

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderrahmane MIRA de BEJAIA
Faculté de Technologie
Département de Génie électrique

Memoire de fin de cycle

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique
Options : Energies renouvelables – Electromécanique

Thème

*EVALUATION DES PERFORMANCES
D'UN SUIVEUR SOLAIRE*

Réalisé par :

M. SIDANE Younes

M. FERHOUNE Nassim

Promoteurs :

M. IDJDARENE Kassa

M. HAMMICHE Smail

2013-2014

Remerciements

Nous remercions Dieu tout puissant de nous avoir donné le courage et la patience afin d'aboutir à la réalisation de notre projet.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude et nos remerciements les plus profonds à nos promoteurs Mr. Kassa Idjarene et Smail Hammiche qui n'ont jamais épargné ni de leur temps ni de leur effort pour nous aider à arriver au terme de notre travail et comme nous exprimons aussi aux messieurs

Amokrane Salim, Merzai Nabil et Abdelghani Aril L'ingénieur de laboratoire LTH.

Nous remercions aussi les membres du jury Mr R. Alkama et S. Belaid pour avoir accepté de juger notre travail

Que ceux que nous n'avons pas cités trouvent ici l'expression de notre sincère reconnaissance.

Dédicaces

A Nos parents



A Nos frères et sœurs

A toute être chère à nos cœurs

Younes et Nassim

Sommaire

Nomenclatures-Abréviations	I
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	VII
Introduction générale	1
Historique	3

Chapitre I : Le gisement solaire

I.1. Introduction	4
I.2.généralités sur le rayonnement solaire.....	4
I.2.1.Le soleil	4
I.2.2. Mouvements de le la terre autour du soleil.....	5
I.3. Constante solaire.....	6
I.4.les coordonnées célestes	7
I.4.1.les coordonnées géographique.....	7
I.4.1.1. La longitude	7
I.4.1.2. La latitude.....	7
I.4.2.Les coordonnées horizontales.....	7
I.4.2.1. hauteur h	7
I.4.2.2. L'azimut	8
I.4.3.Les coordonnées horaires	9
I.4.3.1. déclinaison	9
I.4.3.2.L'angle horaire	10
I.5. Les notions du temps	11
I.5.1. Le temps solaire vrai.....	11
I.5.2. Le temps solaire moyen.....	11
I.5.3. Le Temps universel	12
I.5.4. Le Temps légal	12
I.6. Angle d'incidence du rayonnement solaire direct tombant sur un plan quelconque	13
I.7.Le rayonnement solaire.....	13
I.7.1. le rayonnement direct.....	14
I.7.2. le rayonnement diffus.....	14
I.7.3. le rayonnement global.....	14
I.8. Le gisement solaire en algérie.....	15

I.9. Conclusion	17
-----------------------	----

Chapitre II : Système photovoltaïque : contexte et problématique

II.1. Introduction	20
II.2. Générateur photovoltaïque.....	20
II.2.1. La cellule photovoltaïque	20
II.2.1.1. Conversion d'énergie solaire	20
II.2.1.2. Principe de fonctionnement	21
II.2.2. Caractéristique courant tension d'une cellule photovoltaïque.....	21
II.3. Technologies des cellules photovoltaïques.....	22
II.4. Protections classiques d'un GPV.....	24
II.5. Paramètre d'une cellule photovoltaïque	24
II.6. Modélisation du générateur photovoltaïque	25
II.6.1. Modèle idéal	25
II.6.2. Modèle à une diode.....	26
II.6.3. Modèle à une diode simplifié	28
II.6.4. Modèle explicite	29
II.7. Facteurs influençant le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	30
II.7.1. Influence de l'éclairement	30
II.7.2. Influence de la température	31
II.8. Association de cellules photovoltaïques.....	33
II.9. Conclusion	34

Chapitre III : Optimisation des performances d'un système PV

III.1. Introduction	35
III.2. Commande MPPT	35
III.2.1. Le fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque.....	35
III.2.2. Principe de fonctionnement de la commande MPPT	36
III.2.3. Classification de l'algorithme du suiveur de la puissance max	37
III.2.3.1. Les méthodes indirectes	38
III.2.3.1.1. Méthode de tension de circuit ouvert du générateur PV	38

III.2.3.1.2. La méthode de court-circuit	38
III.2.3.2. Les méthodes directes	39
III.2.3.2.1. La méthode Perturbation & Observation (P&O).....	39
III.2.3.2.2. Méthode de conductance incrémentielle	41
III.2.3.2.3. Commande MPPT classique	43
III.2.4. Simulation, comparaison des méthodes MPPT	44
III.2.5. Discussion des résultats	46
III.2.6. Fonctionnement sous les conditions variables	46
III.2.7. Discussion des résultats	48
III.3. Le suiveur solaire	48
III.3.1. Principe du suiveur.....	48
III.3.2. Représentation du mécanisme	49
III.3.4. Description des différentes parties du suiveur :	49
III.3.5. Vérification théorique	52
III.3.6. Les Capteurs de Lumières	53
III.3.6.1. Principe de fonctionnement.....	53
III.3.6.2. Emplacement des capteurs sur le panneau suiveur	54
III.3.7. Description de l'armoire de câblage électrique.....	54
III.4. Conclusion.....	57

Chapitre IV : Essais expérimentaux

IV.1. Introduction	58
IV.2. Les tests sur le suiveur	58
IV.2.1. Les courbes obtenues	59
IV.2.2. Calcul du gain en puissance	65
IV.3. La simulation avec commande MPPT	65
IV.3.1. Les courbes obtenues	66
IV.3.2. Calcul du gain en puissance	69
IV.4. Discussion des résultats	69
IV.5. Conclusion	70
Conclusion générale	71
Bibliographie.....	72

Nomenclatures-Abréviations

Nomenclatures

Dj	: Le jour de l'année.
I	: Constante solaire.
h	: La hauteur (°).
ET	: Équation du temps (min).
L	: Longitude (°).
L _{réf}	: Représente la longitude servant de référence au temps légal (°).
TSV	: Temps solaire vrai.
TSM	: Le temps solaire moyen.
TL	: Le temps légal.
TU	: Le temps universel.
θ	: Angle d'incidence du rayonnement solaire direct tombant sur un plan quelconque (°).
i	: Inclinaison (°).
γ	: Orientation (°).
φ	: Latitude (°).
α	: L'azimut (°).
δ	: La déclinaison (°).
ω	: L'angle horaire (°).
I _{cc}	: Courant de court-circuit (A).
V _{co}	: Tension de circuit ouvert (V).
I _{opt}	: Courant optimale (A).
V _{opt}	: Tension optimale (V).
I _{mpp}	: Courant au point de puissance maximale (A).
V _{mpp}	: Tension au point de puissance maximale (V).
P _{mpp}	: Puissance au point de puissance maximale (W).
η	: Rendements.
FF	: Facteur de forme.
S	: Section (m ²).
G	: Le niveau d'insolation dans des conditions quelconques (W/m ²).
β_{oc}	: Coefficient d'incrément de la tension V _{co} (mV/°C).
α_{sc}	: Coefficient d'incrément de courant I _{cc} (mA/°C).
G _{stc}	: Le niveau d'insolation dans les conditions standard de fonctionnement (W/m ²).

I_{pv}	: Courant photovoltaïque (A).
V_{pv}	: Tension photovoltaïque (V).
P_{pv}	: Puissance photovoltaïque (W).
T	: Température de la cellule ($^{\circ}C$).
T_{stc}	: Température dans les conditions standards de fonctionnement ($^{\circ}C$).
I_{ph}	: Le photon courant ou courant généré par l'éclairement (A).
n_s	: Nombre de cellule en série dans un module.
n_p	: Nombre de cellule en parallèle dans un module.
V_{sc}	: Tension générée à la sortie de plusieurs cellules en série (V).
I_{sc}	: Courant généré à la sortie de plusieurs cellules en parallèle (A).
I_d	: Courant de diode ou courant de polarisation de la jonction PN de la diode (A).
I_s	: Courant inverse de saturation de la diode (A).
A	: Facteur d'idéalité de la diode.
V_T	: Tension thermique (V).
K	: Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} J/^{\circ}K$).
T	: Température absolue (K°).
q	: La charge d'un électron, $-1,602 \cdot 10^{-19} [C]$.
R_s	: Résistance série (Ω).
I_{Rp}	: Le courant dans la résistance parallèle (A).
P_1, P_2, P_3, P_4	: Paramètres constants.
E_g	: Bande interdite du semi-conducteur (Energie de gap pour le silicium cristalline ($E_g = 1.12 \text{ ev}$)).
K_1, K_2, K_3, K_4	: Paramètres constants.
ΔT	: Représente la variation de la température.
ΔI	: Représente la variation du courant par rapport à l'insolation et à la température.
ΔV	: Représente la variation de la tension par rapport à l'insolation et à la température.
V_e	: La tension d'entrée du convertisseur statique (V).
V_s	: La tension de sortie du convertisseur statique (V).
α	: Rapport cyclique.
K_1, K_2	: Paramètres constants.

I_e : Courant d'entrée du convertisseur statique (A).
 R_{pv} : Résistance du panneau photovoltaïque (Ω).

Abréviations

MPPT : Maximum Power Point Tracking
PPM : Point de puissance maximale
GPV : Générateur photovoltaïque
AC : Alternatif Current (Courant Alternatif (CA)).
DC : Direct Current (Courant Continu (CC)).
DC/DC : Convertisseur Courant (Continus Continue/Courant Continue).
PV : Photovoltaïque.
GaAs : Arséniure de Gallium.
CIS : Cuivre Indium Sélénium
P&O : Perturbation et Observation
CdTe : Le Tellure de Cadmium.
LDR : Light Dependent Resistor.

Liste des figures

Liste des figures

Chapitre I : Le gisement solaire

Figure (I.1) : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil	6
Figure (I.2) : Coordonnées géographiques	7
Figure (I.3) : Système local de coordonnées azimutales	8
Figure (I.4) : Système de coordonnées horaires	9
Figure (I.5) : Déclinaison du soleil en degré en fonction du jour de l'année	10
Figure (I.6) : Angle horaire ω du soleil	10
Figure (I.7) : Equation du temps en fonction du jour de l'année (minutes)	12
Figure (I.8) : Orientation et inclinaison d'un plan quelconque	13
Figure (I.9) : Répartition spectrale de rayonnement solaire	14
Figure (I.10) : Composantes du rayonnement solaire	15
Figure (I.11) : Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel	15
Figure (I.12) : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu	16
Figure (I.13) : Répartition territoriale des stations météorologiques en Algérie	17

Chapitre II : Système photovoltaïque : contexte et problématique

Figure (II.1) : Principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule Photovoltaïque	21
Figure (II.2) : Caractéristique courant/tension	22
Figure (II.3) : Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.	22
Figure (II.4) : Différentes techniques de cellules photovoltaïques.	23
Figure (II.5) : Circuit équivalent simplifié d'une cellule solaire	25
Figure (II.6) : Schéma équivalent du modèle à une diode	27
Figure (II.7) : Caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$ pour différents ensoleillements à $T=25^{\circ}\text{C}$	31
Figure (II.8) : Caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$ pour différents ensoleillements à $T=25^{\circ}\text{C}$	31
Figure (II.9) : Caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$ pour différentes températures à $G=1000\text{W}/\text{m}^2$	32
Figure (II.10) : Caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$ pour différentes températures à $G=1000\text{W}/\text{m}^2$...	32

Figure (II.11) : Caractéristique de groupement série des cellules photovoltaïques identiques 33

Figure (II.12) : Caractéristique de groupement parallèle des cellules photovoltaïques identiques 33

Figure (II.13) : Caractéristique d'un générateur à (np. ns) cellules en parallèle et en série identiques 34

Chapitre III : Optimisation des performances d'un système PV

Figure (III.1) : Etage d'adaptation d'un GPV-charge..... 35

Figure (III.2) : La caractéristique I-V, P-V et la trajectoire de PPM 36

Figure (III.3) : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque. 37

Figure (III.4) : Schéma de converge vers le PPM par P&O..... 40

Figure (III.5) : Algorithme type de la méthode P&O..... 41

Figure (III.6) : Organigramme de la methode conductance incrémentielle 43

Figure (III.7) : Schéma fonctionnel de commande..... 45

Figure (III.8) : Allure de la puissance photovoltaïque. 45

Figure (III.9) : Allure de la puissance photovoltaïque. 45

Figure (III.10) : Allure de la puissance photovoltaïque. 46

Figure (III.11) : Allure de la puissance photovoltaïque $P_{pv}=f(t)$ 47

Figure (III.12) : Allure de la puissance photovoltaïque $P_{pv}=f(t)$ par la méthode classique 47

Figure (III.13) : Principe du suiveur..... 48

Figure (III.14) : Schéma cinématique du mécanisme..... 49

Figure (III.15) : Schéma réel du mécanisme 49

Figure (III.16) : Le servomoteur 50

Figure (III.17) : Les composants de servomoteur 51

Figure (III.18) : Capteur LDR 53

Figure (III.19) : Les deux capteurs d'azimut..... 54

Figure (III.20) : Les deux capteurs d'élévation..... 54

Figure (III.21) : Emplacement des capteurs sur le panneau suiveur 54

Figure (III.22) : Armoire électrique du suiveur..... 55

Figure (III.23) : L'automate programmable LOGO..... 56

Figure (III.24) : Principe du pont en H..... 56

Chapitre IV : Essais expérimentaux

Figure (IV.1) :Schéma électrique du teste..... 58

Figure (IV.2) : Caractéristique $I=f(V)$ pour le panneau avec inclinaison fixe 59

Figure (IV.3) : Caractéristique $I=f(V)$ pour le panneau placé sur le suiveur 60

Figure (IV.4) : Caractéristique $P=f(V)$ pour le panneau avec inclinaison fixe 60

Figure (IV.5) : Caractéristique $P=f(V)$ pour le panneau placé sur le suiveur 61

Figure (IV.6) : Comparaison entre les deux puissances obtenues..... 61

Figure (IV.7) : Caractéristique $I=f(V)$ pour le panneau avec inclinaison fixe 62

Figure (IV.8) : Caractéristique $I=f(V)$ pour le panneau placé sur le suiveur 62

Figure (IV.9) : Caractéristique $P=f(V)$ pour le panneau avec inclinaison fixe 63

Figure (IV.10) : Caractéristique $P=f(V)$ pour le panneau placé sur le suiveur 63

Figure (IV.11) : Comparaison entre les deux puissances obtenues..... 64

Figure (IV.12) : Comparaison entre les quatre puissances obtenues à partir des deux tests.... 64

Figure (IV.13) : Schéma bloc de simulation 66

Figure (IV.14) : Caractéristique $I=f(V)$ orientation Est. 67

Figure (IV.15) : Caractéristique $P=f(V)$ orientation Est. 67

Figure (IV.16) : Caractéristique $I=f(V)$ orientation Sud. 68

Figure (IV.17) : Caractéristique $P=f(V)$ orientation Sud. 68

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre I : Le gisement solaire

Tableau (I.1) : Principales caractéristiques du soleil	5
Tableau (I.2) : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques.....	16

Chapitre II : Système photovoltaïque : contexte et problématique

Tableau (II.1) : Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques... 23	23
Tableau (II.2) : Paramètres obtenus pour le modèle à une diode.....	28
Tableau (II.3) : Les paramètres du panneau solaire SHARP NE80E1U	30

Chapitre IV : Essais expérimentaux

Tableau (IV.1) : Les résultats de mesures obtenus à partir des tests réalisé	65
Tableau (IV.2) : Les résultats de mesures obtenus à partir de la simulation	69

Introduction Générale

Introduction générale

L'énergie électrique a trois origines, fossile, fissile et renouvelable. Les réserves en énergies fossiles ne pourront assurer les besoins éternellement car de plus elles provoquent des émissions de gaz à effet de serre, ce qui est néfaste pour la survie en général. Les gisements de ressources énergétiques d'origines fissiles, même si elles offrent une alternative à court/moyen terme, posent quant à elles de réels problèmes environnementaux liés au traitement des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales nucléaires. Les énergies renouvelables présentent l'avantage d'être inépuisables et moins polluantes. Par énergies renouvelables, nous entendons des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse, etc... Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue.

Dans le but d'améliorer le rendement du générateur photovoltaïque (PV) autrement dit maximiser la puissance délivrée à la charge reliée aux bornes du générateur, plusieurs critères d'optimisation de l'efficacité du système photovoltaïque étaient appliqués, et des techniques étaient suivies pour avoir une bonne adaptation et un rendement élevé. Parmi ces techniques on trouve la technique de Poursuite du Point de Puissance Maximale ou « Maximum Power Point Tracker », ou bien la poursuite en temps réelle du temps de la position du soleil en utilisant un suiveur solaire avec automate programmable.

Notre travail est consacré à optimiser le rendement énergétique d'un système photovoltaïque, et nous avons partagé ce mémoire en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, on présente les différentes relations régissant le gisement solaire, qui nous permettent la détermination de la position du soleil durant toute la journée.

Dans le deuxième chapitre, nous donneront les concepts dont la connaissance est nécessaire à la compréhension du fonctionnement des cellules photovoltaïques.

Dans le troisième chapitre, nous allons s'intéresser à l'optimisation de la puissance produite par un panneau photovoltaïque. En présentons différente méthode de commande MPPT, une étude comparative entre les méthodes fera l'objet par la suite. Ainsi nous

consacrons une partie à la présentation des différentes parties d'un suiveur solaire et son fonctionnement.

Des tests expérimentaux et des simulations vont être réalisés et les résultats obtenus seront discutés et vont être présentés au quatrième chapitre.

Enfin, le mémoire est clôturé par une conclusion générale et des perspectives.

Historique

L'histoire du photovoltaïque débute en 1839 lorsque le physicien français Antoine César Becquerel découvre le principe photovoltaïque (C'est son petit-fils, Antoine Henri Becquerel qui découvrira la radioactivité). L'effet photovoltaïque en tant que tel a été découvert en 1887 par le physicien allemand Heinrich Rudolf Hertz.

- C'est Albert Einstein, le premier, qui a pu expliquer le principe photovoltaïque, avec à la clef, le prix Nobel de physique en 1923.
- En 1955, des chercheurs américains (Chapin, Fuller, Pearson et Prince) travaillant pour les laboratoires Bell Telephone (devenus aujourd'hui Alcatel-Lucent Bell Labs) développent une cellule photovoltaïque à haut rendement de 6 %.
- Les Américains lancent en 1959 le satellite Vanguard qui est alimenté par des piles photovoltaïques ayant un rendement de 9%.
- La première maison avec une installation photovoltaïque voit le jour en 1973 à l'université de Delaware aux Etats-Unis d'Amérique.
- C'est en 1983 que la première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt 4000 kilomètres en Australie.
- Aujourd'hui, l'énergie photovoltaïque est à la disposition des entreprises et des particuliers et les panneaux photovoltaïques ont des rendements d'environ 20% [1].

Chapitre I :

Le gisement solaire

Dans ce chapitre, nous étudierons brièvement le soleil, son énergie et son rayonnement reçus au niveau de la terre. Nous définirons quelques données astronomiques nécessaires pour cette étude et nous introduirons quelques données sur le gisement solaire.

I.1. Introduction

Pour toute application de l'énergie solaire, il est indispensable de connaître de façon détaillée les caractéristiques de l'ensoleillement et du rayonnement sur le site géographique choisi. Ces caractéristiques qui constituent le gisement solaire peuvent être déduites des mesures régulières effectuées pendant plusieurs années par une station météorologique locale. Dans le cas où il n'existe pas de telles stations on peut extrapoler les mesures de stations voisines en utilisant une méthode de calcul fondée sur de corrélations statistiques [2]. Les difficultés majeures des mesures du rayonnement solaire proviennent à la fois des fluctuations climatiques et du mouvement apparent du soleil au lieu d'observation. Certaines mesures, réalisées de façon continue nécessitent l'utilisation d'un suiveur solaire de même que toutes les installations à concentration. Il est donc important de bien connaître les lois qui régissent ce mouvement apparent et de voir leurs influences sur le rayonnement utilisable au sol [3].

I.2. Généralités sur le rayonnement solaire

I.2.1. Le soleil

Le soleil est une étoile naine de forme pseudo-sphérique comparable à une immense boule de gaz très chauds qui se compose de 80% d'hydrogène et de 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus [4], [5]. Il exerce sur notre planète une action vitale, véritable source de vie. Bien qu'il soit le centre du système qui porte son nom, le soleil n'est qu'une étoile parmi tant d'autres dans notre galaxie, sa lumière met 8 mn et 18 s pour parvenir sur terre [6]. Les principales caractéristiques du soleil sont représentées dans le tableau (I.1) :

Tableau (I.1): Principales caractéristiques du soleil

Caractéristiques		Valeurs
Masse		1.9891×10^{30} Kg
Diamètre		1.39×10^6 Km
Masse volumique moyenne		1408 Kg.m^{-3}
Surface		6.09×10^{12} Km ²
Volume		1.41×10^{18} km ³
Magnitude absolue		4.83
Magnitude apparente		-26.8
Puissance rayonnée		3.83×10^{26} W
Période galactique		2.26×10^8 année
Demi grand axe de la terre		1.49×10^8 Km
Vitesse		217 Km/s
Gravité a la surface		273.95 m.s^{-2}
Température	Au centre	15.1 MK
	A la surface	5770 K

I.2.2. Mouvements de la terre autour du soleil

La trajectoire de la terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de 1,7% par rapport à la distance moyenne qui est de 149.675×10^6 km. La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé inclinaison et qui vaut $23^{\circ}27'$. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure (I.1) [7].

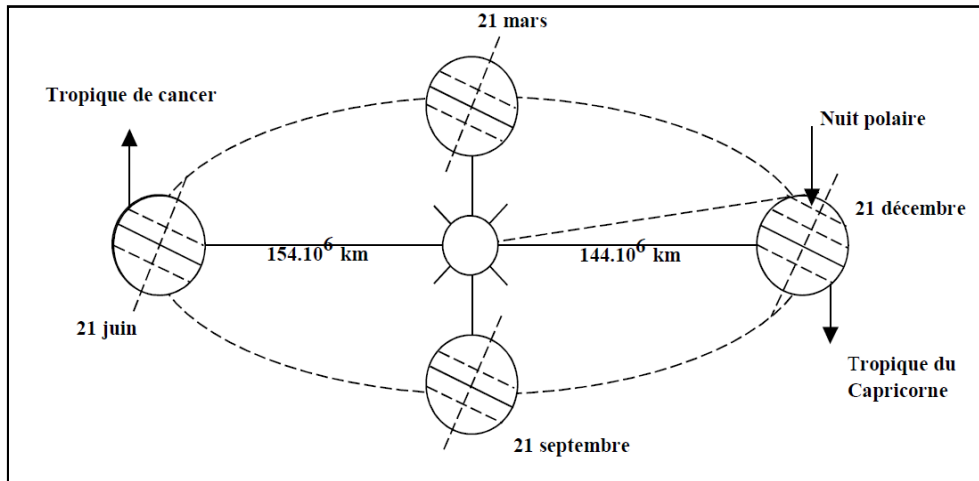


Figure (I.1): Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil

I.3. Constante solaire

C'est le flux solaire moyen reçu par une surface plane orientée perpendiculairement aux rayons solaires en dehors de l'atmosphère terrestre, en (W/m^2). Constante (qui varie peu dans le temps et l'espace). Les mesures effectuées par la NASA à bord des satellites avancent une valeur moyenne de $1353 W/m^2$, certains ouvrages avancent la valeur de $1390 W/m^2$ et d'autres $1367 W/m^2$ (par Claus Frohlich et Cristoph Wehrli du centre radiométrique mondial).

Si on adopte la valeur moyenne de $I=1353 W/m^2$ l'énergie d'irradiation qui lui correspond en une journée (de 8 h) est égale à $(1353 \times 8) = 10,824 KWh/m^2$.

Les mesures récentes faites à l'aide de radiomètres embarqués sur satellite (Nimbus 7, NOAA 10) ont permis de bien mettre en évidence les faibles variations de la constante solaire. Les mesures par satellite ont permis d'établir une formule empirique, d'une précision acceptable, donnant la constante solaire I en fonction du jour Dj de l'année :

$$I = 1353. (1 + 0.033. \cos (0,984. Dj)) \quad (I.1)$$

I.4. Les coordonnées célestes

I.4.1. Les coordonnées géographiques

Tout point de la surface terrestre est repéré par ses coordonnées géographiques : longitude et latitude. Figure (I.2) :

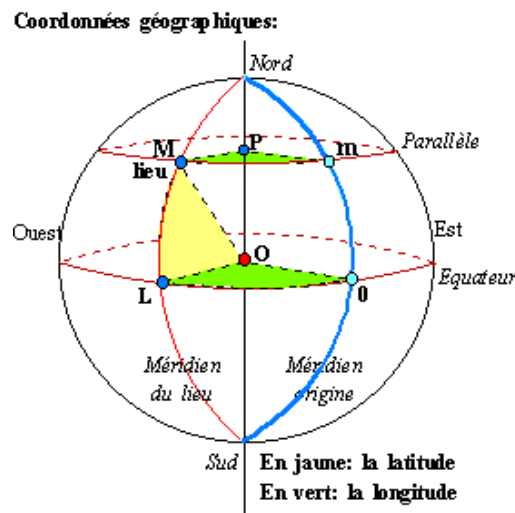


Figure (I.2): Coordonnées géographiques

I.4.1.1. La longitude : d'un lieu correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. On a choisi pour méridien origine 0° le plan passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention, on affecte le signe (+) les méridiens situés à l'Est de ce méridien, et de signe (-) les méridiens situés à l'Ouest. La longitude sera désignée ici par la lettre (l), elle peut ainsi être comprise entre -180° et $+180^\circ$.

I.4.1.2. La latitude d'un lieu correspond à l'angle que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu, avec le plan équatorial.

L'équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude égale à 0° , le pôle nord par la latitude $+90^\circ$ et le pôle sud par la latitude -90° . Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) à tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude sera désignée ici par la lettre (φ). Elle peut ainsi être comprise entre -90° et $+90^\circ$.

I.4.2. Les coordonnées horizontales :

I.4.2.1. Hauteur

Angle compris entre l'horizon astronomique et l'axe issu du point considéré au soleil. Il est compté de 0° à 90° si le soleil se trouve dans l'hémisphère Nord (Zénith) et de 0 à -90° si le soleil se trouve dans l'hémisphère Sud (Nadir).

