension à des fréquence de découpage de plusieurs dizaines de KHz et d'autre part, parce qu'il permet la suppression de tous les circuits d'aide à la commutation des montages à thyristors [26].



**Figure 1.33** : Schéma de L'onduleur [26].

- **la puissance nominale** : C'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanent. Théoriquement, le choix de la puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer, mais en pratique, il est rare que tous les appareils fonctionnent en même temps et le choix de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation.

- **Le rendement** : c'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie et de la puissance nominale), ainsi que la variation de ce rendement varie d'un onduleur à un autre. Le rendement de l'onduleur est aussi donné entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.

- **La consommation à vide** : Une consommation importante à vide va réduire l'énergie emmagasinée par la batterie (cas de nuit) [27]. Pour cette raison, il est important de limiter les pertes à un faible pourcentage de la puissance nominale (1 à 5%). Pureté de la tension sinusoïdale pure (220V – 50Hz). La plus ou moins grande pureté de la tension de sortie est obtenue grâce à :

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

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

### **1.2.5- La Charge :**

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

### **1.2.6-Installation du système :**

Pour installer les panneaux solaires dans un site, il est nécessaire de vérifier les conditions suivantes [28] :

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

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

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

La fixation des panneaux doit assurer correctement les fonctions suivantes [28] :

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

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

L'installation des modules peut se faire sur un toit si son orientation et son inclinaison sont bonnes ou à même le sol pour peu que l'endroit soit bien dégagé, aéré (10 cm d'espace sous les modules est vivement conseillé) et protégé. On les place habituellement avec la pente vers l'équateur (vers le sud dans l'hémisphère nord). L'inclinaison des panneaux n'est pas critique. On la prend en général égale à la latitude, avec une tolérance de 15°. La hauteur maximale du soleil variant au cours de l'année, on choisira une inclinaison supérieure ou inférieure à la latitude suivant que les besoins sont les plus importants lorsque la course du soleil est basse (éclairage, besoins importants en hiver dans l'hémisphère nord) ou haute (irrigation...) [28].

Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer un auto nettoyage lors des pluies. [28]

Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, la présence des pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés. Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active [28]. Il arrive cependant qu'il soit impossible d'installer le panneau exactement face au sud.

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

L'utilisation de la batterie peut présenter des dangers :

Risque d'explosion, dégagement de gaz toxiques (brouillard d'acide sulfurique).

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

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

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

**e) Câblage électrique :**

Ils seront à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés à des sections (diamètre) suffisantes.[ 28]

Nous allons d'abord effectuer un branchement par un câble électrique qui sera un câble de qualité par exemple, il devra subir les agressions du vent, de la pluie, du soleil, du gel, croissance marines et autres. La section sera d'au moins 1.5 mm<sup>2</sup>, 2.5mm<sup>2</sup> dès que la longueur excède 25m ou que la puissance du module soit supérieure à 100W [28].

**f) Câblage de liaison :**

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

#### **I-4 Conclusion :**

L'évolution de la météorologie (nébulosité, nuages) conduit à une durée de l'insolation qui ne peut être calculée a priori, mais seulement mesurée sur le site. A cet effet, concernant la mesure du rayonnement solaire en Algérie, le réseau de mesures est peu dense relativement à la superficie du territoire. En effet, seules sept stations météorologiques sur la soixantaine que compte le réseau de l'office national de la météorologie assurent la mesure des composantes diffuse et globale du rayonnement solaire reçu sur le plan horizontal, d'où le développement du réseau de mesure et impératif.

Nous avons présenté aussi dans ce présent chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque. Ainsi que les principes de fonctionnement de chaque élément, chose élémentaire vu la complexité du système qui nécessite une bonne compréhension, afin de bien gérer les interactions entre les différents composants de ce dernier. Chose qui va nous permettre d'introduire la modélisation et l'analyse de ce système complexe, qu'on va présenter dans les chapitres suivants.

# *Chapitre 2*

## ***Modélisation et Identification des Paramètres du Système Photovoltaïque***

## *Chapitre 2*

### *Modélisation et Identification des Paramètres du Système Photovoltaïque*

Afin d'étudier en détail le fonctionnement d'un système photovoltaïque, nous nous proposons de modéliser puis simuler à l'aide du logiciel de calcul scientifique Matlab-Simulink après l'identification de ces paramètres. Dans le chapitre précédent, nous avons énuméré les différents composants d'un tel système.

Dans la première partie de ce chapitre, nous présentons brièvement l'architecture de notre système photovoltaïque. Dans la deuxième partie nous allons présenter la modélisation d'un système photovoltaïque où les modèles mathématiques des différents éléments constitutifs seront développés.

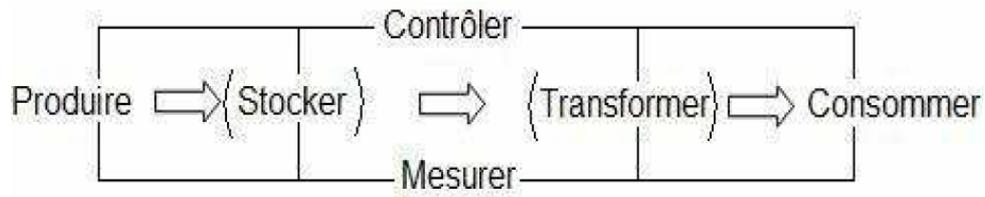
Une identification des paramètres des éléments constituant le système photovoltaïque sera effectuée dans la troisième partie de ce chapitre. À partir des caractéristiques physiques fournies par les fabricants des différents éléments, nous essayerons d'obtenir les paramètres nécessaires à la simulation.

#### **2.1- Synthèse des architectures de systèmes photovoltaïques autonomes:**

Un système photovoltaïque (PV) autonome est composé dans son ensemble d'un:

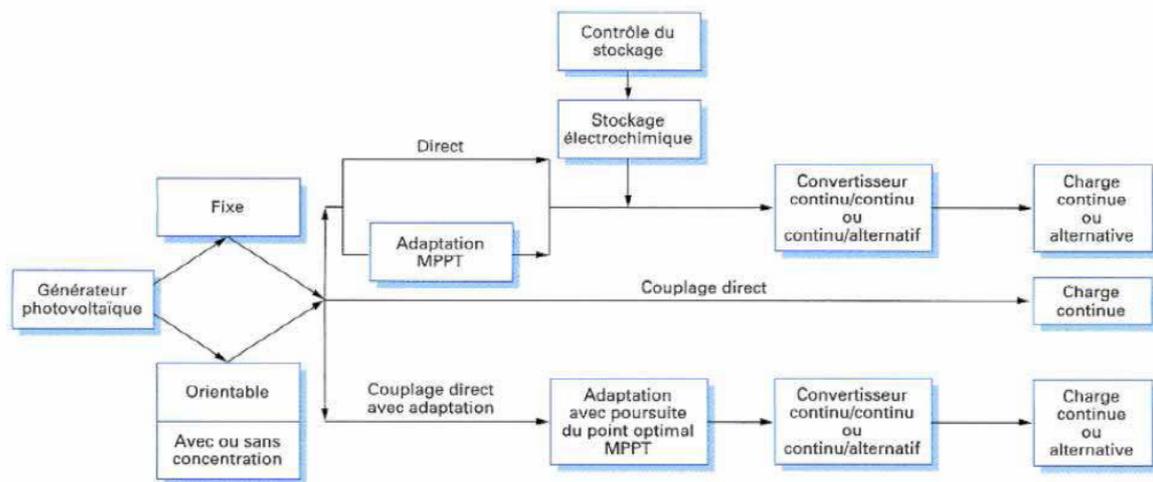
- Générateur photovoltaïque (panneaux photovoltaïques),
- Moyen de stockage : généralement électrochimique (batteries).
- Convertisseur continu/continu (CC) permettant d'alimenter le bus continu et de poursuivre le point de puissance maximum,
- Transformateur permettant d'élever la tension pour la conversion continu/alternative.
- Convertisseur CC/CA permettant d'alimenter les charges alternatives, module de contrôle pour la charge des batteries et l'acquisition des différentes grandeurs physiques du système.

Le schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque se présente alors comme suit :



**Figure 2.1:** Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque

Dans un système PV basique, l'énergie produite est directement consommée par l'utilisateur ; les fonctions « Stocker » et « Transformer » dépendent de l'application visée. La **Figure 2.2** détaille les différentes configurations de systèmes photovoltaïques.



**Figure 2.2:** Présentation générale d'un système photovoltaïque [29]

### 2.1.1- Type de système photovoltaïque :

#### 2.1.1.1- Alimentation directe sans transformation :

Dans un système avec alimentation directe sans transformation, les panneaux photovoltaïques sont directement couplés à la charge. En se référant à la **Figure 2.1**, les fonctions du système se limitent dès lors à PRODUIRE et CONSOMMER. Ce cas de figure présente autant d'avantages que d'inconvénients ; en effet, le système présente l'avantage d'être simple et d'un coût relativement bas et s'avère très intéressant pour des applications pour lesquelles les besoins en énergie coïncident avec la présence de lumière (exemple d'un ventilateur). Par contre le fait que les panneaux soient directement couplés à la charge entraîne un surdimensionnement puisqu'il faudra produire autant d'énergie lors de faibles ensoleillement.

### **2.1.1.2- Alimentation directe avec transformation :**

L'alimentation directe avec transformation est similaire au cas précédent à la seule différence qu'il existe un étage d'adaptation de l'énergie entre la source (panneaux photovoltaïques) et la charge. Cet étage d'adaptation permet de transformer l'énergie produite afin d'alimenter la charge. Ainsi, selon le type de charge, nous avons comme étage d'adaptation des convertisseurs DC/DC et/ou DC/AC. Malheureusement, l'alimentation directe impose un fonctionnement au fil du soleil, c'est-à-dire que l'énergie produite est fonction du rayonnement solaire.

### **2.1.1.3- Système autonome avec stockage:**

C'est le système le plus répandu. Le composant de stockage permet d'emmagasiner de l'énergie et de la restituer à la charge lorsque le rayonnement solaire est faible ou absent (pendant la nuit). Il existe divers composants de stockage , dont les plus répandus, les batteries électrochimiques, le stockage d'hydrogène, les volants d'inerties, les super capacités , ont été présentés au chapitre 1.

Nous nous intéresserons à ce type de système dans la suite.

### **2.1.2- Type de modules photovoltaïques :**

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules qui sont constitués par l'association de cellules en série. La mise en série et en parallèle des panneaux permet d'obtenir la tension et le courant exigés dont les performances dépendent de l'association des cellules et de la matière qui les compose.

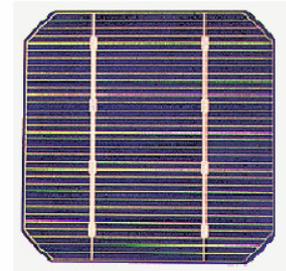
#### **2.1.2.1 -Types de cellules photovoltaïques:**

La cellule est l'unité de conversion la plus adaptée a l'effet photovoltaïque.

Comme l'affirme le document [30], les matériaux et la méthodologie utilisée pour la conception de ces cellules influent sur l'énergie récupérée. Il en résulte que de nombreuses solutions ont été développées et nous allons brièvement les présenter.

### **A. Silicium Monocristallin:**

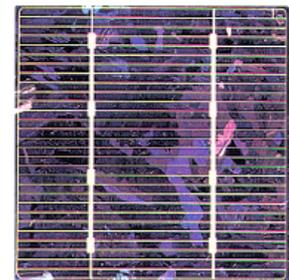
La cellule de silicium monocristallin est historiquement la plus largement utilisée et commercialisée. La fabrication de cellules de silicium commence avec l'extraction du cristal de dioxyde de silicium. Ce matériel est désoxydé dans de grands fours, purifié et solidifié. Ce processus a atteint une pureté de 98 et 99% ce qui permet un rendement énergétique fort (en effet, plus le revêtement de la cellule est pur, plus l'effet photovoltaïque est facilité). Le silicium est alors fusionné avec une petite quantité de dopant, normalement le bore qui est de type P puis coupé en fines tranches d'environ 300  $\mu\text{m}$ . Après la coupe et le nettoyage des impuretés des tranches, des impuretés de type N sont introduites via un processus de diffusion contrôlée : les tranches de silicium sont exposées à des vapeurs de phosphore dans un four où la température varie de 800 à 1000 °C.



Parmi les cellules photovoltaïques utilisant le silicium comme matériau de base, les monocristallins sont, en général, celles qui ont les meilleures performances. Ainsi, les cellules solaires commerciales obtenues avec le procédé décrit peuvent atteindre un rendement de 15 à 18%.

### **B. Silicium polycristallin:**

Les cellules en silicium polycristallin sont moins coûteuses que celles en silicium monocristallin car les processus de préparation des cellules sont moins stricts. Leur efficacité est cependant plus faible. Le processus de production est semblable à celui présenté précédemment dans le cas de la fabrication de cellule en silicium mais avec un contrôle moins rigoureux. Il en résulte que les cellules obtenues sont moins coûteuses mais aussi moins efficaces (12,5% de rendement en moyenne).



Leur intérêt réside dans la multiplicité des formes sous laquelle le revêtement peut se présenter : lingots à découper, ruban ou fil à déposer, ... Chaque technique permet de produire des cristaux ayant des caractéristiques spécifiques, y compris la taille, la morphologie et la concentration des impuretés.

### C. Silicium amorphe:

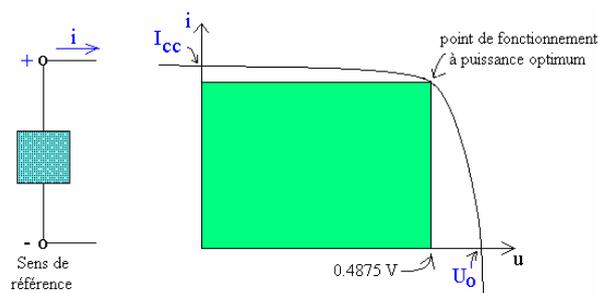
Les cellules de silicium amorphe diffèrent des cellules présentées précédemment puisque leur structure présente un haut degré de désordre dans la structure des atomes. L'utilisation de silicium amorphe pour les cellules solaires a montré de grands avantages à la fois au niveau des propriétés électriques et le processus de fabrication (processus simple, faiblement consommateur d'énergie, peu coûteux, possibilité de produire des cellules avec grands secteurs). Mais, même avec un coût réduit pour la production, l'utilisation du silicium amorphe a deux inconvénients: le premier est le rendement de conversion faible par rapport aux cellules de mono et polycristallin de silicium. Le deuxième est le fait que les cellules sont affectées par un processus de dégradation dans les premiers mois d'opération, réduisant ainsi leur durabilité.

En 1993, la production de cellules photovoltaïques a atteint un sommet à 60 MWp, et le silicium demeure le matériau le plus utilisé. Toutefois, la recherche de matériaux alternatifs est intense et concentrée dans le domaine des films minces, comme le silicium amorphe. La technologie des cellules.

Les cellules monocristallines et polycristallines sont les plus répandues mais leur fragilité oblige à les protéger par des plaques de verre, ce qui accroît d'autant plus le poids du panneau solaire.

#### 2.1.2. 2 - Caractéristiques électriques :

Comme beaucoup d'éléments de circuit, une cellule solaire est caractérisée par une relation entre le courant «  $i$  » et la tension «  $u$  » à ses bornes. L'allure de cette relation est indiquée sur la figure (2.3) ci-dessous.



**Figure 2.3:** Caractéristique U-I d'une cellule solaire en conditions d'éclairement et de température nominales

Dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m<sup>2</sup> ; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm<sup>2</sup> est d'environ 2.3 W<sub>c</sub> sous une tension de 0.5V. Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [31].

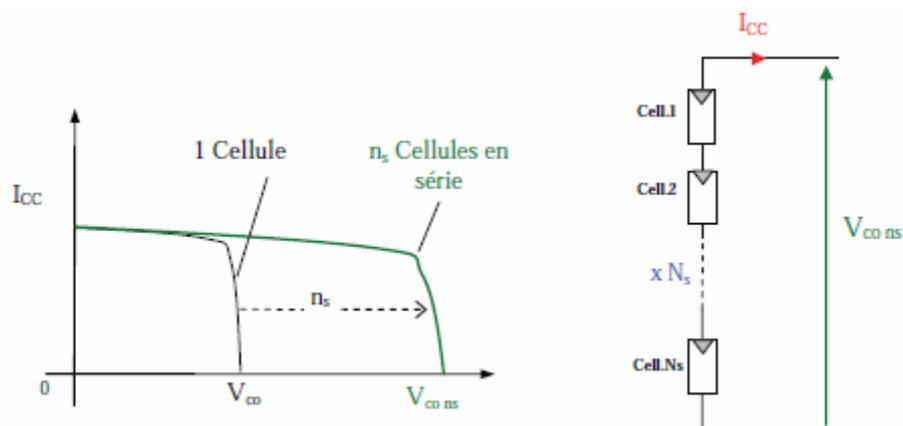
Une association de n<sub>s</sub> cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, Figure 2.4. L'équation (II-1) résume les caractéristiques électriques d'une association série de n<sub>s</sub> cellules.

$$V_{OC-NS} = N_s \cdot V_{OC} \text{ avec } I_{CC-NS} = I_{CC} \quad (2.1)$$

V<sub>OC-NS</sub> : Tension en circuit ouvert pour l'association série.

I<sub>CC-NS</sub> : Courant de court-circuit pour l'association série.

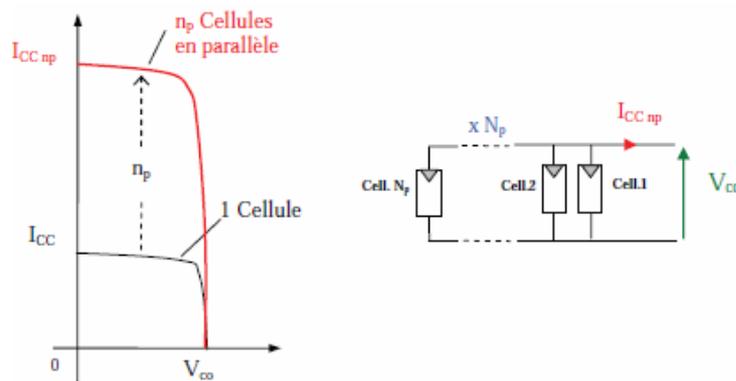
Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série (V<sub>cons</sub>=0.6V\*36=21.6V) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V<sub>opt</sub> proche de celle d'une tension de batterie de 12V.



**Figure 2.4:** Caractéristiques résultantes d'un groupement de n<sub>s</sub> cellules en série.

D'autre part, une association parallèle de  $n_p$  cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, **Figure 2.5**. L'équation (2-2) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de  $n_p$  cellules.

$$I_{CC-NP} = N_p \cdot I_{CC} \text{ avec } V_{OC-NP} = V_{OC} \quad (2.2)$$

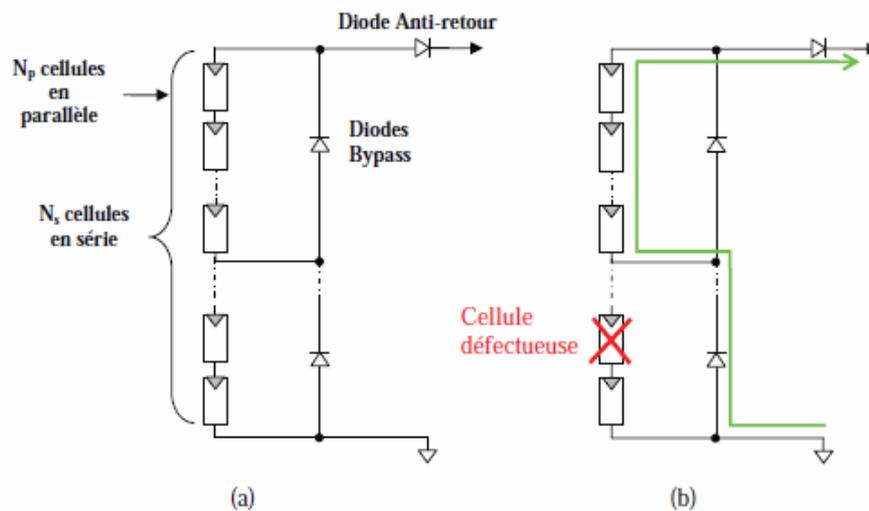


**Figure 2.5 :** Caractéristiques résultant d'un groupement de  $n_p$  cellules en parallèle

La caractéristique  $I(V)$  d'un générateur solaire peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de  $n_s \cdot n_p$  cellules en série/parallèle. La caractéristique globale peut, en outre, varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant solaire produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et devient un élément récepteur. Celle-ci se retrouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène dit de hot spot ou « point chaud » [32].

Pour remédier à ce phénomène, on équipe donc les panneaux photovoltaïques de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives **Figure 2.6-a**. On observe bien la déformation de la courbe  $I(V)$  liée à un effet d'ombrage partiel du module PV. La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indiqué en **Figure 2.6-b**, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du panneau. La dégradation d'une seule cellule

condamne donc le groupe de cellules associé à la cellule défectueuse et protégée par la diode by-pass à ne pas produire de puissance. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protections [33].



**Figure 2.6 :** (a) Architecture Classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections. (b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation  $I_{pv}$ .

On s'aperçoit donc que la maîtrise de cette énergie photoélectrique n'est pas aussi simple qu'il n'y paraît. La production de courant dans un module photovoltaïque du commerce est donc limitée par la cellule la plus faible de l'ensemble. Généralement, lors de l'assemblage des cellules, il est nécessaire de les trier en fonction de leurs caractéristiques électriques afin d'obtenir une association homogène et ainsi éviter de limiter la puissance fournie par un panneau à cause d'une dispersion des cellules. De plus, le vieillissement des cellules peut produire une dispersion des caractéristiques. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis (ensoleillement inhomogène, température, salissures, neige, pluie, dépôt de feuilles mortes, ...) fait de l'énergie photovoltaïque une ressource difficilement maîtrisable. Actuellement, pour en faire une source d'énergie proprement dite, un grand nombre de chercheurs du monde entier travaillent pour la rendre plus abordable en termes de flexibilité, de rendement et de coûts.

### 2.1.3- Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion:

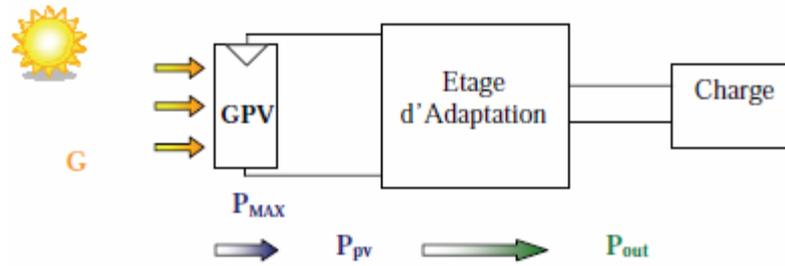
Une normalisation des origines des pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque est indispensable pour pouvoir en connaître ses performances et envisager de les améliorer. Ceci se traduit par la définition de plusieurs rendements distincts. Nous rappelons les définitions des différents rendements utilisés tout au long de ce document et des conditions de mesures de ces derniers. Ainsi, le rendement global de la chaîne de conversion qui en résulte reflète bien l'ensemble des sources de pertes réparties sur l'ensemble de la chaîne PV.

L'irradiance  $G$  ( $W/m^2$ ) est définie comme la quantité d'énergie électromagnétique solaire incidente sur une surface par unité de temps et de surface. La puissance reçue par un panneau de surface  $A$  ( $m^2$ ) est donc égale à  $G \cdot A_{\text{eff}}$ . La surface  $A_{\text{eff}}$  représente la surface du panneau correspondant à la partie active et susceptible de pouvoir effectuer la conversion photovoltaïque et non la surface totale occupée par le panneau solaire. Plusieurs systèmes de mesures existent. L'utilisation d'un pyranomètre est la plus fréquente mais nécessite un grand nombre de précautions en termes de mesures sur la propreté de ce dernier et les temps de mesures de l'ordre de quelques dizaines de secondes. D'autre part, il existe d'autres types de mesures associées à des capteurs à base de diode à silicium commercialisés sous le nom de « sonde radiation globale ». Ils ont l'avantage de présenter des temps de réponse inférieurs à la seconde compatibles aux temps de réponse de GPV à base de silicium mais sont limités à la largeur spectrale de sensibilité du silicium (0,4 à 1,1 $\mu m$ ). Quelle que soit la méthode utilisée, aujourd'hui, la précision de ces données sur  $G$  est malheureusement faible lorsque l'on essaie de caractériser un ensoleillement instantané réel arrivant au niveau du sol terrestre (de l'ordre de 10%) [33]. Le débat reste donc ouvert pour améliorer ce domaine de métrologie.

Dans ce contexte et faute de plus de précision, nous prendrons comme définition du rendement traduisant la capacité maximale d'un GPV ainsi que sa qualité de la conversion photons-électrons d'un panneau solaire noté  $\eta_{\text{pv}}$ , le rendement défini selon l'équation (2-3)

$$\eta_{\text{pv}} = P_{\text{MAX}}/G A_{\text{eff}} \quad (2.3)$$

Où  $P_{\text{MAX}}$  est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie du GPV dépendant du matériau photovoltaïque, de l'instant et de l'endroit des mesures, des conditions météorologiques et de la température.



