

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mohammed Seddik Benyahia - JIJEL



Faculté des Sciences et de la Technologie
Département d'Automatique

Mémoire de Fin d'étude

Pour l'obtention du Diplôme Master en Automatique
Option : Automatique et Systèmes

Thème

Commande MPPT d'un système
photovoltaïque sous irradiation
uniforme et non-uniforme

Réalisé Par :
- Yehia LALILI

Encadré Par :
- Dr. Meriem HALIMI

Année universitaire 2020/2021

Remerciements

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mon encadreur ***Dr. HALIMI Meriem***, pour m'avoir fourni tous les conseils nécessaires et un soutien inspirant tout au long de ce travail du mémoire. Je suis extrêmement reconnaissant que vous m'ayez pris comme étudiant et que vous ayez continué à avoir confiance en moi.

Mes remerciements vont également à tous les membres du corps d'enseignant et toutes les personnes qui m'ont soutenu jusqu'au bout, et qui n'ont jamais cessé de me donner des conseils en signe de ma gratitude.

Je tiens également à remercier tous mes amis pour leur aide et leurs encouragements à l'heure du besoin.

“Louange à Dieu Tout-Puissant,
qui a enseigné à l'homme ce qu'il ne
savait pas.”

A ma mère, mon père et mes sœurs,
Aux générations à venir.

TABLE DES MATIÈRES

Table des figures	V
Liste des tableaux	VIII
Notation	IX
Acronyme	XI
Introduction Générale	1
1 Généralités sur les systèmes photovoltaïques	3
1.1 Historique	3
1.2 Rayonnement solaire terrestre	4
1.2.1 Effets atmosphériques	4
1.2.2 Définition du nombre "Air Mass (<i>AM</i>)"	5
1.3 Lumière et photons	5
1.4 Cellules <i>PV</i>	6
1.4.1 Semi-conducteurs	6
1.4.1.1 Modèle de liaison	6
1.4.1.2 Modèle de bande	7
1.4.2 Jonction <i>P – N</i>	8
1.4.3 Effet photovoltaïque	9
1.5 Introduction aux systèmes <i>PV</i>	9
1.5.1 Types de module <i>PV</i>	10
1.5.1.1 Panneaux solaires de première génération	10
1.5.1.2 Panneaux solaires de deuxième génération	11
1.5.1.3 Panneaux solaires de troisième génération	11

1.5.2	Composants de base d'un système <i>PV</i>	12
1.6	Types des systèmes photovoltaïques	13
1.6.1	Système autonome (Off grid)	13
1.6.2	Système connecté au réseau (Grid-connected)	13
1.7	Conclusion	14
2	Modélisation et simulation d'un générateur <i>PV</i>	15
2.1	Introduction	15
2.2	Caractéristiques des cellules <i>PV</i>	15
2.2.1	Courant total	17
2.2.2	Courant de court-circuit	17
2.2.3	Tension du circuit-ouvert	17
2.2.4	Point de Puissance Maximum (<i>PPM</i>)	18
2.2.5	Facteur de Forme (<i>FF</i>)	18
2.2.6	Rendement de conversion d'énergie	18
2.3	Modélisation d'une cellule <i>PV</i>	19
2.3.1	Modèle idéal	19
2.3.2	Modèle R_s à une diode	20
2.3.3	Modèle R_p à une diode	21
2.3.4	Modèle à deux diodes	21
2.4	Courbes caractéristiques d'une cellule <i>PV</i>	21
2.5	Calcul des paramètres du modèle	22
2.5.1	Courant de court-circuit I_{cc}	23
2.5.2	Photo-courant I_{ph}	23
2.5.3	Tension de circuit-ouvert V_{co}	24
2.5.4	Courant de saturation de la diode I_{sat}	24
2.5.5	Résistance série R_s	25
2.5.6	Facteur d'idéalité n	25
2.6	Modélisation d'un générateur <i>PV</i> (<i>GPV</i>)	25
2.7	Pertes "Mismatches" dans les modules <i>PV</i>	27
2.7.1	Connexion série des modules sous ombrage partiel	28
2.7.2	Connexion parallèle des modules sous ombrage partiel	29
2.8	Dispositif de protection des cellules <i>PV</i>	29
2.8.1	Protection contre les surintensités	29
2.8.2	Protection contre le courant anti-retour	30
2.9	Module <i>PV Kyocera KC 200GT</i>	31
2.9.1	Description du module	31
2.9.2	Caractéristiques électriques et mécaniques du module	31
2.9.3	Simulation du module <i>KC 200GT</i>	31

2.9.3.1	Influence de la température	31
2.9.3.2	Influence de l'éclairement	32
2.9.4	Module <i>KC 200GT</i> connecté directement à une charge	33
2.10	Conclusion	34
3	Commande <i>MPPT</i> des systèmes <i>PV</i> sous irradiation uniforme	35
3.1	Introduction	35
3.2	Ligne de charge	36
3.3	Convertisseurs continu – continu (<i>DC/DC</i>)	37
3.3.1	Convertisseur Buck	37
3.3.2	Convertisseur Boost	38
3.3.3	Convertisseur Buck-Boost	38
3.3.4	Modèles dynamiques des convertisseurs <i>DC/DC</i>	39
3.4	Poursuite du point de puissance maximale	40
3.4.1	Algorithme Perturbation et Observation (<i>P&O</i>)	40
3.4.2	Incrément de la conductance (<i>IncCond</i>)	41
3.4.3	Simulation des algorithmes <i>P&O</i> et <i>IncCon</i>	42
3.5	Commande par mode glissant	44
3.5.1	Conception de la commande par mode de glissement	45
3.5.1.1	Choix de la surface de glissement	45
3.5.1.2	Condition d'existence du glissement	46
3.5.1.3	Calcul de la loi de commande	46
3.5.2	Phénomène du broutement	47
3.5.3	Réduction du phénomène de broutement	47
3.6	Commande <i>MPPT</i> par mode glissant	48
3.6.1	Modélisation du système <i>MPPT</i>	48
3.6.2	Choix de la surface de glissement	48
3.6.3	Synthèse de la loi de commande	50
3.6.4	Vérification de la condition de glissement	50
3.6.5	Simulation de la commande par mode glissant	51
3.7	Conclusion	53
4	Commande <i>MPPT</i> des systèmes <i>PV</i> sous ombrage partiel	54
4.1	Introduction	54
4.2	Algorithmes intelligents	55
4.2.1	Algorithme de recherche de "Cuckoo" (<i>CS</i>)	55
4.2.2	Optimisation par essaim particulaire (<i>PSO</i>)	58
4.2.3	Simulation des algorithmes intelligents	60
4.3	Optimisation des algorithmes classiques	62

4.3.1	Réseau de neurones artificiels (<i>ANN</i>)	62
4.3.2	Schéma de la méthode hybride	64
4.3.3	Résultats de simulation	65
4.4	Conclusion	67
	Conclusion Générale	68
	Bibliographie	XII

TABLE DES FIGURES

1.1	Chronologie simplifiée du développement du <i>PV</i> [4].	3
1.2	Spectre solaire.	4
1.3	Air mass.	5
1.4	Spectre électromagnétique [7].	6
1.5	Structure cristalline [8].	7
1.6	Création de bandes d'énergie [9].	7
1.7	Diagramme énergétique d'un semi-conducteur.	8
1.8	Formation d'une jonction $P - N$	8
1.9	Couche d'appauvrissement dans la jonction $P - N$	9
1.10	Cellule, module et panneau <i>PV</i> [10].	10
1.11	Types des modules <i>PV</i> : monocristallin, polycristallin et à couche mince.	11
1.12	Éléments principaux d'un système <i>PV</i>	12
1.13	Système autonome.	13
1.14	Système connecté au réseau.	13
2.1	Influence de la lumière sur les caractéristiques $I - V$ de la jonction $P - N$	16
2.2	(a) Modèle idéal à une diode, (b) Modèle R_s à une diode, (c) Modèle R_p à une diode, (d) Modèle à deux diodes.	20
2.3	Caractéristiques $I - V$ et $P - V$ d'une cellule <i>PV</i>	22
2.4	Configuration de connexion des cellules <i>PV</i>	26
2.5	(a) Association de N_s cellules en série, (b) Association de N_p cellules en parallèle, (c) Association série-parallèle des cellules.	26
2.6	Caractéristiques $I - V$ de trois modules (a) sous irradiation uniforme, (b) sous ombrage partiel.	28
2.7	(a) Caractéristique $P - V$ des modules connectés en série, (b) Caractéristique $I - V$ des modules individuels.	28

2.8	(a) Caractéristique $P - V$ des modules connectés en parallèle, (b) Caractéristique $I - V$ des modules individuels.	29
2.9	Protection d'un générateur PV par la diode By-pass.	30
2.10	Protection d'un générateur PV par la diode anti-retour.	30
2.11	Caractéristique $I - V$ et $P - V$ du module $KC 200GT$ pour différentes valeurs de température.	32
2.12	Caractéristique $I - V$ et $P - V$ de module $KC 200GT$ pour différentes valeurs d'éclairement.	32
2.13	Variation de l'irradiation G en fonction du temps.	33
2.14	Puissance du générateur PV connecté directement à une charge.	33
3.1	Système $MPPT$	35
3.2	Points de fonctionnement du système PV à charge variable.	36
3.3	(a) Convertisseur Buck, (b) Région de suivi pour le convertisseur Buck.	37
3.4	(a) Convertisseur Boost, (b) Région de suivi pour le convertisseur Boost.	38
3.5	(a) Convertisseur Buck-Boost, (b) Région de suivi pour le convertisseur Buck-Boost.	38
3.6	Organigramme de l'algorithme $P\&O$	41
3.7	Organigramme de l'algorithme $IncCond$	42
3.8	Signaux de tension et de courant pour les méthodes $P\&O$ et $IncCon$	43
3.9	Puissances d'entrée et de sortie du convertisseur buck pour les méthodes $P\&O$ et $IncCon$	43
3.10	Signal de commande (rapport cyclique D).	44
3.11	Principe de la commande par mode glissant.	44
3.12	Fonction $Signe$	46
3.13	Fonction $Saturation$	47
3.14	Fonction $Smooth$	47
3.15	Profil de l'irradiation.	51
3.16	Tensions d'entrée et de sortie du convertisseur Buck avec MG	51
3.17	Courants d'entrée et de sortie du convertisseur Buck avec MG	52
3.18	Puissances du GPV et la puissance transmise à la charge avec MG	52
3.19	Évolution de la surface de glissement.	52
3.20	Évolution de la loi de commande (rapport cyclique D) avec MG	53
4.1	Courbe $P - V$ de deux modules connectés en série, P_1 et P_2 correspondant à des conditions d'éclairement uniforme et non uniforme, respectivement.	54
4.2	Mécanisme de recherche MPP par CS avec irradiation uniforme.	56
4.3	Mécanisme de recherche PPM par CS avec ombrage partiel.	57
4.4	(a) Position initiale des échantillons. (b) Tension en fonction du temps.	57
4.5	Représentation graphique de l'évolution des particules.	58

4.6	Courbe de puissance $P - V$ sous ombrage partiel.	60
4.7	Tensions d'entrée et de sortie du convertisseur Boost avec PSO et CS	60
4.8	Courants d'entrée et de sortie du convertisseur Boost avec PSO et CS	61
4.9	Puissances du GPV et la puissance transmise à la charge avec PSO et CS	61
4.10	Évolution du rapport cyclique D avec PSO et CS	61
4.11	Distribution $GMPP$ du générateur PV sous différents PSC	62
4.12	Configuration de l'ANN.	63
4.13	Schéma de la commande $MPPT$ hybride utilisée.	64
4.14	Structure formée par ANN du système PV	65
4.15	Tensions d'entrée et de sortie du convertisseur Boost avec ANN	65
4.16	Courants d'entrée et de sortie du convertisseur Boost avec ANN	66
4.17	Puissances du GPV et la puissance transmise à la charge avec ANN	66
4.18	Évolution du rapport cyclique D avec ANN	66

LISTE DES TABLEAUX

1.1 Performances de différents types de silicium.	12
2.1 Paramètres des différents modèles d'une cellule <i>PV</i>	20
2.2 Paramètres électriques et thermiques disponibles sur la fiche technique du fabricant.	23
2.3 Spécification du module <i>PV KC 200GT</i>	31
3.1 Modèles dynamiques des convertisseurs <i>DC/DC</i>	39
4.1 Données d'entrée et les coordonnées optimales.	63

NOTATION

c	: Vitesse de la lumière ($2.998 \times 10^8 \text{ms}^{-1}$).
D	: Rapport cyclique des impulsions qui commandent l'interrupteur.
E_G	: Énergie de gap (eV).
E_{Ph}	: Énergie photonique (eV).
f_c	: Fréquence de commutation (des impulsions) (Hz).
G	: Éclairement ou irradiation (W/m^2).
G_{ref}	: Valeur nominale de l'ensoleillement ($1000 \text{W}/\text{m}^2$).
h	: Constante de Planck ($6.626 \times 10^{-34} \text{Js}$).
I_{cc}	: Courant de la cellule court-circuit (A).
$I_{cc,ref}$: Courant de court-circuit aux conditions de référence (A).
I_d	: Courant qui traverse la diode (A).
I_{in}	: Courant fourni par le GPV - Courant d'entrée du convertisseur DC/DC (A).
I_L	: Courant traversant l'inductance L dans le convertisseur DC/DC (A).
I_{ph}	: Photo-courant (A).
I_o	: Courant de sortie du convertisseur DC/DC (A).
I_{PM}	: Courant au point de puissance maximale (A).
I_{sat}	: Courant de saturation inverse de la diode (A).
$I_{sat,ref}$: Courant de saturation de la diode aux conditions de référence (A).
k_i	: Coefficient de température du courant de court-circuit ($\text{mA}/^\circ\text{C}$).
k_v	: Coefficient de température de la tension en circuit-ouvert ($\text{mV}/^\circ\text{C}$).
λ	: Longueur d'onde (μm).
$L\acute{e}vy()$: Distribution du Vol de Lévy (Lévy flight).
M_m	: Modèle moyen d'un système dynamique au cours d'une période T_c .
ν	: Fréquence d'onde (Hz).
N_p	: Nombre de cellules en parallèle dans le module PV .

N_s	: Nombre de cellules en série dans le module PV.
n	: Facture de non-idéalité de la jonction de la diode.
P_{in}	: Puissance du GPV (W).
P_o	: Puissance de sortie du convertisseur DC/DC (Puissance transmise à la charge) (W).
$P_{\text{Lumière}}$: Puissance de la lumière (W).
q	: Charge d'électron ($1.602 \times 10^{-9}C$).
R	: Charge résistive (Ω).
R_{in}	: Résistance d'entrée (résistance interne du GPV) (Ω).
R_o	: Résistance de sortie (Charge résistive).
R_p	: Résistance de shunt (Ω).
R_s	: Résistance série (Ω).
S	: Surface de glissement.
$sat()$: Fonction saturation.
$sign()$: Fonction signe.
T	: Température effective de la cellule en kelvin (K).
T_c	: Période des impulsions (s).
T_{ref}	: Température de référence de la cellule en Kelvin (K).
t_{off}	: Temps de fermeture du transistor MOSFET (s).
t_{on}	: Temps d'ouverture du transistor MOSFET (s).
u	: Loi de commande.
u_{eq}	: Loi de commande équivalente.
u_{sw}	: Loi de commande discontinue.
$V()$: Fonction de Lyapunov.
V_{co}	: Tension de la cellule en circuit ouvert (V).
$V_{co,ref}$: Tension du circuit-ouvert aux conditions de référence (V).
V_{in}	: Tension fournie par le GPV - Tension d'entrée du convertisseur DC/DC (V).
V_o	: Tension de sortie du convertisseur DC/DC - Tension aux bornes de la charge (V).
V_T	: Tension thermique (V).
$V_{T,ref}$: Tension thermique aux conditions de référence (V).
V_{PM}	: Courant au point de puissance maximale.
x	: Vecteur d'état.

ACRONYME

AC	: Courant alternatif (<i>Alternating current</i>).
AM	: Air Mass.
ANN	: Réseaux de neurones artificiels (<i>Artificial Neural Network</i>).
CS	: Algorithme de recherche de "Cuckoo" (<i>Cuckoo Search</i>).
DC	: Courant continu (<i>Direct current</i>).
FF	: Facteur de Forme.
IncCond	: Incrément de la conductance (<i>Incremental Conductance</i>).
GMPP	: Point de Puissance Maximale Globale.
GPV	: Générateur Photovoltaïque.
KC 200GT	: Module solaire Kyocera ayant une puissance maximale de 200 W.
MG	: Mode de Glissement (<i>Sliding mode</i>).
MPPT	: Recherche de point puissance maximale (<i>Maximum Power Point Tracking</i>).
PPM	: Point de Puissance Maximale.
P&O	: Perturber et Observer.
PSC	: Conditions d'ombrage partiel (<i>partial shading conditions</i>).
PSO	: Optimisation par essaim de particules (<i>Particle swarm optimization</i>).
PV	: Photovoltaïque.
PWM	: Modulation de largeur d'impulsions (<i>Pulse Width Modulation</i>).
STC	: Conditions de référence (<i>Standard Test Conditions</i>).