En pratique on exprime l'angle (h) en fonction de la latitude du lieu, la déclinaison et l'angle horaire du soleil :

$$\sin(h) = \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\varphi) \sin(\delta) \quad (\text{I.2})$$

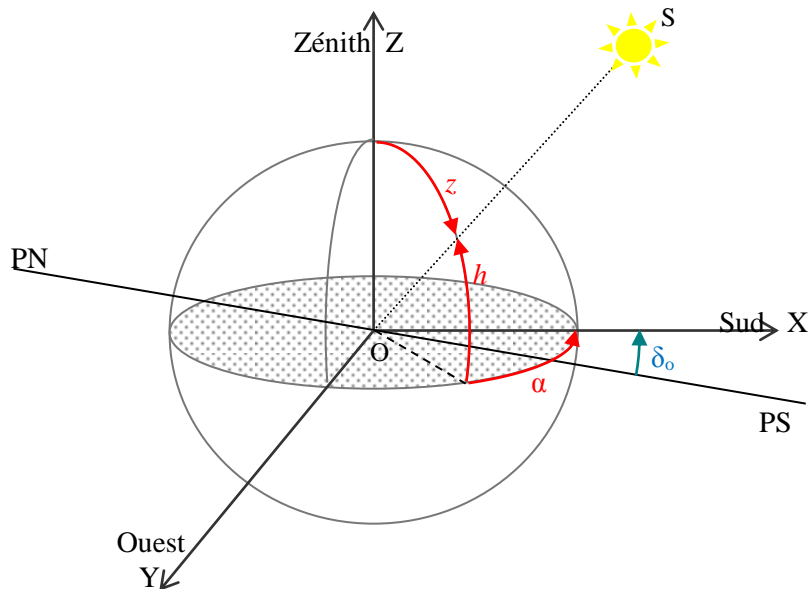


Fig (I.3): Système local de coordonnées azimutales

I.4.2.2. L'azimut α

Angle entre la projection de la direction du soleil (OS), sur le plan horizontal et le Sud, il est compté positivement vers l'Ouest et négativement vers l'Est.

En pratique on exprime l'angle (α) en fonction de la hauteur du soleil, la déclinaison et l'angle horaire du soleil :

$$\sin(\alpha) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (\text{I.3})$$

Et si l'on souhaite exprimer l'azimut indépendamment de la hauteur h , on peut utiliser la formule :

$$\text{tg}(\alpha) = \frac{\sin(\omega)}{\sin(\varphi) \cos(\omega) - \cos(\varphi) \text{tg}(\delta)} \quad (\text{I.4})$$

Les angles (h) et (α) varient au cours de la journée à cause de la rotation de la terre sur elle-même, c'est pour cette raison qu'un second système de coordonnées a été défini et axé sur la direction des pôles, c'est le système des coordonnées horaires :

Le trièdre de référence de ce système est celui représenté sur la Figure (I.4) :

- OX' dans le plan (OX, OZ) est perpendiculaire à OZ' .
- OY' vers l'ouest.
- OZ' vers le pôle nord.

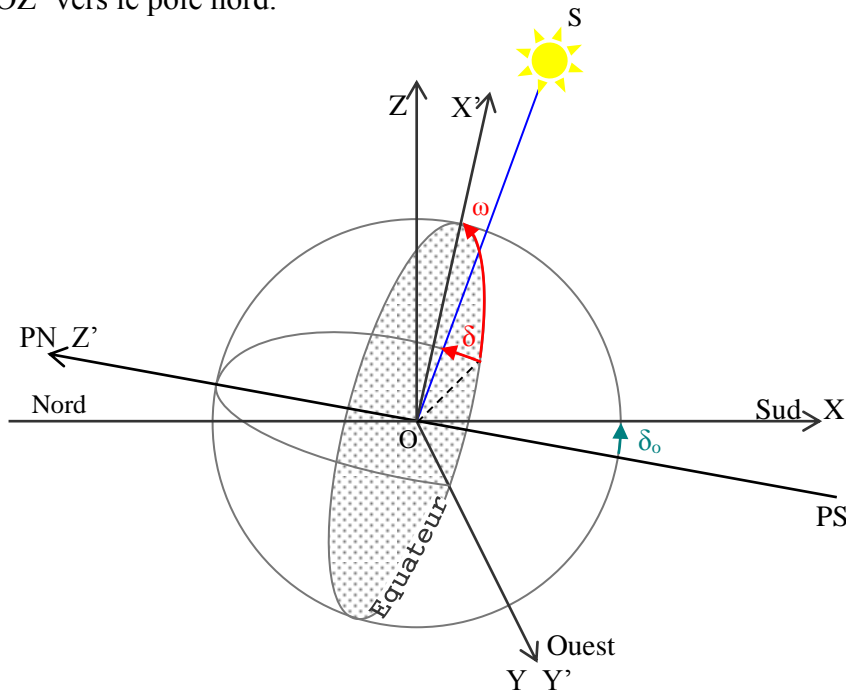


Fig (I.4): Système de coordonnées horaires

I.4.3. Les coordonnées horaires

I.4.3.1. Déclinaison (δ)

Angle entre la direction terre soleil et le plan équatorial de la terre ou bien la latitude du lieu où le soleil est à la verticale à midi solaire. Cet angle varie de $-23^{\circ}27'$ au solstice d'hiver à $23^{\circ}27'$ au solstice d'été et il est nul aux équinoxes. La déclinaison, qui est fonction du jour de l'année est définie par son quantième (D_j), pour le premier janvier $D_j = 1$ et ainsi de suite.

Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\delta = 23.45 \sin [0.986 (284 + D_j)] \quad (I.5)$$

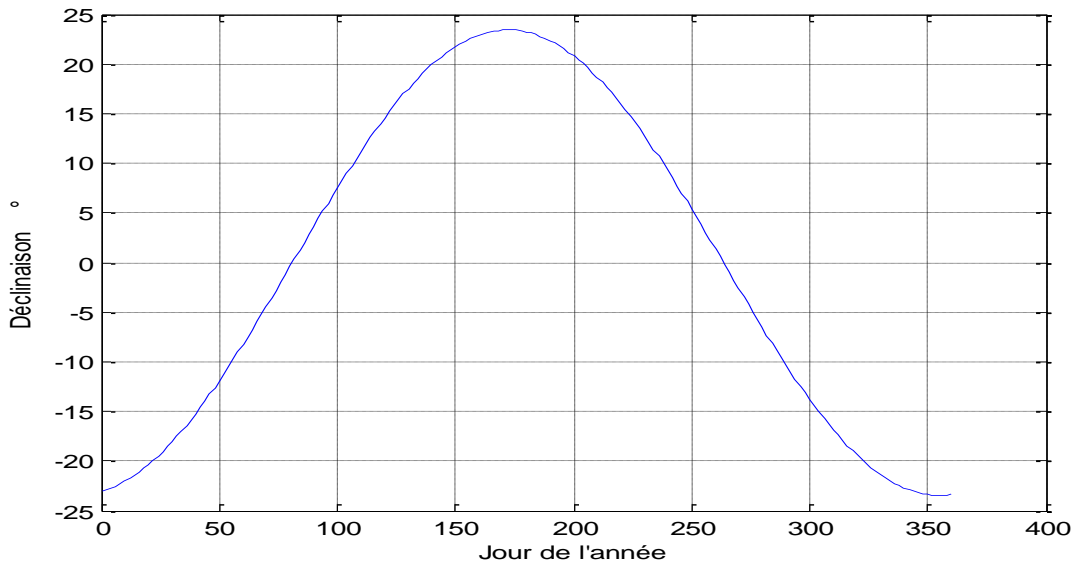


Figure (I.5): Déclinaison du soleil en degré en fonction du jour de l'année

I.4.3.2. L'angle horaire (ω) : entre les plans (oz', os) et (oz', ox')

L'angle horaire est formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu. Au midi solaire l'angle horaire (ω) est égal à 0° ensuite chaque heure correspond à 15° car la terre effectue un tour complet (360°) sur elle-même en 24 heures. L'angle (ω) est compté négativement le matin lorsque le soleil est vers l'est et positivement le soir (négative du lever du soleil au midi solaire et positive du midi solaire au coucher du soleil).

$$\omega = 15. (TSV - 12) \tag{I.6}$$

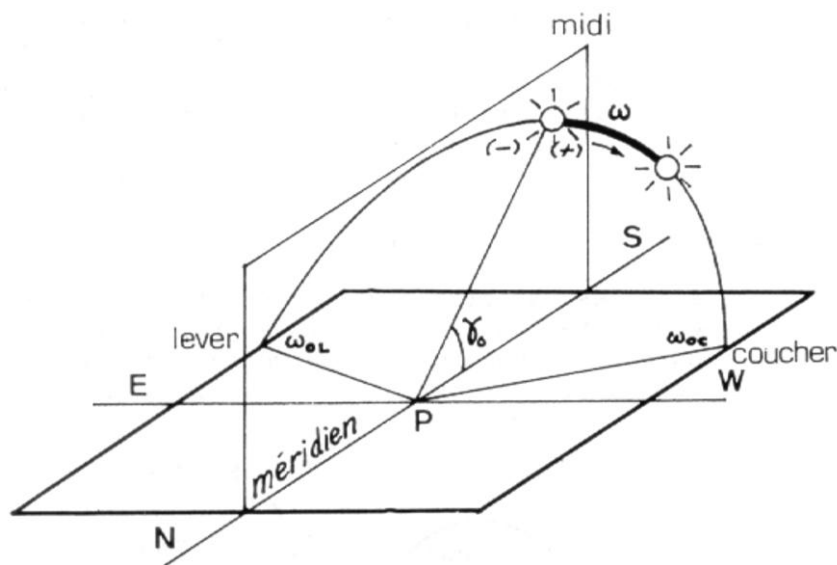


Figure (I.6) : Angle horaire ω du soleil

I.5. Les notions du temps

I.5.1. Le temps solaire vrai

On appelle temps solaire vrai (TSV) en un lieu et à un instant donné, l'angle horaire du soleil en ce lieu et à cet instant. Il est défini à partir de la rotation de la terre sur elle-même. Il est donc lié à l'angle horaire. L'intervalle de temps entre deux passages du soleil au méridien est de 24 h, il est midi (12h) lorsque le soleil est à son zénith, le moment de la culmination du soleil est le midi solaire vrai du lieu. Le temps solaire vrai est égal à l'angle horaire du soleil, il est compté à partir du midi :

$$TSV = 12 + \omega/15 \quad (I.7)$$

I.5.2. Le temps solaire moyen

La rotation régulière de la terre sur elle-même autour de l'axe des pôles introduit la notion des temps solaires moyens (TSM). La journée solaire moyenne est le temps qui sépare, en moyenne, deux passages successifs du soleil au méridien d'un lieu. Par définition, la journée solaire moyenne a une durée de 1 jour = 24^h 00'00". Cependant il n'y a pas exactement 24h entre deux passages successifs du soleil au méridien du lieu puisque la vitesse de rotation de la terre par rapport au soleil varie sensiblement au cours de l'année, c'est pour cela qu'on définit le TSV par une correction dite équation du temps (ET) tel que :

$$TSV = TSM + ET \quad (I.8)$$

Cette équation du temps est donnée par la relation suivante :

$$ET = -0.0002 + 0.4797 \cdot \cos(\beta) - 7.3509 \cdot \sin(\beta) - 3.2265 \cdot \cos(2\beta) - 9.3912 \cdot \sin(2\beta) - 0.0903 \cdot \cos(3\beta) - 0.3361 \sin(3\beta) \quad (I.9)$$

ET en minute, avec : $\beta = \frac{360}{366} Dj$ en degré

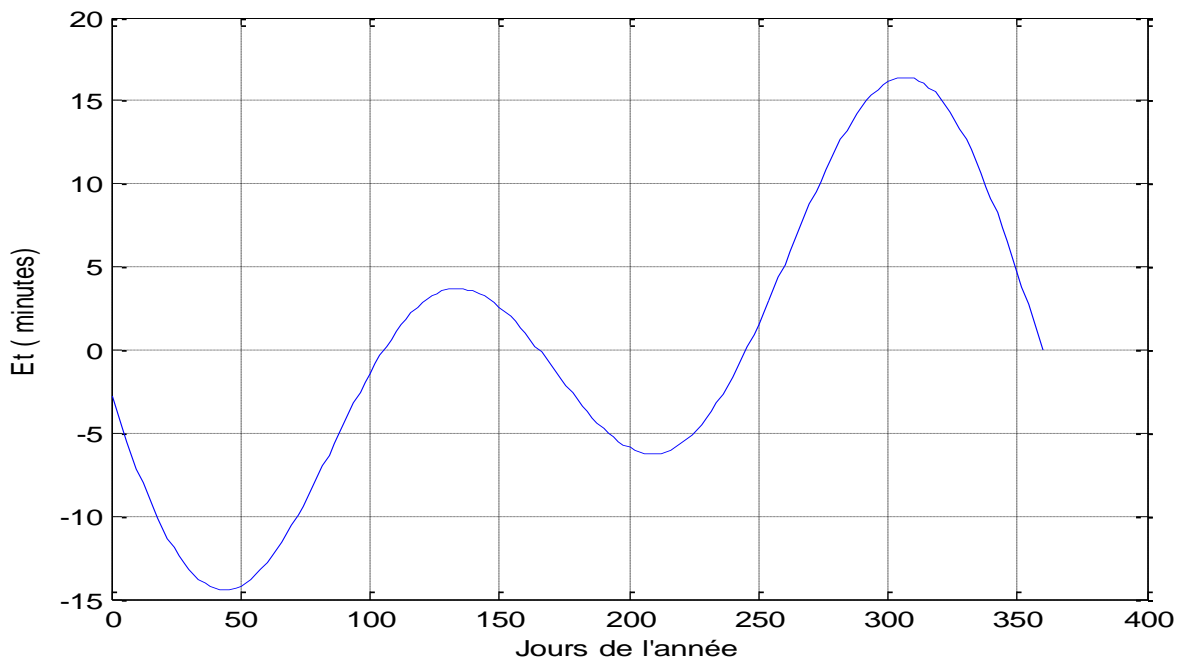


Figure (I.7): Equation du temps en fonction du jour de l'année (minutes)

I.5.3. Le Temps universel

A l'échelle mondiale on a défini le temps universel (TU) qui est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich. Donc en un lieu de longitude l , on a :

$$TSM = TU - \frac{l_{ref} - l}{15} \quad (I.10)$$

(l en degré, + vers l'est et – vers l'ouest)

l_{ref} représente la longitude servant de référence au temps légal, généralement le centre du fuseau ($l_{ref} = 0$).

I.5.4. Le Temps légal

Le temps légal est l'heure officielle d'un état (ou pour les très grands pays d'une partie du territoire), c'est l'heure du fuseau horaire, aux décalages conventionnels près. La terre est divisée en 24 fuseaux de 15° de large, centrés sur les méridiens dont la longitude est un multiple de 15.

$$TL = TU + DE \quad (I.11)$$

I.6. Angle d'incidence du rayonnement solaire direct tombant sur un plan quelconque

La question est donc de calculer l'angle (θ) entre un rayon arrivant directement du soleil et la normale à un plan quelconque (souvent ce plan représente la face avant réceptrice du rayonnement solaire (insolateur par exemple). L'orientation du capteur solaire est définie par :

a) son inclinaison (i) : Angle que fait le capteur avec le plan horizontal.

b) son orientation (γ) : Angle que fait la normale à la surface du capteur et le plan méridien.

$$\cos \theta = \cos h \sin i \cos (\gamma - \alpha) + \cos i \sin h \quad (\text{I.12})$$

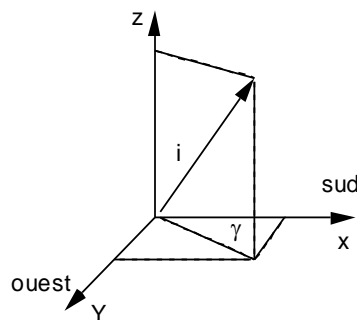


Figure (I.8): Orientation et inclinaison d'un plan quelconque

$\gamma > 0$ vers l'ouest

$\gamma < 0$ vers l'est

$\gamma = 0$, direction sud

Au cours d'une journée (θ) est minimale au midi solaire vrai où l'angle (ω) est égal à 0° . Pour une exploitation optimale du rayonnement solaire, la surface de captage devrait toujours être orientée autant que possible perpendiculairement au rayonnement. Toutefois comme la position du soleil par rapport à la terre varie continuellement au cours d'une journée et d'une année, l'angle d'incidence du rayonnement sur le capteur (fixé sur un socle ou sur une toiture) varie également.

I.7. Le rayonnement solaire

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée et la plus abondante sur terre, la quantité d'énergie libérée par le soleil et captée par notre planète pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux d'une année [8]. Le soleil nous envoie de l'énergie sous forme de rayonnement électromagnétique dont la longueur d'onde varie de $0.22 \mu\text{m}$ à $10 \mu\text{m}$ la figure (I.9) représente la variation de la

repartitions spectrale de ce rayonnement [9]. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi :

- 9% dans la bande des ultraviolets ($<0,4\mu\text{ m}$),
- 47% dans la bande visible ($0,4$ à $0,8\mu\text{ m}$),
- 44% dans la bande des infrarouges ($>0,8\mu\text{ m}$).

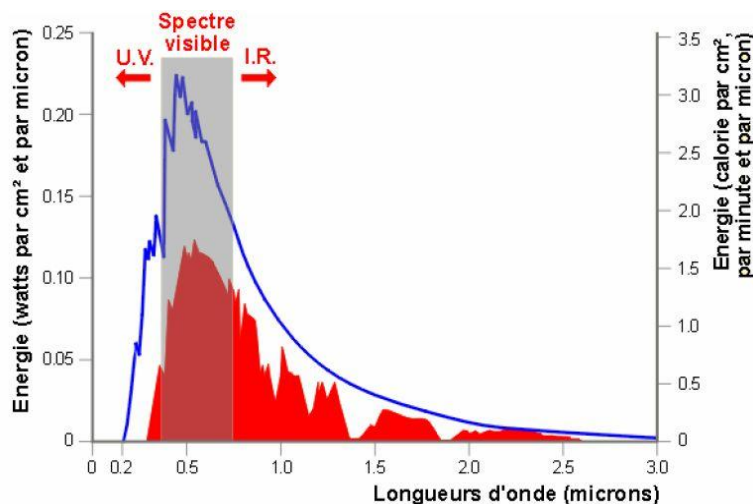


Figure (I.9): Répartition spectrale de rayonnement solaire

I.7.1. Le rayonnement direct

Le rayonnement direct est le rayonnement incident sur un plan donné en provenance d'un petit angle solide centré sur le disque solaire, il parvient en ligne droite et par temps clair [10].

I.7.2. Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus résulte de la diffraction de la lumière par les molécules atmosphériques, et de sa réfraction par le sol, il parvient de toute la voûte céleste [10].

I.7.3. Le rayonnement global

Le rayonnement global (G) est la somme des rayonnements diffus et direct [10].

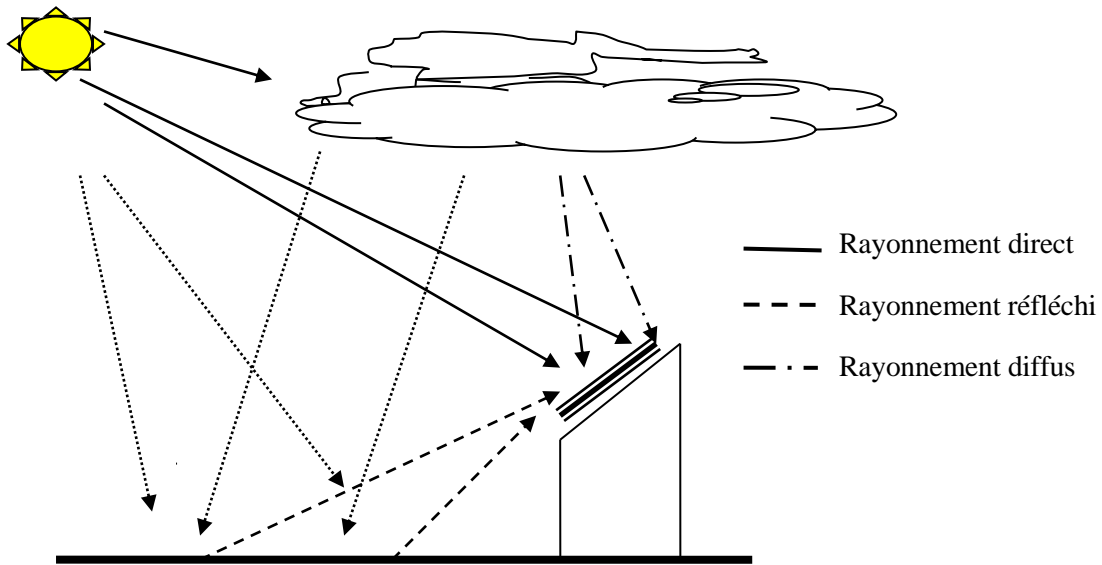


Figure (I.10): Composantes du rayonnement solaire

I.8. Le gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [11].

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure (I.11) :

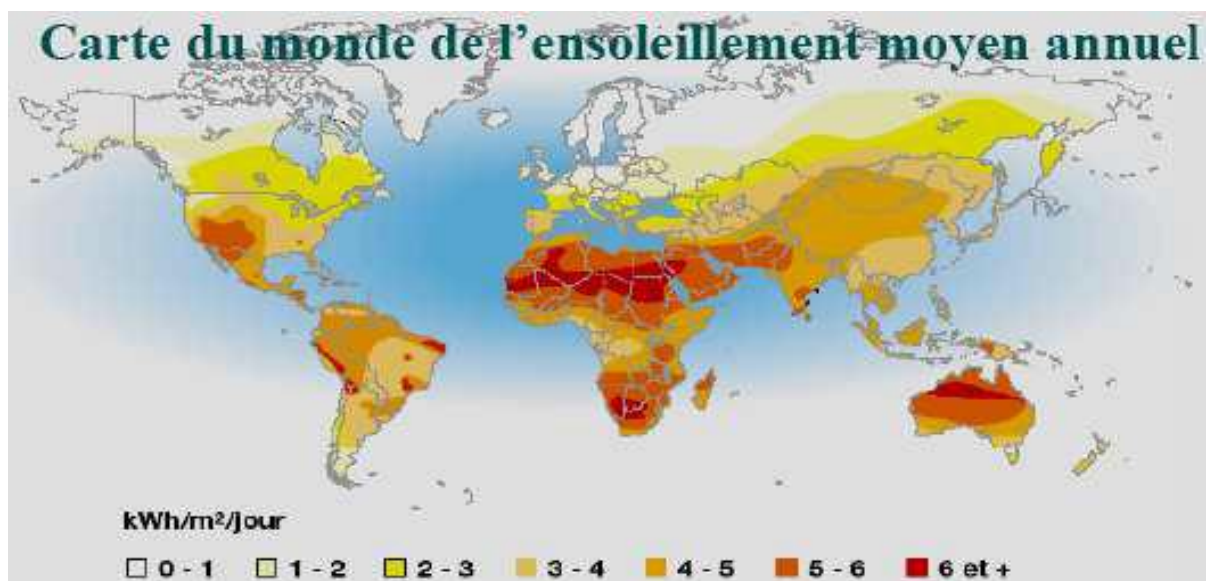


Figure (I.11) : Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel [12]

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau (I.2) selon l'ensoleillement reçu annuellement [12].

Tableau (I.2): Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale [12].

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie (figure I.12).

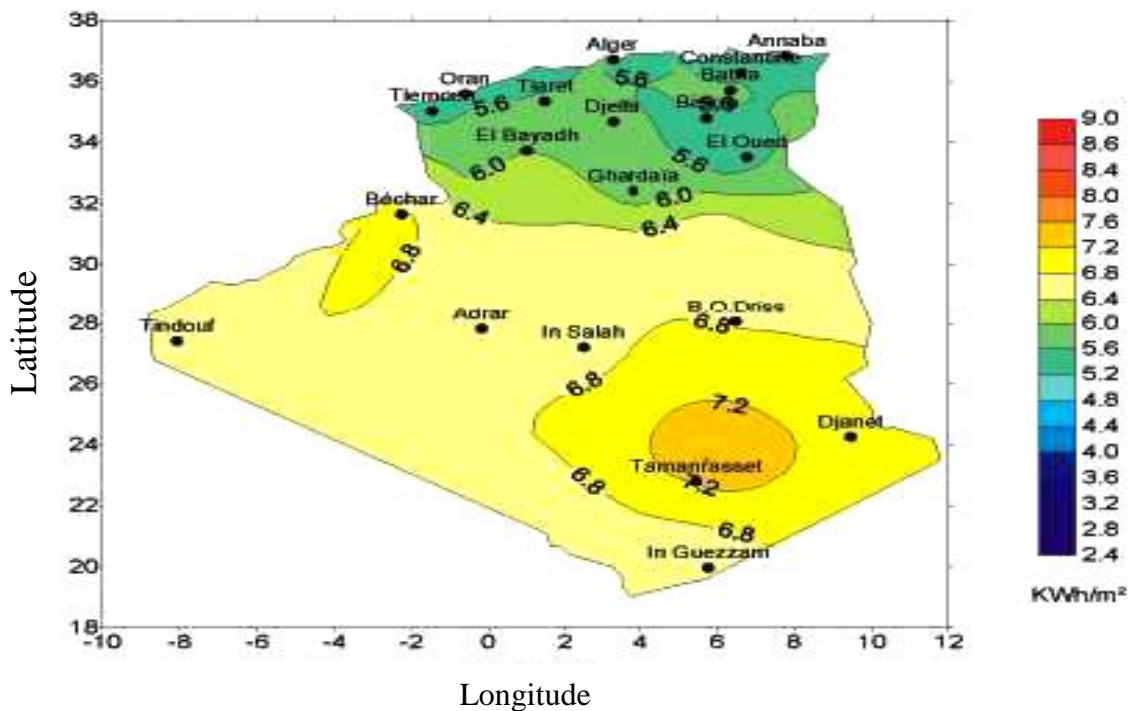


Figure (I.12) : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu [13].

En Algérie, il existe un réseau de 78 stations de mesure météorologiques de l'O.N.M réparties sur tout le territoire algérien [11]. Cependant, seules 7 stations météorologiques assurent la mesure des composantes diffuses et globales du rayonnement solaire reçu sur un plan horizontal en raison, soit du manque de fiabilité des appareils de mesure, ou bien, du coût élevé d'un tel appareillage. La durée d'insolation quant à elle, est mesurée par un héliographe dans la majorité des stations de (O.N.M) à cause de la facilité de sa mise en œuvre.

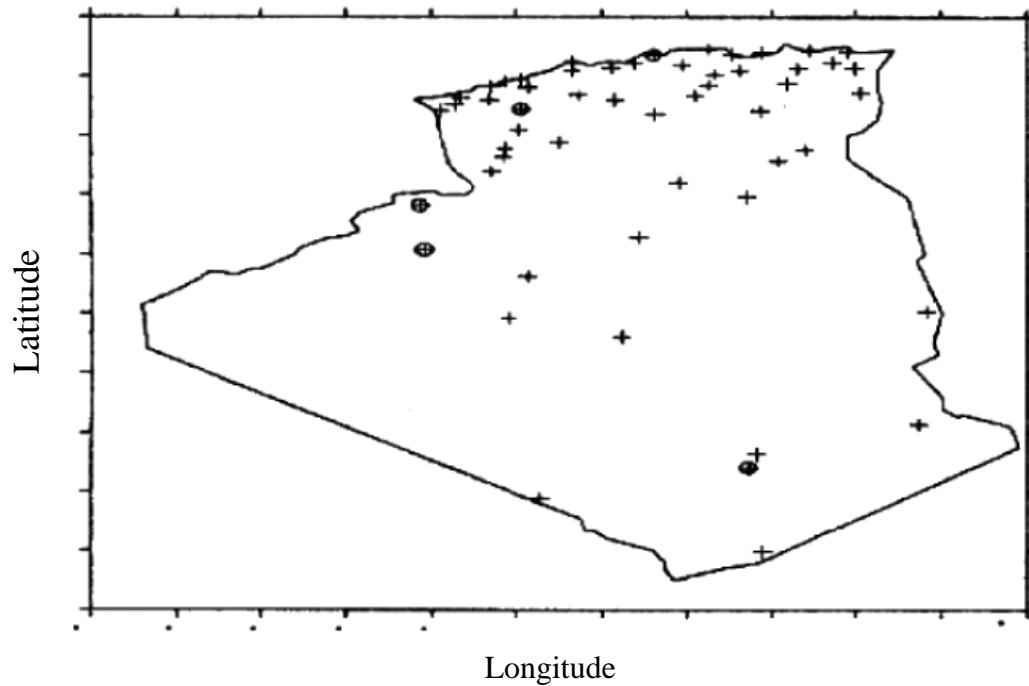


Figure (I.13) : Répartition territoriale des stations météorologiques en Algérie [13].

