

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



N° d'ordre :
N° de série :

Université de Ghardaïa

Faculté des Sciences et Technologies
Département d'automatique et électromécanique

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Energies renouvelables

Spécialité : Energies renouvelables en électrotechnique

Par : KRAOUA Brahim

Thème

**Etude comparative des régulateurs de charge pour
l'optimisation de l'énergie photovoltaïque**

Soutenu publiquement le 21/10/2020

Devant le jury :

BAHRI Ahmed	MAA	Univ-Ghardaïa	Président
BECHAOUAT Mohcen	MCA	Univ-Ghardaïa	Examineur
FEZZANI Amor	MRB	URAER Ghardaïa	Encadreur

Année universitaire : 2019 / 2020

Remerciement

Avant tout, je remercie ALLAH, le tout puissant, de m'avoir donné le courage, la patience et la volonté pour que je puisse terminer ce travail.

J'exprime ma profonde gratitude à mon encadreur monsieur FEZZANI Amor pour m'avoir encadré et ma profonde reconnaissance pour sa patience, ses conseils, ses qualités et son soutien moral.

Mes remerciements vont à l'ensemble des membres du jury pour leur participation et leur évaluation du présent travail.

Mes remerciements vont également à mes enseignants qui ont contribué à ma formation.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à l'élaboration de ce travail.

Dédicaces

À mes chers parents : ma Mère et mon Père ;

À mes sœurs, mes frères ;

À tous ceux qui me sont chères qu'Allah les gardes.

Résumé

Ce travail a pour but de faire une étude comparative sur le régulateur PWM (Pulse Width Modulation) et le régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracking) pour donner les meilleures conditions de fonctionnement du système photovoltaïque. Pour ce faire, le travail consiste à étudier expérimentalement un système PV installé au sien de l'unité de recherche appliquée en énergie renouvelable dans la wilaya de Ghardaïa. Les résultats expérimentaux nous ont permis de trouver que le régulateur MPPT peut atteindre jusqu'à 30 % de rendement supplémentaire par rapport au régulateur PWM, et nous ont permis aussi de trouver que le PWM est un choix idéal pour les petites installations tandis que le MPPT est recommandé pour les grandes installations.

Mots clés : Système PV, Contrôle de batterie, Optimisation, MPPT, Convertisseur DC-DC, PWM.

ملخص

يهدف هذا العمل إلى إجراء دراسة مقارنة حول منظم PWM (ذو خاصية تعديل عرض النبضة) ومنظم MPPT (ذو خاصية تتبع نقطة الطاقة القصوى) لإعطاء أفضل ظروف تشغيل للنظام الكهروضوئي. للقيام بذلك ، نقوم بدراسة تجريبية لنظام الكهروضوئية المتواجد في وحدة الأبحاث التطبيقية للطاقة المتجددة في ولاية غرداية. سمحت لنا النتائج التجريبية بإيجاد أن منظم MPPT يمكنه تحقيق مردود أكثر بنسبة تصل إلى 30% مقارنة بمنظم PWM ، كما سمحت لنا أيضا بإيجاد أن منظم PWM هو خيار مثالي للأنظمة الكهروضوئية الصغيرة بينما منظم MPPT موصى به للأنظمة الكبيرة.

كلمات مفتاحية: النظام الكهروضوئي، التحكم في البطارية، تحسين، تتبع نقطة الطاقة القصوى، مبدل الجهد الثابت، تعديل عرض النبضة.

Abstract

The purpose of this work is to make a comparative study on the PWM regulator and the MPPT regulator to give the best operating conditions of PV system. To do this, The work consists in experimentally studying a PV system installed at the Applied Research Unit for Renewable Energy in the wilaya of Ghardaïa. The experimental results have allowed us to find that the MPPT regulator can achieve up to 30% more efficiency compared to the PWM regulator, and also allowed us to find that the PWM is an ideal choice for small installations while the MPPT is recommended for large installations.

Keywords : PV system, Battery control, Optimization, MPPT, DC-DC converter, PWM.

Table des matières

Résumé	i
Table des matières	ii
Liste des figures	vi
Liste des tableaux	x
Liste des abréviations	xi
Liste des symboles	xii
Introduction générale	1
Chapitre I : Le rayonnement solaire et la conversion photovoltaïque	
I.1. Introduction	3
I.2. Etat actuel des énergies renouvelables	4
I.2.1. Consommation mondiale d'énergie renouvelable	4
I.2.2. État de l'électricité renouvelable	4
I.2.3. L'évolution de l'énergie photovoltaïque	6
I.3. Le rayonnement solaire	7
I.3.1. Définition	7
I.3.2. Géométrie Terre-soleil	7
I.3.2.1. Angles Soleil-Terre	7
I.3.2.2. Mouvement de la terre	11
I.3.2.3. Diagramme de trajectoire solaire	11
I.3.3. Caractéristiques du rayonnement solaire	12
I.3.3.1. Masse d'air	12
I.3.3.2. Composantes du rayonnement solaire	13
I.3.3.3. Spectre solaire	14
I.3.4. Instruments de mesure	15
I.4. La conversion photovoltaïque	16
I.4.1. L'absorption de la lumière	16
I.4.1.1. Interprétations des phénomènes observés	16
I.4.1.2. Méthode pour calculer de l'énergie lumineuse absorbée	17
I.4.1.3. Amélioration de l'absorption de la lumière	18
I.4.2. Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques	18
I.4.2.1. Principe de photoconductivité	18

I.4.2.2. L'énergie nécessaire pour la photoconductivité	19
I.4.2.3. Etats d'énergie dans les semi-conducteurs	20
I.4.2.4. Performance Photovoltaïque théorique	20
I.4.3. La collecte des charges	21
I.4.3.1. Dopage des semi-conducteurs.....	22
I.4.3.2. Jonction p-n et p-i-n	23
I.4.4. Réponse spectrale.....	24
I.5. Conclusion	24
Chapitre II : Etude d'un système photovoltaïque	
II.1 Introduction	25
II.2. La cellule photovoltaïque	26
II.2.1. Définition.....	26
II.2.2. Les différentes technologies des cellules photovoltaïques	26
II.2.3. Les types des cellules à base de silicium	27
II.2.4. L'évolution des rendements des cellules photovoltaïque	29
II.3. Module photovoltaïque.....	30
II.3.1. Définition.....	30
II.3.2. Caractéristiques électriques d'un module.....	31
II.3.3. Assemblage des modules.....	33
II.4. Le système photovoltaïque	34
II.4.1. Définition.....	34
II.4.2. Types de systèmes photovoltaïques.....	34
II.4.2.1. Système autonome	34
II.4.2.2. Système hybride	35
II.4.2.3. Système raccordé au réseau électrique	36
II.5. Système de stockage	36
II.6. Système de régulation.....	37
II.7. Système de conversion	38
II.7.1. Convertisseurs DC/DC	38
II.7.2. Convertisseurs DC/AC (onduleur)	38
II.7.2.1. Onduleur autonome	38
II.7.2.2. Onduleur réseau	39
II.7.2.3 Types d'onduleurs en fonction de l'installation PV	39

II.8. Système de protection.....	40
II.8.1. Diode by-pass	40
II.8.2. Diode anti-retour.....	40
II.9. Avantages et inconvénients de l'énergie PV	41
II.10. Conclusion	42
Chapitre III : Modélisation et commande d'un système photovoltaïque	
III.1. Introduction	43
III.2. Modélisation d'une cellule PV	44
III.2.1. Modèles à une diode.....	44
III.2.2. Modèles à deux diodes	46
III.3. Etude des régulateurs	47
III.3.1. Types des régulateurs	47
III.3.1.1. Régulateur shunt « tout ou rien »	47
III.3.1.2. Régulateur shunt linéaire.....	48
III.3.1.3. Régulateur série « tout ou rien » /linéaire	48
III.3.1.4. Régulateur PWM.....	49
III.3.1.5. Régulateur MPPT	50
III.3.2. Principe de conception du régulateur	51
III.3.3. Le contrôle de la batterie	52
III.3.3.1. L'algorithme de charge de la batterie	52
III.3.3.2. Le contrôle de la décharge profonde (le délestage).....	53
III.3.4. Choix du régulateur	53
III.3.5. La technique de commande PWM	53
III.3.6. La technique de commande MPPT	54
III.3.6.1. Définition	54
III.3.6.2. Algorithme Perturbation & Observation (P&O)	54
III.3.6.3. Algorithme Incrémentation de la conductance (Inc-Cond).....	57
III.4. Modélisation d'un convertisseurs DC-DC (hacheurs)	58
III.4.1. Définition	58
III.4.2. Types des hacheurs.....	59
III.4.2.2. Hacheur dévolteur (Buck)	59
III.4.2.1. Hacheur survolteur (Boost)	60
III.4.2.3. Hacheur dévolteur-survolteur (Buck-Boot)	61

III.5. Conclusion.....	62
Chapitre IV : Simulation d'un système photovoltaïque et étude comparative	
IV.1. Introduction.....	63
IV.2. Simulation du module PV.....	64
IV.3. Simulation du système photovoltaïque globale.....	66
IV.4. Étude comparative.....	71
IV.4.1. Données géographiques.....	71
IV.4.2. Description du système à expérimenter.....	72
IV.4.3. Résultats et discussion.....	73
IV.5. Conclusion.....	77
Conclusion générale.....	78
Bibliographie.....	79
Annexes.....	81

Liste des figures

Chapitre I : Le rayonnement solaire et la conversion photovoltaïque

Figure I.1 : Part des énergies renouvelables dans la consommation mondiale finale d'énergie en 2017	4
Figure I.2 : Part de l'électricité renouvelable dans la production électrique mondiale, fin 2019	5
Figure I.3 : Ajouts annuels de capacité d'énergie renouvelable, 2013-2019	6
Figure I.4 : Capacité mondiale du solaire PV, par pays et région, 2009-2019	6
Figure I.5 : Angle Zénithal, l'altitude solaire et angle d'azimut	7
Figure I.6 : Angle d'azimut solaire sur un plan incliné.....	8
Figure I.7 : Angle de déclinaison solaire.....	9
Figure I.8 : angle de latitude et angle de longitude d'un lieu sur terre (a) La latitude, (b) la longitude.....	9
Figure I.9 : Angle horaire	10
Figure I.10 : Vue d'une surface inclinée	10
Figure I.11 : L'orbite terrestre et les saisons	11
Figure I.12 : Exemple de trajectoires du soleil.....	12
Figure I.13 : Définition de l'Air Mass.....	12
Figure I.14 : Composantes du rayonnement solaire au sol	14
Figure I.15 : Classification du rayonnement en fonction de la longueur d'onde et de la fréquence	14
Figure I.16 : Spectre du rayonnement solaire	15
Figure I.17 : Pyranomètre.....	16
Figure I.18 : Réflexion, transmission et absorption	17
Figure I.19 : principe de piégeage par diffusion dans une photopile	18
Figure I.20 : spectre solaire et portions exploitables par le silicium cristallin.....	19
Figure I.21 : Diagramme d'énergie d'un semi-conducteur : (a) Dans l'obscurité. (b) sous illumination	20
Figure I.22 : Semi-conducteur de type n (avec l'électron en trop)	22

Figure I.23 : Semi-conducteur de type p (avec le manque d'électron)	22
Figure I.24 : Représentation schématique de la jonction p-n.....	23
Figure I.25 : Réponses spectrales des différents types de cellules solaires.....	24

Chapitre II : Etude d'un système photovoltaïque

Figure II.1 : présentation schématique d'une cellule solaire.....	26
Figure II.2 : Cellule au silicium monocristallin	27
Figure II.3 : Cellule au silicium polycristallin	28
Figure II.4 : Cellule au silicium amorphe	28
Figure II.5 : L'évolution des meilleurs rendements des cellules photovoltaïques en laboratoire	29
Figure II.6 : Structure d'un module photovoltaïque au silicium cristallin.....	30
Figure II.7 : Caractéristique (I-V) dans différentes zones.....	31
Figure.II.8 : Champs des modules montés en série parallèle	33
Figure II.9 : Exemple d'un système PV autonome sans batterie	34
Figure II.10 : Exemple d'un système PV avec batterie.....	35
Figure II.11 : Exemple d'un système PV hybride.....	35
Figure II.12 : Système raccordé au réseau	36
Figure II.13 : Les batteries au plomb spécialement développés pour les systèmes PV	37
Figure II.14 : Régulateurs connectés avec les systèmes PV	38
Figure II.19 : Types d'onduleurs dans les systèmes PV	40
Figure II.20 : Exemple d'association sécurisée des modules PV avec leurs diodes de protection	41

Chapitre III : Modélisation et commande d'un système photovoltaïque

Figure III.1 : Schéma équivalent d'une cellule PV	44
Figure III.2 : Schéma équivalent d'une cellule PV à deux diodes	46
Figure III.3 : Principe régulateur shunt	48
Figure III.4 : Principe du régulateur série	49
Figure III.5 : Principe de la charge en fonction de l'état de recharge	50
Figure III.6 : Schéma synoptique du fonctionnement du régulateur.....	51
Figure III.7 : Courbe de charge de la batterie	52

Figure III.8 : génération des impulsions de commande PWM.....	53
Figure III.9 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque associée à une commande PPM	54
Figure III.10 : Caractéristiques de fonctionnement de la méthode de P&O	55
Figure III.11 : Organigramme de l’algorithme Perturbation et Observation	56
Figure III.12 : Caractéristiques de fonctionnement de la méthode d’incrément de conductance.....	57
Figure III.13 : Organigramme de l’algorithme d’incrément de conductance	58
Figure III.14 : Schéma de principe d’un hacheur dévolteur.....	59
Figure III.15 : schéma de principe d’un hacheur survolteur	61
Figure III.16 : schéma de principe d’un hacheur dévolteur-survolteur.....	61
Chapitre IV : Simulation d’un système photovoltaïque et étude comparative	
Figure IV.1 : Schéma-bloc du module PV en Matlab/Simulink	64
Figure IV.2 : Résultats de simulation des caractéristiques (a : (I-V)) et (b : (P-V)), pour différents éclairagements et une température $T = 25^{\circ}\text{C}$	65
Figure IV.3 : Résultats de simulation des caractéristiques (a : (I-V)) et (b : (P-V)), pour différentes températures et un éclairage $E = 1000 \text{ W/m}^2$	65
Figure IV.4 : Schéma-bloc du système photovoltaïque en utilisant un régulateur MPPT	66
Figure IV.5 : Schéma-bloc de la commande MPPT en utilisant l’algorithme P&O.....	66
Figure IV.6 : (a) Condition météorologique, (b) Puissance du module, (c) Tension du module, (d) Courant du module	67
Figure IV.7 : (a) Tension de batterie, (b) courant de batterie, (c) État de charge de batterie ..	68
Figure IV.8 : (a) Condition météorologique, (b) Puissance du module, (c) Tension du module, (d) Courant du module	69
Figure IV.9 : (a) Tension de batterie, (b) courant de batterie, (c) État de charge de batterie ..	70
Figure IV.10 : Banc d’essai contenant un régulateur TRISTAR (MPPT)	72
Figure IV.11 : Banc d’essai contenant un régulateur STECA (PWM)	72
Figure IV.12 : Puissance du module	73
Figure IV.13 : Courant du module	73
Figure IV.14 : Tension du module	74
Figure IV.15 : Puissance de batterie.....	74

Figure IV.16 : Courant de batterie	74
Figure IV.17 : Tension de batterie	75

Liste des tableaux

Chapitre I : Le rayonnement solaire et la conversion photovoltaïque

Tableau I.1. Capacités électriques mondiaux des énergies renouvelables	5
Tableau I.2 : La répartition spectrale du rayonnement solaire	15
Tableau I.3 : Absorption optiques de quelque matériaux photovoltaïques	17
Tableau I.4 : Performances PV théoriques maximales des semi-conducteurs pour un rayonnement d'une puissance de 1350 (W/m ²)	21

Chapitre IV : Simulation d'un système photovoltaïque et étude comparative

Tableau IV.1 : Les valeurs des paramètres du module pour la simulation	64
Tableau IV.2 : Coordonnées géographiques du site de Ghardaïa	72
Tableau IV.3 : L'énergie obtenue dans le système PV	76

Liste des abréviations

MPPT : Maximum Power Point Tracking (suivi du point maximal de puissance).

PWM : Pulse Width Modulation (MLI : modulation de largeur d'impulsions).

URAER : Unité de recherche appliquée en énergie renouvelable.

PV : Photovoltaïque.

TFEC : total final energy consumption.

CSP : Concentrated Solar Power.

Si : Silicium.

NREL : National Renewable Energy Laboratory.

DC : direct current (courant continue).

AC : Alternative current (courant alternatif).

MOSFET : Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor.

IGBT : Insolated Gate Bipolar Transistor.

P&O : Perturbation et observation.

Inc-Con : Incrémentation de la conductance.

LCD : Liquid Crystal Display.

AGM : Absorbed Glass Mat.

Liste des symboles

θ_z : Angle zénithal (°).

α : Angle de l'altitude solaire (°).

γ_{sun} : Angle d'azimut solaire (°).

γ_{wall} : Angle d'azimut solaire sur un plan incliné (°).

β : L'inclinaison par rapport la surface horizontal (°).

δ : Angle déclinaison solaire (°).

ϕ : La latitude (°).

L_t : la longitude (°).

ω : L'angle horaire (°).

ST : Temps solaire.

θ_i : Angle d'incidence (°).

AM : Air masse.

G : Eclairement (W/m^2).

E : Énergie du photon (eV)

h : constant de Planck.

ν : la fréquence d'onde (Hz).

C : la vitesse de la lumière (m/s).

λ : la longueur d'onde (μm).

E_{abs} : Énergie absorbée dans le matériau (eV).

E_{inc} : Énergie incidente (eV).

d : L'épaisseur du matériau absorbant la lumière (m).

α : coefficient d'absorption.

E_g : Énergie de gap (eV).

P_{th} : Puissance électrique théorique maximale (W).

I_{th} : Courant théorique (A).

r : Le rendement électrique.

P_c : Puissance crête (W).

V_{CO} : Tension de circuit ouvert (V).

I_{CC} : Courant de court-circuit (A).

V_{mpp} : Tension de puissance maximal (V).

I_{mpp} : Courant de puissance maximal (A).

P_{mpp} : Puissance au point de fonctionnement maximale (W).

η : Le rendement des cellules.

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

FF : Facteur de forme.

I_{PV} : courant fourni par la cellule ou le module (A).

V_{PV} : Tension fournie par la cellule ou le module (V).

P_{PV} : Puissance fournie par le module ou le champ (W)

I_{rs} : le courant réversible (A).

I_{ph} : Photo-courant (A).

I_d : Courant de diode (A).

I_{sh} : Courant shunt (A).

I_0 : Le courant de saturation inverse de la diode (A).

G_{STC} : Éclairement sous les conditions de test standards (W/m^2).

T : Température effective (C°).

T_{STC} : Température sous les conditions de test standards (C°).

$I_{ph,STC}$: Le courant photonique sous les conditions de test standards (A).

K_i : Coefficient de température de I_{ph} (%).

V_t : La tension thermique de la diode (V).

n_s : Le nombre de cellules ou modules connectées en série.

n_p : Le nombre de cellule ou modules connectées en parallèle.

R_s : La résistance série (Ω).

R_{sh} : La résistance shunts (ou parallèle) (Ω).

a : Le facteur d'idéalité de diode.

K : Constant de Boltezmman.

q : La charge électrique élémentaire (C).

V_e : Tension d'entrée du convertisseur (V).

V_s : Tension de sortie du convertisseur (V).

I_e : Courant d'entrée du convertisseur (A).

I_s : Courant de sortie du convertisseur (A).

T : période d'un cycle d'ouverture et de fermeture de l'interrupteur (s).

T_f : Période de fermeture de l'interrupteur (s).

T_o : Période d'ouverture de l'interrupteur (s).

f_c : Fréquence de commutation (Hz).

α : Rapport cyclique.

C : capacité (F).

L : L'inductance (H).

ΔV_s : ondulation de tension de sortie souhaitée (V).

ΔI_L : courant d'ondulation de l'inducteur estimé (A).

R : la résistance de la charge (Ω).

Introduction générale

Actuellement, la production de l'énergie est basée en grande partie sur des ressources fossiles limitées, le pétrole, le gaz et le charbon. Ces sources deviennent de plus en plus rares pendant que les demandes énergétiques du monde s'élèvent continuellement.

Étant donné que ces formes d'énergie ont des effets nuisibles sur l'environnement (effet de serre, réchauffement climatique...), il est nécessaire de trouver une autre solution pour prendre le relais. Pour cela, beaucoup de recherches scientifiques ont été réalisées afin de trouver une source d'énergie illimitée, économique et peu polluante telles que le solaire et l'éolien, car la protection de l'environnement est devenue un point important [1].

Les vingt dernières années ont été marquées par un vif accroissement de l'intérêt porté à l'énergie solaire. Bien qu'universellement appréciée pour ses qualités écologiques, l'énergie solaire et ses véritables possibilités restent encore mal connues du grand public. Récemment elle commence à être utilisée pour l'alimentation des régions isolées ou désertes (éclairage, charge des batteries, pompes...) [1].

À titre d'exemple pour donner un ordre de grandeur des énergies mises en jeu, notre sud algérien reçoit à une moyenne d'ensoleillement de dix heures par jour une énergie électrique de 8 kWh/m². Ceci représente approximativement l'équivalent d'une énergie thermique d'un litre d'essence par mètre carré. Ainsi, nous pouvons imaginer que même si nous disposons d'un capteur ayant un rendement de 10 %, nous pouvons récupérer une énergie importante en dépit de son coût qui est relativement important [1].

Afin de s'adapter mieux à la variation de l'ensoleillement et dans le but d'améliorer le rendement du générateur photovoltaïque, autrement dit maximiser la puissance délivrée à la charge reliée à ses bornes, plusieurs critères d'optimisation de l'efficacité du système photovoltaïque étaient appliqués pour avoir un rendement élevé. Parmi ces techniques, la plupart des systèmes de contrôle utilisent des algorithmes de suivi du point de fonctionnement optimal des panneaux photovoltaïques [1].

L'énergie solaire n'étant pas disponible la nuit, il est nécessaire d'équiper les systèmes photovoltaïques autonomes par des batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'énergie et de la restituer en temps voulu. La présence des batteries exige l'utilisation d'une unité dédiée à la gestion de l'énergie. Pour les systèmes raccordés au réseau de distribution électrique, le stockage de l'énergie n'est pas indispensable [1].

Pour assurer la meilleure autonomie du système photovoltaïque avec une batterie, la régulation de la charge et de la décharge de celle-ci est alors indispensable. Pour cela, il faut intercaler dans le système un régulateur solaire, dont le rôle est de garder la batterie saine. Ces raisons, jour après jour, poussent les chercheurs scientifiques à développer, à améliorer et à optimiser l'exploitation des systèmes photovoltaïques [1].

L'objectif de ce présent travail est de faire une étude comparative entre le régulateur PWM et le régulateur MPPT pour donner les meilleures conditions de fonctionnement du système photovoltaïque.

Ce mémoire est organisé autour de quatre chapitres résumés comme suit :

Dans le premier chapitre, une étude statistique sur l'état des énergies renouvelables dans le monde, l'énergie dispensé par le soleil sur la terre, la nature du rayonnement solaire et les mécanismes de conversion de la lumière en électricité seront présentés.

Le deuxième chapitre présente une étude sur le système photovoltaïque, ses techniques d'utilisation et les éléments qui le composent.

Dans le troisième chapitre, la modélisation et la commande du système photovoltaïque sera abordé. On commencera par la modélisation des cellules photovoltaïques. Puis, et dans le but d'assurer en permanence l'énergie quelle que soit les conditions météorologiques, une étude sur les régulateurs et leurs différentes techniques s'est présenté. Enfin, on terminera ce chapitre par la modélisation des hacheurs.

Le quatrième chapitre est divisé en deux parties. La première partie présente les résultats de la simulation du module et du système photovoltaïque entier sous différentes conditions météorologiques. La deuxième partie expose les résultats expérimentaux de ce système PV installé au sein de l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables (URAER). Ces résultats vont nous permettre de comparer entre les deux régulateurs étudiés (PWM et MPPT).

Enfin, une conclusion générale clôturera ce mémoire.

Chapitre I : Le rayonnement solaire et la conversion photovoltaïque

I.1. Introduction

Les énergies fossiles produisent énormément du dioxyde de carbone (CO_2) et d'autres gaz nocifs comme le méthane. Pour éviter l'accroissement de l'effet de serre et la destruction de la couche d'ozone, il est possible de changer nos habitudes en faisant appel à des énergies renouvelables moins dangereuses pour notre environnement. Celle-ci nous permet d'augmenter l'espérance de vie de notre planète et d'offrir aux générations futures un air plus pur à respirer [2].

Une des technologies d'énergies renouvelables la plus prometteuse est l'énergie photovoltaïque basée sur la conversion du rayonnement électromagnétique solaire en électricité. Elle est en forte croissance depuis quelques années car c'est une source inépuisable. Elle est véritablement un moyen élégant de produire l'électricité sur place à partir du soleil sans bruit, pollution ou aucune pièce mobile [3].

Dans ce chapitre on va présenter quelques statistiques sur l'état actuel des énergies renouvelables dans le monde. On va se concentrer ensuite sur l'énergie solaire d'où on va étudier son rayonnement. En fin, on va présenter le principe de l'effet photovoltaïque.

I.2. Etat actuel des énergies renouvelables

I.2.1. Consommation mondiale d'énergie renouvelable

Actuellement et dans de nombreux pays, les sources d'énergie renouvelables se développent et commencent à prendre plus de part du marché au côté des sources fossiles [4].

En 2018, les énergies renouvelables représentaient environ 17,9 % de la consommation finale totale d'énergie (TFEC, total final energy consumption). Les énergies renouvelables modernes ont fourni 11 % du TFEC, avec une légère croissance de la demande estimée à 0,4 % par rapport à 2017. L'utilisation traditionnelle de la biomasse pour la cuisson et le chauffage dans les pays en développement représentait la part restante. La plus grande partie de la part des énergies renouvelables modernes était l'énergie thermique renouvelable (environ 4,3 % du TFEC), suivie de l'hydroélectricité (3,6 %), d'autres sources d'énergie renouvelables, y compris l'énergie éolienne et le solaire PV (2,1 %), et les biocarburants de transport (environ 1 %). Comme le montre la figure I.1 suivante [5].

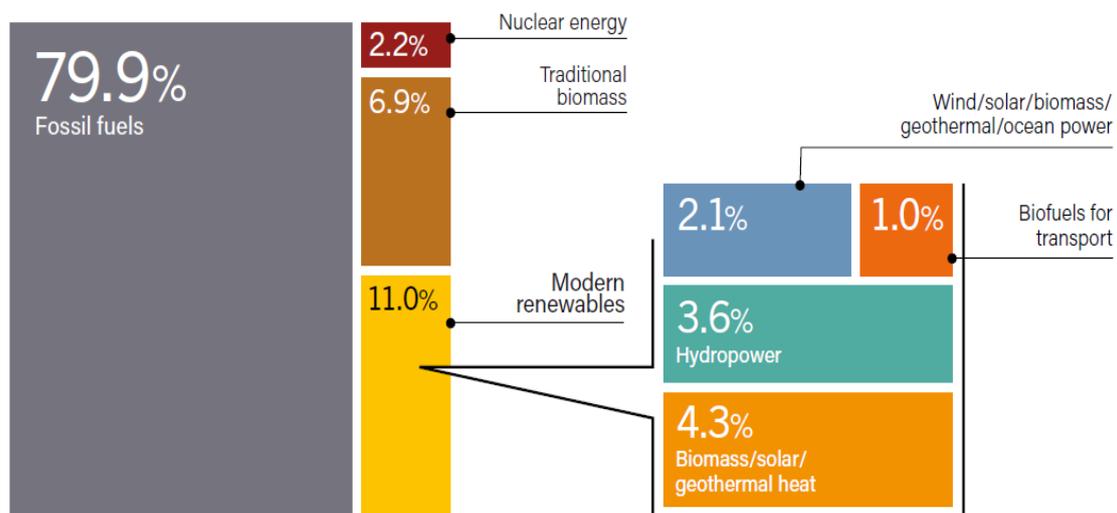


Figure I.1 : Part des énergies renouvelables dans la consommation mondiale finale d'énergie en 2018 [5].