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Une grande partie de l'énergie consommée dans le monde repose sur les énergies fossiles comme le charbon, le gaz et le pétrole. Cependant, les ressources de ces énergies seront épuisées dans quelques dizaines d'années, de plus, leur exploitation produit des gaz toxiques qui sont nocifs pour l'environnement. Cela a engendré l'exploitation d'autres sources d'énergie renouvelables et non polluantes. Les énergies renouvelables sont des énergies issues de ressources naturelles inépuisables telles que l'eau, la chaleur de terre, le vent, et le solaire. Dans de nombreux pays, ces énergies ont connu un développement considérable, en particulier l'énergie solaire.

La puissance générée par les systèmes photovoltaïques (*PV*) est largement dépendante des conditions météorologiques. En effet, comme l'unité photovoltaïque a des caractéristiques non-linéaires, la puissance de sortie est considérablement affectée par les changements de rayonnement solaire, de température ambiante et de charge. Par conséquent, une technique de recherche du point de puissance maximale (*PPM*) destinée à contrôler le rapport cyclique du convertisseur *DC/DC* est nécessaire pour garantir un fonctionnement optimal de la chaîne *PV* dans différentes conditions d'exploitation. Plusieurs travaux ont abordé le problème de la recherche du point de fonctionnement permettant de soutirer le maximum d'énergie des modules *PV* en utilisant différentes méthodes dites *MPPT* (Maximum Power Point Tracking). Les plus connues de ces méthodes sont (Perturbation et Observation (*P&O*), Incrément de conductance (*IncCon*), mode glissant, logique flou,...) [1].

Le problème, des variations du *PPM*, est encore aggravé puisqu'il est, en pratique, difficile de s'assurer que tous les modules *PV*, composant un panneau *PV*, sont soumis au même niveau de rayonnement incident, une condition défavorable connue sous le nom d'ombrage partiel (*PSC*). Cette condition donne lieu à une courbe $P - V$ avec

plusieurs pics. La multiplicité des pics de puissance impose des exigences onéreuses sur la conception du *MPPT* en raison de la présence de points maximum locaux en plus du point de puissance maximum global (*GMPP*). Les techniques classiques du *MPPT*, telles que *IncCon* et *P&O* n'ont pas la flexibilité de différencier les points globaux et locaux, ce qui entraîne à son tour une réduction de l'efficacité du système de suivi.

Au cours des dernières années, diverses techniques modernes, qui reposent principalement sur des techniques d'optimisation, ont été explorées pour capturer le point de puissance maximale globale (*GMPP*). L'objectif principal de toutes ces techniques est d'augmenter l'efficacité du système de génération *PV* lorsqu'il fonctionne sous *PSC* en garantissant son fonctionnement au *GMPP*. Parmi ces techniques, on peut citer méthode l'optimisation par "essaim de particules" *PSO*, l'algorithme de recherche de "Cuckoo" (*CS*) et des méthodes hybrides combinant les réseaux de neurones artificiels (*ANN*) avec les techniques classiques. Ces techniques seront étudiées au cours de ce mémoire.

Afin de mieux présenter notre travail, ce mémoire sera organisé comme suit :

- Dans le premier chapitre, nous allons rappeler quelques généralités sur l'énergie et les systèmes *PV*.
- Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation et la simulation des systèmes *PV* en particulier le module *KC 200GT* qui sera utilisé tout au long de ce mémoire.
- Au cours du troisième chapitre, on va s'intéresser à la commande *MPPT* des systèmes *PV* sous des conditions d'irradiation uniforme. On commence d'abord par rappeler les algorithmes classiques *P&O* et *IncCond* puis on applique la commande par mode glissant.
- Le dernier chapitre sera dédié au problème d'ombrage partiel. Nous allons étudier deux algorithmes intelligents, à savoir le *CS* et *PSO*, puis on procédera à une optimisation des algorithmes classiques en particulier *P&O* en les combinant avec les réseaux de neurones artificielles.

CHAPITRE 1

GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES

1.1 Historique

L'histoire des cellules solaires est vraiment intéressante. D'abord, en 1839, le physicien français *Edmond Becquerel* fut le premier à démontrer l'effet physique du photovoltaïque [2], lorsqu'il génère un courant électrique en exposant l'électrode d'argent au rayonnement de l'électrolyte. Ensuite, en 1877, *Adams* et *Day* ont décrit cet effet plus en détail. Ils ont observé que l'exposition des électrodes de sélénium à un rayonnement génère une tension, ce qui amène à générer un courant électrique [3].

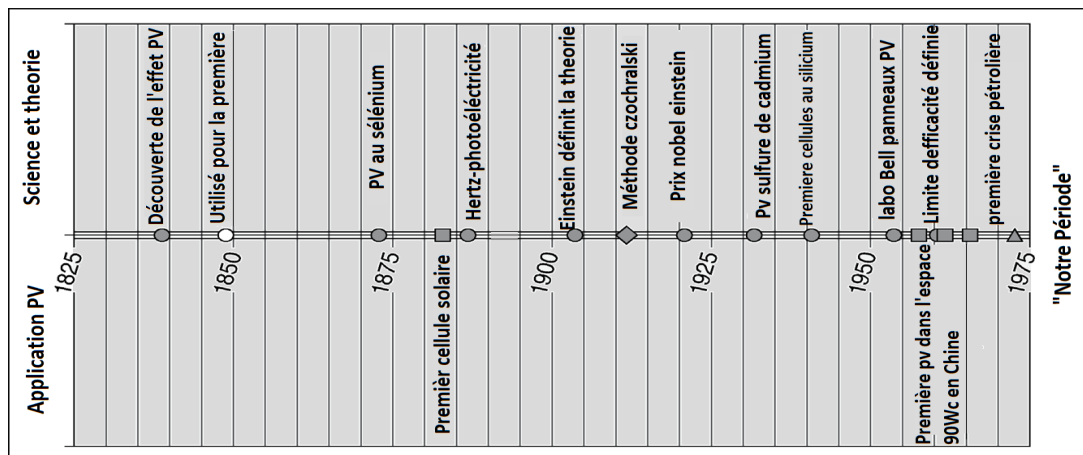


Figure 1.1 – Chronologie simplifiée du développement du PV [4].

Cette influence est restée en suspens jusqu'en 1949 lorsque *Shockley*, *Bardeen* et *Brattain* ont découvert les transistors et expliqué les principes physiques des jonctions P-N [5]. Cette année a marqué la naissance des semi-conducteurs. Puis, en 1954, *Chapin*

et al du Laboratoires Bell aux États-Unis développent la première cellule solaire à base de silicium cristallin [6]. Le rendement de la cellule solaire était de 6%, ce qui était assez impressionnant à l'époque. En quelques années, cette efficacité est passée à 10%. La première utilisation des cellules solaires était dans les alimentations des satellites.

La première crise pétrolière arabe en 1973 a été la principale raison pour laquelle le photovoltaïque a été largement utilisé dans les sources d'énergie. Depuis lors, de nombreuses institutions de recherche et développement ont été créées dans le monde, dont la plupart étaient financées par des fonds publics. Toutes les options qui pouvaient être utilisées pour réduire les coûts ont été envisagées, car il a été reconnu que le coût excessif des installations photovoltaïques est un obstacle majeur à l'utilisation généralisée du photovoltaïque.

1.2 Rayonnement solaire terrestre

1.2.1 Effets atmosphériques

Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, le gaz, la poussière et les aérosols absorbent les photons incidents. Parmi ces gaz : l'ozone (O_3), le dioxyde de carbone (CO_2) et la vapeur d'eau (H_2O).

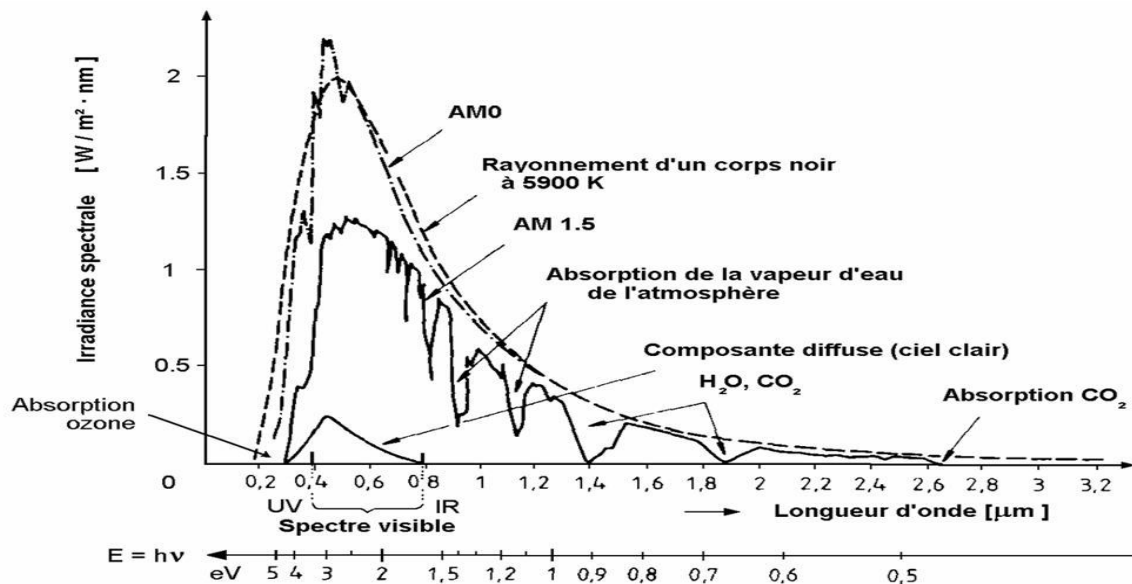


Figure 1.2 – Spectre solaire.

Bien que l'absorption de certains gaz dans l'atmosphère modifie le contenu spectral du rayonnement solaire terrestre, leur impact sur la puissance totale est relativement faible. Le facteur principal de réduction de la puissance de rayonnement solaire est l'absorption et la diffusion de la lumière par les molécules d'air et la poussière. Ce processus d'absorption

ne produit pas de creux profonds dans l'irradiation spectrale, mais provoque une réduction de puissance.

1.2.2 Définition du nombre "Air Mass (AM)"

L'énergie radiante¹ atteignant le sommet de l'atmosphère terrestre est d'environ $1353kW/m^2$. Plus la lumière du soleil traverse l'atmosphère, plus l'atténuation d'énergie est grande.

Si le soleil est directement au-dessus de la tête, la mass de l'air est $AM1$ alors que $AM0$ représente le spectre à l'extérieur de l'atmosphère (voir la Figure 1.3).

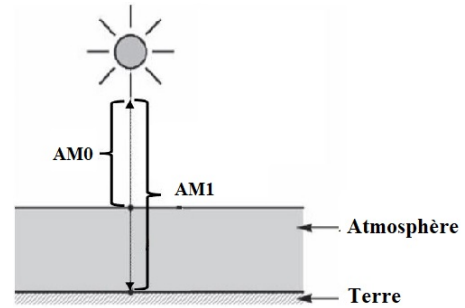


Figure 1.3 – Air mass.

1.3 Lumière et photons

Le rayonnement électromagnétique peut être considéré comme étant composé d'ondes électromagnétiques, ou comme étant constitué d'énergie sans masse appelés photons. Le rayonnement, dans les deux cas, peut être classé en fonction de sa longueur d'onde λ ou fréquence ν . Ces quantités vérifie la relation :

$$\lambda = \frac{c}{\nu} \quad (1.1)$$

Où $c = 2.998 \times 10^8 ms^{-1}$ est la vitesse de la lumière.

L'énergie du photon est donnée par l'expression

$$E = h\nu = h\frac{c}{\lambda} \quad (1.2)$$

Où h est la constante de *Planck* ($h = 6.626 \times 10^{-34} Js$).

Les photons à longue longueur d'onde ont une faible énergie et les photons à courte longueur d'onde ont une énergie élevée. Si un faisceau de lumière est projeté sur une surface propre d'un métal, des électrons seraient éjectés du métal. La lumière doit dépasser une certaine énergie pour éliminer les électrons de la surface métallique. Si la lumière dépasse l'énergie minimale requise, l'énergie supplémentaire sera donnée aux électrons éjectés sous forme d'énergie cinétique de mouvement.

1. Puissance de la lumière $P_{Lumière}$

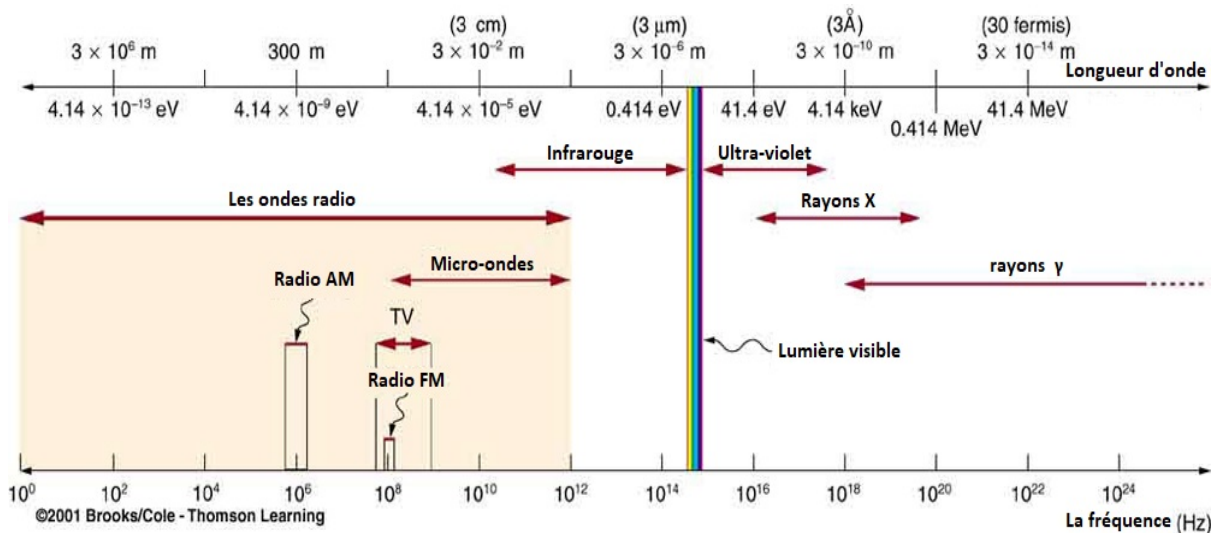


Figure 1.4 – Spectre électromagnétique [7].

Le spectre visible², est constitué de photons avec des énergies allant d'environ 2 à 3 eV. Les énergies plus faibles (longueurs d'onde plus longues) ne sont pas détectées par l'œil humain. Les énergies plus élevées (longueurs d'onde plus courtes), comme les rayons X, endommagent les tissus humains.

1.4 Cellules PV

1.4.1 Semi-conducteurs

La transformation directe de la lumière en énergie électrique nécessite toujours un matériau semi-conducteur, tel que le silicium (*Si*). Les propriétés électriques des semi-conducteurs peuvent être expliquées à l'aide de deux modèles, les modèles de liaison (bond model) et de bande (band model) [8].

1.4.1.1 Modèle de liaison

Les semi-conducteurs sont des solides cristallins. Par exemple, les atomes de silicium sont disposés les uns par rapport aux autres de sorte que chaque atome est équidistant de quatre autres atomes et chaque électron forme une liaison stable avec deux atomes voisins. Ce type de structure est appelé "structure diamant" (voir la Figure 1.5).

2. Lumière que nous voyons avec nos yeux

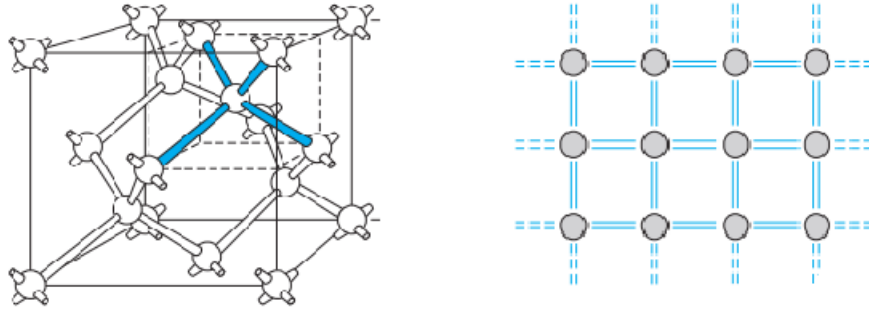


Figure 1.5 – Structure cristalline [8].