I.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu sur le gisement solaire. Vu l'importance de cette étude pour la détermination de la position du soleil, au cours d'une journée ou d'une année pour un endroit bien choisit, surtout pour les suiveurs programmés.

Des travaux ont été réalisés sur le suiveur solaire et la commande MPPT. Dans ce qui suit, on va présenter certains d'entre eux :

La conception, la réalisation, l'expérimentation et l'automatisation d'un suiveur solaire à deux axes a été présenté dans la référence [39]. Ce système a été réalisé à l'aide des capteurs de photorésistances (LDR) et un moteur à courant continue basée sur une méthode de programmation avec automate programmable industriel [39].

A deux axes. La poursuite sur les deux axes a été réalisée via une implantation sur un microcontrôleur basé sur un contrôle logique sophistiqué [40].

La conception, Le développement d'une commande à base de microcontrôleur PIC 16F84A pour le control du système de poursuite solaire à deux axes dit « Aure Solar » a été présenté dans la référence [41]. La commande est basée sur une méthode de programmation à boucle fermé utilisant un circuit programmable PIC. A l'aide d'un nouveau capteur optique à cout réduit construit à base de photodiode placée en parallèle en forme croisée. Enfin les résultats sont donnés en 2 modes, le mode fixe orienté vers le sud avec un angle de 45° et le mode poursuiveur [41].

La conception et la mise en œuvre d'un prototype de poursuiveur solaire pour le positionnement d'un panneau solaire, en détectant le point de luminosité maximale du ciel basé sur un dôme géodésique à l'aide des photorésistances (LDR), et le traitement se fait par un système de microcontrôleur est présenté dans la référence [42].

L'étude et la conception d'un algorithme de détermination de la position du soleil, avec un contrôleur prédictif, pour faire l'emplacement des panneaux solaires suit le soleil de manière douce et précise. A l'aide du logiciel MATLAB/Simulink, les résultats de simulation montrent que la commande prédictive conçue dans le présent document présente de bonnes performances de poursuite [43].

Une étude expérimentale d'un poursuiveur solaire à deux axes a été réalisé ou l'objectif été d'optimiser l'énergie solaire, en utilisant 3 algorithmes pour la poursuite du

soleil. Le mécanisme pour ce travail est programmé avec un programme numérique qui a été utilisé dans le système de commande [44].

Dans cet article, un algorithme robuste de haute précision incorporé avec microcontrôleurs pour la poursuite du point de puissance maximale des panneaux photovoltaïques basés sur l'optimisation par essaim de particules (particule swarm optimisation (PSO)). La simulation, effectuée avec MATLAB et PSIM, a montré que l'essaim La réponse est rapide, robuste et plus précise que les algorithmes traditionnels. Étape par étape la procédure de mise en pratique de l'algorithme proposé d'utilisant un microcontrôleur TMEGA8 a été profondément discuté [45].

Dans cet article une méthode de poursuite du soleil pour le contrôle du mouvement du panneau photovoltaïque afin d'améliorer le rendement de conversion du système. L'algorithme conçu est mis en application sur une plate-forme expérimentale en utilisant une stratégie de contrôle tri positionnel. Il se sert des valeurs mesurées du rayonnement solaire avec des sondes appropriées et assure la commande des deux moteurs de positionnement de la plate-forme. La solution a été développée comme un instrument virtuel, utilisant l'environnement de programmation graphique, LabVIEW. Ceci tient compte du déploiement rapide, de la polyvalence et de l'évolutivité [46].

Dans cet article, une implémentation et réalisation de commande MPPT numérique de GPV à base de microcontrôleur a été présentée dans la référence [47].

Une présentation pour l'amélioration et l'optimisation des performances de contrôle d'un système photovoltaïque, par la méthode de la poursuite du point de puissance maximum (MPPT) à base de logique floue a été présentée dans la référence [48], Le contrôleur MPPT à base de logique floue, est développé et comparé à l'algorithme de poursuite classique (P&O) [48].

Chapitre II :

Systeme photovoltaïque :

contexte et problématique

Dans ce chapitre, nous rappelons le contexte et la problématique de l'énergie solaire photovoltaïque ainsi que les principales caractéristiques d'un GPV.

II.1. Introduction

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau sensible aux longueurs d'ondes du visible nommés cellules PV [14]. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension $I(V)$ non linéaire et présentant un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. Le point de fonctionnement du GPV peut donc varier entre les points extrêmes correspondant au courant de court-circuit I_{cc} et la tension en circuit ouvert V_{co} . La détermination du point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge à laquelle il est connecté. Il est plus ou moins éloigné du PPM, caractérisé par le courant et la tension optimaux notés (I_{opt}, V_{opt}) [15].

II.2. Générateur photovoltaïque

La cellule photovoltaïque ou encore photopile est l'élément constitutif des modules photovoltaïques. Un panneau photovoltaïque est constitué de plusieurs modules, ces derniers étant constitués de plusieurs cellules en série afin d'obtenir une tension souhaitée. Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque consiste en une conversion d'énergie lumineuse (solaire) en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque, une des propriétés électriques des semi-conducteurs [16].

II.2.1. La cellule photovoltaïque

II.2.1.1. Conversion d'énergie solaire

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule [17].

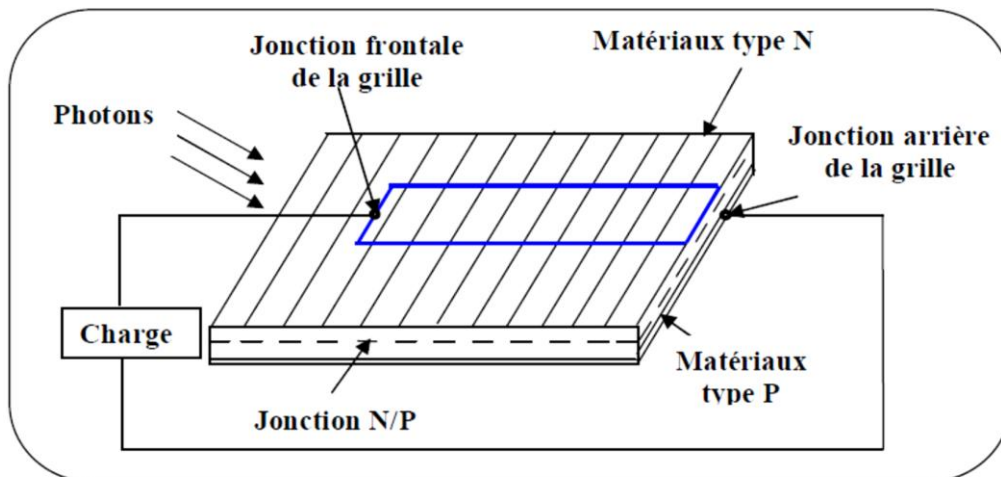


Figure (II.1) : Principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule Photovoltaïque [15].

II.2.1.2. Principe de fonctionnement

Une cellule PV est réalisée à partir d'une couche de silicium, dopée P (dopée au bore) recouverte d'une autre couche très mince dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons et des trous. Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{co}). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (I_{cc}) et dépend fortement du niveau d'éclairement [15].

II.2.2. Caractéristique courant tension d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est une diode à jonction PN particulière. Dans l'obscurité, elle se comporte comme une photodiode dont le fonctionnement nécessite une alimentation, et sa caractéristique est identique à celle d'une diode. Une fois exposée à la lumière elle joue le rôle d'un générateur de courant DC, dont la caractéristique a l'allure présentée sur la figure (II.2) [18].

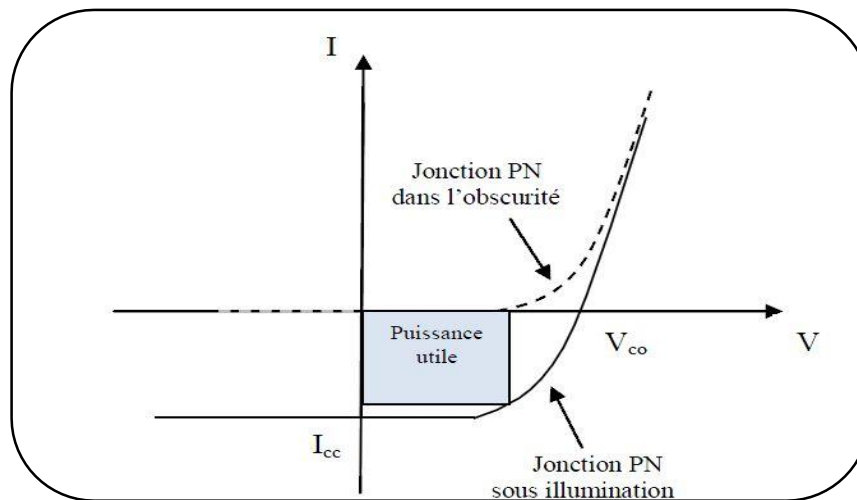


Figure (II.2): Caractéristique courant/tension

De façon générale, le quadrant où se trouve la zone de puissance utile est utilisé de façon inversée pour faciliter la lecture du comportement des générateurs photovoltaïques en fonctionnement normal Figure (II.3) [19].

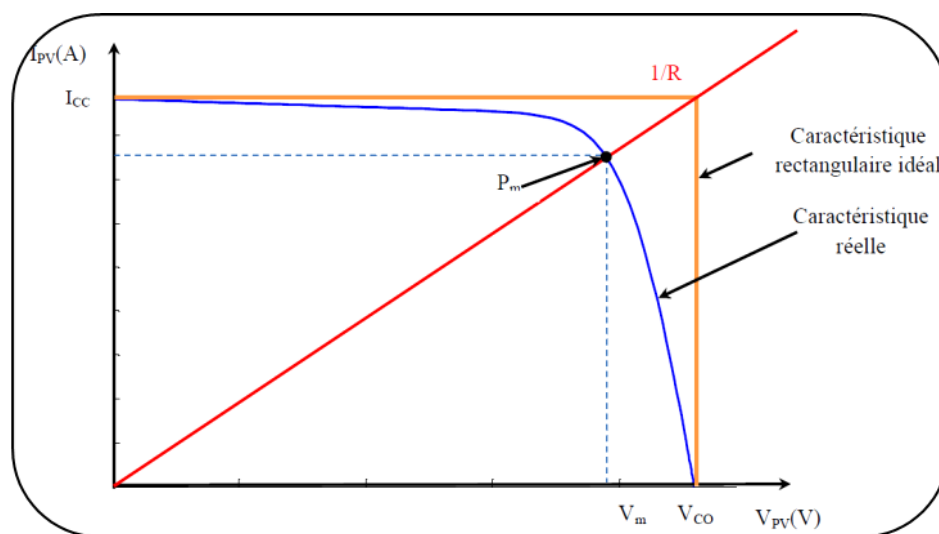


Figure (II.3) : Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.

II.3. Technologies des cellules photovoltaïques

Il existe différentes techniques permettant la conversion directe de la lumière solaire en électricité. La plus connue est la conversion photovoltaïque effectuée à l'aide de matériaux semi-conducteurs tel que le silicium (Si), le germanium (Ge), le sélénium (Se) ou les composés semi-conducteurs tel que l'arséniure de gallium (GaAs), ou le tellure de cadmium (CdTe). Les cellules solaires de type GaAs sont très coûteuses dans leur fabrication et leur utilisation est aujourd'hui limitée aux applications spatiales [20].

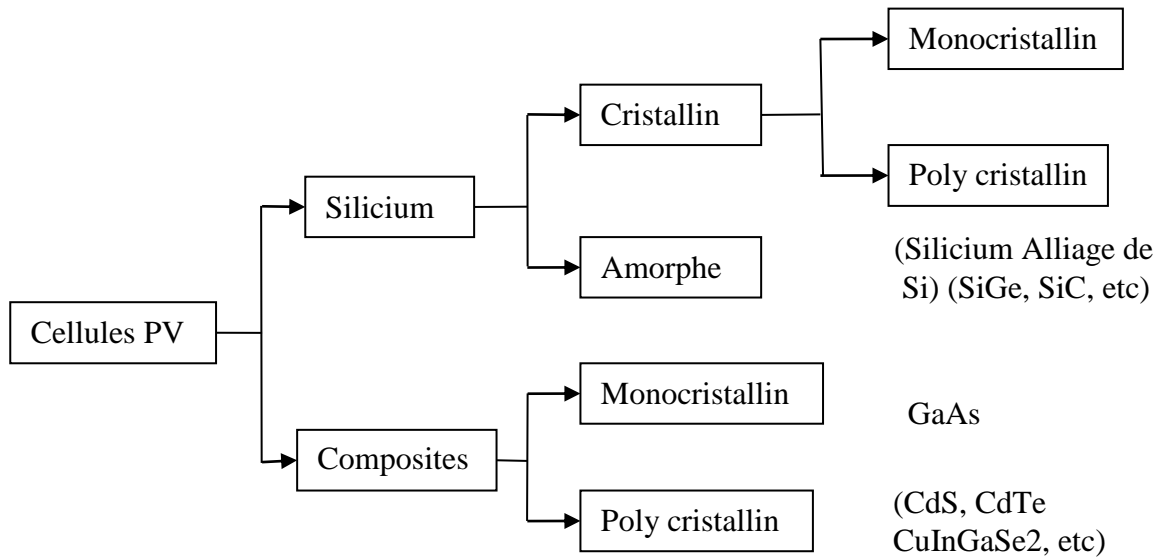


Figure (II.4) : Différentes techniques de cellules photovoltaïques [20]

Nous allons donner les différents types de technologie dans le tableau suivant :

Tableau (II.1): Rendement énergétique des différents types des cellules photovoltaïques [21]

Matériau	Rendement	Longévité	caractéristiques	Principales utilisations
Silicium mono cristallin	12 à 18% (24,7% en laboratoire)	20 à 30 ans	-Très performant - Stabilité de production d'W - Méthode de production coûteuse et laborieuse.	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...
Silicium poly cristallin	11 à 15% (19,8% en laboratoire)	20 à 30 ans	- Adapté à la production à grande échelle. - Stabilité de production d'W. Plus de 50% du marché mondial.	Modules pour toits, façades, générateurs...
Amorphe	5 à 8% (13% en laboratoire)	—	- Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. - Fonctionnement si faible luminosité. - Fonctionnement par temps couvert. - Fonctionnement si ombrage partiel	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment

			- La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.	
Composite mono cristallin (GaAs)	18 à 20% (27.5% en laboratoire)	—	- Lourd, fissure facilement	Systèmes de concentrateurs Aérospatiale (satellites)
Composite poly cristallin (CdS, CdTe, CuiGaSe2, etc.)	8% (16% en laboratoire)	—	Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment

II.4. Protections classiques d'un GPV

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisées dans les installations actuelles :

- La protection en cas de connexion en parallèle de modules PV pour éviter les courants négatifs dans les GPV (diode anti-retour).
- La protection lors de la mise en série de modules PV permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass) et éviter les points chauds.

II.5. Paramètre d'une cellule photovoltaïque

A. La puissance de crête

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

B. La tension à vide

Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil".

C. Le courant de court-circuit

Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".

D. Le point de fonctionnement optimum

Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil,

$$P_{mpp} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \quad (\text{II.1})$$

E. Le rendement

Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

$$\eta = \frac{FF \cdot V_{co} \cdot I_{cc}}{S \cdot G} \quad (\text{II.2})$$

F. Le facteur de forme

Rapport entre la puissance optimale P_{mpp} et la puissance maximale que peut avoir la cellule.

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (\text{II.3})$$

II.6. Modélisation du générateur photovoltaïque

Nous rencontrons dans la littérature plusieurs modèles du générateur photovoltaïque qui diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant finals du générateur photovoltaïque.

II.6.1. Modèle idéal

C'est le modèle le plus simple pour représenter la cellule solaire, car il ne tient compte que du phénomène de diffusion. Le circuit équivalent simplifié d'une cellule solaire se compose d'une diode et d'une source de courant montés en parallèle. La source de courant produit le photo-courant I_{ph} qui est directement proportionnel à l'éclairement solaire.

L'équation courant en fonction de la tension du circuit équivalent simplifié est déduite à partir de la loi de Kirchhoff (première loi de Kirchhoff : la somme de tous les courants entrant et sortant d'un point est égale à zéro) [25], [26].

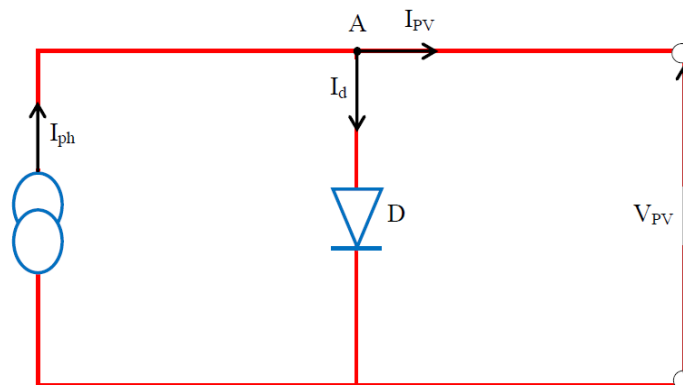


Figure (II.5): Circuit équivalent simplifié d'une cellule solaire.

A partir du nœud « A » nous avons :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (II.4)$$

$$\text{Avec } I_d = I_s \cdot (e^{\frac{V_{pv}}{AV_T}} - 1) \quad (II.5)$$

D'où

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \cdot (e^{\frac{V_{pv}}{AV_T}} - 1) \quad (II.6)$$

Avec :

I_{ph} : photo courant.

I_d : courant de diode.

I_s : courant inverse de saturation de la diode.

A: facteur d'idéalité de la diode, $A = 1 \dots 5$.

V_T : Tension thermique.

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (II.7)$$

K: constante de Boltzmann.

T: température absolue, [T] = K (kelvin).

q: charge d'un électron.

En circuit ouvert, la charge tend vers l'infini et $V_{pv} \longrightarrow V_{oc}$, qui est la tension en circuit ouvert

$$I_{pv}=0, \text{ soit : } V_{co} = A \cdot V_T \cdot \log\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (II.8)$$

II.6.2. Modèle à une diode

C'est le modèle le plus cité dans la littérature, le module photovoltaïque est caractérisé par son schéma électrique Figure (II.6) qui se compose d'une source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contact et de connexion, une diode en parallèle qui modélise la jonction PN [27] :

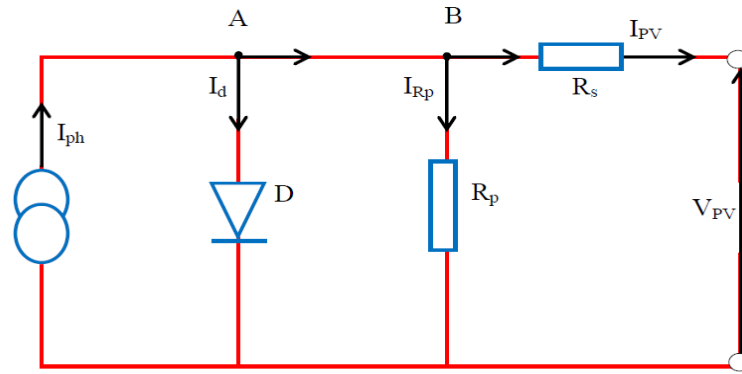


Figure (II.6): Schéma équivalent du modèle à une diode.

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{Rp} \tag{II.9}$$

Avec :

$$I_{ph} = P_1 G [1 + P_2 (G - G_{stc}) + P_3 (T - T_{stc})] \tag{II.10}$$

P1, P2, P3 : paramètres constants.

Le courant de la diode est donnée par

$$I_d = I_s \cdot \left(e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{A \cdot n_s \cdot K \cdot T}} - 1 \right) \tag{II.11}$$

Avec : I_s est le courant de saturation il est fortement dépendant de la température ; il est donné par :

$$I_s = P_4 \cdot T^3 \cdot e^{\frac{-E_g}{K \cdot T}} \tag{II.12}$$

Le courant dans la résistance parallèle est calculé par :

$$I_{Rp} = \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_p} \tag{II.13}$$

Donc :

$$I_{pv} = P_1 G [1 + P_2 (G - G_{stc}) + P_3 (T - T_{stc})] - P_4 \cdot T^3 \cdot e^{\frac{-E_g}{K \cdot T}} \cdot \left(e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{A \cdot n_s \cdot K \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_p} \tag{II.14}$$

n_s : nombre de cellules en série dans un module.

q : la charge d'électron $1,6 \cdot 10^{-19}$ C.

k : constante de Boltzmann $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/°K.

E_g : énergie de gap pour le silicium cristalline 1.12 ev.

A : facteur d'idéalité de la jonction.

➤ **Les paramètres du modèle à une diode**

Les paramètres du modèle à une diode sont représentés dans le Tableau (II.2) :

Tableau (II.2): Paramètres obtenus pour le modèle à une diode [28].

P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	A	R _s	R _{sh}
0.0079	7.27e-5	-1.1369e-5	50.5090	1	0.4	109.9

II.6.3. Modèle à une diode simplifié

Ce modèle est basé sur cinq paramètres qui sont la tension de circuit ouvert (V_{co}), le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension (V_{mpp}) et le courant (I_{mpp}) au point de puissance maximale (P_{mpp}) ainsi que la résistance série (R_s), qui tient compte de la variation du courant et de la tension du panneau photovoltaïque en fonction des conditions climatiques.

L'expression du courant du module photovoltaïque est donnée par [27]:

$$I_{pv} = I_{cc} [1 - K_1 (\exp(K_2 \cdot V_{pv}^A) - 1)] \quad (II.15)$$

Où les coefficients K_1 , K_2 , K_3 , K_4 et m sont données par :

$$K_1 = 0.01175$$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{co}^A} \quad (II.16)$$

$$K_3 = \ln \left[\frac{I_{cc}(1+K_1) - I_{mpp}}{K_1 I_{cc}} \right] \quad (II.17)$$

$$K_4 = \ln \left[\frac{1+K_1}{K_1} \right] \quad (II.18)$$

$$A' = \frac{\ln \left[\frac{K_3}{K_4} \right]}{\ln \left[\frac{V_{mpp}}{V_{co}} \right]} \quad (II.19)$$

Il est noté que l'équation (II.15) est applicable que pour un niveau d'insolation G et de température particulières ($G=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$), relatif aux conditions standard de fonctionnement. Quand l'insolation et la température varient, les paramètres du tableau (II.2) changent suivant les équations suivantes :

$$\Delta T = T - T_{stc} \quad (II.20)$$

$$\Delta I = \alpha_{cc} \left(\frac{G}{G_{stc}} \right) \Delta T + \left(\frac{G}{G_{stc}} - 1 \right) I_{cc, stc} \quad (II.21)$$

$$\Delta V = -\beta_{co} \Delta T - R_s \Delta I \quad (II.22)$$

Avec :

G_{stc} et G : Représentent respectivement, le niveau d'insolation dans les conditions standard de fonctionnement et dans des conditions quelconques.

T_{stc} et T : représentent respectivement, la température dans la condition standard de fonctionnement et dans des conditions quelconques.

ΔT : Représente la variation de la température.

ΔI : Représente la variation du courant par rapport à l'insolation et à la température.

ΔV : Représente la variation de la tension par rapport à l'insolation et à la température.

α_{cc} : Représente un coefficient d'incrémentation du courant I_{cc} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($A/^{\circ}C$) (sous les conditions standard de fonctionnement).

β_{co} : Représente un coefficient d'incrémentation de la tension V_{co} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($V/^{\circ}C$) (sous les conditions standard de fonctionnement).

II.6.4. Modèle explicite

Le modèle suivant est développé par Borowy et Salameh en (1996). Les formules pour calculer le point optimum de la tension et du courant sous condition arbitraire sont montrées comme suit [30].

$$I_m = I_{cc} \left[C_1 \exp\left(\frac{V_m}{C_2 V_{co}}\right) - 1 \right] + \Delta I \quad (II.23)$$

I_{cc} : Le courant de court-circuit du module (A).

V_{co} : La tension de circuit ouvert du module (V).

C_1 et C_2 sont des paramètres qui peuvent être calculés par l'équation (II.24) et (II.25) respectivement.

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{cc}} \right) \exp\left(\frac{-V_{mpp}}{C_2 V_{co}}\right) \quad (II.24)$$

$$C_2 = \frac{\left(\frac{V_{mpp}}{V_{co}-1}\right)}{\ln\left(\frac{1-I_{mpp}}{I_{cc}}\right)} \quad (II.25)$$

ΔI : est déterminé par la différence de température et l'irradiation solaire, équation (II.21)

La tension maximale V_m de module est déterminée par l'équation suivante [27]:

$$V_m = V_{mpp} \left[1 + 0.0539 \log\left(\frac{G}{G_{stc}}\right) \right] + \beta_{co} \Delta T \quad (II.26)$$

Alors la puissance optimale à la sortie d'un module est déterminée par l'équation suivante [27]:

$$P_m = V_m I_m \quad (II.27)$$

Dans ce qui suit, on prend le modèle à une diode simplifiée à 5 paramètres (I_{cc} , I_{mpp} , V_{co} , V_{mpp} , R_s) pour la simulation du système étudié.

II.7. Facteurs influençant le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

II.7.1. Influence de l'éclairement

Afin de voir l'influence de la température et de l'éclairement, nous avons simulé sous MATLAB/Simulink un panneau photovoltaïque PV solaire SHARP NE80E1U (voir tableau II.3).

Tableau (II.3): Les paramètres du panneau solaire SHARP NE80E1U

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau P_{mpp}	80 W
Courant au point de puissance maximale I_{mpp}	4.67 A
Tension au point de puissance maximale V_{mpp}	17.1 V
Courant de court-circuit I_{cc} (I_{sc})	5.31 A
Tension en circuit ouvert V_{oc}	21.3 V
Nombre de cellule	36
Coefficients d'incrémentations du courant I_{sc} (α_{sc})	1.4 mA/°C
Coefficients d'incrémentations de la tension V_{oc} (β_{oc})	-152mV/°C

Une simulation a été réalisée sous le logiciel Matlab-Simulink a permis de déterminer les caractéristiques courant-tension $I_{pv}(V_{pv})$ et puissance-tension $P_{pv}(V_{pv})$ du générateur photovoltaïque. Les caractéristiques électriques (figures (II.7) (II.8)) montrent bien la variation du courant du panneau photovoltaïque ainsi que la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairement. On peut voir aussi sur le graphe l'existence de maximum sur les courbes de puissance. Ces points correspondent aux points de puissances maximales (V_{opt} , I_{opt}) lorsque l'irradiation varie pour une température donnée. On peut considérer que le courant de court-circuit I_{sc} varie proportionnellement à la radiation (figures (II.7) (II.8)). De même, la tension de circuit ouvert V_{oc} (à vide) varie très peu [22].