**Figure 2.7 :** Chaîne de conversion photovoltaïque

La puissance délivrée par le GPV notée  $P_{PV}$  est plus ou moins éloignée du potentiel productible noté  $P_{MAX}$  en fonction de l'étage d'adaptation utilisé pour réaliser la conversion et le transfert énergétique (Onduleur, convertisseur DC-DC, connexion directe...). La définition d'un nouveau rendement traduisant les pertes énergétiques est alors nécessaire. Nous l'associons au point de fonctionnement du GPV et nous le notons  $\eta_{MPPT}$ . Il correspond à la capacité de l'étage d'adaptation à exploiter sa puissance maximale ( $P_{MAX}$ ) disponible aux bornes du panneau photovoltaïque. Ce rendement  $\eta_{MPPT}$  est obtenu en divisant la puissance disponible aux bornes du GPV par la puissance maximale potentiellement délivrable par ce même GPV. Pour être précis, ce rendement est le fruit de mesures des puissances effectuées sur un intervalle de temps très court ( $<1s$ ). Il sera donc représentatif d'un instant donné, de conditions météorologiques précises et de modes de fonctionnement donnés. En résumé, ce rendement représente un rendement instantané des performances du GPV.

$$\eta_{MPPT} = P_{PV} / P_{MAX} \quad (2.4)$$

Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution. Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique-électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un étage d'adaptation noté  $\eta_{conv}$ , défini en (2-5), et permettant d'évaluer les pertes liées à la conversion de puissance associée à l'étage d'adaptation. Là aussi, ce type de rendement dépend du temps et des conditions de fonctionnement. Il est nécessaire, pour obtenir une grande précision sur cette grandeur, d'effectuer les mesures de courant et de tension en entrée et en sortie de l'étage au même instant garantissant ainsi la connaissance précise du transfert de puissance effectué à un instant donnée.

$$\eta_{conv} = P_{out} / P_{PV} \quad (2.5)$$

Le rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque, noté  $\eta_{TOTAL}$ , peut donc être défini comme le produit des trois rendements précédemment définis sur le même intervalle de temps.

$$\eta_{TOTAL} = \eta_{pv} \times \eta_{MPPT} \times \eta_{con} \quad (2.6)$$

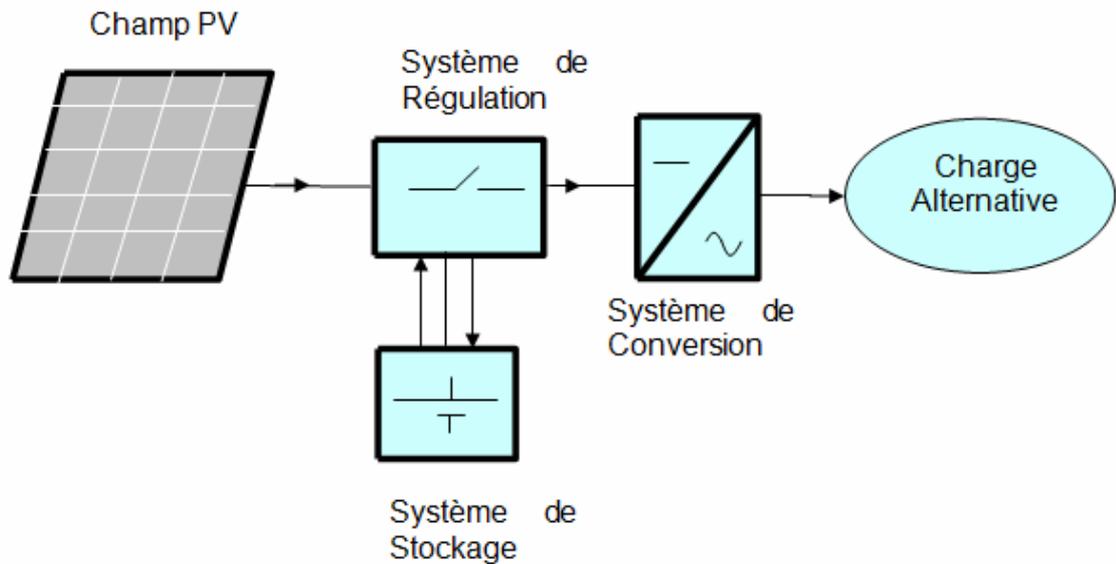
Ce rendement traduit la capacité de la totalité d'une chaîne PV à produire plus ou moins de l'énergie électrique. Cela permet également de comprendre la différence entre un rendement effectué en laboratoire sur des matériaux et des cellules PV sous température et irradiation contrôlées et le rendement réel des GPV installés fonctionnant en conditions réelles.

Pour les études d'optimisation que nous avons développées dans ce memoire, seuls le rendement  $\eta_{MPPT}$  et le rendement de l'étage d'adaptation  $\eta_{con}$  ont été considérés. Ces rendements sont en effet étroitement associés aux systèmes de gestion et de conversion de l'énergie PV. Ils définissent respectivement sa capacité à exploiter plus ou moins bien la puissance produite par un GPV et la capacité de transfert vers une charge dans les meilleures conditions.

## **2. 2- Modélisation des différents éléments d'un système photovoltaïque**

Un système photovoltaïque est un système complexe qui se compose de différents éléments interactifs dont l'un agit sur l'autre de différentes manières dans des limites imposées par les stratégies de commande employées. La modélisation des différents éléments d'un tel système tels que l'ensoleillement, les panneaux photovoltaïques, la charge implique la connaissance de plusieurs disciplines: la météorologie, l'électronique et l'électrotechnique, ..., et exige une bonne compréhension des interactions entre elles. À cet effet, plusieurs codes de simulation ont été développés. Ces derniers sont plus au moins simplifiés et ne sont pas assez précis et riches pour reproduire le comportement réel d'un système photovoltaïque surtout en ce qui concerne les régimes transitoires.

Dans cette partie, nous allons présenter la modélisation d'un système photovoltaïque où les modèles mathématiques des différents éléments constitutifs seront développés. Les schémas de la figure qui suit représentent une configuration typique d'un système photovoltaïque.



**Figure 2.8 :** Système photovoltaïque.

Nous allons maintenant entamer la description et la modélisation de chaque élément.

### 2.2.1-Panneaux photovoltaïques :

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules qui sont constitués par l'association de cellules en série. La mise en série et en parallèle des panneaux permet d'obtenir la tension et le courant exigés dont les performances dépendent de l'association des cellules et de la matière qui les compose. Le point de fonctionnement de cet ensemble de panneaux photovoltaïques est défini par l'intersection de sa caractéristique courant-tension avec la ligne de charge.

#### 2.2.1.1- Modèle électrique [34] :

Le comportement d'un panneau photovoltaïque peut être représenté par une courbe caractéristique du courant en fonction de la tension pour certaines conditions de fonctionnement, c'est-à-dire pour un flux de chaleur et une température donnés. Un modèle de représentation du comportement électrique doit permettre d'aboutir à une approximation de la caractéristique courant-tension à partir des variables : tension à vide ( $V_{OC}$ ), courant de court-circuit ( $I_{SC}$ ), et tension et courant optimaux ( $V_{OP}$  et  $I_{OP}$ ). Le comportement électrique d'une cellule photovoltaïque est décrit le plus souvent soit par:

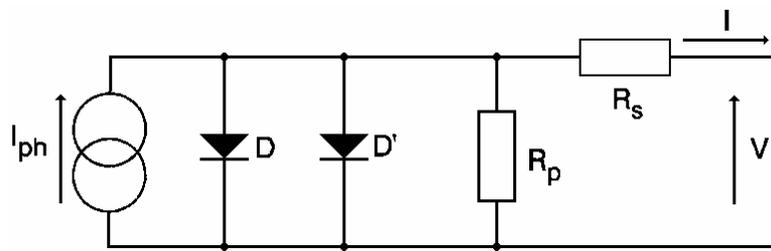
- Un modèle à une diode (en une seule exponentielle),
- Soit par un modèle à deux diodes (en double exponentielle).

Chacune de ces formulations établit des relations pour évaluer le courant et la tension en fonction de la température et de l'ensoleillement. Ces deux modélisations sont représentées respectivement par les équations qui suivent :

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp \left( \frac{q(V + R_s I)}{\alpha k T} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.7)$$

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp \left( \frac{q(V + R_s I)}{\alpha k T} \right) - 1 \right) - I'_s \left( \exp \left( \frac{q(V + R_s I)}{\beta k T} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.8)$$

Le circuit équivalent du modèle en double exponentielle d'une cellule photovoltaïque est représenté par le schéma de la figure qui suit.



**Figure 2.9 :** Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque [39].

À noter que pour le modèle en une seule exponentielle, la diode D' sera éliminée.

La représentation avec un modèle en double exponentielle est utilisée souvent pour des cellules en silicium polycristallin. Par contre pour des cellules en silicium amorphe, un modèle en une seule exponentielle est souvent utilisé.

Plusieurs travaux de recherche [34] ont montré que les deux modèles possèdent un domaine de validité; le modèle en double exponentielle se prête mieux aux mesures de la caractéristique courant-tension pour des tensions élevées tandis que celui à une exponentielle est plus précis pour de basses et moyennes tensions [35]. Ces deux modèles sont implicites et non-linéaires, alors la recherche ou la détermination d'une solution analytique serait une tâche délicate. Quelque soit le modèle utilisé, le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque est caractérisé par :

$$\begin{cases} V_{PV} = N_s \cdot V \\ I_{PV} = N_p \cdot I \end{cases} \quad (2.9)$$

### 2.2.1.2- Modèle thermique [35,37] :

La caractéristique courant-tension est également influencée par la température des cellules. Dans ce travail, la température des cellules (T) est calculée par une fonction linéaire simplifiée de la variable ensoleillement disponible noté (G). L'équation qui suit décrit le modèle thermique de la cellule :

$$T = T_0 + k_c \cdot G \quad (2.10)$$

Le paramètre ( $k_c$ ) peut être déterminé par une interpolation des données mesurées, mais il est souvent pris égal à 0,03. Cette dernière valeur se traduit par une augmentation de la température de 30 K pour un flux égal à 1000 W/m<sup>2</sup>.

### 2.2.1.3- Effet de la température et de l'ensoleillement [34-35,36] :

Le photocourant ( $I_{ph}$ ) généré par le panneau photovoltaïque est proportionnel à l'ensoleillement disponible (G) et il est supposé linéairement dépendant de la température de fonctionnement ; soit :

$$I_{ph} = (C_0 + C_1 \cdot T) \cdot \frac{G}{G^*} \quad (2.11)$$

Où les constantes ( $C_0$ ) et ( $C_1$ ) sont exprimées selon :

$$C_0 = \frac{I_{SC1} \cdot T_2 - I_{SC2} \cdot T_1}{T_2 - T_1} \quad \text{et} \quad C_1 = \frac{I_{SC2} - I_{SC1}}{T_2 - T_1}$$

La dépendance des courants de saturation ( $I_s$ ) et ( $I'_s$ ) en fonction de la température est représentée par:

$$I_s = C_2 \cdot T^3 \cdot \exp\left(\frac{-q \cdot E_g}{k \cdot T}\right) \quad (2.12)$$

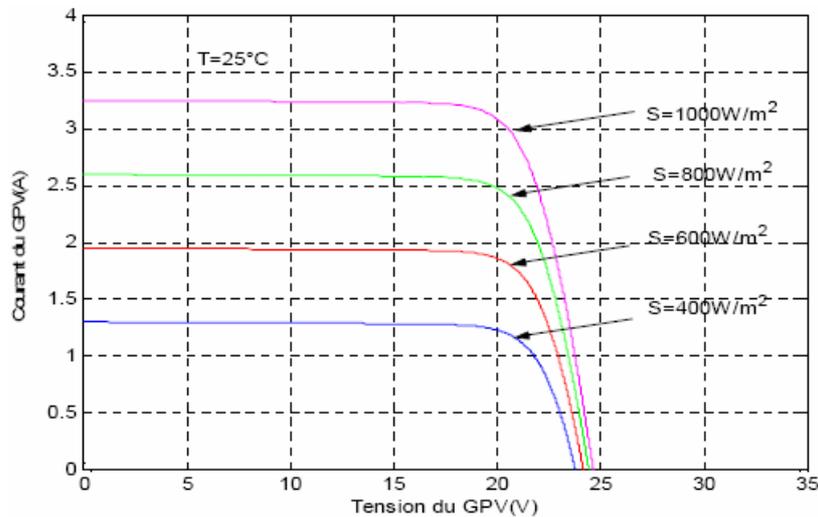
$$I'_s = C_3 \cdot T^{3/2} \cdot \exp\left(\frac{-q \cdot E_g}{2 \cdot k \cdot T}\right) \quad (2.13)$$

Les constantes ( $C_2$ ) et ( $C_3$ ) sont données par :

$$C_2 = \frac{I_{SC1} \cdot \exp\left(\frac{q \cdot E_g}{\alpha k T_1}\right)}{T_1^3 \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot V_{OC1}}{\alpha k T_1}\right) - 1\right)} \text{ et } C_3 = \frac{I_{SC1} \cdot \exp\left(\frac{q \cdot E_g}{\beta k T_1}\right)}{T_1^{3/2} \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot V_{OC1}}{\beta k T_1}\right) - 1\right)}$$

( $E_g$ ) est la tension de gap du matériau utilisé pour la fabrication des cellules ; elle est égale à 1,12eV pour le silicium cristallin et à 1,75eV pour le silicium amorphe.

La figure qui suit représente, à titre indicatif, la caractéristique courant-tension d'un panneau photovoltaïque pour différents ensoleillements.

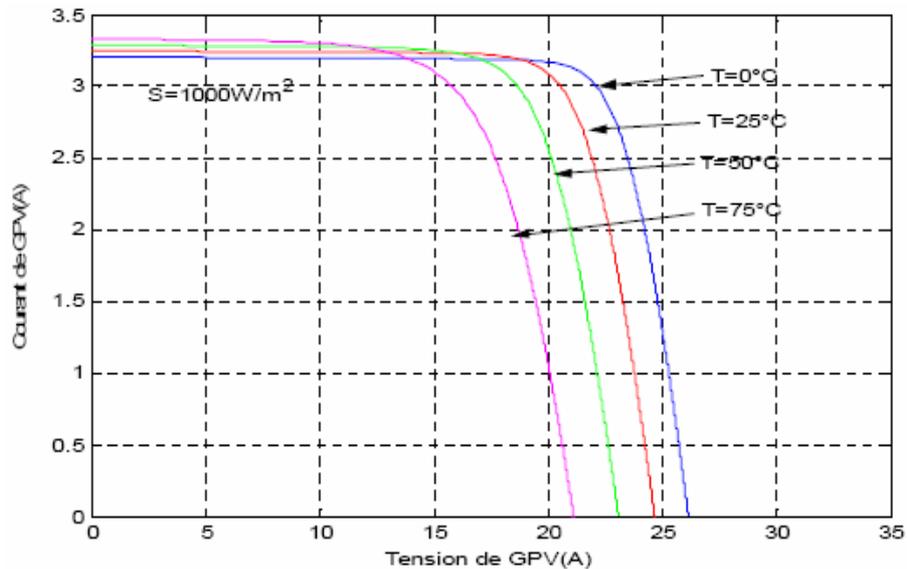


**Figure 2.10 :** Effet de l'ensoleillement sur la caractéristique I-V.

Nous remarquons que le courant débité augmente avec l'accroissement de l'ensoleillement, et que le point de fonctionnement optimal varie d'une manière non linéaire. La tension aux bornes est légèrement influencée par l'ensoleillement.

Notons que si l'on place une charge non nulle et non infinie aux bornes d'un panneau photovoltaïque, on se trouve dans un cas intermédiaire entre la situation d'un court-circuit et celle d'un circuit ouvert. Le courant va se répartir entre la charge extérieure et la diode. Il en résulte ainsi une tension de travail inférieure à la tension correspondante à un circuit ouvert. D'où, la caractéristique fondamentale des cellules photovoltaïques est que pour un ensoleillement et une température donnés ni le courant ni la tension de fonctionnement ne sont imposés, seule la courbe  $I=f(V)$  est fixe et c'est la valeur de la charge aux bornes du panneau qui va déterminer le point de fonctionnement.

La figure 2.11 montre l'effet de la température sur la caractéristique courant-tension pour un ensoleillement fixe.



**Figure 2.11** : Influence de la température des cellules sur la caractéristique I-V.

L'effet d'accroissement de la température se caractérise par une faible augmentation du courant et une chute relativement importante de la tension.

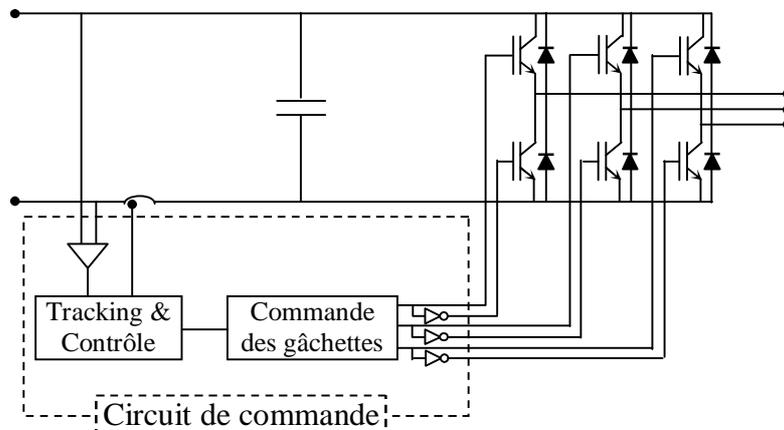
Nous allons maintenant procéder à la modélisation du second élément du système solaire ; à savoir l'onduleur de tension.

### 2.2.2- Onduleur de tension [35,38] :

La forte évolution de l'onduleur de tension s'est appuyée d'une part sur le développement de composants à semi-conducteurs entièrement commandables, robustes et rapides, et, d'autre part, sur l'utilisation quasi-généralisée des techniques dites de "Modulation de Largeur d'Impulsions" (MLI). Ces dernières s'appuient sur les performances en terme de fréquence de découpage des semi-conducteurs.

Pour les applications photovoltaïques, une charge à courant alternatif est souvent utilisée. Ainsi, il serait préférable d'utiliser un onduleur de tension pour alimenter cette charge à partir des panneaux photovoltaïques. Cet onduleur transforme la tension continue issue des panneaux en une tension alternative monophasée ou triphasée.

Le schéma de la figure qui suit montre grossièrement la commande des gâchettes d'un onduleur de tension utilisé dans un système photovoltaïque.



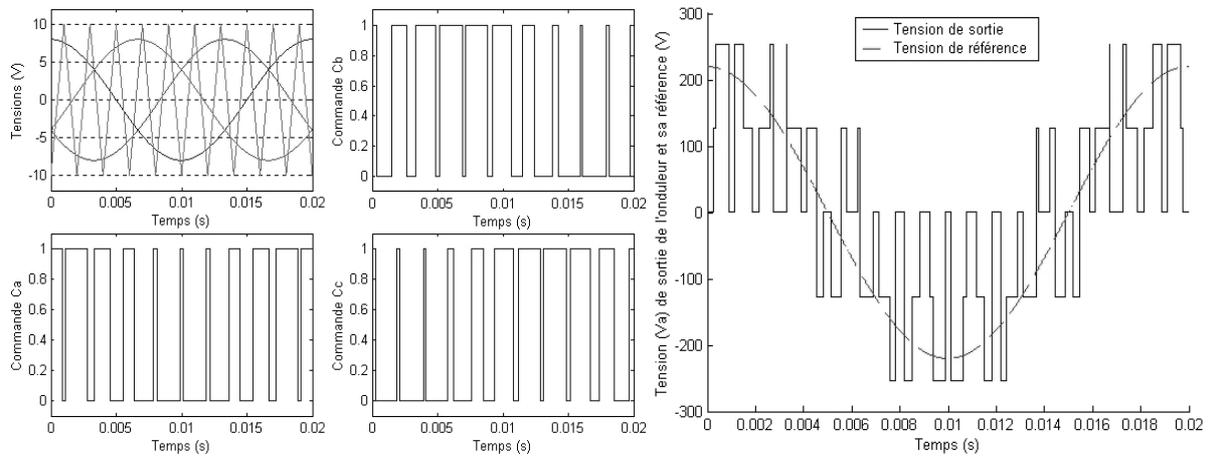
**Figure 2.12 :** Commande d'un onduleur triphasé utilisé en photovoltaïque.

Les commandes en pleine onde des onduleurs de tension sont surtout abandonnées aux basses vitesses de rotation où nous faisons appel à la modulation puisqu'elle a deux principaux avantages :

- d'une part, elle repousse les harmoniques à des fréquences élevées, ce qui permet leur suppression facilement et de réduire la taille du filtre, l'encombrement et le coût du système,
- d'autre part, elle permet le réglage simultané de la fréquence et de la tension de sortie de l'onduleur.

Dans la technique "Sinus-triangle", les trois tensions de phase sont générées par comparaison de trois tensions de référence ayant une certaine fréquence à un signal triangulaire commun d'amplitude fixe et de fréquence nettement supérieure à celle des tensions de sortie. À Noter que les trois tensions de référence correspondent aux tensions de sortie recherchées. Ce type de commutation permet d'obtenir une sortie sous une forme presque sinusoïdale.

Le schéma de la figure 2.13 montre le comportement d'une MLI réalisée avec la technique sinus-triangle.



**Figure 2.13 :** MLI réalisée avec la technique "Sinus-triangle"[38].

Les interrupteurs des bras de l'onduleur notés ( $T_i$  et  $T_i'$ ) sont commandés de manière complémentaire (si  $T_i$  est fermé, alors  $T_i'$  est ouvert) à partir des grandeurs logiques  $C_i$  et  $C_i'$  (avec  $C_i' = \overline{C_i}$ ). Donc, nous pouvons écrire :

$C_i = 1$  ( $C_i' = 0$ ) : alors  $T_i$  est passant ( $T_i'$  est ouvert)

$C_i = 0$  ( $C_i' = 1$ ) : alors  $T_i$  est bloqué ( $T_i'$  est fermé)

Les signaux de commande sont comparés à chaque instant au signal triangulaire à fréquence élevée. Les commutations des interrupteurs auront lieu quand nous aurons une égalité du type:

$$\text{Tension}_{\text{modulatrice}}(t) = \text{Tension}_{\text{porteuse}}(t) \quad (2.14)$$

Au cours du fonctionnement :

$$\begin{cases} \text{si } (\text{Tension}_{\text{modulatrice}}(t) - \text{Tension}_{\text{porteuse}}(t) > 0) & \Rightarrow C_i = 1 \\ \text{si non} & \Rightarrow C_i = 0 \end{cases} \quad (2.15)$$

Le modèle de l'onduleur de tension triphasée est représenté par la relation qui

$$\text{suit : } \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{E}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_a \\ C_b \\ C_c \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Notons que les tensions de sortie de l'onduleur sont fonctions des commandes logiques des bras qui le constituent. Rappelons que ces tensions servent à l'alimentation de notre charge.

### 2.2.3- Système de stockage :

Vue la grande diversité de type d'éléments de batterie ainsi le nombre très varié de paramètres qui interviennent, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être établie.

Le système de stockage utilisé dans une installation photovoltaïque est généralement une batterie d'accumulateur au plomb.

Cette étude, nous permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite par le générateur photovoltaïque et la charge demandée.

#### 2.2.3.1- Modèle de la charge de la batterie : [20]

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

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1) \cdot (t - \sigma) + (P_{pv}(t) - P_L(t)/\eta_{inv}) \cdot \eta_{Bat} \quad (2.17)$$

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

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

#### 2.2.3.2- Modèle de la décharge de la batterie : [20]

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

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1) \cdot (t - \sigma) + (P_L(t)/\eta_{inv} - P_{pv}(t)) \quad (2.18)$$

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

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

Ici, la capacité de la batterie maximale prend la valeur de la capacité nominale de la batterie ( $C_{Bat\ max} = C_{Bat\ nom}$ ), et la capacité minimum est déterminée par la profondeur de la charge (DOD) :

$$C_{Bat\ min} = DOD \cdot C_{Bat\ nom} \quad (2.19)$$

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

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

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

Elle peut être estimée par la relation suivante:

$$C_{Bat} = \frac{E_L \cdot N_a}{\eta_{Bat} \cdot P_{dech} \cdot DOD} [Wh] \quad (2.20)$$

$$C_{Bat} [Ah] = \frac{C_{Bat}}{V_b} [Wh] \quad (2.21)$$

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

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

$V_b$  : La tension du système.

$DOD$  : La profondeur de décharge

### 2.2.3.3- La tension de la batterie : [20]

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

Ce modèle basé sur le schéma électrique de la figure 2.14.

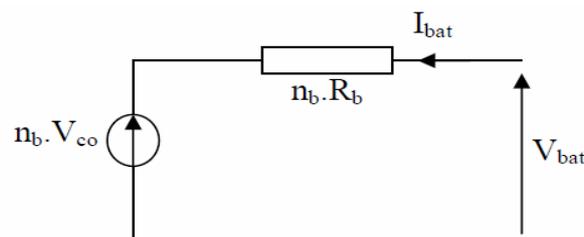


Figure 2.14 : Schéma électrique de batterie.