Pour que la conductivité électrique se produise dans ce type de cristal, certaines de ces liaisons doivent être rompues. Les électrons dans la coquille externe de l'atome, les soi-disant électrons de valence deviennent libres. De toute évidence, cela ne peut se produire que si de l'énergie est dépensée.

1.4.1.2 Modèle de bande

L'origine des bandes d'énergie dans les cristaux semi-conducteurs est le couplage des atomes conduisant à la propagation des niveaux d'énergie (voir la Figure 1.6). La bande d'énergie montre tous les états d'énergie autorisés par les électrons.

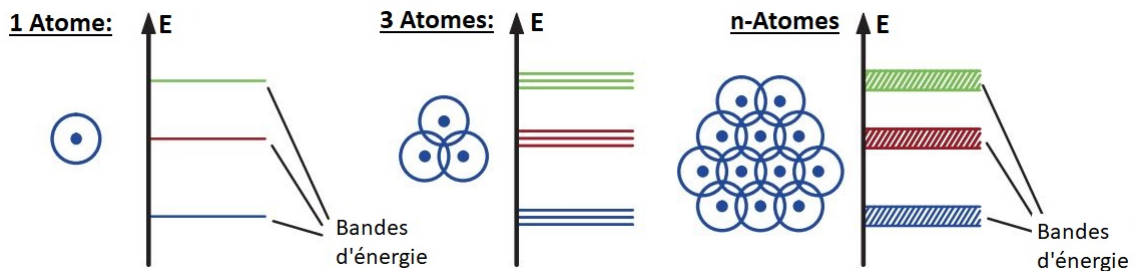


Figure 1.6 – Création de bandes d'énergie [9].

La bande d'énergie qui correspond aux électrons de valence est appelée bande de valence (valance band), et la bande d'énergie immédiatement supérieure est appelée bande de conduction (conduction band). Les électrons de la bande de conduction sont libres. L'écart entre la bande de valence et la bande de conduction est appelé bande interdite (gap band) et c'est la propriété fondamentale la plus importante de tout absorbeur PV (semi-conducteur).

Afin d'exciter un électron par l'absorption d'un photon, le photon doit avoir au moins l'énergie $E_{Ph} \geq E_G$, où :

- E_{Ph} : énergie associée au photon ;
- E_G : énergie qui sépare la bande de valence de la bande de conduction.

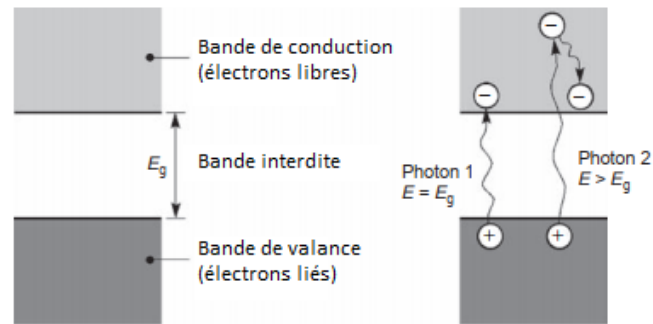


Figure 1.7 – Diagramme énergétique d'un semi-conducteur.

Ainsi, la conduction peut se produire par deux processus :

1. Les électrons des liaisons rompues sont libres de se déplacer.
2. Les électrons des liaisons voisines peuvent également se déplacer dans le trou (hole) créé dans la liaison rompue, permettant à la liaison rompue ou au trou de se propager comme s'il avait une charge positive.

1.4.2 Jonction $P - N$

Afin de comprendre les fonctions des dispositifs à semi-conducteurs et des cellules solaires, il est important de comprendre avec précision les processus dans la jonction $P - N$ (voir la Figure 1.8).

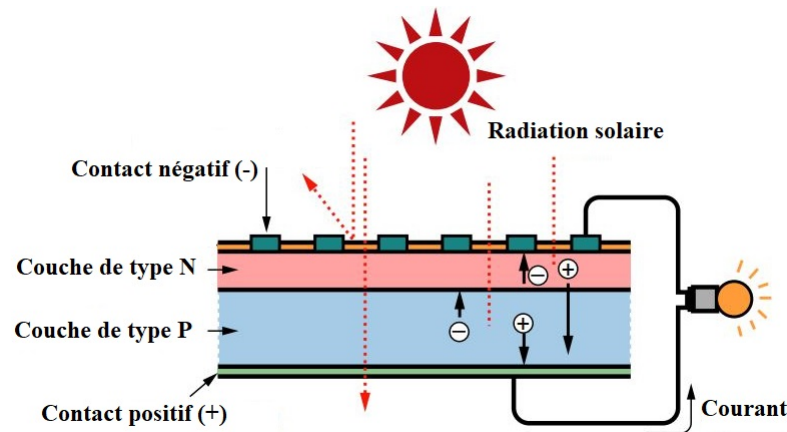


Figure 1.8 – Formation d'une jonction $P - N$.

La cellule se compose de deux couches différentes de silicium qui ont été délibérément dopées avec de très petites quantités d'atomes d'impuretés, souvent du phosphore (P) et du Aluminium (Al), pour former une jonction $P-N$. Le silicium dopé au phosphore fournit beaucoup d'électrons libres (porteurs majoritaires), mais, il y a aussi quelques trous présents en raison de la génération thermique de paires électron-trou (porteurs minoritaires). Le matériau devient un conducteur et est appelé type négatif ou type N .

Une situation complémentaire se présente si le silicium est dopé à l'aluminium. Dans ce cas, les trous sont les porteurs majoritaires et les électrons les porteurs minoritaires. Une fois de plus, le matériau devient conducteur et est appelé de type positif ou de type P .

Lorsque les semi-conducteurs de type N et P sont mis en contact, deux phénomènes se produisent, courants de dérive et de diffusion résultant du mouvement des porteurs de charge. La diffusion des deux types de porteurs majoritaires créant un champ électrique fort se traduisant par une jonction, qui ne contient pratiquement pas de charges mobiles, d'où le nom de région d'appauvrissement (Depletion region) (voir la Figure 1.9).

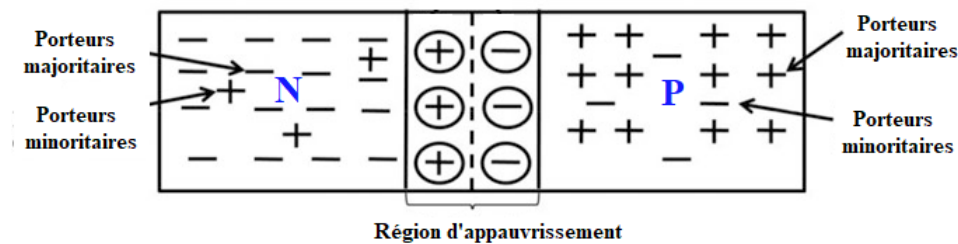


Figure 1.9 – Couche d'appauvrissement dans la jonction $P - N$.

Une cellule solaire est simplement une diode³ à jonction $P - N$ constituée de deux régions neutres de chaque côté de la région d'appauvrissement avec un contact électrique établi avec chaque région neutre.

1.4.3 Effet photovoltaïque

Les processus séquentiels de base derrière l'effet photovoltaïque sont :

- Génération des porteurs de charge due à l'absorption de photons dans les matériaux qui forment la jonction.
- Séparation des porteurs de charge photo-générés dans la jonction.
- Collecte des porteurs de charge photo-générés aux bornes de la jonction⁴.

1.5 Introduction aux systèmes PV

L'élément de base d'un système PV est une cellule PV, également connue sous le nom de cellule solaire. Le fonctionnement des cellules PV et la conception des systèmes d'alimentation doivent être basés sur les caractéristiques électriques, c'est-à-dire les relations tension-courant des cellules sous différents niveaux de rayonnement et à des

3. Cellule PV se comporte comme une diode dans l'obscurité

4. Processus de collecte de ces trous et électrons génère également une tension PV, qui est suffisamment polarisée pour générer un courant de diode directe.

différentes valeurs de température.

Les cellules solaires peuvent être combinées via des connexions série-parallèle pour créer une structure que nous appelons communément un module *PV*. Les modules sont connectés en série-parallèle pour créer un panneau *PV* (voir la Figure 1.10).

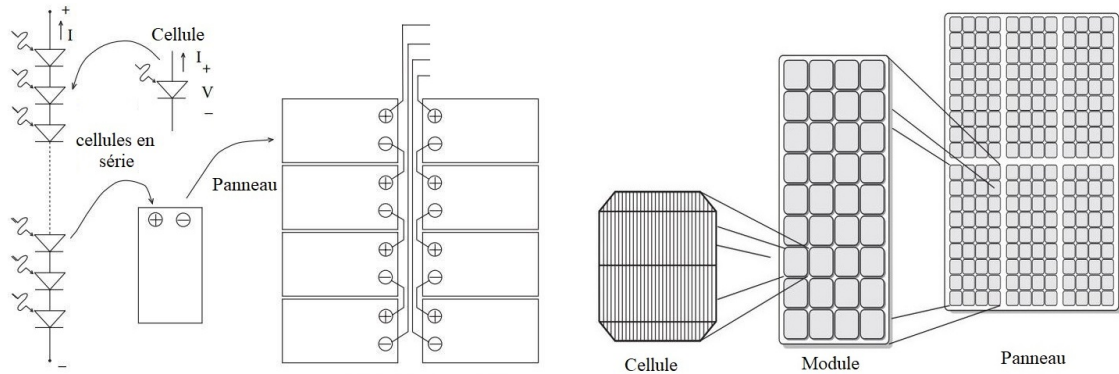


Figure 1.10 – Cellule, module et panneau *PV* [10].

1.5.1 Types de module *PV*

La physique des semi-conducteurs expliquée précédemment s'applique à toutes les cellules solaires. Certaines différences méritent d'être notées. Par conséquent, nous pouvons classer les panneaux *PV* par technologie [11].

1.5.1.1 Panneaux solaires de première génération

Ce sont les types traditionnels de panneaux solaires en silicium monocristallin ou en polysilicium et sont les plus couramment utilisés dans un environnement conventionnel.

- **Panneaux solaires monocristallins (Mono-SI)** - Ce type de panneaux solaires (en silicium monocristallin) est le plus pur. Ils peuvent être reconnus grâce à leur aspect sombre uniforme et aux bords arrondis. La grande pureté du silicium fait que ce type de panneau solaire a l'un des taux d'efficacité les plus élevés, les plus récents atteignant au-dessus 20%.

Les panneaux monocristallins ont une puissance de sortie élevée, occupent moins d'espace et durent le plus longtemps. Bien sûr, cela signifie également qu'ils sont les plus chers. Un autre avantage à considérer est qu'ils ont tendance à être légèrement moins affectés par les températures élevées que les panneaux polycristallins.

- **Panneaux solaires polycristallins (Poly-SI)** - Ces panneaux solaires peuvent être rapidement distingués, car ce type de panneaux a des carrés, ses angles ne sont pas coupés et il a un bleu. Ils sont fabriqués par fusion de silicium brut, qui est un processus plus rapide et moins coûteux que celui utilisé pour les panneaux monocristallins. Cela conduit à un rendement plus faible (environ 11-14%) et à

une durée de vie plus courte car ils sont plus affectés par les températures élevées. Cependant, les différences entre les types de panneaux solaires monocristallins et polycristallins ne sont pas si importantes.

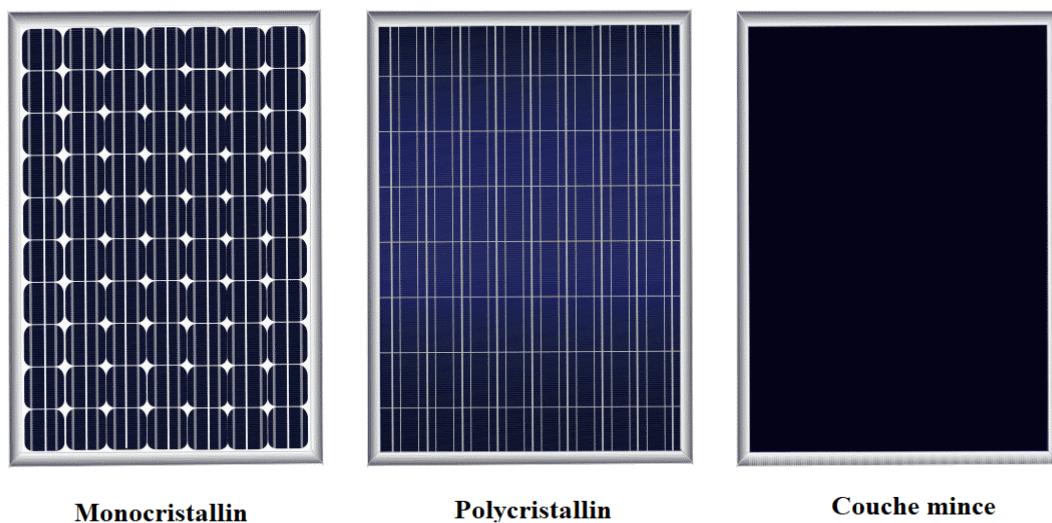
1.5.1.2 Panneaux solaires de deuxième génération

Ces cellules sont constituées de différents types de cellules solaires à couches minces et sont principalement utilisées pour les centrales PV, intégrées dans des bâtiments ou des systèmes solaires plus petits.

- **Cellule solaire en silicium amorphe ($A - Si$)**- La cellule solaire en silicium amorphe fait partie des différents types de panneaux solaires, celui qui est principalement utilisé dans ces calculatrices de poche. Ce type de panneau solaire utilise une technologie à trois couches, qui est la meilleure de la variété à couche mince (une épaisseur de 1 micromètre). Avec un taux d'efficacité de seulement 7%, ces cellules sont moins efficaces que celles en silicium cristallin qui ont un taux d'efficacité d'environ 18% mais l'avantage est le fait que les cellules $A - Si$ sont relativement peu coûteuses.

1.5.1.3 Panneaux solaires de troisième génération

Les panneaux solaires de 3ème génération incluent une variété de technologies à couches minces, mais la plupart d'entre elles sont encore en phase de recherche ou de développement. Certains d'entre eux produisent de l'électricité en utilisant des matières organiques, d'autres utilisent des substances inorganiques ($CdTe$ par exemple). Trois des conceptions les plus prometteuses : **Biohybrid, Cadmium Telluride, Module PV concentré.**



© Solar Magazine

Figure 1.11 – Types des modules PV : monocristallin, polycristallin et à couche mince.

Le tableau 1.1 montre les performances des différents types de silicium actuellement sur le marché [12].

Table 1.1 – Performances de différents types de silicium.

Technologie	Rendement typique (%)	Influence de la température (% par °C)	Taux de dégradation (% par an)
Monocristallin	12 - 16	-0.442	-0.38
Polycristallin	11 - 14	0.416	-0.35
Amorphe	6 - 7	-0.175	-1.15

1.5.2 Composants de base d'un système PV

Un système PV comprend divers composants (voir la Figure 1.12), y compris des cellules, des connexions électriques, un assemblage mécanique et un procédé de conversion d'énergie électrique.

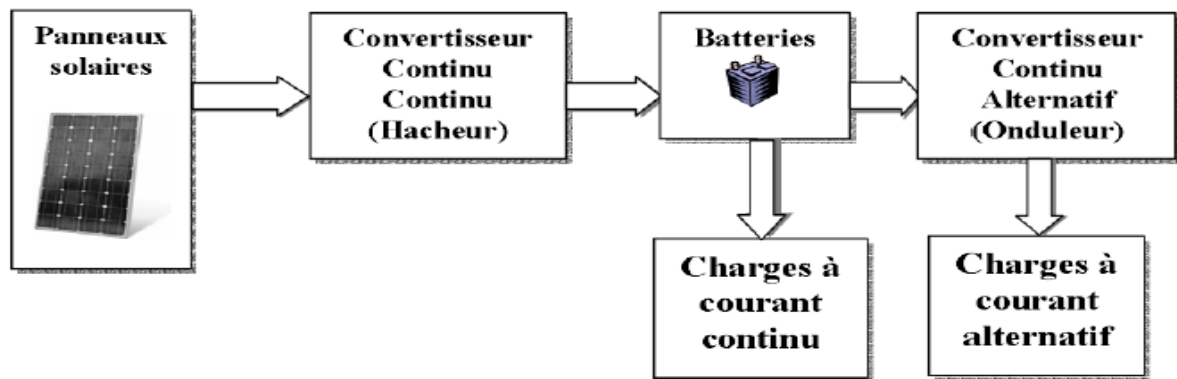


Figure 1.12 – Éléments principaux d'un système PV.