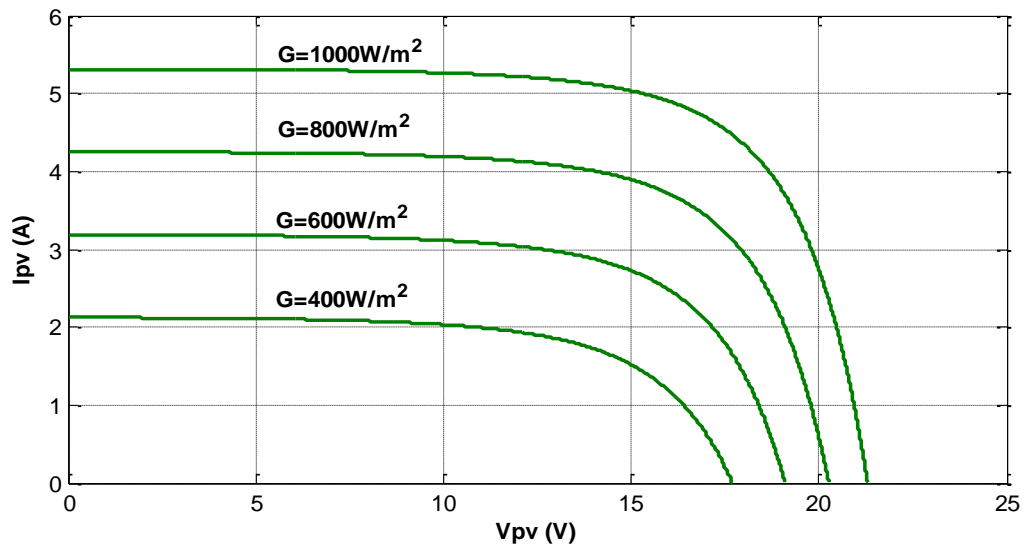


Figure (II.7): Caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$ pour différents ensoleillements à $T=25^{\circ}\text{C}$.

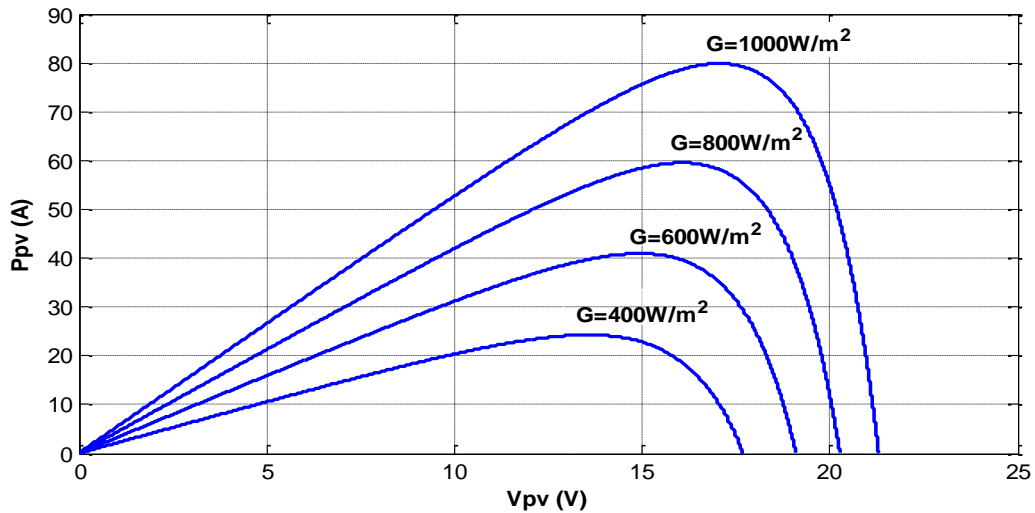


Figure (II.8): Caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$ pour différents ensoleillements à $T=25^{\circ}\text{C}$

II.7.2. Influence de la température

L'influence de la température est testée sur une caractéristique d'un panneau photovoltaïque de 80Wc (voir tableau II.3).

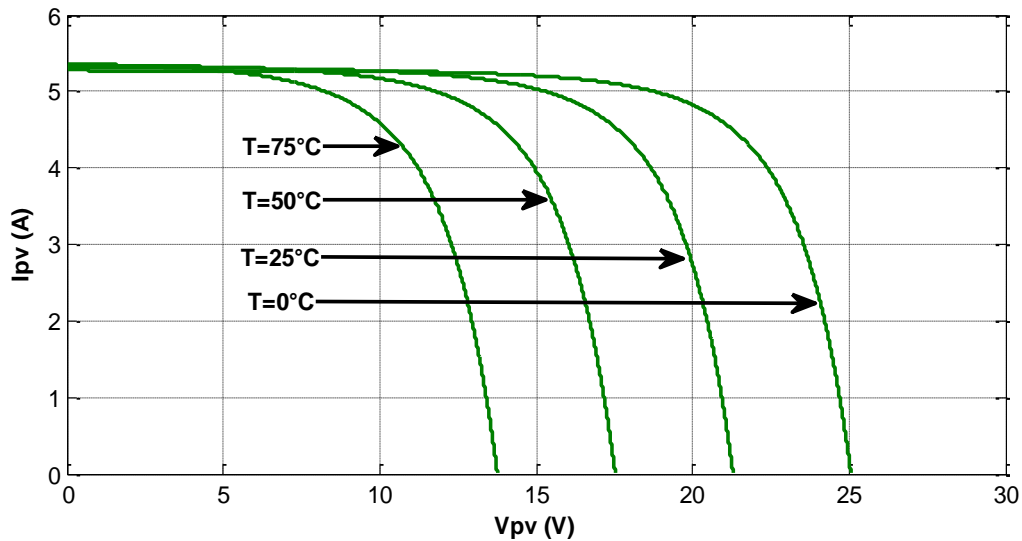


Figure (II.9) : Caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$ pour différentes températures à $G=1000W/m^2$

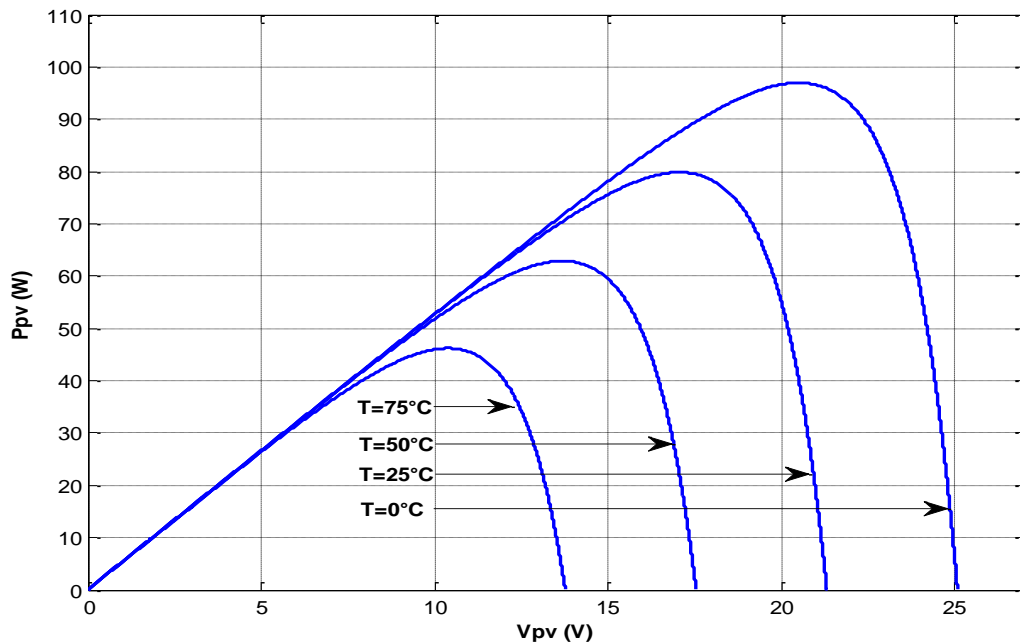


Figure (II.10): Caractéristique $P_{pv} = f(V_{pv})$ pour différentes températures à $G=1000W/m^2$.

Pour différentes température ($T_c=0, 25, 50, 75$ °C) et $G= 1000W/m^2$, une simulation a été réalisé sous le logiciel Matlab-Simulink a permis de déterminer les caractéristiques courant-tension $I_{pv}(V_{pv})$ et puissance-tension $P_{pv}(V_{pv})$ du générateur photovoltaïque. Les caractéristiques électriques (figures (II.9) (II.10)) montrent bien que lorsque la température croit à irradiation constante, la tension de circuit ouvert V_{co} décroît quand la température augmente et le courant I_{sc} croit légèrement [22].

La température est un facteur très important dans le comportement des cellules PV. Le

photo-courant I_{ph} augmente d'environ $0,2 \mu A/^{\circ}K$ par cm^2 . Elle engendre aussi une baisse de la tension de circuit ouvert V_{co} d'environ $0.02 mV$ par degré. L'accroissement de la température dégrade la puissance maximale fournie par la cellule, celle-ci baisse approximativement de $1.27 \cdot 10^{-4} W/^{\circ}K$ par cm^2 de cellule, ce que correspond à environ 1.05% par degré [23].

II.8. Association de cellules photovoltaïques

Dans un groupement de n_s cellules en série, toutes sont traversées par un même courant. La figure (II.11) montre la caractéristique résultante (I_{sc}, V_{sco}) d'un tel groupement dans des conditions idéales, obtenue pour n_s cellules identiques (I_{cc}, V_{co}) en sommant les caractéristiques élémentaires à courant constant : $V_{sco} = n_s \cdot V_{co}$

Pour un groupement de n_p cellules identiques en parallèle (Figure II.12): $I_{pcc} = n_p \cdot I_{cc}$ [24].

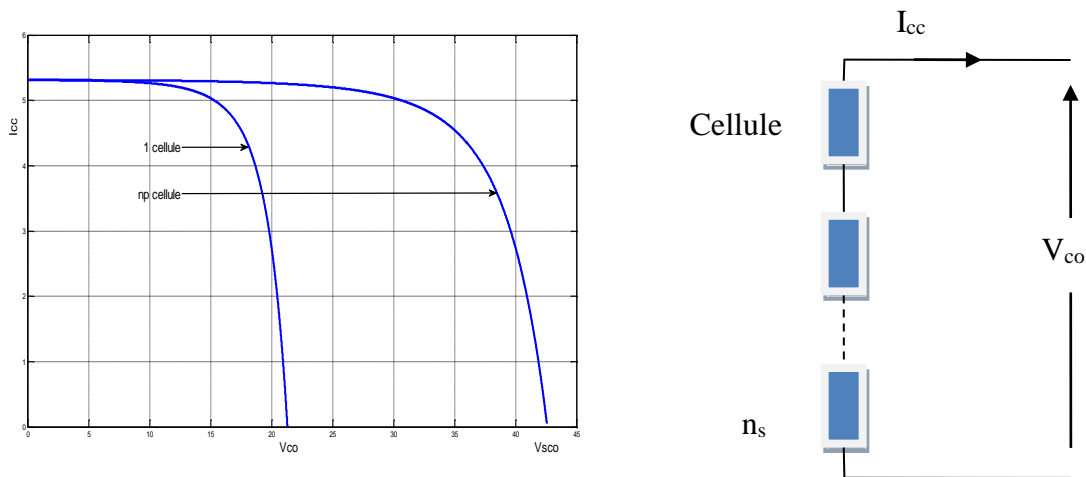


Figure (II.11): Caractéristique de groupement série des cellules photovoltaïques identiques

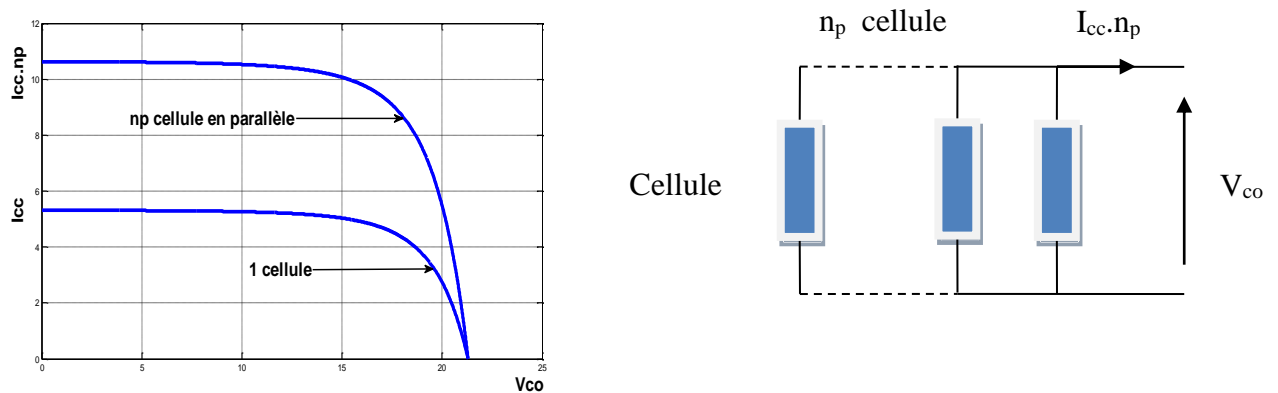


Figure (II.12): Caractéristique de groupement parallèle des cellules photovoltaïques identiques.

La caractéristique électrique globale courant/ tension d'un générateur photovoltaïque se déduit donc théoriquement de la combinaison des (n_s, n_p) cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par le rapport n_s parallèlement à l'axe des tensions et de rapport n_p parallèlement à l'axe des courants. Ainsi que l'illustre la figure (II.13), n_s et n_p étant respectivement les nombres totaux de cellules en série et en parallèle [24].

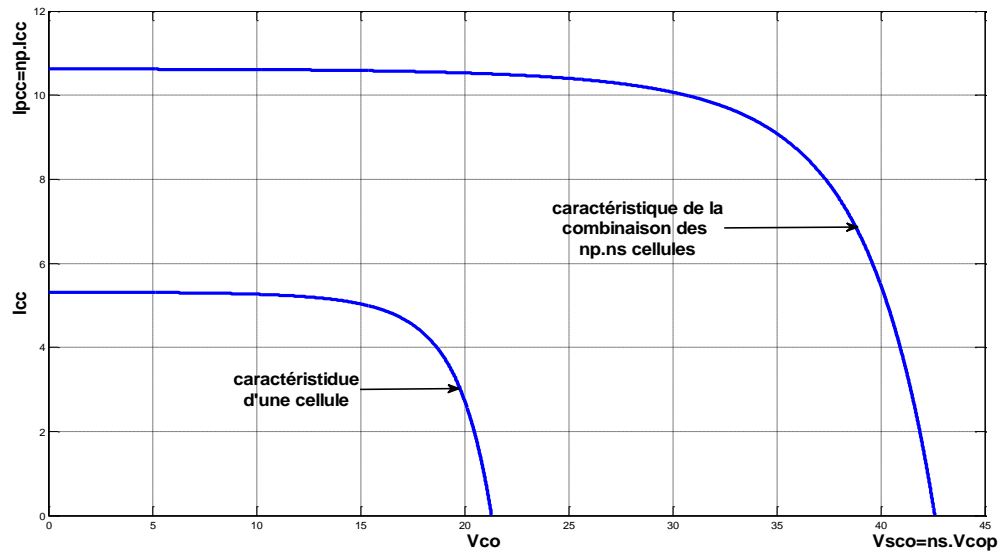


Figure (II.13): Caractéristique d'un générateur à (n_p, n_s) cellules en parallèle et en série identiques

II.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié le contexte et la problématique de l'énergie solaire photovoltaïque, car ceci s'est avéré nécessaire pour acquérir une connaissance théorique approfondie du comportement d'un générateur photovoltaïque.

Chapitre III :

Optimisation des performances d'un système photovoltaïque

Dans ce chapitre, nous rappelons brièvement la problématique de la recherche du PPM en présentons une approche intelligente pour l'amélioration et l'optimisation des performances de contrôle d'un système PV, par la méthode de la poursuite du point de puissance maximale MPPT par divers méthodes. Ainsi qu'une autre méthode d'optimisation qui consiste à tester un suiveur solaire à deux axes avec automate programmable.

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons différents algorithmes utilisés pour la commande de poursuite du point de puissance maximale MPPT, une comparaison entre les méthodes sera détailler par la suite afin de valider la méthode qui convient le mieux ainsi nous définiront brièvement les différentes parties mécaniques qui constituent le suiveur et aussi la partie électrique et automatique qui permet de commander le système.

III.2. Commande MPPT

III.2.1. Le fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque

La conception de système PV optimiser est par nature difficile. En effet, coté source, pour générateur PV, la production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement de la température, mais aussi du vieillissement global du système. Coté charge, que ce soit de nature continue (DC), ou bien alternative (AC), comme le réseau électrique, chacune a son comportement propre qui peut être aléatoire. Pour que le générateur fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimale, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique figure (III.1) qui jouera le rôle d'adaptateur source –charge [27], [28].

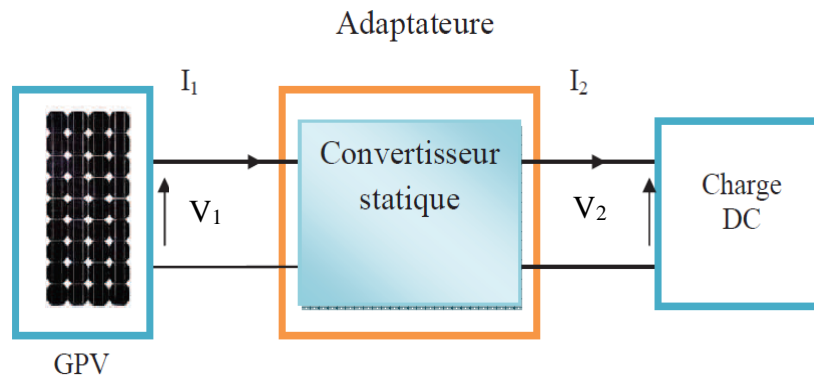


Figure (III.1): Etage d'adaptation d'un GPV-charge

Si on prend l'exemple du convertisseur DC-DC (élevateur), la tension et le courant de sortie de convertisseur en fonction du rapport cyclique de sortie sont décrit par les relations:

$$V_2 = \frac{V_1}{1-\alpha} \quad (III.1)$$

$$I_2 = (1 - \alpha)I_1 \quad (III.2)$$

$$R_{pv} = R_{ch}(1 - \alpha)^2 \quad (III.3)$$

Aussi, le rapport cyclique s'écrit en fonction des résistances R_{pv} et R_{ch} :

$$\alpha = 1 - \sqrt{\frac{R_{pv}}{R_{ch}}} \quad (III.4)$$

Puisque le rapport α est inférieur à 1 ($\alpha < 1$), le convertisseur ne joue le rôle d'un élévateur que si la charge R_s remplit la condition suivante :

$$R_{ch} > R_{pv}$$

Dans les conditions optimales et pour une charge R_{ch} donnée, la résistance interne du panneau ($R_{pv} = R_{opt}$) et le rapport cyclique ($\alpha = \alpha_{opt}$) obéissent donc à l'équation :

$$R_{opt} = R_{ch}(1 - \alpha_{opt})^2 \quad (III.5)$$

III.2.2. Principe de fonctionnement de la commande MPPT

Un MPPT, de l'anglais « Maximum Power Point Tracking » est un principe permettant de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire. En conséquence, pour un même éclairement, la puissance délivrée sera différente selon la charge. Un contrôleur MPPT permet donc de piloter le convertisseur statique reliant la charge (une batterie par exemple) et le panneau photovoltaïque de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge chaque instant. La figure (III.2) représente la trajectoire du point de puissance maximale produite par le générateur

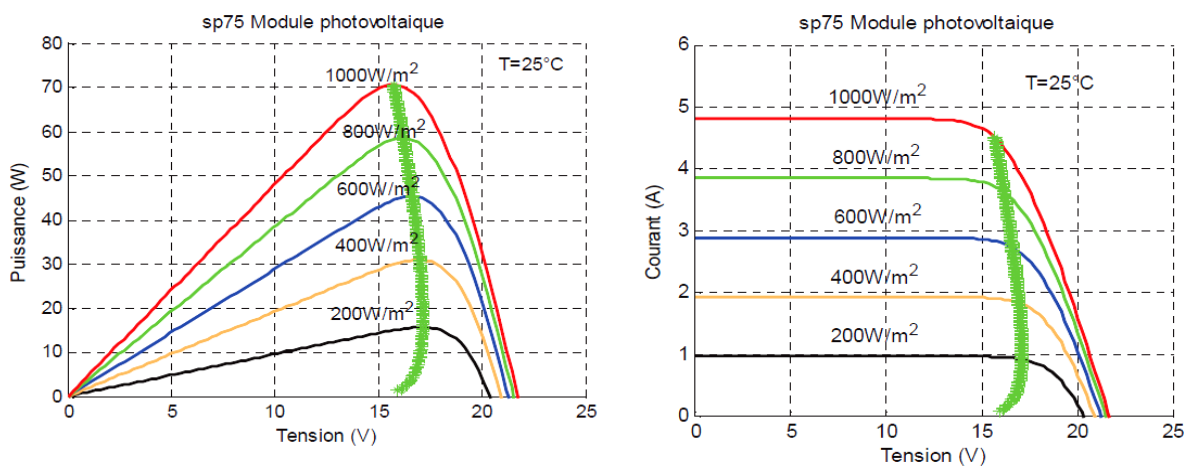


Figure (III.2) : La caractéristique I-V, P-V et la trajectoire de PPM

La Figure (III.3) présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation DC-DC entre le GPV et la charge de sortie. Cette structure correspond à un système plus communément appelé système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie servant de stocké l'énergie pour une charge qui ne supporte pas les fluctuations de tension. Cet étage d'adaptation dispose d'une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui lui permet de rechercher le PPM que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque. L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisi et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé [31].

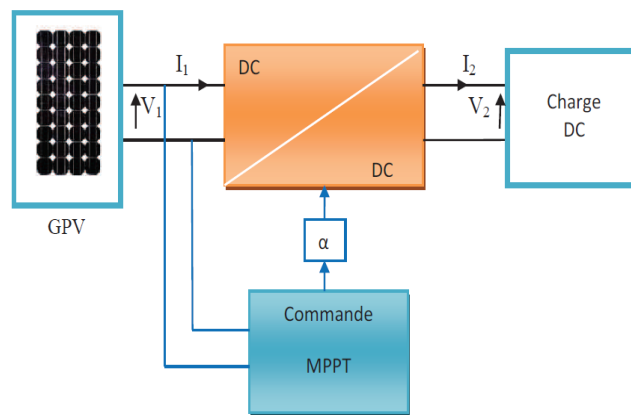


Figure (III.3): Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque.

Pour assurer le fonctionnement d'un GPV à son point de puissance maximale (PPM), des contrôleurs MPPT sont utilisés, ces contrôleurs sont destinés à minimiser l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence variable en fonction des conditions climatiques baser sur des méthodes optimales [29].

III.2.3. Classification de l'algorithme du suiveur de la puissance max

La classification des algorithmes du suiveur peut être basée sur la fonction des techniques ou des stratégies de commande utilisées. Ainsi, deux catégories peuvent être présentées : méthodes directes et indirectes.

III.2.3.1. Les méthodes indirectes

Les méthodes indirectes utilisent des bases de données regroupant les caractéristiques des panneaux photovoltaïques (PV) dans différentes conditions climatiques (température, ensoleillement...) mais aussi des équations mathématiques empiriques permettant de déterminer le point de puissance maximum. Ces méthodes sont souvent propres à chaque type de panneau et donc difficile à généraliser : la méthode d'ajustement de courbe, la méthode « look-up table », la méthode de la tension de circuit ouvert du générateur, la méthode de court-circuit.

III.2.3.1.1. Méthode de tension de circuit ouvert du générateur PV

Cet algorithme est basé sur la tension du générateur PV au point de puissance maximale qui est approximativement proportionnelle à sa tension en circuit ouvert. La constante proportionnelle K_1 , dépend de la technologie des cellules photovoltaïques, du facteur de forme et des conditions météorologiques. La tension de circuit ouvert V_{co} est mesurée par interruption du fonctionnement normale du système, avec une certaine fréquence de mesure, les données sont stockées, après le PPM est calculé selon l'équation (III.6) et la tension de fonctionnement est ajustée pour avoir la tension optimale. Ce processus est répété périodiquement.

$$K_1 = \frac{V_{ppm}}{V_{co}} = \text{constante} < 1 \quad (\text{III.6})$$

Bien que cette méthode soit simple, il est difficile de choisir une valeur optimale de K_1 [27], [32].

L'avantage de cette méthode, c'est qu'on ne tient pas compte de l'influence de l'ensoleillement et de la température et encore moins du vieillissement des panneaux. Cette méthode souffre donc d'inexactitude mais présente l'avantage d'être simple et pas chère [32].

III.2.3.1.2. La méthode de court-circuit

Cette méthode est similaire à la précédente et est basée sur la proportionnalité existant entre le courant de court-circuit et le courant au point de puissance maximale (équation III.7):

$$K_2 = \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \cong \text{constante} < 1 \quad (\text{III.7})$$

Cette méthode présente les mêmes avantages et inconvénients que ceux de la méthode de la tension de circuit ouvert.

III.2.3.2. Les méthodes directes

Les méthodes directes sont des méthodes qui utilisent les mesures de tension et de courant des panneaux et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures. L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV. Parmi ces méthodes, nous retrouvons la méthode de différenciation, la méthode perturbation & observation (P&O), l'incrément de conductance ...etc [32].

III.2.3.2.1. La méthode Perturbation & Observation (P&O)

La méthode Perturbation & observation (P&O) est l'une des méthodes les plus utilisées. C'est une méthode itérative permettant d'obtenir le MPP : on mesure les caractéristiques du panneau PV puis on induit une petite perturbation sur la tension afin d'analyser la variation de puissance qui en résulte. Comme indiqué précédemment, 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.4) 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 déjà 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 approprié. En résumé, suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau MPP [32].