I.2.2. État de l'électricité renouvelable

L'énergie renouvelable a connu un autre record en 2019, la capacité électrique installée ayant augmenté de plus de 200 GW par rapport à l'année 2018, principalement l'énergie photovoltaïque, portant le total mondial à 2588 GW à la fin de l'année. Le taux de croissance moyen de la capacité installée a atteint plus de 8 % au cours des cinq années précédentes (voire

la figure I.3) [5]. Le tableau suivant regroupe les capacités mondiales annuelles de la production électrique pour chaque source renouvelable.

Tableau I.1. Capacités électriques mondiales des énergies renouvelables [5].		
	Capacité électrique (GW)	
	2018	2019
Hydroélectricité	1135	1150
Energie éolienne	591	651
Énergie photovoltaïque	512	627
Biomasse	131	139
Énergie géothermique	13,2	13,9
Solaire thermique à concentration (CSP)	5,6	6,2
Énergie marine	0,5	0,5
Total	2387	2588

La figure suivante représente la part estimée des énergies renouvelables dans la production mondiale d'électricité à la fin de 2019. D'où L'hydroélectricité représentait toujours la majorité (15,9 %) de cette part estimée, suivie de l'énergie éolienne (5,9 %), du solaire PV (2,8 %), de bioénergie (2,2 %) et d'autres sources renouvelables (0,4 %).

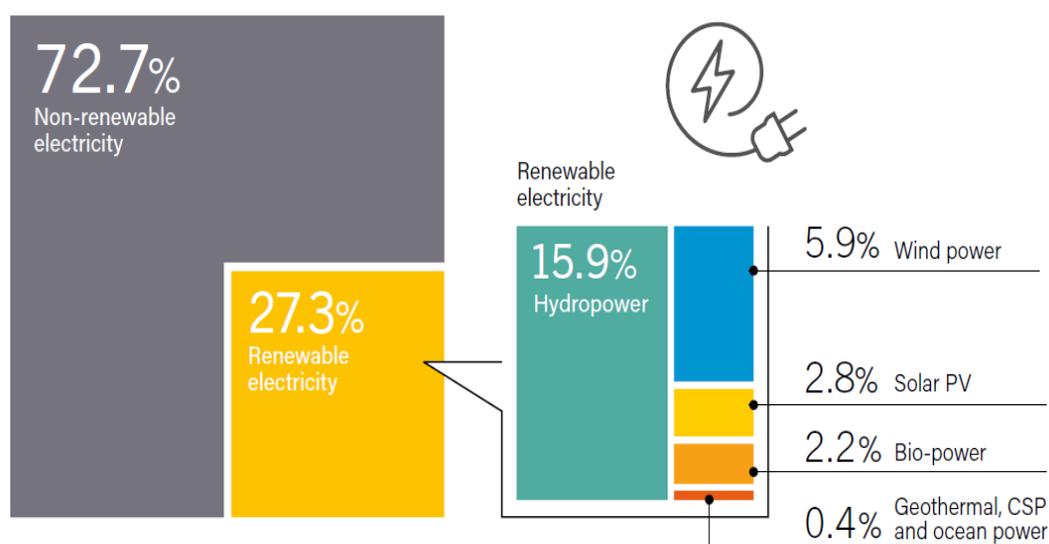


Figure I.2 : Part de l'électricité renouvelable dans la production électrique mondiale, fin 2019 [5].

I.2.3. L'évolution de l'énergie photovoltaïque

Environ 115 GW d'énergie photovoltaïque ont été ajoutés dans le monde en 2019, renforçant ainsi le statut de la technologie en tant que leader de la nouvelle capacité de production d'électricité. La figure I.3 montre qu'au cours de l'année 2019, 57% des ajouts de capacité d'énergie renouvelable étaient du solaire PV [5].

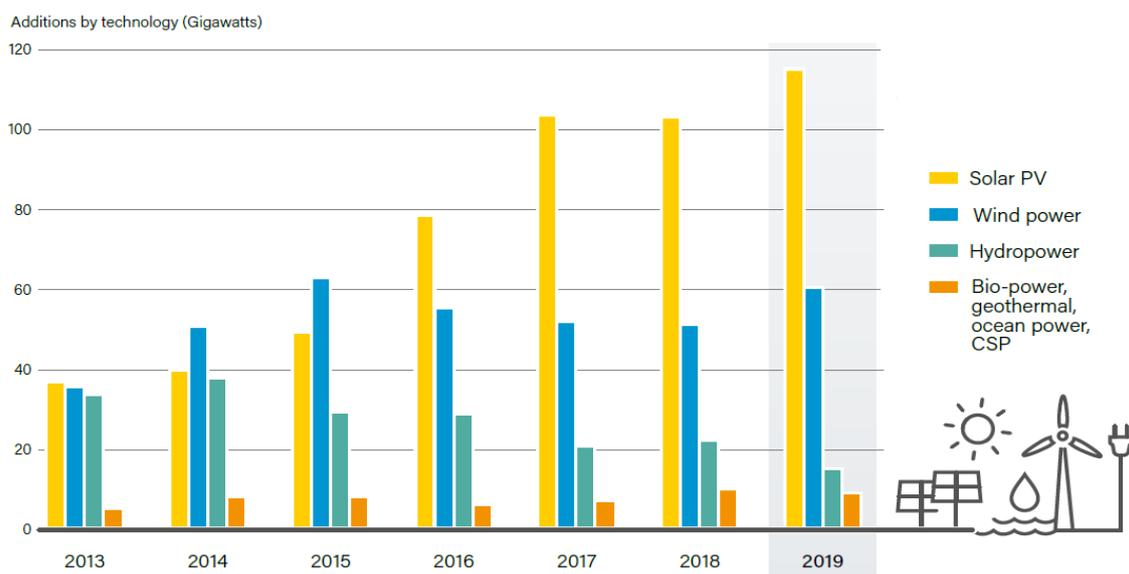


Figure I.3 : Ajouts annuels de capacité d'énergie renouvelable, 2013-2019 [5].

Concernant la capacité mondiale du solaire PV par pays (Figure I.4), la Chine a continué de dominer le marché mondial (et la fabrication de panneaux solaires photovoltaïques), elle est suivie par les États Unis, Japon, Allemagne, Inde et le reste du monde [5].

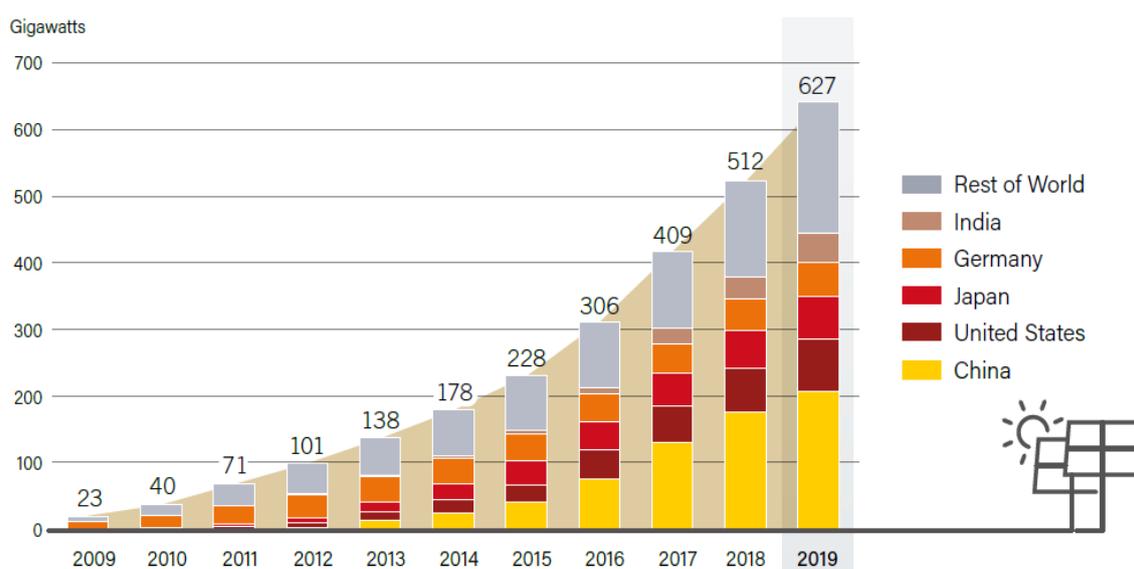


Figure I.4 : Capacité mondiale du solaire PV, par pays et région, 2009-2019 [5].

I.3. Le rayonnement solaire

I.3.1. Définition

On peut décrire le rayonnement comme un processus de nature ondulatoire qui permet un transfert d'énergie sans aucun support matériel. Il consiste en un ensemble d'ondes électromagnétiques qui se propagent dans le vide, et à des degrés divers dans la matière, cette dernière modifiant parfois notablement leurs caractéristiques. Ce rayonnement solaire se propage à la vitesse de la lumière « C », il lui faut donc, en moyenne, 499 secondes, soit 8 minutes et 19 secondes, pour atteindre notre atmosphère.

La théorie « corpusculaire » de Max Planck prévoit que tout rayonnement de fréquence « f » peut être considéré comme un flux de photons dont l'énergie élémentaire est directement proportionnelle à cette fréquence. De ce fait, ce sont les rayonnements de courte longueur d'onde (ou de haute fréquence) qui sont les plus énergétiques [6].

I.3.2. Géométrie Terre-soleil

I.3.2.1. Angles Soleil-Terre

a) Angle zénithal (θ_z)

Soit P un point sur la surface de la Terre appelée la position de l'observateur et PN normale au plan horizontal comme le montre la Figure I.5. La direction PN est connue comme la direction zénithale. L'angle zénithal (θ_z) est l'angle que font les rayons du soleil (SP) avec la direction zénithale, qui varie de 0° à 90° . Quand le soleil est levant ou couchant, l'angle zénithal est proche de 90° , alors qu'à midi, il est égal ou très proche de 0° . L'angle zénithal varie tout au long de la journée avec le mouvement du Soleil [6].

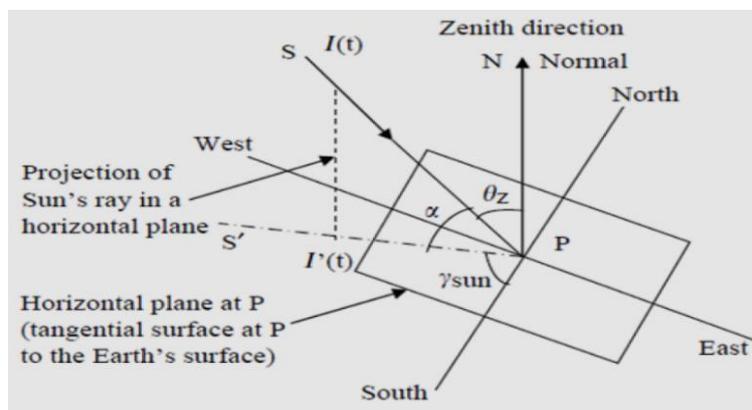


Figure I.5 : Angle Zénithal, l'altitude solaire et angle d'azimut [6]

b) Angle de l'altitude solaire (α)

C'est l'angle entre les rayons du soleil (SP) et le plan horizontal en considération. PS' étant la projection des rayons solaires sur le plan horizontal. L'altitude solaire est représentée par S'PS, par conséquent :

$$\alpha + \theta_z = 90^\circ \tag{I.1}$$

L'angle d'altitude est de 0° au lever et au coucher du soleil, alors qu'à midi il est proche de 90° . L'angle d'altitude varie aussi tout au long de la journée avec le mouvement du Soleil [6].

c) Angle d'azimut solaire (γ_{sun})

Cet angle est mesuré par rapport à la direction du sud. Nous devons considérer le sud géographique, qui est différent du sud magnétique. Si une personne est confrontée au soleil, sa direction est au sud géographique, alors que la direction de l'arrière de la personne sera au nord géographique. Considérant toujours la Figure I.5, l'angle entre la direction du sud et la projection des rayons du soleil sur un plan horizontal est connu comme l'angle d'azimut solaire (γ_{sun}) [6].

d) Angle d'azimut solaire sur un plan incliné (γ_{wall})

(Wall) ne signifie pas toute surface verticale. Cela peut aussi signifier une surface inclinée. L'angle que, la projection de la normale à la surface inclinée sur la surface horizontale (l'inclinaison est notée β), fait avec la direction sud est connu que l'angle d'azimut mur ou une surface angle d'azimut (γ_{wall}), comme montré à la Figure I.6 [6].

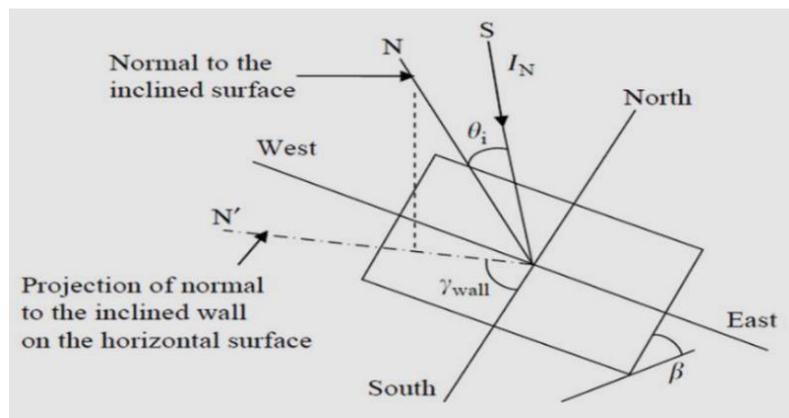


Figure I.6 : Angle d'azimut solaire sur un plan incliné [6].

e) Angle déclinaison solaire (δ)

L'angle que les rayons du soleil font avec le plan équatorial est connu sous le nom de l'angle de déclinaison (Figure I.7). Cet angle est donné par la formule empirique de Cooper comme suit :

$$\delta = 23,45 \sin\left[(284 + n) \times \frac{360}{365} \right] \quad (I.2)$$

Où : n est le numéro du jour, ($1 \leq n \leq 365$).

Le changement de déclinaison solaire est dû principalement à la rotation de la Terre autour d'un axe. Sa valeur maximale est de 23.45° le 21 Décembre et le minimum est de -23.45° le 21 Juin [6].

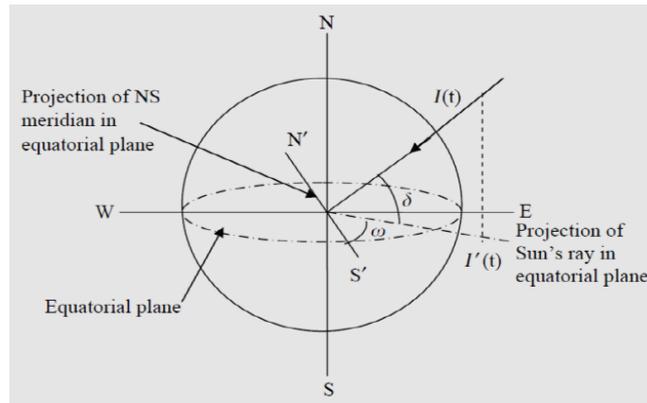


Figure I.7 : Angle de déclinaison solaire [6]

f) La latitude (ϕ) et la longitude (L_t)

Nous pouvons décrire un endroit sur terre en utilisant la latitude et la longitude. Considérons P comme un lieu sur la surface de la terre (Figure I.8).

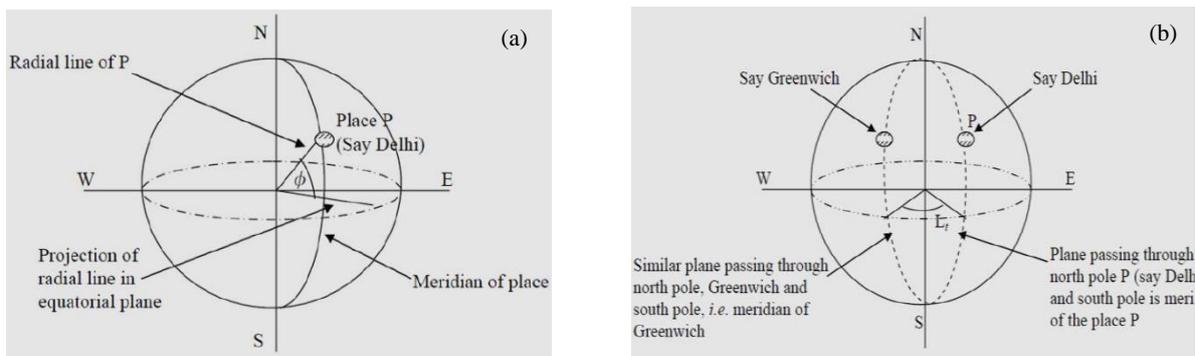


Figure I.8 : angle de latitude et angle de longitude d'un lieu sur terre.

(a) La latitude, (b) la longitude. [6]

La latitude (ϕ) d'un lieu est l'angle formé par la ligne radiale joignant l'emplacement donné P au centre de la terre avec sa projection sur le plan équatorial.

La longitude (L_t) est l'angle formé par la projection d'un lieu sur le plan équatorial avec la projection du méridien (Greenwich) sur le même plan [6].

g) L'angle horaire (ω)

Comme la Figure I.9 l'indique, L'angle horaire est l'angle à travers lequel la terre doit tourner pour amener le plan méridien d'un lieu ou d'un emplacement sous le soleil. Cet angle diminue continuellement depuis le lever du soleil à midi, devient nulle à midi, puis commence à augmenter lorsque sa valeur devient positive. Au coucher du soleil l'angle horaire est positif maximale et au lever du soleil, il est négatif maximale pour n'importe quel endroit.

Une expression de l'angle horaire (ω) (en degrés), est donnée par :

$$\omega = 15(ST - 12) \tag{I.3}$$

Où : ST (Solar Time) est le temps solaire locale [6].

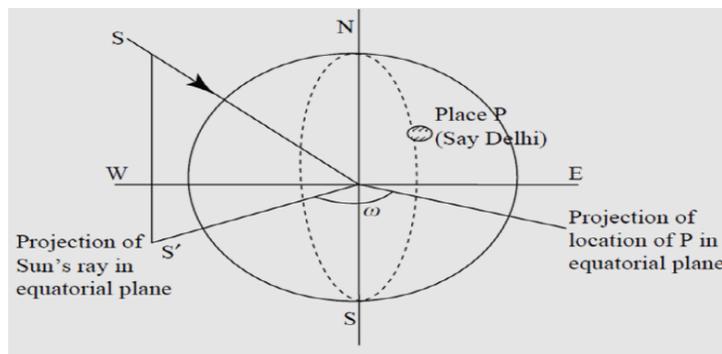


Figure I.9 : Angle horaire [6]

h) Angle d'incidence (θ_i)

L'angle d'incidence est l'angle entre un faisceau lumineux incident sur une surface et la ligne perpendiculaire à la surface au point d'incidence appelée la normale.

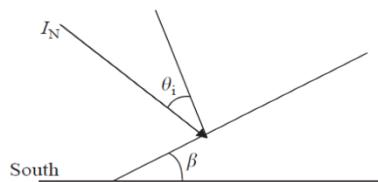


Figure I.10 : Vue d'une surface inclinée [6]

L'angle d'incidence θ_i , pour une surface inclinée, est donné par la formule suivante :

$$\cos \theta_i = (\cos \varphi \times \cos \beta + \sin \varphi \times \sin \beta \times \cos \gamma) \cos \delta \times \cos \omega + \cos \delta \times \sin \omega \times \sin \beta \times \sin \gamma + (\sin \varphi \times \cos \beta - \cos \varphi \times \sin \beta \times \cos \gamma) \times \sin \delta \tag{I.4}$$

Où : β est l'inclinaison du plan (sur lequel le rayonnement solaire tombe) avec le plan horizontal.

Si $\beta=0^\circ$ et $\gamma=0^\circ$, l'angle d'incidence devient égal à l'angle zénithal θ_z , la formule précédente devient [6] :

$$\cos \theta_i = \cos \theta_z = \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega + \sin \varphi \times \sin \delta. \quad (I.5)$$

I.3.2.2. Mouvement de la terre

La Terre décrit autour du Soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le Soleil occupe un foyer (figure I.11). En fait la distance qui les sépare varie de $\pm 1,69\%$ au cours de l'année du fait de la légère excentricité de l'orbite terrestre.

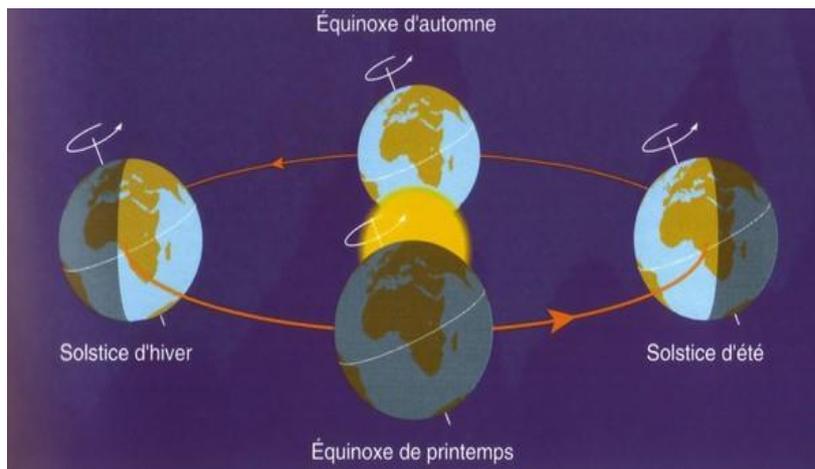


Figure I.11 : L'orbite terrestre et les saisons [7].

L'axe de rotation de la Terre sur elle-même est incliné de $23^\circ 27'$ par rapport au plan de l'écliptique (plan de l'orbite terrestre). La déclinaison vaut donc $+23^\circ 27'$ au solstice d'été, $-23^\circ 27'$ au solstice d'hiver, et est nulle aux équinoxes. Cette déclinaison est responsable des saisons, car dans l'hémisphère Nord, les rayons nous parviennent avec un angle plus élevé en été, et plus bas sur l'horizon en hiver (c'est le contraire dans l'hémisphère sud). Elle explique aussi que les différences saisonnières soient plus marquées vers les hautes latitudes [8].

I.3.2.3. Diagramme de trajectoire solaire

Le diagramme de trajectoire solaire est une forme de représentation graphique de la course du soleil. Il constitue un outil facile et pratique pour repérer, depuis un point quelconque de la surface terrestre, le trajet du soleil à travers le ciel [4].

La figure I.12 retrace les trajectoires décrites par le soleil pour un lieu donné de latitude 43°N . On peut y lire la hauteur et l'azimut du soleil pour un instant quelconque de l'année.

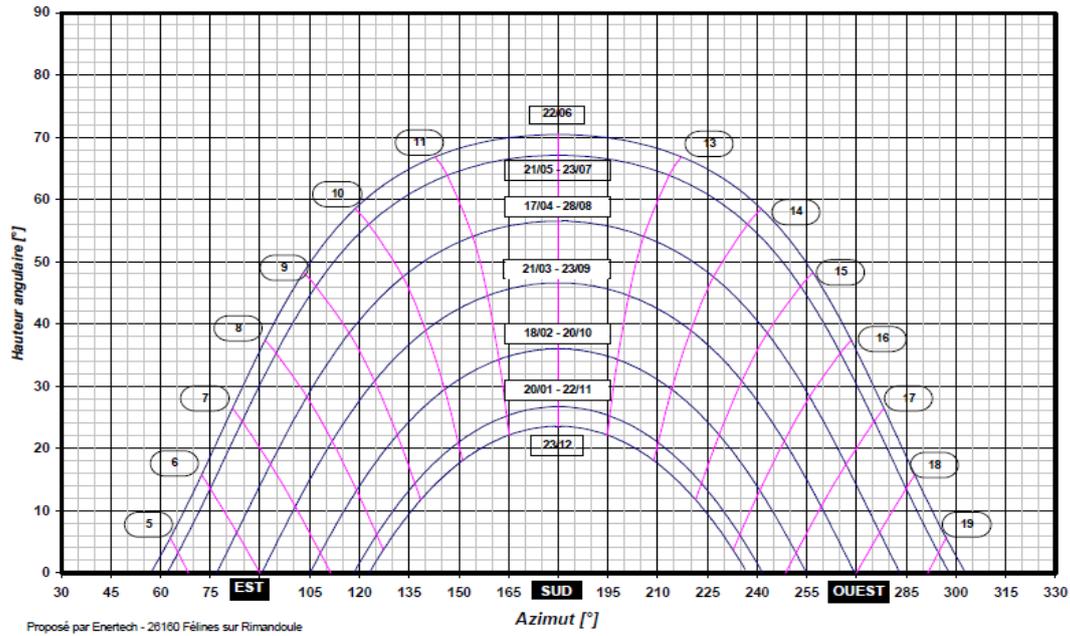


Figure I.12 : Exemple de trajectoires du soleil [4].

I.3.3. Caractéristiques du rayonnement solaire

I.3.3.1. Masse d'air

Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir de transformations.

On appelle masse d'air ou Air Mass en anglais, le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu (figure I.13).

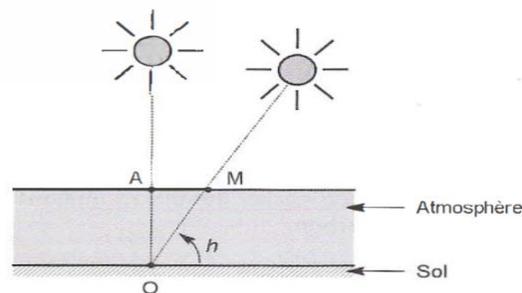


Figure I.13 : Définition de l'Air Mass [8].

Cela dépend surtout de la hauteur angulaire h (ou α comme précédemment) du Soleil. À l'aide des points O, A et M et cet angle h représentés à la Figure I.13, on écrit la longueur du trajet du Soleil à travers l'atmosphère :

$$OM = \frac{OA}{\sin h} \quad (I.6)$$

$$\text{Donc l'Air Mass : } \frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h} \quad (I.7)$$

Dans l'expression AM_x , x désigne ce rapport $\frac{OM}{OA}$

Exemples :

$AM 0$: désigne par convention le rayonnement solaire hors atmosphère.

$AM 1$: Soleil au zénith (au niveau de la mer).

$AM 1.5$: Soleil à 41.8° , choisi comme référence pour le photovoltaïque.

$AM 2$: Soleil à 30° [8].

I.3.3.2. Composantes du rayonnement solaire

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est partiellement absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

a) Le rayonnement direct

Le rayonnement direct est reçu directement du Soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs [8].

b) Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent cet « éclatement » des rayons du Soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques [8].

c) L'albédo

L'albédo est la partie réfléchiée par le sol. Il dépend de l'environnement du site. La neige, par exemple, renvoie énormément de rayons lumineux alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement aucun. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés [8].

d) Le rayonnement global

- Sur une surface horizontale : c'est l'ensemble du rayonnement d'origine solaire qui parvient sur une surface horizontale sur le globe terrestre, il comprend donc la composante verticale du rayonnement solaire direct et rayonnement solaire diffus.
- Sur une surface inclinée, le rayonnement global est la somme des rayonnements : direct, diffus et réfléchi (albedo) [3].

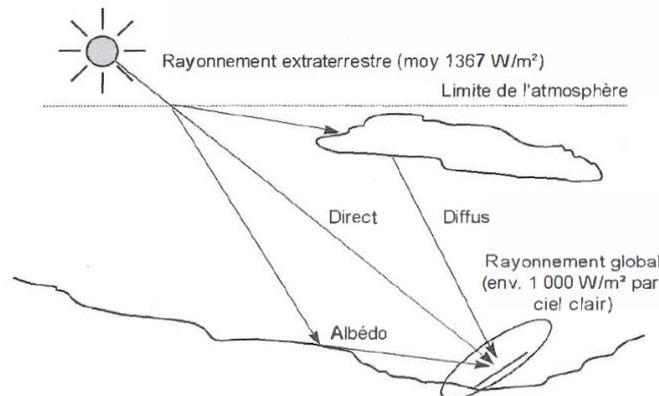


Figure I.14 : Composantes du rayonnement solaire au sol [8].