- **Contrôleurs de charge (convertisseur $DC - DC$)** - Empêche la surcharge de la batterie et prolonge la durée de vie de la batterie du système PV. En outre, un assortiment d'équilibre du matériel du système ; Câblage, surintensité, protection contre les surtensions et dispositifs de déconnexion et autres équipements de traitement de l'alimentation.
- **Batterie** - Stocke l'énergie lorsqu'il y a un excédent entrant et la redistribue lorsqu'il y a une demande. Les panneaux solaires PV continuent de recharger les batteries chaque jour pour maintenir la charge de la batterie.
- **Onduleur** - Convertit le courant continu en courant alternatif domestique standard, en se synchronisant avec le courant électrique chaque fois que le réseau électrique distribue de l'électricité.

Ainsi, on peut dire que le système PV est composé de trois parties essentielles qui sont :

- **Partie production d'énergie** - Cette partie est composée d'un ou plusieurs modules qui se comporte comme un générateur à courant continu.

- **Partie contrôle de l'énergie** - Les convertisseurs statiques $DC - DC$ et $DC - AC$.
- **Partie utilisant l'énergie produite** - Elle se compose d'un ou plusieurs récepteurs qui utilisent l'énergie produite et qui est contrôlée [13].

1.6 Types des systèmes photovoltaïques

1.6.1 Système autonome (Off grid)

Dans ce cas, l'énergie est produite et consommée au même endroit et qui n'interagit pas avec le réseau principal. Habituellement, le dispositif de consommation/utilisation d'électricité fait partie du système, c'est-à-dire les systèmes solaires domestiques, le système d'éclairage public solaire.

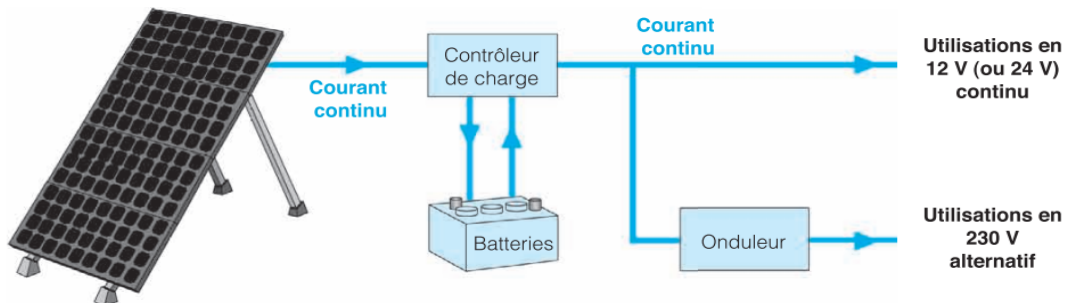


Figure 1.13 – Système autonome.

1.6.2 Système connecté au réseau (Grid-connected)

Le système *PV* est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur de courant continu/courant alternatif ($DC - AC$). Puisque l'énergie est normalement stockée dans le réseau lui-même. L'avantage de la connexion est de se passer du problème du stockage de l'électricité.

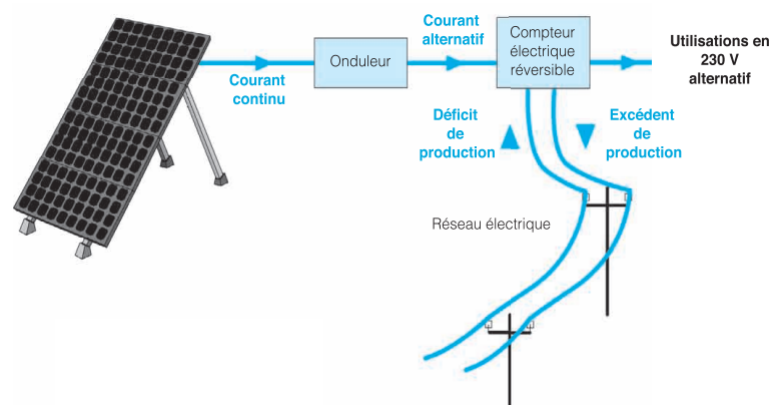


Figure 1.14 – Système connecté au réseau.

1.7 Conclusion

Le monde de la conversion photovoltaïque a subi de profonds changements ces dernières années en raison de l'intérêt croissant pour l'énergie photovoltaïque. Dans ce chapitre, nous avons présenté différents concepts liés à l'énergie solaire et à la construction d'un système photovoltaïque. Ensuite, nous avons rappelé le principe de la conversion photovoltaïque et les technologies utilisées, ainsi que les différents types de cellules photovoltaïques.

CHAPITRE 2

MODÉLISATION ET SIMULATION D'UN GÉNÉRATEUR *PV*

2.1 Introduction

Une cellule *PV* est une source de puissance non linéaire. Le courant et la tension de sortie de ce composant dépendent à la fois de l'éclairement solaire G et de la température T . À cet effet, la prédiction des performances d'une cellule *PV* nécessite l'élaboration d'un modèle mathématique permettant l'étude de son fonctionnement pour les différentes conditions météorologiques (éclairement, température). De nombreux travaux portent sur le développement des modèles mathématiques pour la simulation de la caractéristique courant-tension ($I - V$) de la cellule *PV* [14].

Ce chapitre, a pour objectif la récapitulation des modèles des cellules *PV* existants dans la littérature, et l'élaboration de la relation courant-tension d'un générateur photovoltaïque (*GPV*).

2.2 Caractéristiques des cellules *PV*

Les cellules solaires convertissent la puissance de la lumière ($P_{\text{Lumière}}$) en puissance électrique, qui est le produit du courant total (I) et de la tension (V). Les deux fonctions de base des cellules solaires sont :

- **Photo-courant** I_{ph} - La génération de photo-courant exprime l'augmentation du courant des porteurs minoritaires en absorbant la lumière et en extrayant ces porteurs vers un circuit externe,

- **Photo-voltage** V - La séparation des charges à l'intérieur de la cellule solaire est l'origine d'une source de tension interne, cela conduit à la génération de photo-voltage.

Dans l'obscurité, I_{ph} est égal à zéro et la cellule est au repos. Les caractéristiques de la cellule solaire sans aucune irradiation correspondent aux caractéristiques de la diode. Il convient également de noter que, puisque la diode est un dispositif passif qui dissipe la puissance, les caractéristiques d'obscurité de la cellule résident entièrement dans le premier et le troisième quadrants comme le montre la figure 2.1.

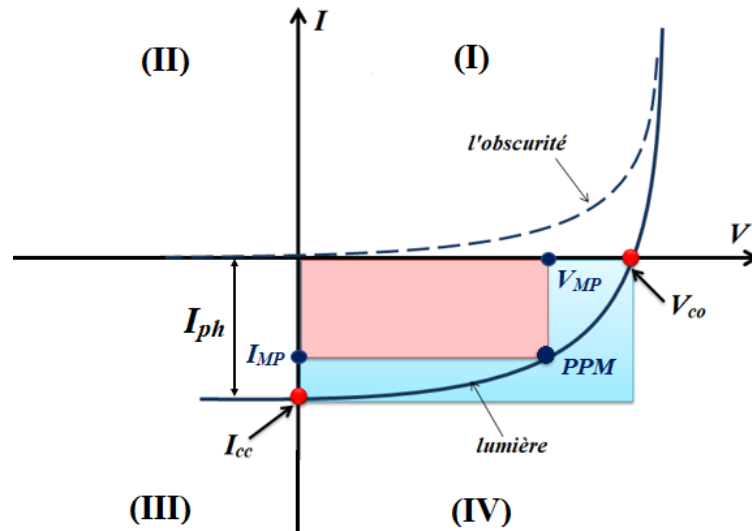


Figure 2.1 – Influence de la lumière sur les caractéristiques $I - V$ de la jonction $P - N$.

Si la cellule est suffisamment exposée à la lumière, elle se transforme en un dispositif actif qui fournit de l'énergie au monde extérieur et la caractéristique se déplacera au quatrième quadrant. Cependant, pour plus de commodité, les caractéristiques $I - V$ des cellules PV irradiées sont souvent tracées dans le premier quadrant.

Les tensions sont les mêmes dans les deux cas, tandis que le courant I_{ph} est négatif, c'est-à-dire que le courant solaire circule dans le sens conventionnel d'une diode polarisée en direct.

Maintenant on peut décrire les paramètres les plus importants des cellules solaires.

2.2.1 Courant total

Le courant total peut être exprimé par l'équation de la diode de *Shockley* [5] en combinaison avec le photo-courant comme suit :

$$\text{Courant total } (I) = \text{Courant de la diode } (I_D) - \text{Photo-courant } (I_{ph})$$

Où I et I_{ph} sont dans la direction polarisée en inverse et I_D est dans la direction polarisée en direct. Ainsi, on trouve que :

$$I = I_{sat} \left(\exp \left(\frac{V}{nV_T} - 1 \right) \right) - I_{ph} \quad (2.1)$$

Où :

- I_{sat} : Courant de saturation inverse de la diode,
- V_T : Tension thermique,
- n : Facteur d'idéalité de la diode.

L'équation (2.1) peut être représentée par un circuit électrique équivalent. Nous reviendrons sur ce circuit équivalent lors de la modélisation de la cellule PV (section 2.3).

2.2.2 Courant de court-circuit

Le courant de court-circuit I_{cc} (courant maximal) est fourni par les cellules solaires lorsqu'elles sont en court-circuit au niveau de ses connexions $V_e = 0$. À partir de l'équation (2.1), nous trouvons que $I_{cc} = -I_{ph}$, c'est-à-dire que le courant de court-circuit est égal à la quantité absolue de courant lumineux. On note ici que le courant de court-circuit I_{cc} d'une cellule solaire est proportionnel à l'irradiation G .

2.2.3 Tension du circuit-ouvert

V_{co} est la tension en circuit ouvert, qui est la tension maximale qui peut être tirée de la cellule solaire. Puisque la jonction de la cellule solaire est polarisée par le courant généré par la lumière, la tension de circuit ouvert est similaire à la quantité de polarisation directe sur la cellule solaire. La tension V_{co} peut être calculée à partir de l'équation (2.1). Comme $R \rightarrow \infty$, cela implique que $I = 0$,

$$V_{co} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_{sat}} + 1 \right) \approx \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_{sat}} \right) \quad (2.2)$$

Cette l'approximation est justifiée en raison de $I_{ph} \gg I_{sat}$.

L'équation (2.2) montre que V_{co} dépend du courant de saturation et du photo-courant de la cellule solaire.

2.2.4 Point de Puissance Maximum (PPM)

La puissance générée par une cellule PV est exprimée par le produit de la tension et du courant aux bornes de cette cellule. Cette puissance de sortie est nulle à la fois aux points de court de circuit et de tension circuit ouvert puisque la tension de sortie et le courant de sortie sont nuls, respectivement, dans ces deux cas. Entre ces deux points extrêmes, la puissance générée par la cellule PV est positive.

Un point remarquable de la caractéristique électrique de la cellule PV est le point où la puissance produite est au maximum. Ce point est appelé Point de Puissance Maximale (MPP) et la tension et le courant correspondants sont généralement indiqués par V_{PM} et I_{PM} .

La figure 2.1 montre les caractéristiques $I - V$ des cellules PV et met en évidence le courant de court-circuit, la tension en circuit ouvert et le point de puissance maximale. D'après la figure 2.1, P_{PM} définit un rectangle dont l'aire est égale à $V_{PM}I_{PM}$.

2.2.5 Facteur de Forme (FF)

Le Facteur de Forme (FF) d'une cellule PV est un facteur de qualité liée à l'efficacité de la cellule. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale et le produit $V_{co}I_{cc}$:

$$FF = \frac{P_{PM}}{V_{co}I_{cc}} = \frac{V_{PM}I_{PM}}{V_{co}I_{cc}} \quad (2.3)$$

La raison pour laquelle le FF est appelé ainsi est que, lorsqu'il est représenté graphiquement, cela signifie que le rectangle $V_{MP}I_{MP}$ remplit la zone sous la caractéristique I-V par rapport au rectangle $V_{co}I_{cc}$. Plus le facteur de forme est proche de l'unité, plus la qualité de la cellule est élevée. Ainsi, dans le cas idéal $FF = 1$.

2.2.6 Rendement de conversion d'énergie

L'efficacité d'une cellule solaire est définie comme étant le rapport de la puissance électrique de sortie à la puissance de la lumière.

$$\eta = \frac{V_{MP}I_{MP}}{P_{Lumière}} = \frac{FF V_{co}I_{cc}}{P_{Lumière}} \quad (2.4)$$

Où $P_{Lumière}$ est la puissance incidente sur la cellule PV , dont la valeur est liée aux caractéristiques spectrales de la lumière incidente sur la cellule PV .

2.3 Modélisation d'une cellule PV

Il existe de nombreux modèles de circuits électriques des cellules PV dans la littérature [15]. Typiquement, une cellule PV est représentée par une source de courant I_{ph} , une ou deux diodes D parallèles à la source de courant, une résistance série R_s ou une résistance parallèle R_p , ou les deux combinées. La fiche technique du générateur PV, fournie par le fabricant, comprend généralement plusieurs paramètres électriques et thermiques. Toutes ces valeurs sont mesurées dans des Conditions de Test Standard (STC), à 1,5 masse d'air (AM), 1000 W/m^2 et $25 \text{ }^\circ\text{C}$. La détermination des paramètres d'un modèle de cellule solaire à partir de données expérimentales est importante dans la conception et l'évaluation des cellules solaires.

2.3.1 Modèle idéal

Dans une situation idéale, une cellule solaire est électriquement équivalente à une source de courant connectée en parallèle avec une diode, comme le montre la figure 2.3(a).

Le courant généré par la lumière et le courant de diode sont désignés par I_{ph} et I_D , respectivement. Le courant total et la tension aux bornes de la cellule solaire sont désignés par I_e et V_e , respectivement. C'est ce qui a été mentionné plus tôt dans l'équation (2.1), mais avec un changement de signe, pour travailler dans le premier quadrant.

$$I_e = I_{ph} - I_D \quad (2.5a)$$

$$I_e = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{V_e}{nV_T} - 1 \right) \right) \quad (2.5b)$$

$$V_T = \frac{K_B T}{q} \quad (2.5c)$$

Où :

- I_{sat} : Courant de saturation inverse de la diode, dépendant de la température,
- V_T : Tension thermique,
- K_B : Constante de Boltzmann $k = 1.381 \times 10^{-23} \text{ J/K}$,
- T : Température de la cellule en kelvin,
- q : Charge d'électron $q = 1.602 \times 10^{-9} \text{ c}$.

Le courant I_{ph} augmente linéairement avec l'irradiation. Si I_D est petit, la cellule PV fournit plus de courant. Le facteur d'idéalité de la diode n indique à quel point la diode suit l'équation idéale de la diode. Une valeur de n supérieure à 1 indique des conditions non idéales et $n = 1$ indique un comportement idéal de la diode.

Comme on peut le voir dans l'équation (2.5b), le modèle idéal a trois paramètres à trouver : I_{ph} , I_{sat} et n . Par conséquent, ce modèle est également appelé le modèle 3-p (à trois paramètres) comme le montre le tableau 2.1.

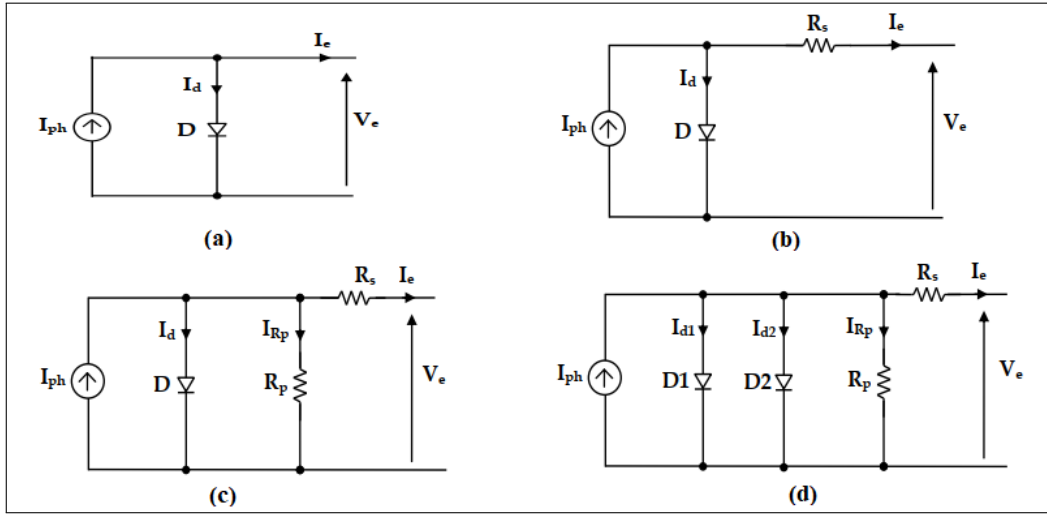


Figure 2.2 – (a) Modèle idéal à une diode, (b) Modèle R_s à une diode, (c) Modèle R_p à une diode, (d) Modèle à deux diodes.