Pour n batteries en séries, nous pouvons écrire l'équation:

$$v_{bat}(t) = n_b \cdot V_{co}(t) + n_b \cdot I_{bat}(t) \cdot R_{bat}(t) \quad (2.22)$$

Où  $V(t)$  bat est la tension de circuit ouvert au temps  $t$ ,  $V$  ; et  $R(t)$  bat est la résistance interne de batterie, Ohms ; la tension de circuit ouvert est exprimée comme un logarithme de la fonction de l'état de charge:

$$V_{co}(t) = VF + b \cdot \log(SOC(t)) \quad (2.23)$$

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

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

$$R_{bat}(t) = R_{électrode} + R_{électrolyte} \quad (2.24)$$

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

$$R_{électrode} = r_1 + r_2 \cdot (SOC(t)) \quad R_{électrolyte} = [r_3 - r_4 \cdot (SOC(t))]^{-1} \quad (2.25)$$

Où  $r_1$ ,  $r_2$ ,  $r_3$ , et  $r_4$  sont des constants empiriques, ces constantes ont des valeurs différentes pour le mode de charge et décharge.

Pour une batterie de plomb acide, les paramètres sont regroupés dans le tableau suivant:

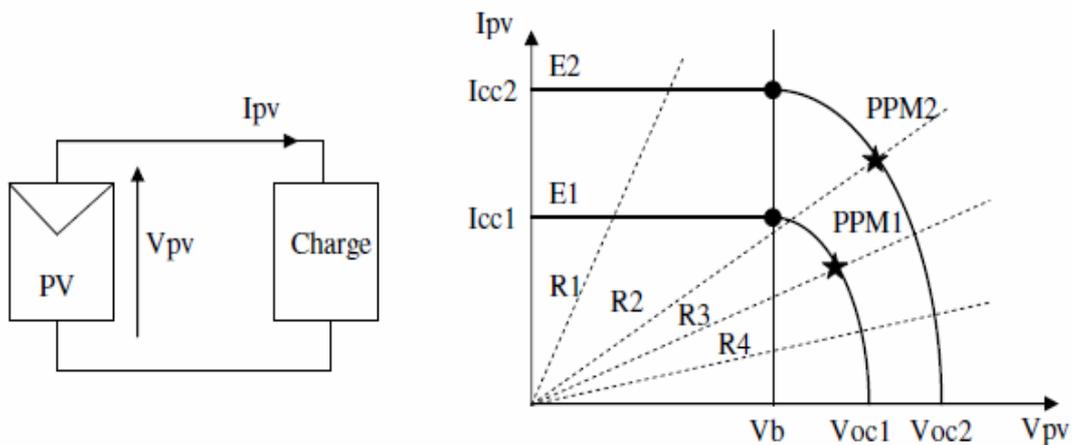
Paramètres	Mode de charge	Mode de décharge
VF	13.250 V	12.662 V
b	0.810	0.724
$r_1$	0.062 Ohms	0.055 Ohms
$r_2$	0.046 Ohms	-0.010 Ohms
$r_3$	95.638 Ohms <sup>-1</sup>	4.270 Ohms <sup>-1</sup>
$r_4$	52.671 Ohms <sup>-1</sup>	-100.730 Ohms <sup>-1</sup>

**Tableau 2.2:** Caractéristique de batterie plomb acide

## 2.2.4- La Charge :

Il est à noter que pour notre étude on va considérer une charge seulement pour exprimer une puissance demandée d'où le point de fonctionnement de notre système. On a opté pour une charge purement résistive d'où les variations de la valeur de la résistance  $R$  sous différents ensoleillements nous emmènent sur plusieurs points de fonctionnement. En effet, pour différentes valeurs de  $R$ , l'adaptation optimale se produit pour un seul point de fonctionnement particulier, nommé Point de Puissance Maximal (PPM). Celui-ci correspond à la puissance maximale que peut délivrer un générateur PV pour une courbe  $I(V)$  donnée. Ainsi, lorsque l'on réalise une connexion directe source-charge, le rendement de l'ensemble est alors optimal lorsque le système fonctionne à son PPM.

Pour mieux comprendre ceci, prenons par exemple le cas d'une connexion directe entre un générateur PV et une charge. Nous regardons l'influence de la nature de la charge qu'elle soit une simple charge résistive  $R$  ou bien même une batterie, comme illustré dans la figure 2.15 où les points PPM1 et PPM2 correspondent au fonctionnement optimal du générateur PV.



**Figure 2.15:** Différents points de fonctionnements résultant de l'association d'un panneau PV sous deux éclairagements et d'une charge résistive variable ( $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$ ,  $R_4$ ) ou bien d'une batterie ( $V_b$ ).

Comme nous pouvons le constater sur la figure 2.15 (b), le fonctionnement du générateur PV dépend fortement des caractéristiques de la charge à laquelle il est associé. En effet, pour la charge résistive de différentes valeurs, l'adaptation optimale ne se produit que pour un seul point de fonctionnement particulier, nommé Point de Puissance Maximal (PPM)

il est noté dans notre cas PPM1 et PPM2. Ceux-ci correspondent à la puissance maximale que peut délivrer un générateur PV pour une courbe I (V) donnée. Pour la charge de type batterie, le point de connexion source-charge n'est pas optimal. Ainsi, lorsque l'on réalise une connexion directe source-charge, le rendement de l'ensemble est alors rarement optimal.

### Remarque importante:

Pour simplifier l'étude, et vu que l'objectif est d'extraire le maximum de puissance possible de notre GPV, sans rentrer dans le détail de sa gestion, et vu que la variation de la valeur de R nous emmène sur plusieurs points de fonctionnement de notre GPV, et que le point de fonctionnement de notre système en appliquant les batteries comme charge n'est qu'un point parmi les points qu'on peut obtenir en variant R.

Et surtout en sachant que vu le temps de réponse de la charge des batteries (environ une journée au moins) est très long par rapport au temps de réponse du MPPT en millisecondes (sujet de notre étude) et l'impossibilité (limite informatique ;le matlab simulik emmagasine les résultats des calculs environ  $10^5/s$  dans la ram et non pas au disque dur) d'effectuer des simulations sur un laps de temps aussi important, a cet effet on ne va pas intégrer le système de stockage pour le reste de notre travail .

D'ou le schéma de la figure 2.16 qui suit représente la configuration typique du système photovoltaïque qu'on va identifier ses paramètres pour une éventuelle simulation.

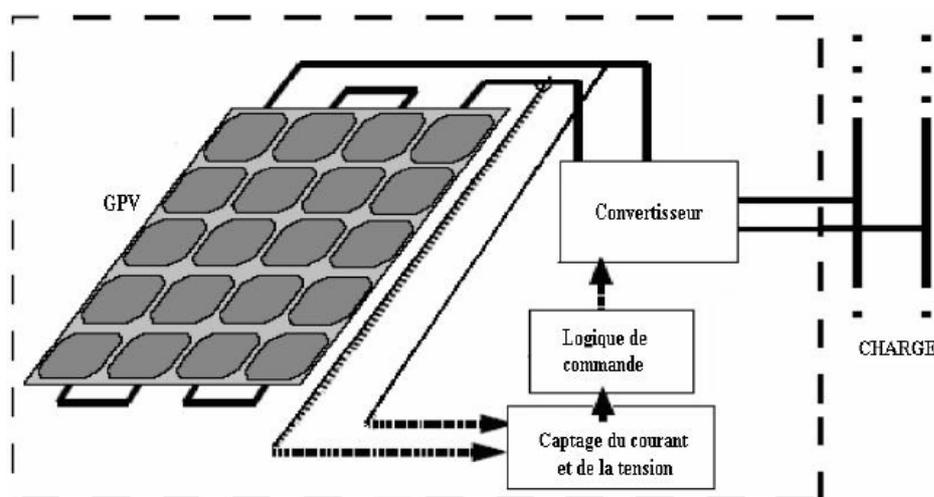


Figure 2.16 : Synoptique du système photovoltaïque a simulé

## **2.3- Identification et commande du système photovoltaïque :**

Nous considérons pour le comportement électrique du panneau photovoltaïque un modèle en une seule exponentielle ; pour lequel nous allons présenter une approche d'estimation de ses paramètres en fonction de l'ensoleillement et de la température. Ces paramètres seront déterminés à partir de la connaissance de trois points de fonctionnement : en court-circuit, en circuit ouvert, et à puissance maximale.

L'approche adoptée concerne a priori en la résolution d'un système d'équations constituant les trois points de fonctionnement pour écrire tous les paramètres du modèle en fonction de la résistance série. Dans une seconde étape, nous faisons une résolution itérative pour le point de fonctionnement optimal tout en utilisant la méthode de Newton-Raphson pour calculer la valeur de la résistance série ainsi que les paramètres du modèle. Une fois le modèle du panneau identifié, nous considérons d'autres équations pour la prise en compte de l'effet de l'ensoleillement et de la température. Aussi, en fonction de la charge appliquée aux bornes du panneau photovoltaïque, un dispositif de contrôle sera intégré dans la commande de l'onduleur de tension pour assurer un fonctionnement à puissance maximale.

Pour l'onduleur de tension, notre attention concerne son rendement puisque nous allons considérer que la commutation au niveau des interrupteurs se fait d'une manière instantanée, d'où des temps de commutation très faibles.

Rappelons que pour le système de stockage, il est inutile d'identifier ses paramètres, vu qu'il ne va pas être introduit lors des simulations pour les raisons qu'on a évoquées précédemment (voir page précédente **Remarque**)

### **2.3.1- Identification des paramètres du panneau photovoltaïque : [31]**

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules ; ces derniers sont supposés ayant les mêmes caractéristiques. Rappelons que le modèle en une seule exponentielle est non linéaire et implicite ; donc, une solution itérative sera déterminée par la méthode de Newton-Raphson. Ainsi, la connaissance des valeurs initiales s'avère nécessaire puisque le choix inadéquat de ces dernières aura comme conséquence la divergence de l'algorithme. Nous supposons qu'initialement ( $R_s$ ) est nulle, ceci permet seulement le calcul de  $I_{ph}$ ,  $I_s$ ,  $R_s$  et  $R_p$ ; la reformulation de l'équation (2.7) donne :

$$I = I_{ph} - I_S (\exp(V_T (V + R_S I)) - 1) - R_P^{-1} (V + R_S I) \quad (2.26)$$

$$\text{Avec : } V_T = \frac{q}{N_C \cdot \alpha \cdot k \cdot T}$$

Nous considérons que le facteur ( $V_T$ ) est constant puisqu'il s'agit d'une résolution de cette dernière équation à un ensoleillement et une température constants. Ainsi, la connaissance des paramètres  $I_{ph}$ ,  $I_S$ ,  $R_S$  et  $R_P$  permettra le calcul du courant débité ( $I$ ) en fonction de la tension( $V$ ).

### 2.3.1.1- Algorithme d'identification des paramètres :

Trois points de fonctionnement du panneau photovoltaïque sont connus, à savoir le point de fonctionnement en circuit ouvert, en court-circuit, et celui en fonctionnement à puissance maximale. L'évaluation de l'équation (2.26) en ces points se résume comme suit :

$$\begin{cases} 0 = I_{ph} - I_S (\exp(V_T V_{OC}) - 1) - R_P^{-1} V_{OC} & \text{(circuit ouvert)} \\ I_{SC} = I_{ph} - I_S (\exp(V_T R_S I_{SC}) - 1) - R_P^{-1} R_S I_{SC} & \text{(court-circuit)} \\ I_{OP} = I_{ph} - I_S (\exp(V_T (V_{OP} + R_S I_{OP})) - 1) - R_P^{-1} (V_{OP} + R_S I_{OP}) & \text{(puissance max.)} \end{cases} \quad (2.27)$$

Sous forme matricielle, l'équation ci-dessus peut être écrite selon :

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_{SC} \\ I_{OP} \end{bmatrix} = [M] \cdot \begin{bmatrix} I_{ph} \\ I_S \\ R_P^{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -C & -V_{OC} \\ 1 & -B & -R_S I_{SC} \\ 1 & -A & -V_{OP} - R_S I_{OP} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ph} \\ I_S \\ R_P^{-1} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

où:  $A = \exp(V_T (V_{OP} + R_S I_{OP})) - 1$ ,  $B = \exp(V_T R_S I_{SC}) - 1$  et  $C = \exp(V_T V_{OC}) - 1$

À noter que, la matrice ( $M$ ) est une fonction de  $R_S$ ,  $V_T$ ,  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $V_{OP}$  et  $I_{OP}$ .

Après tout calcul fait, nous obtenons de l'équation (2.28) ce qui suit :

$$\begin{cases} I_{ph} = \det_M^{-1} \cdot (V_{OC} I_{SC} A - V_{OC} I_{OP} B - V_{OP} I_{SC} C) \\ I_S = \det_M^{-1} \cdot (V_{OC} I_{SC} - V_{OC} I_{OP} - V_{OP} I_{SC}) \\ R_P^{-1} = \det_M^{-1} \cdot (I_{SC} A - I_{OP} B - (I_{SC} - I_{OP}) C) \end{cases} \quad (2.29)$$

Avec :

$$\det_M = (V_{OC} - R_S I_{SC})A + (-V_{OC} + V_{OP} + R_S I_{OP})B + (-V_{OP} + R_S (I_{SC} - I_{OP}))C$$

Comme les valeurs de  $V_T$ ,  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $V_{OP}$  et  $I_{OP}$  sont déjà connues, la connaissance de la valeur de  $R_S$  permettra donc le calcul de  $I_{ph}$ ,  $I_S$  et  $R_P$ . Alors, pour calculer la valeur de la résistance série ( $R_S$ ), nous sommes obligés d'utiliser une autre équation qui sera obtenue à partir de la dérivée de la puissance. Pour un fonctionnement optimal, le panneau photovoltaïque débite le maximum de sa puissance ; d'où la dérivée de cette dernière en ce point est nulle. Alors, on peut écrire :

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{\text{fonctionnement optimal}} = 0 \quad \Rightarrow \quad \boxed{\left. \frac{dI}{dV} \right|_{V_{OP}} = -\frac{I_{OP}}{V_{OP}}} \quad (2.30)$$

La dérivée de l'équation (2.26) par rapport à la tension peut être exprimée par :

$$\frac{dI}{dV} = -(R_S + (V_T \cdot I_S \cdot \exp(V_T (V + R_S I)) + R_P^{-1})^{-1})^{-1} \quad (2.31)$$

Nous introduisons l'équation (2.30) dans l'équation (2.31), puis nous définissons une fonction  $f_{R_S}$  donnée par :

$$f_{R_S} = I_{OP} - (V_{OP} - R_S I_{OP})(V_T \cdot I_S \cdot \exp(V_T (V_{OP} + R_S I_{OP})) + R_P^{-1}) \quad (2.32)$$

Comme  $I_S$  et  $R_P$  dépendent de  $R_S$ , la fonction  $f_{R_S}$  l'est également. La résolution de l'équation  $f_{R_S} = 0$  avec l'algorithme de Newton-Raphson implique le calcul de sa dérivée ; soit :

$$\begin{aligned} \frac{df_{R_S}}{dR_S} = & -\frac{V_T I_M I_{SC} (V_M - R_S I_M)(A - B)}{\det_M} + R_P^{-1} \left( I_M + \frac{V_M - R_S I_M}{\det_M} \cdot \frac{d \det_M}{dR_S} \right) + \\ & \left( V_T \cdot I_S \cdot \exp(V_T (V_M + R_S I_M)) \cdot \left( I_M (1 - V_T (V_M - R_S I_M)) + \frac{V_M - R_S I_M}{\det_M} \cdot \frac{d \det_M}{dR_S} \right) \right) \end{aligned} \quad (2.33)$$

Avec :

$$\frac{d \det_M}{d R_S} = (V_T I_M (V_{OC} - R_S I_{SC}) - I_{SC}) A + (V_T I_{SC} (-V_{OC} + V_M + R_S I_M) + I_M) B + (I_{SC} - I_M) C + V_T (V_M I_{SC} - V_{OC} (I_{SC} - I_M)) \quad (2.34)$$

À noter que la convergence de l'algorithme dépend de l'erreur admissible choisie et de la valeur initiale de la résistance ( $R_S$ ). L'expression de l'erreur est donnée par l'équation suivante :

$$\text{erreur} = f_{R_S} \cdot \left( \frac{df_{R_S}}{dR_S} \right)^{-1} \quad (2.35)$$

L'approche de détermination des paramètres régissant le comportement

du panneau photovoltaïque peut être schématisé par l'organigramme qui suit.

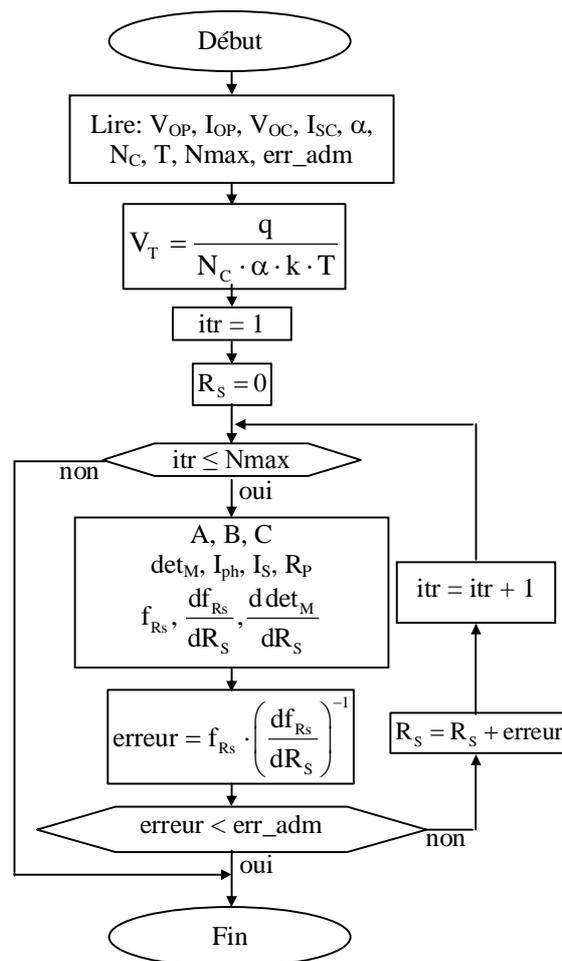


Figure 2.17 : Organigramme de détermination des paramètres d'un panneau photovoltaïque.

### 2.3.1.2- Simulation du comportement du panneau photovoltaïque :

Cette simulation a été effectuée pour un panneau photovoltaïque du fabricant Kyocera ,dont les caractéristiques sont reportées dans le tableau qui suit. Ces dernières ont été obtenues sous un ensoleillement de 1000 W/m<sup>2</sup> et une température de 25 °C.

Type de module	Kyocera – Modèle KC 50
Puissance Maximale (W)	50
Tension optimale (V)	16.17
Courant optimal (A)	3
Tension en circuit ouvert (V)	21.5
Courant de court-circuit (A)	3.1
Nombre de cellules par module	36

**Tableau 2.3 :** Paramètres de simulation du panneau solaire.

Après plusieurs tests de simulation, nous avons constaté que l'algorithme développé pour identifier les paramètres du panneau photovoltaïque converge après quelques itérations et ceci dépend de l'erreur admissible et de la valeur initiale de la résistance série ( $R_s$ ).

Le tableau qui suit montre le nombre d'itérations effectuées par l'algorithme de calcul en fonction du choix de la valeur initiale de ( $R_s$ ) pour différentes précisions de calcul.

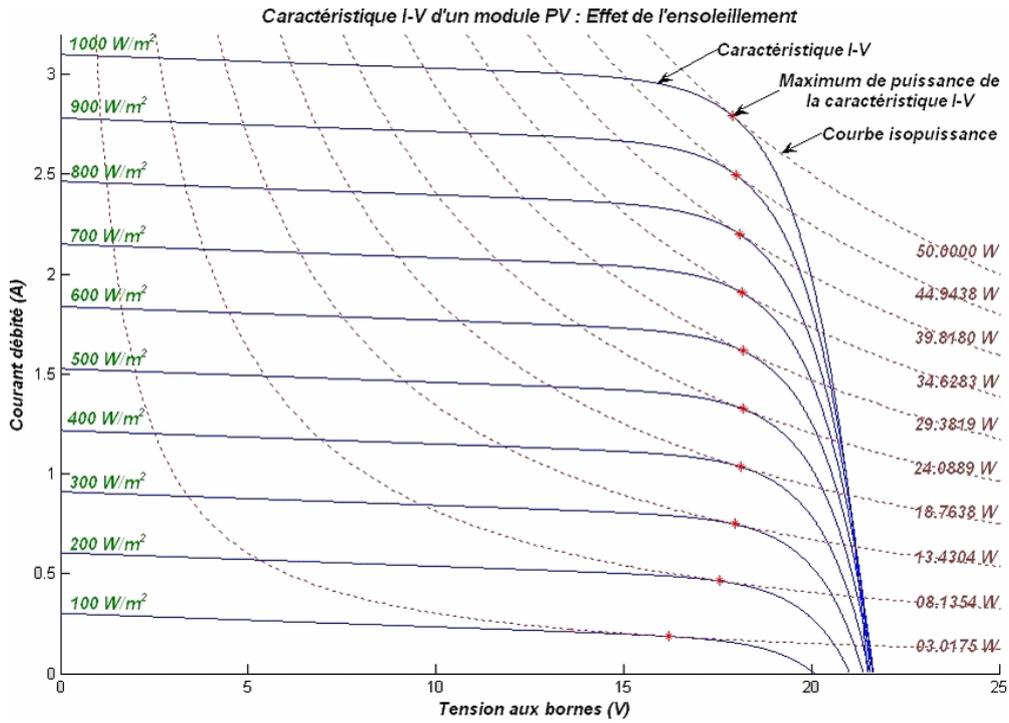
		Erreur admissible												
		$10^{-03}$	$10^{-04}$	$10^{-05}$	$10^{-06}$	$10^{-07}$	$10^{-08}$	$10^{-09}$	$10^{-10}$	$10^{-11}$	$10^{-12}$	$10^{-13}$	$10^{-14}$	$10^{-15}$
Valeur initiale de $R_s$	0.0	3	4	5	6	7	8	9	10	10	11	12	13	14
	0.5	5	6	7	8	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	1.0	6	7	8	9	10	11	12	13	13	14	15	16	17
	1.5	7	8	9	10	11	12	13	14	14	15	16	17	18
	2.0	9	9	10	11	12	13	14	15	16	16	17	18	19
	2.5	10	11	11	12	13	14	15	16	17	18	18	19	20
	3.0	11	12	12	13	14	15	16	17	18	19	19	20	21
	3.5	12	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20	21	22
	4.0	12	13	14	15	16	17	18	19	19	20	21	22	23
	4.5	13	14	15	15	16	17	18	19	20	21	22	22	24
5.0	14	15	16	17	18	19	19	20	21	22	23	24	25	

**Tableau 2.4 :** Nombre d'itérations en fonction de la valeur initiale de ( $R_s$ ) et de l'erreur admissible.

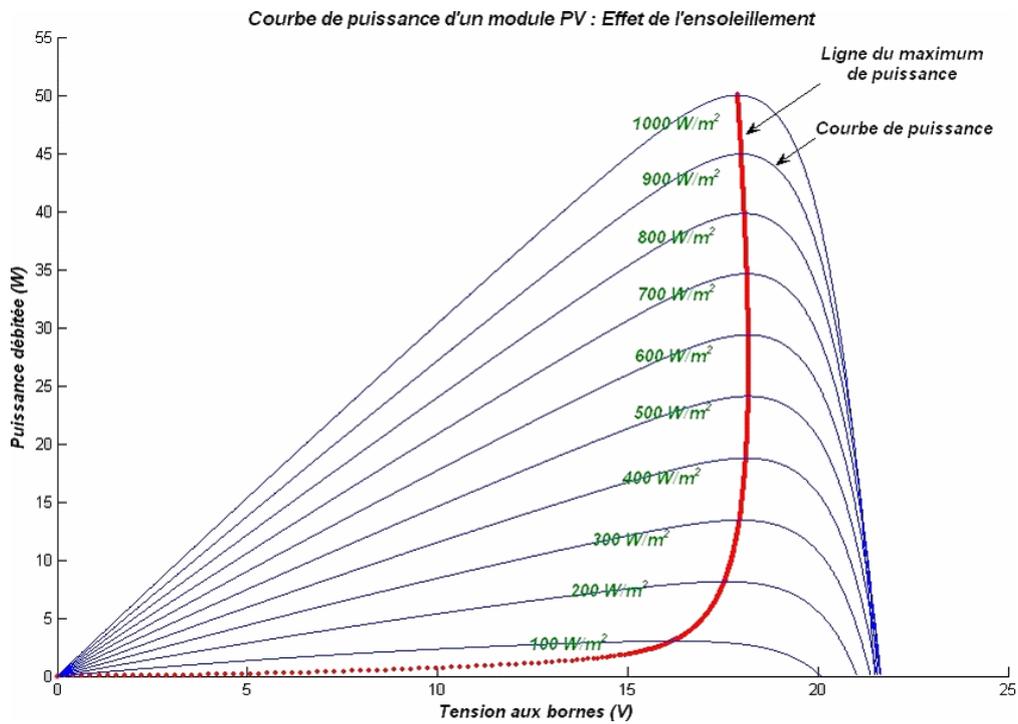
Par exemple pour une valeur initiale nulle, l'algorithme converge après 3 itérations pour une précision de calcul de  $10^{-3}$ , et après 14 itérations pour une précision de  $10^{-15}$ . Sachant que pour toute valeur initiale de la résistance série, l'algorithme converge vers une solution qui n'est pas forcément la désirée. Ceci a été surtout constaté quand la valeur initiale de ( $R_s$ ) est importante.