I.3.3.3. Spectre solaire

Le spectre du soleil, c'est sa décomposition en longueurs d'onde ou en couleurs comme on l'a vu ci-dessous (figure I.15). La lumière est en effet composée de tous sortes de rayonnements de couleurs différentes, caractérisées par leur gamme de longueur d'onde.

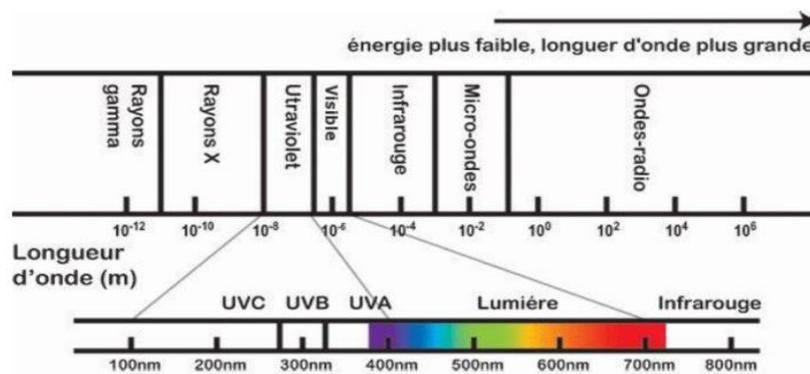


Figure I.15 : Classification du rayonnement en fonction de la longueur d'onde et de la fréquence [6].

Les photons, grains de lumière qui composent ce rayonnement électromagnétique, sont porteurs d'une énergie qui est liée à leur longueur d'onde par la relation :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (I.8)$$

Où h est la constante de Planck, ν la fréquence, C la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde [8].

La densité spectrale de l'éclairement énergétique du rayonnement solaire direct est illustrée sur la Figure I.16.

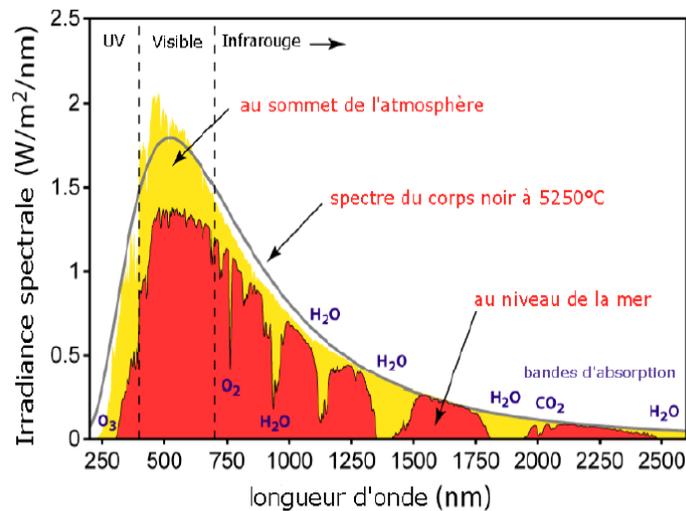


Figure I.16 : Spectre du rayonnement solaire [6].

La répartition de cet éclairement énergétique hors de l'atmosphère dans les divers domaines de longueur d'onde est résumée dans le tableau I.2.

Tableau I.2 : La répartition spectrale du rayonnement solaire [8].		
Région spectrale	Longueur d'onde (μm)	Pourcentage (%)
Ultraviolet	$0,20 < \lambda < 0,38$	6,4
Visible	$0,38 < \lambda < 0,78$	48,0
Infrarouge	$0,78 < \lambda < 10$	45,6

I.3.4. Instruments de mesure

- **L'héliographe** : est l'instrument dont l'origine est la plus ancienne. Il donne « la durée d'insolation » ou plus exactement la période du jour pendant laquelle le rayonnement solaire a dépassé un certain seuil. Pour le photovoltaïque, cet appareil n'est pas intéressant car il ne renseigne pas sur l'intensité du rayonnement [8].
- **Le pyranomètre** : est l'appareil le plus utile puisqu'il évalue, à l'aide d'une thermopile, l'ensemble du rayonnement solaire (direct + diffus) sur une surface donnée, sur un très large spectre, de 0,3 à 3 μm de longueur d'onde. Son globe de verre lui confère une

grande acceptance angulaire, proche de la demi-sphère (il collecte les rayons venant de toutes les directions) [8].



Figure I.17 : Pyranomètre [4].

- **Le pyréliomètre** : quant à lui, ne mesure que le rayonnement direct. Il suit le soleil dans ses déplacements, et mesure son rayonnement à l'aide d'un détecteur placé au fond d'un tube de visée à faible ouverture [8].

I.4. La conversion photovoltaïque

Le mot « photovoltaïque » vient du grec « phôtos » qui signifie lumière et de « Volta » du nom du physicien italien qui, en 1800, découvrit la pile électrique. Mais c'est le savant français Antoine Becquerel qui le premier, en 1839, mit en évidence cette conversion particulière de l'énergie : la variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière.

Voyons comment se produit cette conversion d'énergie. Elle met en jeu trois phénomènes physiques, intimement liés et simultanés :

- L'absorption de la lumière dans le matériau ;
- Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques ;
- La collecte des charges.

Il est donc clair qu'un matériau doit avoir des propriétés optiques et électriques spécifiques pour permettre la conversion photovoltaïque [8].

I.4.1. L'absorption de la lumière

I.4.1.1. Interprétations des phénomènes observés

Les photons de la lumière peuvent pénétrer dans certaines matières, et même passer au travers les objets transparents pour notre œil laissent passer la lumière visible.

Plus généralement, un rayon lumineux qui arrive sur un solide peut subir trois événements optiques (figure I.18) :

- La réflexion : la lumière est renvoyée par la surface de l'objet ;
- La transmission : la lumière traverse l'objet ;

- L'absorption : la lumière pénètre dans l'objet et n'en ressort pas, l'énergie est restituée sous une autre forme.

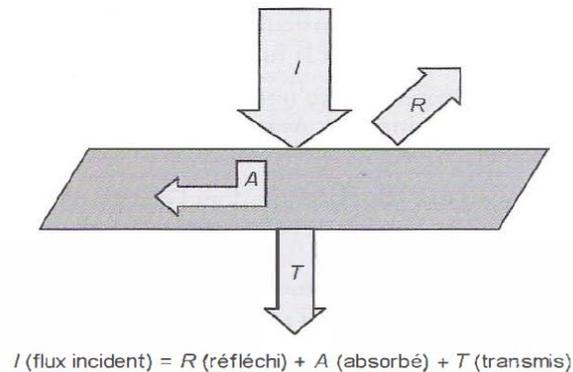


Figure I.18 : Réflexion, transmission et absorption [8].

Ce sont les propriétés optiques du matériau rencontré qui conditionnent la répartition de ces diverses contributions, en intensité et en longueur d'onde.

En effet, dans la plupart des matériaux, la part absorbée de la lumière est convertie en chaleur, c'est-à-dire en rayonnement infrarouge. Dans un matériau photovoltaïque, une partie du flux lumineux absorbé sera restituée sous forme d'énergie électrique [8].

I.4.1.2. Méthode pour calculer de l'énergie lumineuse absorbée

Quand un matériau absorbe de la lumière, l'énergie subit une loi exponentielle décroissante, car la part qui reste à absorber diminue au fur et à mesure que l'on pénètre dans la matière. Si E_{inc} est l'énergie incidente, l'énergie restante à la profondeur d s'écrit :

$$E = E_{inc}e^{-\alpha d} \tag{I.9}$$

Donc l'énergie absorbée dans l'épaisseur d est égale à :

$$E_{abs} = E_{inc} - E_{inc}e^{-\alpha d} = E_{inc}(1 - e^{-\alpha d}) \tag{I.10}$$

Le coefficient d'absorption α dépend du matériau et de la longueur d'onde de l'énergie incidente. Il s'exprime en cm^{-1} , avec l'épaisseur d exprimée en cm [8].

Tableau I.3 : Absorption optiques de quelque matériaux photovoltaïques [8].	
Matériau	Coefficient d'absorption [$\alpha \text{ cm}^{-1}$]
Silicium cristallin	$4,5 \cdot 10^3$
Silicium amorphe	$24 \cdot 10^3$
Arséniure de gallium	$54 \cdot 10^3$

I.4.1.3. Amélioration de l'absorption de la lumière

Il faut au départ que le matériau ait la capacité d'absorber la lumière visible, puisque c'est ce que l'on cherche à convertir : lumière du soleil ou des autres sources artificielles. On prendra soin également de minimiser les pertes purement optiques par réflexion ou par transmission. On optimise donc les dispositifs pour améliorer la quantité de lumière absorbée. Une électrode arrière avec de bonnes propriétés de réflexion comme l'aluminium, permettra à la lumière de subir un deuxième passage dans les couches actives. La diffusion est aussi un moyen d'améliorer l'absorption lorsque les couches sont rugueuses, une part de la lumière diffusée est « piégée » dans le dispositif et subit de multiples passages (figure I.19). Cette structure donne un aspect plus brun aux photopiles au silicium amorphe [8].

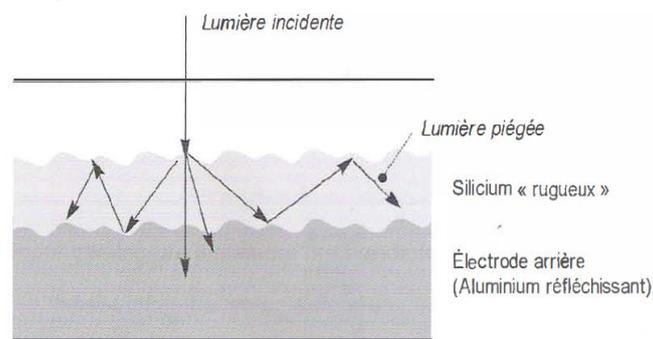


Figure I.19 : principe de piégeage par diffusion dans une photopile [8].

I.4.2. Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques

I.4.2.1. Principe de photoconductivité

Tout solide est en effet constitué d'atomes qui comprennent chacun un noyau (de protons et de neutrons) et un ensemble d'électrons gravitant autour.

Les photons absorbés vont tout simplement transférer leur énergie aux électrons périphériques (les plus éloignés du noyau), leur permettant ainsi de se libérer de l'attraction de leur noyau. Ces électrons libérés sont susceptibles de produire un courant électrique si on les attire ensuite vers l'extérieur.

En régime permanent, l'électron libéré laisse un trou qui se traduit par une charge positive. Si cet électron est attiré au dehors, c'est l'électron d'un atome voisin qui va venir combler ce trou, laissant à nouveau un trou, lui-même comblé par un électron voisin et ainsi de suite. On génère ainsi une circulation de charges élémentaires, d'électrons dans un sens, et de trous dans l'autre sens, ce qui donne un courant électrique. Ce phénomène physique, dit de photoconductivité [8].

I.4.2.2. L'énergie nécessaire pour la photoconductivité

Il existe, dépendant du matériau, un « seuil » d'énergie minimum nécessaire à cette libération des électrons par les photons. Si ce seuil dépend du matériau, c'est tout simplement parce que la structure électronique est différente pour chaque type d'atomes et donc les énergies mises en jeu également.

On appelle ce seuil « le gap » optique du matériau ou « la largeur de bande interdite ». En effet, si le photon a une énergie inférieure, il ne pourra pas créer la paire électron-trou et ne sera pas absorbé.

Si un photon a une énergie supérieure ou égale au gap optique, c'est qu'il a une longueur d'onde inférieure à une certaine valeur, puisque ces deux grandeurs sont inversement proportionnelles, rappelons : $E = \frac{hc}{\lambda}$ (I.11)

Ce qui traduit par : E (en électron-volt) = $1.24/\lambda$ (en μm) (I.12)

Pour le silicium cristallin, le gap optique est de $E_g = 1,1$ eV. Un photon possédant cette énergie a une longueur d'onde de $1,13 \mu m$ (dans le proche infrarouge). Pour le silicium amorphe, $E_g = 1,77$ eV. Un photon ayant cette énergie est en lumière rouge, avec une longueur d'onde de $0,7 \mu m$.

Tous les photons d'énergie supérieure à ces seuils, et donc de longueurs d'onde inférieures, sont opérationnels pour la conversion photovoltaïque.

La figure I.20 permet de visualiser la portion du spectre solaire qui peut être convertie en énergie électrique dans le cas du silicium cristallin [8].

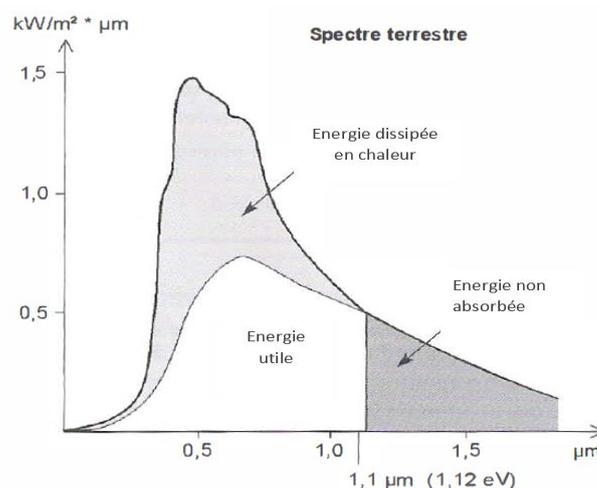


Figure I.20 : spectre solaire et portions exploitables par le silicium cristallin [8].

I.4.2.3. Etats d'énergie dans les semi-conducteurs

Dans le domaine d'énergie situé sous le gap optique se trouvent les électrons de valence du matériau, c'est-à-dire ceux qui sont liés aux atomes. Dans la bande de conduction se trouvent ceux qui en ont été extraits et sont libres de circuler dans le matériau. Elle est donc vide quand le semi-conducteur n'est pas illuminé. Lorsqu'un photon a une énergie suffisante, il est absorbé et fait passer un électron de la bande de valence à la bande de conduction. Que se passe-t-il s'il a une énergie supérieure à E_g ? Le photon 2 du diagramme I.21.b génère une paire électron-trou à un niveau supérieur, mais l'excédent est perdu par un processus de désexcitation spontanée qui produit de la chaleur et ramène son énergie à E_g . Donc quelle que soit son énergie, pourvu qu'elle soit supérieure à E_g , chaque photon absorbé ne crée qu'une seule paire électron-trou d'énergie E_g [8].

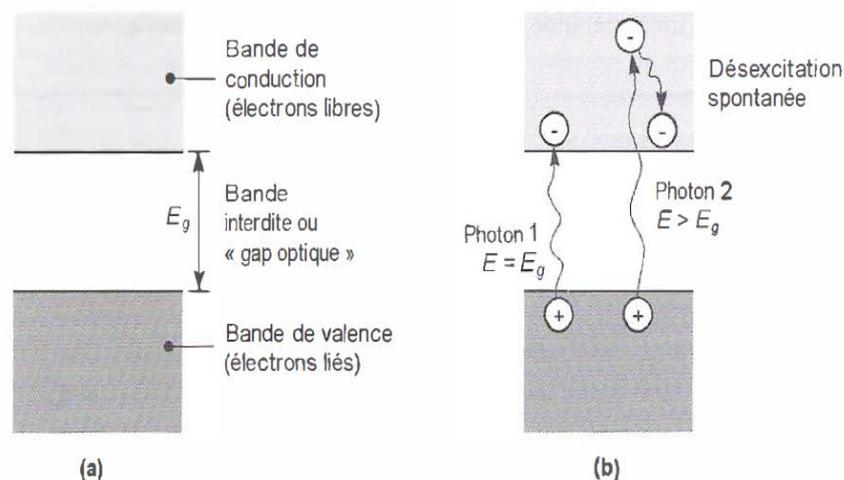


Figure I.21 : Diagramme d'énergie d'un semi-conducteur :

(a) Dans l'obscurité, (b) sous illumination [8].

I.4.2.4. Performance Photovoltaïque théorique

Puisque l'on connaît l'énergie disponible à chaque longueur d'onde d'un spectre solaire donné, on peut quantifier la quantité de photons (énergie solaire totale à cette longueur d'onde divisée par l'énergie du photon) et en additionnant tous ces photons, on peut calculer le courant et la puissance totale qu'ils peuvent générer, en fonction du gap optique du matériau. Il s'agit de performances électriques purement théoriques, elles ne prennent pas en compte les pertes par réflexion, et suppose que toutes les paires électron-trou photo-générées sont collectées.

Tableau I.4 : Performances PV théoriques maximales des semi-conducteurs pour un rayonnement d'une puissance de 1350 (W/m²) [8].		
	Silicium cristallin $E_g = 1,1 \text{ eV}$	Arséniure de gallium $E_g = 1,4 \text{ eV}$
Courant (mA/cm ²)	53,5	39
Puissance (mW/cm ²)	58,8	55
Rendement	0,44	0,41

La puissance électrique théorique maximale P_{th} est calculée à l'aide du courant théorique I_{th} et le gap optique du matériau de la façon suivante :

$$P_{th} = \frac{1}{q} I_{th} E_g, \text{ avec } q \text{ étant la charge de l'électron.}$$

Le rendement électrique est le rapport entre la puissance électrique générée et la puissance du rayonnement solaire (ici 135 mW/cm²). Par exemple, le Rendement théorique du silicium cristallin sous le rayonnement solaire : $r = \frac{58,8}{135} = 0,44$ (I.13)

Ces données sont intéressantes car elles donnent le rendement théorique maximal, que l'on ne pourra jamais dépasser avec les matériaux photovoltaïques dont on dispose à ce jour, et avec l'énergie lumineuse disponible sur terre, celle du soleil. On voit donc qu'à ce jour, il n'est pas possible de convertir plus de 44 % du spectre solaire présent au-dessus de l'atmosphère.

Rappelons que cela tient compte de deux types de pertes inévitables :

- L'impossibilité de convertir des photons d'énergie inférieure au gap optique ;
- La perte de l'énergie du photon qui dépasse celle du gap optique [8].

I.4.3. La collecte des charges

Pour que les charges libérées par l'illumination soient génératrices d'énergie, il faut qu'elles circulent. Il faut donc les « attirer » hors du matériau semi-conducteur dans un circuit électrique. Sinon, elles se recombinent : les électrons libérés retrouveraient leur état initial à la périphérie de leur atome. Cela libérerait de l'énergie thermique (chaleur) mais aucune énergie électrique.

Cette extraction des charges est réalisée au sein d'une jonction créée volontairement dans le semi-conducteur. Le but est d'engendrer un champ électrique à l'intérieur du matériau, qui va entraîner les charges négatives d'un côté et les charges positives de l'autre côté.

C'est possible grâce au dopage du semi-conducteur. La jonction d'une photopile au silicium est constituée d'une partie dopée au phosphore (P), dite de type « n », accolée à une partie dopée au bore (B), dite de type « p ». C'est à la frontière de ces deux parties que se crée un champ électrique pour séparer les charges positives et négatives. Voyons cela plus en détail [8].

I.4.3.1. Dopage des semi-conducteurs

Le dopage d'un semi-conducteur pur va permettre d'amener des charges excédentaires qui amélioreront la conductivité du matériau. Aux figures ci-dessous, on présente une vue schématisée, à plat, des atomes de silicium (à 4 électrons dans la couche externe) qui sont chacun liés à quatre autres atomes de silicium [8].

- **Dopage de type *n***

En le dopant avec des atomes étrangers de phosphore qui ont cinq électrons dans leur couche externe, un électron par atome de phosphore ne pourra pas se lier avec ses correspondants du silicium, il y aura alors un excédent de charges négatives dans le cristal (figure I.22). Le matériau sera donc potentiellement « donneur » d'électrons, disponibles pour la conduction électrique, et le silicium ainsi dopé est appelé silicium de type *n* [8].

- **Dopage de type *p***

Par symétrie, on peut également doper le silicium avec du bore qui a seulement trois électrons dans sa bande de valence. Le résultat est l'apparition d'un excédent de trous, donc de charges positives, puisqu'il manque un électron à chaque atome de bore pour compléter les quatre électrons du silicium (figure I.23). Le matériau est à l'inverse du précédent « accepteur » d'électrons. Ce matériau ainsi dopé est appelé silicium de type *p* [8].

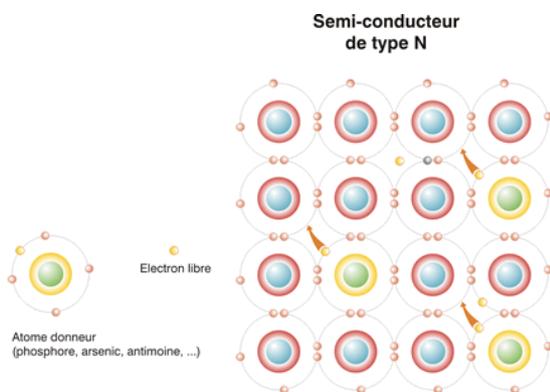


Figure I.22 : Semi-conducteur de type *n* (avec l'électron en trop). [3]

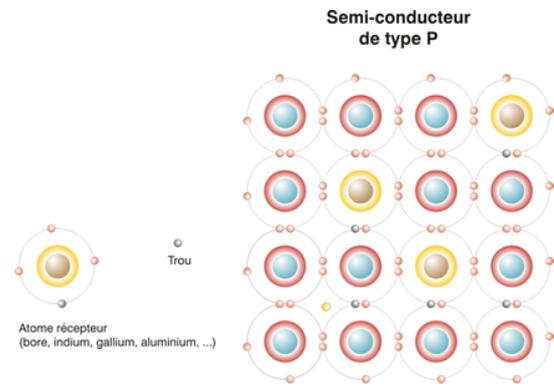


Figure I.23 : Semi-conducteur de type *p* (avec le manque d'électron). [3]

I.4.3.2. Jonction $p-n$ et $p-i-n$

La mise en contact de deux zones à dopages opposés dans un semi-conducteur constitue un élément fort connu : la diode. À l'interface où les concentrations d'atomes étrangers font passer le silicium du type p au type n , apparaît une région appelée « zone de charge d'espace » qui provient de la tendance des électrons excédentaires de la couche n à vouloir passer du côté p où ils sont attirés par les trous excédentaires, et de la tendance des trous à vouloir passer du côté n par réciprocité. Cet échange de porteurs dans la zone de charge spatiale crée un champ électrique qui va contrebalancer l'échange de charges et rétablir l'équilibre.

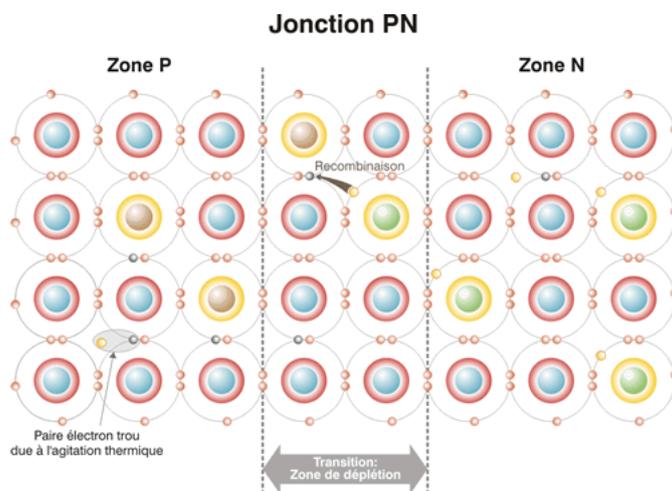


Figure I.24 : Représentation schématique de la jonction $p-n$ [3].

La cellule solaire est donc le plus souvent une tranche de silicium dopé « p » d'un côté, et « n » de l'autre, à laquelle on ajoute des contacts électriques pour collecter le courant. Cette jonction a donc les caractéristiques électriques d'une diode au silicium classique avec, sous illumination, apparition d'un photo-courant indépendant de la tension et proportionnel au flux lumineux et à la surface de la cellule.

Mais cette simple structure $p-n$, adaptée au silicium cristallin, n'est pas suffisante dans tous les cas. Par exemple, un silicium amorphe dopé de type p n'est pas un très bon photoconducteur, et il est préférable que la conversion photovoltaïque se produise dans un matériau non dopé, dit intrinsèque, et noté « i ». La cellule au silicium amorphe classique se compose donc de 3 couches : $p-i-n$. La couche « i » placée au centre du dispositif est la plus épaisse, et sert à la conversion des charges. Les couches p et n quant à elles permettent la création du champ électrique interne qui s'étend dans toute la couche i , ce qui favorise la séparation des charges. Cette jonction $p-i-n$ peut même être doublée ou triplée pour former des multi-jonctions [8].

I.4.4. Réponse spectrale

On appelle « réponse spectrale » la courbe de réponse d'une cellule en fonction de la couleur du rayonnement incident. Il a été vu en effet que la lumière blanche se compose de divers couleurs allant de l'ultraviolet à l'infrarouge en passant par toutes les couleurs de l'arc-en-ciel. Cette répartition entre les couleurs est différente pour un ciel clair, un ciel comptant beaucoup de rayonnement diffus, etc.

La figure I.25 représente les réponses du silicium cristallin et silicium amorphe. Le matériau silicium amorphe répond mieux dans le bleu et le vert (aux faibles longueurs d'onde, 350-550 nm), mais le cristallin est plus performant dans le rouge et le proche infrarouge (700-1100 nm). Cette propriété explique notamment le meilleur comportement du silicium cristallin au soleil, et la préférence du silicium amorphe pour les éclairages artificiels et les éclairages diffus.

Pour les fabricants, améliorer cette réponse spectrale, c'est chercher des solutions pour renforcer l'absorption des différentes couleurs dans le dispositif [8].

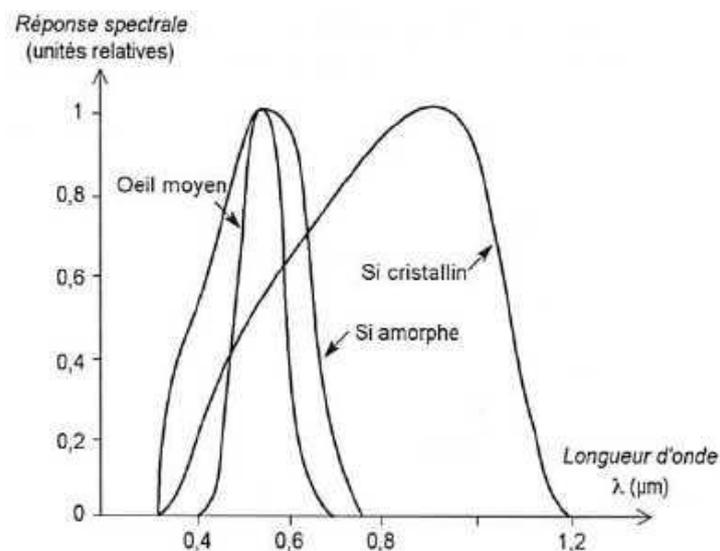


Figure I.25 : Réponses spectrales des différents types de cellules solaires [8].

I.5. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté une étude statistique sur les énergies renouvelables, tel que leur état actuel dans le monde et leur tendance. On a décrit ensuite le rayonnement solaire, ses caractéristiques et sa composition. Enfin, on a abordé le cœur du phénomène photovoltaïque : La conversion de la lumière en électricité.

Chapitre II : Etude d'un système photovoltaïque

II.1 Introduction

Parmi les différents systèmes utilisant des sources d'énergie renouvelables, le photovoltaïque (PV) s'avère prometteur en raison de ses qualités intrinsèques : ses frais de fonctionnement sont très réduits (le combustible est gratuit), ses exigences d'entretien sont limitées, il est fiable, silencieux et relativement facile à installer. De plus, dans certaines applications autonomes, le photovoltaïque est très pratique comparé à d'autres sources d'énergie, en particulier dans les endroits difficiles d'accès et peu rentables pour l'installation de lignes électriques traditionnelles [6].

Les systèmes photovoltaïques peuvent ainsi alimenter des petits équipements portables (moteurs, calculatrice, ...), des applications en site isolé (habitations éloignées du réseau électrique, équipement de télécommunication, électrification rurale) et peuvent être raccordées au réseau électrique [3].