Table 2.1 – Paramètres des différents modèles d'une cellule PV.

Modèles	no. de paramètres	Paramètres	Signification des paramètres
Modèle idéal à une diode	3	I_{ph}, I_{sat1}, n	I_{ph} , photo-courant
Modèle R_s à une diode	4	$I_{ph}, I_{sat1}, n_1, R_s$	I_{sat1} , courant de saturation inverse de la première diode
Modèle R_p à une diode	5	$I_{ph}, I_{sat1}, n_1, R_s, R_p$	I_{sat2} , courant de saturation inverse de la deuxième diode
Modèle à deux diodes	7	$I_{ph}, I_{sat1}, I_{sat2}, n_1, n_2, R_s, R_p$	n_1 , facteur d'idéalité de la première diode n_2 , facteur d'idéalité de la deuxième diode R_s , résistances série R_p , résistance de shunt

2.3.2 Modèle R_s à une diode

Le courant généré dans la cellule PV traverse un matériau semi-conducteur qui présente une résistivité électrique [16]. En outre, la résistance de la grille métallique, des contacts et des conducteurs de réception de courant contribuent également à la perte totale de résistance en série. Habituellement, la résistance R_s est ajoutée en série avec le modèle idéal de cellule PV pour représenter ces pertes en série (voir la figure 2.3(b)) [17].

Dans ce cas, le courant généré par la cellule est donné par l'équation suivante :

$$I_e = I_{ph} - I_D \quad (2.6a)$$

$$I_e = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{V_e + I_e R_s}{nV_T} - 1 \right) \right) \quad (2.6b)$$

À partir de l'équation (2.6b), on peut voir qu'il y a maintenant quatre paramètres inconnus : I_{ph} , I_{sat} , n et R_s . Par conséquent, ce modèle est appelé le modèle 4-p.

2.3.3 Modèle R_p à une diode

Le courant de fuite au bord de la cellule solaire et tout court-circuit de la jonction P-N sont modélisés par la résistance shunt R_p ¹.

En se basant sur le circuit de la figure 2.3(c), le courant généré par la cellule est donné par l'équation suivante :

$$I_e = I_{ph} - I_D - I_{R_p} \quad (2.7a)$$

$$I_{R_p} = \frac{V_e + R_s I_e}{R_p} \quad (2.7b)$$

$$I_e = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{V_e + I_e R_s}{nV_T} - 1 \right) \right) - \frac{V_e + R_s I_e}{R_p} \quad (2.7c)$$

Puisqu'il y a cinq paramètres inconnus dans ce modèle, on l'appelle le modèle 5-p.

2.3.4 Modèle à deux diodes

Les caractéristiques électriques de la cellule PV peuvent être représentées plus précisément par deux diodes de *Shockley* en parallèle avec la source de courant, la résistance série et la résistance parallèle associées. L'équation du circuit équivalent du modèle à deux diodes est donnée par :

$$I_e = I_{ph} - I_{D_1} - I_{D_2} - I_{R_p} \quad (2.8a)$$

$$I_e = I_{ph} - I_{sat_1} \left(\exp \left(\frac{V_e + I_e R_s}{n_1 V_T} - 1 \right) \right) - I_{sat_2} \left(\exp \left(\frac{V_e + I_e R_s}{n_2 V_T} - 1 \right) \right) - \frac{V_e + R_s I_e}{R_p} \quad (2.8b)$$

À partir du tableau 2.1, nous pouvons voir que dans le modèle à deux diodes, le nombre de paramètres est passé à sept (modèle 7-p).

2.4 Courbes caractéristiques d'une cellule PV

La figure 2.3 illustre les caractéristiques d'une cellule PV à base de silicium pour un éclairage et une température donnés.

1. La Résistance parallèle R_p est très grande par rapport à la résistance série R_s . Les deux peuvent réduire le facteur de forme FF [18]

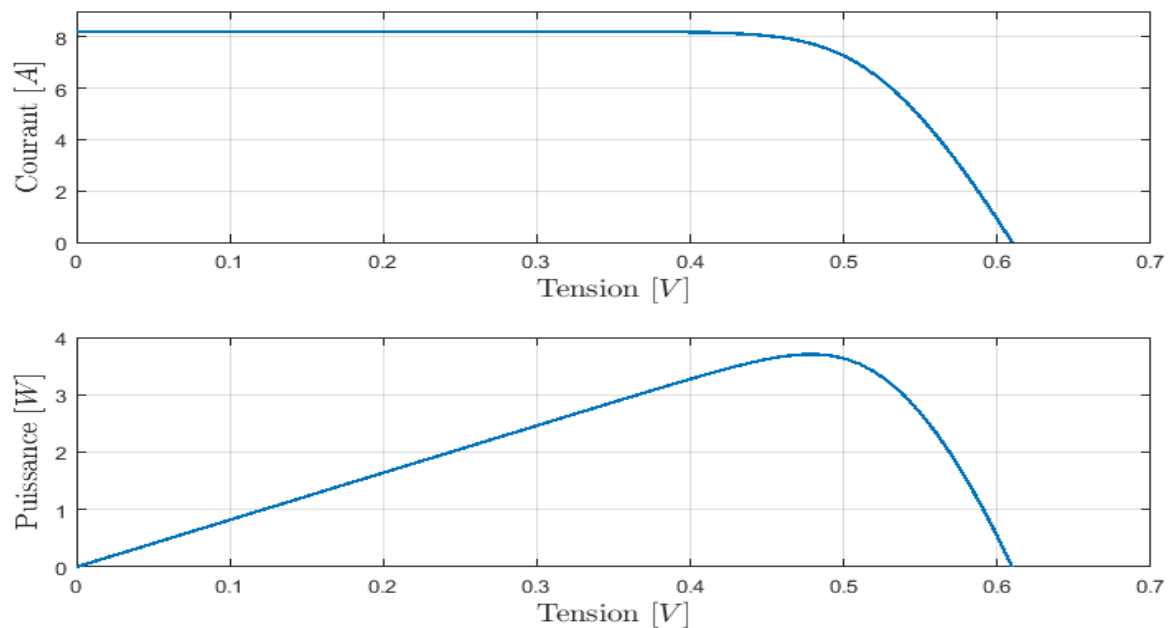


Figure 2.3 – Caractéristiques $I - V$ et $P - V$ d'une cellule PV .

On remarque que la cellule PV présente une caractéristique $I - V$ non linéaire allant du point de fonctionnement extrême correspondant au courant de court-circuit I_{cc} vers un autre point extrême correspondant à la tension en circuit ouvert V_{co} tout en passant par le point de fonctionnement souhaité (optimal) qui est le Point de Puissance Maximale (PPM) [19]. Trois modes de fonctionnement de la cellule PV peuvent être distingués en regardant sa caractéristique $I - V$:

- **Mode 1 : Générateur de courant** - Si la tension est inférieure à $0,4 V$, la cellule se comporte comme générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'irradiation G . Le fonctionnement de la cellule dans cette zone donne des puissances faibles, des courants élevés et des tensions faibles ;
- **Mode 2 : Générateur de tension** - Si le courant est inférieur à $6 A$, la cellule se comporte comme générateur de tension V_{co} proportionnel à la température T . Le fonctionnement de la cellule dans cette zone donne des puissances faibles, des courants faibles et des tensions élevées,
- **Mode 3 : PPM** - Entre les deux limites précédentes, la cellule fonctionne dans son point de fonctionnement optimal PPM . Le fonctionnement de la cellule dans cette zone donne des puissances élevées à valeurs de courant et tension modérées permettant ainsi d'exploiter au mieux le gisement solaire.

2.5 Calcul des paramètres du modèle

La fiche technique du panneau PV fournie par le fabricant contient généralement les paramètres électriques et thermiques indiqués dans le tableau 2.2.

Table 2.2 – Paramètres électriques et thermiques disponibles sur la fiche technique du fabricant.

Paramètres	Symbole (unité)
Paramètres électriques	
Puissance nominale maximale	P_{max} (W)
Courant nominal	I_{MPP} (A)
Tension nominale	V_{MPP} (V)
Courant de court-circuit	I_{cc} (A)
Tension en circuit ouvert	V_{co} (V)
Paramètres thermiques	
Température de fonctionnement normal de la cellule	$NOCT$ ($^{\circ}C$)
Coefficient de variation du I_{cc} en fonction de la température k_i	$A/^{\circ}C$
Coefficient de variation du V_{co} en fonction de la température k_v	$V/^{\circ}C$
Conditions d'essai standard (STC)	
Air mass	$AM = 1.5$
Irradiation	$G = 1000$ W/m ²
Température de la cellule	$T_{cellule} = 25$ $^{\circ}C$

Cependant, Certains paramètres ne peuvent pas être trouvés dans ces fiches, comme le photo-courant, le courant de saturation de la diode De plus, les paramètres du modèle change en fonction des conditions météorologiques. Par conséquent, nous rappelons ci-après, les paramètres les plus importants du modèle *PV* et leur variation en fonction de la température et de l'irradiation.

2.5.1 Courant de court-circuit I_{cc}

L'expression du courant de court-circuit la plus réponde est donnée pour une température quelconque T et une irradiation solaire quelconque G comme suit :

$$I_{cc} = I_{cc,ref} + (1 + k_i(T - T_{ref})) \quad (2.9)$$

Où :

- $I_{cc,ref}$: courant de court-circuit aux conditions de référence,
- T_{ref} : température de référence de la cellule en Kelvin ($T_{ref} = 278$ $^{\circ}K$),
- k_i : coefficient de température du courant de court-circuit.

2.5.2 Photo-courant I_{ph}

L'expression du photo-courant est donnée par :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} I_{cc} \quad (2.10)$$

Où G_{ref} est la valeur nominale de l'ensoleillement ($G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$).

Dans les conditions météorologiques de référence, ces deux courants sont égaux :

$$I_{cc,ref} = I_{ph,ref} \quad (2.11)$$

Où $I_{cc,ref}$ est le courant de court-circuit aux conditions de référence.

2.5.3 Tension de circuit-ouvert V_{co}

C'est la tension V_{co} pour laquelle le courant débité par le générateur PV est nul (tension maximale du GPV). Elle est donnée en fonction de la température :

$$V_{co} = V_{co,ref} + k_v(T - T_{ref}) - R_s(I_{cc} - I_{cc,ref}) \quad (2.12)$$

Où :

- $V_{co,ref}$: tension du circuit ouvert aux conditions de référence,
- k_v : coefficient de température du courant de court-circuit.

2.5.4 Courant de saturation de la diode I_{sat}

Le courant de saturation de la diode I_{sat} dépend de la valeur de la température. Pour la température de référence T_{ref} , nous avons :

$$I_{sat,ref} = \frac{I_{cc,ref}}{\exp\left(\frac{V_{co,ref}}{nV_{T,ref}}\right) - 1} \quad (2.13)$$

Où $V_{co,ref}$ est la tension du circuit ouvert aux conditions de référence et $V_{T,ref}$ est la tension thermique à la température de référence, donnée par :

$$V_{T,ref} = \frac{K_B T_{ref}}{q} \quad (2.14)$$

Pour une température quelconque T , le courant de saturation peut être calculé par l'expression suivante :

$$I_{sat} = I_{sat,ref} \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{n}} \exp\left(\frac{-qE_g}{nK_B} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right) \quad (2.15)$$

Où E_g est l'énergie de la bande de gap.

2.5.5 Résistance série R_s

La résistance série R_s influe directement sur la pente de la caractéristique courant-tension $I - V$ dans la région proche de la tension en circuit ouvert V_{co} . L'équation de la résistance série R_s est déterminée en différenciant l'équation (2.6b) [20].

$$dI_e = 0 - I_{sat} \left(\frac{dV_e + R_s dI_e}{nV_T} \right) \exp \left(\frac{V_e + R_s I_e}{nV_T} \right) \quad (2.16)$$

ce qui donne :

$$R_s = - \frac{dV_e}{dI_e} - \frac{nV_T}{I_{sat} \exp \left(\frac{V_e + R_s I_e}{nV_T} \right)} \quad (2.17)$$

Au voisinage de V_{co} sur la courbe de la caractéristique $I - V$, on a :

$$R_s = - \left. \frac{dV_e}{dI_e} \right|_{V_{co}} - \frac{nV_T}{I_{sat} \exp \left(\frac{V_{co}}{nV_T} \right)} \quad (2.18)$$

$\left. \frac{dV_e}{dI_e} \right|_{V_{co}}$ représente la pente de la caractéristique $I - V$, calculée dans la région proche de V_{co} . En utilisant les courbes publiées par le constructeur dans la fiche technique puis on la divise par le nombre de cellules mises en série N_s .

2.5.6 Facteur d'idéalité n

Le facteur d'idéalité n est un paramètre important qui décrit comment les caractéristiques de la diode suivent fidèlement l'équation de la diode idéale [21]. Généralement, pour les cellules photovoltaïques au silicium, la valeur du facteur d'idéalité est comprise entre 1 et 2, et on suppose généralement que le facteur d'idéalité est indépendant de l'éclairement et de la température, c'est-à-dire qu'il reste constant.

2.6 Modélisation d'un générateur PV (GPV)

L'équation de base (2.6b) de la cellule PV élémentaire ne représente pas la caractéristique $I - V$ d'un GPV. Le GPV est un regroupement d'un grand nombre de cellules élémentaires, connectées dans différentes topologies. Trois types de structure d'interconnexion utilisés, à savoir série-parallèle, Total Cross Tied, et Bridge Linked. La Figure 2.4 illustre ces différentes configurations pour un module PV 2×6 [22].

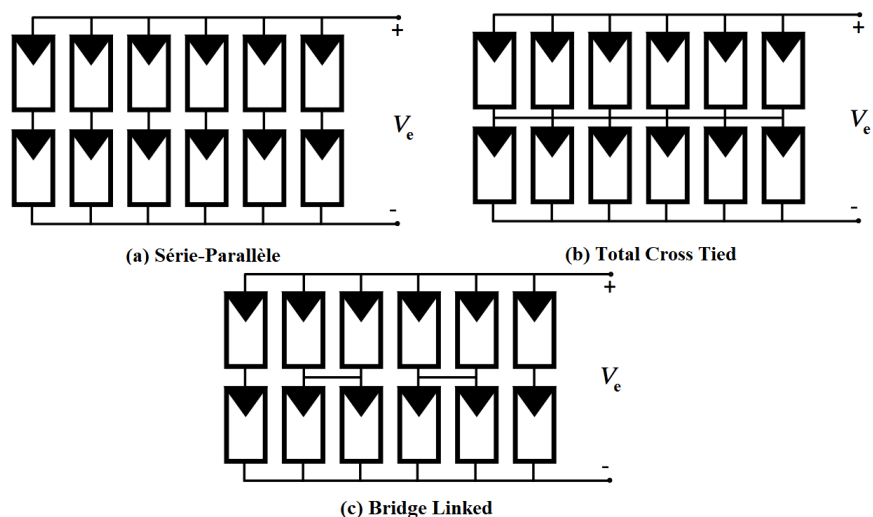


Figure 2.4 – Configuration de connexion des cellules PV.

Dans le cadre de notre mémoire de fin d'étude, nous allons s'intéresser à la configuration série-parallèle donnée dans la Figure 2.5.

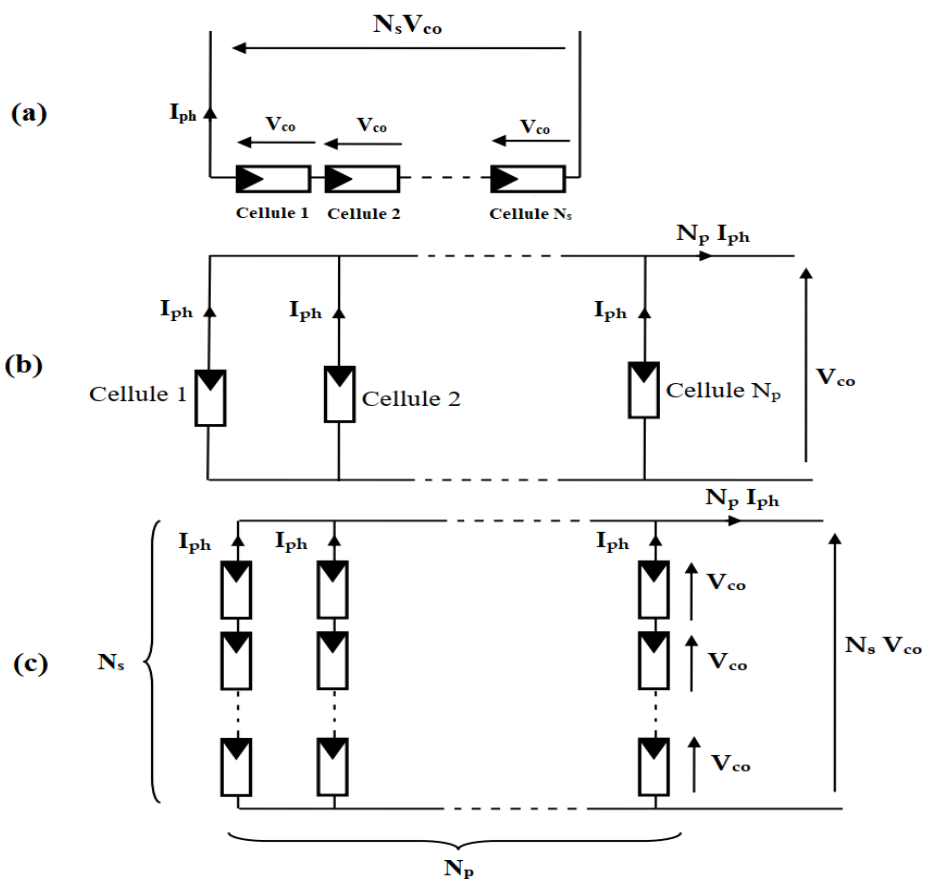


Figure 2.5 – (a) Association de N_s cellules en série, (b) Association de N_p cellules en parallèle, (c) Association série-parallèle des cellules.