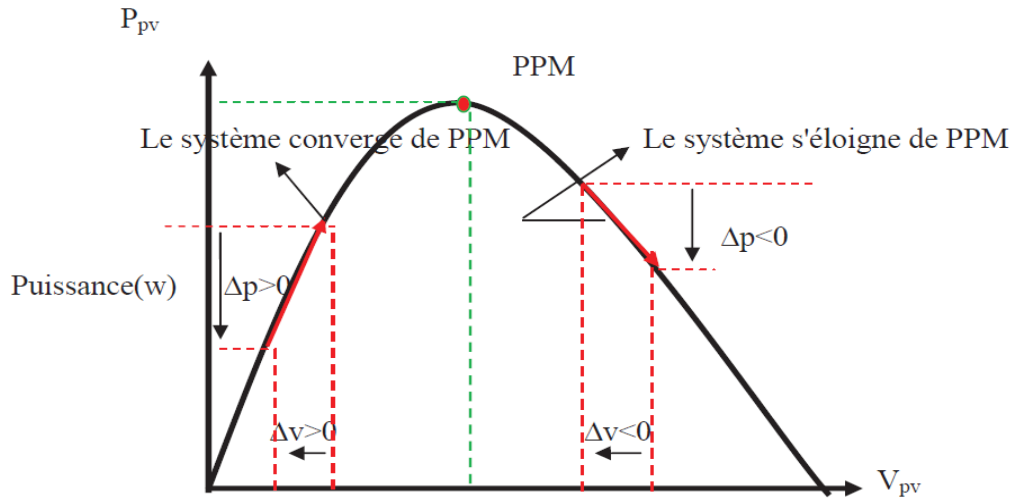


Figure (III.4): Schéma de convergence vers le PPM par P&O

La Figure (III.5) représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (mesurant le courant et la tension des panneaux PV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant.

La méthode P&O est aujourd'hui largement utilisée de par sa facilité d'implémentation. Cependant, elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du MPPT qu'elle engendre en régime établi, car la procédure de recherche du MPP doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du MPP. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation.

Cependant, une faible valeur d'incrément ralentit la recherche du MPP, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité, ce qui rend cette commande difficile à optimiser. Il est connu que ce type de commande permet d'obtenir un rendement plus important durant une journée relativement ensoleillée, où la MPP évolue lentement et proportionnellement avec le soleil. Par contre, pour une journée avec de forts et fréquents changements d'irradiations, cette commande présente beaucoup plus de pertes, en raison du temps de réponse de la commande pour atteindre le nouveau MPP [32].

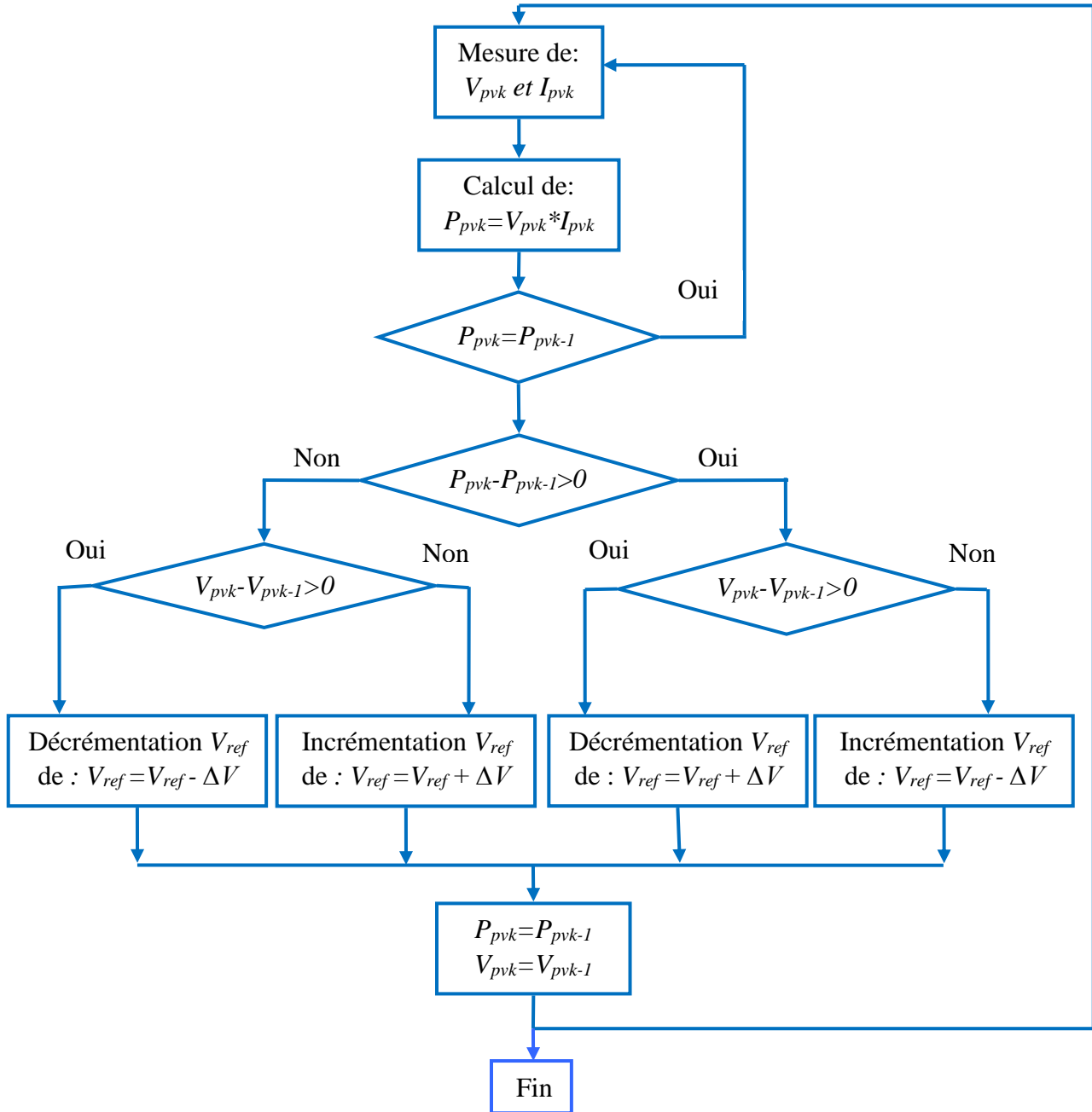


Figure (III.5): Algorithme type de la méthode P&O

III.2.3.2.2. Méthode de conductance incrémentielle

Cette méthode s'intéresse directement aux variations de la puissance en fonction de la tension. La puissance produite par le générateur PV peut être exprimée par :

$$P_{pv} = V_{pv} \cdot I_{pv} \tag{III.8}$$

La conductance et l'incrément de la conductance peuvent être identifiées en dérivant l'équation par rapport à la tension V_{pv} :

$$\frac{1}{V_{pv}} \cdot \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} + \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (\text{III.9})$$

Cette relation est égale à zéro au point de puissance maximale.

Ceci mène à l'ensemble d'équations suivantes :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \Rightarrow \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{Le point de fonctionnement est sur PPM.}$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \Rightarrow \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{Le point de fonctionnement est à gauche du PPM.}$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \Rightarrow \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{Le point de fonctionnement est à droite du PPM.}$$

Son principe consiste à comparer entre la conductance $G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ et sa dérivée $\Delta G = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$ et décider ensuite quant augmenter ou diminuer la tension photovoltaïque afin d'attendre le point de puissance maximale (PPM) où $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0$ la méthode de conductance incrémentielle est souvent jugée efficace de point de vue efficacité de recherche du point de puissance maximale. Cependant l'algorithme à implémenter souvent complexe de calcul, ce qui réduit la période de contrôle du système [27], [33], [34].

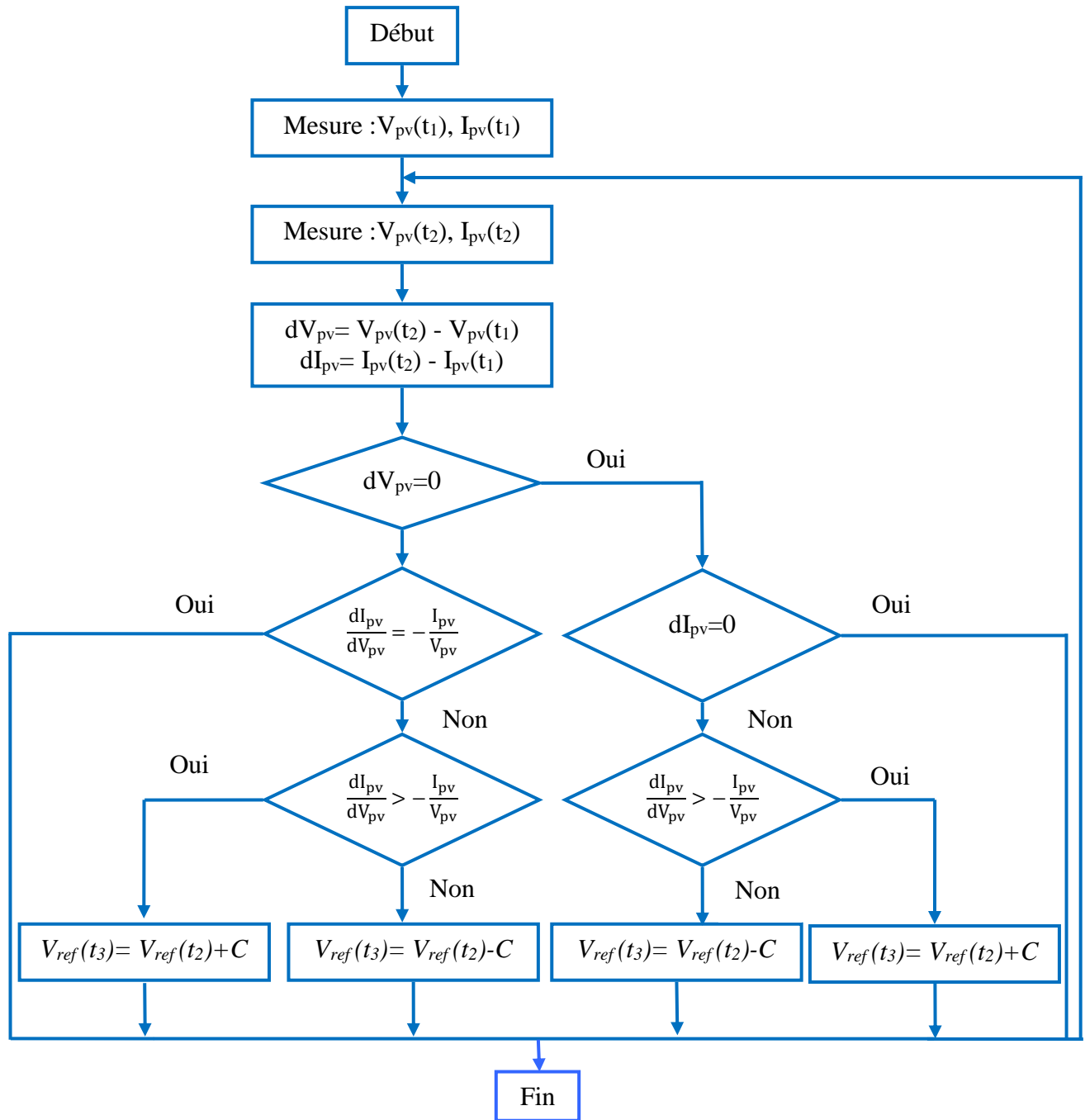


Figure (III.6) : Organigramme de la méthode conductance incrémentielle.

III.2.3.2.3. Commande MPPT classique

Lors de notre recherche bibliographique, une méthode simple a retenu notre attention. Le point de puissance maximale est obtenu lorsque la pente $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}}$ par rapport à la valeur recherchée (c'est-à-dire 0) est atteinte.

Le contrôle qui fournit une extraction continue du point de puissance maximale est donné par l'équation suivante :

$$V_{\text{opt}} = K. \int \frac{dP_{\text{pv}}}{dV_{\text{pv}}} dt = K. \int \frac{\Delta P_{\text{pv}}}{\Delta V_{\text{pv}}} dt \quad (\text{III.10})$$

Ou :

V_{opt} : Tension optimale qui donne une puissance maximale.

K : Gain proportionnel.

$\frac{dP_{\text{pv}}}{dV_{\text{pv}}}$: Variation de la puissance en fonction de la tension.

ΔP_{pv} : Variation de puissance entre deux points de fonctionnement.

ΔV_{pv} : Variation de tension entre deux points de fonctionnement.

Le schéma fonctionnel de commande est montré sur la figure suivante :

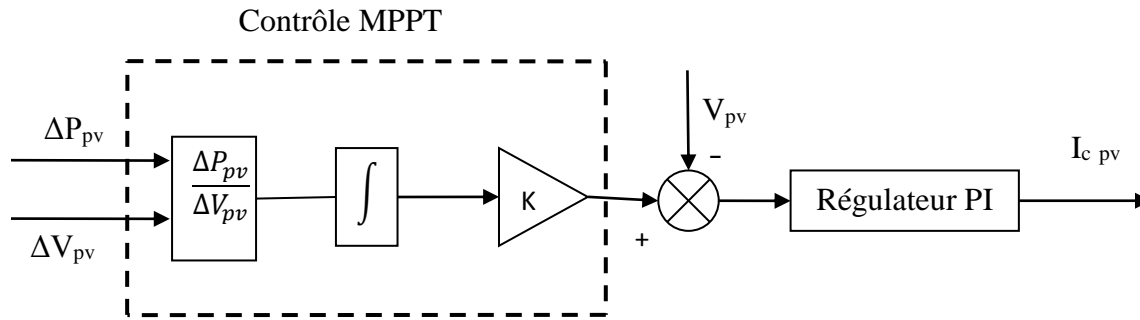


Figure (III.7) : Schéma fonctionnel de la commande MPPT classique.

III.2.4. Simulation, comparaison des méthodes MPPT :

Dans les simulations qui suivent on présente la puissance photovoltaïque pour les différentes méthodes d'optimisation MPPT [P&O, C&I et une méthode classique], et nous analyserons les résultats obtenus, afin de valider la méthode qui convient le mieux. Les valeurs mesurées des éclaircissements et de température pour la journée du 12/06/2014, vont être les conditions de la simulation qui suivent :

- Pour les conditions de fort ensoleillement ($G=806\text{W/m}^2$, $T=33^\circ\text{C}$) :

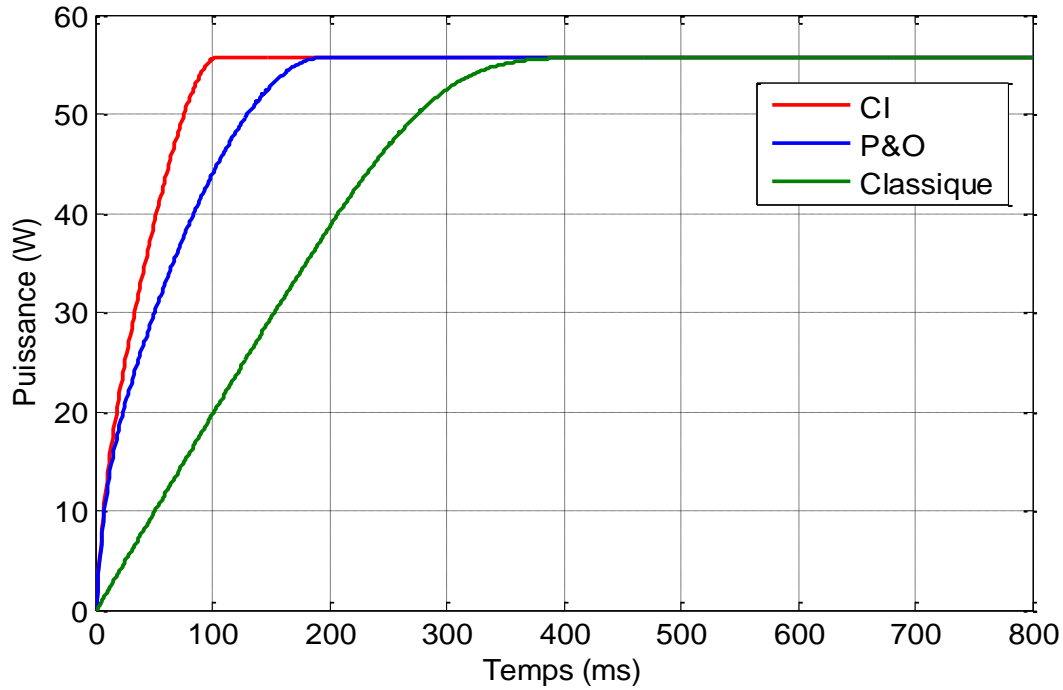


Figure (III.8) : Allure de la puissance photovoltaïque.

- Pour les conditions de moyen ensoleillement ($G=580\text{ W/m}^2$, $T=31^\circ\text{C}$) :

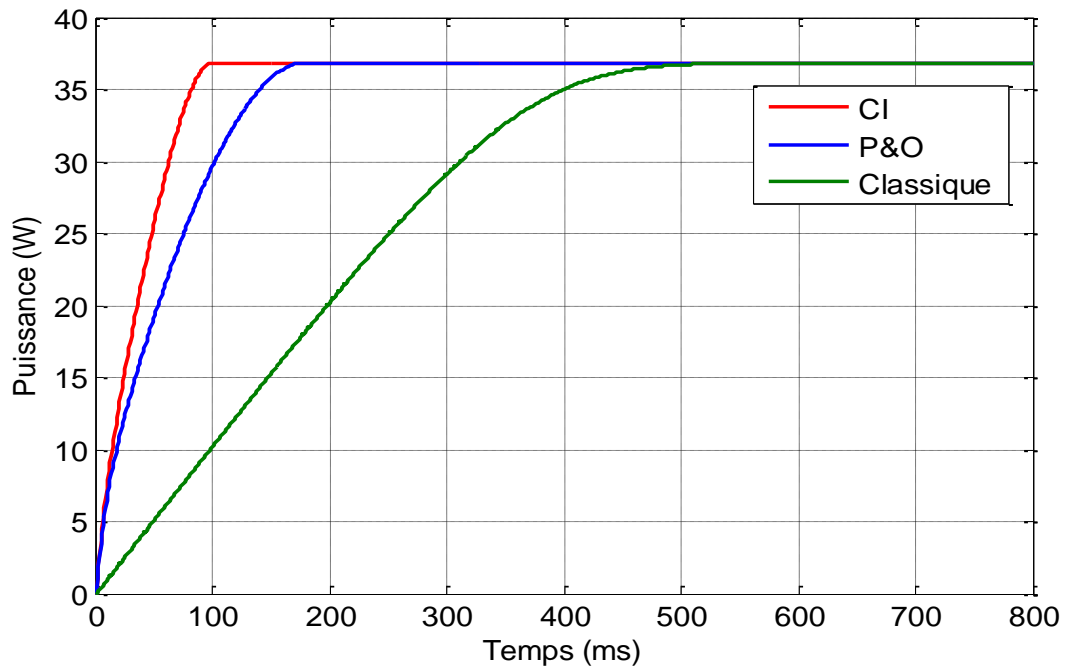


Figure (III.9) : Allure de la puissance photovoltaïque.

➤ Pour les conditions de faible ensoleillement ($G=210 \text{ W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$):

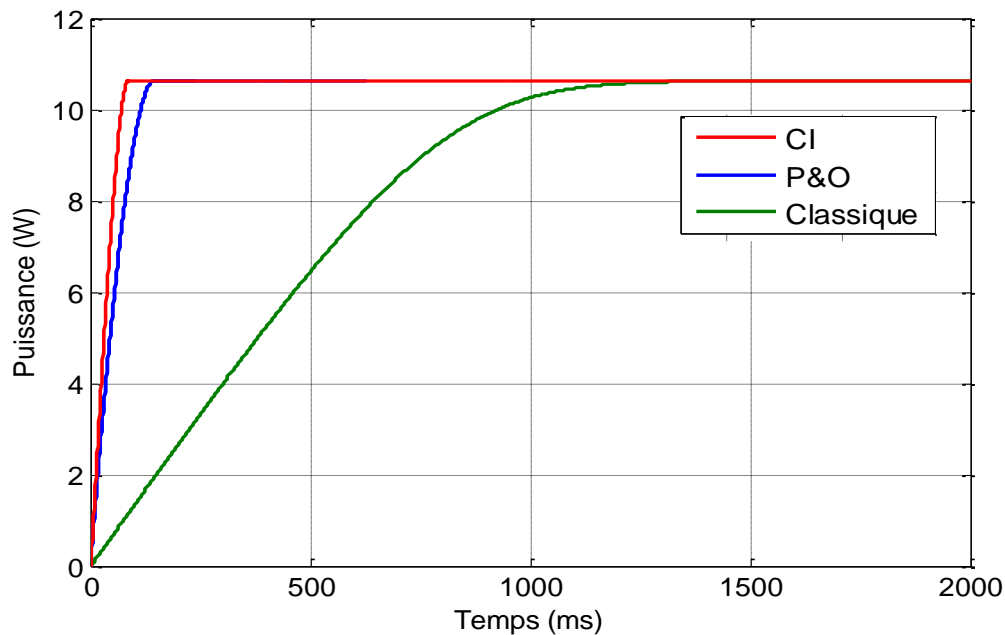


Figure (III.10) : Allure de la puissance photovoltaïque.

III.2.5. Discussion des résultats

Les figures (III.8) (III.9) (III.10) présentent la puissance du générateur photovoltaïque P_{pv} pour les trois méthodes de control MPPT (perturbation et observation (P&O) et conductance incrémentielle (CI) et une méthode classique). Sous différente condition atmosphérique. On constate que la (CI) présente une réponse plus rapide comparé à la méthode (P&O) qui nécessite plus de temps pour extraire le point de puissance maximale et enfin la méthode classique qui nécessite beaucoup plus de temps. La conductance incrémentielle permet une réduction non seulement du temps de convergence pour extraire le PPM, mais aussi une meilleure stabilisation.

III.2.6. Fonctionnement sous les conditions variables

Pour comprendre le comportement du système face aux changements d'éclairement on va effectuer une diminution rapide de l'ensoleillement à température variable. On commence par un ensoleillement de 806 W/m^2 et à l'instant $t=1\text{s}$ on bascule à $G=580\text{w/m}^2$ ensuite à l'instant $t=2\text{s}$ à $G=210\text{w/m}^2$, les résultats obtenus sont présentés en dessous :

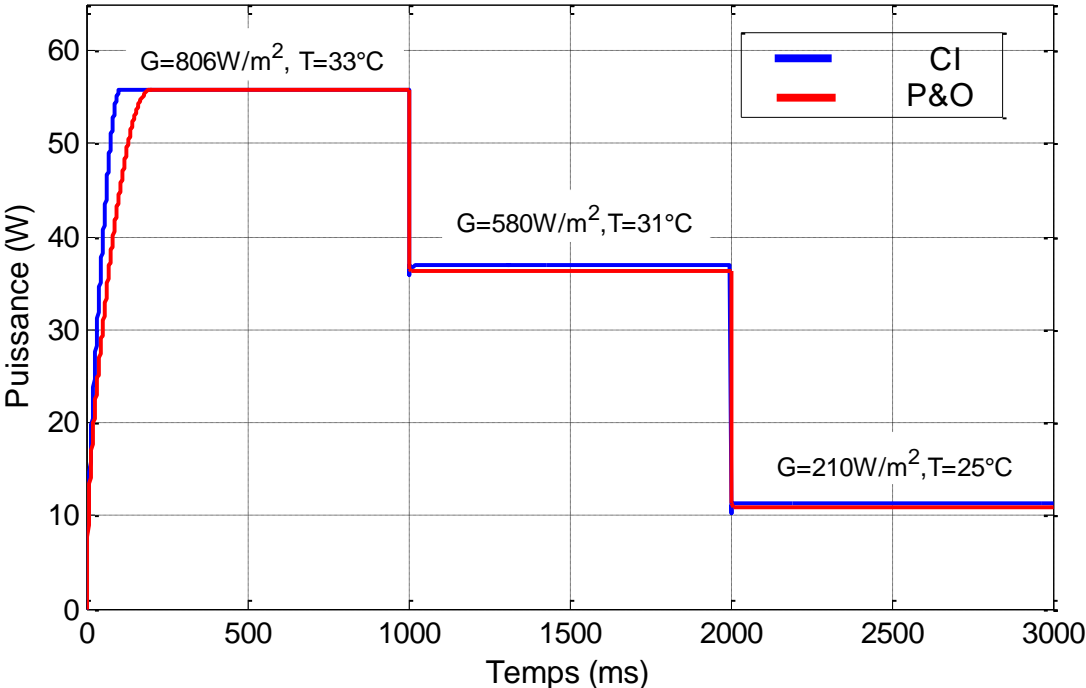


Figure (III.11) : Allure de la puissance photovoltaïque $P_{pv}=f(t)$

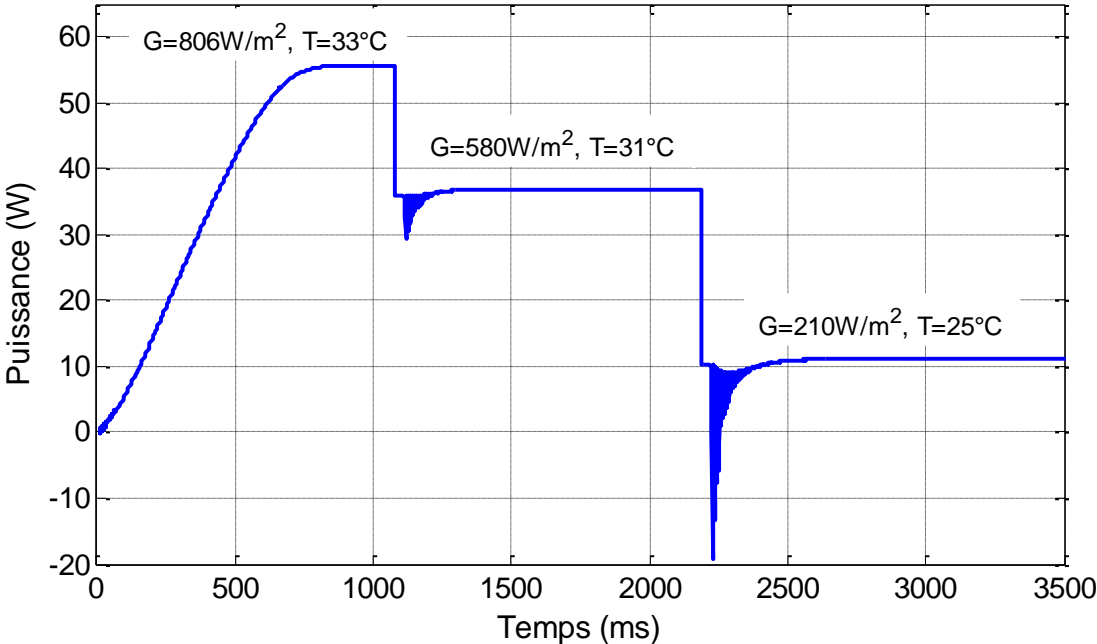


Figure (III.12) : Allure de la puissance photovoltaïque $P_{pv}=f(t)$ par la méthode classique.

III.2.7. Discussion des résultats

Pour une variation brusque d'ensoleillement (806W/m^2 , 580W/m^2 , 210W/m^2) a (33°C , 31°C , 25°C), on a remarqué que l'algorithme de la méthode P&O et la méthode classique présente un temps de réponse plus lent par rapport à l'algorithme de la méthode CI. Cela se justifie par sa sensibilité aux grandes variations d'ensoleillement et s'explique par le fait que la méthode P&O rencontre des difficultés à discerner l'emplacement du MPP, et quand ce dernier est atteint le point de fonctionnement oscille autour du PPM ce qui cause des pertes de puissance.

D'après les résultats obtenus on constate que la méthode de la conductance incrémentielle prouve de meilleures performances. Temps de réponse plus rapides, l'erreur à l'état permanente très faible, et une robustesse aux différentes variations des conditions atmosphériques que celle de la méthode perturbation et observation (PO), ce que nous mènent à choisir la CI comme une méthode d'optimisation pour notre panneaux.