Ce chapitre est consacré à une description du système photovoltaïque, ses types et ses différents composants.

II.2. La cellule photovoltaïque

II.2.1. Définition

Les cellules photovoltaïques ou les photopiles sont des composants optoélectronique qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque ».

Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants : Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif ; Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création des paires électrons/trous dans le matériau semi-conducteur ; Collecte des particules générées dans le dispositif.

Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est-à-dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

Dans la figure II.1 un échantillon schématique d'une configuration de la cellule solaire, elle se compose d'un abri du verre (g), un encapsulant (e), deux zones à dopage opposés (p et n) dans un semi-conducteur et un métal en arrière contact (m) afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident [3].

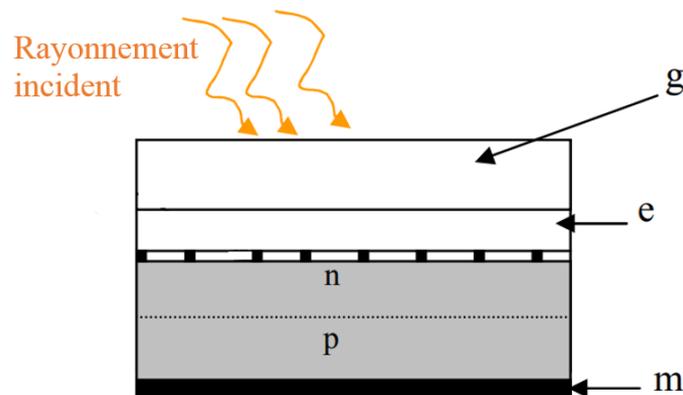


Figure II.1 : présentation schématique d'une cellule solaire [3].

II.2.2. Les différentes technologies des cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont constituées de semi-conducteurs à base de silicium (Si), de germanium (Ge), de sélénium (Se), de sulfure de cadmium (CdS), de tellure de cadmium (CdTe) ou d'arséniure de gallium (GaAs).

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques, car il est très abondant dans la nature. On le trouve dans la nature sous forme de pierre de silice. La silice est un composé chimique (dioxyde de silicium) et un minéral de formule SiO_2 . Il est le principale constituant des roches sédentaires détritiques (sables, grès) [3].

II.2.3. Les types des cellules à base de silicium

a) Cellule au silicium monocristallin

Les monocristaux sont fabriqués par la fusion de silicium de grande pureté. A partir de ces monocristaux, des lingots de silicium de section ronde sont formés et sciés en tranches (plaquettes) de 0.17 à 0.3 mm d'épaisseur. Ces tranches argentées et brillantes forment la base des cellules monocristallines. Lorsque ces dernières sont disposées les unes à côté des autres pour former un module, des espaces vides inutiles sont créés. C'est pourquoi, afin d'intégrer plus de cellules dans un module, les cellules rondes sont taillées en forme plus ou moins carrée. D'autres traitement chimique, tels que le dopage des faces supérieurs et inférieurs des cellules et la pose d'une couche antireflet, ainsi que la pose de contacteur (grilles collectrices) sur les faces avant et arrière, complète le processus.

Bien que leur fabrication demande plus d'énergie et de temps que les cellules polycristallines, elles donnent les rendements les plus élevés parmi tous types de cellules (16 et 19 %) [9].

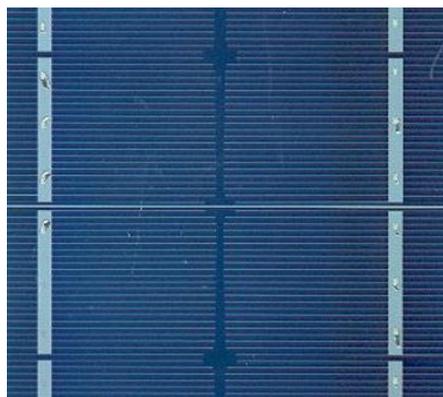


Figure II.2 : Cellule au silicium monocristallin [10].

b) Cellule au silicium polycristallin

La fusion est souvent utilisée pour la fabrication du silicium polycristallin. Dans ce procédé, du silicium brut est fortement chauffé puis refroidi de façon contrôlée dans un moule, lors de la

solidification, les cristaux s'orientent de façon régulière. La surface supérieure d'une tranche a par conséquent l'apparence brillante d'un multi cristal. Les lingots de silicium de section carrée sont sciés en tranches de 0.3 mm d'épaisseur. Leur couleur bleu habituelle résulte de la couche antireflet dont ils sont recouverts modifiant leur épaisseur et, par conséquent leur couleur. Les propriétés optiques du bleu sont meilleures : c'est la couleur qui réfléchit le moins de la lumière et absorbe le plus. D'autres traitements chimiques, ainsi que la pose des contacteurs, complètent le processus. Les cellules polycristallines fabriquées en série présentent des rendements compris entre 12 et 16 % [9].

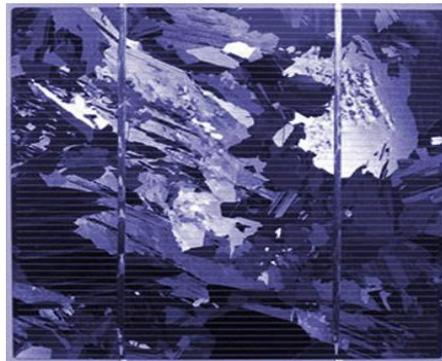


Figure II.3 : Cellule au silicium polycristallin [10].

c) Cellule au silicium amorphe

Les cellules réalisées en silicium amorphe, c'est à dire non structurées et ne se présentant pas sous forme cristalline, elles sont déjà largement utilisées dans les calculatrices et les montre. Le rendement de ces cellules est égal à 6-8 % environ. Le matériau semi-conducteur actif est, contrairement aux cellules cristallines, considérablement plus fin (0.5 à 2 μm). On a donc besoin de beaucoup moins de matériau de base que pour les cellules au silicium cristallin. Le procédé de fabrication consiste à vaporiser le silicium sur un matériau support, par exemple du verre. D'autres traitements chimiques et la pose de contacteurs complètent également le processus [9].

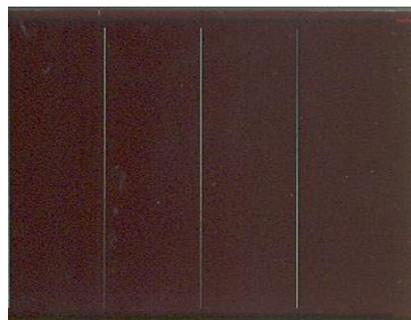


Figure II.4 : Cellule au silicium amorphe [10].

II.2.4. L'évolution des rendements des cellules photovoltaïque

Depuis le début du siècle l'énergie solaire photovoltaïque enregistre l'un des taux de croissance les plus élevés dans le monde [11]. La capacité mondiale installée est passée de 2,6 GW en 2004 à 627 GW en 2019 [5]. Cette croissance est due en partie aux avancées technologiques enregistrées dans la production des cellules photovoltaïques sur ses différentes filières [11].

La figure II.5 représente la traditionnelle carte publiée par NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA) sur les records annuels des rendements des cellules photovoltaïques en laboratoire. Quelque 28 sous-catégories des cellules différentes sont indiquées par des symboles colorés distinctifs. Le record mondial le plus récent pour chaque technologie est mis en évidence le long du bord droit dans un drapeau qui contient l'efficacité et le symbole de la technologie. L'entreprise ou le groupe qui a fabriqué la cellule pour chaque record le plus récent est en gras sur le tracé [12].

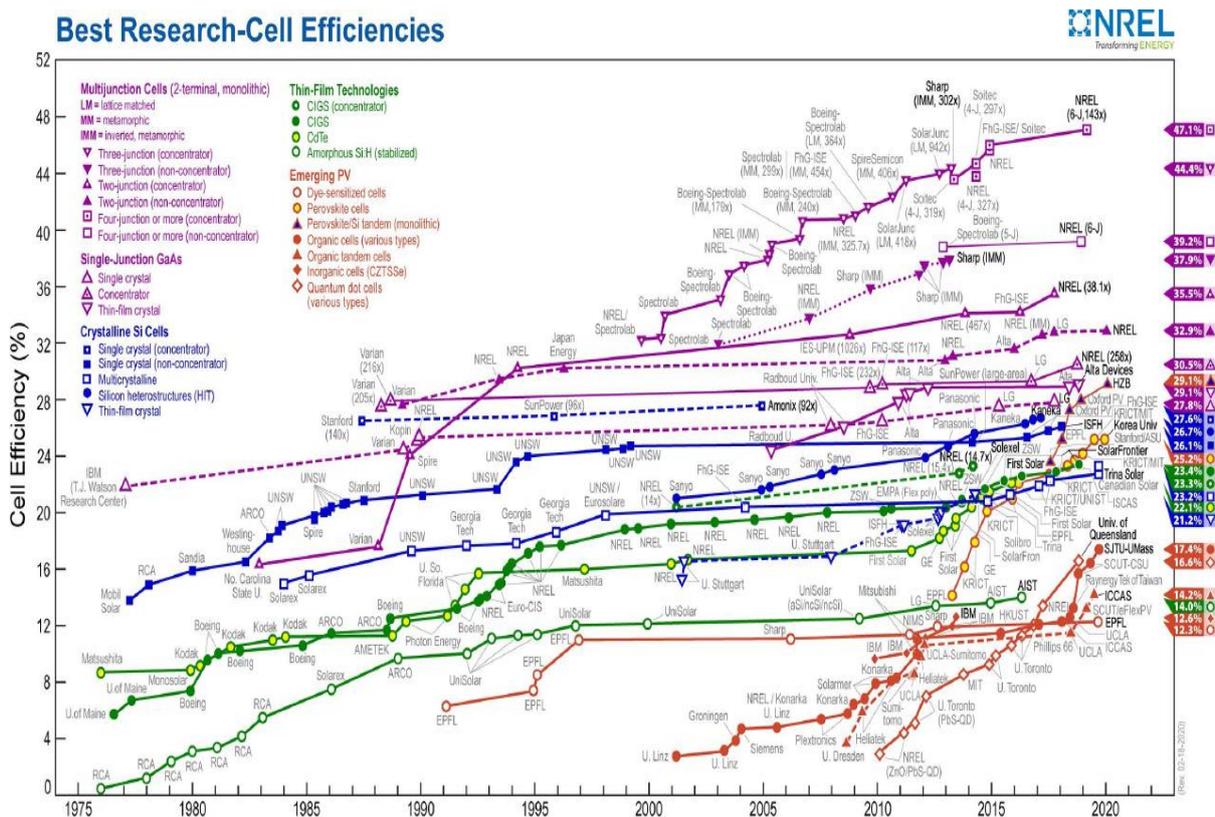


Figure II.5 : L'évolution des meilleurs rendements des cellules photovoltaïques en laboratoire [12].

En effet, depuis des années nous assistons à des records de rendement dans toutes les filières PV. L'évolution des rendements des cellules montre que le photovoltaïque gardera encore une bonne tendance de croissance sur les années à venir [11].

II.3. Module photovoltaïque

II.3.1. Définition

Le module photovoltaïque est par définition un ensemble de cellules assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, une cellule élémentaire ne génère pas suffisamment de tension, de l'ordre de 0,6 V pour la technologie cristalline. Il faut presque toujours plusieurs cellules en séries pour générer une tension utilisable.

De plus cet assemblage en série doit être protégé pour rendre le module apte à un usage en extérieur. Les cellules sont en effet des objets fragile et sensible à la corrosion qu'il convient de protéger mécaniquement et de mettre à l'abri des rigueurs du climats (humidité, variation de température, etc.).

On réalise donc des modules de diverses puissances selon la surface mise en œuvre (typiquement de 1 à 300 W_c par module), capables de générer du courant continu lorsqu'ils sont exposés à la lumière, Ces modules constituent la partie productrice d'énergie dans un générateur photovoltaïque.

Des modules de plus en plus puissants sont disponibles sur le marché, en particulier pour la connexion au réseau, les limites étant liées au poids, à la manipulation, et aux contraintes de maintenance. Donc pour constituer un générateur de puissance élevée, on réunit presque systématiquement plusieurs modules photovoltaïques et on les câble entre eux avant de les relier au reste du système. L'assemblage en série demande des panneaux de même courant et l'assemblage en parallèle de même tension.

Observons à la figure II.6, la structure d'un module au silicium cristallin (mono- ou polycristallin). Il est composé d'un certain nombre de cellules disposées en rang, connectées entre elles en série, et assemblées de façon étanche dans un encadrement [8].

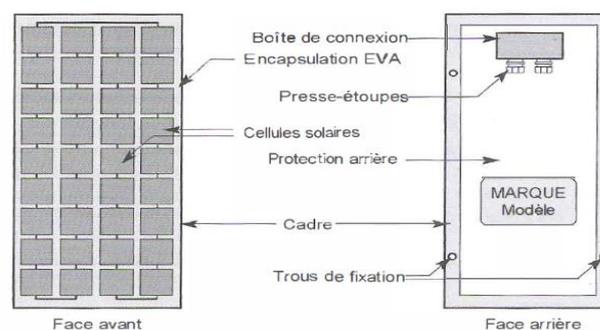


Figure II.6 : Structure d'un module photovoltaïque au silicium cristallin [8].

II.3.2. Caractéristiques électriques d'un module

▪ Caractéristiques courant-tension :

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre la cellule.

Nous pouvons décomposer la caractéristique (I-V) d'un générateur photovoltaïque en 3 zones essentielles :

- Zone 1 : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant ;
- Zone 2 : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé ;
- Zone 3 : qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

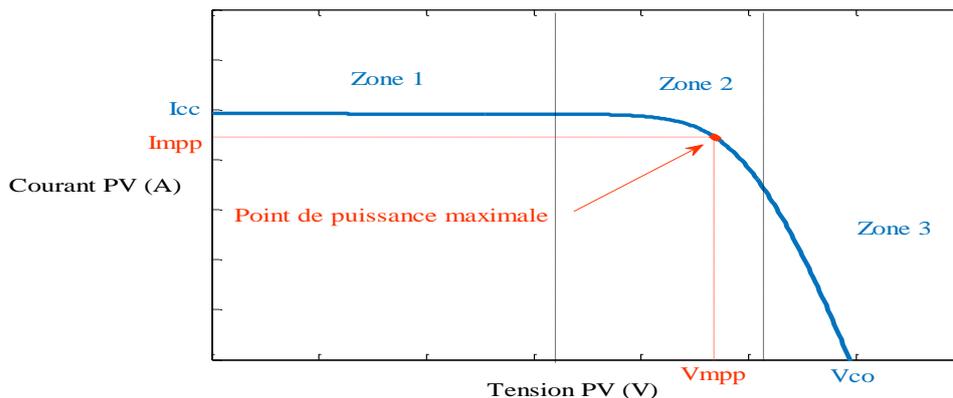


Figure II.7 : Caractéristique (I-V) dans différentes zones.

▪ Puissance crête P_c :

Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairage de 1000 W/m²).

▪ Tension de circuit ouvert V_{co} :

C'est la tension aux bornes de la cellule en l'absence de tout courant, pour un éclairage (plein soleil), c'est-à-dire lorsque le pôle (+) et le pôle (-) sont isolés électriquement de tout autre circuit électrique, le courant traversant est alors nul. Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule ($P = V \times I$) est nulle.

- **Courant de court-circuit I_{cc} :**

C'est le courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement (plein soleil), c'est-à-dire lorsque le pôle (+) est relié au pôle (-), la tension à ses bornes est alors nulle, Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule ($P = V \times I$) nulle.

- **Point de fonctionnement optimum :**

Le but par tous les utilisateurs de générateur photovoltaïque est que l'énergie produite soit la plus optimale possible. Pour l'éclairement considéré, le point de puissance maximale MPPT représente le point où la puissance de la cellule est maximale. Ce point est associé à une tension maximale V_{mpp} et à une intensité maximale I_{mpp} . C'est cette puissance qui sera toujours recherchée par des régulateurs de charge afin d'optimiser la charge de la batterie et le fonctionnement du générateur.

- **Rendement :**

Le rendement des cellules PV désigne le rendement en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivré par la cellule et la puissance lumineuse incidente

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{S \times G} = \frac{FF \times I_{cc} \times V_{co}}{S \times G} \quad (\text{II.1})$$

Avec :

G : Eclairement (W/m^2) ;

S : Surface de la cellule (m^2) ;

P_{mpp} : Puissance au point de fonctionnement maximale.

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert. Le rendement de conversion est un paramètre essentiel. En effet, la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

- **Facteur de forme :**

Le facteur de forme (FF) est défini comme le rapport entre la puissance maximale (P_{mpp}) que peut délivrer la cellule et la puissance formée par le produit ($I_{cc} \times V_{co}$). Ce qui nous donne la relation suivante [3] :

$$FF = \frac{P_{mpp}}{I_{CC} \times V_{CO}} = \frac{I_{mpp} \times V_{mpp}}{I_{CC} \times V_{CO}} \quad (II.2)$$

II.3.3. Assemblage des modules

Pour disposer d'une puissance installée de plusieurs centaines de W, de kW, voire de MW, il faut nécessairement assembler les modules photovoltaïques. On réalise alors un champ photovoltaïque de surface variable. Sur le papier, l'assemblage série et parallèle répond aux règles connues d'électricité : quand les modules sont montés en série, les tensions s'ajoute et le courant reste constant, et quand ils sont montés en parallèle, c'est l'inverse : les courant s'ajoutent et la tension reste constante. Encore faut-il que les courants des différents panneaux soient identiques dans une liaison série de même que les tensions dans une liaison parallèle. On retiendra donc la première règle suivante :

- On ne monte en série que des panneaux ayant le même courant de fonctionnement (mais ils peuvent ne pas avoir la même tension).
- On ne monte en parallèle que des panneaux qui ont la même tension de fonctionnement (mais ils peuvent ne pas avoir le même courant).

Lorsque des panneaux sont assemblés en parallèle, les courants s'additionnent comme on l'a vu. Donc le courant total d'un champ de panneaux peut grimper très haut, surtout à basse tension [8].

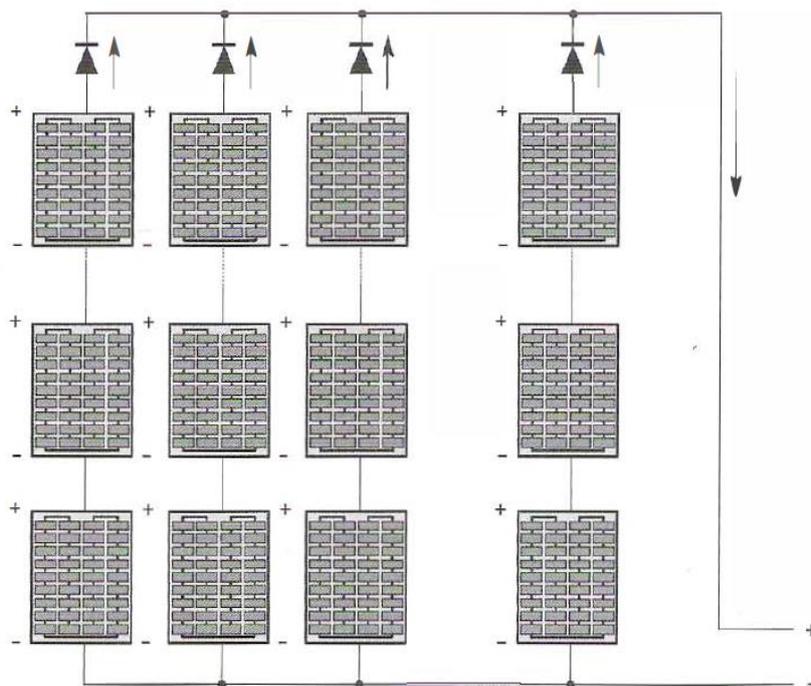


Figure.II.8 : Champs des modules montés en série parallèle [8].

II.4. Le système photovoltaïque

II.4.1. Définition

Le système photovoltaïque est constitué par une source d'énergie (générateur photovoltaïque), une interface de puissance (les convertisseurs statiques CC-CC et CC-CA avec un système de commande) et une charge. Le rôle principal du convertisseur statique est de faire une adaptation d'impédance de sorte que le générateur délivre le maximum d'énergie [3].

II.4.2. Types de systèmes photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques sont actuellement divisés en trois catégories : autonome, hybride et raccordé au réseau électrique [3].

II.4.2.1. Système autonome

Le rôle des systèmes autonome est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situés dans une zone isolée du réseau électrique. Les systèmes photovoltaïques autonomes sont actuellement divisés en deux types.

- **Système autonome sans batterie :**

Ce type de système ne requiert pas de stockage d'électricité, soit parce que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (exemple : calculatrice), soit que le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (exemple : pompage photovoltaïque, le réservoir d'eau sert de stockage) [3].

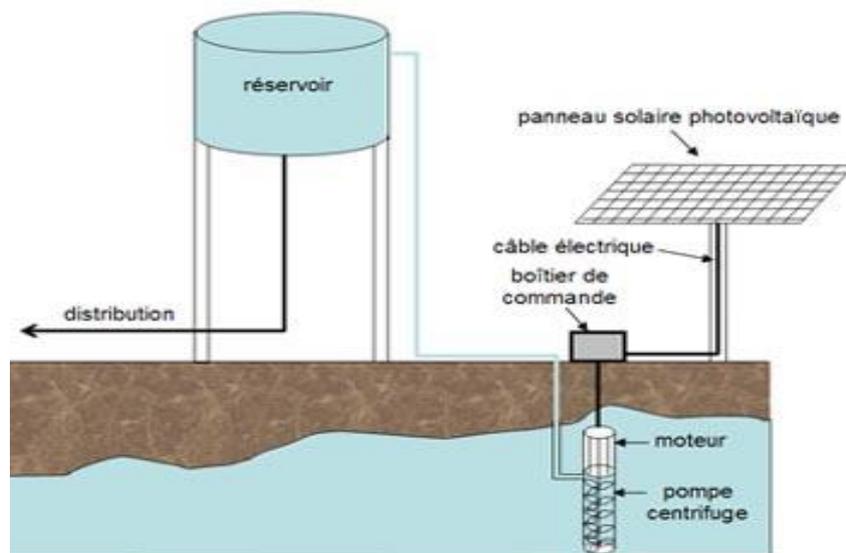


Figure II.9 : Exemple d'un système PV autonome sans batterie [3].

▪ **Système autonome avec batterie :**

C'est le système photovoltaïque le plus commun. Le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. (Exemple : l'éclairage d'une maison dans la nuit) [3].

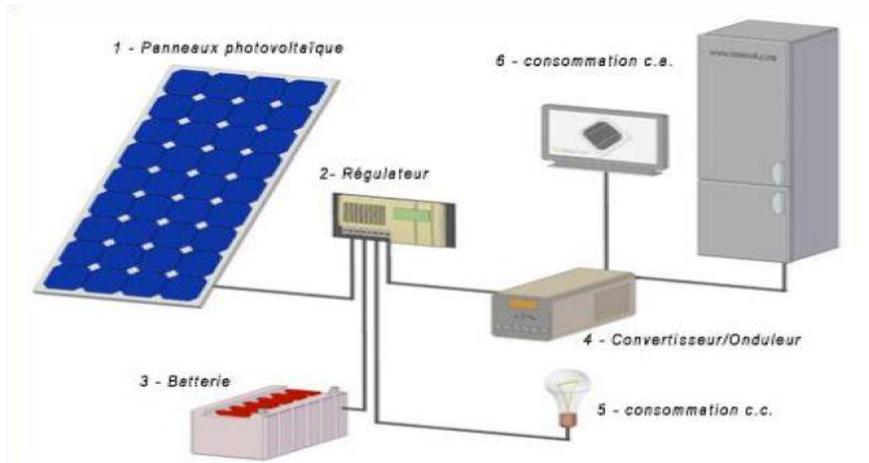


Figure II.10 : Exemple d'un système PV avec batterie [3].

II.4.2.2. Système hybride

Un système hybride à source d'énergie renouvelables est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable.

Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser le système PV seul avec les batteries.

Ils sont souvent utilisés pour de très nombreuses applications d'intérêt sensible et stratégique comme les relais de télécommunication, les postes frontaliers, l'habitat isolé, etc., hors réseau d'électricité conventionnelle [3].

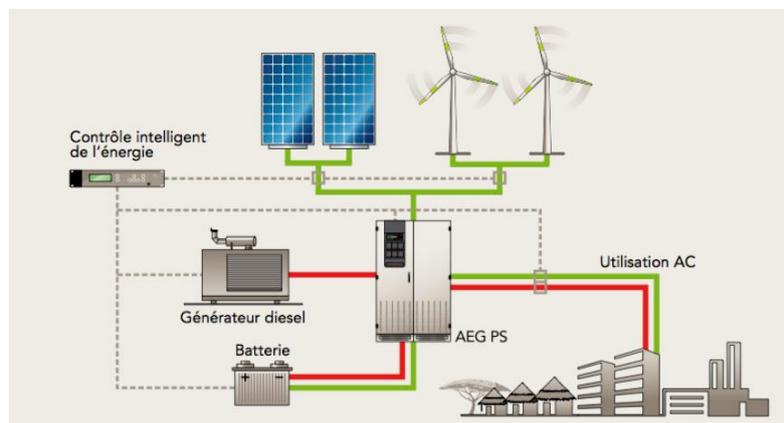


Figure II.11 : Exemple d'un système PV hybride [3].

II.4.2.3. Système raccordé au réseau électrique

Les panneaux sont connectés en série/parallèle pour atteindre une tension et un courant optimaux et alimenter un onduleur transformant le courant continu en une onde alternative en phase et de même tension que le réseau [8]. Ce courant alternatif est injecté sur le réseau.

Il y a deux types d'installation pour l'injection au réseau :

- **Injection de la totalité de production :**

L'énergie produite par les modules est directement injectée sur le réseau. Les périodes d'injections sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque [3].

- **Injection du surplus de production :**

L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau [3].

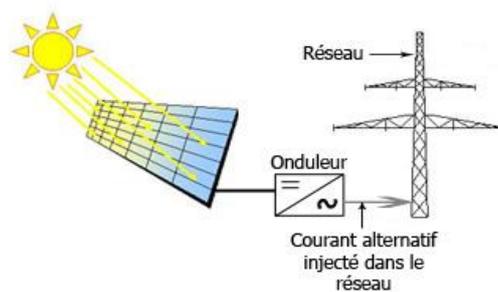


Figure II.12 : Système raccordé au réseau [3].

II.5. Système de stockage

Dans les systèmes photovoltaïques, il est rare que la production et la consommation d'énergie soient simultanées. Aussi, dans les systèmes autonomes, le stockage du courant photovoltaïque produit pendant la journée est indispensable. En effet, il permet de subvenir aux besoins énergétiques nocturnes et surmonter les périodes de faible rendement, par exemple en cas de mauvais temps prolongé.

Des exigences particulières s'appliquent aux batteries utilisées dans les installations PV. Elles doivent être résistantes aux cycles répétés, c'est-à-dire supporter longtemps les charges de jour et les décharges. D'autre part, un bon rendement de charge, même pour des courants de charge faible, ainsi qu'une autodécharge faible sont primordiaux.

Pour remplir ces exigences, les batteries spéciales au plomb, se distinguant par un bon rapport qualité-prix, ont été développés.

Toutes les batteries sont constituées d'électrode positive et négative (plaque), séparées les unes des autres dans un réservoir cellulaire par des séparateurs et plongées dans un électrolyte (pour les batteries au plomb, de l'acide sulfurique dilué).

Les batteries sont constituées de plusieurs cellules avec une tension nominale de 2 volts chacune. Celle-ci peuvent être séparées ou réunies dans un seul carter commun. D'habitude, le nombre de cellules de la batterie est égale à 6,12, 24, etc., afin que la tension continue du système soit de 12, 24, 48V, etc. [9].



Figure II.13 : Les batteries au plomb spécialement développés pour les systèmes PV [9].

II.6. Système de régulation

Le régulateur est l'élément central d'un système photovoltaïque autonome : il contrôle le flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges (solaires) et décharges profondes (utilisateur). Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (surchage, alarmes, fusibles, inversion de polarité). Dans les systèmes plus élaborés, il peut aussi commander la recharge par d'autres sources d'énergie (génératrice d'appoint, éolienne, hydraulique). Dans certains cas, il peut réaliser une adaptation d'impédance (recherche du point de puissance maximum, Max Power Point Tracker, MPPT).