À noter que la solution adéquate correspond au démarrage de l'algorithme avec une valeur initiale nulle de la résistance série ; tandis que les autres solutions semblent non vérifiables.

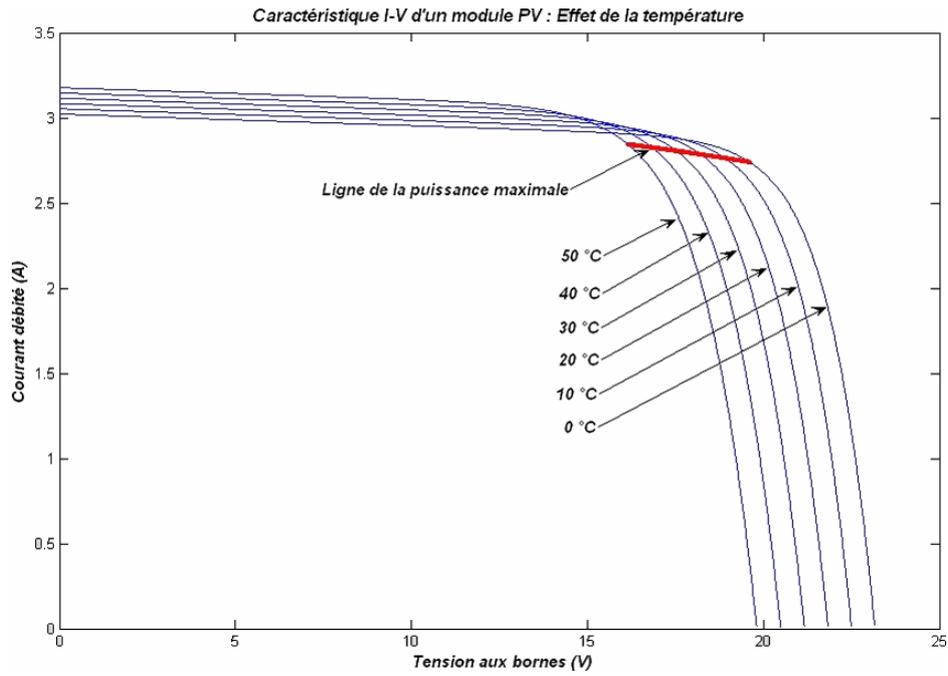
Les schémas de la figure qui suit représentent les résultats de simulation du comportement du panneau photovoltaïque ; à savoir l'évolution du courant et de la puissance en fonction de la tension pour différents ensoleillements et différentes températures.



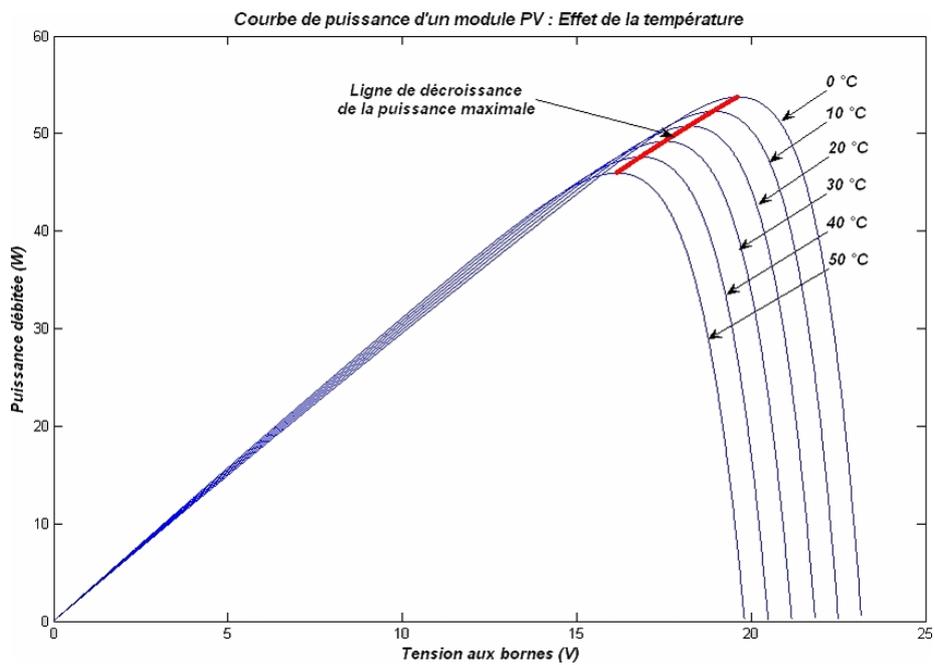
(a) : Effet de l'ensoleillement



(b) : Effet de l'ensoleillement



(c) : Effet de la température



(d) : Effet de la température

**Figure 2.18:** Simulation du comportement électrique d'un panneau photovoltaïque.

D'après les schémas de la figure précédente, nous remarquons que le courant varie d'une manière remarquable avec l'ensoleillement disponible tandis que la tension varie peu. De plus, l'augmentation de la température conduit à une faible augmentation du courant et à une chute importante de la tension ; ceci conduit par la suite à une chute de la puissance de sortie du panneau photovoltaïque et à un affaiblissement du rendement. De même pour le point de fonctionnement optimal, sa courbe d'évolution n'est pas linéaire et elle dépend de l'ensoleillement ainsi que de la température.

### 2.3.2- Identification des paramètres de l'association onduleur-Charge :

Rappelons que l'alimentation d'une charge triphasée avec un générateur photovoltaïque dans un système photovoltaïque nécessite l'utilisation d'un convertisseur qui transforme la tension continue produite par le générateur en un système d'alimentation triphasé ; ceci peut être réalisable par un onduleur de tension. Pour ce dernier, les signaux de référence (ou de commande de l'onduleur) sont comparés à celui de la porteuse pour assurer la commutation des interrupteurs. Les fréquences des signaux de référence et de la porteuse, le rapport ( $r$ ) de leurs amplitudes respectives, et le rendement de l'onduleur sont reportées dans le tableau qui suit :

Fréquence de la porteuse	1000
Fréquence des signaux de référence 50 Hz	50 Hz
Rapport ( $r$ )	0.8
Rendement	0.8

**Tableau 2.5 :** Paramètres de l'onduleur de tension.

Ce choix a été guidé par le fait que le signal de la porteuse doit être de fréquence élevée et d'amplitude supérieure à celles des tensions de référence.

#### **.4-Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons présenté une modélisation mathématique de chaque élément constituant le système photovoltaïque ; à savoir que ce dernier est constitué de panneaux solaires, d'un onduleur de tension, et d'une charge.

Pour les panneaux photovoltaïques, nous avons présenté deux modèles : le modèle en une seule exponentielle et celui en double exponentielle. À noter que nous avons considéré la modélisation en une seule exponentielle pour la simulation. Ensuite, nous avons décrit brièvement le modèle de l'onduleur de tension tout en considérant que ses composants sont parfaits et que la commutation de ses bras se fait d'une manière instantanée et on a clôturé cette deuxième partie du chapitre par la présentation du modèle du système de stockage.

En suite, nous avons présenté une approche d'estimation des paramètres du modèle en une seule exponentielle d'un panneau photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement et de la température. Les paramètres de ce modèle sont déterminés à partir de la connaissance de trois points de fonctionnement : en court-circuit, en circuit ouvert, et à puissance maximale. Les résultats de simulation ont montré la rapidité d'estimation de ses paramètres. Notons qu'une sensibilité de l'algorithme pour le point de fonctionnement optimal a été constatée du fait qu'une petite variation de la valeur de la tension optimale conduit à une très grande variation des valeurs des paramètres identifiés.

# *Chapitre 3*

## ***Simulation et Optimisation du système Photovoltaïque***

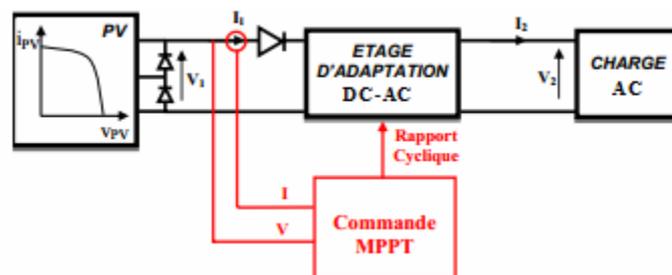
## Chapitre 3

### *Simulation et Optimisation du système Photovoltaïque*

Dans ce chapitre, le comportement du notre système sera analysé par des simulations. Pour mieux comprendre certains régimes propres au système nous allons montrer a priori les résultats de simulation de l'ensemble charge alimenté par un générateur solaire, via un onduleur de tension.

Pour une première configuration, nous présentons les résultats de simulation relatifs à un ensoleillement et une température fixés. Pour trois points de fonctionnements : On branche au début une charge résistive  $R$  ou sa valeur coïncide parfaitement avec le point optimale, ensuite, on prend une charge plus grande ; puis, on prend une plus petite et en registre les différentes réponses qu'il délivre le panneau solaire.

Pour une deuxième configuration et après avoir évoqué quelques méthodes de suivi de la puissance maximale, notre système est complété par l'intégration d'un dispositif de suivi de la puissance maximale (Figure 3.1) combiné à un régulateur classique proportionnel pour améliorer les performances.



**Figure 3.1** : Intégration du dispositif MPPT

Enfin, des simulations seront présentées tout en tenant compte de l'effet de changement des conditions météorologiques.

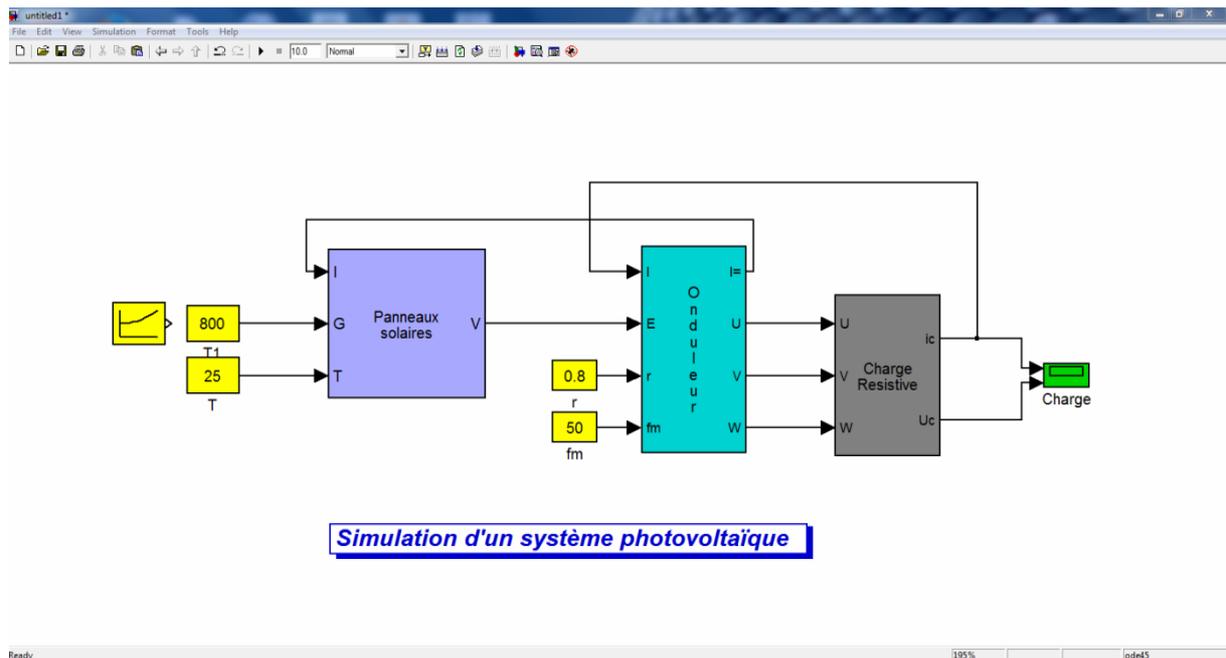
### 3.1- FONCTIONNEMENT DU SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE E SANS MPPT :

#### 3.1.1-PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DU SIMULATEUR :

Le modèle global d'un système photovoltaïque est la combinaison ou l'association des différentes modélisations des éléments qui le constituent ; à savoir :

- Les panneaux photovoltaïques,
- l'onduleur de tension,
- la Charge
- et d'autres éléments tels que le filtrage.

Chacun de ces éléments constitutifs du système solaire a été programmé sous l'environnement "Matlab\_Simulink". La figure qui suit montre le schéma block développé pour la simulation du système photovoltaïque.



**Figure 3.2 :** Schéma de simulation d'un système photovoltaïque classique

Globalement, le système Photovoltaïque a des entrées fluctuantes qui sont les variables météorologiques ; à savoir l'ensoleillement (G) et la température ambiante (T). Sa sortie est la charge qui l'alimente.

Comme l'indique le schéma de la figure 3.2, le panneau photovoltaïque délivre une tension continue suite à un appel de courant de l'onduleur de tension et ceci en fonction de l'ensoleillement disponible et de la température des cellules. À son tour, l'onduleur de tension transforme cette tension continue issue du générateur solaire en une tension alternative avec une certaine fréquence pour alimenter la charge résistive qui a fait un appel de courant ; ce dernier sera transmis à son tour au générateur solaire tout en considérant le rendement de l'onduleur.

Le passage des entrées vers la sortie passe par l'écriture de plusieurs équations différentielles ; ainsi, l'estimation de la sortie en fonction des entrées n'est pas évidente. Le modèle du système régi par ces différentes équations sera destiné plus à la visualisation ou l'analyse des régimes transitoires qui ne dépassent pas quelques secondes. Pour estimer la puissance extraite en fonction de l'ensoleillement disponible, il est conseillé d'utiliser d'autres modèles simplifiés.

Le schéma block du système Photovoltaïque (voir figure 3.2) se compose de deux boucles d'interactions:

- la 1<sup>ème</sup> boucle d'interaction est entre la tension d'alimentation à la sortie de l'onduleur et le courant absorbé par la charge.
- la 2<sup>ème</sup> boucle d'interaction est entre la tension aux bornes du générateur photovoltaïque et le courant demandé par l'onduleur.

La première boucle, dans laquelle le premier point de fonctionnement est établi. Pour ce point de fonctionnement, il ne peut être calculé qu'à la base de la connaissance du deuxième point de fonctionnement établi dans la deuxième boucle.

En résumé, l'objectif sera la recherche automatique d'un point de fonctionnement permettant de gérer les interactions entre l'ensoleillement, la température et le courant traversant la charge résistive.

Quand le générateur photovoltaïque reçoit un appel de courant trop fort il débite son maximum de courant correspondant à un fonctionnement en court-circuit. C'est le cas d'une liaison directe du générateur photovoltaïque à une charge. À noter que dans certaines situations, il existe des charges qui ne peuvent pas être vaincues car les régimes transitoires sont importants.

Par exemple pour notre étude, la charge ne peut pas être satisfaite si la puissance débitée par le générateur photovoltaïque n'est pas suffisante. Ceci est dû au problème d'éloignement du point de fonctionnement au niveau de ce dernier par rapport au point de

fonctionnement optimal. Or, nous savons que si le générateur photovoltaïque ne voit pas une charge optimale à ses bornes il ne débite pas son maximum de puissance.

Dans ce qui suit, nous allons présenter les résultats de simulation du comportement de l'ensemble.

Pour nos simulations, les valeurs des résistances R, R1, R2 on été considéré de tel façon que ;

- R la valeur pour la quelle le point de fonctionnement exigé par la charge est celui du point de puissance maximal de notre générateur PV, on l'obtiennent soit après calcul soit après plusieurs simulations on variant a chaque fois la valeur de R a concurrence d'atteindre le point de puissance maximal du GPV pour notre cas elle est égale a 220 Ohms .
- Pour R1, R2 sont present a priori égale respectivement à 270,170 Ohms .qui représentent deux point de fonctionnement ; l'un a la droite et l'autre a la gauche du point de puissance maximal du GPV.

Les modules photovoltaïques, qu'on a, ont une puissance crête de 50 Wc pour un ensoleillement de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Si on considère que l'ensoleillement moyen disponible est de  $800 \text{ W/m}^2$ , ces modules auront une puissance crête d'environ 40 Wc selon Figure 2.18 a (du chapitre précédent); ainsi, il nous faut 55 modules pour alimenter notre charge. Si nous considérons que l'association de l'onduleur a la charge ait un rendement de 90 %, il nous faut donc 60 modules qu'on les connecte tous en série afin d'augmenter au maximum notre tension.

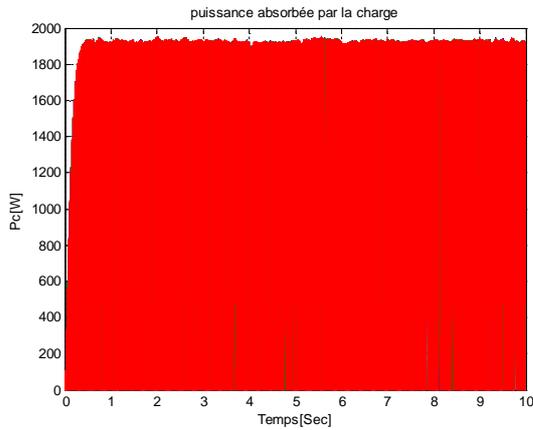
### 3.1.2-Simulation du Système Photovoltaïque (sans MPPT) pour charges

variables:

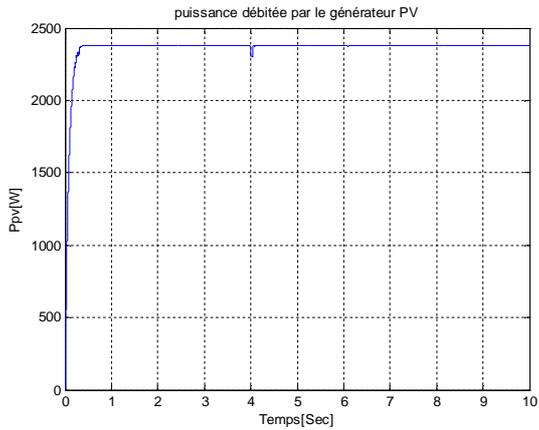
Le schéma block représenté sur la figure 3.2 montre l'alimentation, via un onduleur de tension, la charge par un générateur photovoltaïque composé de 60 modules de 50 Wc.

Les résultats de simulation du fonctionnement du système photovoltaïque sont représentés sur les schémas des figures ci-dessous.

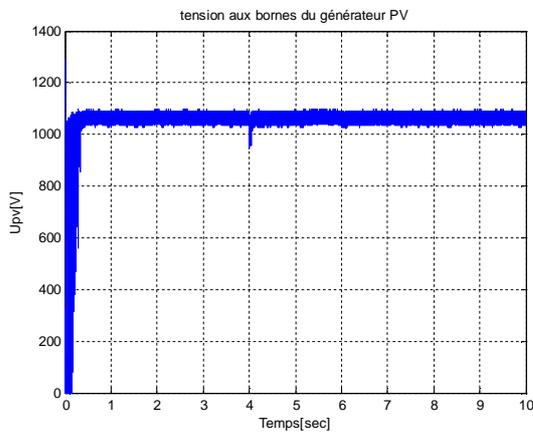
#### 3.1.2.1-Résultats de simulation pour $R = 220 \Omega$



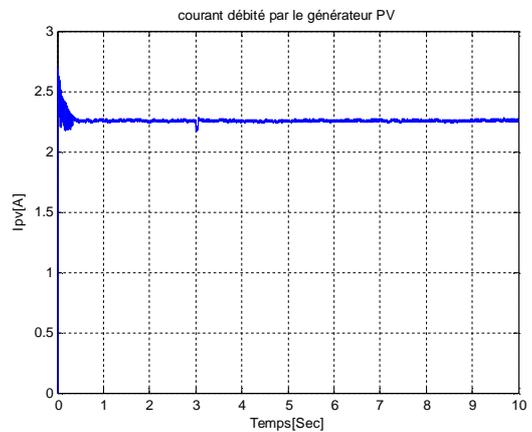
(a) Puissance absorbée par la charge



(b) Puissance débitée par le générateur PV



(c) Tension aux bornes du générateur PV



(d) Courant débité par le générateur GPV

**Figure 3.3. :** Résultats de simulation du système photovoltaïque pour  $R=R_{opt}=220 \Omega$ .

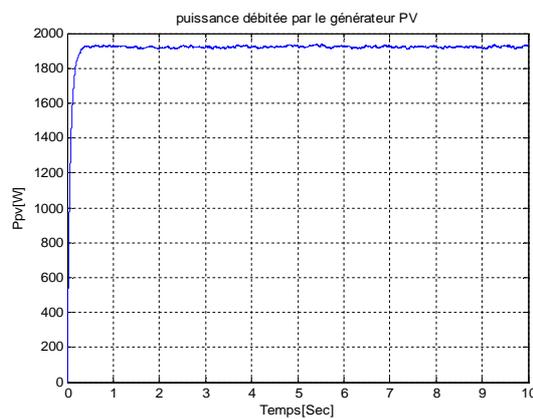
D'après les schémas des figures 3.3-(a) et (b), la puissance consommée par la charge est faible comparativement à celle débitée par le générateur photovoltaïque ; ceci est normal puisque le générateur photovoltaïque débite une puissance électrique continue alors que la charge consomme une puissance électrique alternative. Le passage d'une puissance électrique sous forme continue à une puissance électrique sous forme alternative induit des pertes de

puissance au niveau de l'onduleur de tension.

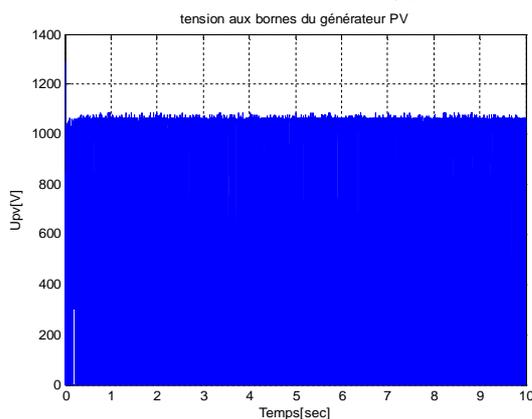
Des mêmes figures 3.3-(a) et (b), nous remarquons que la puissance débitée par le générateur photovoltaïque est la puissance optimal qui peut débiter sous ces conditions (selon figure 2.3.b) qui est de l'ordre de 2,389 KW. Ce qui nous confirme que nous somme effectivement au point de puissance maximal pour cette valeur de R.

D'après les schémas des figures 3.3-(c) et (d), nous constatons que la valeur de  $I_{opt}$  selon (figure 2.18 a) est très proche du courant débité par notre GPV, chose logique vu que notre GPV est constitué de 60 modules tous connectés en série chose qui maintien le courant débité par le GPV a celle d'un seul module, par contre la tension au borne du GPV est 60 fois celle du module.

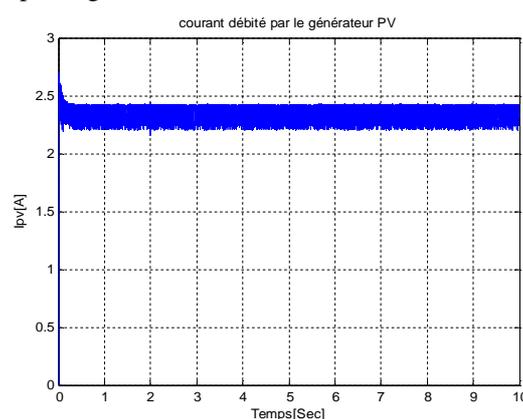
### 3.1.2.2-Résultats de simulation pour $R1 = 170 \Omega$



(a) Puissance débitée par le générateur PV



(b) Tension aux bornes du générateur PV



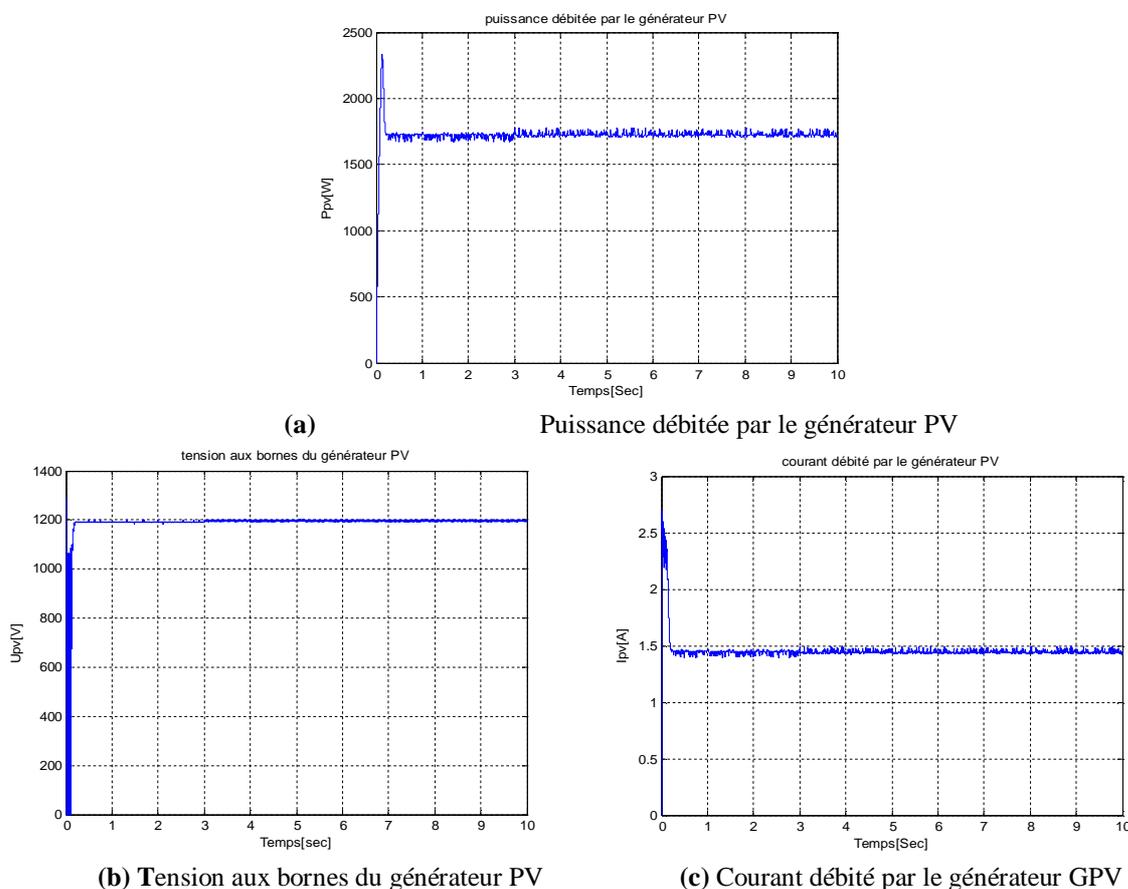
(c) Courant débité par le générateur GPV

**Figure 3.4 :** Résultats de simulation du système photovoltaïque pour  $R1 = 170 \Omega$  .

D'après les schémas des figures 3.4-(c) et (a), le courant débité par le générateur a augmenter légèrement, mais une nette diminution de la puissance débité par le GPV malgré un appelle de puissance plus important par la charge.