III.3. Le suiveur solaire

III.3.1. Principe du suiveur

En fonction du déplacement apparent du soleil sur sa trajectoire, la phase du suivi se résume à augmenter ou à diminuer l'azimut et/ou l'élévation du panneau solaire.

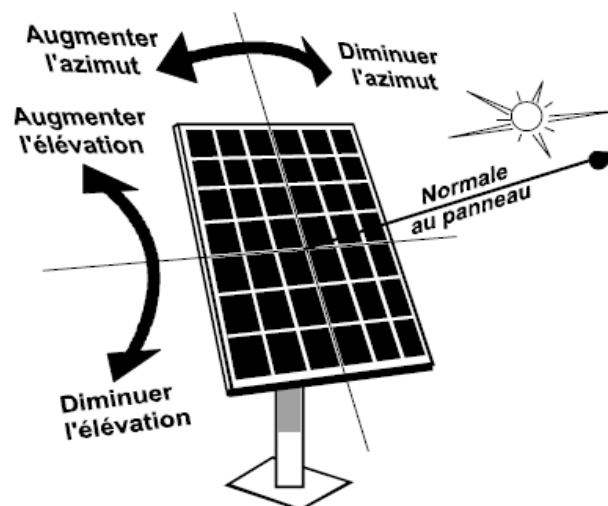


Figure (III.13) : Principe du suiveur.

III.3.2. Représentation du mécanisme

Le moteur (m1) assure la rotation Nord/Sud, et la rotation Est/Ouest est assurée par le moteur (m2).

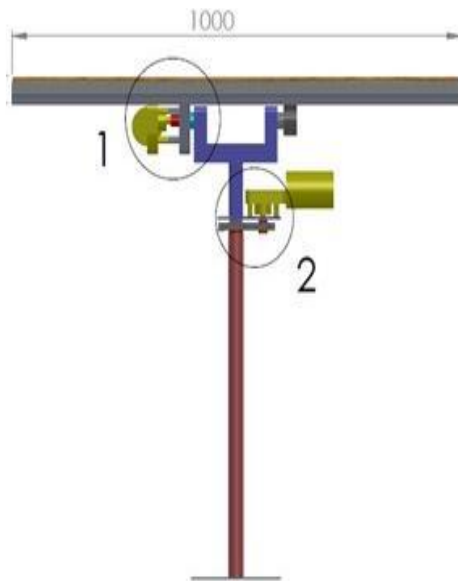


Figure (III.14) : Schéma cinématique du mécanisme.

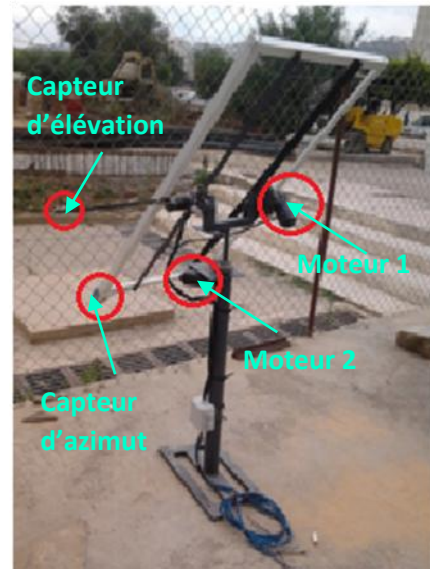


Figure (III.15) : Schéma réel du mécanisme.

III.3.4. Description des différentes parties du suiveur

Le suiveur étudié est constitué de :

a) Panneau photovoltaïques : de paramètres suivants :

- Module puissant (80W) de 125mm^2 silicium multi-cristal cellules solaires avec 12.6% efficacité de la conversion du module.
- Le module photovoltaïque avec diode de la déviation minimise la goutte du pouvoir causée par ombre.
- Anti Réflexion qui Enduit et BSF (En arrière Champ de la Surface) structure améliorer l'efficacité de la conversion cellulaire : 14% Utiliser blanc adouci le verre, EVA résine, et un film imperméable avec aluminium encadre pour usage de plein air étendu.

b) Divers supports en métal (pied, plaques, tubes) : Nous avons une tige cylindrique de longueur 70cm fixer au sol, et deux plaque de fixation des moteurs avec deux engrenages en Téflon ...etc.

c) Deux moteurs : dans notre cas nous avons des servomoteurs identiques, par ce qu'on n'a pas besoin de grande vitesse en plus les deux servo jouent le rôle d'un système asservi facile à commander avec l'automate programmable.

La plaque signalétique des servomoteurs :

Puissance nominale	50W
Tension nominale	12V
Couple nominal	25Nm
Déchargez la vitesse	50RPM, 1.5A
Déchargez à vitesse réduite	35RPM, 1.0A
Bruit	≤55dB
Poids	1.3KG
Emballage	54×40×25cm

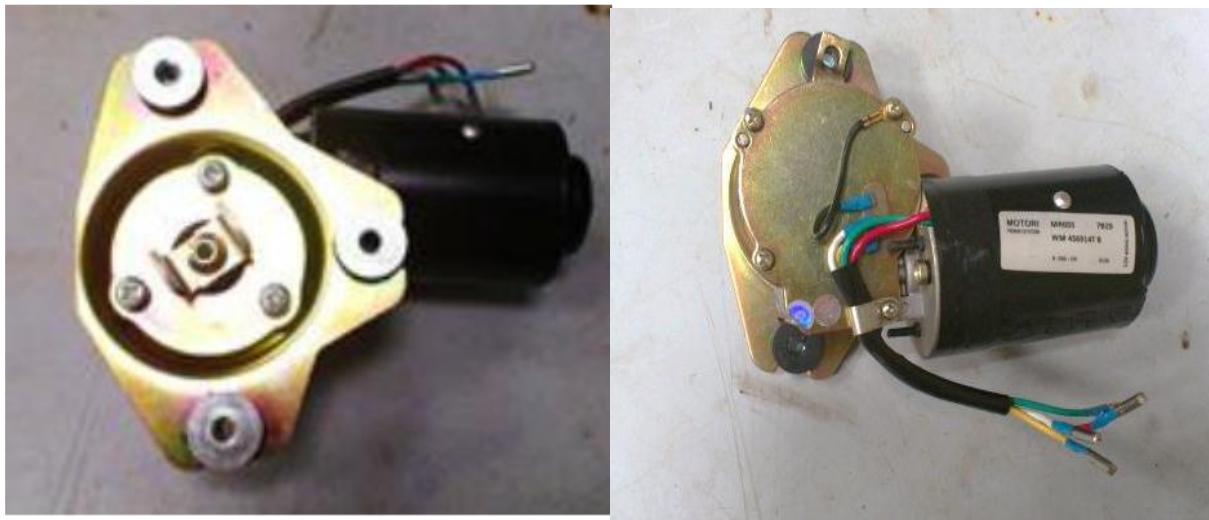


Figure (III.16): Le servomoteur

C.1. Définition et composition d'un servomoteur

Les servomoteurs sont très utilisés dans les systèmes de radiocommande en modélisme (voitures, bateaux, avions). Ils servent essentiellement à commander les systèmes de direction. Ils ne sont quasiment pas utilisés en modélisme ferroviaire et pourtant ils peuvent être très utiles pour réaliser certaines fonctions comme la commande d'aiguilles (alternative aux moteurs lents), la fermeture des barrières d'un passage à niveau etc...

Le servomoteur est un actionneur qui permet de réaliser des déplacements en translation ou en rotation sur des modèles réduits. Il existe une grande variété et qualité de servomoteur se différenciant par leur vitesse de rotation/seconde, par leur course en degré et par leur couple, Ils se distinguent également par la matière utilisée et le montage éventuel sur roulements. Il est constitué de 3 éléments :

- Un moteur électrique à courant continu avec rotation dans les deux sens
- un train d'engrenages démultiplicateurs actionnant le palonnier de l'axe de sortie
- un circuit électronique de commande du moteur
- un potentiomètre [35]

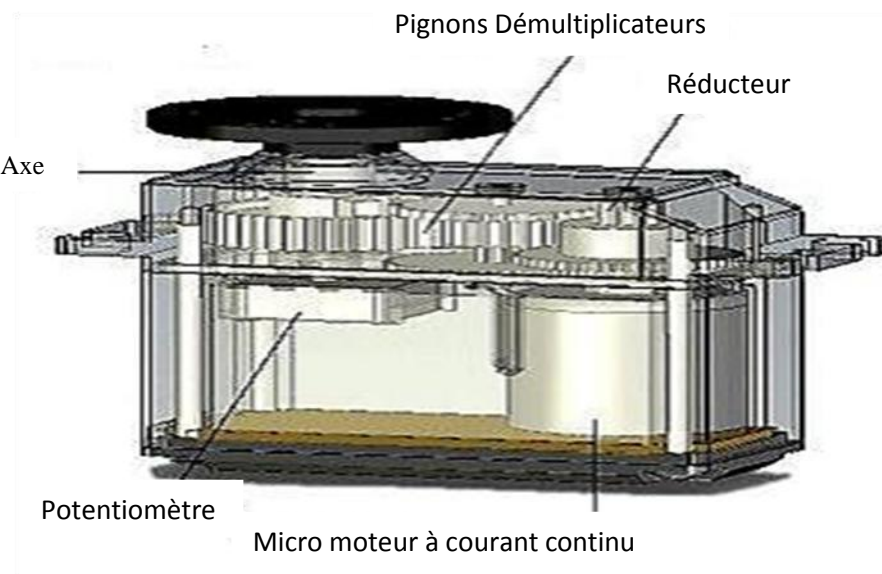


Figure (III.17) : Les composants de servomoteur

C.2. Principe de Fonctionnement du servomoteur

Mécaniquement, il s'agit d'un moteur avec réducteur. Le mouvement de sortie est une rotation. Lorsque le moteur tourne, l'axe du servo change de position, ce qui modifie la

résistance du potentiomètre. Le rôle de l'électronique est de commander le moteur pour que la position de l'axe de sortie soit conforme à la consigne reçue. La commande se fait via une petite impulsion dont la durée est comprise entre 0,5ms et 2,5ms. La valeur de 1,5ms donne au servomoteur la position centrale. Les ordres de positions sont transmis sous forme d'un signal codé en largeur d'impulsion, répété périodiquement, en général toutes les 50 ms, ce qui permet à l'électronique de contrôler et de corriger continuellement la position angulaire de l'axe de sortie.

L'augmentation de l'amplitude des impulsions agit sur le contrôle de la vitesse jusqu'au moment où le bras du servo se trouve dans la position souhaitée. Durant la rotation, le potentiomètre indique au circuit électronique le moment où la position désirée est obtenue. Les impulsions diminuent alors d'amplitude jusqu'à ce que plus aucune tension, ne soit appliquée au moteur du servomoteur.

III.3.5. Vérification théorique

$$M = F * L = M' * g * L \Rightarrow M' = \frac{M}{g * L} \quad (\text{III.10})$$

Avec M : moment d'inertie

F : la force

L : la longueur du bras

g : la gravité

D'après les plaques signalétiques du moteur et du panneau nous avons un couple nominal égale à 25N.m et la masse du panneau égale à 8kg.

On remplace dans l'équation (III.10)

$$M' = \frac{25}{10 * 1} = 2.5 \text{ Kg} \quad \text{Pour un bras de 01 mètre}$$

Dans notre cas la longueur de bras L=5cm.

Donc :

$$M' = \frac{25}{10 * 0.05} = 50 \text{ Kg}$$

D'après les résultats obtenus nous avons constaté que le moteur peut faire pivoter notre panneau aisément.

III.3.6. Les Capteurs de Lumières

Une photo résistance est un composant dont la valeur en Ohms dépend de la lumière à laquelle il est exposé. On la désigne aussi par **LDR (Light Dependent Resistor)** ou (résistance dépendante de la lumière). La principale utilisation de la photo résistance est la mesure de l'intensité lumineuse (appareil photo, systèmes de détection, de comptage et d'alarme...). Elle est fortement concurrencée par la photodiode, on l'a choisi dans notre projet grâce à son temps de réponse qui est beaucoup plus court que photodiode. Les matériaux utilisés sont généralement du sulfure ou du séléniure de cadmium qui se comporte comme des semi-conducteurs [36].

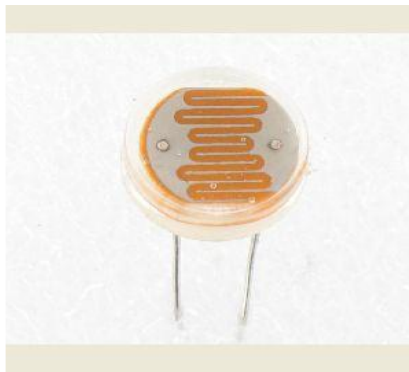


Figure (III.18) : Capteur LDR

III.3.6.1. Principe de fonctionnement

Un cristal de semi-conducteur à température basse contient peu d'électrons libres. La conductivité du cristal est très faible, proche de celle d'un isolant. Lorsque la température du cristal augmente, de plus en plus d'électrons qui étaient immobilisés dans les liaisons covalentes s'échappent et peuvent participer à la conduction.

À température constante si le même cristal semi-conducteur est soumis à une radiation lumineuse, l'énergie apportée par les photons peut suffire à libérer certains électrons utilisés dans les liaisons covalentes entre atomes du cristal. Plus le flux lumineux sera intense, plus le nombre d'électrons disponibles pour assurer la conduction sera grand, ainsi la résistance de la LDR est inversement proportionnelle à la lumière reçue. La sensibilité dépend de la fréquence de la radiation lumineuse [37].

III.3.6.2. Emplacement des capteurs sur le panneau suiveur

Les 2 capteurs solaires ne sont pas fixes par rapport au sol, mais montés sur le cadre du panneau solaire figure (III.21) et donc liés à ses mouvements :

- 2 capteurs d'azimut, au-dessus du panneau.
- 2 capteurs d'élévation, sur le côté du panneau.



Figure (III.19): Les deux capteurs d'azimut.



Figure (III.20): Les deux capteurs d'élévation.

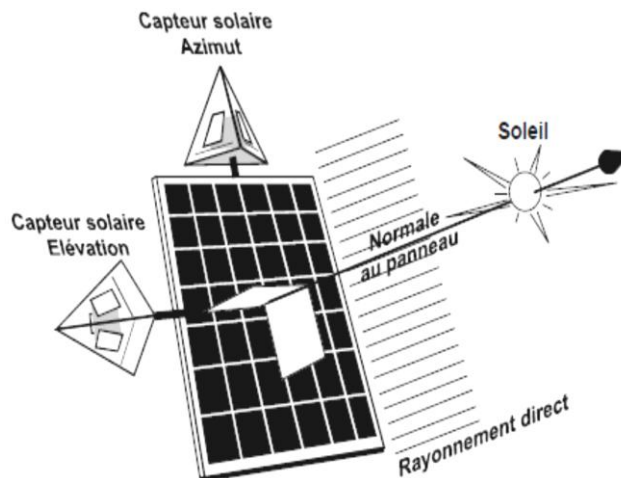


Figure (III.21): Emplacement des capteurs sur le panneau suiveur

III.3.7. Description de l'armoire de câblage électrique

La figure suivante montre les différents éléments de l'armoire du suiveur étudié, nous avons mis deux alimentations au choix sources alternatives du réseau et l'autre continue pour l'alimentation avec une batterie de 24V.

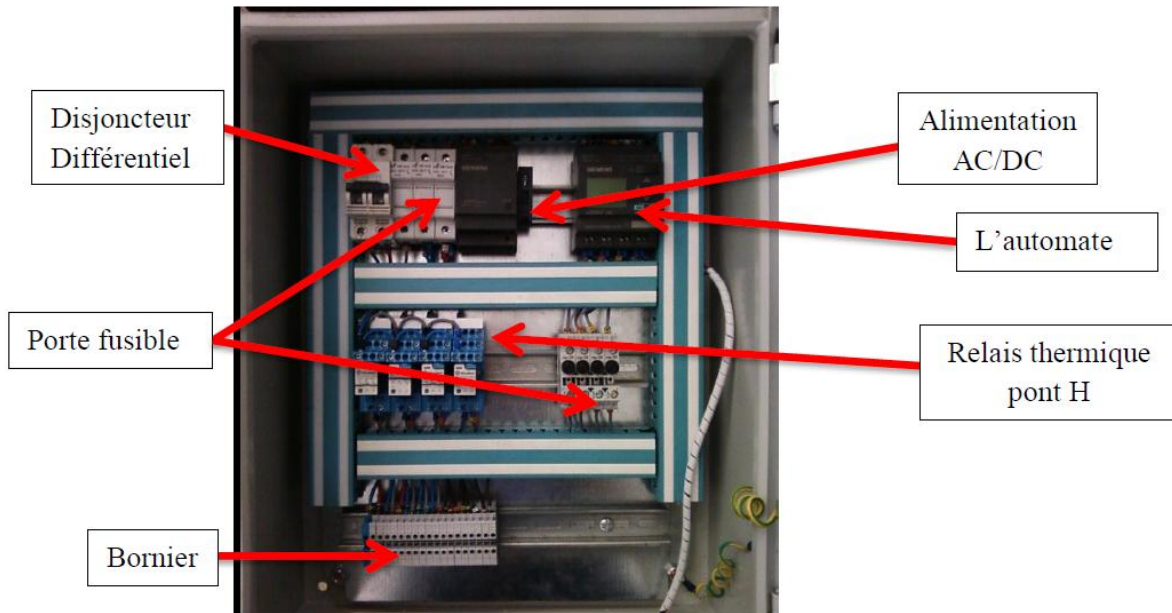


Figure (III.22) : Armoire électrique du suiveur.

- **Disjoncteur différentiels (DDR) :** assure la Protection des personnes contre les dangers du courant électrique et la Protection contre les sur intensités.
- **Porte fusible :** les fusibles protègent le circuit contre les faibles et fortes surcharges et contre le court-circuit.
- **Automate programmable industrielle LOGO**

Un automate programmable industriel est un appareil électronique spécialisé dans la conduite et la surveillance en temps réel de processus industriels. Il exécute une suite d'instructions introduites dans ses mémoires sous forme de programmes, et s'apparente par conséquent aux machines de traitement de l'information [38].

Le LOGO est un automate programmable très performant et très accessible, pour les ayant une notion de base en outil informatique et en automatique. C'est ici que ce tutoriel intervient, car il a pour but de rendre accessible et compréhensible la programmation du logo.



Figure (III.23) : L'automate programmable LOGO

- **Source de tension AC/DC** : convertisseur alternatif /continue (220V AC =>24V DC)
- **Relais thermique (pont en H)**

Lorsqu'on veut commander le sens de rotation d'un moteur on est souvent obligé d'inverser la polarité, la solution est d'utiliser le pont en H.

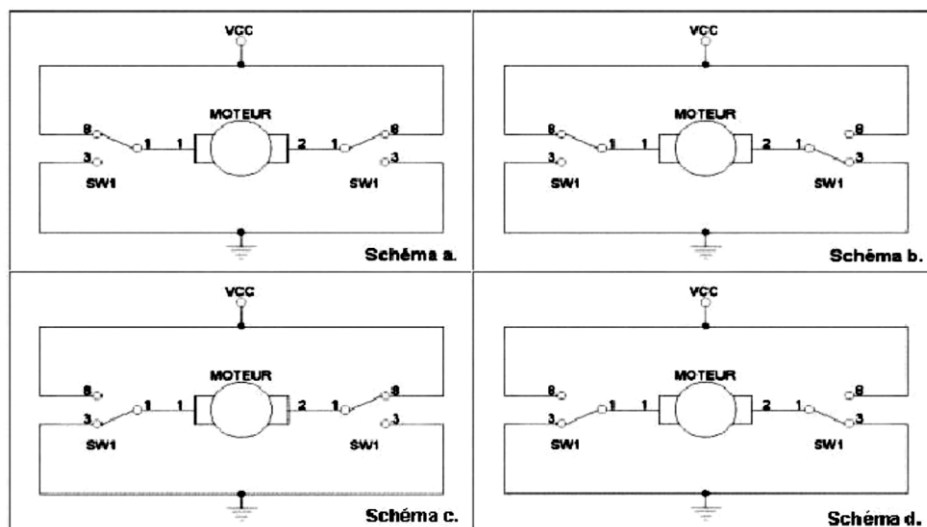


Figure (III.24) : Principe du pont en H

En regardant les schémas, on voit le sens de rotation du moteur : sur le **schéma a** ; le moteur est à l'arrêt (on devrait même dire qu'il est freiné : en effet court-circuiter les deux pôles d'un moteur revient à le freiner). Sur le **schéma b** ; il tourne dans le sens inverse du **schéma c**, et enfin sur le **schéma d** il est freiné.

III.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons dans un premier temps consacré une partie à la simulation sous (MATLAB/Simulink), ou on a présenté une étude comparative entre 3 méthodes pour la recherche du point de puissance maximale [P&O, C&I et une méthode classique] sous des variations des conditions climatiques.

La méthode de conductance incrémentielle présente de meilleures performances que les deux autres méthodes par rapport au temps de réponse et la puissance maximale délivrée.

Nous avons aussi étudié un suiveur solaire à deux axes ou nous avons présenté les différentes parties qui le constituent ainsi que son principe de fonctionnement.

Le prochain chapitre fera l'objet d'une comparaison entre le rendement énergétique entre un panneau suiveur et un panneau fixe avec MPPT.

Chapitre IV :

Teste expérimentaux

Cette dernière partie est consacrée aux tests expérimentaux du suiveur solaire et à la simulation finale et enfin nous discuterons des résultats obtenus.

IV.1. Introduction

Au cours de notre travail en a réalisé plusieurs tests et dans ce qui suit, nous détaillant deux de nos tests ainsi que les résultats obtenus sur le suiveur et pour la commande MPPT pour différentes méthodes. Les tests expérimentaux ont été réalisés au niveau de la plateforme énergies renouvelables du Laboratoire de Technologie Industriel et de l'Information (LTII).

IV.2. Les tests sur le suiveur

Le test a été déroulé de la manière suivante :

- ✓ Nous avons vérifié le circuit électronique et les capteurs de la lumière avec la mise en marche.
- ✓ Nous avons placé un panneau photovoltaïque sur le suiveur réalisé, à côté d'un autre panneau avec une orientation fixe, incliné avec un angle de 45° par rapport à l'horizontale, afin de faire une comparaison entre les résultats obtenus avec les deux panneaux photovoltaïques.
- ✓ Les deux panneaux débitent sur deux charges résistives identiques de 7Ω chacune, avec les appareils de mesure comme le montre la figure suivante :

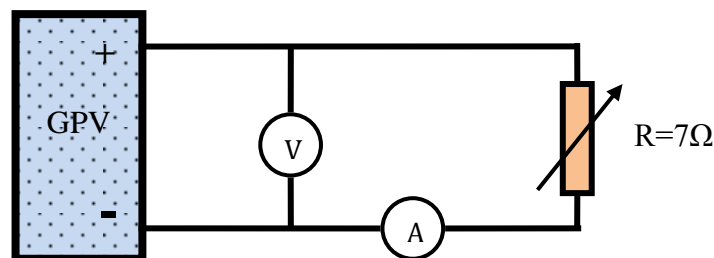


Figure (IV.1) : Schéma électrique du teste

❖ Le premier test

Le test est réalisé au niveau du Laboratoire de Technologie Industriel et de l'Information (LTII) à partir de 03 juin 2014 pendant 5 jours dans les conditions suivantes, ciel clair, la température ambiante est de 33°C et l'éclairement est de 800 W/m^2 au début de l'expérience. Initialement les deux panneaux sont orientés vers l'Est. Le premier est resté fixe toute la durée de l'expérience et l'autre placé sur le suiveur, suit la position du soleil toute au long de la durée de l'expérience.

❖ Le deuxième test

Il a été réalisé à partir de 10 juin 2014 pendant 5 jours dans les conditions suivantes, ciel clair, la température ambiante est de 31°C et l'éclairement 760 W/m² au début de l'expérience, cette fois-ci l'orientation du panneau avec une inclinaison fixe est le plein sud.

Après la vérification du montage, nous avons commencé nos tests sur les deux panneaux en même temps et on a relevé la tension et le courant débité durant toute la durée de l'expérience.