Accessoirement, il affichera des indications concernant l'état de charge des batteries et les paramètres de fonctionnement du système [8].

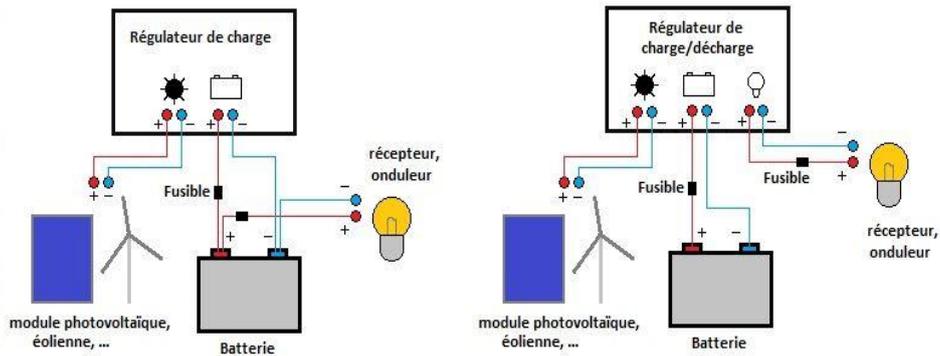


Figure II.14 : Régulateurs connectés avec les systèmes PV [3].

II.7. Système de conversion

Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative [8].

II.7.1. Convertisseurs DC/DC

Ce type de composant est utilisé pour transformer la tension de la source (panneau ou batterie) en une tension DC différente pour alimenter un appareil spécial : un chargeur pour téléphone portable, une radio, un ordinateur portable ...etc.

Deux types sont possibles : les convertisseurs « vers le haut » pour augmenter la tension et les convertisseurs « vers le bas » pour abaisser la tension [8]. Quelques détails sur les convertisseurs DC/DC seront présentés dans le troisième chapitre.

II.7.2. Convertisseurs DC/AC (onduleur)

Les onduleurs photovoltaïques sont des structures en pont constituées le plus souvent d'interrupteurs électroniques tels que les transistors de puissance ou thyristors. Par un jeu de commutations commandées de manière appropriée (généralement une modulation de largeur d'impulsion), on modélise la source afin d'obtenir un signal alternatif de fréquence désirée. On distingue habituellement [6] :

II.7.2.1. Onduleur autonome

C'est un type d'onduleur qui délivre une tension de fréquence soit fixe, soit ajustable par l'utilisateur. Il n'a pas besoin de réseau électrique pour fonctionner. Indépendants des systèmes d'énergie solaire, les onduleurs autonomes peuvent être utilisés dans des endroits éloignés

(comme une cabine, pompe à eau au chalet ou au poste de surveillance) ainsi que pour les situations d'énergie mobiles, tels que les bateaux et les véhicules récréatifs. Ils sont de différentes tailles : de 100W pour alimenter un ordinateur portable à 10kW pour alimenter toute une maison ou une petite exploitation commerciale. Les onduleurs modernes utilisent des techniques à base de microprocesseurs pour générer une tension sinusoïdale à l'aide de la modulation en largeur d'impulsion. Ces impulsions commandent des transistors alimentant un transformateur. À la sortie du transformateur, un filtre coupe les harmoniques. La technique est largement répandue.

Contrairement aux onduleurs reliés au réseau, les onduleurs autonomes utilisent des batteries pour le stockage et des contrôleurs de charge pour assurer la durabilité de ces batteries. Et comme ces onduleurs ne sont pas connectés au réseau ils ne sont pas munis d'équipements de protection contre le phénomène d'îlotage [6].

II.7.2.2. Onduleur réseau

Comme pour un onduleur autonome en site isolé, le principe est de transformer une tension continue en une tension alternative de fréquence et valeur équivalentes à celle du réseau. Les différences essentielles sont que l'onde sera obligatoirement sinusoïdale et que cette tension alternative qui va charger le réseau, devra se mettre en phase avec celui-ci et répondre à un ensemble de prescriptions et impératifs de sécurité plus contraignants que dans le cas autonome. L'autre différence est que la tension d'entrée n'est pas celle, en principe stable d'une batterie, mais directement celle du champ de panneaux.

Tous les onduleurs couplés au réseau incorporent une mesure du point de fonctionnement maximal des panneaux MPPT [6].

II.7.2.3 Types d'onduleurs en fonction de l'installation PV

Les onduleurs connectés au réseau peuvent être de type : onduleur centralisé, onduleur String ou onduleur modules. L'utilisation de chaque une dépende des paramètres d'installation et de branchement des modules photovoltaïques : branchement en séries ou en parallèle, degrés d'inclinaison différents entre les modules, tension de sortie de l'installation, flux lumineux général, écart de puissance entre les modules [3].

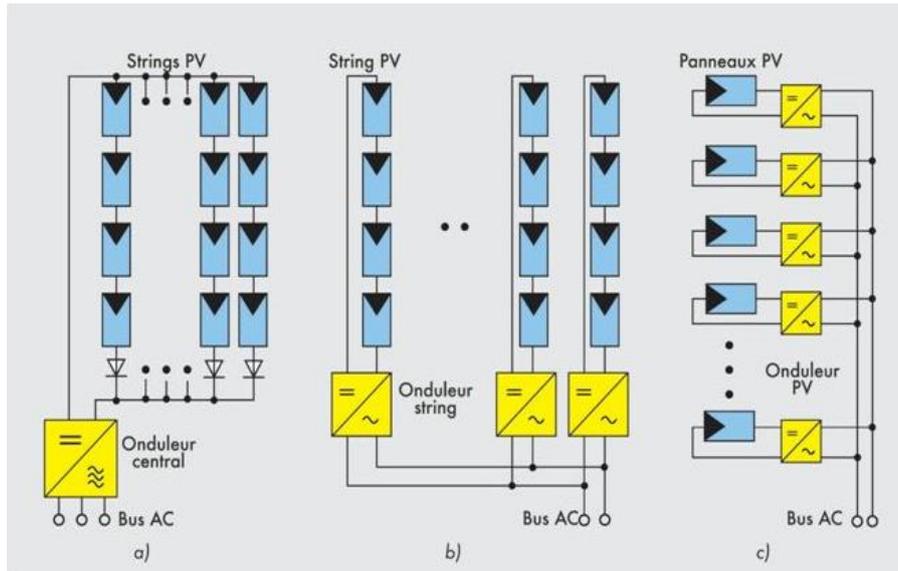


Figure II.19 : Types d'onduleurs dans les systèmes PV [3].

II.8. Système de protection

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation PV destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association des cellules en séries et des panneaux en parallèles. Pour cela, deux composants de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles [3].

II.8.1. Diode by-pass

La diode by-pass est connectée en antiparallèle avec un groupe de cellules, afin de protéger les plus faibles entre eux contre la polarisation inverse.

La présence des diodes by-pass a donc permis d'améliorer la performance du module. Pour des raisons technico-économiques, le nombre de diodes by-pass sur un module est généralement limité à 5 [3].

II.8.2. Diode anti-retour

La diode anti retour empêche 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 [3].

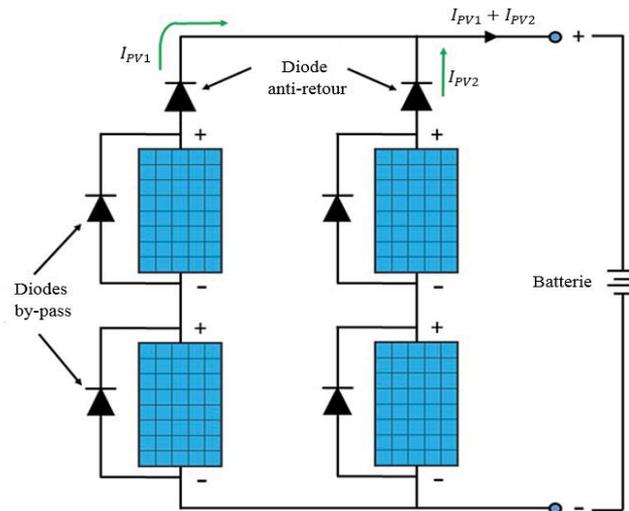


Figure II.20 : Exemple d'association sécurisée des modules PV avec leurs diodes de protection [13].

II.9. Avantages et inconvénients de l'énergie PV

a) Avantages

- Une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux ;
- Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Mégawatts ;
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé ;
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu ;
- Longue durée de vie des panneaux solaire et pas de risques électriques pour les usagers.

b) Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%. · Les générateurs photovoltaïques ne sont pas

compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.

- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.
- Occupation d'un espace important pour les installations de grandes dimensions [3].

II.10. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur les systèmes photovoltaïques. On a énuméré les différents éléments qui composent une installation photovoltaïque à partir des cellules solaires qui produisent l'électricité jusqu'à son utilisation à domicile et à son injection dans le réseau électrique. On a essayé de donner les propriétés de chaque composant

Le régulateur est le composant central d'une installation photovoltaïque et il fait l'objet fondamental de ce présent travail, pour cela, d'autres détails seront présentés dans le prochain chapitre.

Chapitre III : Modélisation et commande d'un système photovoltaïque

III.1. Introduction

La modélisation des systèmes photovoltaïque est indispensable pour permettre aux designers de concevoir des systèmes fonctionnels et en particulier optimaux [7].

Pour assurer la meilleure autonomie du système photovoltaïque avec une batterie, la régulation de la charge et de la décharge de celle-ci est alors indispensable. Pour cela, il faut intercaler dans le système un régulateur solaire, dont le rôle est de garder la batterie saine [1].

Pour que le générateur PV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui joue le rôle d'adaptateur source-charge [15].

Dans ce chapitre, le travail consiste à la modélisation et la commande d'un système photovoltaïque. On va commencer par la présentation du modèle électrique et mathématique d'une cellule solaire. Puis, on va présenter une étude théorique sur le régulateur, ses différents types et ses principes de fonctionnement, on va présenter aussi les techniques de la commande MPPT les plus répandues. Enfin, la modélisation des hacheurs sera présentée.

III.2. Modélisation d'une cellule PV

La modélisation mathématique des cellules solaires est très indispensable pour toute opération d'optimisation du rendement du générateur photovoltaïque. Elle s'impose comme une étape cruciale et a conduit à une diversification dans les modèles proposés par les chercheurs [6]. Le comportement des cellules PV peut être modélisé avec un circuit équivalent. Ce circuit peut être utilisé pour une cellule individuelle, pour un module se composant de plusieurs cellules ou pour un champ PV. Nous allons modéliser et simuler la cellule photovoltaïque, qui nous permettra de caractériser les comportements de générateur PV dans les conditions souhaitées.

Il existe plusieurs modèles qui ont été proposés pour représenter une cellule PV, on présentera deux modèles [3] :

- Modèle à une diode ;
- Modèle à deux diodes.

III.2.1. Modèles à une diode

Une cellule photovoltaïque idéale peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode (voire la figure III.1).

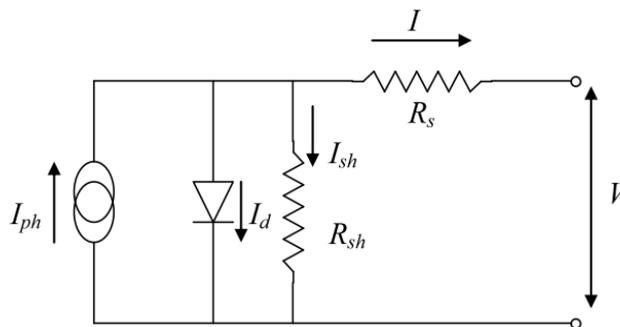


Figure III.1 : Schéma équivalent d'une cellule PV [3].

En addition au modèle idéal, le modèle réel tient compte des propriétés résistives de la cellule qui sont modélisées par une résistance série mais aussi des courants de fuites modélisés par une résistance shunt.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de loi de Kirchhoff :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{III.1})$$

- Le photo-courant I_{ph} est proportionnel à l'éclairement E , avec correction selon T :

$$I_{ph} = I_{ph,STC} \times \frac{G}{G_{STC}} [1 + K_i(T - T_{STC})] \quad (III.2)$$

Avec :

G et G_{STC} : éclairement effective et de référence en W/m^2 ;

T et T_{STC} : Température effective et de référence en K ;

$I_{ph,STC}$ (I_{cc}) : Le courant photonique sous condition de référence en A ;

K_i : Coefficient de température de I_{ph} en A/K.

- Le courant de jonction I_d (courant traversant la diode) est donné par :

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{aKT}} - 1 \right) \quad (III.3)$$

- Le courant de saturation inverse de la diode, est supposé variable avec la température selon l'expression :

$$I_0 = I_{rs} \left(\frac{T}{T_{STC}} \right)^3 e^{\left[\left(\frac{qE_g}{aK} \right) \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (III.4)$$

Où :

E_g : l'énergie de Gap de la cellule (eV) ;

I_{rs} : le courant réversible, sa valeur est : 10^{-10} A.

- Le courant dérivé par la résistance shunt est :

$$I_{sh} = \frac{V+IR_S}{R_{sh}} \quad (III.5)$$

- A partir des équations précédentes, on obtient l'expression de courant I :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{(V+R_S I)}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V+IR_S}{R_{sh}} \quad (III.6)$$

Avec :

I : Le courant fourni par la cellule en A ;

V : La tension à la borne de la cellule en V ;

V_t : La tension thermique de la diode en V, tel que :

$$V_t = \frac{aKT}{q} \text{ Pour une cellule} \quad (\text{III.7})$$

$$V_t = \frac{n_s aKT}{q} \text{ Pour un module} \quad (\text{III.8})$$

a : Le facteur d'idéalité de diode, il est compris entre 1 et 2 ;

K : Constant de Boltezzmann ;

q : La charge électrique élémentaire $1,602 \times 10^{-19}$ en Coulomb (C) ;

T : La température de la cellule en K ;

n_s : Le nombre de cellule connectées en série ;

R_s : La résistance série en Ω ;

R_{sh} : La résistance shunts (ou parallèle) en Ω .

La résistance série et parallèle d'un module sont :

$$R_{s_{module}} = n_s R_s , R_{p_{module}} = n_s R_{sh} \quad (\text{III.9})$$

Les conditions de référence G et $G_{réf}$: sont les conditions extérieures pour lesquelles sont spécifiées les données de base utilisées pour l'établissement du modèle (V_{co} , I_{cc} , V_{mpp} , I_{mpp}), se sont, soient les spécifications du fabricant, toujours données aux STC (Standard Test Conditions, 1000 W/m^2 , 25°C , spectre AM 1,5), soient les valeurs issues d'une mesure du module [3].

III.2.2. Modèles à deux diodes

Dans ce modèle une diode supplémentaire est mise en parallèle au circuit du modèle simple d'une diode (figure III.2) pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction P-N. ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau.

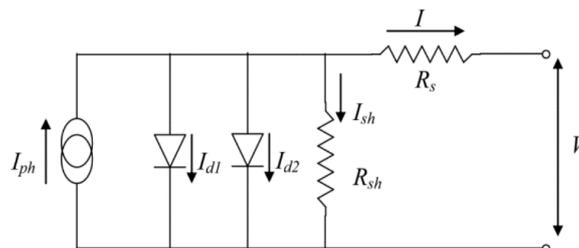


Figure III.2 : Schéma équivalent d'une cellule PV à deux diodes [3].

Ce modèle est plus exact que le modèle simple d'une diode (cette diode est incluse pour fournir une courbe caractéristique (I-V) bien plus précise) [3] :

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (\text{III.10})$$

Avec :

I_{d1} : Le courant de diode 1 ;

I_{d2} : Le courant de diode 2 ;

Le courant délivré à la charge sous une tension V est donné par la relation :

$$I = I_{ph} - I_{01} \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{a_1 K T}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{a_2 K T}} - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{III.11})$$

Avec :

I_{01} : Le courant d'obscurité de la première diode ;

I_{02} : Le courant d'obscurité de la deuxième diode ;

a_1 : Coefficient d'idéalité de la diode D1 ;

a_2 : Coefficient d'idéalité de la diode D2 ;

Dans notre travail on se limite au modèle à une diode.

III.3. Etude des régulateurs

Le régulateur de charge principalement sert avant tout à contrôler l'état de la batterie. On peut distinguer deux grandes familles de régulateurs, si on s'intéresse particulièrement à leur structure, ceux où la connexion est directe entre le module photovoltaïque et la batterie, et ceux où la connexion comporte un étage intermédiaire d'adaptation d'impédance. Dans ces deux types de famille on peut citer : les régulateur série, les régulateurs shunt, les régulateurs PWM et les régulateurs MPPT [15].

III.3.1. Types des régulateurs

III.3.1.1. Régulateur shunt « tout ou rien »

Le courant du panneau solaire est envoyé dans un interrupteur en parallèle avec la batterie lorsque celle-ci atteint sa pleine charge. Le principe du circuit est un simple aiguillage : tout le courant du panneau passe normalement dans la batterie et lorsque le seuil de coupure est atteint,

tout le courant passe dans l'interrupteur. Il faut donc impérativement ajouter une diode entre cet interrupteur et la batterie pour ne pas court-circuiter la batterie. Cette diode joue également le rôle de blocage du courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers le panneau. L'interrupteur utilisé est le plus souvent un MOSFET, parfois un transistor bipolaire ou encore un relais.

Les désavantages des régulateurs shunt sont :

- L'interrupteur voit à ses bornes la tension totale du panneau, ce qui peut poser des problèmes de protection contre les surtensions ;
- La dissipation thermique de l'interrupteur peut être élevée à grande courant ;
- D'autre part en court-circuitant le panneau lorsque la batterie est pleine, le risque de hot spot (point chaud) augmente, la tension inverse représentée sur la cellule ombrée étant plus élevée [8].

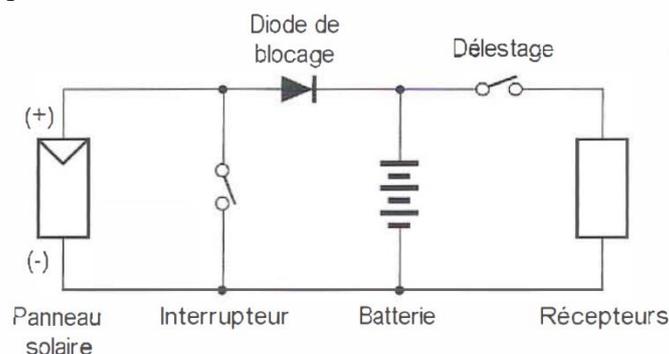


Figure III.3 : Principe régulateur shunt [8].

III.3.1.2. Régulateur shunt linéaire

Ce type de régulateur maintient une tension constante aux bornes de la batterie lorsque celle-ci atteint sa pleine charge. L'avantage est que la charge totale de la batterie est garantie, le désavantage est que la puissance non utilisée du panneau en fin de charge doit être dissipée par le transistor en parallèle, ce qui limite ce type de régulation aux petits courants. Pour de petits systèmes, parfois une simple diode Zener est connectée en parallèle avec la batterie. Dans ce cas la diode de blocage n'est pas nécessaire même si elle est recommandée en pays tempérés ou froids [8].

III.3.1.3. Régulateur série « tout ou rien » /linéaire

Ce régulateur est très répandu et a supplanté le régulateur shunt. L'interrupteur de charge est ici en série avec la batterie et il s'ouvre lorsque la fin de charge est atteinte. Les mêmes

interrupteurs peuvent être utilisés que pour les shunts avec cependant une différence pour le relais : celui-ci peut commuter et laisser passer le courant vers un autre récepteur lorsque la batterie est chargée. Cette parfois utilisée dans des systèmes où la totalité de la puissance solaire veut être récupérée. Ce récepteur auxiliaire est souvent de la ventilation, du pompage ou encore du chauffage en pays froids.

Dans le modèle linéaire, on ajoute une source de courant en parallèle avec l'interrupteur pour réaliser l'égalisation de la batterie par flottement ; cette source sera par exemple un transistor contrôlé ou une simple résistance en série avec une diode. La diode de blocage recommandée en pays tempérés peut faire partie ou non du régulateur ; parfois elle est montée directement sur chaque série de panneaux. Le désavantage par rapport au type shunt est que l'interrupteur selon sa résistance de passage ajoute une chute de tension supplémentaire entre les panneaux et la batterie.

Les avantages sont :

- Une tension aux bornes de l'interrupteur plus faible (réduite de la tension de batterie) ;
- Un risque moins élevé de hotspot (tension inverse répercutée réduite d'une tension de batterie) [8].

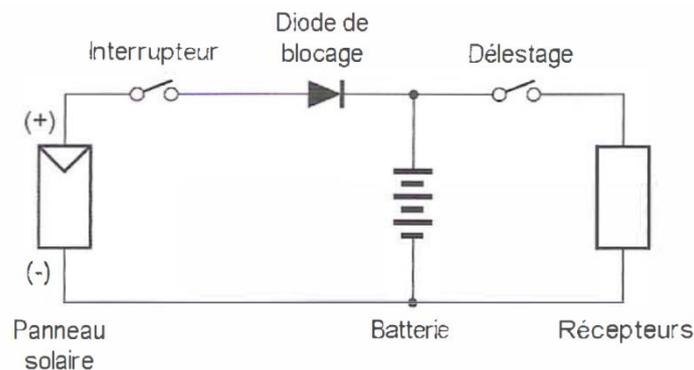


Figure III.4 : Principe du régulateur série [8].

III.3.1.4. Régulateur PWM

Ce type de régulateur essaie de rassembler les avantages des deux techniques précédentes en utilisant un interrupteur actif modulé par des impulsions de largeur variables (PWM, Pulse Width Modulation). Les avantages sont que l'on peut maintenir une tension constante aux bornes de la batterie pour terminer la charge tout en dissipant dans le transistor (en général un MOSFET) uniquement les pertes de commutation et les pertes dues à la résistance de passage. Les deux techniques shunt ou série peuvent être utilisées dans ce cas mais la majorité des fabricants utilise la technique série [8].

Cette technique, moderne et contrôlée par logiciel. Elle est caractérisée par la présence d'un circuit de puissance, monté entre le panneau photovoltaïque et la batterie, qui s'ouvre et se referme par un signal de commande MLI à fréquence constante et à rapport cyclique variable. Le courant généré par le panneau photovoltaïque est haché en impulsions pour réguler la quantité de la charge dans la batterie. En effet, lorsque la tension de la batterie croît, la largeur d'impulsion décroît, et par conséquent le courant de charge diminue.

Le régulateur à technique MLI, rapide et efficace, permet d'atteindre 100% de l'état de charge de la batterie, contrairement aux anciens régulateurs (shunt et série) dont la recharge ne dépasse pas les 70% de sa capacité. Actuellement, les techniques à base MLI sont les plus utilisées dans les installations autonomes.

La figure III.5 montre le principe de la charge de la batterie en fonction de son état de recharge [17].

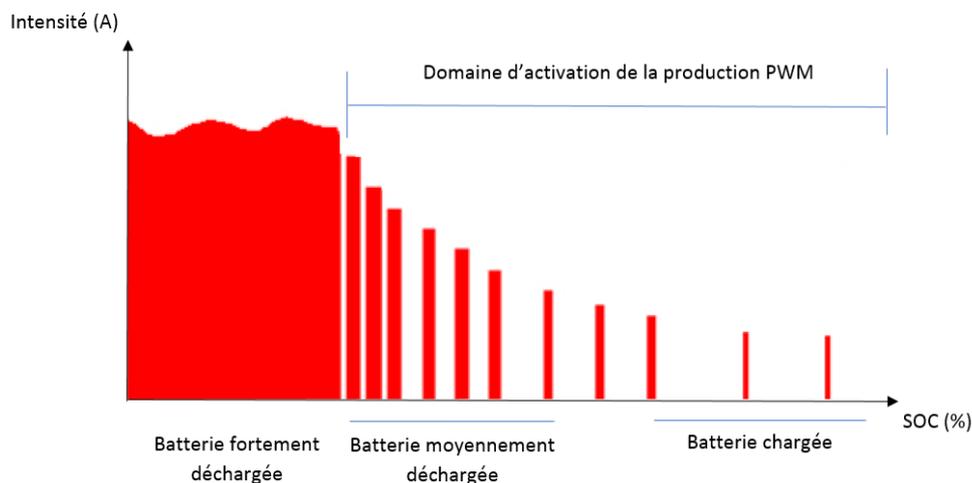


Figure III.5 : Principe de la charge en fonction de l'état de recharge [17].

III.3.1.5. Régulateur MPPT

Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant du panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale (MPPT : Max Power Point Tracking). Ceci permet de garantir que le maximum d'énergie sera récupéré, quels que soient la température et l'ensoleillement. En général, ces régulateurs fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit ajuste la demande au point de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et un deuxième circuit transforme le courant et la tension pour l'adapter au type de la batterie. L'avantage de ce type de régulateur est qu'il permet de travailler dans une grande

plage de température et ainsi récupérer l'excès non négligeable de tension en hiver lorsque le point de puissance maximale peut monter au-dessus de 17 à 18 V dans un système 12 V.

Cette technique est réservée aux systèmes de plusieurs centaines de watts pour que le gain d'énergie compense le coût plus élevé du régulateur. D'autre part, avant de choisir un tel équipement, il faut bien connaître les pertes associées au MPPT et à la conversion DC/DC pour être sûr que l'investissement est rentable [8].

III.3.2. Principe de conception du régulateur

Dans ce qui suit, nous allons décrire le principe à suivre pour développer le schéma électronique du régulateur de charge utilisé dans un système photovoltaïque. Ce régulateur aura la mission de gérer l'énergie produite par les panneaux solaires et la transmettre vers la batterie et la charge selon un algorithme bien déterminé. Cet algorithme va être implanté réellement dans sa version numérique sur un microcontrôleur. Le microcontrôleur utilisé dispose essentiellement d'un convertisseur analogique-numérique.

Pour que le schéma de la carte soit clair le plus possible, nous présentons cette partie avec quelques détails essentiels que le microcontrôleur qui peut être exploité doit les avoir :

- l'unité de traitement et de contrôle ;
- l'unité d'acquisition analogique-numérique ;
- Une liaison pour assurer la communication entre le micro-ordinateur et la carte ;
- un afficheur LCD (Liquid Crystal Display) est lié directement à la carte pour l'affichage des données [1].

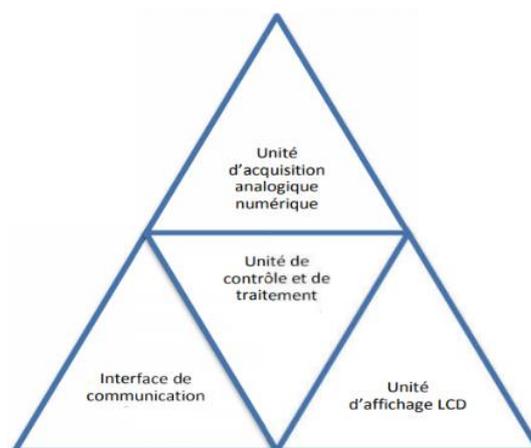


Figure III.6 : Schéma synoptique du fonctionnement du régulateur [1].

III.3.3. Le contrôle d'une batterie

III.3.3.1. L'algorithme de charge de la batterie

Le principe de ces méthodes de gestion est la limitation de la tension et le courant de l'accumulateur à des valeurs prédéfinies afin d'éviter les dégradations qui pourraient avoir lieu pour des tensions très hautes ou très basses. Cette gestion peut se faire de plusieurs manières : on/off, floating, MLI.

Avant de procéder à la charge d'une batterie, il est nécessaire de préciser son type, la façon de sa décharge, le temps nécessaire pour sa charge, sa température extrême de fonctionnement et sa tension nominale.