D'après les schémas des figures 3.4-(b) on constate que la tension au bornes du générateur PV n'est pas stable, notre système atteint difficilement sa tension minimal de fonctionnement ce qui nous confirme que le sens de l'éloignement du point de fonctionnement est vers la gauche du point de puissance max de notre GPV.

### 3.1.2.3-Résultats de simulation pour $R2 = 390 \Omega$



**Figure 3.5 :** Résultats de simulation du système photovoltaïque pour  $R2 = 390 \Omega$  .

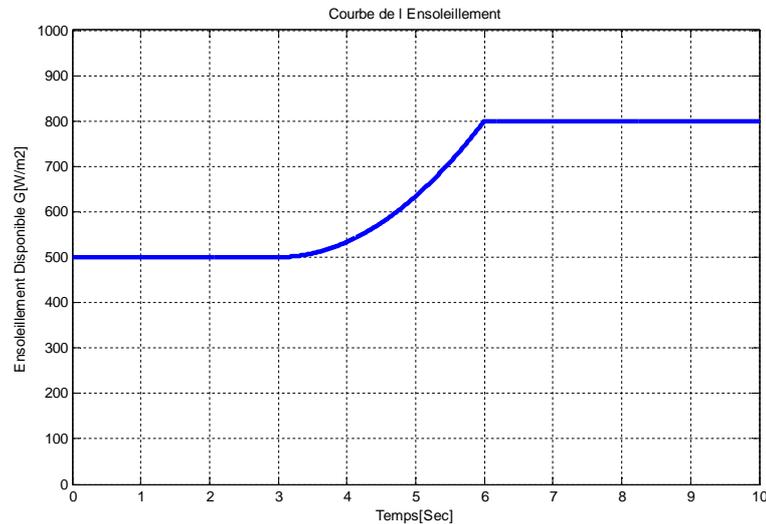
De la figures 3.5-(a), nous remarquons que la puissance débité par le générateur PV a diminuer. D’ou un éloignement du point de fonctionnement du point de fonctionnement optimal. Ceci ne permet pas au générateur photovoltaïque de débiter sa puissance optimale qui est de l’ordre se 2,389 KW.

Des figures 3.5-(b) et (c), nous remarquons une légère augmentation avec une nette stabilité de la tension, ainsi une chute du courant débité par le GPV ce qui nous confirme que l'éloignement du point de fonctionnement est considérable et à la droite du PPM.

### 3.1.2.4-Résultats de simulation sous ensoleillement variable pour $R2 = 390 \Omega$

A titre indicatif et afin de tester le bon fonctionnement de notre système lors du changement des conditions climatiques, nous avons choisi une consigne d'ensoleillement sous forme parabolique qui varie de  $500 \text{ W/m}^2$  à  $800 \text{ W/m}^2$  pendant une période de 3 s, puis elle reste constante pour le reste du temps de simulation. Pour une valeur de  $R2=390 \Omega$ .

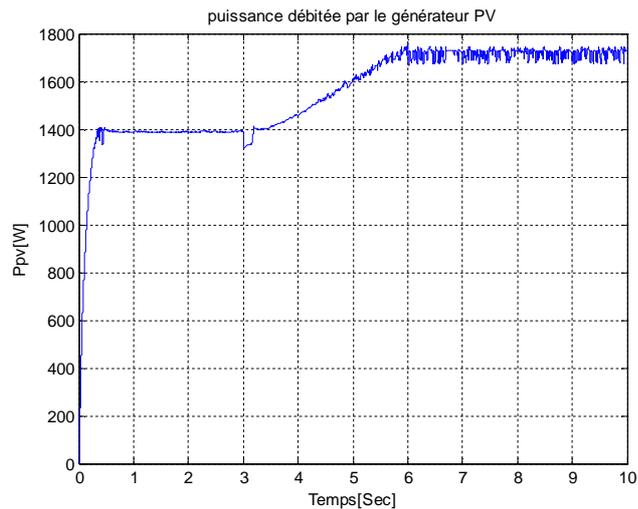
La figure ci-dessous montre cette situation.



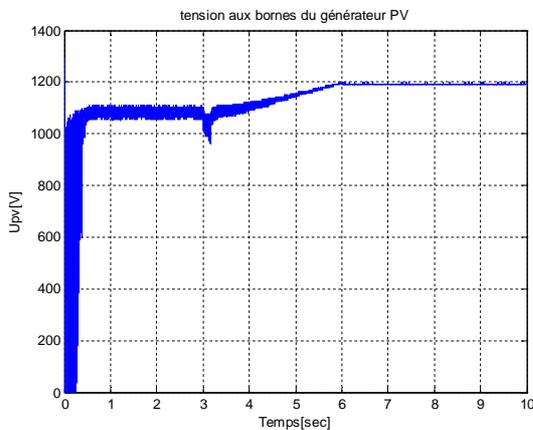
**Figure 3.6 :** Courbe d'ensoleillement.

Sachant que la valeur de la puissance maximum débitée par notre GPV pour un ensoleillement de  $500 \text{ W/m}^2$  est de  $1440 \text{ W}$  selon la figure 2.3.

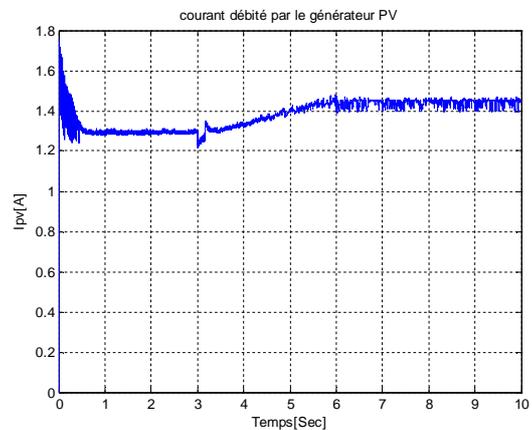
Les résultats de simulation du fonctionnement du système photovoltaïque sont représentés sur les schémas des figures ci-dessous.



(a) Puissance débitée par le générateur PV



(b) Tension aux bornes du générateur PV



(c) Courant débité par le générateur PV

**Figure 3.7** : Résultats de simulation du système photovoltaïque pour Ensoleillement variable  
Pour  $R2 = 390\Omega$

Selon les figures ci-dessus on remarque d'un coté que notre système répond correctement aux variations météorologiques, et d'autre par notre GPV ne délivre pas sa puissance maximale pour les deux ensoleillements.

Nous avons considéré une alimentation directe par le générateur photovoltaïque ; la liaison directe de la charge au générateur nous a permis de voir que ce dernier ne fonctionne pas forcément à une puissance maximale si la charge n'était pas optimale.

Des résultats de simulation présentés et interprétés précédemment, nous pouvons dégager que le principe de l'efficacité énergétique pour notre système est loin d'être honorer et pour des charges plus pratiques il est évident que les régimes de fonctionnement ne seront souvent pas atteints ou elles exigent un nombre plus important de modules. Pour remédier à cette situation, nous sommes appelés à utiliser un dispositif de tracking au niveau du générateur solaire pour extraire son maximum de puissance, et un régulateur P. I. pour faire fonctionner la charge avec un rapport tension/fréquence constant.

Nous allons dans ce qui suit considérer le fonctionnement du système en présence du dispositif de tracking du MPP.

### **3.2-Optimisation du système photovoltaïque :**

Cette partie vise l'optimisation de fonctionnement du système photovoltaïque. À cet effet, l'alimentation de notre charge par un générateur photovoltaïque via un onduleur est complétée par l'intégration d'un dispositif de suivi de la puissance maximale combiné à un régulateur classique proportionnel pour améliorer les performances.

Nous allons tout d'abord évoquer quelques méthodes de suivi de la puissance maximale. Puis, nous présentons la technique de commande adoptée pour la charge. Enfin, des simulations seront présentées.

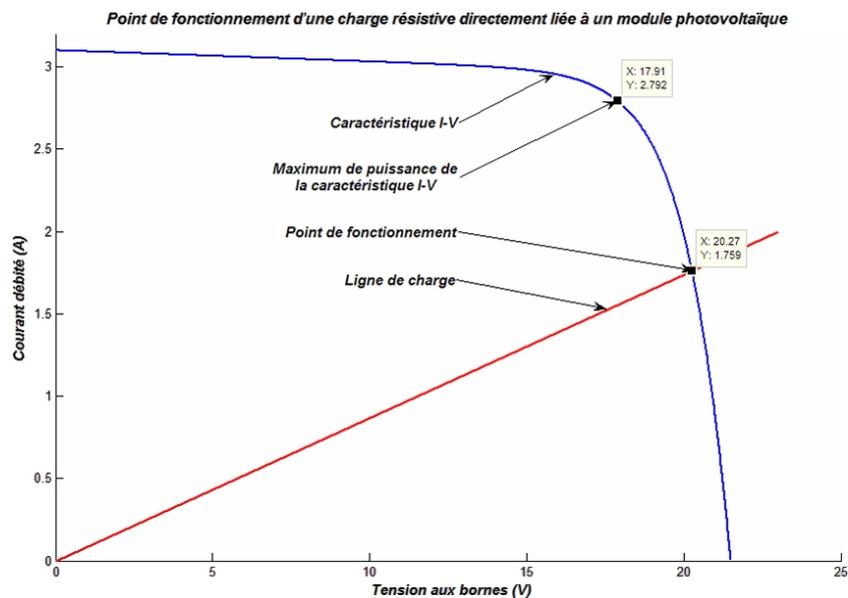
#### **3.2.1- Suivi de la puissance maximale du générateur photovoltaïque :**

La puissance électrique produite par un panneau photovoltaïque dépend fortement de l'ensoleillement et à un degré moins important de la température des cellules. Ces deux variables influençant le comportement du système présentent des fluctuations quotidiennes et saisonnières. Pour ces raisons, le panneau photovoltaïque ne peut fournir une puissance maximale que pour une tension particulière et un courant bien déterminé ; ce fonctionnement à puissance maximale dépend de la charge à ses bornes. À cet effet et en fonction du type de cette charge, un dispositif de contrôle devra être intégré dans le circuit de commande du convertisseur (onduleur). Ce dernier doit être capable de faire fonctionner le panneau photovoltaïque à sa puissance maximale.

La méthode de suivi ou "Tracking" connue sous le nom MPPT (Maximum Power Point Tracking) est basée sur l'utilisation d'un algorithme de recherche où le maximum de la courbe de puissance est estimé sans interrompre le fonctionnement normal du panneau photovoltaïque. Contrairement au contrôle à tension fixe, le tracking n'est pas basé sur une valeur de référence prédéterminée mais il s'agit d'une recherche de la valeur de référence pour atteindre le maximum de la puissance sur la caractéristique courant-tension. À noter que le tracking joue un rôle très important parce qu'il maximise le rendement et il réduit au maximum le coût.

### 3.2.2- Point de fonctionnement :

Un panneau photovoltaïque sous un ensoleillement constant et uniforme a une caractéristique courant-tension de telle sorte que pour chaque ensoleillement il n'y a qu'un seul point de fonctionnement qu'on l'appelle le point de puissance maximale (MPP: Maximum Power Point). Pour ce dernier, le panneau fonctionne au rendement maximal et produit sa puissance maximale. Quand on lie une charge directement à un panneau photovoltaïque, ce point de fonctionnement n'est pas forcément le MPP mais il sera l'intersection de la caractéristique courant-tension avec la ligne de charge. Cette situation est représentée sur le schéma de la figure qui suit.



**Figure 3.8 :** Point de fonctionnement d'un panneau photovoltaïque en couplage direct.

Donc, en général le point de fonctionnement n'est pas au MPP du panneau photovoltaïque. Alors dans les couplages directs des charges, les panneaux photovoltaïques sont souvent surdimensionnés pour assurer une puissance suffisante à fournir à la charge ; ceci conduit à un système excessivement cher. Pour surmonter ce problème, le tracking de la puissance maximale peut être utilisé pour maintenir le fonctionnement du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale. Le MPPT fait ceci en contrôlant la tension ou le courant du générateur indépendamment de celle de la charge. L'emplacement du MPP dans la caractéristique courant-tension du panneau photovoltaïque n'est pas connu a priori. Cependant, en fonction de l'intelligence de l'algorithme de tracking, le MPP peut être localisé et suivi soit par des calculs de modèle ou par un algorithme de recherche. La situation est encore plus compliquée du fait que le MPP dépend d'une manière non linéaire de l'ensoleillement et de la température.

### 3.2.3- Quelques types d'algorithmes de tracking :

Plusieurs algorithmes de tracking ont été proposés par les chercheurs. L'algorithme "Perturber et observer" (P&O : Perturb-and-Observe) est bien connu et il continue à être la méthode la plus employée dans les modules MPPT commerciaux vu son rendement [40]. Cependant, il n'y a aucun consensus à la base du quel l'algorithme est choisi comme étant le meilleur.

Différentes méthodes et stratégies de tracking existent dans la littérature [40-41], parmi lesquelles nous retenons celles qui coûtent moins cher pour être brièvement discutées ; à savoir les algorithmes :

- Perturber et observer (P&O : Perturb-and-Observe)
- Tension constante (CV : Constant Voltage)
- Accroissement de la conductibilité (INC : Incremental Conductance)
- Capacité parasite (PC : Parasitic Capacitance)

Le tableau qui suit donne les rendements des différents algorithmes cités ci-dessus [35] :

Référence bibliographique	Rendement du module MPPT (en %)			
	P&O	CV	INC	PC
47	85.0	73.0	88.0	-
49	81.5	-	89.9	-
50	-	-	-	99.8

**Tableau 3.1 :** Rendements de certains algorithmes de tracking.

Le rendement d'un module MPPT est défini comme suit [40,42] :

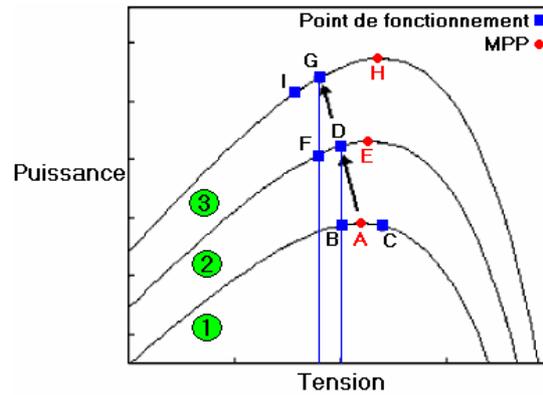
$$\eta_{\text{MPPT}} = \frac{\int_0^t P_m(t) \cdot dt}{\int_0^t P_{\text{max}}(t) \cdot dt} \quad (3.1)$$

Avec ( $P_m$ ) est la puissance mesurée produite par les panneaux photovoltaïques sous le contrôle du MPPT, et  $P_{\text{max}}$  est la puissance maximale qu'ils pouvaient produire sous la même température et le même ensoleillement.

### 3.2.3.1- Algorithme Perturber et observer :

L'algorithme Perturber et observer "P&O" est souvent le plus utilisé dans la pratique en raison de sa facilité de mise en œuvre [43]. Pour cette méthode on considère que le panneau photovoltaïque fonctionne à un point qui n'est pas forcément le MPP (voir figure 3.8) ; on perturbe la tension de fonctionnement avec  $\Delta V$  et on observe la variation  $\Delta P$  de la puissance électrique. Si  $\Delta P$  est positif, alors la perturbation de la tension déplace le point de fonctionnement vers un point plus proche du MPP. D'autres perturbations successives de la tension dans la même direction (c'est-à-dire avec le même signe algébrique) devraient déplacer le point de fonctionnement jusqu'à l'atteinte du MPP. Dans le cas où  $\Delta P$  est négatif, le point de fonctionnement s'éloigne du MPP, et donc le signe algébrique de la perturbation de la tension devrait être inversé pour déplacer de nouveau le point de fonctionnement vers le MPP.

L'algorithme "P&O" a des limitations qui réduisent son efficacité. Quand l'intensité de lumière solaire diminue, il est difficile au MPPT de discerner l'emplacement du MPP. Un autre inconvénient de l'algorithme "P&O" est qu'il ne peut pas déterminer quand il a atteint vraiment le MPP. À ce moment, il oscille autour du MPP, en changeant le signe de la perturbation  $\Delta V$  après chaque mesure de  $\Delta P$ . En outre, il a été montré que l'algorithme "P&O" peut avoir un comportement erratique sous un changement rapide du niveau de l'ensoleillement. Sur le schéma de la figure 3.8, nous considérons que le point de fonctionnement est sur la courbe 1. Le MPPT oscille autour du MPP du point B vers le point A, puis vers le point C et vice-versa. Puis, nous supposons que la valeur de l'ensoleillement augmente et la courbe puissance-tension du panneau se déplace vers la courbe 2.



**Figure 3.8:** Illustration du comportement erratique de l'algorithme "P&O" sous un changement rapide de l'ensoleillement.

Si, au cours du changement rapide de l'ensoleillement et de la puissance de sortie, le MPPT perturbait le point de fonctionnement du point A vers le point B, le MPPT déplace en réalité le point de fonctionnement de A vers D (puisque le point D et B ont la même tension). Donc, ceci conduit à un  $\Delta P$  positif et le MPPT continuera de perturber la tension dans la même direction ; donc, vers le point F. Si l'ensoleillement augmente toujours rapidement, le point de fonctionnement se déplace vers le point G sur la courbe 3 au lieu du point F sur la courbe 2. Alors, le MPPT voit toujours un  $\Delta P$  positif et il déplace le point de fonctionnement vers le point I tandis qu'il croit en bon sens de convergence vers le MPP.

A partir des points  $A \rightarrow D \rightarrow G \rightarrow I$ , le MPPT s'éloigne continuellement du MPP en diminuant le rendement de l'algorithme "P&O". Cette situation peut se produire lors des jours partiellement nuageux quand le tracking du MPP est plus difficile à cause de son déplacement.

Plusieurs améliorations de l'algorithme "P&O" ont été proposées [44] ; une des plus simples méthodes nécessite l'ajout d'une fonction "attendre" qui cause une cessation momentanée des perturbations si le signe algébrique de la perturbation est inversé plusieurs fois en un petit moment tout en indiquant que le MPP a été atteint. Ceci réduit l'oscillation au tour du MPP et améliore l'efficacité de l'algorithme pour des ensoleillements constants. Cependant, il rend également le MPPT plus lent pour répondre au changement des conditions climatiques empirant le comportement erratique des jours partiellement nuageux.

Une autre modification concerne la mesure de la puissance électrique  $P_1$  du panneau à la tension  $V_1$  ; on perturbe la tension et on mesure encore la puissance électrique  $P_2$  à la nouvelle tension  $V_2$  puis on change la tension de nouveau à sa valeur précédente et on remeure la puissance électrique du panneau  $P'_1$  à  $V_1$ . À partir des deux mesures à  $V_1$ , l'algorithme peut déterminer si l'ensoleillement a changé ou pas. De plus, avec les

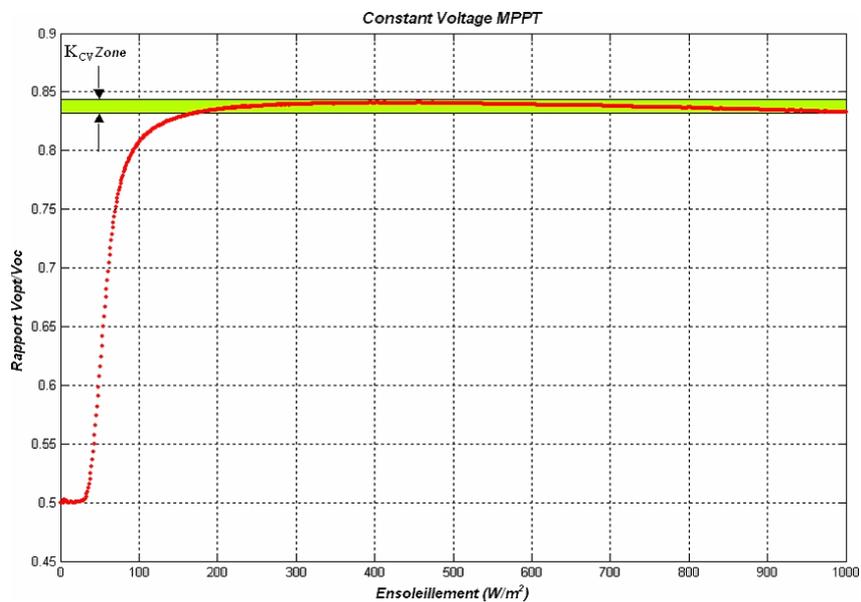
modifications précédentes, l'augmentation du nombre d'échantillons de la puissance ralentit l'algorithme. En outre, il est possible d'employer les deux mesures à  $V_1$  pour faire une évaluation de combien l'ensoleillement a changé entre les périodes de prélèvement et utiliser cette évaluation en décidant comment perturber le point de fonctionnement. Ceci toutefois augmente la complexité de l'algorithme et ralentit également le fonctionnement du MPPT.

### 3.2.3.2- Algorithme Tension constante (Constant Voltage MPPT) :

Le CV-MPPT est facile à mettre en œuvre et est le moins coûteux pour les systèmes photovoltaïques. Plusieurs études ont montré que le rapport entre la tension optimale (pour laquelle la puissance débitée est maximale) et celle en circuit ouvert est approximativement constant. Ceci est la base du fonctionnement à tension constante qui peut être interprété par l'expression suivante :

$$\frac{V_{OP}}{V_{OC}} \cong K_{CV} < 1 \quad (3.2)$$

À titre indicatif, pour des ensoleillements supérieurs à  $200 \text{ W/m}^2$ , ce rapport se situe entre 83.2 % et 84.3 % ; le schéma de la figure qui suit montre cette situation pour le panneau photovoltaïque évoqué dans l'annexe (C).



**Figure 3.9 :** Rapport entre  $V_{OP}$  et  $V_{OC}$  en fonction de l'ensoleillement.

Bien que cette méthode soit extrêmement simple, il est difficile de choisir la valeur optimale de la constante  $K_{CV}$ . La littérature [41-45] donne un intervalle de 70 % à 85 % comme bande de valeurs de la constante  $K_{CV}$ . L'algorithme CV-MPPT est simple à mettre en œuvre ; le panneau solaire est temporairement isolé du MPPT pour faire la mesure de  $V_{OC}$ . Ensuite, le MPPT corrige le point de fonctionnement en utilisant l'équation (3.2). Cette opération est répétée constamment pour mettre à jour la position du point de fonctionnement. Il est également possible d'utiliser l'algorithme CC-MPPT (Constant Current MPPT) qui permet d'obtenir un rapport constant du courant de MPP sur le courant de court-circuit [40]. Pour mettre en application cet algorithme, un commutateur est relié aux bornes de l'entrée du convertisseur. Quand ce commutateur est activé, le courant de court-circuit est mesuré et le courant de MPP est calculé. Par la suite, le courant de sortie du module photovoltaïque est ajusté par le MPPT jusqu'à ce que le point de fonctionnement atteigne le MPP ; ce fonctionnement est répété constamment. Cependant, le contrôle avec un CV-MPPT est normalement favorisé en raison de la facilité relative de mesurer des tensions, et la mise d'un panneau en circuit ouvert est plus simple que de le mettre en court-circuit.

Dans les algorithmes CV-MPPT ou CC-MPPT, nous pouvons utiliser de petites cellules pilotes. Les mesures instantanées de la tension en circuit ouvert ou le courant de court-circuit sont faites sur ces cellules solaires qui ont les mêmes caractéristiques que les cellules du générateur [40]. Les mesures sur les cellules pilotes peuvent être employées par le MPPT pour faire fonctionner le générateur à son maximum de puissance. Ceci nous permet d'éliminer les pertes de puissance causées par les mesures de ( $V_{OC}$ ) ou de ( $I_{SC}$ ). En outre, cette méthode a un inconvénient logistique parce que les paramètres des cellules constituant le générateur et les cellules pilotes doivent être les mêmes. Ainsi, l'utilisation de cellules supplémentaires augmentant le coût du système.