D'après la figure 2.5, on constate que l'association série des cellules permet d'augmenter la tension du GPV (Figure 2.6(a)), l'association parallèle permet

d'augmenter le courant du *GPV* (Figure 2.6(b)) et l'association série-parallèle permet d'augmenter la tension et le courant comme le montre la figure 2.6(c).

À partir de l'équation (2.6b) et de la figure 2.5, la relation entre le courant et la tension dans un générateur *PV*, constitué de N_s cellules connectées en série et de N_p cellules connectées en parallèle est donnée par l'équation suivante :

$$I_e = N_p I_{ph} - N_p I_{sat} \left(\exp \left(\frac{V_e + \frac{N_p}{N_s} I_e R_s}{n V_T} \right) - 1 \right) \quad (2.19)$$

2.7 Pertes "Mismatches" dans les modules *PV*

Les pertes mismatches sont un problème sérieux dans les installations *PV*, car elles conduisent à une baisse de la puissance des panneaux *PV*. Les causes de ces pertes peuvent être réparties en deux catégories : mismatch de fabrication (tolérance de fabrication) appelée aussi "mismatch statique" et mismatch environnemental (l'éclairement, l'ombre,...) appelées aussi "mismatch dynamique" [23]. Dans le cadre de notre mémoire, nous allons nous intéresser particulièrement au "mismatch environnemental".

Le Mismatch environnemental est causé par le changement de niveau d'irradiation, appelé l'ombrage partiel. Les sources d'ombrage partiel peuvent être divisées en sources faciles à prédire (arbres, bâtiments) et sources difficiles à prédire (nuages, salissure et la neige). Les pertes causées par l'ombrage partiel réduisent le rendement énergétique annuel de 5% à 10% dans le *PV* intégré au bâtiment et de 3% à 6% dans le photovoltaïque terrestre.

Pour illustrer l'influence de l'ombrage partiel, on considère trois modules *PV* avec des caractéristiques différentes mais avec des puissances nominales similaires (indiquées dans la fiche technique du constructeur) (voir la figure 2.6(a)). Si les pertes de mismatch ne se produisaient pas pendant l'interconnexion des modules, on s'attendrait à ce que le panneau délivre une puissance maximale de 568.8 *W*.

Cependant, lorsque le "module 3" est soumis à une teinte de 60%, sa puissance de sortie maximale est réduit à 82.5 *W* comme le montre la figure 2.6(b). Dans ce scénario, la puissance théorique maximale délivrée par le panneau atteint 453 *W*. Cette valeur sera appelée le cas idéal dans les paragraphes suivants.

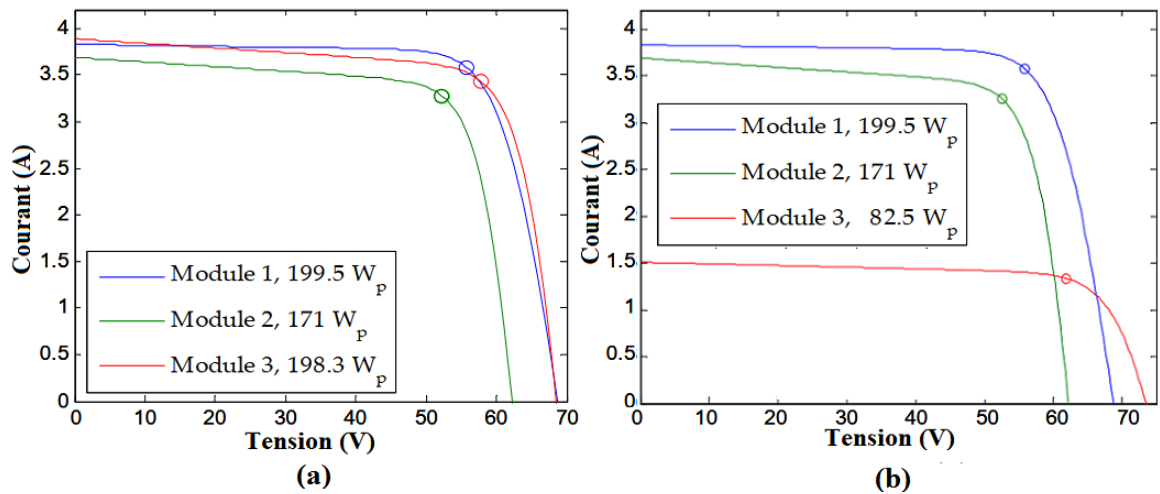


Figure 2.6 – Caractéristiques $I - V$ de trois modules (a) sous irradiation uniforme, (b) sous ombrage partiel.

2.7.1 Connexion série des modules sous ombrage partiel

Dans le cas des modules connectés en série, les multi-pic sont clairement visibles sur la figure 2.7(a).

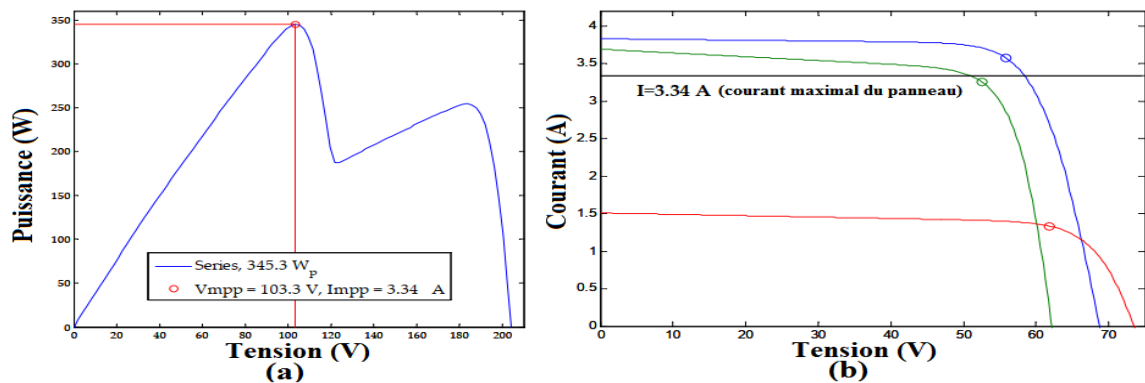


Figure 2.7 – (a) Caractéristique $P - V$ des modules connectés en série, (b) Caractéristique $I - V$ des modules individuels.

La présence de ces pics est due au fonctionnement de la diode bypass dans le module 3. Les diodes deviennent actives lorsque le courant string est supérieur au courant que le module ombré peut fournir.

La puissance maximale extraite du panneau PV est de $345.3 W$, soit 24% de moins que la puissance idéale. Les valeurs de courant et de tension au MPP sont dispersées : la tension de puissance maximale varie de 62 à 73 V tandis que le courant varie entre 1.5 et 3.7 A.

2.7.2 Connexion parallèle des modules sous ombrage partiel

Dans le scénario connexion parallèle, l'effet de l'ombre sur le panneau est beaucoup moins visible. Le phénomène multi-pic est imperceptible comme le montre la figure 2.8(a).

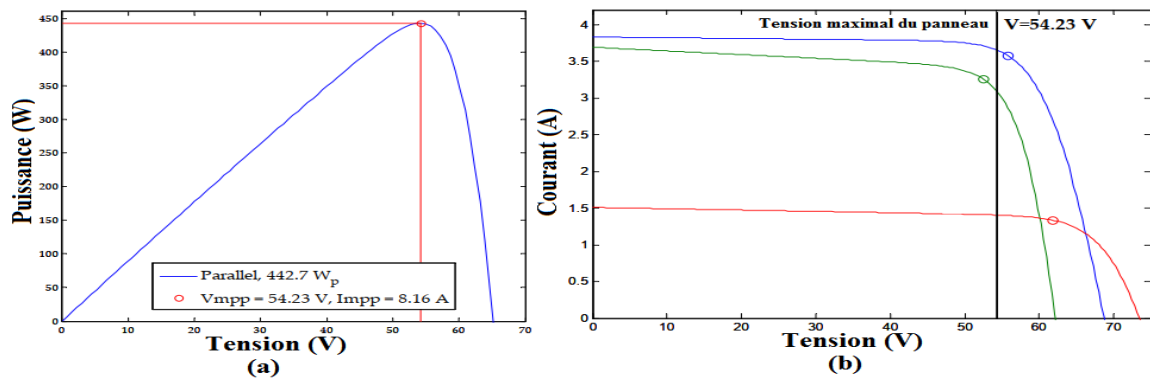


Figure 2.8 – (a) Caractéristique $P - V$ des modules connectés en parallèle, (b) Caractéristique $I - V$ des modules individuels.

La puissance maximale extractible s'élève à 442.7 W, ce qui entraîne une réduction de puissance de 2% par rapport au boîtier idéal. Cela est dû à une dispersion plus faible des valeurs de tension PPM comme on peut le voir sur la figure 2.8(b).

2.8 Dispositif de protection des cellules PV

Lorsque le panneau fonctionne dans des conditions mismatch en raison des facteurs externes (ombrage) ou internes (tolérances de fabrication), des dispositifs clés sont implantés dans les modules pour protéger les cellules PV contre la dégradation des performances électriques due à une surintensité [24].

D'autres dispositifs sont utilisés pour protéger les modules PV contre l'absorption de courant provenant d'autres sources d'énergie. Ils sont appelés dispositifs de protection anti-retour.

2.8.1 Protection contre les surintensités

Au sein d'une série, une cellule qui est partiellement ou entièrement ombragée va forcer cette dernière à travailler dans le quadrant $Q3$ (voir la figure 2.9), c'est-à-dire inverser la polarité de la tension de l'élément et de l'élever à la tension de claquage de la jonction. La puissance absorbée par les cellules à l'ombre dépasse très nettement la puissance normalement dissipée et provoque des points chauds (Hot spots), donc doit être protégé pour ne pas devenir récepteur et s'endommager irrémédiablement.

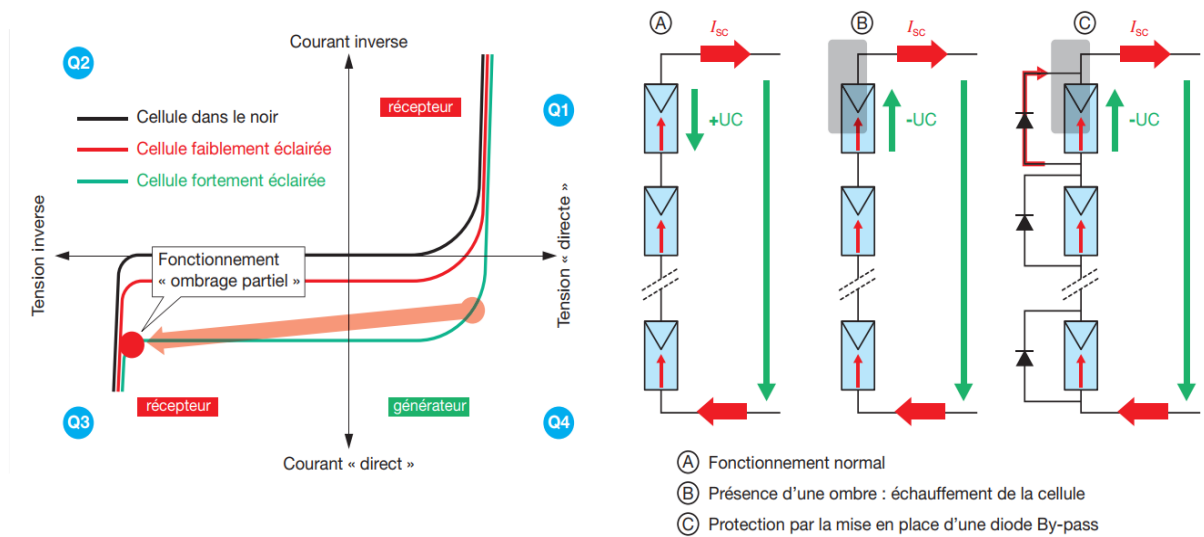


Figure 2.9 – Protection d'un générateur PV par la diode By-pass.

Des diodes By-pass sont donc placées en parallèle sur chacun des cellules du module pour éviter la surtension inverse ainsi que les points chauds liés à cet ombrage et permettant aux autres cellules non ombrées de la chaîne de générer leur courant normal.

2.8.2 Protection contre le courant anti-retour

Lorsque les panneaux solaires se trouvent dans l'obscurité, pendant la nuit par exemple, la tension de la batterie dépasse la tension délivrée par les panneaux solaires, le courant va circuler alors de la batterie vers les panneaux solaires, si on ne mettait pas une diode anti-retour qui bloquerait le passage du courant dans la direction des panneaux on risque alors de les endommager (Figure 2.10).

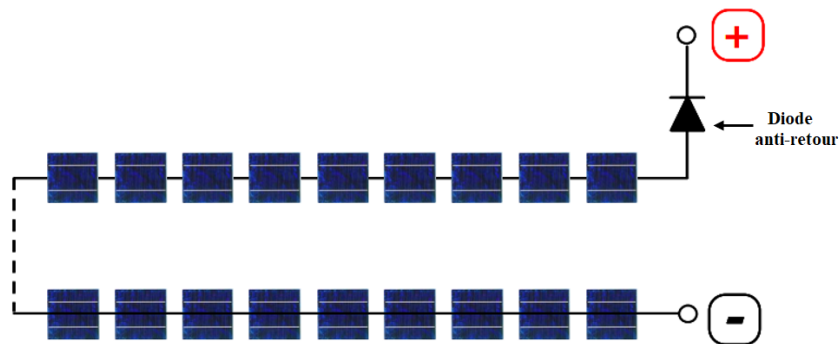


Figure 2.10 – Protection d'un générateur PV par la diode anti-retour.

Cette diode a en fait le rôle d'une valve qui évite la décharge de la batterie dans les panneaux solaires lorsque la lumière est faible.

2.9 Module PV Kyocera KC 200GT

2.9.1 Description du module

Le module *KC 200GT* est constitué de 54 cellules mono-cristallines connectées en série [25]. Le tableau 2.3 résume les caractéristiques électriques et mécaniques de ce module PV fournies par le constructeur. On rappelle que ces paramètres sont donnés pour les conditions de référence, à savoir $G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T_{ref} = 298 \text{ °K}$.

2.9.2 Caractéristiques électriques et mécaniques du module

Table 2.3 – Spécification du module PV KC 200GT.

Paramètres	Valeur (unité)
Paramètres électriques	
Puissance maximale P_{max}	200 W
Tension au point de puissance maximale V_{MPP}	26.3 V
Courant au point de puissance maximale I_{MPP}	7.61 A
Courant de court-circuit I_{cc}	8.21 A
Tension en circuit ouvert V_{co}	32.9 V
Paramètres thermiques	
Coefficient de variation du I_{cc} en fonction de la température k_i	$-1.23 \times 10^{-1} \text{ V/°C}$
Coefficient de variation de tension du V_{co} en fonction de la température k_v	$3.18 \times 10^{-3} \text{ A/°C}$
Paramètres mécaniques	
Longueur	1425 mm
Largeur	990 mm
Hauteur	36 mm
Poids	18.5 Kg

2.9.3 Simulation du module KC 200GT

Le modèle choisi pour la simulation du module PV est celui décrit par l'équation (2.19) avec $N_p = 1$ et $N_s = 54$.

2.9.3.1 Influence de la température

La figure 2.11 illustrent la variation des caractéristiques $I - V$ et $P - V$ en fonction de la température, lorsque l'éclairement est constant ($G = G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$).