En pratique, on trouve plusieurs méthodes pour charger les batteries. Les utilisateurs des batteries ont remarqué qu'il existe une grande différence entre les deux méthodes de charges : courant constant et tension constante, où chacune a ses avantages et ses inconvénients. Pour aboutir aux meilleures performances, ils ont distingué qu'ils peuvent combiner ces deux méthodes en un seul algorithme dit : « Algorithme de charge en trois étapes » en anglais « Three state charge algorithm », où une phase de charge à courant constant (Bulk charge, Boost charge ou charge normale) est suivie par deux phases de charge à tension constante : charge d'absorption ou égalisation, et Floating charge ou fin de charge.

Cet algorithme intègre les avantages de la charge à courant constant : d'égaliser et de charger rapidement la batterie et les avantages de charge à tension constante : d'un contrôle performe de la surcharge [1].

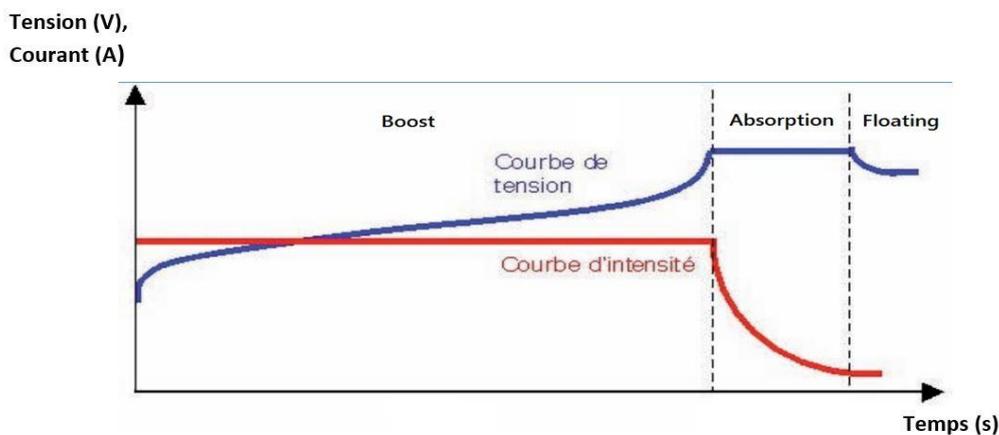


Figure III.7 : Courbe de charge de la batterie [15].

III.3.3.2. Le contrôle de la décharge profonde (le délestage)

Une décharge trop profonde provoque une sulfatation des électrodes. La tension d'arrêt permet de déterminer le seuil de décharge profonde. Ainsi, dès que le régulateur détecte la tension d'arrêt, il déconnecte la batterie des équipements électriques, ce qui permet d'éviter la décharge profonde et les conséquences néfastes sur la durée de vie de la batterie. C'est ce qu'on appelle le délestage. Il s'agit donc d'une procédure de sécurité permettant de protéger la batterie [15].

III.3.4. Choix du régulateur

Pour bien choisir le régulateur de charge, deux points essentiels [3] :

- La tension entre les panneaux et les batteries : le régulateur doit pouvoir accepter cette tension (en général 12V, 24V ou 48). Les régulateurs acceptent des plages de tension plus ou moins large ;
- L'intensité maximale du régulateur : l'intensité du régulateur doit être supérieure à l'intensité de court-circuit du ou des panneaux solaires auquel il est relié. Cette donnée est indiquée sur la notice de chaque panneau. Il est recommandé de prendre en plus une marge de sécurité de 10% à 20%.

III.3.5. La technique PWM

Le signal de contrôle de l'interrupteur par la technique MLI (modulation de largeur d'impulsion) est le résultat de la comparaison entre le rapport cyclique α et celui généré par un générateur triangulaire, ou en dent de scie, comme le montre la figure III.8.

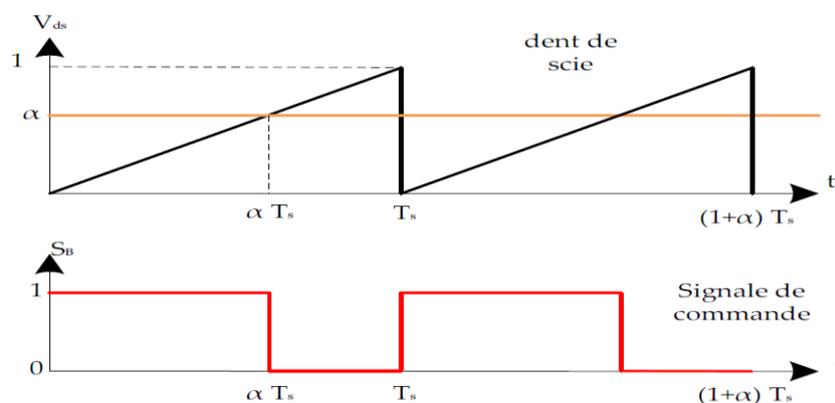


Figure III.8 : génération des impulsions de commande PWM [16].

La génération des impulsions de commande s'effectue comme suit :

- Si $\alpha > V_{ds}$ alors $S_B = 1$, l'interrupteur commandé est fermé (séquence 1) ;
- Si $\alpha < V_{ds}$ alors $S_B = 0$, l'interrupteur commandé est ouvert (séquence 2) [16].

III.3.6. La technique de commande MPPT

III.3.6.1. Définition

Le MPPT d'un système solaire photovoltaïque peut être défini comme étant une commande qui fait varier le rapport cyclique d'un convertisseur statique de telle sorte que la puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque soit maximale.

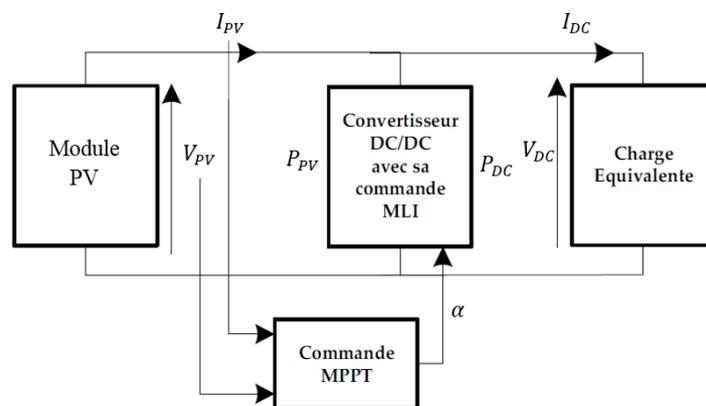


Figure III.9 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque associée à une commande PPM [16].

L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher la puissance maximale, mais en général il est basé sur la variation du rapport cyclique du convertisseur statique jusqu'à se placer sur le point de puissance maximale en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du convertisseur statique (I et V) [1].

Plusieurs algorithmes MPPT ont été proposés par les chercheurs. Parmi les algorithmes les plus répandus, on trouve l'algorithme : perturbation et observation (P&O), et l'algorithme : incrémentation de la conductance (IncCond), qui sont présentés dans ce qui suit.

III.3.6.2. Algorithme Perturbation & Observation (P&O)

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension V_{PV} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{PV} qui en résulte.

Ainsi, comme l'illustre la figure III.10 pour différentes zones de fonctionnement, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{PV} engendre un accroissement de la puissance P_{PV} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du MPP. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le MPP. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au MPP, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande.

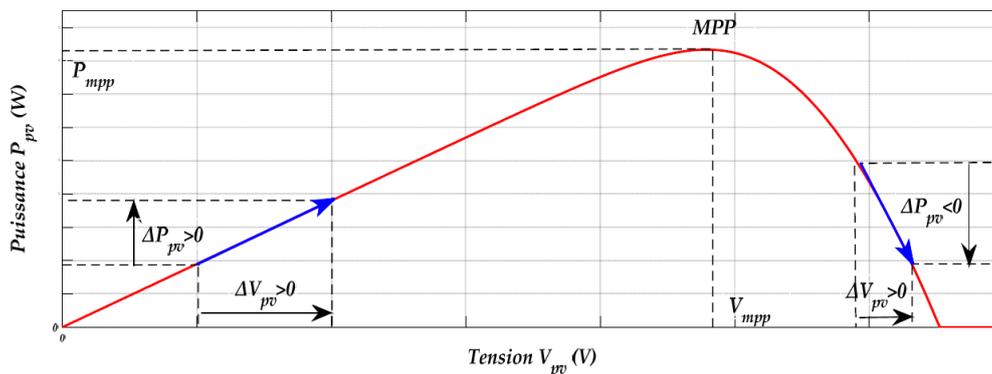


Figure III.10 : Caractéristiques de fonctionnement de la méthode de P&O [16].

On résume cette figure dans quatre cas à savoir :

- **Premier cas : $\Delta P_{PV} > 0$ et $\Delta V_{PV} > 0$**

Dans ce cas le point de fonctionnement se trouve à gauche du MPP ; en plus ΔV_{PV} est positive, on est donc dans la direction positive. Pour la prochaine itération, on augmente la tension du champ photovoltaïque. Ceci peut être réalisé par une diminution du rapport cyclique. Soit donc :

$$\alpha(k) = \alpha(k - 1) - \Delta\alpha \quad (\text{III.12})$$

- **Deuxième cas : $\Delta P_{PV} > 0$ et $\Delta V_{PV} < 0$**

Le point de fonctionnement se trouve à droite du MPP ; en plus ΔV_{PV} est négative, la recherche du MPP se fait dans la direction positive. On va donc pour la prochaine itération continuer à diminuer la tension (donc à augmenter le rapport cyclique). Soit donc :

$$\alpha(k) = \alpha(k - 1) + \Delta\alpha \quad (\text{III.13})$$

▪ **Troisième cas : $\Delta P_{PV} < 0$ et $\Delta V_{PV} < 0$**

Le point de fonctionnement se trouve à gauche du MPP ; et comme ΔV_{PV} est négative on se dirige dans le sens négatif. Lors de la prochaine itération on doit corriger le sens de la recherche en augmentant la tension. Soit donc :

$$\alpha(k) = \alpha(k - 1) - \Delta\alpha \tag{III.14}$$

▪ **Quatrième cas : $\Delta P_{PV} < 0$ et $\Delta V_{PV} > 0$**

Le point de fonctionnement actuel est à droite du MPP ; en plus ΔV_{PV} est positive, la recherche se fait donc dans la direction négative. Pour la prochaine itération, on va diminuer la tension (donc augmenter le rapport cyclique). Soit donc [16] :

$$\alpha(k) = \alpha(k - 1) + \Delta\alpha \tag{III.15}$$

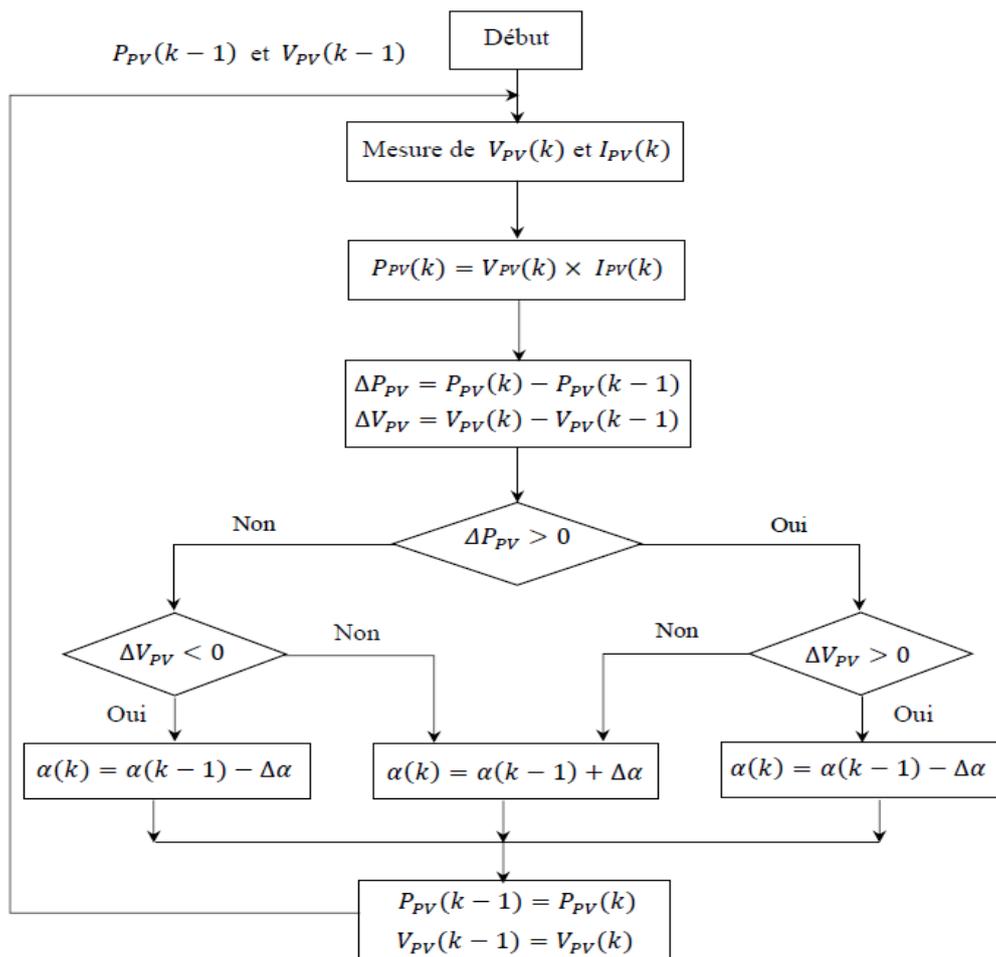


Figure III.11 : Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation.

III.3.6.3. Algorithme Incrémentation de la conductance (Inc-Cond)

Cette méthode a été proposée par Hussein et Al. Comme une alternative à la méthode P&O. Cette commande se résulte de recherche de pente de la caractéristique P_{PV} (V_{PV}) au MPP par le calcul de la dérivée de la puissance du champ photovoltaïque par rapport à la tension qui est égale à zéro à ce point. La pente est positive à gauche et négative à droite tel que :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(V_{PV}I_{PV})}{dV_{PV}} = V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} + I_{PV} = 0 \quad (\text{III.16})$$

Donc :

$$-\frac{I_{PV}}{V_{PV}} = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (\text{III.17})$$

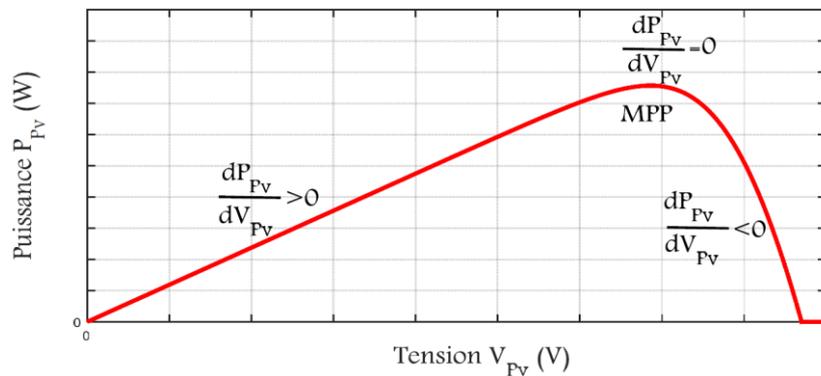


Figure III.12 : Caractéristiques de fonctionnement de la méthode d'incrément de conductance [16]

Le terme de gauche de l'équation (III.17) désigne la conductance instantanée et le terme droit le gradient de cette conductance. La poursuite du MPP consiste à établir des perturbations tout en comparant la conductance instantanée par son gradient. Lorsque le MPP est atteint les perturbations sont arrêtées, la valeur du rapport cyclique sera fixée jusqu'à un nouveau changement du MPP.

On présente dans la figure III.13, l'organigramme de poursuite du MPP par la méthode d'incrément de conductance.

L'avantage principal de cet algorithme est qu'il est adapté aux conditions climatiques instables car, théoriquement, il est possible de trouver un MPP et de s'y immobiliser si la perturbation cesse. Dans ce cas-là, la variation de tension est nulle ; l'apparition d'une variation de courant permet d'ajuster la valeur de la tension de référence pour atteindre un nouveau MPP. C'est une propriété intéressante par rapport à la méthode P&O car en régime établi, il n'y a pas

d'oscillations autour du MPP. De plus, cette méthode ne présente pas de risques de divergence par rapport au MPP. En Pratique, il existe une oscillation autour du MPP qui est néanmoins inférieure à celle de la méthode de P&O [16].

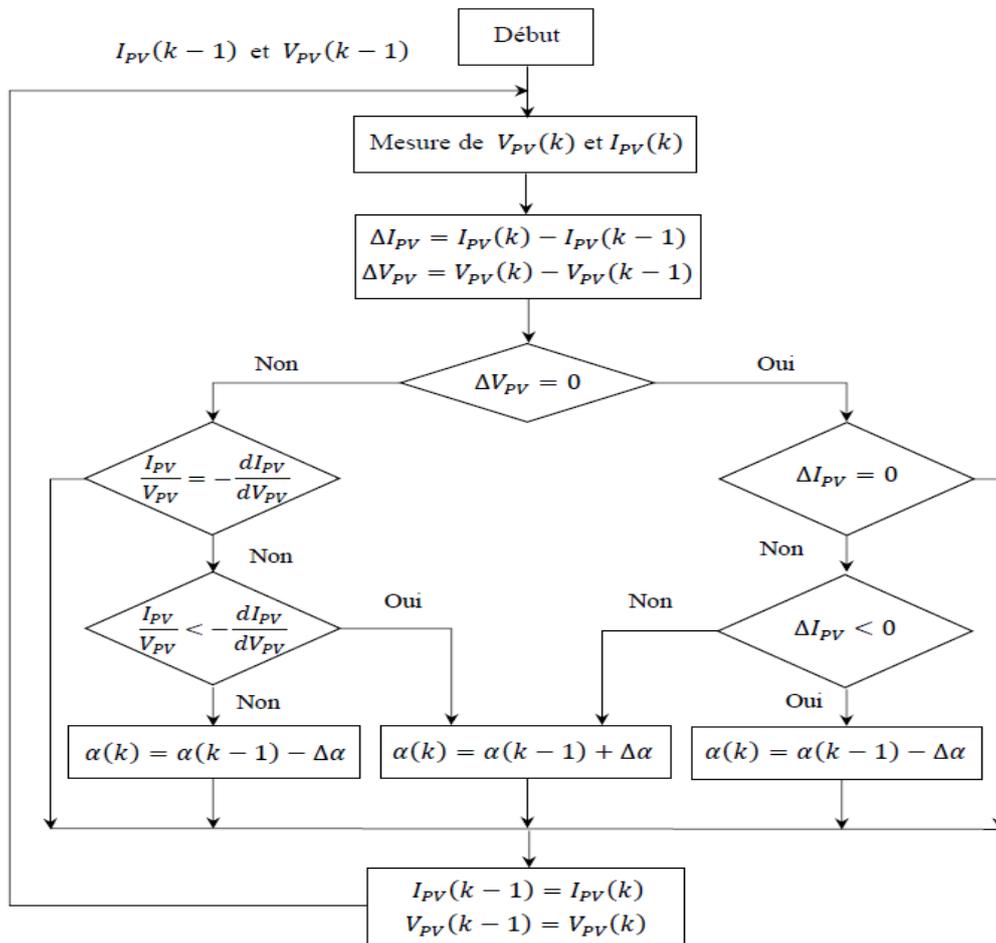


Figure III.13 : Organigramme de l'algorithme d'incrément de conductance.

Étant donné que le régulateur MPPT contient nécessairement un convertisseur DC-DC, une étude sur ce dernier s'est présentée dans la section suivante.

III.4. Modélisation d'un convertisseurs DC-DC (hacheurs)

III.4.1. Définition

Les hacheurs sont des convertisseurs du type continu-continu permettant de contrôler la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé.

Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductance et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs [18].

Les hacheurs présentent une partie essentielle dans le dispositif de commande d'un champ photovoltaïque [3].

III.4.2. Types des hacheurs

Les hacheurs (ou convertisseurs DC-DC) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. Les trois configurations de base sont [18] :

- Hacheur dévolteur (ou série).
- Hacheur survolteur (ou parallèle).
- Hacheur dévolteur- survolteur (hacheur série –parallèle).

III.4.2.1. Hacheur dévolteur (Buck)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie V_s est inférieure à celle de l'entrée V_e . Il comporte : un interrupteur K à amorçage commandé (transistor bipolaire, transistor MOSFET ou IGBT...) et en série avec la source (Figure III.14), une diode D de roue libre, une inductance L et une capacité C .

Le cycle de fonctionnement de période de hachage T , comporte deux étapes. Lors de la première, on rend l'interrupteur passant et la diode polarisée en inverse et bloquée. Cette phase dure de 0 à αT . Lors de la seconde, on bloque l'interrupteur. La diode devient passante. Cette phase dure de αT à T .

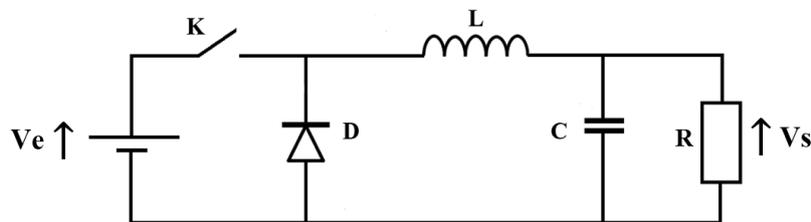


Figure III.14 : Schéma de principe d'un hacheur dévolteur (Buck).

Pour un rapport cyclique « α » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne et le courant à la sortie sont donnés par [18] :

$$V_s = \alpha V_e \quad (\text{III.18})$$

$$I_s = \frac{1}{\alpha} I_e \quad (\text{III.19})$$

Avec :

$$\alpha = \frac{T_f}{T} \quad (\text{III.20})$$

Les équations (III.21) et (III.22) donnent respectivement l'expression de la capacité (qui a pour rôle respectif de diminuer l'ondulation de la tension d'entrée et de sortie d'hacheur) et de l'inductance du filtre.

$$C_{min} = \frac{\Delta I_L}{8 f_c \Delta V_s} \quad (\text{III.21})$$

$$L = \frac{V_s(1-\alpha)}{\Delta I_L f_c} \quad (\text{III.22})$$

Dans ces relations :

T_f : Période de fermeture de l'interrupteur (s) ;

T : période d'un cycle de commutation (s) ;

L : L'inductance de l'inducteur (H) ;

C_{min} : capacité de sortie minimale (F) ;

ΔI_L : courant d'ondulation de l'inducteur estimé (A) ;

f_c : fréquence de commutation de l'interrupteur (Hz) ;

ΔV_s : ondulation de tension de sortie souhaitée (V) [19].

III.4.2.2. Hacheur survolteur (Boost)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie V_s est supérieure à celle de l'entrée V_e . Cette structure demande un interrupteur commandé et en parallèle avec la source, voir la Figure III.15.

Le montage le plus simple consiste à mettre périodiquement en court-circuit la résistance R pendant une durée $T_o = \alpha T$ bien déterminée, cette mise en court-circuit est assurée par un hacheur branché en parallèle avec la résistance.

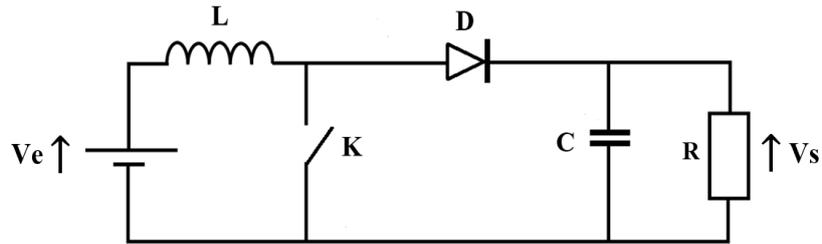


Figure III.15 : schéma de principe d'un hacheur survolteur (boost).

La tension et l'intensité dans la charge sont données par les équations suivante :

$$V_s = \frac{V_e}{1-\alpha} \quad (\text{III.23})$$

$$I_s = (1 - \alpha)I_e \quad (\text{III.24})$$

Le rapport cyclique α est compris entre 0 et 1 donc la tension de sortie V_s est nécessairement supérieur à la tension d'entrée V_e .

On s'aperçoit que le convertisseur Boost est le sujet de nombreuses réflexions et ressort le plus fréquemment dans la littérature pour une conversion DC/DC. En effet en prenant en compte les caractéristiques des différents convertisseurs DC/DC, le Boost, de par sa simplicité, son faible coût et son rendement élevé, est la structure retenue pour réaliser la plupart des convertisseurs DC/DC photovoltaïques [3].

III.4.2.3. Hacheur dévolteur-survolteur (Buck-Boost)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie V_s est inférieure ou supérieure à celle de l'entrée V_e . Pour un rapport cyclique α donné, et en régime de conduction continu (figure III.16), la tension moyenne à la sortie est donnée par [18] :

$$V_s = \frac{\alpha}{1-\alpha} V_e \quad (\text{III.25})$$

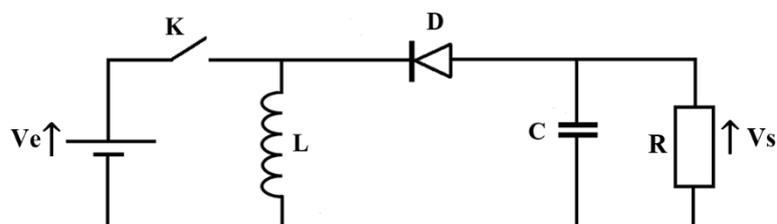


Figure III.16 : schéma de principe d'un hacheur dévolteur-survolteur.

III.5. Conclusion

Les connaissances acquises durant ce chapitre nous ont permis de savoir l'importance de la modélisation du système photovoltaïque, la nécessité d'ajouter un régulateur, la technique de modulation de largeur d'impulsion, la technique de poursuite du point de puissance maximal du générateur PV avec deux types de commande les plus répandus et le principe du fonctionnement des convertisseurs DC/DC.

Chapitre IV : Simulation d'un système photovoltaïque et étude comparative

IV.1. Introduction

La simulation du système PV permet de tracer toutes les étapes de la conversion d'énergie à travers ce système, les opérations sont faites par un logiciel comme MTLAB/Simulink [3].

Dans ce chapitre, on va présenter les résultats de la simulation d'un module PV, puis d'un système PV complet. La simulation sera effectuée pour différentes conditions météorologique. Ensuite, on va terminer ce chapitre par une étude comparative.

IV.2. Simulation du module PV

Dans cette simulation, nous avons procédé à la mise en œuvre d'un modèle du panneau photovoltaïque sous Matlab-Simulink qui va être utilisé dans la suite de notre travail. Le panneau qui est utilisé comme modèle de simulation est de type : SCHOTT Solar ASE-100-GT-FT/MC, constitué de 48 cellules polycristallin connectées en série et fournit 105W de puissance maximale nominale. Les paramètres que on a besoin pour la simulation de ce module sont regroupées dans le tableau suivant :

Paramètres	Valeurs
Résistance série R_s (Ω)	0.010
Résistance shunt R_{sh} (Ω)	82
Courant de court-circuit (A)	4.92
Facteur d'idéalité	1.04
Coefficient de température %	0.078
Nombre de cellules en série	48

La figure IV.1 illustre le modèle du panneau photovoltaïque en Matlab/Simulink.

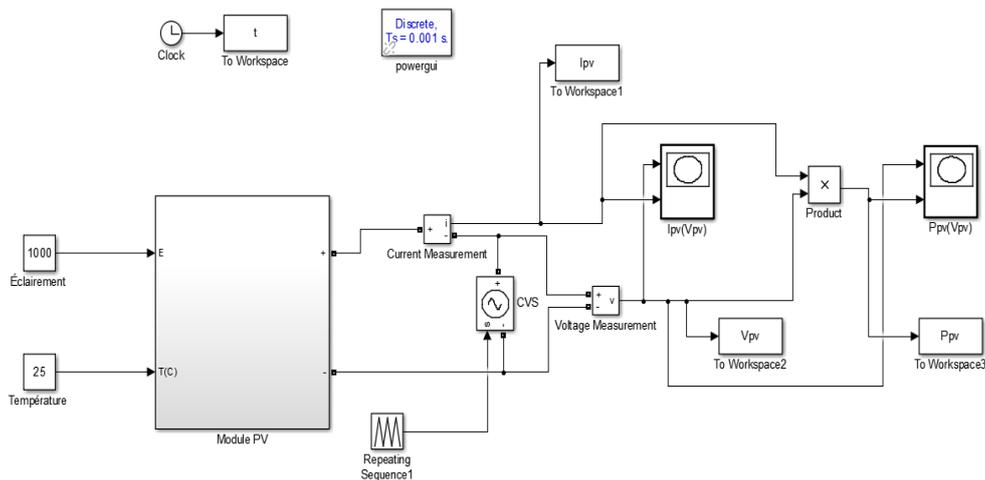


Figure IV.1 : Schéma-bloc du module PV

Les résultats de cette simulation sont représentés par les figures IV.2 et IV.3. Ces figures représentent les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) pour différentes températures et différents éclaircements.