### 3.2.3.3- Algorithme Accroissement de la conductibilité (INC-MPPT) :

L'algorithme INC-MPPT est obtenu en différenciant l'équation de la puissance au MPP; soit :

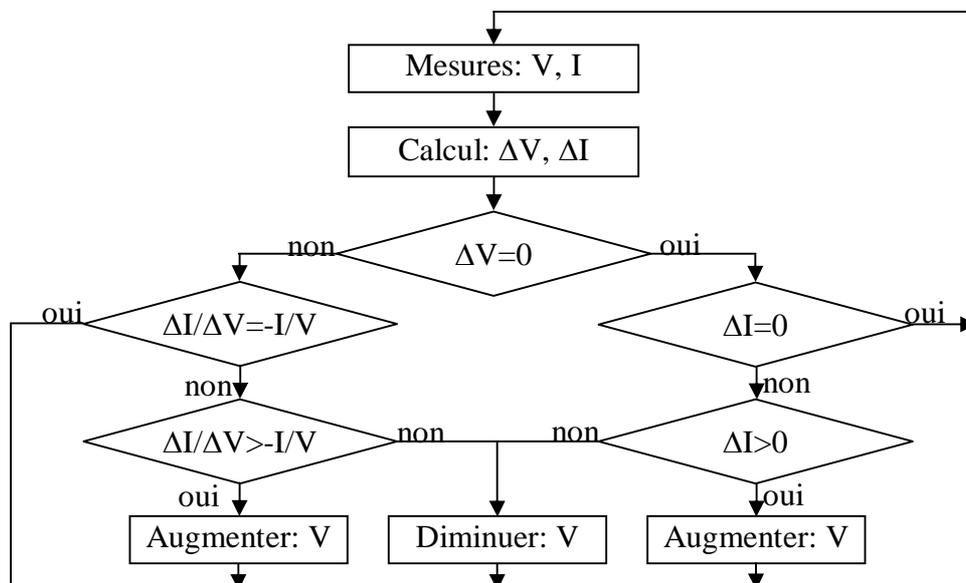
$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{MPP} = - \frac{I_{OP}}{V_{OP}} \quad (3.3)$$

A noter que le second membre de l'équation représente l'opposé de la conductibilité instantanée du panneau solaire ; alors, que le premier représente sa conductibilité par accroissement. Ainsi, au MPP, ces deux quantités doivent être égales. Si le point de

fonctionnement n'est pas sur le MPP, une inégalité apparaît dans l'équation (3.3) qui indique que la tension de fonctionnement est au-dessus ou au-dessous de la tension optimale. Ceci conduit aux équations qui suivent [40, 42, 46,47]:

$$\begin{cases} \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}; & \left( \frac{dP}{dV} = 0 \right) & \text{(a)} \\ \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}; & \left( \frac{dP}{dV} > 0 \right) & \text{(b)} \\ \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}; & \left( \frac{dP}{dV} < 0 \right) & \text{(c)} \end{cases} \quad (3.4)$$

L'équation (3.4-a) n'est que l'équation (3.3). Les équations (3.4-b) et (3.4-c) sont employées pour déterminer la direction dans laquelle une perturbation doit se produire pour déplacer le point de fonctionnement vers le MPP. Cette perturbation est répétée jusqu'à ce que l'équation (3.4-a) soit satisfaite. Une fois le MPP est atteint, le MPPT continue à fonctionner avec cette valeur jusqu'à ce qu'un changement de la valeur du courant soit détecté ; ce dernier résulte d'un changement au niveau de l'ensoleillement. Quand l'ensoleillement augmente, le MPP se déplace vers la droite de la tension de fonctionnement. Pour compenser ce mouvement du MPP, le MPPT doit augmenter la tension de fonctionnement. La même chose pour le cas contraire, quand l'ensoleillement diminue, le MPPT doit diminuer cette dernière. Le schéma de la figure 3.10 montre l'organigramme de l'algorithme INC-MPPT.



**Figure 3.10 :** Organigramme de l'algorithme INC-MPPT.

Les valeurs actuelles et précédentes de la tension et du courant sont utilisées pour calculer  $\Delta V$  et  $\Delta I$ . Si  $\Delta V=0$  et  $\Delta I=0$ , alors les conditions atmosphériques n'ont pas changé et le MPPT fonctionne toujours au MPP. Si  $\Delta V=0$  et  $\Delta I>0$ , alors l'ensoleillement a augmenté. Ceci exige au INC-MPPT d'augmenter la tension de fonctionnement pour retrouver de nouveau le MPP. Contrairement si  $\Delta I<0$ , l'ensoleillement a diminué tout en exigeant au INC-MPPT de diminuer la tension de fonctionnement. Si le changement de la tension n'est pas nul, les rapports dans les équations (3.4-b) et (3.4-c) peuvent être employés pour déterminer la direction dans laquelle la tension doit être changée afin d'atteindre le MPP. Si  $(\Delta I/\Delta V)>(-I/V)$  (c'est-à-dire le rapport  $\Delta P/\Delta V>0$ ), donc le point de fonctionnement est à gauche du MPP. Ainsi, la tension de fonctionnement doit être augmentée pour atteindre le MPP. De même, si  $(\Delta I/dV)<(-I/V)$  (c'est-à-dire le rapport  $\Delta P/\Delta V<0$ ), le point de fonctionnement se trouve à droite du MPP tout en signifiant que la tension doit être réduite pour atteindre le MPP.

En réalité, cet algorithme est une correction de l'algorithme "P&O" puisqu'il est capable de calculer la direction dans laquelle la perturbation du point de fonctionnement devrait être pour atteindre le MPP, et il peut aussi déterminer l'atteinte du MPP. De plus, dans les conditions de changement rapide de l'ensoleillement, l'algorithme ne devrait pas prendre la mauvaise direction comme c'est le cas avec l'algorithme "P&O", et d'ailleurs, il n'oscille pas autour du MPP une fois qu'il l'atteint.

### 3.2.3.4- Algorithme Capacité parasite (PC) :

L'algorithme de la capacité parasite (Parasitic Capacitance MPPT) est semblable à celui de l'incrémentaire de la conductibilité (INC-MPPT) sauf que l'effet de la capacité parasite ( $C_p$ ) qui modélise le stockage des charges dans les jonctions p-n des cellules photovoltaïques soit inclus. En ajoutant cette capacité à notre modèle en la représentant sous la forme  $I(t) = C_p \frac{dV}{dt}$ , le nouveau modèle est exprimé selon [40,48] :

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp \left( \frac{V + R_s I}{V_T} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} + C_p \frac{dV}{dt} = F(V) + C_p \frac{dV}{dt} \quad (3.5)$$

L'équation (3.5) montre les deux composantes de (I): une est fonction de la tension  $F(V)$  et la seconde est relative au courant dans la capacité parasite. En utilisant cette notation, l'incrémentaire de la conductibilité du panneau photovoltaïque peut être définie comme étant le rapport  $dF(V)/dV$  et la conductibilité instantanée peut être définie comme la rapport

$-F(V)/V$ . Le MPP est obtenu quand  $dP/dV=0$ .

En multipliant l'équation (3.5) par la tension (V) du panneau pour obtenir la puissance électrique, puis en différenciant le résultat, l'équation de la puissance électrique au MPP sera obtenue et peut être exprimé selon [40,48]:

$$\frac{dF(V)}{dV} + C_p \left( \frac{\dot{V}}{V} + \frac{\ddot{V}}{\dot{V}} \right) + \frac{F(V)}{V} = 0 \quad (3.6)$$

Les trois termes de l'équation (3.6) représentent l'accroissement de la conductibilité, l'ondulation induite par la capacité parasite et la conductibilité instantanée. Les dérivées première et seconde de la tension du panneau tiennent en compte de l'effet d'ondulation alternative produite par le convertisseur. On notera que si ( $C_p$ ) est égale à zéro, l'équation (3.6) se simplifie et devient celle utilisée pour l'algorithme d'accroissement de la conductibilité. Puisque la capacité parasite est modélisée comme un condensateur connecté parallèlement aux bornes de chaque cellule photovoltaïque, la connexion des panneaux en parallèle augmentera la capacité globale vue par le MPPT. À partir de là, la différence entre l'efficacité de CP-MPPT et celle de INC-MPPT devrait être au maximum dans un générateur solaire de haute puissance avec plusieurs panneaux en parallèle.

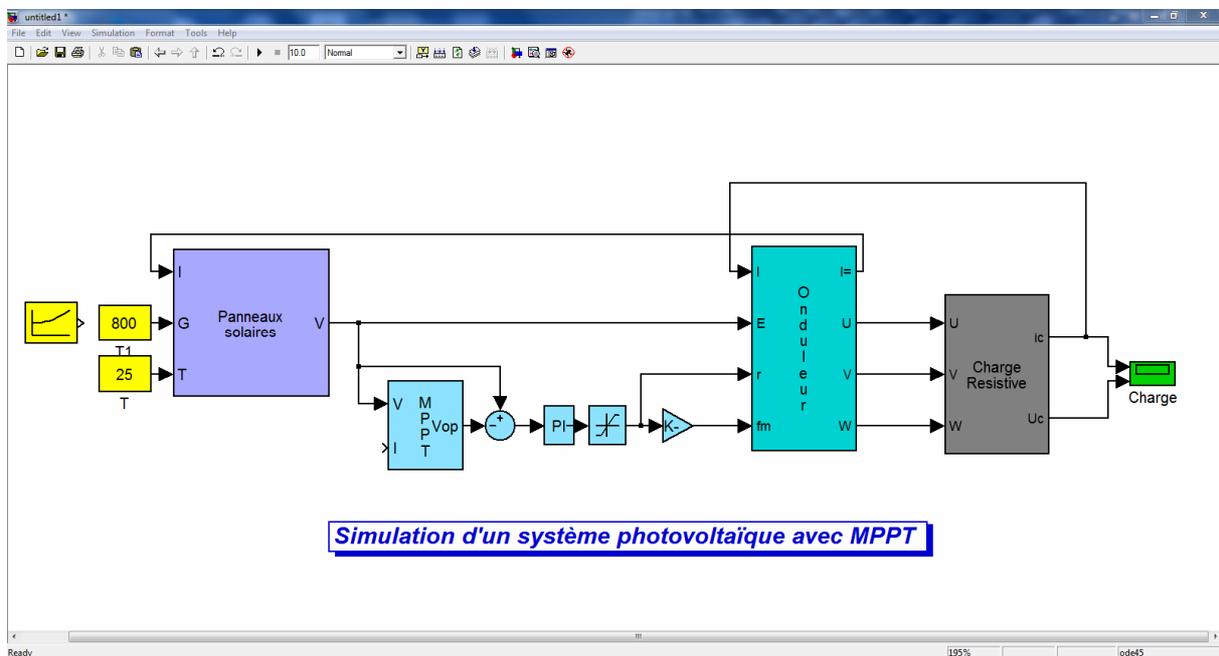
### 3.2.3.5- Algorithme Tracking avec modèle de base (Model Based MPPT) :

Si les valeurs des paramètres du modèle du panneau solaire sont connues, le courant et la tension du panneau peuvent être calculés à partir des mesures de l'ensoleillement disponible et de la température des cellules. Le maximum de la puissance peut être alors calculé directement, et la tension de fonctionnement du panneau pourrait être asservie à  $V_{OP}$ . Cet algorithme s'appelle généralement le tracking avec modèle de base (Model Based MPPT) mais il n'est pas pratique parce que les paramètres des panneaux photovoltaïques ne sont pas connus avec une bonne exactitude et ils peuvent changer de manière significative entre les modules du même fabricant. En outre, le coût d'un pyranomètre rend le coût de ce MPPT inadmissible.

### 3.3-Fonctionnement du système Photovoltaïque avec MPPT :

Comme nous avons vu précédemment, il faut adapter à chaque instant la charge au niveau du générateur solaire pour qu'il débite son maximum de puissance. Cette adaptation de charge se fait grâce au contrôle de la tension d'alimentation de la charge par le biais de l'onduleur de tension. Le contrôle de la tension avec l'onduleur ajuste la demande de puissance par rapport à celle disponible tout en ajustant la sortie et en jouant sur le rapport tension/fréquence. Si par exemple, il y'aura une augmentation de l'ensoleillement, l'onduleur augmente la fréquence jusqu'à ce que la demande de puissance de la charge soit égale à celle fournie par le générateur. Pour le cas contraire, une diminution de l'ensoleillement mène à une réduction de la fréquence jusqu'à ce qu'un nouvel équilibre de puissance soit établi.

A cet effet, le schéma block de la figure 3.2 sera complété par l'intégration d'un double contrôle: une poursuite du point de fonctionnement optimal au niveau du générateur solaire avec un dispositif de tracking du MPP et un ajustement de la tension aux bornes de l'onduleur avec un régulateur P. I. tout en jouant sur le rapport de la tension de référence à la tension de la porteuse ; ce rapport sera désigné pour la suite par "r". Le schéma de la figure qui suit illustre la configuration du système photovoltaïque avec un dispositif de tracking.



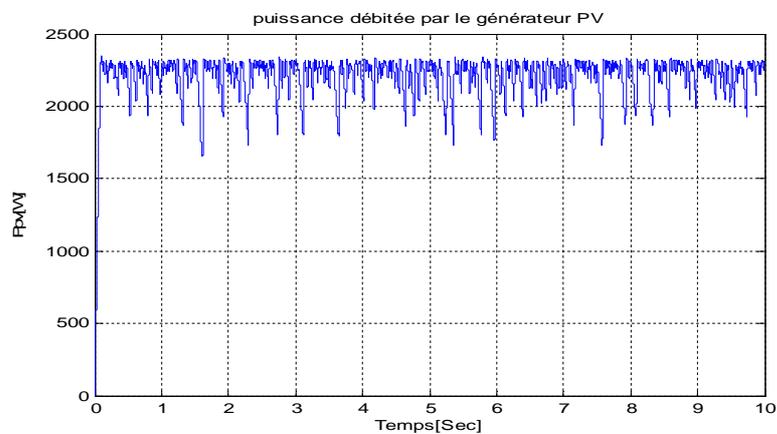
**Figure 3.11 :** Système Photovoltaïque avec MPPT.

Le MPPT basé sur l'algorithme INC-MPPT utilise deux informations ; à savoir la tension aux bornes du générateur solaire et le courant débité pour estimer la tension optimale du générateur. Le régulateur P. I. asservit la tension aux bornes du générateur à celle calculée

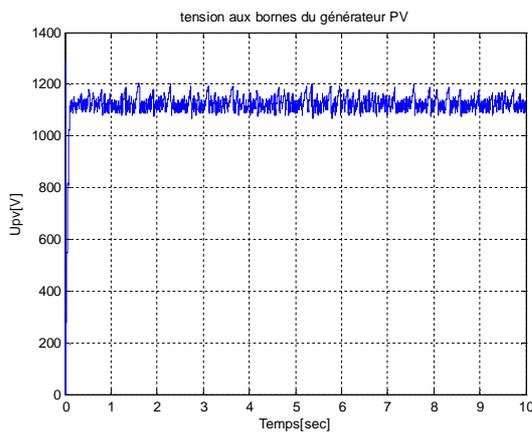
par le MPPT tout en jouant sur le rapport "r". Ce rapport est limité entre 0 et 1 pour rester toujours dans une modulation MLI. Si nous voulons passer au mode de sur modulation en MLI, le rapport "r" ne sera pas limité à la valeur de 1, mais il faut savoir que le passage en sur modulation perturbe le système et demande plus de soin pour réaliser l'asservissement de la tension aux bornes du générateur solaire.

Les résultats de simulation du système avec MPPT, tout en utilisant les mêmes consignes adopter pour la première configuration de simulation (sans MPPT), sont montrés sur les schémas des figures ci-dessous.

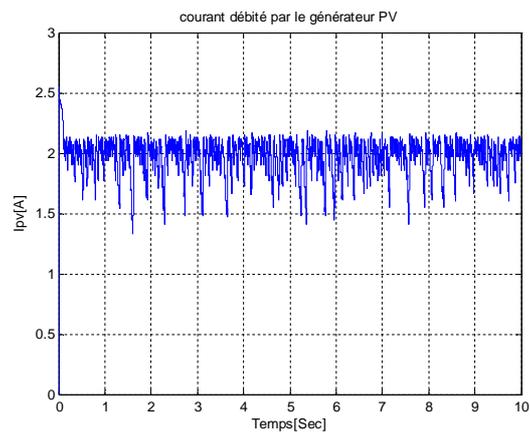
### 3.3.1-Résultats de simulation pour $R = 220 \Omega$



(a) Puissance débitée par le générateur PV



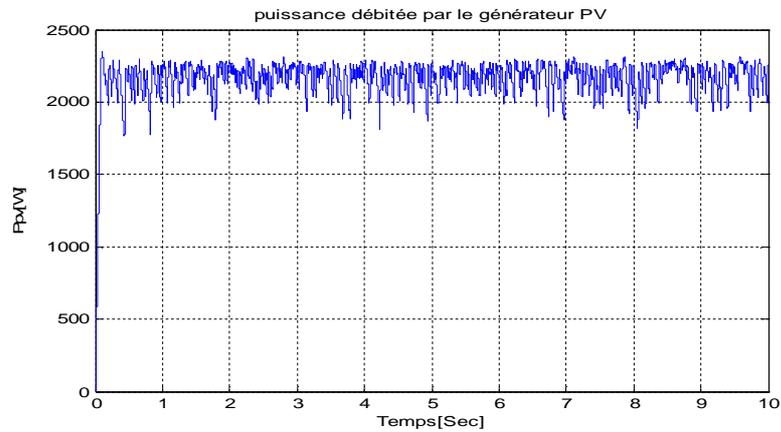
(b) Tension aux bornes du générateur PV



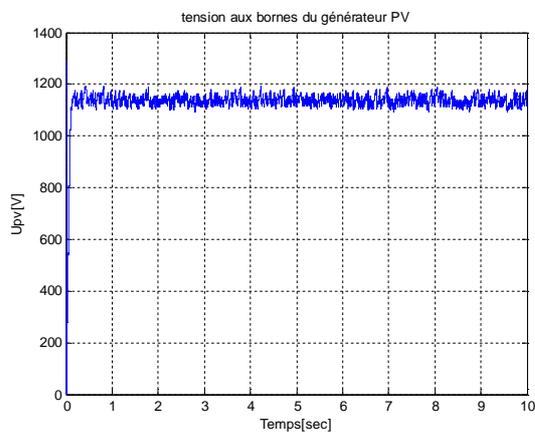
(c) Courant débité par le générateur GPV

**Figure 3.12 :** Résultats de simulation du système photovoltaïque avec MPPT pour  $R=R_{opt}=220 \Omega$ .

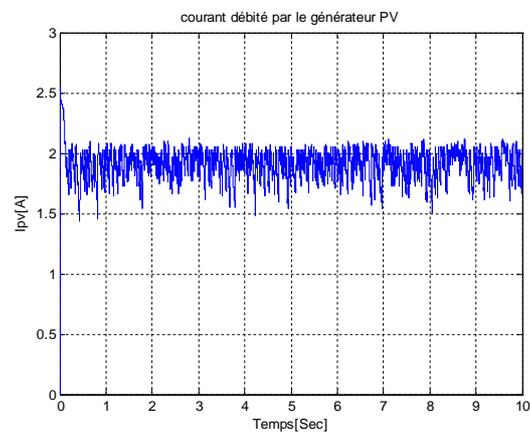
### 3.3.2-Résultats de simulation pour $R1 = 170 \Omega$



(a) Puissance débitée par le générateur PV



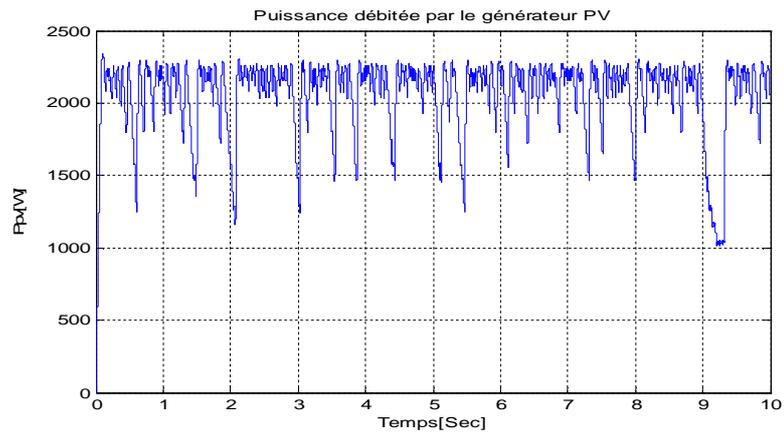
(b) Tension aux bornes du générateur PV



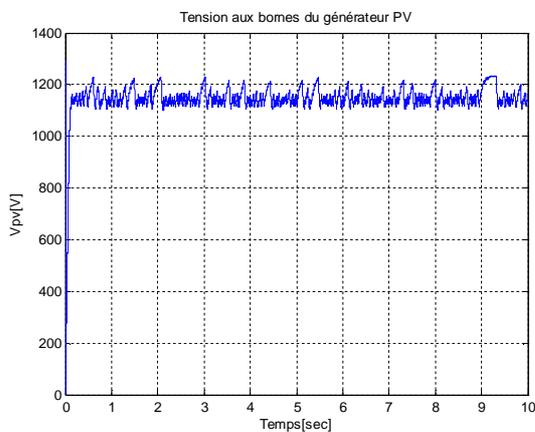
(c) Courant débité par le générateur PV

**Figure 3.13 :** Résultats de simulation du système photovoltaïque Avec MPPT pour  $R1=170\Omega$ .

### 3.3.3-Résultats de simulation pour $R_2 = 390 \Omega$

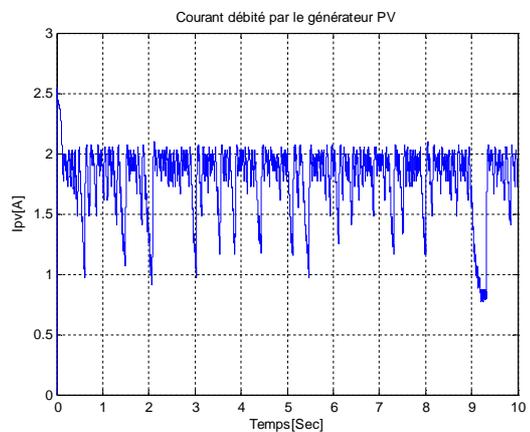


(a) Puissance débitée par le générateur PV



(b)

Tension aux bornes du générateur PV



(c) Courant débité par le générateur PV

**Figure 3.14** : Résultats de simulation du système photovoltaïques Avec MPPT pour  $R_2=390 \Omega$ .

D'après les schémas des figures ci-dessus on remarque que pour les trois valeurs de  $R_{opt}$ ,  $R_1$  et  $R_2$  la puissance débitée par le générateur photovoltaïque est sa puissance optimale sous les conditions d'ensoleillement et de température donnés. Dou l'effet du dispositif MPPT.

### 3.3.4- TEST DE POURSUITE DE LA PUISSANCE MAXIMALE :

Dans le but de tester la poursuite de la puissance maximale assurée par le MPPT lors du changement des conditions climatiques, nous avons choisi une consigne d'ensoleillement sous forme parabolique qui varie de  $500 \text{ W/m}^2$  à  $800 \text{ W/m}^2$  pendant une période de 4s, puis elle reste constante pour le reste du temps de simulation. La figure ci-dessous montre cette situation.

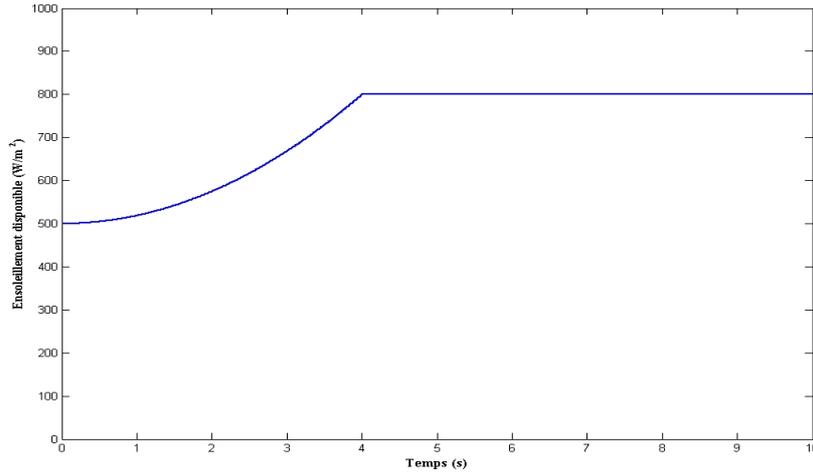
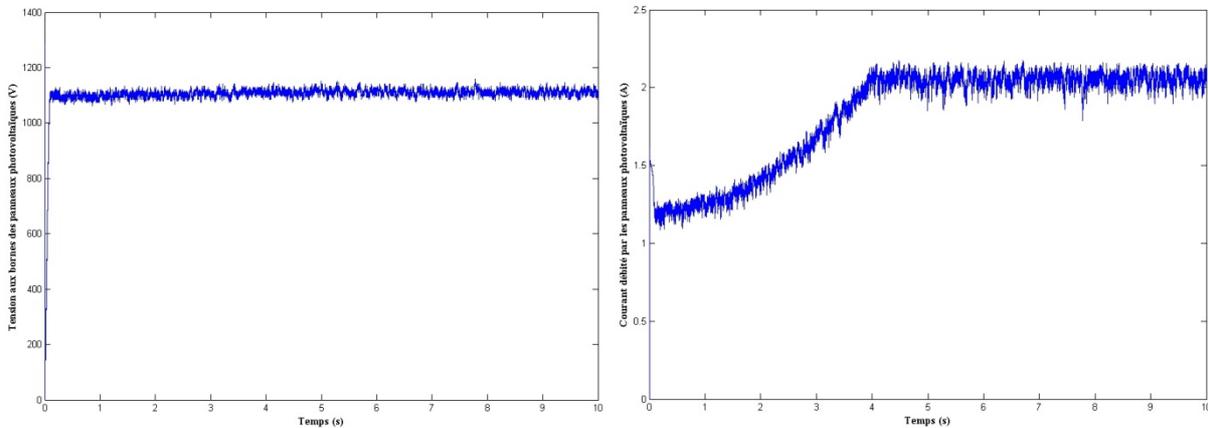


Figure 3.15 : Courbe d'ensoleillement.