IV.2.1. Les courbes obtenues

Nous présentons les résultats obtenus à partir des deux de nos essais expérimentaux réalisés :

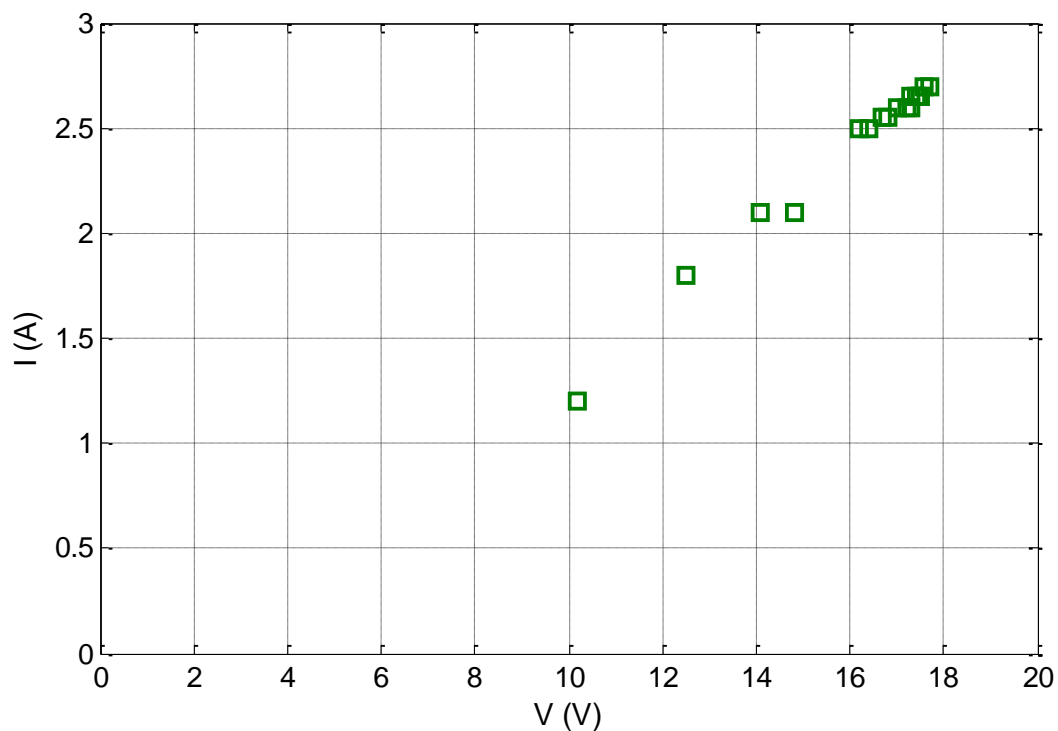
❖ Test 1 : Orientation du panneau avec une inclinaison fixe vers le plein Est ($\gamma = -90^\circ$) et l'autre placé sur le suiveur solaire

Figure (IV.2) : Caractéristique $I=f(V)$ pour le panneau avec inclinaison fixe

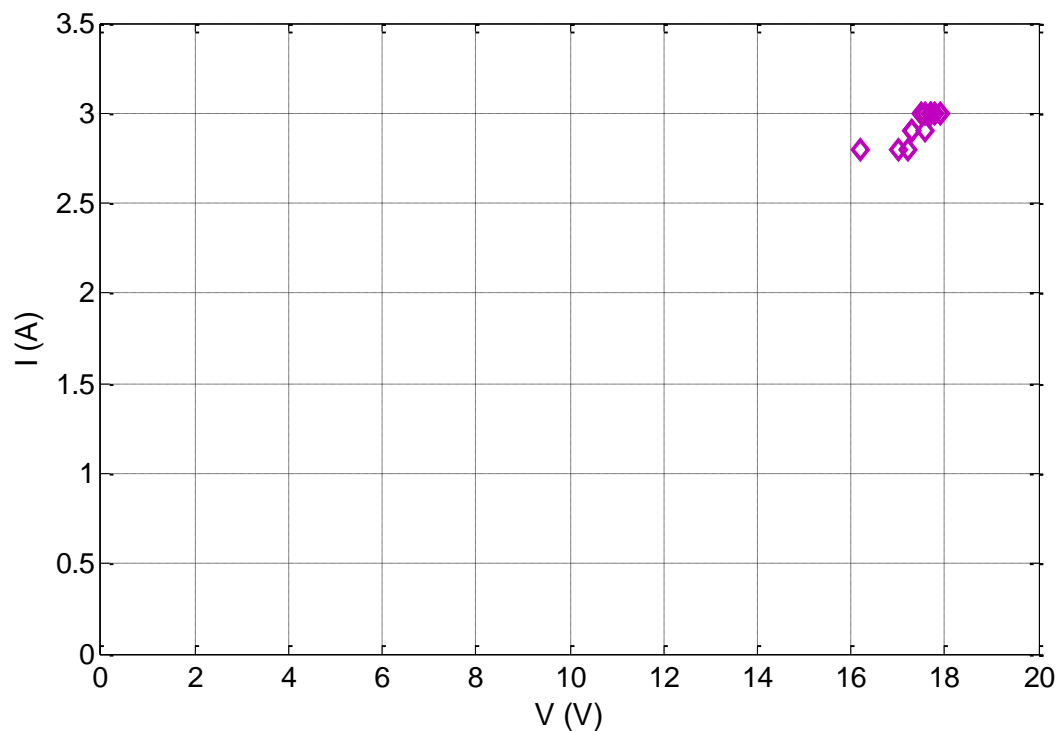


Figure (IV.3) : Caractéristique $I=f(V)$ pour le panneau placé sur le suiveur

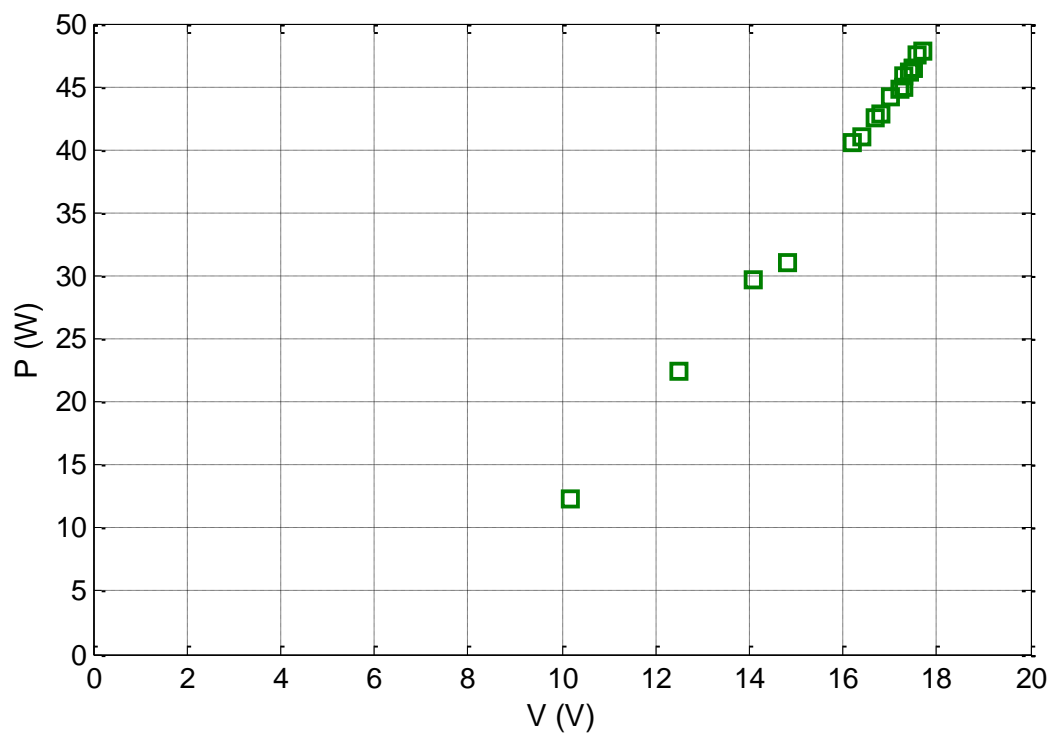


Figure (IV.4) : Caractéristique $P=f(V)$ pour le panneau avec inclinaison fixe

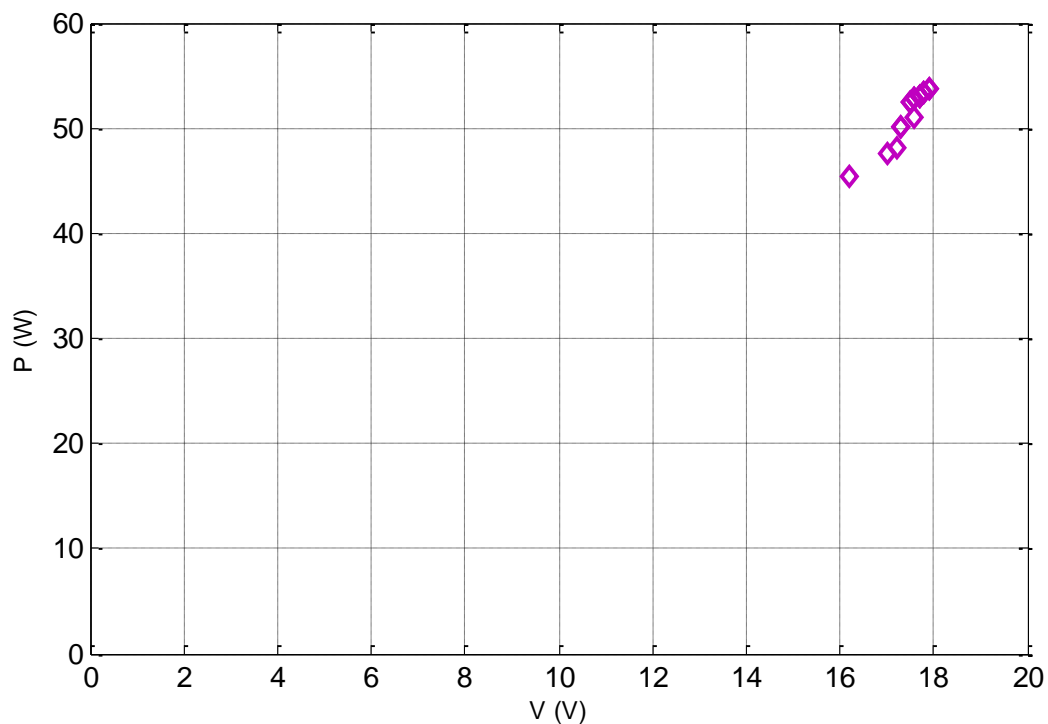


Figure (IV.5) : Caractéristique $P=f(V)$ pour le panneau placé sur le suiveur

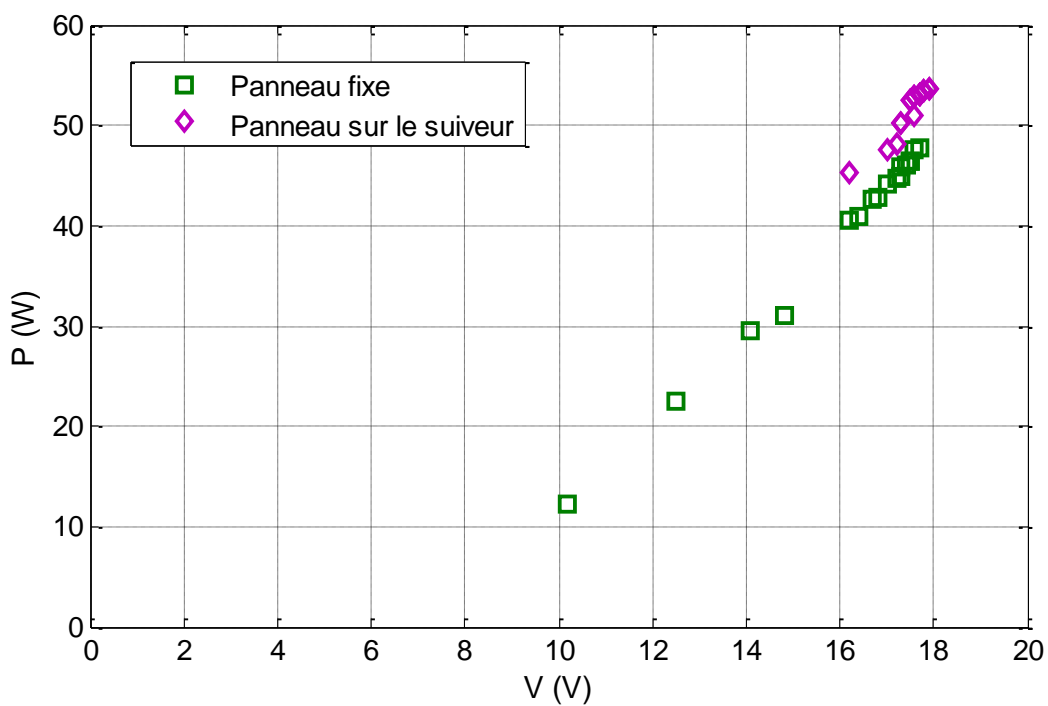


Figure (IV.6) : Comparaison entre les deux puissances obtenues

- ❖ **Test 2 : Orientation du panneau avec une inclinaison fixe vers le plein Sud ($\gamma = 0^\circ$) et l'autre placé sur le suiveur solaire**

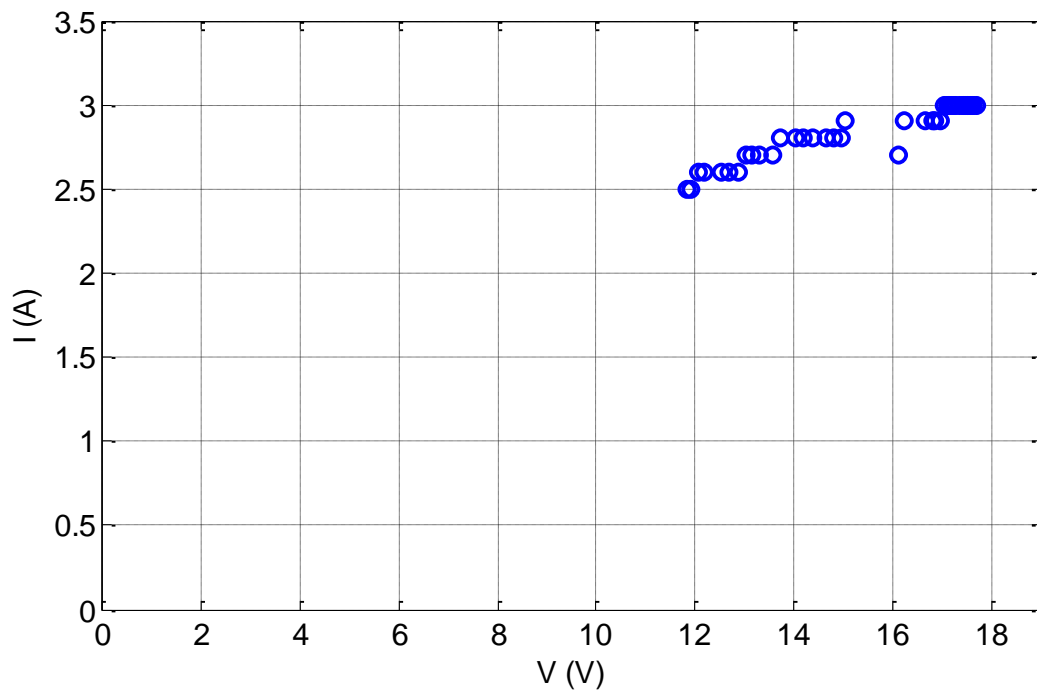


Figure (IV.7) : Caractéristique $I=f(V)$ pour le panneau avec inclinaison fixe

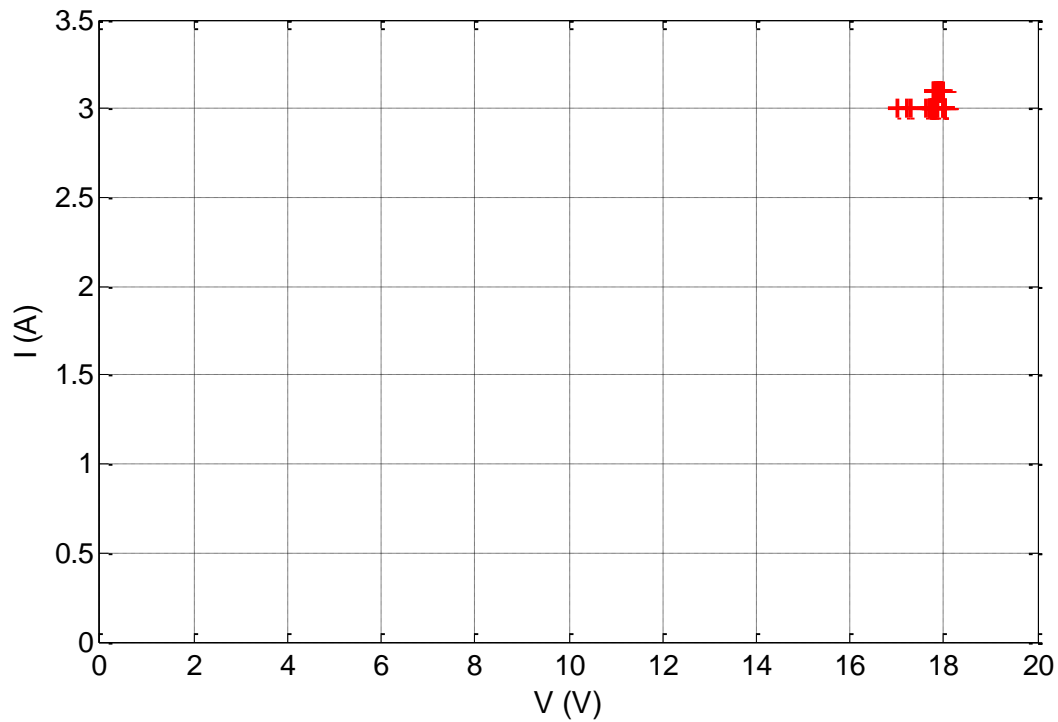


Figure (IV.8) : Caractéristique $I=f(V)$ pour le panneau placé sur le suiveur

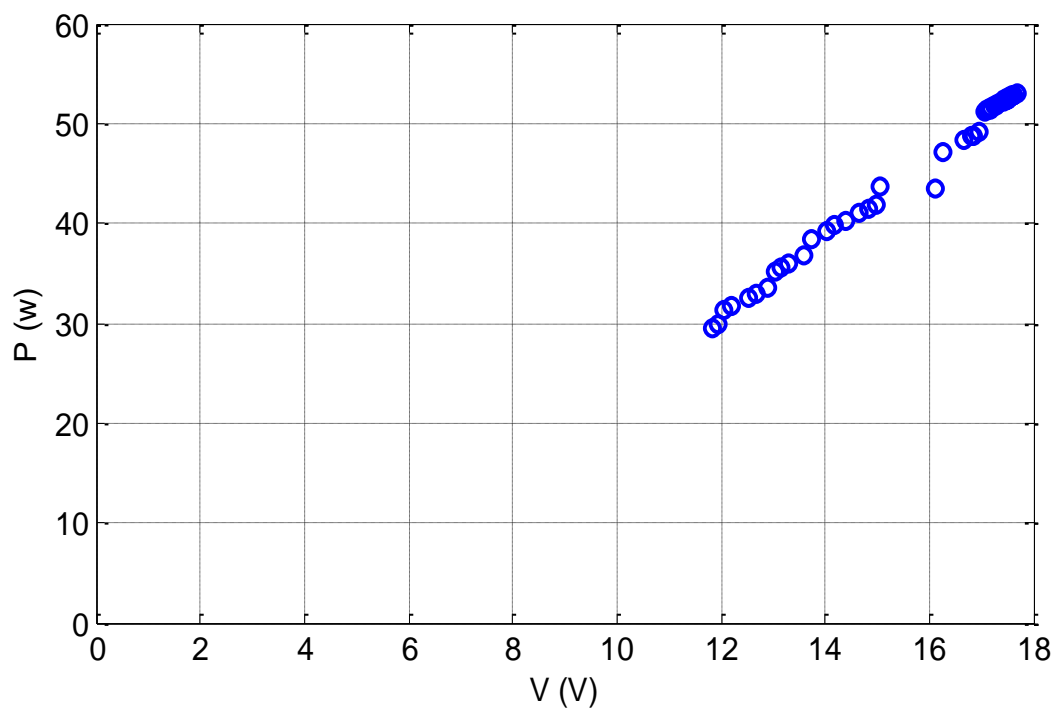


Figure (IV.9) : Caractéristique $P=f(V)$ pour le panneau avec inclinaison fixe

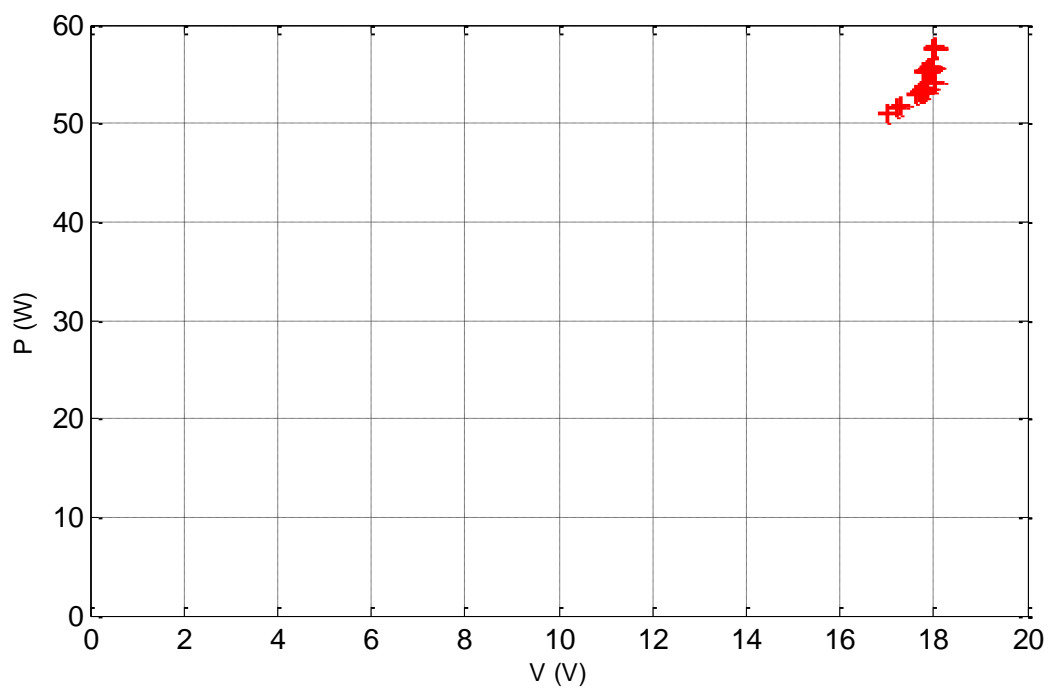


Figure (IV.10) : Caractéristique $P=f(V)$ pour le panneau placé sur le suiveur

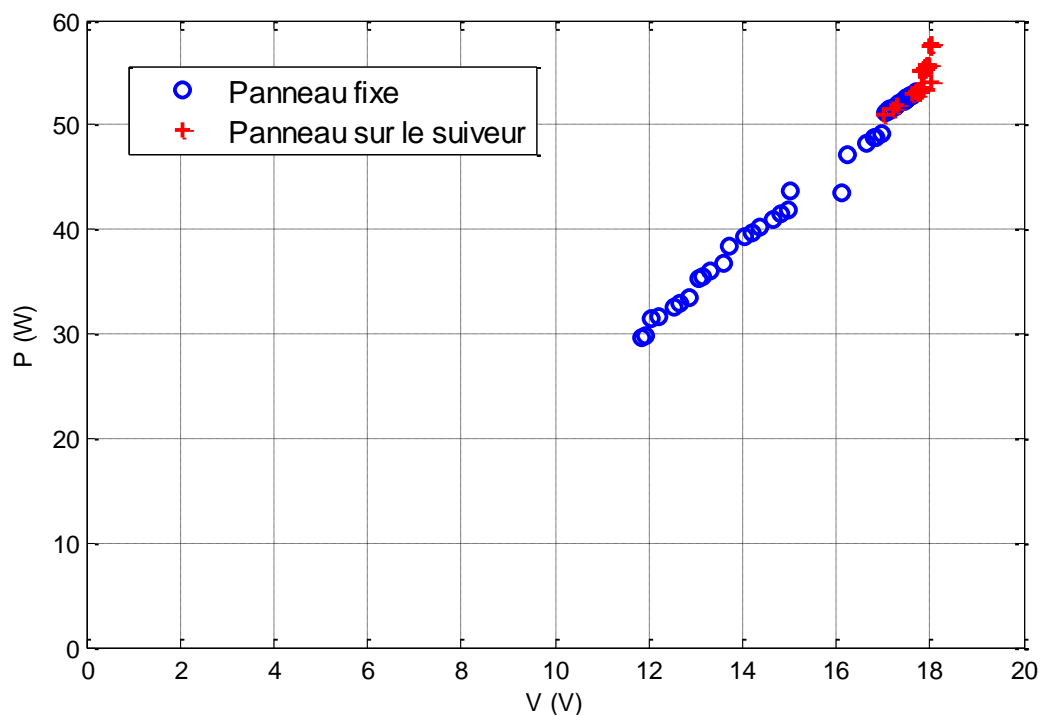


Figure (IV.11) : Comparaison entre les deux puissances obtenues

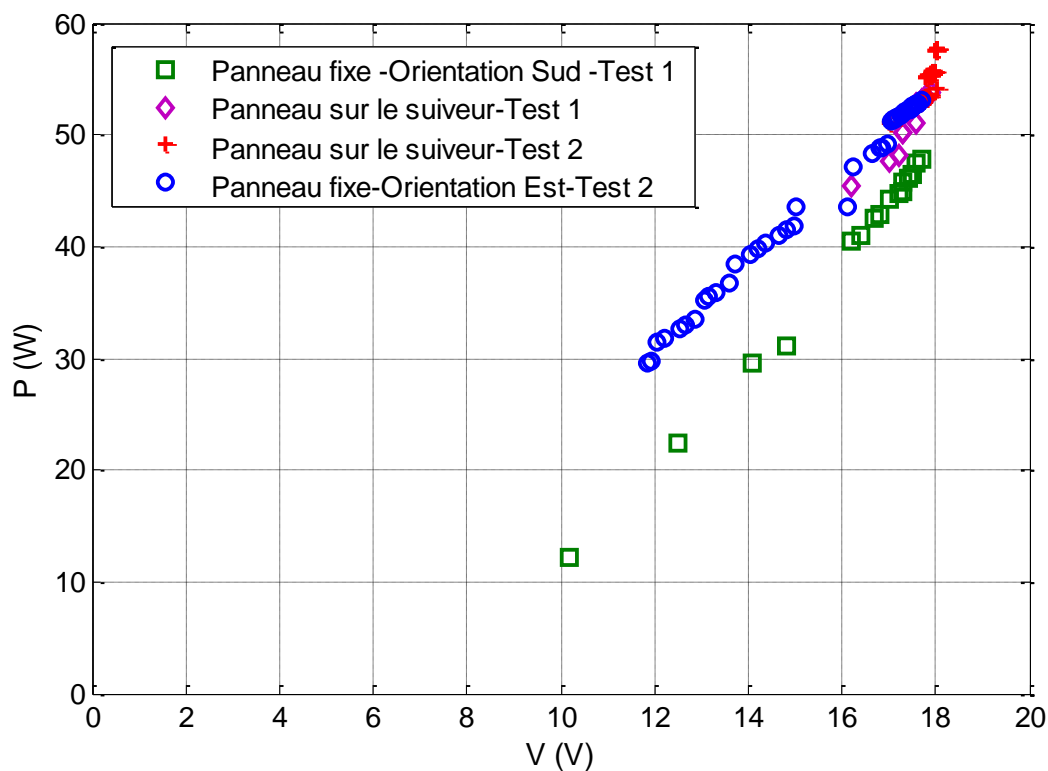


Figure (IV.12) : Comparaison entre les quatre puissances obtenues à partir des deux tests

IV.2.2. Calcul du gain en puissance

Pour mieux illustre le gain en puissance fournie par le panneau photovoltaïque placé sur le suiveur par rapport à celui placé avec une inclinaison fixe, on a calculé les puissances moyennes obtenues par chaque test, puis on a calculé le gain en puissance par l'utilisation du suiveur solaire avec la formule suivante :

$$\text{Gain} = \frac{\Delta P}{P_{\text{fixe}}} = \frac{|P_{\text{suiveur}} - P_{\text{fixe}}|}{P_{\text{fixe}}} \quad (\text{IV.1})$$

Tableau (IV.1) : Les résultats de mesures obtenus à partir des tests réalisé.

Orientation	Tests	P _{moyenne fixe} (W)	P _{moyenne suiveur} (W)	ΔP (W)	Gain (%)
Est	3/06/2014	38.36	51.51	13.15	34.28
	4/06/2014	40.41	51.75	11.33	28.22
	5/06/2014	39.13	51.42	12.29	31.40
	8/06/2014	39.50	50.94	11.44	28.96
	9/06/2014	40.67	52.07	11.40	28.03
Sud	10/06/2014	45.08	53.12	8.04	17.83
	11/06/2014	45.91	54.70	8.78	19.13
	12/06/2014	45.46	53.50	8.04	17.68
	15/06/2014	45.13	53.13	8.00	17.72
	16/06/2014	45.91	53.80	7.89	17.18

IV.3. La simulation avec commande MPPT

Dans ce qui suit, on présentera les résultats de simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT numérique qui est la méthode CI. Ce système comprend un générateur photovoltaïque, un convertisseur DC/DC (hacheur survolteur) avec le bloc de régulation et de contrôle MPPT.

Le contrôle de la puissance et la simulation ont été effectués sous le logiciel MATLAB/Simulink.