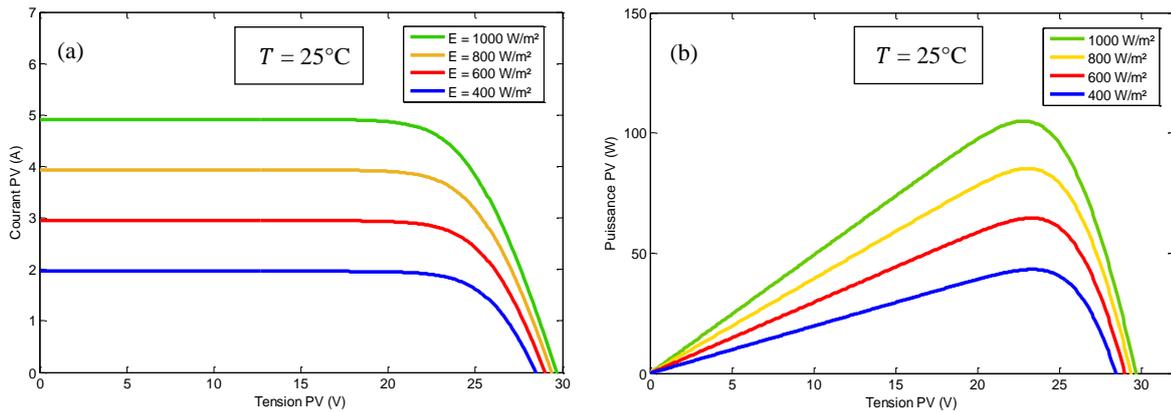


Figure IV.2 : Résultats de simulation des caractéristiques (a : (I-V)) et (b : (P-V)), pour différents éclaircements et une température $T = 25^\circ\text{C}$.

La figure IV.2 montre l'influence de l'éclaircissement sur les caractéristiques (I-V) et (P-V). A une température constante, on constate que le courant subit une variation importante, mais par contre la tension varie légèrement. Cela semble raisonnable puisque selon le principe de fonctionnement de la cellule solaire, le courant produit est proportionnel à l'éclaircissement, tandis que la légère variation de la tension nous montre que pour la plupart des applications pratiques, cette variation est considérée négligeable.

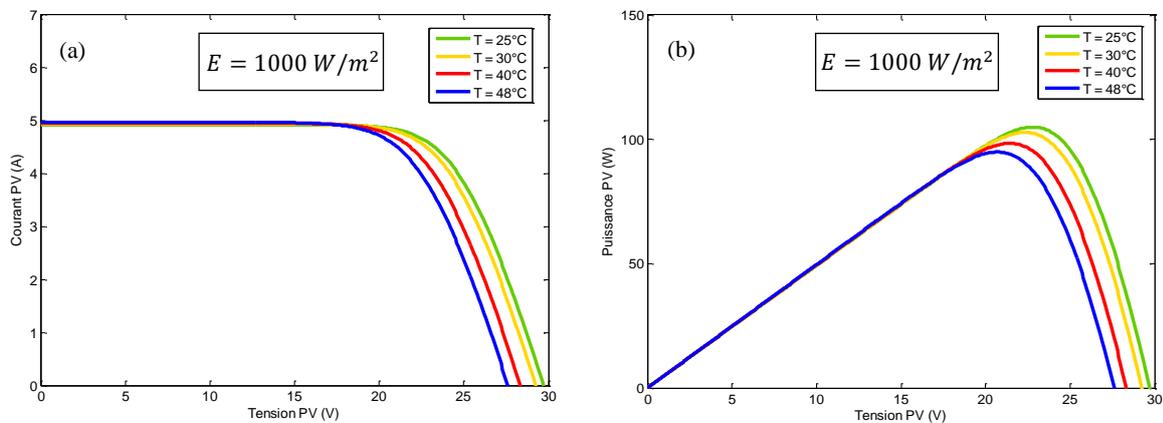


Figure IV.3 : Résultats de simulation des caractéristiques (a : (I-V)) et (b : (P-V)), pour différentes températures et un éclaircissement $E = 1000 \text{ W/m}^2$.

La figure IV.3 montre que la tension à vide d'un module photovoltaïque diminue avec l'augmentation de la température du module PV. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température du module PV. On peut remarquer sur la figure (b) que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible. Donc, cela nous montre que lors du dimensionnement d'une installation PV, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

IV.3. Simulation du système photovoltaïque global

Dans cette simulation, on utilise le module PV que on a simulé précédemment, avec un hacheur Buck caractérisé par les paramètres suivants : $C_1 : 1000\mu F$, $C_2 : 10\mu F$ et $L : 335mH$. L'interrupteur utilisé dans l'hacheur est le transistor IGBT.

On alimente une batterie de capacité : 100Ah et de tension nominale : 12 V. La tension désirée pour la charge complète est de 13.7 V. Le schéma block de ce système PV est représenté dans la figure suivante :

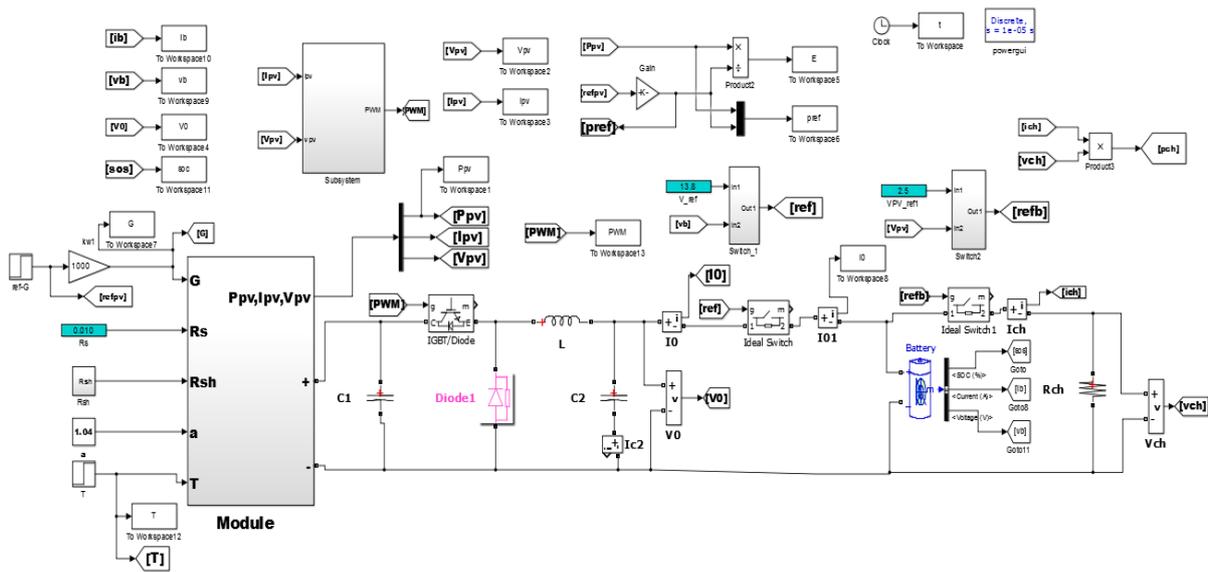


Figure IV.4 : Schéma-bloc du système photovoltaïque contenant un hacheur Buck.

Cet hacheur Buck est commandé en MPPT par l'algorithme P&O à pas de perturbation : $\Delta\alpha = \pm 0.01$ et à fréquence de commutation : $f_s = 5000Hz$. La commande MPPT est représentée par un schéma bloc comme montrée dans la figure suivante :

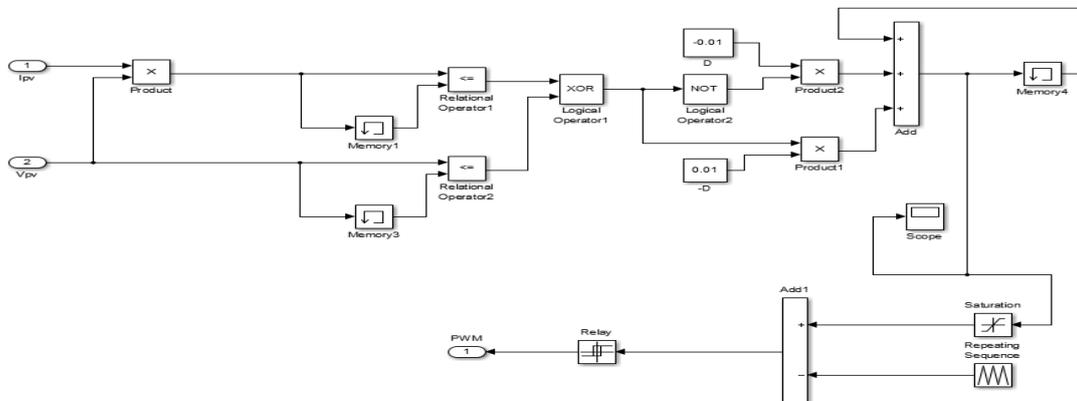


Figure IV.5 : Schéma-bloc de la commande MPPT en utilisant l'algorithme P&O.

On fait soumettre le système photovoltaïque à des variations des conditions de l'ensoleillement et de température. Après la simulation on obtient les résultats représentés ci-dessous.

La figure IV.6 représente les variations de puissance, tension et courant du module PV en fonction du temps pour un éclairement variable et une température constante.

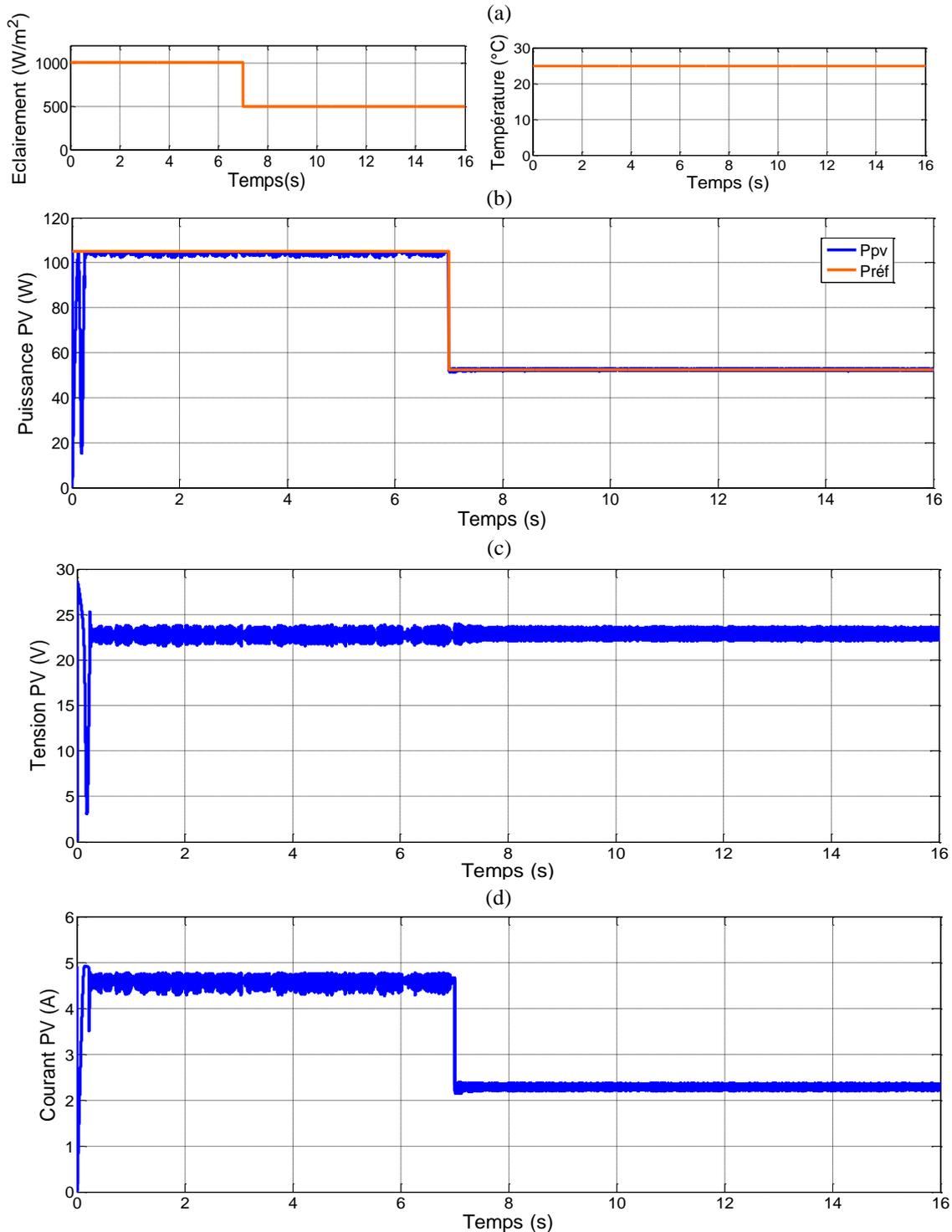


Figure IV.6 : (a) Condition météorologique, (b) Puissance du module, (c) Tension du module, (d) Courant du module.

La figure IV.7 représente les variations de puissance, tension et courant de la batterie en fonction du temps pour un éclairage variable et une température constante.

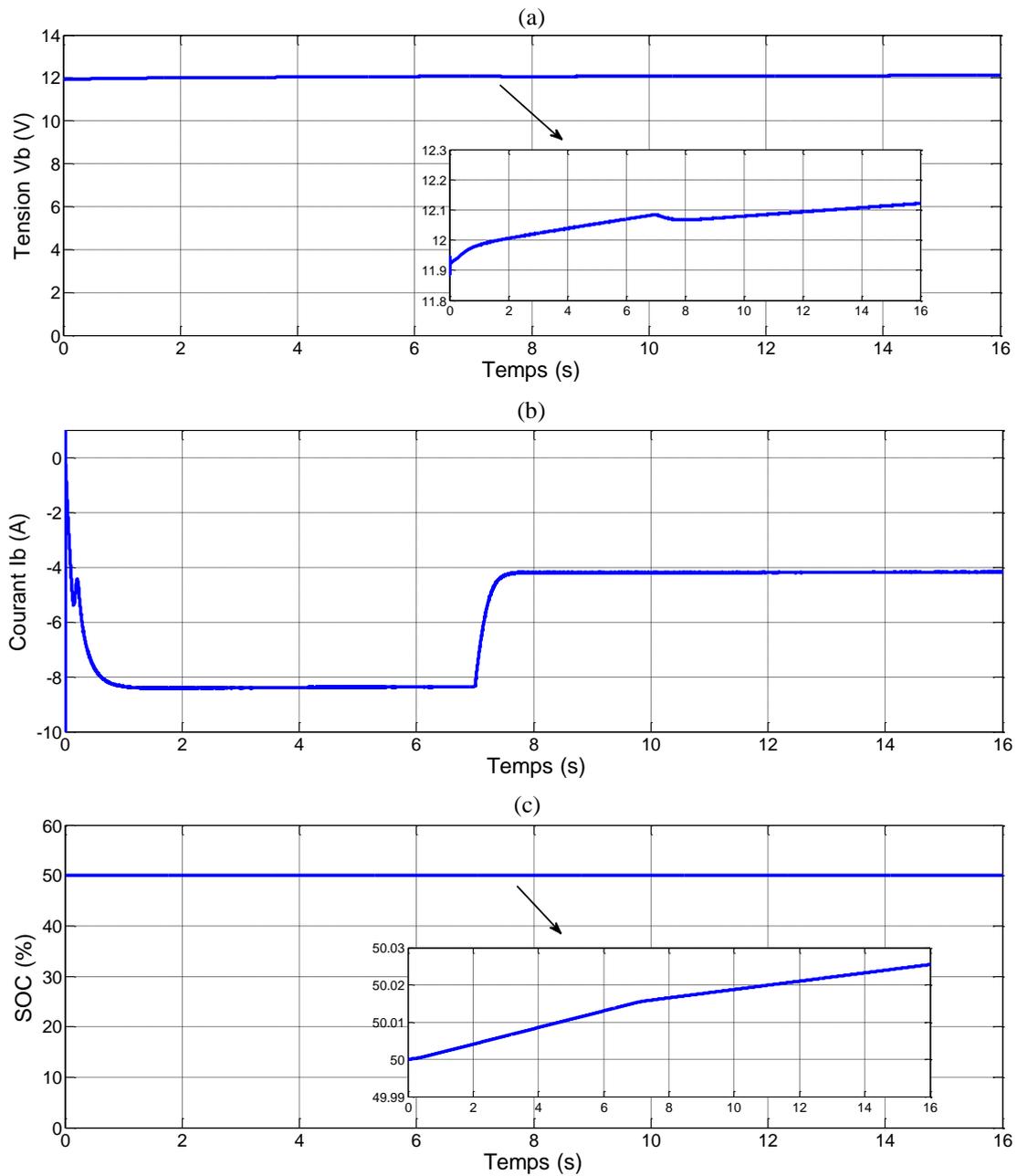


Figure IV.7 : (a) Tension de batterie, (b) courant de batterie, (c) État de charge de batterie.

La figure IV.8 représente les variations de puissance, tension et courant du module PV en fonction du temps pour un éclairage constant et une température variable.

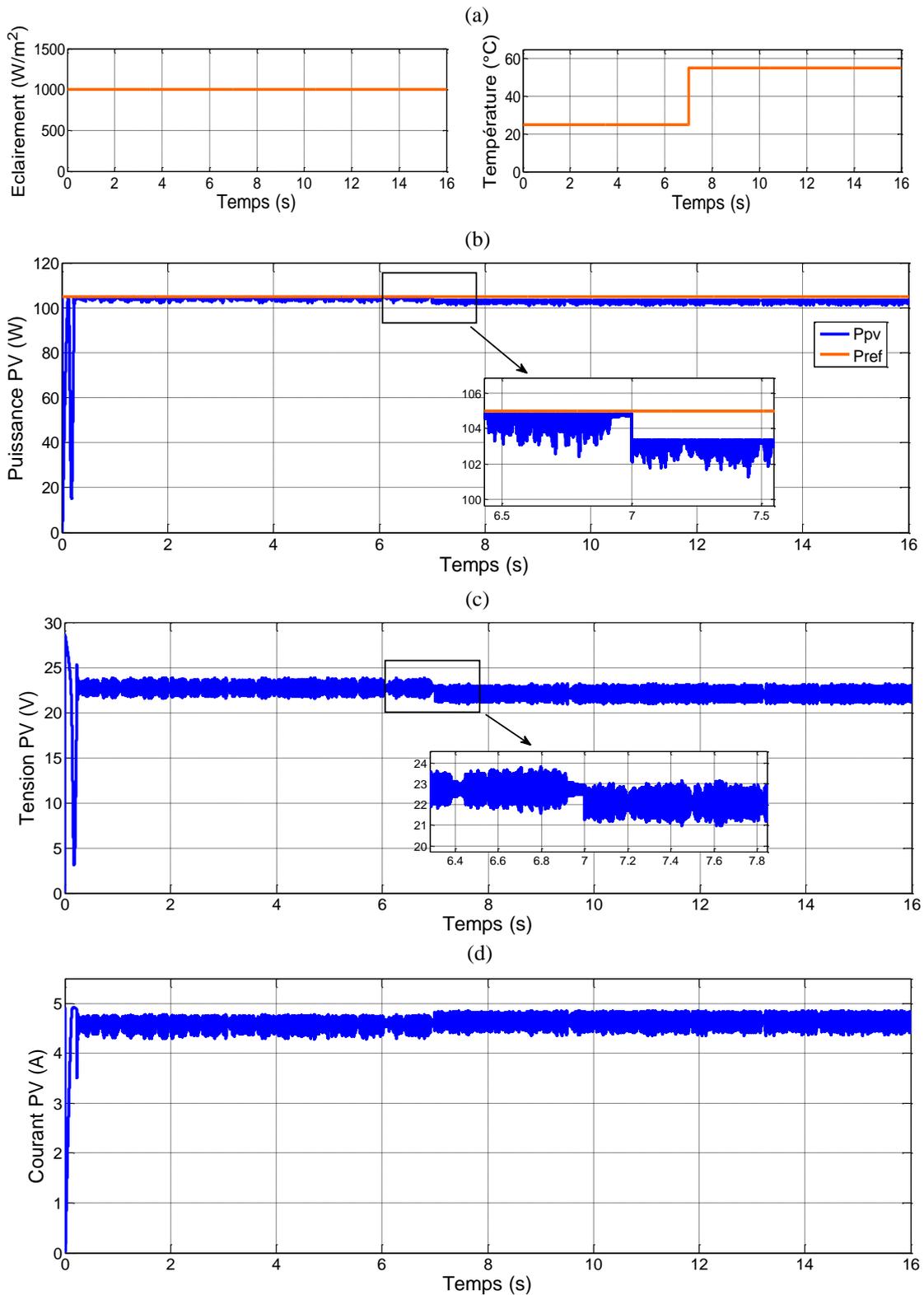


Figure IV.8 : (a) Condition météorologique, (b) Puissance du module, (c) Tension du module, (d) Courant du module.

La figure IV.9 représente les variations de puissance, tension et courant de la batterie en fonction du temps pour un éclairement constant et une température variable.

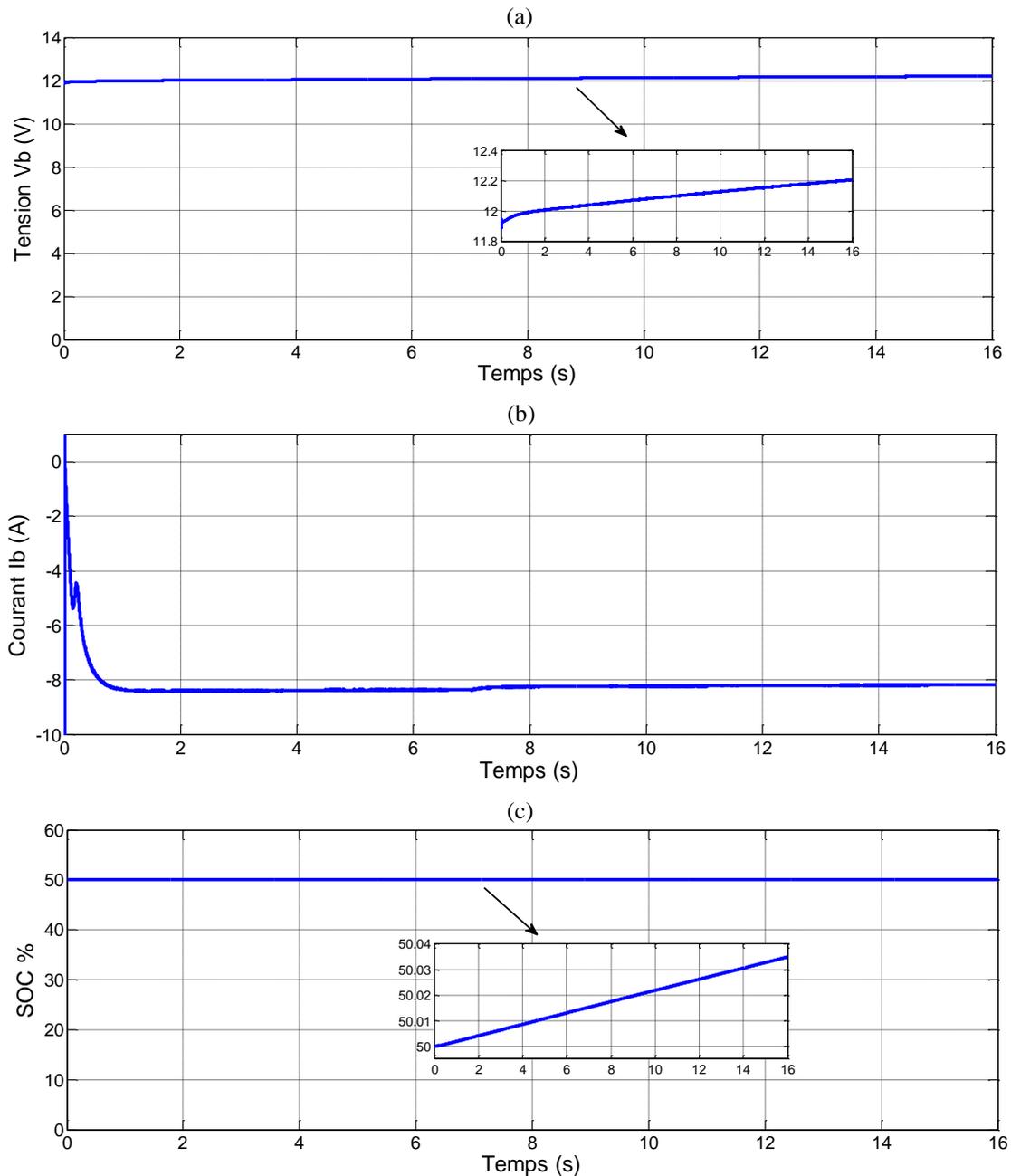


Figure IV.9 : (a) Tension de batterie, (b) courant de batterie, (c) État de charge de batterie.

L'ensemble des résultats obtenus montre que le hacheur Buck et la commande MPPT accomplissent correctement leurs rôles. Bien que la variation des conditions météorologique, La commande MPPT assure le transfert de la puissance maximale fournie par le module PV à la batterie

Après un régime transitoire de durée inférieure à 0.22s, la commande MPPT parvient à ajuster le rapport cyclique α très rapidement de sorte que le système fonctionne à sa puissance optimale autour de 105W. Après ce point, les différentes grandeurs électriques (puissance, tensions et

courants) se stabilisent autour des valeurs optimales fixées par les conditions standards de l'ensoleillement et de température.

Comme on l'a vu dans la simulation du module, La simulation du système montre que le courant PV et la puissance PV sont très sensible à l'éclairement (figure IV.6), lorsque l'éclairement diminue à 500 W/m² le courant PV et la puissance PV diminuent de 50 %. Par contre, le courant PV n'est pas influé par le changement de la température (figure IV.8). La tension PV presque ne varie pas avec l'éclairement et par contre elle diminue de 3.1 % lorsque la température augmente à 55°C tandis que la puissance PV diminue de 1.45 %.

Le hacheur Buck fournit une tension à sa sortie inférieure à celle fournie par le module PV et correspondante à la tension de la batterie comme on le voit dans les figures IV.7 et IV.9.

Le courant de charge de la batterie I_b qui sort du hacheur (figures IV.7 et IV.9), est supérieur au courant d'entrée (courant PV), cela est dû au fait que le régulateur MPPT augmente le courant de sa sortie pour garder l'équilibre entre la puissance d'entrée et la puissance de sortie de ce régulateur, on peut se vérifier par le calcul du produit de tension et du courant de la batterie ($I_b \times V_b$), et on va trouver une puissance proche de la puissance du module. Le courant I_b apparait dans la batterie en signe négatif, puisque la batterie débite un courant de décharge inverse au sens de I_b .

La tension et l'état de charge de la batterie s'augmentent lentement, cela nous montre que la batterie requiert une durée de charge dépend essentiellement de la valeur de la tension délivrée par le panneau photovoltaïque.

IV.4. Étude comparative

Dans cette partie de travail on va présenter des résultats expérimentaux acquis à travers deux bancs d'essai installé au sein de l'URAER, l'un concerne le régulateur STECA (PWM), et l'autre concerne le régulateur TRISTAR (MPPT). Avant de commencer, on va donner des coordonnées géographiques relatives à notre site d'étude. Comme ces données, elles ont pour but de les utiliser dans beaucoup d'applications énergétiques notamment pour les systèmes photovoltaïques.