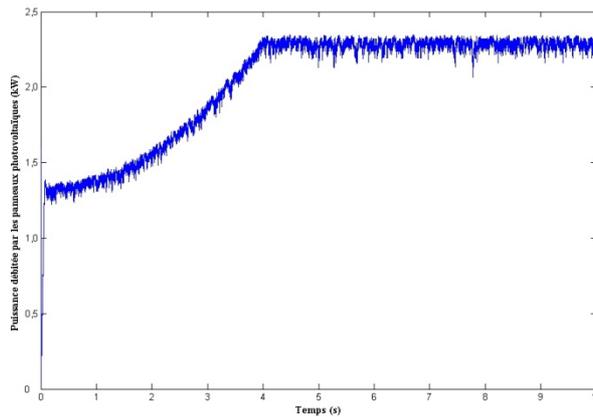
Le choix de la forme parabolique et non pas un échelon se rapproche mieux de la réalité du phénomène. En pratique, les variations d'ensoleillement se font plutôt de manière graduelle et non pas sous forme d'échelons.

Les résultats de simulation du système photovoltaïque avec MPPT, tout en utilisant comme consigne d'ensoleillement celle reportée sur la figure 3.15, et  $R=320\Omega$ , sont montrés sur les schémas de la figure ci-dessous.



(a) Tension aux bornes du générateur PV

(b) Courant débité par le générateur PV



(c) Puissance débitée par le générateur PV

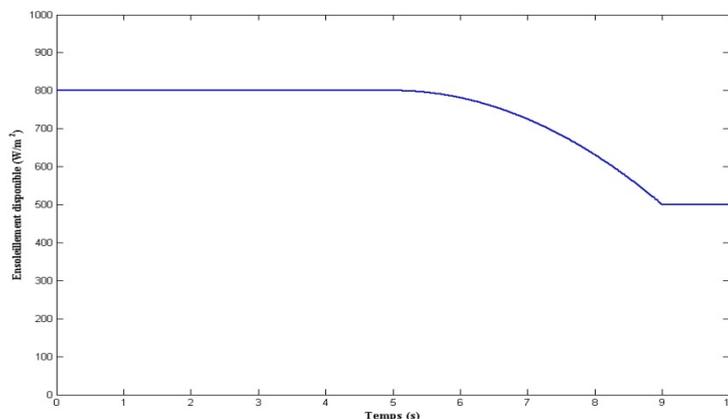
**Figure 3.16 :** Fonctionnement du générateur PV avec MPPT.

D'après les schémas des figures 3.16 on constate pour les deux valeurs de l'ensoleillement 800 et 500 W/m<sup>2</sup> la puissance débitée par le GPV et optimale. En ce qui concerne le tracking de la puissance maximale, nous avons constaté que ce dernier fonctionne correctement.

D'après le schéma de la figure 3.16 (a), la tension aux bornes du générateur solaire lors d'un fonctionnement avec MPPT est stable. Ceci est le contraire pour le cas d'un fonctionnement sans le dispositif de tracking (voir figure 3.7-(b)).

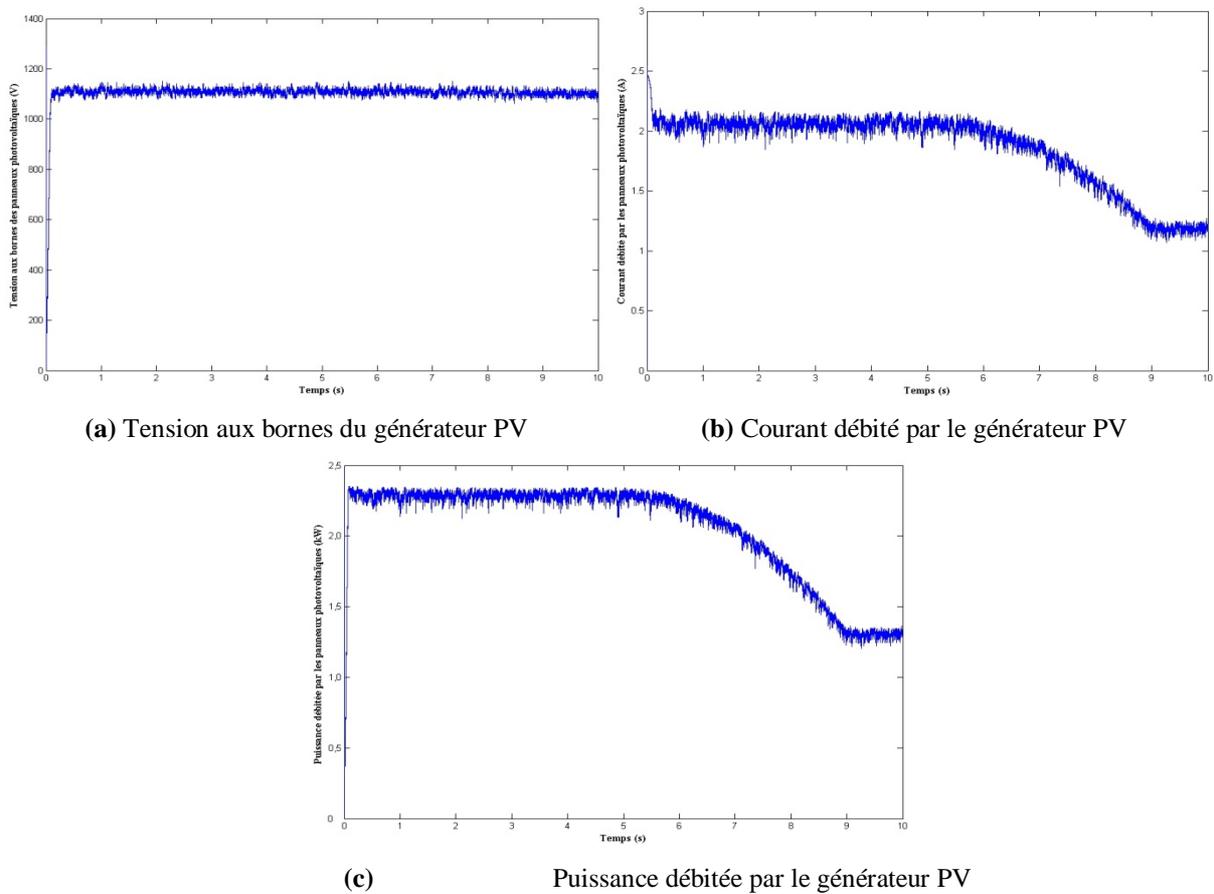
### 3.3.5- Test de robustesse :

Dans le but de connaître les limites de fonctionnement de notre système de Photovoltaïque, nous avons considéré une nouvelle consigne d'ensoleillement. À cet effet, nous avons proposé un ensoleillement de 800 W/m<sup>2</sup>, puis sa chute sur une période de 4 s à un ensoleillement de 500 W/m<sup>2</sup>. Le schéma de la figure qui suit illustre cette situation.



**Figure 3.17 :** Chute d'ensoleillement.

Le test de performances de notre système photovoltaïque pour un fonctionnement avec cette consigne d'ensoleillement est illustré par le schéma de la figure ci-dessous.



**Figure 3.18 :** Test de performances.

D'après les schémas des figures 3.18-(a), nous constatons que notre système s'adapte avec toutes les circonstances, et débite le maximum de sa puissance.

### **3.4- Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats de simulation du système photovoltaïque pour différents cas. Nous avons considéré une alimentation directe par le générateur solaire ; la liaison directe de la charge au générateur nous a permis de voir que ce dernier ne fonctionne pas forcément à une puissance maximale car la charge n'était pas optimale. Ainsi, nous pouvons dégager qu'un couplage direct des charges au générateur photovoltaïque n'est pas adéquat et que l'intégration d'un dispositif de suivi du MPP s'impose.

Par la suite, nous avons procédé à un test de robustesse où nous avons constaté que quelque soit la situation, le MPPT pourra faire fonctionner le générateur solaire à son maximum de puissance.

# ***Conclusion générale***

## ***Conclusion générale***

Le travail présenté dans ce mémoire concerne la modélisation, l'identification et la simulation d'un système photovoltaïque. Une attention particulière a été portée au développement du modèle de comportement de ce système pour rapprocher le plus possible la réalité des phénomènes. Le système solaire étudié est constitué d'un ensemble d'éléments se trouvant en interaction ; à savoir les panneaux photovoltaïques, l'onduleur de tension, la charge résistive.

Dans le premier chapitre, et avant de détailler le fonctionnement du système photovoltaïque, nous nous proposons de décrire le gisement solaire vu que c'est un paramètre très influant sur le comportement de notre système d'autant plus son caractère intermittent exige plus au moins une bonne maîtrise.

Dans le second chapitre, nous avons évoqué deux modèles du panneau photovoltaïque ; à savoir la modélisation en une seule exponentielle et celle en double exponentielle. À noter que nous avons retenu la modélisation en une seule exponentielle. Ensuite, nous avons décrit brièvement le modèle de l'onduleur de tension tout en considérant que ses composants sont parfaits et que la commutation de ses bras se fasse d'une manière instantanée. Ensuite, nous avons présenté une nouvelle approche d'estimation des paramètres du modèle en une seule exponentielle d'un panneau photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement et de la température. Les paramètres de ce modèle sont déterminés à partir de la connaissance de trois points de fonctionnement : en court-circuit, en circuit ouvert, et à puissance maximale. Les résultats de simulation ont montré la rapidité d'estimation de ses paramètres. À noter qu'une sensibilité de l'algorithme pour le point de fonctionnement optimal a été constatée du fait qu'une petite variation de la valeur de la tension optimale conduit à une très grande variation des valeurs des paramètres identifiés.

Dans le dernier chapitre, nous avons développé un ensemble de programmes sous l'environnement Matlab/Simulink avec des interfaces graphiques très conviviales et souples

permettant de changer les paramètres du système photovoltaïque et de visualiser directement ses variations. Nous avons présenté les résultats de simulation du système photovoltaïque pour différents cas. Nous avons commencé par considérer l'alimentation directe par le générateur solaire via un onduleur ; la liaison directe de la charge au générateur (sans MPPT) nous a permis de voir que ce dernier ne fonctionne pas forcément à une puissance maximale car la charge n'était pas optimale. Ainsi, nous pouvons dégager qu'un couplage direct des charges au générateur photovoltaïque n'est pas adéquat et que l'intégration d'un dispositif de suivi du MPP s'impose. Après une présentation de quelques méthodes de tracking de la puissance maximale et nous avons retenu l'algorithme d'accroissement de la conductibilité INC-MPPT qui se caractérise par un rendement relativement meilleur. Après intégration du MPPT, nous avons vu que le générateur solaire fonctionne à son maximum de puissance quelque soit la puissance demande par la charge, du fait que le tracking joue le rôle d'un adaptateur de la charge. De plus. Par la suite, nous avons procédé à un test de robustesse où nous avons constaté que quelque soit la situation, le MPPT pourra faire fonctionner le générateur solaire à son maximum de puissance.

En perspectives, le code de simulation développé mérite d'être optimisé pour pouvoir simuler de longues durées d'exploitation, permettre le réglage des paramètres de contrôle, le calibrage des dynamiques des composants, et d'autres problèmes liés à la programmation. Afin de pouvoir simuler pour d'autre charge plus pratique soit monophasé ou triphasé t'el que un moteur a asynchrone ou autres ; d'ou le choix d'un onduleur triphasé pour notre étude afin d'élargir le champ d'utilisation de notre code de simulation. .

# Références bibliographiques

## Références bibliographiques

- [1] M. Koussa , M. Haddadi et A. Malek « **Reconstitution des irradiations globale et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque** » Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1 (2007) 75 – 92
- [2] Jacques BERNARD, **Energie solaire**, Ellipses édition Marketing, Paris cedex 15, 2004
- [3] **Le rayonnement solaire**, <http://comprendre.meteofrance.com/>
- [4] Alain Ricaud “**Photopiles solaires**”, , Edition Presses polytechniques et universitaires Romandes
- [5] T.T. Ha Pham, C. Clastres, F. Wurtz, S. Bacha, S. Ploix, «**Mise en œuvre de L’optimisation pour le dimensionnement et les études de faisabilité de systèmes multi sources électriques dans le bâtiment**» IBPSA France, 6 et 7 Novembre 2008, [www.ibpsafrance.net](http://www.ibpsafrance.net)
- [6] Stéphan ASTIER « **Conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule** » Professeur à l’Institut national polytechnique de Toulouse
- [7] Aminata. Sarr, «**Simulation du système hybrides Photovoltaïque** », mémoire de doctoral 1998, canada.
- [8] « **Les piles solaires, le composant et ces applications** » Edition. Masson (1985).
- [9] A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef « **Optimisation du rendement d’une cellule solaire NP au silicium monocristallin** »Rev .Energ. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100).
- [10] T. Fogelman, « **Système photovoltaïque pour les pays en déventement, manuel d’installation et d’utilisation** »Agence Française pour la Maîtrise de l’énergie (AFME)
- [11] C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi « **Station solaire autonome pour l’alimentation des antennes de l’expérience de radio détection à l’Observatoire Pierre Auger** ».2006
- [12] A. Guen, « **contribution à l’étude des systèmes de télécommunications mobiles Alimentés par énergie solaire** », thèse de magister, Université de Tlemcen, février 1992.
- [13] [www.solarelectripower.org](http://www.solarelectripower.org).
- [14] B. Multon, H. Ben Ahmed « **Le stockage stationnaire d’énergie électrique : pourquoi et comment ?** », Revue 3E.I, n°48, pp. 18-29, mars 2007.
- [15] N. Achaibou,A Malek , N Bacha « **Modèle de vieillissement des batteries**

- plomb acide dans l'installation PV » ; N. spécial (CHEMSS), pp 61-66,2000.**
- [16] I. Tsuda, K. Kurokawa, K. Nozaki, «**Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery** », solar Energy Materials and solar cells 35, pp 503 – 508, 1994.
- [17] Philip Symons «**Batteries for stationary standby and for stationary cycling applications, part 4: charge management**» IEEE Power Engineering Society General Meeting, Volume: 1, pp. 157, July 2003
- [18] N. Achaibou, M. Haddadi, A. Malek «**Lead acid batteries simulation including experimental validation** » Journal of Power Sources n°185 (2008), pp. 1484–1491
- [19] Dirk Uwe Sauer, «**Electrochemical Storage for Photovoltaics**», Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE», Freiburg, Germany, 2004
- [20] Tom E. Ruhlmann «**Lead Acid Batteries For Stationary Float Service and Cycling Service Part 2: Selection Criteria** » IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 153, July 2003
- [21] Ludovic Protin, Stéphan Astier ; «**Convertisseurs photovoltaïques** », Techniques de l'Ingénieur, D3 360.
- [22] Julien Labbe , 2006 «**L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés.** », Ecole des Mines de Paris,
- [23] Z. Bachi, S. Elfodil, «**Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique à sortie fixe pour installation photovoltaïque** », université de Blida
- [24] Théodore Fogelman, installation photovoltaïque dans l'habitation isolé, régis mont loin, chaud oreille – Edisud, Aix-en-Provence, 1993
- [25] D. Thévenard, and M. Ross «**validation and Verification of Component Models and System Models for the PV** », CETC-internal report 2003-035, Canada, 2003
- [26] M. Dahbi «**Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome** », mémoire de magister, option physique énergétique 2007.
- [27] D. Turcotte, M. Ross and F. Sheriff. «**Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools**» PV Horizon, Canada, 2001. ARTICLE PDF.
- [28] Belhadj Mohammed «**Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome** » Mémoire de Magister Option : Microélectronique –Photovoltaïque Centre Universitaire De Bechar Institut des Sciences Exactes
- [29] Akassewa Tchapo SINGO «**Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome** » Thèse présentée pour l'obtention du titre de Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I en Génie Electrique
- [30] M Angel Cid PASTOR, «**Conception et réalisation de modules photovoltaïques**

**electroniques** », Thèse Doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse en partenariat avec l'école doctorale GEET et le laboratoire LAAS-CNRS.

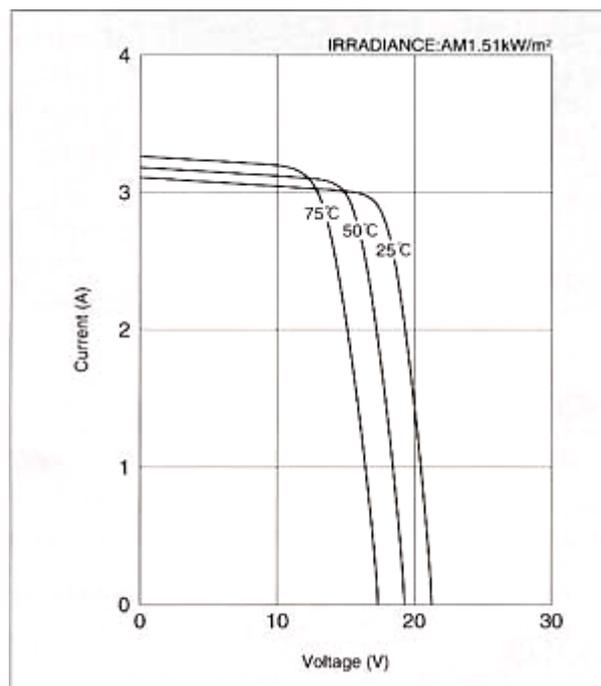
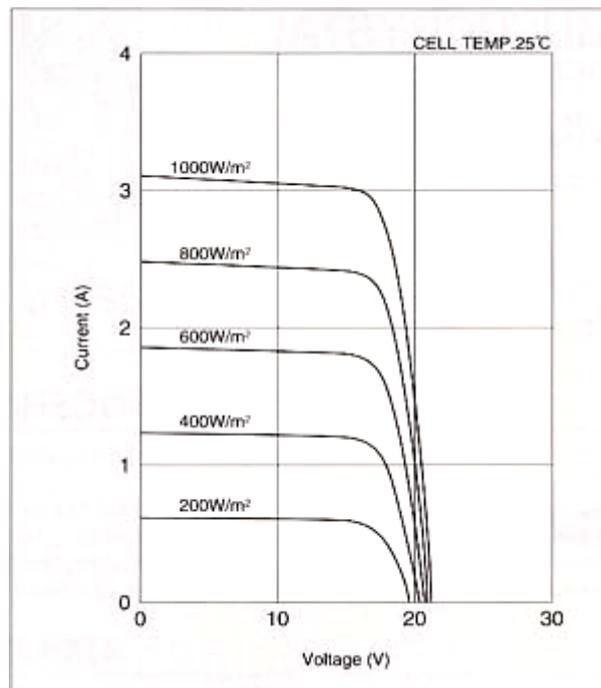
- [31] M. BELARBI 2006 « **Modélisation et simulation d'un système de pompage photovoltaïque** » Mémoire de Magister Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed BOUDIAF
- [32] W. Herrman, W. Wiesner, W. Vaaben, « **Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes** », 26th PVSC, Sept. 30 – Oct. 1997, Anaheim, CA.
- [33] M. PETIBON Stéphane « **Nouvelles architecture distribuer de gestion et de conversion de l'énergie pour les application photovoltaïque** » THÈSE DOCTORAT DE l'université de Toulouse .
- [34] J. F. Manwell, A. Rongers, G. Hyman, C. T. Avelar, J. G. McGowan : « **Hybrid 2- A hybrid system simulation model: Theory manual** », National Renewable Energy Laboratory, 11, 1998.
- [35] R. Moraes-Duzat : « **Analytical and experimental investigation of photovoltaic pumping systems** », Thesis of "Doktors der Naturwissenschaften", University of Oldenburg - Germany, 2000.
- [36] J. A. Gow, C. D. Manning : « **Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies** », IEE Proceedings of Electric Power Applications, 146(2):193-200, 03, 1999.
- [37] T. U. Townsend : « **A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems** », Thesis of "Master of Science", University of Wisconsin - Madison, 1989.
- [38] M. Belarbi : « **Commande en vitesse d'un moteur synchrone à aimants permanents** », Mémoire de fin d'études d'Ingénieur, Université Ibn Khaldoun de Tiaret, 12, 2002.
- [39] A. Ricaud : « **Photopiles solaires** », Presses polytechniques et universitaires romandes Lausanne – Suisse (Première édition), 1997.
- [40] D. P. Hohm, M. E. Ropp : « **Comparative study of maximum power point tracking algorithms** », Progress in photovoltaic : research and applications, 11:47-62, 2003.
- [41] L. Van derMerwe, G. J. Van der Merwe : « **Maximum power point tracking – Implementation Strategies** », Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 1(1):214-217, 1998.
- [42] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada : « **Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions** », IEE Proceedings of Generation, Transmission, Distribution, 142(1):59-64, 1995
- [43] Y. Kim, H. Jo, D. Kim : « **A new peak power tracker for cost-effective photovoltaic power system** » IEEE Proceedings, 3(1):1673-1678, 1996.
- [44] J. H. R. Enslin, M. S. Wolf, D. B. Suyman, W. Swiegers : « **Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter** », IEEE Transactions on Industrial

- Electronics, 44(6):769-773, 1997.
- [45] M. Anderson, B. Alvesten : « **low cost module integrated utility interface for modular photovoltaic energy systems** » IECON Proceedings of the 1995 IEEE 21st International Conference on Industrial Electronics, Control and Instrumentation, 1(1):572-577, 1995.
  - [46] C. Hua, J. Lin, C. Shen : «**Implementation of a DSP-controlled photovoltaic system with peak power tracking**», IEEE Transactions on Industrial Electronics, 45(1):99-107, 1998.
  - [47] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. C. Voulgaris : «**Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system**», IEEE Transaction on Power Electronics, 16(1):46-54, 2001.
  - [48] A. Brambilla, M. Gambarara, A. Garutti, F. Ronchi : « **New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking**», Proceedings of the 30th IEEE Power Electronics Conference, 632-637, 1998.
  - [49] R. E. Katan, V. G. Agelidis, C. V. Nayar : « **Performance analysis of a solar water pumping system** », Proceedings of the IEEE International Conference on Power Electronics, Drivers, and Energy Systems for Industrial Growth (PEDES), 81-87, 1996.
  - [50] M. S.Taha, K. Suresh: « **Maximum power point tracking inverter for photovoltaic source pumping applications**», Proceedings of the IEEE International Conference on Power Electronics, Drivers, and Energy Systems for Industrial Growth (PEDES), 883-886, 1996.

# ***Annexes***

Caractéristiques du panneau photovoltaïque :

Type :	Multi-cristal
Model :	LA361K51
Puissance crête :	51W
Tension optimale :	16.9V
Courant optimal :	3.02A
Dimension :	985×445×36mm
Série :	92219003
Fournisseur :	KYOCERA CORPORATION – JAPAN



KSS-300-765-2 (1/3)

SPECIFICATION  
OF  
PHOTOVOLTAIC MODULE

Type KC50

Jan.212003

PREPARED BY *P. Nakashima*

CHECKED BY *K. Hirayama*

CHECKED BY *K. Gijou*

APPROVED BY *Izomigaki*

KYOCERA CORPORATION

KYOTO, JAPAN

CODE : F 1

KSS-300-765-2 (2/3)

## SPECIFICATION OF PHOTOVOLTAIC MODULE

## 1. Application

This specification is applicable for photovoltaic module KC50.