Cette figure montre que la valeur de la tension du circuit-ouvert du module est considérablement influencé par le changement de température, tandis que le courant de court-circuit reste approximativement constante.

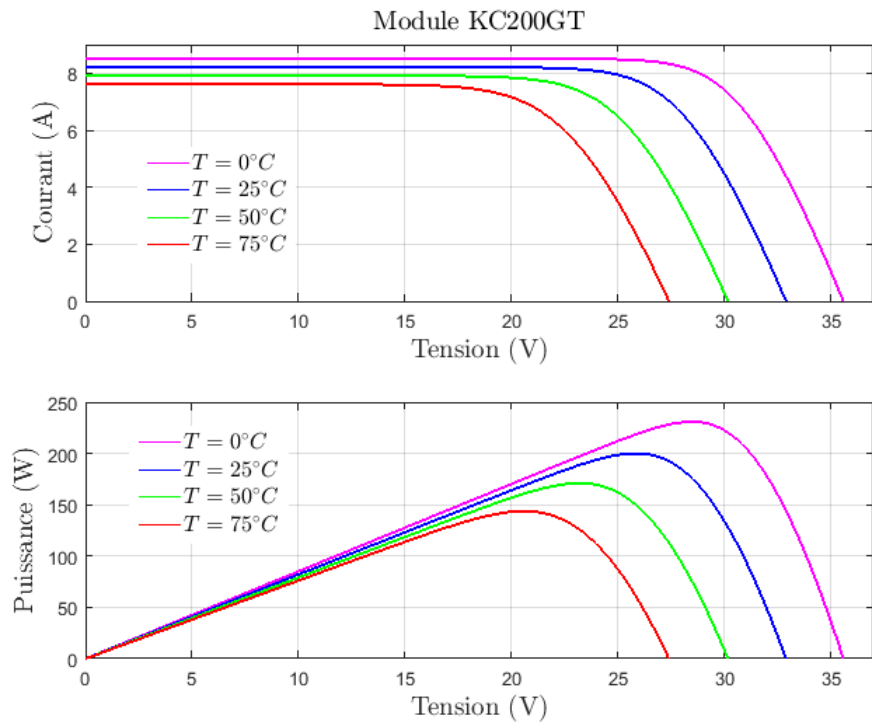


Figure 2.11 – Caractéristique $I - V$ et $P - V$ du module *KC 200GT* pour différentes valeurs de température.

2.9.3.2 Influence de l'éclairement

Maintenant nous allons s'intéresser à la variation des caractéristiques $I - V$ et $P - V$ en fonction de l'éclairement G , sachant que la température est constante ($T = T_{ref} = 25^\circ C$).

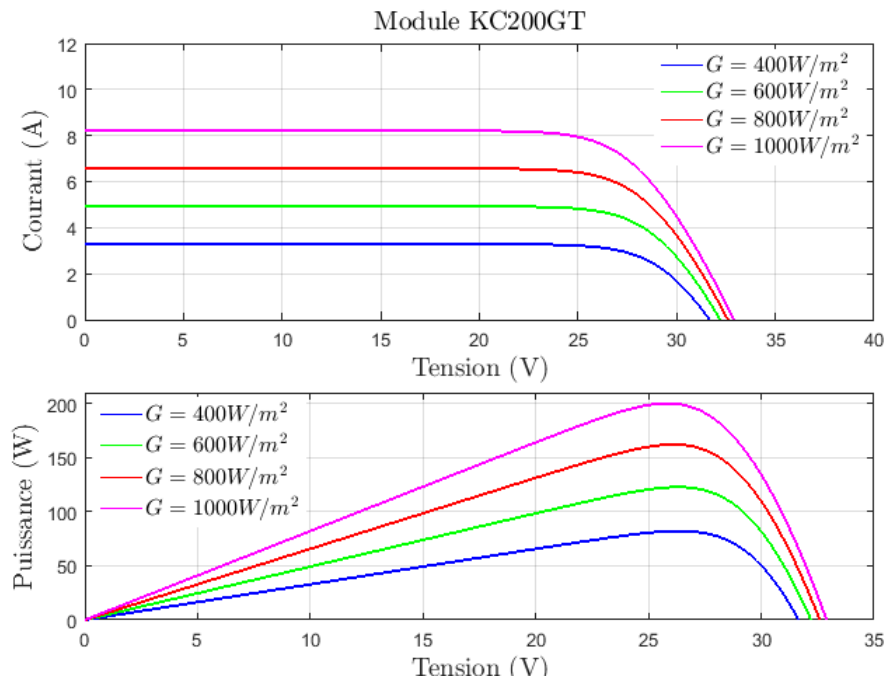


Figure 2.12 – Caractéristique $I - V$ et $P - V$ de module *KC 200GT* pour différentes valeurs d'éclairement.

La figure 2.12 montre que la valeur du courant de court-circuit du module est considérablement influencé par le changement de l'éclairement (proportionnelle), tandis que la tension du circuit ouvert du module reste approximativement constante. Par conséquent la puissance maximale du module PV est pratiquement proportionnelle à l'éclairement, et les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension.

2.9.4 Module *KC 200GT* connecté directement à une charge

On connecte maintenant le générateur PV directement à une charge $R = 1.7 \Omega$. On suppose que la température est constante ($T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$) et que l'éclairement est variable. Le profil de variation de l'irradiation en fonction du temps est donné sur la figure 2.13.

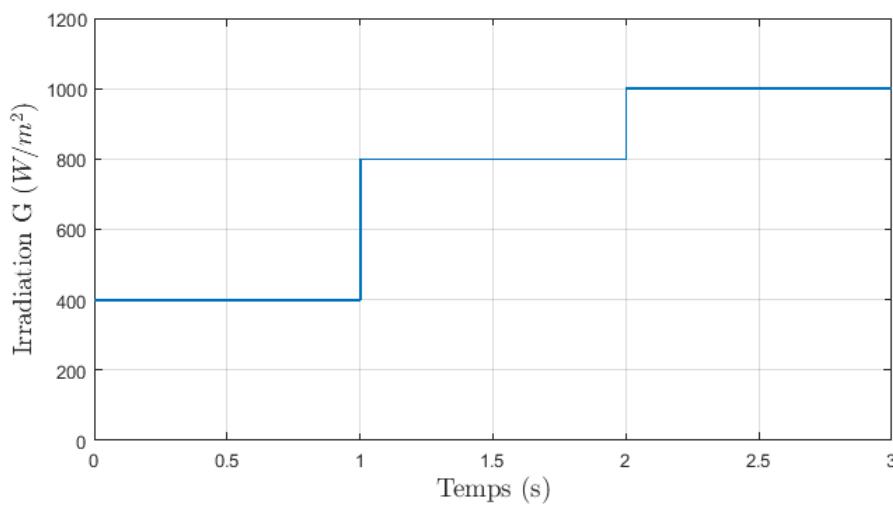


Figure 2.13 – Variation de l'irradiation G en fonction du temps.

La variation de la puissance du générateur PV en fonction du temps est donnée sur la figure 2.14.

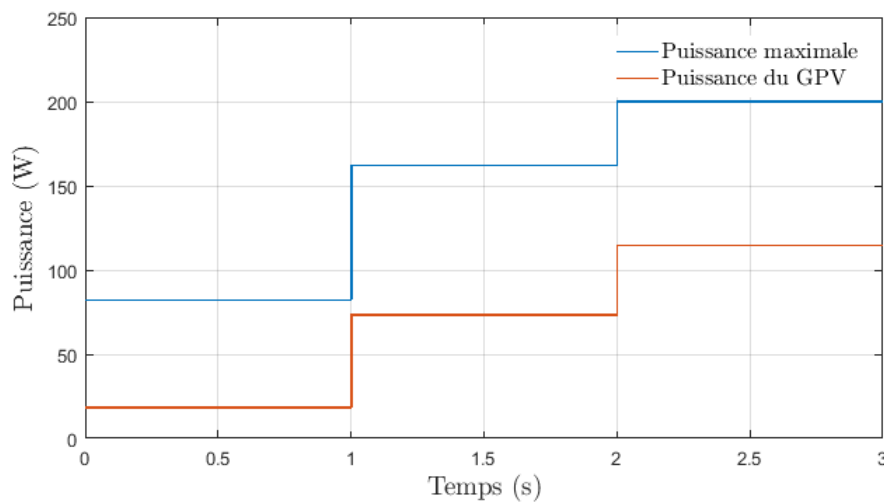


Figure 2.14 – Puissance du générateur PV connecté directement à une charge.

- **Discussion des résultats**

D'après le résultat obtenu sur la figure 2.14, on remarque que :

- la puissance du *GPV* est inférieure à la puissance maximale qu'il peut générer à chaque valeur de l'irradiation,
- Le générateur *PV* connecté directement à la charge ne fonctionne pas dans son point de fonctionnement optimal *PPM* et donc le gisement solaire n'est pas bien exploité.

2.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons d'abord présenté quelques modèles de cellules *PV* qui existent dans la littérature. Le modèle réel R_s qui n'utilise qu'une seule diode a été choisi pour être utilisé dans le cadre de notre mémoire. Les équations permettant le calcul des paramètres du modèle, dans différentes conditions atmosphériques, ont été ensuite rappelées. Après, les pertes "mismatches", ainsi que les dispositifs de protection dans les panneaux *PV* ont été détaillées.

Enfin, nous avons simulé le module *KC 200GT* pour différentes valeurs de températures et d'irradiations. Ce générateur a été connecté directement à une charge résistivité. On a conclu que le *GPV* ne fonctionne pas dans son point de fonctionnement optimal ce qui nécessite de mettre un étage d'adaptation, entre le générateur *PV* et la charge, qui aura pour rôle de faire fonctionner le *GPV* à son *PPM* pour n'importe quelle condition de température ou bien d'irradiation. C'est les convertisseurs continu/continu (*DC/DC*) qui assurent cette tâche. Ils feront l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE 3

COMMANDE *MPPT* DES SYSTÈMES *PV* SOUS IRRADIATION UNIFORME

3.1 Introduction

Contrairement aux sources de tension ou de courant, les modules *PV* ne peuvent pas imposer une valeur de tension ou du courant à leurs bornes, en raison de leur forte dépendance au rayonnement solaire et à la température. Afin d'éviter une perte d'énergie et d'assurer un fonctionnement avec le meilleur rendement (étant donné un rayonnement solaire et une température), le *PPM* doit être atteint comme point de fonctionnement.

Pour assurer le fonctionnement des systèmes *PV* sur le *PPM*, des circuits spécifiques nommés "suivi du point maximal de puissance" (*MPPT*) sont utilisés [26]. Dans la plupart des applications, un *MPPT* est obtenu grâce à un convertisseur *DC – DC* (Hardware), un algorithme de suivi (Software) et des capteurs externes (généralement tension et courant) comme le montre la Figure 3.1.

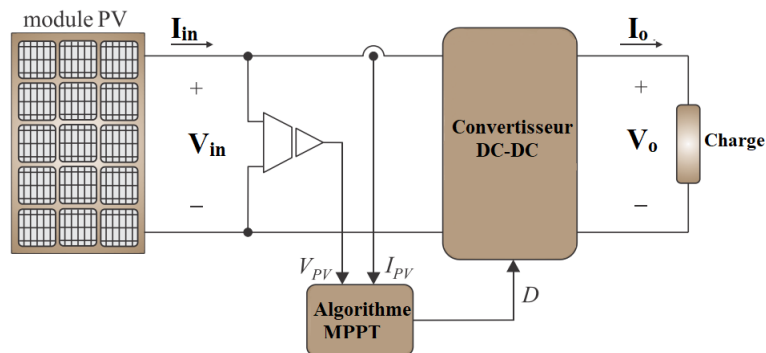


Figure 3.1 – Système *MPPT*.

Il est important de souligner que, même lorsque des convertisseurs *DC – DC* hautes

performances et des algorithmes de suivi précis sont utilisés, l'efficacité du suivi n'est pas garantie, car en pratique elle dépend également de :

- Type de charge connectée aux bornes de sortie PV ,
- Fonction du convertisseur $DC - DC$.

3.2 Ligne de charge

La charge d'un GPV peut être dynamique ou statique. La charge dynamique a des caractéristiques variables sur toute la plage de fonctionnement, tandis que la charge statique a une caractéristique stable sur toute la plage de fonctionnement. La charge résistive a des caractéristiques statiques et linéaires sur toute la plage de fonctionnement [27].

Considérant un module PV connecté à une charge externe R_o avec une interface de puissance (convertisseur $DC - DC$). Lorsque R_o passe de zéro (court-circuit) à l'infini (circuit ouvert), la caractéristique $I - V$ pour la charge résistive est une ligne droite commençant à l'origine avec une pente de $\frac{1}{R_o}$. Le système fonctionnera à l'intersection de la courbe $I - V$ et de la ligne de charge qui peut être proche du PPM ou loin comme le montre la figure 3.2. Selon le théorème de transfert de puissance maximale, on peut dire $R_o = R_{in}$ [28].

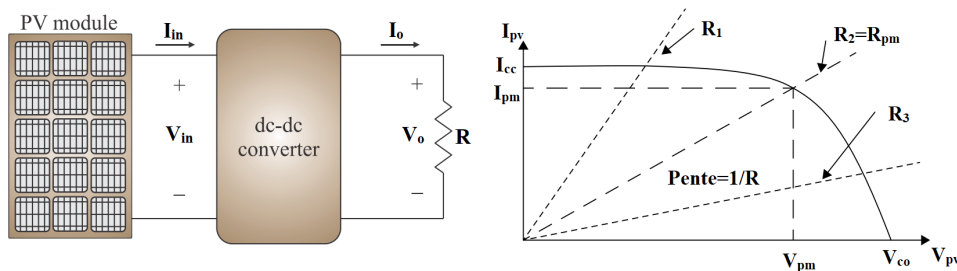


Figure 3.2 – Points de fonctionnement du système PV à charge variable.

Si la ligne de charge coupe la courbe caractéristique PV au PPM , alors la puissance maximale peut être transférée à la charge. La valeur de cette charge résistive serait donnée par :

$$R_{pm} = \frac{V_{pm}}{I_{pm}} \quad (3.1)$$

Ainsi, le but de l'interface de puissance est le suivant : quelle que soit les conditions environnementales ou la valeur de R_o , l'entrée de contrôle D ("Duty cycle" ou rapport cyclique) doit en conséquence changer de manière à ce que le R_{in} soit rendu toujours égal à R_{pm} . Dans un tel cas, la ligne de charge sera fixée à l'intersection avec le PPM [29].

3.3 Convertisseurs continu – continu (DC/DC)

Les convertisseurs du type continu-continu, appelés aussi hacheurs, permettent de contrôler la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. Ils se composent de condensateurs, d'inductances et des transistors *MOSFET* (les commutations doivent être commandées au blocage et à l'amorçage). Dans ce qui suit, on notera D le rapport cyclique des impulsions qui commandent le transistor et T_c la période des impulsions.

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante f_c avec :

- Un temps de fermeture égale à $t_{on} = DT_c$: $[0, DT_c]$
- Un temps de d'ouverture égale à $t_{off} = (1 - D)T_c$: $[DT_c, T_c]$

3.3.1 Convertisseur Buck

Il s'agit d'un convertisseur dont la tension de sortie est inférieure à la tension d'entrée et le courant de sortie est supérieur au courant d'entrée. Le schéma du circuit est représenté sur la figure 3.3(a). Le rapport de conversion est donné par l'expression suivante :

$$\frac{V_o}{V_{in}} = \frac{I_{in}}{I_o} = D \quad (3.2)$$

Où D est le rapport cyclique.

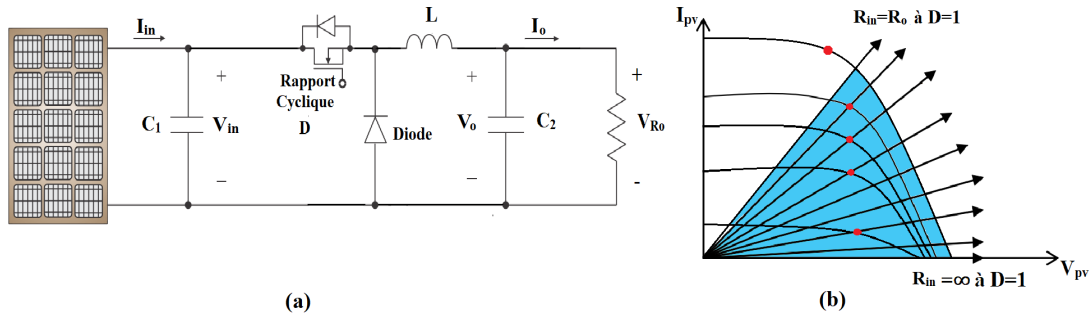


Figure 3.3 – (a) Convertisseur Buck, (b) Région de suivi pour le convertisseur Buck.