IV.4.1. Données géographiques

Les données affichées dans le tableau IV.2 sont des coordonnées géographiques représentatives au site de Ghardaïa.

Tableau IV.2 : Coordonnées géographiques du site de Ghardaïa [3].				
Site	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	Albédo
Ghardaïa	32.38	3.82	520	0.3

IV.4.2. Description du système à expérimenter

Le module PV utilisé est le même que celui choisi dans la simulation, il alimente une batterie AGM de type ProPower 100Ah-12V et un lampadaire LED S54-360(DC12-24). Les bancs d'essai sont illustrés dans les figures IV.10 et IV.11 suivantes.

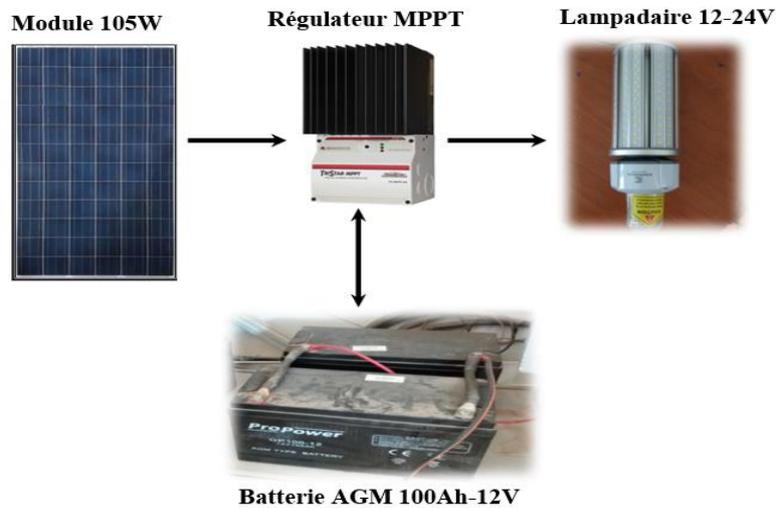


Figure IV.10 : Banc d'essai contenant un régulateur TRISTAR (MPPT).

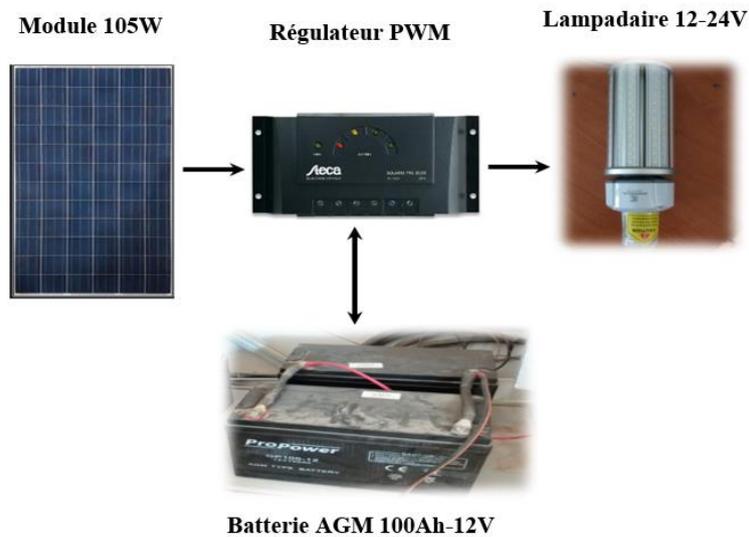


Figure IV.11 : Banc d'essai contenant un régulateur STECA (PWM).

On va prendre des mesures de puissance, tension et courant concernant le module PV et la batterie pour chaque type de régulateur utilisé. Ces mesures sont faites lors du fonctionnement du système pendant une journée. Puis, on obtient les résultats qui sont présentés dans la section suivante.

IV.4.3. Résultats et discussion

Les résultats d'expérimentation pour chaque régulateur utilisé sont montrés dans les figures IV.12 et IV.13 suivantes.

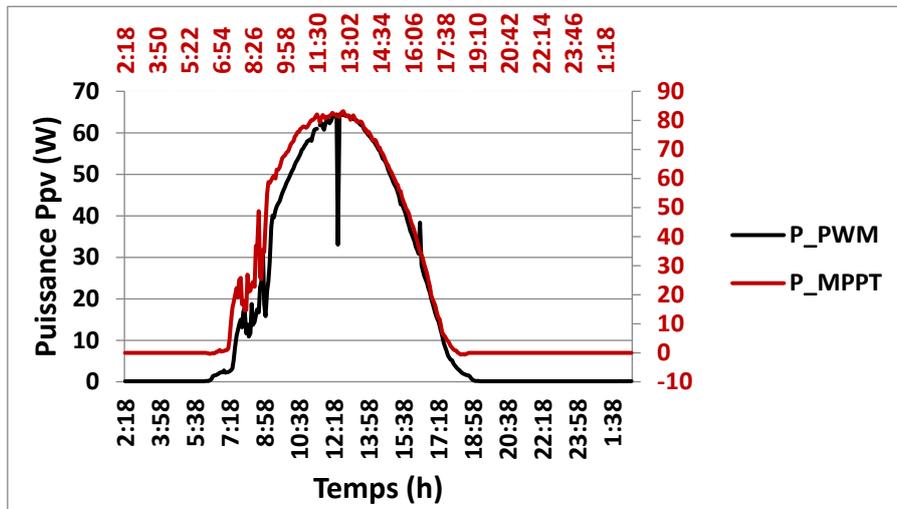


Figure IV.12 : Puissance du module.

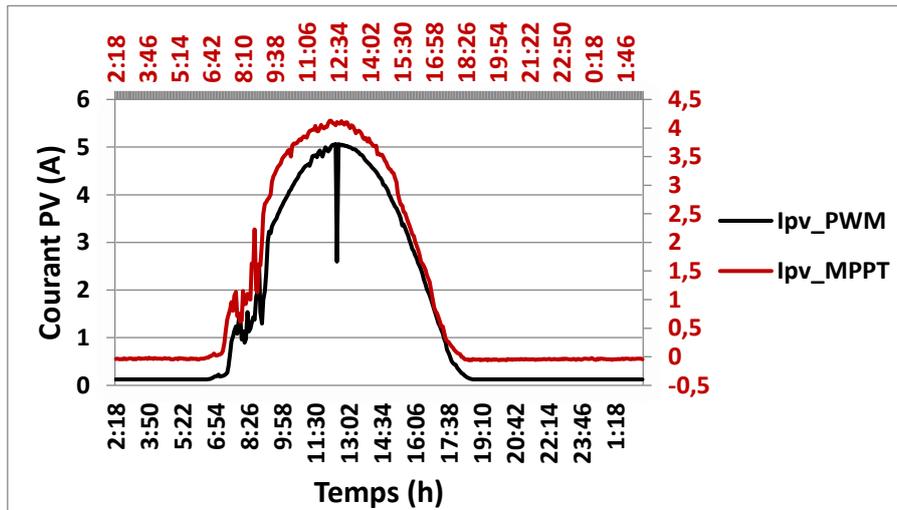


Figure IV.13 : Courant du module.

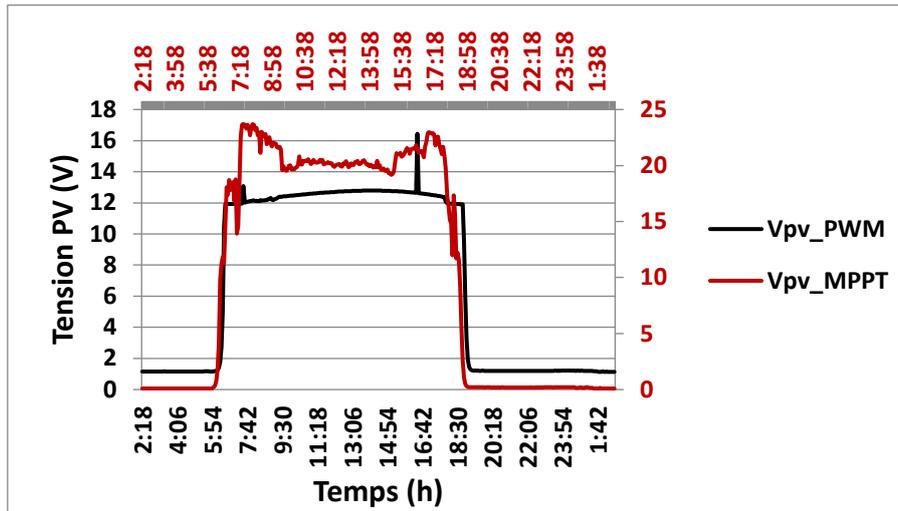


Figure IV.14 : Tension du module.

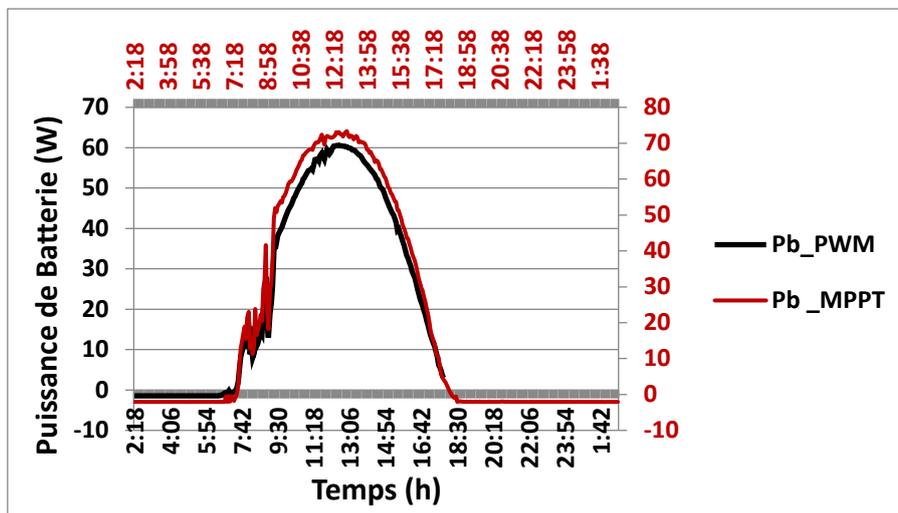


Figure IV.15 : Puissance de batterie.

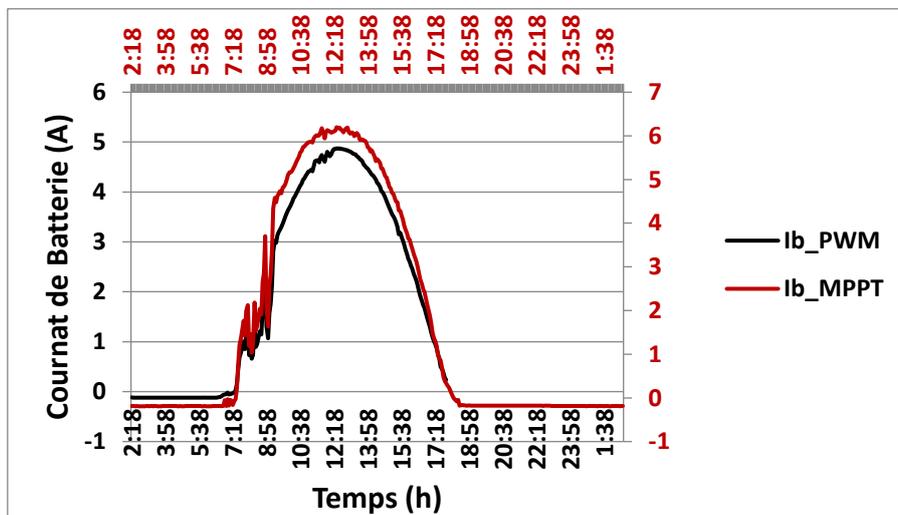


Figure IV.16 : Courant de batterie.

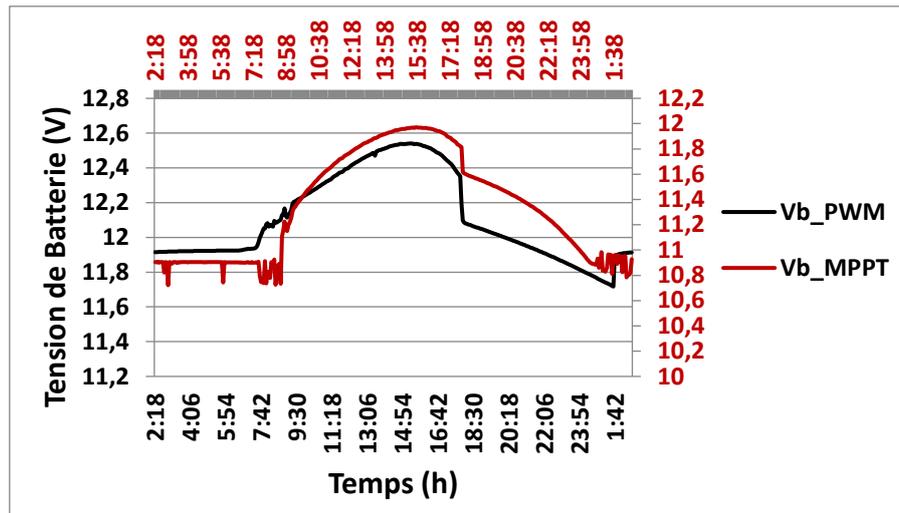


Figure IV.17 : Tension de batterie.

Les résultats obtenus montrent que le système PV accomplit correctement son fonctionnement avec les deux régulateurs utilisés.

Durant la journée, il existe un instant où le module PV atteint sa valeur optimale de son fonctionnement, cet instant est au midi. Donc, comme on a vu précédemment, la puissance PV est nécessairement liée à l'éclairage qui atteint sa valeur maximale à cet instant. Dans les temps à faible éclairage tel qu'avant le lever du soleil et après son coucher, la puissance PV s'annule et le module cesse de fonctionner.

Dans la figure IV.12, la puissance PV avec le régulateur MPPT est supérieure à celle avec le régulateur PWM, tel que la puissance maximale avec le MPPT a atteint jusqu'à 83,15 W, tandis que celle avec le PWM a atteint 64,46 W. Cette différence est due à la technique de poursuite de point de puissance maximale qui est liée au régulateur MPPT.

Nous remarquons une diminution de puissance maximale à la sortie des régulateurs (puissance maximale de la batterie) par rapport à leur entrée dans la figure IV.15, tel que la puissance maximale avec le MPPT a diminué de 9,8 W (0,88 %) et celle avec le PWM a diminué de 3,48 W (0,94 %). Cela signifie qu'il y a des pertes inévitables dans le système PV dont les pertes de commutation et les pertes du câblage.

Pour le MPPT, nous voyons sur la figure IV.13 que le courant de puissance maximale PV est de 4,13 A, tandis que dans la figure IV.16 le courant de charge maximale de la batterie a crû jusqu'à 6,2 A. La tension de puissance maximale PV est presque constante aux environs de 20 V dans la figure IV.14, elle est supérieure à la tension nominale de la batterie qui est de 12 V. Ce qui soutient nos résultats obtenus à la simulation, d'où le régulateur MPPT a débité un

courant supérieur à sa sortie en gardant la tension de sa entrée à sa valeur de puissance maximale. Cela permet de récupérer le maximum d'énergie et effectuer une charge rapide de la batterie.

Pour le PWM, le courant de puissance maximale PV est de 5,06 A dans la figure IV.13, tandis que sur figure IV.16 le courant de charge maximale de la batterie est de 4,86 A. Il y a juste une légère diminution du courant. Cela nous montre que le PWM utilise tout le courant disponible généré par le module PV. La tension de puissance maximale est presque constante aux environs de 12,7 V dans la figure IV.14, elle est compatible avec la tension nominale de la batterie. Cela est dû au fait que le PWM a diminué la tension de son entrée en gaspillant l'excédent qu'il n'a pas besoin.

Selon la figure IV.17, les deux courbes de tension de la batterie ont presque la même allure. Cela signifie que le PWM et le MPPT chargent la batterie par une même procédure (charge en Buck, Absorption et Floating). On remarque une diminution progressive de tension de la batterie durant la période nocturne, cela signifie que la batterie est en état de décharge pour alimenter le lampadaire.

Le tableau suivant regroupe les valeurs d'énergie fournie par le module PV et l'énergie absorbée par la batterie selon le type du régulateur utilisé.

Tableau IV.3 : L'énergie obtenue dans le système PV.		
Type du régulateur	L'énergie fournie	L'énergie absorbée
MPPT	586.08 Wh	511.53 Wh
PWM	440.078 Wh	404.39 Wh

Selon l'énergie absorbée par la batterie, avec le MPPT on a obtenu 21 % de rendement supplémentaire par rapport au PWM, cela nous affirme ce qui est connu dans le domaine PV, tel que cette différence de rendement peut atteindre jusqu'à 30 %, notamment lors des périodes nuageuses.

D'après ces résultats, le régulateur MPPT semble mieux grâce à son rendement et sa technologie, tel que on a la possibilité de charger les batteries par une série de panneaux ayant une tension nominales supérieur à celle des batteries tout en délivrant un courant PV égale au courant d'un seul panneau, donc un courant suffisamment inférieur au courant de charge, cela est particulièrement utile et économique pour les installations avec des longs câbles entre le régulateur et le champ PV puisque on pourra utiliser les câbles de petit diamètre.

On peut aussi dire que le régulateur PWM est idéal pour les petites installations d'où le chargement d'une batterie de 12V s'effectue par un panneau de tension $V_{mpp} < 23V$ ou une batterie de 24 V par un panneau de $V_{mpp} < 47 V$. Puisque, tanque il fonctionne en une technologie simple par rapport au régulateur MPPT, il sera moins coûteux, ce qui en fait le choix le plus économique pour les clients.

IV.3. Conclusion

Ce chapitre est consacré dans sa première partie, à la simulation d'un module PV afin d'obtenir les caractéristiques I-V et P-V. Puis, la simulation d'un système PV complet. Dans la deuxième partie, nous avons présenté des résultats expérimentaux de ce système PV installé au sein de l'URAER. Nous avons vu que les conditions météorologiques et le type de régulateur utilisé influencent sur la performance du système PV.

Conclusion générale

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent une étude comparative entre le régulateur PWM et le régulateur MPPT pour l'optimisation de l'énergie photovoltaïque.

Dans le premier chapitre, on a commencé le travail par une étude statistique sur l'état des énergies renouvelables dans le monde. Puis, on s'est focalisé sur l'énergie solaire, on a défini le rayonnement solaire, la géométrie terre-soleil et les caractéristiques du rayonnement. Enfin, on a donné une interprétation sur la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique.

Dans le deuxième chapitre, et comme on est intéressé par l'énergie solaire photovoltaïque, on a donné des fondements nécessaires pour la compréhension des systèmes photovoltaïques et leurs différents composants, dont la cellule, le module, le régulateur, les convertisseurs, le système de stockage et quelques éléments de protection.

Le troisième chapitre a été consacré à la modélisation et la commande d'un système photovoltaïque. Au début, un modèle électrique et mathématique de la cellule photovoltaïque a été présenté. Ensuite, on a étudié théoriquement les régulateurs utilisés dans le système photovoltaïque. Puis, on a donné des techniques de poursuite du point de la puissance maximale pour amener le générateur photovoltaïque à sa valeur optimum de fonctionnement. La commande MPPT est associée à un convertisseur DC-DC, donc la modélisation des hacheurs a été présenté à la fin de ce chapitre.

Dans le quatrième chapitre, la simulation du module photovoltaïque nous a permis d'obtenir les caractéristique I-V et P-V et de voir l'influence des conditions météorologique sur le fonctionnement de ce module. Ensuite, Un système PV entier contenant un hacheur Buck commandé en MPPT a été simulé. Des résultats expérimentaux qui ont enrichi notre étude ont été présentés à la fin de ce chapitre. Ces résultats nous ont permis de comparer entre le régulateur PWM le régulateur MPPT et d'affirmer que le MPPT peut arriver jusqu'à 30 % de rendement par rapport au PWM.

Notre travaille pourrait être poursuivi sous différents aspects, et étant donné que nous n'avons pas simulé le système PV avec le régulateur PWM, il serait pertinent de compléter cette étude en comparant entre ces deux régulateurs par simulation et en utilisant un autre algorithme de commande MPPT tel que l'algorithme IncCond. Il serait aussi pertinent d'étendre cette étude par une réalisation pratique.

Bibliographie

- [1] Mustapha Belarbi, « Contribution à l'étude d'un générateur solaire pour site autonome », Thèse de Doctorat, université d'Oran, 2015.
- [2] Hamidouche Macylia, Mokhtari boubkeur, « Etude d'un système photovoltaïque », mémoire de Master, Université de Bejaïa, 2016.
- [3] Lemdak Kaima, Kiouas Nabila, « Simulation et Etude expérimentale d'un système PV au milieu aride », mémoire de Master, Université de Ghardaïa, 2019.
- [4] KADRI Ibtissem, « Etude, Conception et Réalisation d'un Suiveur de Soleil », mémoire de Master, université de Tlemcen, 2018.
- [5] « Renewables 2020, Global status report », rapport sur l'état mondial des énergies renouvelable, www.ren21.net, 2020.
- [6] Mechouma Rabiaa « Contribution à l'étude des onduleurs dans les systèmes photovoltaïques : application pour les charges commerciales », thèse de Doctorat, université de Batna, 2015.
- [7] <http://olravet.fr/AideCalendes/derive.htm>. 02/03/2020.
- [8] Anne Labouret, Michel villoz, « Energie solaire photovoltaïque », 4^e édition, Dunod, Paris, 2009.
- [9] Falk Antony, Christian Durschner, Karl-Heinz Remmers, « Le photovoltaïque pour tous, conception et réalisation d'installations », Deuxième édition, Observ'ER. Paris-Solarpraxis. Berlin, 2010.
- [10] https://www.ecosources.info/dossiers/Types_de_cellules_photovoltaïques. 12/02/2020.
- [11] Kouadri Boudjelthia El Amin, « Les technologies photovoltaïques : Entre la recherche scientifique et la réalité économique », Bulletin des énergies Renouvelables N° 40, Centre de Développement des Energies Renouvelables, 2016.
- [12] <https://www.nrel.gov/index.html>. 29/02/2020.
- [13] <http://fokus.many.binarylogic.co/xyxy/solar-panel-diode-failure.html>. 17/02/2020.

[14] Bentayeb Meryem, « Etude de la commande MPPT à incrémentation de la conductance appliquée aux panneaux solaire », mémoire de Master, université d'Ain-Temouchent, 2016.

[15] ASSEM Houria, « Le régulateur de charge et de contrôle dans un système Photovoltaïque Autonome », Bulletin des énergies Renouvelables N° 31, Centre de Développement des Energies Renouvelables, 2014.

[16] Bouzidi Ali, « Diagnostic et contrôle des systèmes de conditionnement de l'énergie photovoltaïque. Cas d'un système connecté au réseau électrique », mémoire de magister, université de Batna, 2016.

[17] Salim Abouda, « Contribution a la commande des systèmes photovoltaïques : application aux systèmes de pompage », thèse de Doctorat, école nationale d'ingénieurs de Sfax, 2015.

[18] Mayouf Somia, « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec une commande vectorielle », mémoire de Magister, Université de M'sila, 2016.

[19] Brigitte Hauke, « Basic Calculation of a Buck Converter's Power Stage », rapport d'application, www.Texas Instruments.com, décembre 2011.

Annexes

Données techniques

1. Module SCHOTT Solar ASE-100-GT-FT/MC

Puissance nominale MPP (W_c)	105
Écart maximum par rapport au MPP (%)	± 5
Tension à MPP (V)	23,5
Courant au MPP (A)	4,47
Tension en circuit ouvert V_{co} (V)	29,5
Courant de court-circuit I_{cs} (A)	4,92
Coefficient de température MPP (% /°C)	-0,47
Coefficient de température I_{cs} (A /K)	0.078%
Coefficient de température V_{co} (mV/°C)	-161,88
Efficacité cellulaire (%)	14,60
Efficacité du module (%)	12,72

Ces valeurs s'appliquent dans les conditions de test standard STC (masse d'air AM 1,5 ; irradiation de $1000 W/m^2$; température de cellule 25°C).

2. Régulateur STECA

Données électriques		Courants électriques				
Tension de service	12 V ou 24 V; reconnaissance automatique		PR 1010	PR 1515	PR 2020	PR 3030
Zone de tension 12 V	6,9 V – 17,2 V	Courant de panneau maximal à température constante de 25 °C	10 A	15 A	20 A	30 A
Zone de tension 24 V	17,3 V – 43 V					
Températures de service tolérées	-10 °C bis +50 °C	Courant sous charge maximal à température constante de 25 °C	10 A	15 A	20 A	30 A
Températures de service tolérées	-20 °C bis +80 °C					
Autoconsommation mA	12,5 mA	Débranchement températures trop élevées				
PWM-Fréquence de modulation d'impulsions en largeur	30 Hz	Débranchement sous charge >85 °C				
Tension d'entrée maximale	< 47 V	Rebranchement sous charge <75 °C				
Tension de batterie minimale	6,9 V					

Données relatives à la tension de charge finale			Activation régulation de charge		
Dépendance du type de batterie réglée	Accumulateur gel (GEL)	Electrolyte liquide (Li)	Seuil d'activation des types de chargements	Commande SOC	Commande de tension
Chargement normal (float)	14,1 V / 28,2 V	13,9 V / 27,8 V	Chargement normal	SOC >=70 %	>=12,7 V ou >=25,4 V
Chargement d'amplification (boost); pour 2:00 h	14,4 V / 28,8 V	14,4 V / 28,8 V			
Chargement d'égalisation (equal); pour 2:00 h	---	14,7 V / 29,4V	Chargement d'amplification	SOC 40 % - 69 %	11,7 V - 12,4 V; ou 23,4 V - 24,8 V
Tous les 30 jours chargement d'entretien sin écessaire	14,4 V (28,8 V) (pour 2:00 h)	14,7 V (28,8 V) (pour 2:00 h)	Chargement de compensation	SOC <40 %	<11,7 V ou 23,4 V
Compensation de température	-4 mV par °K et photopile (sonde interne existante, sonde externe disponible optionnellement)		Tous les 30 jours chargement d'entretien	S'il n'y a pas eu de chargement d'égalisation ou d'amplification pendant une durée de 30 jours.	

Déconnexion sous charge			Données mécaniques	
	Commande SOC	Commande de tension	Type de protection	IP 32
			Montage	montage mural
			Poids	350 g
Avertissement Déconnexion sous charge	SOC <40 %	<11,7 V / 23,4 V	Boîtier	Boîtier en plastique, recyclable
Déconnexion sous charge	SOC <30 %	<11,1 V / 22,2 V	Dimensions L x l x H	187 x 96 x 44 mm
Réenclenchement sous charge	SOC >50 %	>12,6 V / 25,2 V	Distance des perçages pour accrocher l'appareil	vertical : 60 mm; horizontal : 177 mm
			Bornes de raccordement fils de faible diamètre / câble	16 mm ² / 25 mm ² / AWG: 6 / 4

3. Régulateur TRISTAR-MPPT

7.0 Caractéristiques techniques

Caractéristiques électriques

	TS-MPPT-45-150 V	TS-MPPT-60-150 V
Tension nominale du système	12, 24, 36, ou 48 volts DC	
Courant continu max. de la batterie	45 A	60 A
Tension d'entrée solaire maximale	150 volts DC	
Plage de tension de fonctionnement de la batterie	8 – 72 volts DC	
Puissance d'entrée nominale maximale :		
12 volts	600 watts	800 watts
24 volts	1200 watts	1600 watts
48 volts	2400 watts	3200 watts
Tolérance de tension	12 / 24 V : $\leq 0,1 \% \pm 50 \text{ mV}$ 48 V : $\leq 0,1 \% \pm 100 \text{ mV}$	
Consommation propre (perte de tare)	1,3 – 2,7 watts	
Protection contre les surtensions transitoires	4 500 watts / port	

Charge de batterie

Algorithme de charge	4 phases
Phases de charge	Charge brute, absorption, entretien, égalisation
Coefficient de compensation de température	-5 mV / °C / cellule (température de référence de 25 °C)
Plage de compensation de température	-30 ° à +80 °
Valeurs de consigne de température compensées	Absorption, entretien, égalisation, HVD