## 2. Electrical specification

Maximum power	(Pmax)	:	50 W ± 5 %
Test condition		:	Cell temperature 25°C Irradiance AM1.5, 1 kW/m <sup>2</sup>

## 3. Nominal characteristics

Maximum power	(Pmax)	:	50 W
Short circuit current	(Isc)	:	3.10 A
Open circuit voltage	(Voc)	:	21.5 V
Maximum power current	(Ipmax)	:	3.00 A
Maximum power voltage	(Vpmax)	:	16.7 V
Maximum system voltage		:	750 V
Test condition		:	Cell temperature 25°C Irradiance AM1.5, 1 kW/m <sup>2</sup>

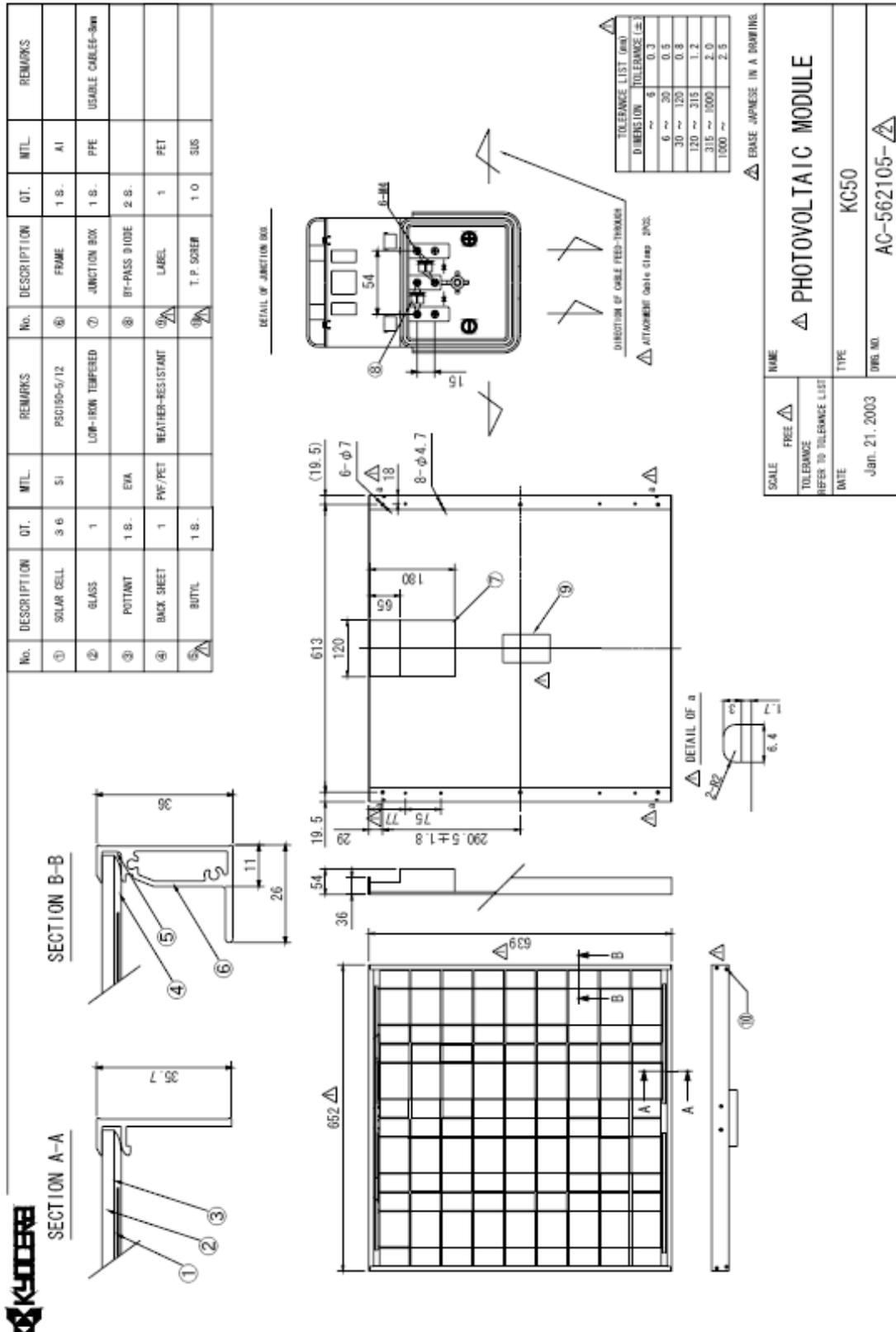
## 4. Physical specification

Drawing. No.	AC-562105-2
Dimension	639×652×54 mm
Mass	5.0 kg

## 5. Attachment

Cable Clamp	2 pcs.
-------------	--------

KSS-300-765-2 (3/3)



## Informations sur l'ordinateur de simulation :

The screenshot shows the Windows 7 System Information window. The title bar reads "Panneau de configuration > Système et sécurité > Système". The main content area is titled "Informations système générales" and includes the following details:

- Édition Windows:** Windows 7 Édition Intégrale. Copyright © 2009 Microsoft Corporation. Tous droits réservés. Service Pack 1.
- Système:**
  - Évaluation: 3,5 Indice de performance Windows
  - Processeur: Pentium(R) Dual-Core CPU E5700 @ 3.00GHz 3.00 GHz
  - Mémoire installée (RAM): 6,00 Go
  - Type du système: Système d'exploitation 64 bits
  - Stylet et fonction tactile: La fonctionnalité de saisie tactile ou avec un stylet n'est pas disponible sur cet écran
- Paramètres de nom d'ordinateur, de domaine et de groupe de travail:**
  - Nom de l'ordinateur: COMPAQ-PC
  - Nom complet: COMPAQ-PC
  - Description de l'ordinateur:
  - Groupe de travail: WORKGROUP
- Activation de Windows:** Windows est activé. ID de produit: 00426-292-0000007-85856. Modifier la clé de produit (Product Key)

On the left side, there is a navigation pane with options like "Gestionnaire de périphériques", "Paramètres d'utilisation à distance", "Protection du système", and "Paramètres système avancés". At the bottom right, there is a Microsoft Original logo with the text "exigez un logiciel Microsoft original" and "En savoir plus en ligne..."

## Paramètres de simulation :

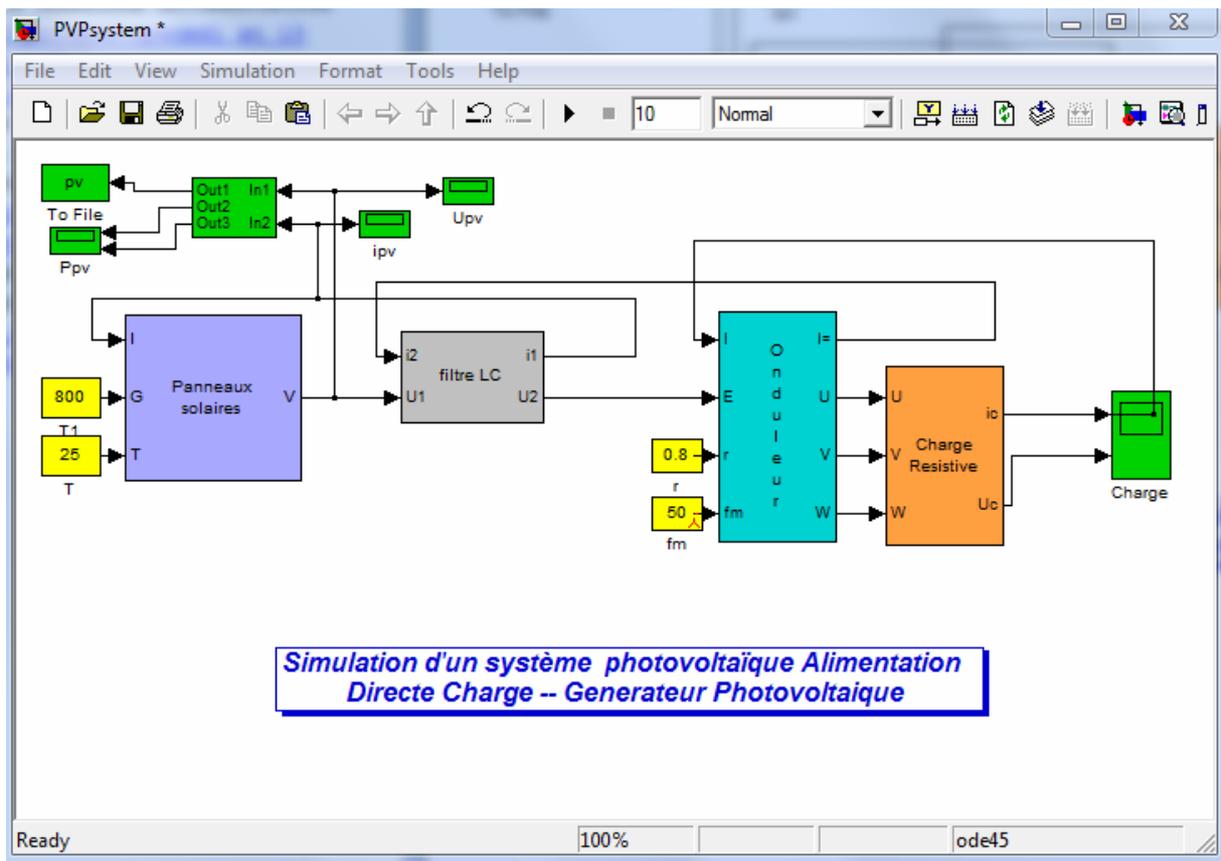
The screenshot shows the "Configuration Parameters: PVPsystem/Configuration" dialog box. It is divided into two main sections:

- Simulation time:** Start time: 0.0, Stop time: 10.
- Solver options:**
  - Type: Variable-step
  - Solver: ode45 (Dormand-Prince)
  - Max step size: 1e-5
  - Relative tolerance: 1e-5
  - Min step size: auto
  - Absolute tolerance: auto
  - Initial step size: auto
  - Zero crossing control: Use local settings

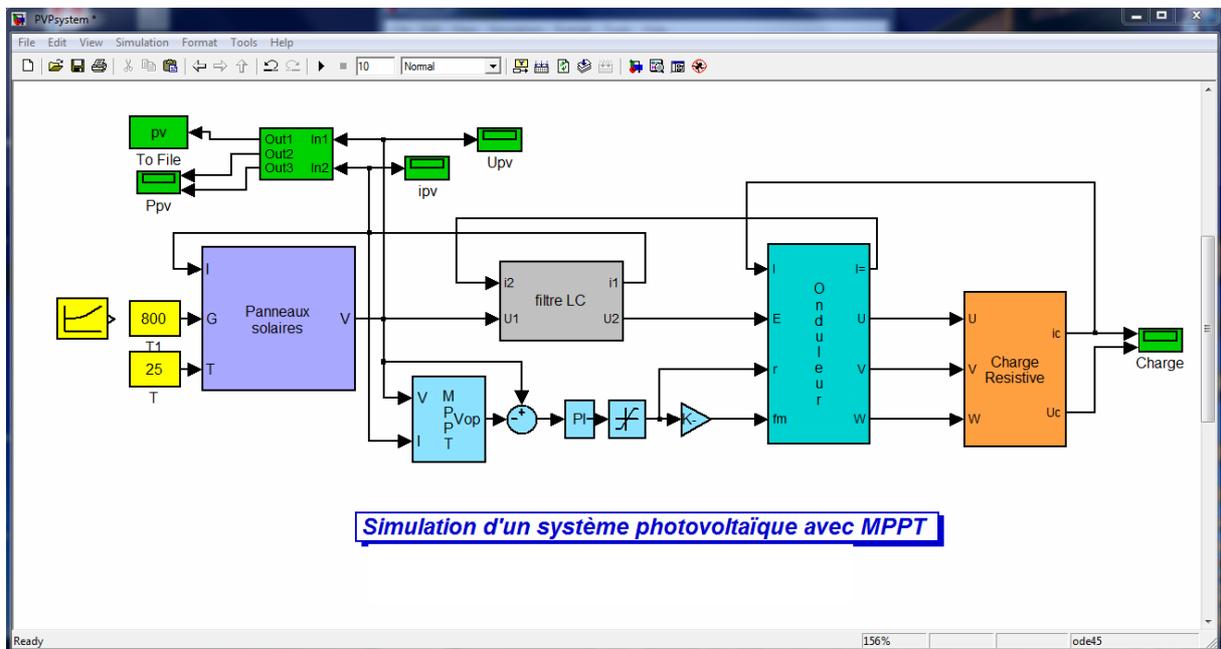
On the left side, there is a "Select:" tree view with categories like Solver, Data Import/Export, Optimization, Diagnostics, Hardware Implementation, Model Referencing, and Real-Time Workshop. The "Real-Time Workshop" category is expanded, showing sub-items like Comments, Symbols, Custom Code, Debug, and Interface.

At the bottom, there are buttons for "OK", "Cancel", "Help", and "Apply".

Différents montages utilisés pour la simulation :



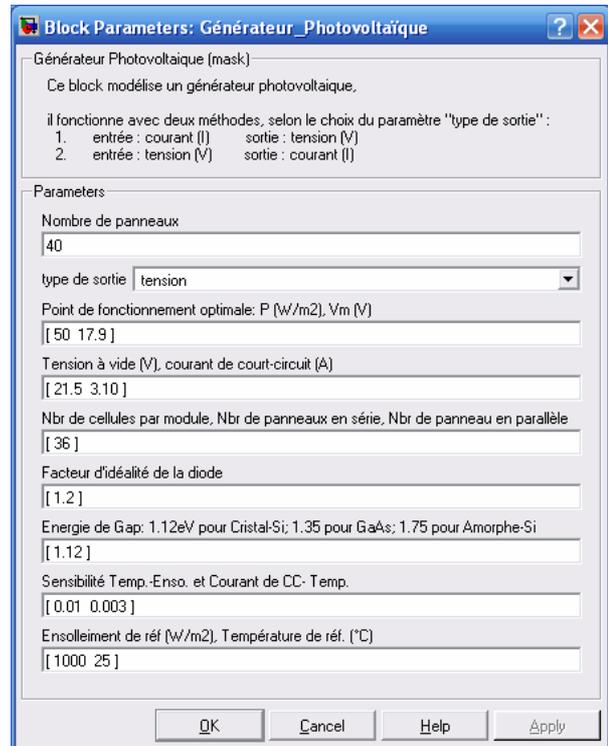
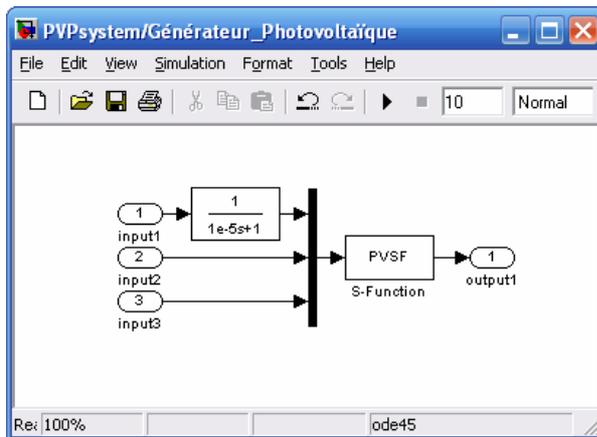
Système Photovoltaïque (sans MPPT)



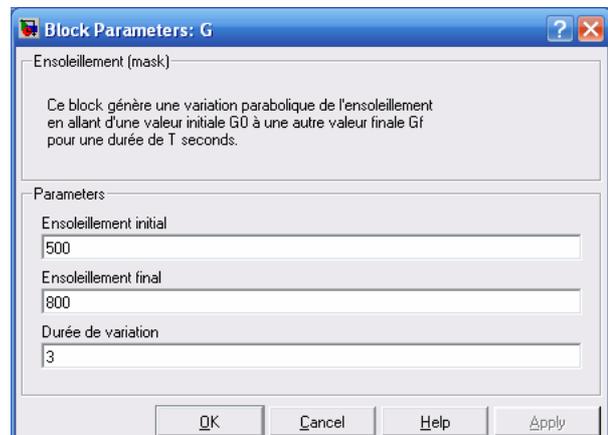
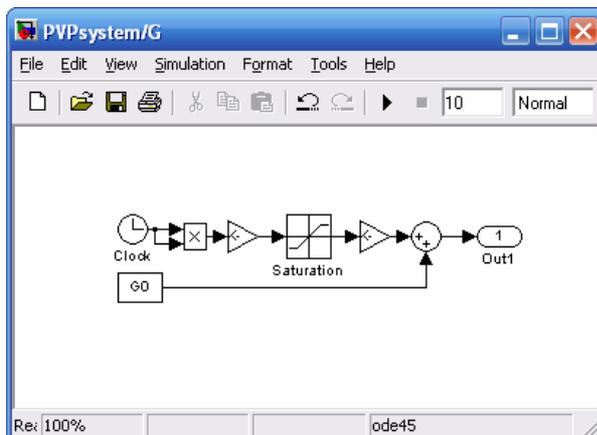
Système Photovoltaïque avec MPPT

## Modules du système Photovoltaïque :

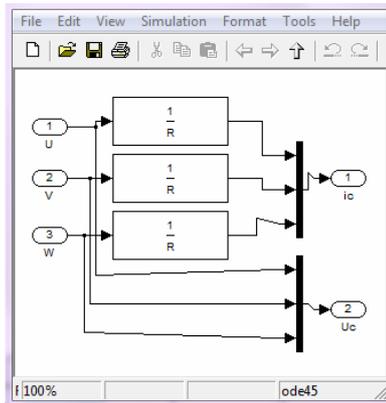
### 1. Panneaux photovoltaïques :



### 2. Ensoleillement :



### 3. Charge Resistive :



Charge résistive (mask)

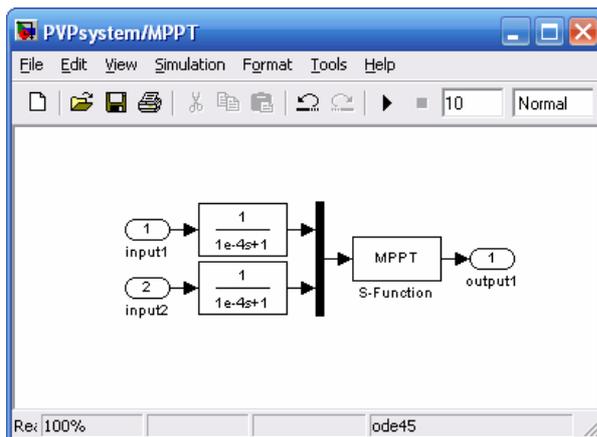
Parameters

Résistance

210

OK Cancel Help Apply

### 4. MPPT :



Block Parameters: MPPT

MPPT (mask)

Ce block fait la recherche de la tension optimale du générateur photovoltaïque selon l'algorithme INC-MPPT

il fonctionne comme suit :

si (dV=0)  
 si (dI>0) : Vop = V+dv  
 sinon : Vop = V-dv  
 sinon  
 si (dI/dV > -I/V) : Vop = V+dv  
 sinon : Vop = V-dv;  
 fin

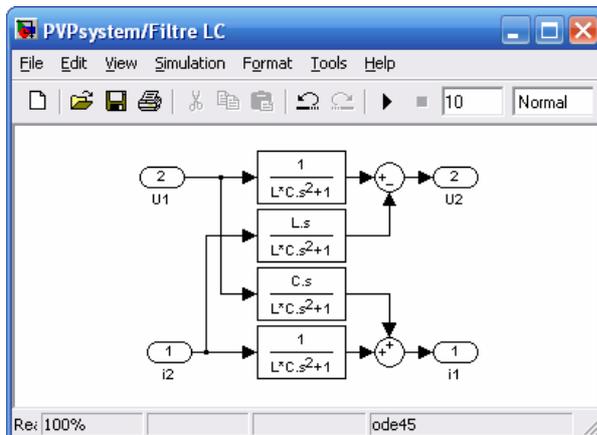
Parameters

DV

0.1

OK Cancel Help Apply

### 5. Filtre LC :



Block Parameters: Filtre LC

Filtre LC (mask)

Filtre LC

Parameters

Valeur de l'inductance L (H)

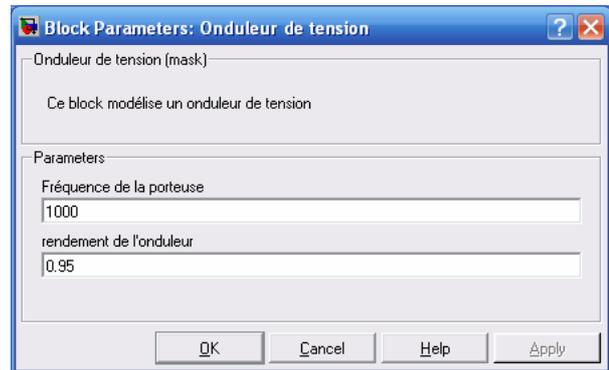
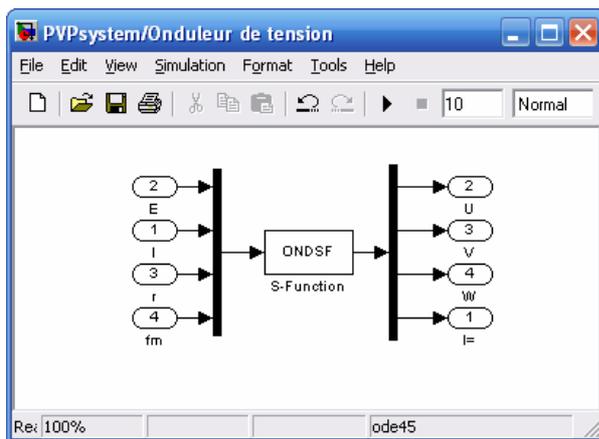
0.1

Valeur de la capacité C (F)

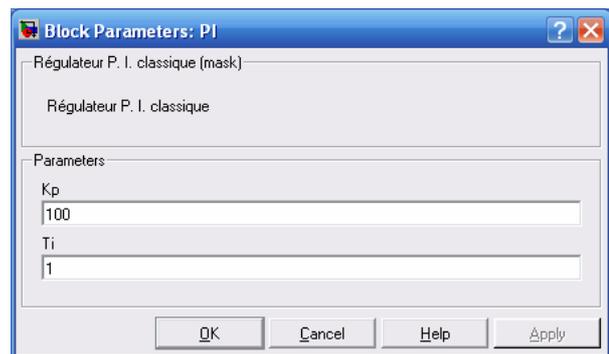
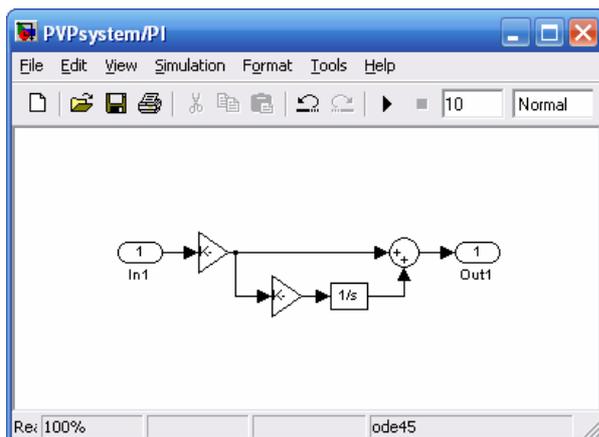
1e-4

OK Cancel Help Apply

## 6. Onduleur de tension :



## 7. Régulateur P. I. :



## **Résumé :**

Le travail présenté dans ce mémoire concerne la modélisation, l'identification et la simulation d'un système photovoltaïque constitué de panneaux photovoltaïques, d'un onduleur de tension et une charge résistive.

Une approche d'identification des paramètres du panneau photovoltaïque a été développée. Cette dernière est basée sur la connaissance de trois points de fonctionnement (en court-circuit, en circuit ouvert, et à puissance maximale). Après identification paramétrique du système photovoltaïque deux configurations ont été simulées. Pour la première, il s'agit d'une connexion directe de la charge aux panneaux photovoltaïques via un onduleur, et la seconde configuration est complétée par l'intégration du MPPT et d'une régulation classique P. I.

Un code de simulation du système photovoltaïque a été initié sous l'environnement Matlab-Simulink. Des interfaces graphiques très conviviales et souples permettent une utilisation aisée du code et la connaissance des effets de changement de l'ensoleillement et de la température sur le système photovoltaïque.

**Mots clés :** Énergie solaire, Photovoltaïque, Système de stockage, Modélisation et simulation, MPPT, Identification paramétrique.

## **Abstract:**

The work presented in this memory relates to the modelling, the identification and the simulation of a photovoltaic system made up of photovoltaic panels, an inverter, and resistive load.

A approach of identification of the parameters of the photovoltaic panel was developed. The latter is based on the knowledge of three operating points (in short-circuit, open circuit, and at maximum power). After parametric identification of the photovoltaic system, two configurations were simulated. For the first, it is about the load is connected directly to the photovoltaic panels via an inverter. For the second configuration is supplemented by the integration of the MPPT and a traditional P. I. regulation.

A code of simulation of the photovoltaic system was initiated under the Matlab-Simulink environment. Very convivial and flexible graphic interfaces allow an easy use of the code and knowledge of the effects of change of the sunning and temperature on the photovoltaic system

**Keywords:** Solar energy, Photovoltaic, Storage system, Modeling and simulation, MPPT, Parametric identification.

## **ملخص:**

العمل المقدم في هذه الأطروحة يتعلق بالنمذجة ، تحديد المعالم والمحاكاة لنظام تحويل كهروضوئي يتكون من الألواح الشمسية، والجهد العاكس وحمل مقاوم .

تم تطوير طريقة تقريبية لتحديد معالم لوح كهروضوئي تستند هذه الأخيرة على معرفة ثلاث نقاط تشغيل ( ماس كهربائي، الدارة المفتوحة والطاقة القصوى) بعد تحديد معالم النظام الكهروضوئي تمت محاكاة حالتين إحداهما تخص يربط مباشر لحمل مقاوم مع الألواح الضوئية عبر جهد عاكس والثانية بإضافة متتبع لنقطة التشغيل القصوى .

تمت محاكاة باستعمال نموذج برمجيات MATLAB SIMULINK .

**الكلمات المفتاحية:** الطاقة الشمسية، الكهروضوئي ، نظام التخزين، نمذجة ومحاكاة، تتبع نقطة الاستطاعة القصوى،

تحديد المعالم.