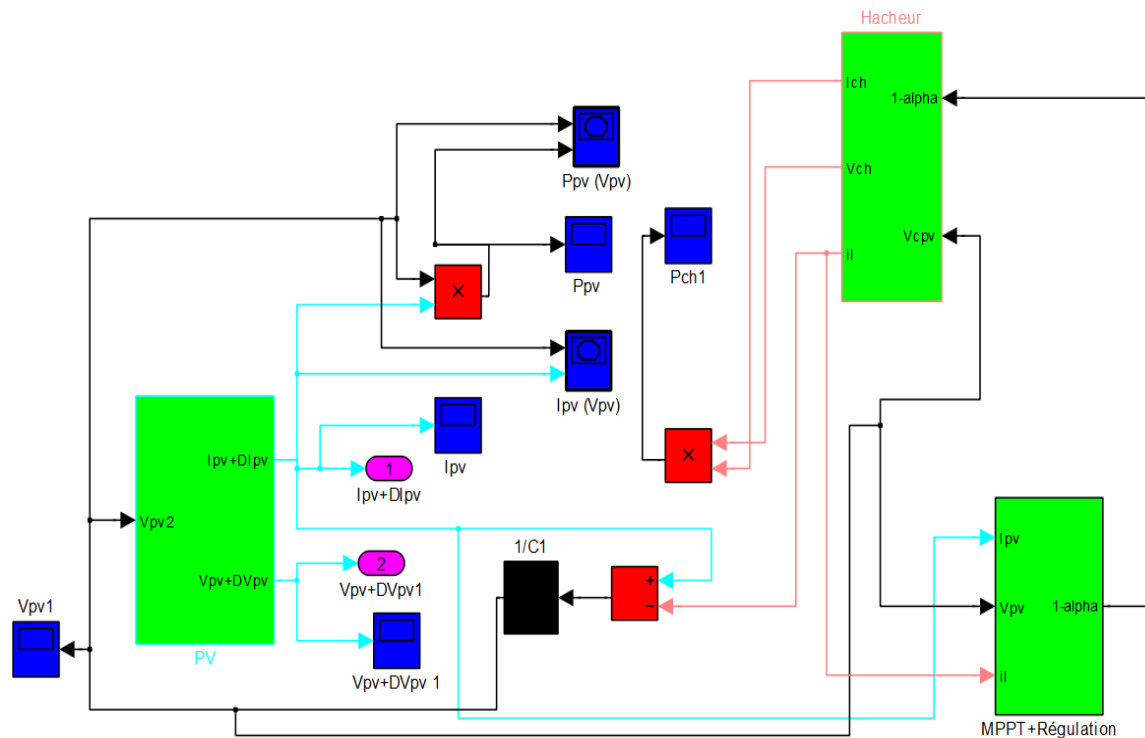


Figure (IV.13) : Schéma bloc de simulation

- ❖ **La première simulation** : la simulation a été faite dans les conditions météorologiques du premier test effectué par le suiveur solaire (orientation Est).
- ❖ **La deuxième simulation** : la simulation a été faite dans les conditions météorologiques du deuxième test effectué par le suiveur solaire (orientation Sud).

IV.3.1. Les courbes obtenues

Nous présentons les résultats obtenus à partir de la simulation avec la méthode CI:

➤ Premier simulation

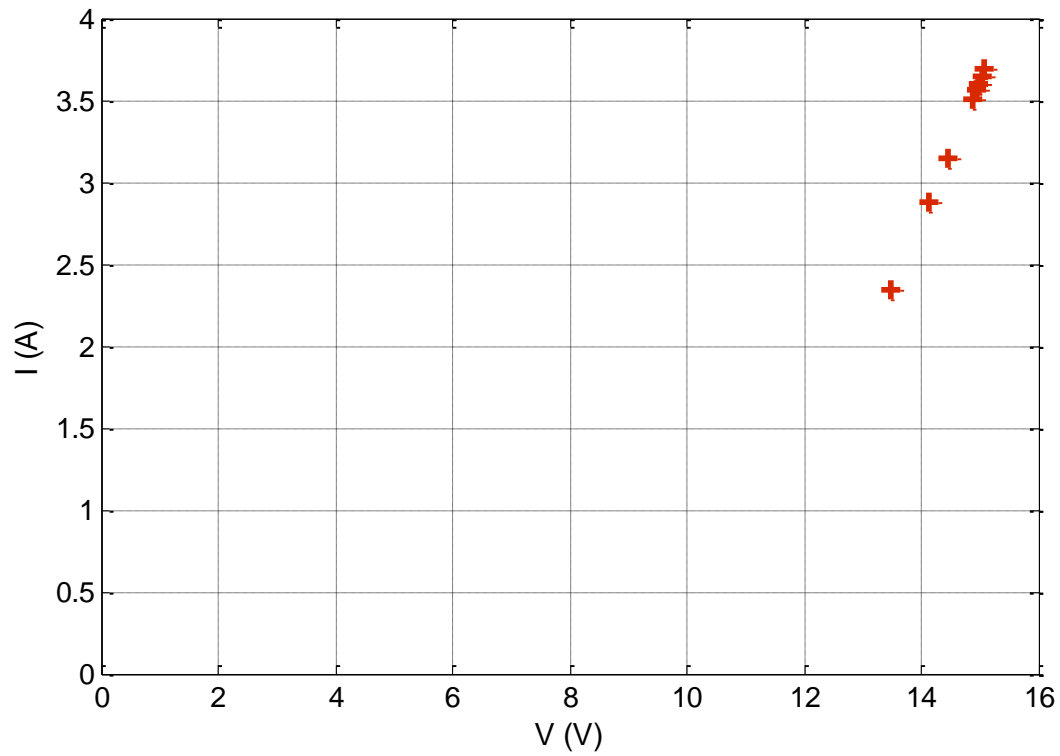


Figure (IV.14) : Caractéristique $I=f(V)$ orientation Est.

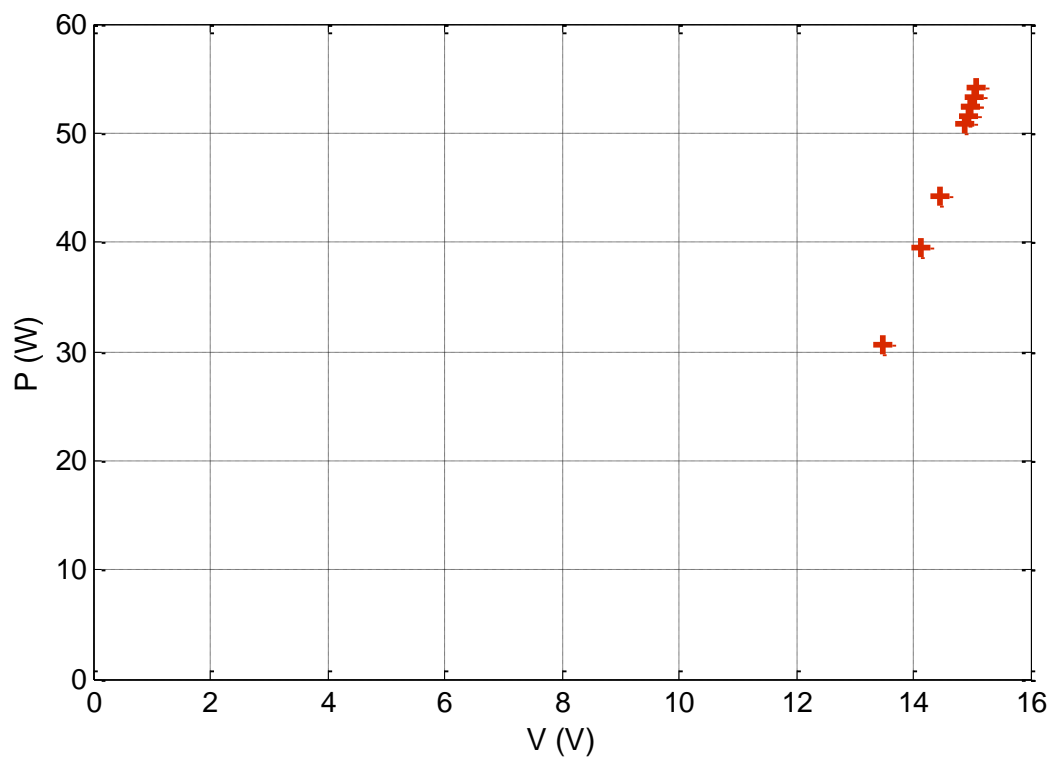
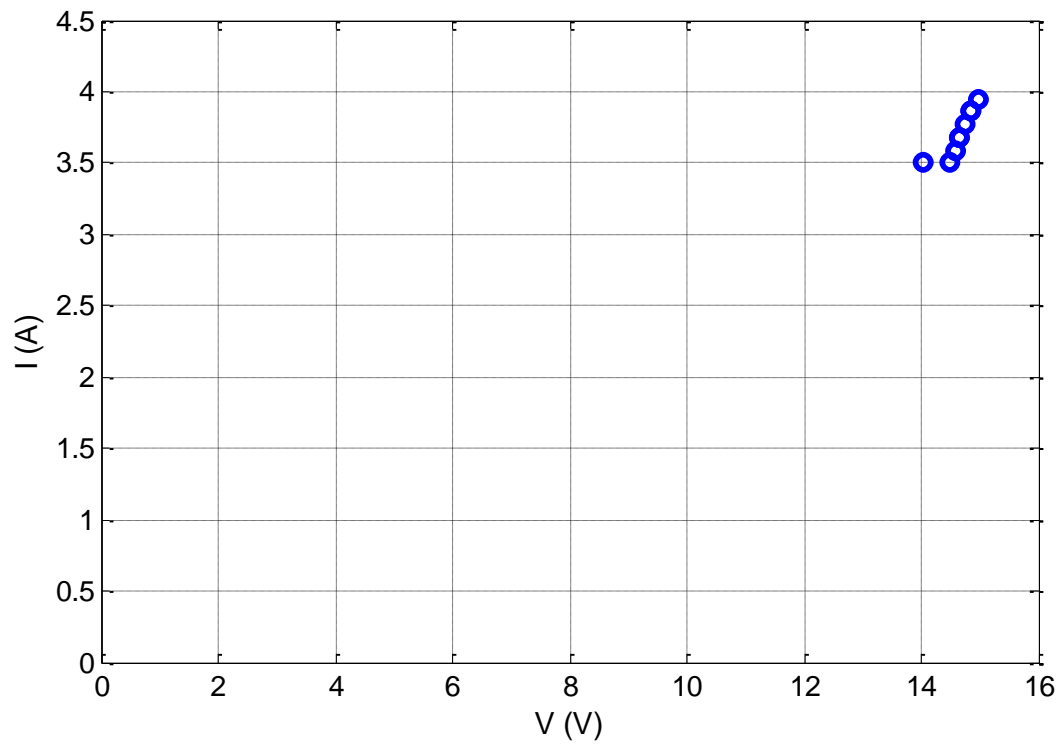
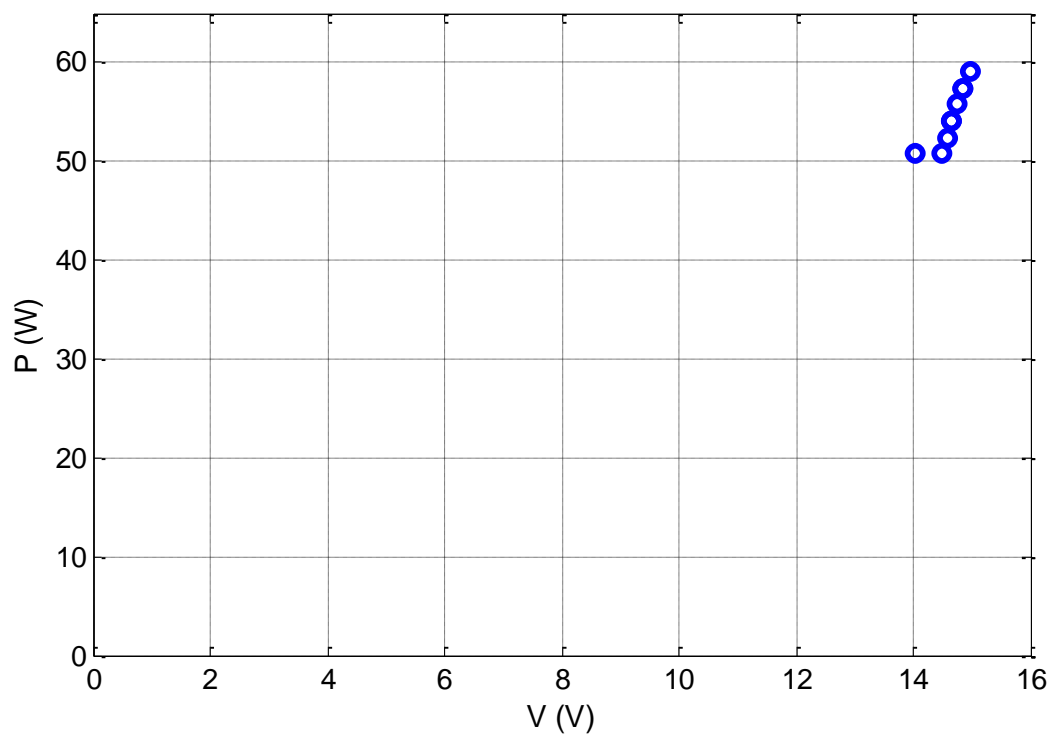


Figure (IV.15) : Caractéristique $P=f(V)$ orientation Est.

➤ Deuxième simulation

**Figure (IV.16) :** Caractéristique $I=f(V)$ orientation Sud.**Figure (IV.17) :** Caractéristique $P=f(V)$ orientation Sud.

IV.3.2. Calcul du gain en puissance

$$\text{Gain} = \frac{\Delta P}{P_{\text{moy suiveur}}} = \frac{|P_{\text{moy methode CI}} - P_{\text{moy suiveur}}|}{P_{\text{moy suiveur}}} \quad (\text{IV.2})$$

Tableau (IV.2) : Les résultats de mesures obtenus à partir de la simulation.

Orientation	Tests	P _{moy methode-CI} (W)	P _{moy suiveur} (W)	ΔP (W)	Gain (%)
Est	3/06/2014	49.42	51.51	2.09	4.06
	4/06/2014	49.92	51.75	1.83	3.54
	5/06/2014	48.98	51.42	2.44	4.75
	8/06/2014	48.84	50.94	2.1	4.12
	9/06/2014	50.05	52.07	2.12	4.07
Sud	10/06/2014	54.98	53.12	1.86	3.51
	11/06/2014	56.02	54.70	1.32	2.41
	12/06/2014	55.42	53.50	1.92	3.59
	15/06/2014	55.13	53.13	2	3.76
	16/06/2014	55.78	53.80	1.98	3.68

IV.4. Discussion des résultats

Les résultats obtenus montrent bien que la puissance fournie par le panneau placé sur le suiveur est plus importante que celle fournie par le panneau avec une inclinaison et une orientation fixes quelque soit l'orientation du panneau. Comme on peut le prévoir, l'orientation du panneau vers le sud lorsque l'inclinaison est fixe permet au panneau photovoltaïque de fournir plus de puissance que l'orientation vers l'est.

Les résultats de calcul du gain en puissance montré au tableau (IV.1), montrent que le suiveur permet un gain en puissance plus important par rapport à un panneau orienté vers le sud avec une inclinaison fixe. L'orientation vers les sud est l'orientation la plus adéquat pour tous les sites situé à l'hémisphère nord, de la planète terre si le panneau photovoltaïque est incliné avec un angle fixe par rapport à l-horizontale.

On peut constater aussi sur les courbes que la valeur de l'énergie solaire collectée par le panneau avec une inclinaison fixe et une orientation vers le sud se rapproche de celle obtenue avec le panneau placé sur le suiveur solaire entre 11h et 14h, lorsque le soleil passe

par le Zénith. Par contre, elle s'éloigne pendant les heures du lever de soleil et les heures de la fin d'après-midi.

On peut constater aussi que la puissance collecté sur un panneau fixe avec MPPT se rapproche de celle obtenue sur un panneau suiveur, ce qui nous laisse pensé que un panneau suiveur avec la commande MPPT peut donner des résultats encore meilleur à condition de bien dimensionner.

IV.5. Conclusion

Les tests expérimentaux réalisés et présentés dans ce chapitre ont confirmé le bon fonctionnement du suiveur solaire, et ont montrés que l'orientation du panneau photovoltaïque vers le soleil d'une façon permanente avec ce suiveur donne de meilleur résultats, aussi l'étude théorique et l'étude par simulation était très proches de la pratique. Les résultats obtenus par simulation démontrent l'efficacité de l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale dans l'optimisation de la performance du système PV.

D'après les résultats obtenus en a constater que le système MPPT peut apporter un gain de puissance plus important en hiver qu'en été.

La puissance d'une installation photovoltaïque efficace nécessite la prise en compte de plusieurs paramètres ayant une influence directe sur les performances du panneau. Les aspects à considérer sont multiples :

- L'irradiation globale disponible W/m^2 .
- La température du lieu ($^{\circ}C$).
- L'orientation en degrés ($^{\circ}$) par rapport au sud.
- L'inclinaison en degrés ($^{\circ}$) par rapport à l'horizontale.
- La surface disponible en m^2 .
- La méthode de la commande MPPT choisit.
- Les ombres dues à des obstacles apparents (une grue, arbres, cabanon).

Conclusion Générale

Conclusion générale

Cette étude a été centrée sur l'amélioration des performances et du rendement d'un système photovoltaïque. L'objectif principal était d'optimiser le rendement tout d'abord par un suiveur solaire à deux axes et aussi utilisé un algorithme de commande MPPT efficace et optimal permettant d'extraire le maximum de puissance disponible à partir d'un panneau photovoltaïque.

Tout d'abord nous avons mené une étude sur le gisement solaire, ce dernier été important pour connaître les lois qui régissent le mouvement apparent des rayonnements solaire utilisable au sol.

On suite nous avons modélisé plusieurs modèles de panneaux photovoltaïques, et nous avons opté pour le modèle à une diode simplifier à 5 paramètres vu sa simplicité à programmer sur MATLAB /Simulink.

Dans la partie qui suit différents algorithmes de commande MPPT ont été présentés, et une comparaison entre eux, nous a aidés à valider la méthode qui nous convient, ainsi qu'une présentation d'un suiveur solaire à deux axes.

Et enfin des tests expérimentaux et des discussions en fait l'objet de la dernière partie.

Perspectives :

- Opter pour un automate programmable goudet millinium 3.
- Augmenter le nombre de capteur en réalisons un dôme géodésique.
- Ajouter une commande MPPT au suiveur solaire.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] S. Bensmail, « Contribution à la modélisation et à l'optimisation des systèmes photovoltaïques », Mémoire de Magister, Université de A. Mira-Béjaia, Algérie, 2012.
- [2] A.A. Sefir, G. Guarricino, « Ingénierie des systèmes solaires », Edition, Technique et Documentation, Paris, France, 1981.
- [3] L. Gourieres, « Cours de maitrise physique appliquée » Université de Dakar, Sénégal, 1980.
- [4] J. Bernard, « Energie solaire calculs et optimisation », Ellipse Edition Marketing, France, 2004.
- [5] Z. Sen, « Solar energy fundamentals and modeling techniques », Edition Springer, France, 2008.
- [6] Site internet : [hppt://www.futura-sciences.com/](http://www.futura-sciences.com/),2007.
- [7] Y. Jannot, « Thermique solaire », Cours, Nancy, France, 2011.
- [8] F.D. Touré, « L'énergie solaire thermique à concentration », Publication, Institut de l'Energie et de l'Environnement de Francophonie IEPF, Québec, Canada, 2008.
- [9] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, « Le rayonnement solaire, conversion thermique et application », Technique & Documentation la Voisier, France, 1983.
- [10] P.H. Communay, « Héliothermique : le gisement solaire, méthodes et calculs », Edition, France, 2002.
- [11] M. Capderou, « Atlas solaire de l'algérie », O.P.U, Alger, 1985.
- [12] A. Mefti, M.Y. bouroubi, H. Mimouni, « Evaluation du potentiel énergétique solaire », Bulletin des Energies Renouvelables, N°2. p 12, décembre, 2002.
- [13] K. Merzouk, « Potentiel énergétique éolien », Bulletin des Energies Renouvelables, N°1, p 11, Juin, 2002.

- [14] Fiches Infos, « Le photovoltaïque – Fonctionnement et technologies », IBGE Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement, France, 2010.
- [15] M.A.C. Pastor, « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques », Thèse de Doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquées, Toulouse, France, 2006.
- [16] W. Xiao, W.G. Dunford, P.R. Palmer, A. Capel, « Regulation of photovoltaic voltage », IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol 54, n°3, pp. 1365-1374, June 2007.
- [17] F. Lasnier, T.G. Amg, « Photovoltaïque engineering Hndbook », IOP publishing Ltd-1980-ISBNV, 0-85274.
- [18] A. Laboure, M. Viloz, « Énergie solaire photovoltaïque », Environnement et Sécurité, Tome III, pp. 01-48, Paris, France, 2006.
- [19] Groupe Socomec, « Cahier technique photovoltaïque », France, 2010.
Site internet : <http://www.socomec.com>
- [20] P.Pernet, « Développement de cellules solaires en silicium amorphe de type 'n.i.p' sur substrats souples », Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Thèse n° :2303, Suisse, 2000.
- [21] B. Flèche, D. Delagnes, « Energie solaire photovoltaïque », Cours, Toulouse, France, 2007.
- [22] S. Belaid, « Etude, commande et simulation d'une chaine hybride (photovoltaïque-éolienne) de production d'énergie électrique », Thèse de Doctorat, Université de Bejaïa, Algérie, 2009.
- [23] Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension, application au générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Lille, France, 2004.
- [24] S. Astier, « Energie solaire photovoltaïque » Cour Magistral de Professeur des Universités – INPT ENSEEIHT, Toulouse, France, 2006.

- [25] R.G. Araújo, S. Krauter, K. Onneken, V. Quaschnig, « Photovoltaic energy systems, experiment PE1, solar-modules » UFRJ-COPPE-EE, TU-Berlin, Allemagne, 2006.
- [26] W.S.R. Green, M.A. Watt, M.E, « Applied photovoltaic », Center of Photovoltaic Systems and Devices, University de New South Wales, Sydney, Australia, 1994.
- [27] S. Lalouni, « Etude, commande et simulation d'une chaine hybride (photovoltaïque-éolienne) de production d'énergie électrique », Thèse de Doctorat de l'Université de Bejaia, Algérie, 2009.
- [28] T. Mecheddal, H. Maloum, « Etude d'un convertisseur DC/DC appliqué aux systèmes photovoltaïques », Mémoire Master de l'Université de Bejaia, Algérie, 2013
- [29] C. Cabal, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque », Thèse de Doctorat Université de Toulouse III ,2008..
- [30] S. Ould amrouche, «Contribution à l'étude du conditionnement de puissance dans les systèmes photovoltaïques » Thèse de Doctorat. Université A. Mira-Bejaïa; 27 mai 2012.
- [31] S. Abada, « Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur sepic », Mémoire Maître ès Sciences, Université Laval, Canada, 2011.
- [32] A.T. Singo, « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome », Thèse de Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy 1, France, 2010.
- [33] S. Belakehal, « Conception & commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables », Thèse de Doctorat de l'Université de Constantine, Algérie, 2010.
- [34] Z. Laid, « Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque –éolien hors réseau », Thèse de Doctorat de l'Université de Constantine, Algérie, 2010.
- [35] <http://ericaeromodelisme974.unblog.fr/2011/06/04/le-servomoteur/>
- [36] <http://www.circuitstoday.com/optoelectronic-devices>

- [37] P. Bessemoulin, J. Olivier, « Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolet », la météorologie 8 série n° 31, 2000.
- [38] M. Bertrand, « Automates programmables industriels », Techniques de l'ingénieur.
- [39] A. Kebir, S. Amokrane « Réalisation d'un poursuiveur solaire avec automate programmable », Mémoire Master de l'Université de Bejaia, Algérie, 2013.
- [40] B. Prabodh, K. Subhash, « Design, development and performance test of an automatic two-axis solar tracker system », Article, Kharagpur, West Bengal, Inde, 2011.
- [41] T. Bendib, B. Barkat, F. Djeflal, N. Hamia, A. Nidhal, « Commande automatique d'un système de poursuite solaire à deux axes à base d'un microcontrôleur PIC16F84A », Article, Université Hadj Lakhdar, Batna, Algérie, 2008.
- [42] F. Pineda, C.A. Arredondo, « Design and implementation of sun tracker prototype for solar module positioning », Article, Université d'Antonio Nariño, Bogotá, Colombie, 2011.
- [43] W. Wei, L. Shaoyuan, « Model predictive control of 2-axis solar tracker for solar energy system », Article, Université de Shanghai Jiao Tong, Chine, 2012.
- [44] F. Shama, G.H. Roshani, A. Ahmadi, S. Roshani, « A novel design and experimental study for a two-axis sun tracker », Article, Université de Razi-Kermanshah, Université de Technologie Amirkabir -Tehran, Université d'Iran de Science et Technologie-Tehran, Iran, 2011.
- [45] M.A. Azam, S.A. Alnahid, M.M. Alam, B.A. Plabon, « Microcontroller based high precision PSO algorithm for maximum solar power tracking », Article, Université de l'Ingénierie et Technologie Dhaka-1000, Bangladesh, 2012.

[46] I. Stamatescu, I. Făgărășan, G. Stamatescu, N. Arghira, S.S. Iliescu, « Design and Implementation of a Solar-Tracking Algorithm », Article, Université Politechnique de Bucharest, Roumanie, 2013.

[47] A. Benayad, S. Berrah, R. dembri, « Implementation et réalisation de commande MPPT numérique de GPV à base de microcontrôleur et LabView », Article, Université de Bejaia, Algérie, 2014.

[48] M.Hatti, « Contrôleur Flou pour la poursuite du point de puissance maximum d'un système photovoltaïque », Article, Centre de Recherche Nucléaire de Birine, B.P 180 Ain Oussera 17200, Djelfa, Algérie, 2008.

Résumé

Ce mémoire de PFE, relate une partie achevée d'un projet pluridisciplinaire d'amélioration, réalisation, d'automatisation et d'expérimentation d'un suiveur solaire à deux axes, avec automate programmable industrielle LOGO. En premier lieu nous allons étudier le travail qui a été fait l'année passée en essayons de comprendre le principe de fonctionnement du système. En deuxième lieu, nous présentons une approche intelligente pour l'amélioration et l'optimisation des performances d'un système PV, par la méthode de poursuite du point de puissance maximale MPPT par différente méthode. Enfin, nous donnons les résultats d'expérimentation en 3 modes : le mode fixe orienté vers le sud avec une inclinaison de 45° avec et sans MPPT et le mode suiveur suivant l'élévation et l'azimut.

Abstract

This memory of PFE, relate a part finished of a multidisciplinary project of conception, realization, experimentation and automation of a two-axle solar tracker, with automate programmable industrial crouzet LOGO. Firstly, we we will discuss the work that was done last year in trying to understand the principle of operation of the system. Second, we present an intelligent approach for improving and optimizing the performance of a PV system, the method further MPPT by different method. Finally, we give the results of experiments in three modes: the mode fixed facing south with an inclination of 45° with and without MPPT and tracking mode and the following elevation and azimuth.