Connaissant la tension et le courant d'entrée, nous pouvons trouver la résistance d'entrée du convertisseur. Elle est donnée par :

$$R_{in} = \frac{V_{in}}{I_{in}} = \frac{(V_o/D)}{I_o D} = \frac{(V_o/I_o)}{D^2} = \frac{R_o}{D^2} \quad (3.3)$$

Théoriquement, puisque le rapport cyclique varie entre 0 et 1, R_{in} varierait donc entre ∞ et R_o respectivement. À partir de là, on peut connaître la zone dans la courbe $I - V$ dans laquelle le convertisseur peut fonctionner comme indiqué sur la figure 3.3(b).

3.3.2 Convertisseur Boost

Il s'agit d'un convertisseur dont la tension de sortie est supérieure à la tension d'entrée et le courant de sortie est inférieur au courant d'entrée. Le schéma du circuit est représenté sur la figure 3.4(a).

Le rapport de conversion est donné par l'expression suivante :

$$\frac{V_o}{V_{in}} = \frac{I_{in}}{I_o} = \frac{1}{1 - D} \quad (3.4)$$

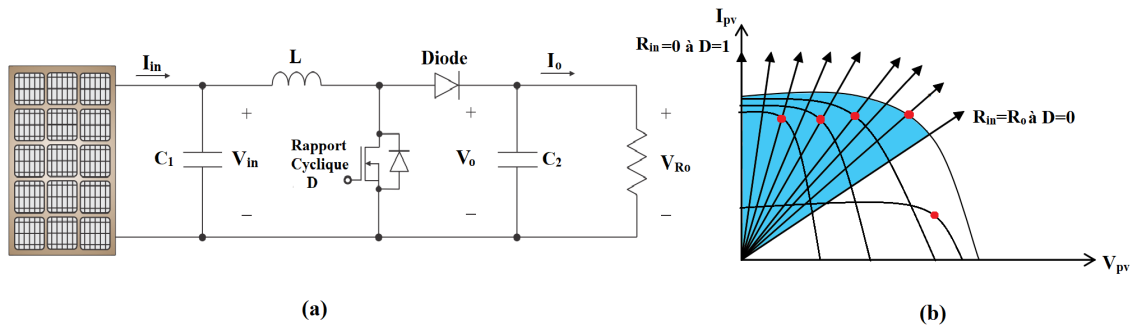


Figure 3.4 – (a) Convertisseur Boost, (b) Région de suivi pour le convertisseur Boost.

Connaissant la tension et le courant d'entrée, nous pouvons trouver la résistance d'entrée du convertisseur. Elle est donnée par :

$$R_{in} = \frac{V_{in}}{I_{in}} = \frac{V_o(1 - D)}{I_o/(1 - D)} = \left(\frac{V_o}{I_o}\right) (1 - D)^2 = R_o (1 - D)^2 \quad (3.5)$$

Ici, R_{in} varie de R_o à 0 lorsque D varie de 0 à 1 respectivement.

3.3.3 Convertisseur Buck-Boost

Comme son nom l'indique, il s'agit d'une combinaison entre le convertisseur Buck et le convertisseur Boost. Le schéma du circuit est représenté sur la figure 3.5(a).

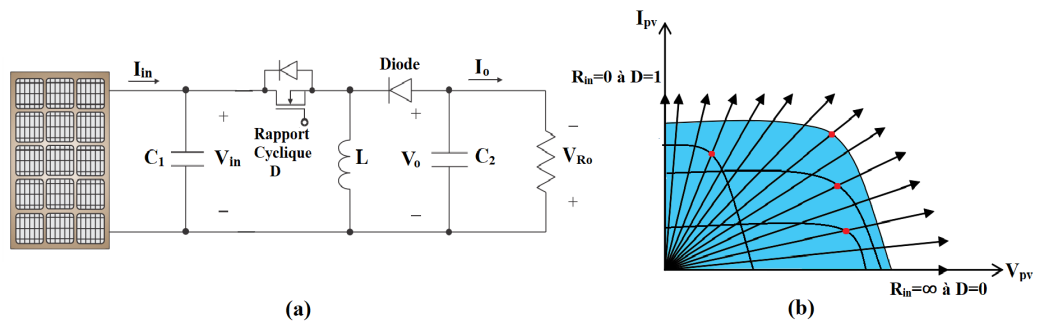


Figure 3.5 – (a) Convertisseur Buck-Boost, (b) Région de suivi pour le convertisseur Buck-Boost.

Dans ce cas, la tension de sortie peut être augmentée ou diminuée par rapport à la tension d'entrée en faisant varier le rapport cyclique.

Cela ressort clairement du rapport de conversion donné par l'expression suivante :

$$\frac{V_o}{V_{in}} = \frac{I_{in}}{I_o} = \frac{D}{1-D} \quad (3.6)$$

Connaissant la tension et le courant d'entrée, nous pouvons trouver la résistance d'entrée du convertisseur. Ceci est donné par :

$$R_{in} = \left(\frac{V_{in}}{I_{in}} \right) \left(\frac{(1-D)^2}{D^2} \right) = R_o \left(\frac{(1-D)^2}{D^2} \right) \quad (3.7)$$

R_{in} varie de 0 à ∞ , alors que D varie de 0 à 1 en conséquence.

3.3.4 Modèles dynamiques des convertisseurs DC/DC

Les modèles mathématiques des convertisseurs donnés précédemment sont résumés dans le tableau 3.1. Le modèle moyen d'un système dynamique au cours d'une période T_c est donné par : $M_m = DM_1 + (1-D)M_2$, où M_1 et M_2 représentent les modèles dynamiques lorsque l'interrupteur est fermé (transistor saturé) et ouvert (transistor bloqué), respectivement.

Table 3.1 – Modèles dynamiques des convertisseurs DC/DC.

	Buck	Boost	Buck-Boost
Interrupteur fermé	$\dot{V}_{in} = \frac{1}{C_1} I_{in} - \frac{1}{C_1} I_L$ $\dot{I}_L = \frac{1}{L} V_{in} - \frac{1}{L} V_o$ $\dot{V}_o = \frac{1}{C_2} I_L - \frac{1}{RC_2} V_o$	$\dot{V}_{in} = \frac{1}{C_1} I_{in} - \frac{1}{C_1} I_L$ $\dot{I}_L = \frac{1}{L} V_{in}$ $\dot{V}_o = -\frac{1}{RC_2} V_o$	$\dot{V}_{in} = \frac{1}{C_1} I_{in} - \frac{1}{C_1} I_L$ $\dot{I}_L = \frac{1}{L} V_{in}$ $\dot{V}_o = -\frac{1}{RC_2} V_o$
Interrupteur ouvert	$\dot{V}_{in} = \frac{1}{C_1} I_{in}$ $\dot{I}_L = -\frac{1}{L} V_o$ $\dot{V}_o = \frac{1}{C_2} I_L - \frac{1}{RC_2} V_o$	$\dot{V}_{in} = \frac{1}{C_1} I_{in} - \frac{1}{C_1} I_L$ $\dot{I}_L = \frac{1}{L} V_{in} - \frac{1}{L} V_o$ $\dot{V}_o = \frac{1}{C_2} I_L - \frac{1}{RC_2} V_o$	$\dot{V}_{in} = \frac{1}{C_1} I_{in}$ $\dot{I}_L = \frac{1}{L} V_o$ $\dot{V}_o = -\frac{1}{C_2} I_L - \frac{1}{RC_2} V_o$
Modèle moyen	$\dot{V}_{in} = \frac{1}{C_1} I_{in} - \frac{D}{C_1} I_L$ $\dot{I}_L = \frac{D}{L} V_{in} - \frac{1}{L} V_o$ $\dot{V}_o = \frac{1}{C_2} I_L - \frac{1}{RC_2} V_o$	$\dot{V}_{in} = \frac{1}{C_1} I_{in} - \frac{1}{C_1} I_L$ $\dot{I}_L = \frac{1}{L} V_{in} - \frac{1-D}{L} V_o$ $\dot{V}_o = \frac{1-D}{C_2} I_L - \frac{1}{RC_2} V_o$	$\dot{V}_{in} = \frac{1}{C_1} I_{in} - \frac{D}{C_1} I_L$ $\dot{I}_L = \frac{D}{L} V_{in} + \frac{1-D}{L} V_o$ $\dot{V}_o = -\frac{1-D}{C_2} I_L - \frac{1}{RC_2} V_o$

3.4 Poursuite du point de puissance maximale

Lorsque le rayonnement solaire ou la température changent, le point de puissance maximale se déplace sur le plan $I - V$. La technique de contrôle *MPPT* consiste à agir sur le rapport cyclique du convertisseur *DC/DC* de manière automatique pour amener le *GPV* à sa valeur optimale de fonctionnement quelles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir (variation de l'ensoleillement, de température ou de charge).

Généralement, les algorithmes *MPPT* sont classés en deux catégories :

- **Algorithmes classiques** : comme "Incrément des conductances (*IncCon*)" et "Perturbation et l'observation (*P&O*)". Ces techniques sont faciles à mettre en œuvre en raison de leur moindre complexité dans l'algorithme. Ils sont efficaces pour des conditions d'irradiation uniformes car le *PV* ne générera qu'un seul *MPP* dans ces conditions. Ces algorithmes seront rappelés dans la suite de ce chapitre.
- **Algorithmes intelligents** : basés sur l'optimisation, ils incluent l'algorithme de recherche de coucou (*CSA*), Optimisation par essaim de particules (*PSO*) et des autres algorithmes métaheuristiques. Ces méthodes peuvent rechercher le vrai *PPM* dans des conditions d'environnement dynamiques avec ombrage partiel, où le module *PV* possèdera plusieurs pics dans la courbe $P - V$. Ça fera l'objet du dernier chapitre.

3.4.1 Algorithme Perturbation et Observation (*P&O*)

Cette méthode est l'une des techniques *MPPT* les plus utilisées dans la littérature puisqu'elle est facile à mettre en œuvre dans la pratique. Cette stratégie vérifie l'évolution de la puissance (dP) sur la courbe $P - V$, puis vérifie le signe de la tension (dV). Selon la valeur obtenue, D est perturbé (augmenté ou diminué). En effet, les données de la courbe $P - V$ sont utilisées pour analyser le mouvement réel du point de fonctionnement comme suit :

$$\begin{aligned} \frac{dP}{dV} &= 0, \quad \text{à MPP} \\ \frac{dP}{dV} &> 0, \quad \text{Côté gauche du MPP} \\ \frac{dP}{dV} &< 0, \quad \text{Côté droite du MPP} \end{aligned} \tag{3.8}$$

Cette technique peut être facilement exécutée dans un environnement de micro-contrôleur avec l'utilisation de deux capteurs de tension et de courant. L'organigramme de l'algorithme est illustré à la figure 3.6.

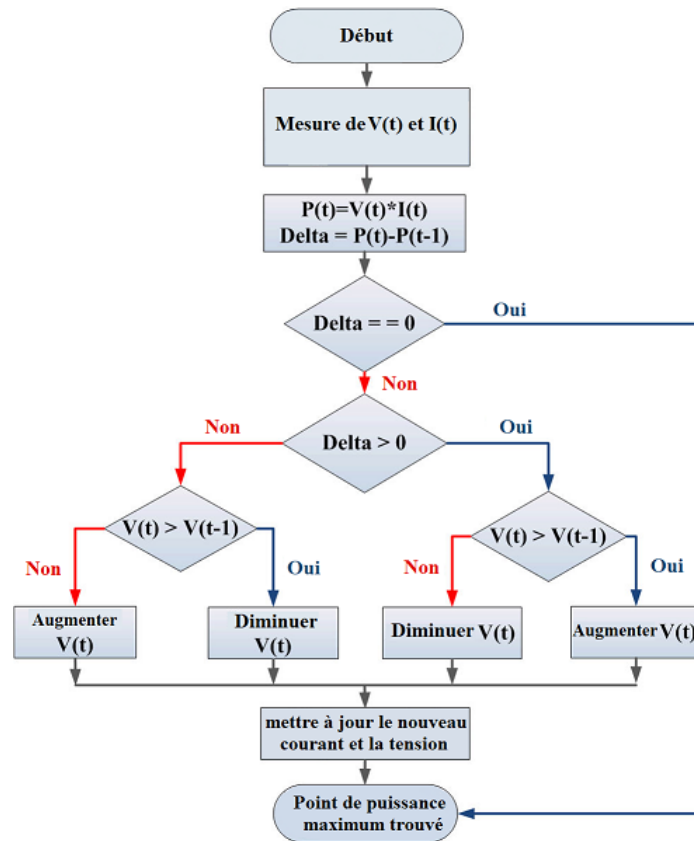


Figure 3.6 – Organigramme de l'algorithme *P&O*.

3.4.2 Incrément de la conductance (*IncCond*)

La méthode "Incrément de la conductance" (*IncCond*) est une technique qui suit la pente de la courbe de puissance. Elle est basée sur la variation de la conductance du *GPV* et son influence sur la position du point de fonctionnement. La conductance et la variation élémentaire de la conductance (incrément) du module photovoltaïque sont définies par :

$$C_o = \frac{I_o}{V_e} \implies dC_o = \frac{dI_o}{dV_e} \quad (3.9)$$

La règle de base, donnée par l'équation (3.8), est très simple : au point de puissance maximale, la pente de la courbe est nulle. Du côté droit du *PPM*, la pente est négative et du côté gauche, elle est positive.

Puisque la puissance est un produit de la tension et du courant, donc :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{dVI}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (3.10)$$

Par conséquent, les règles peuvent être modifiées comme :

$$\begin{aligned} \frac{dI}{dV} &= -\frac{I}{V}, & \text{à MPP} \\ \frac{dI}{dV} &> -\frac{I}{V}, & \text{Côté gauche du MPP} \\ \frac{dI}{dV} &< -\frac{I}{V}, & \text{Côté droite du MPP} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Ainsi, le suivi du *PPM* est accompli par la différence de conductance instantanée (I/V) et la conductance incrémentielle (dI/dV).

La figure 3.7 montre l'organigramme de base de l'algorithme [30].

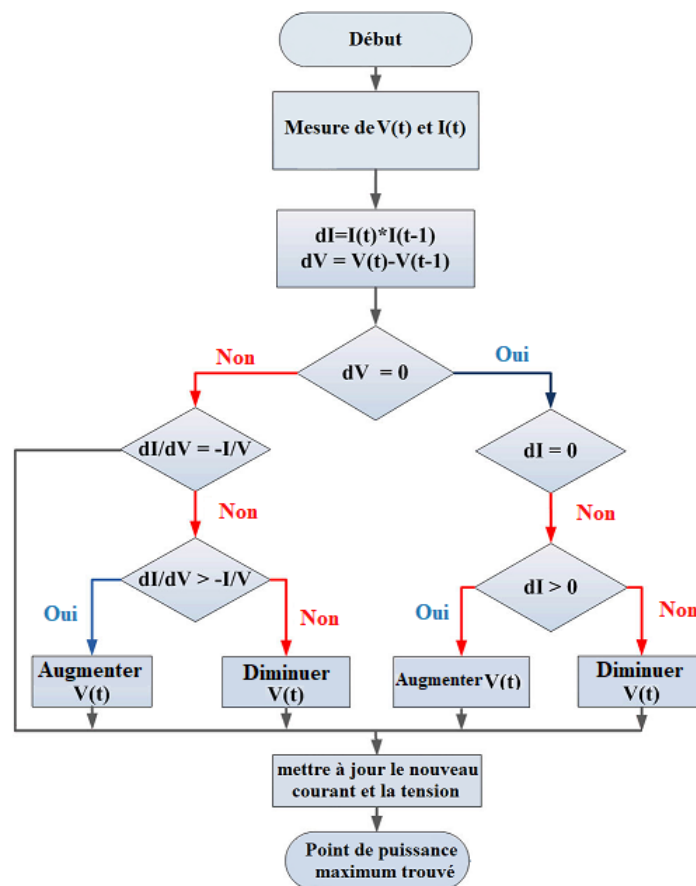


Figure 3.7 – Organigramme de l'algorithme *IncCond*.

3.4.3 Simulation des algorithmes *P&O* et *IncCon*

Dans cette section, nous allons simuler l'association du *GPV KG 200GT* avec un convertisseur Buck et un algorithme *MPPT* (*P&O* puis *IncCon*). Afin de vérifier l'efficacité de ces algorithmes, les performances du système sont testées en modifiant la valeur de l'irradiation. L'intensité lumineuse passe de $G = 1000$ (W/m^2) à $G =$

700 (W/m^2) à $t = 0.1s$ et de $G = 700$ (W/m^2) à $G = 800$ (W/m^2) à $t = 0.2s$. Les paramètres du hacheur Buck sont : $C_1 = 200\mu F$, $C_2 = 200\mu F$ et $L = 2mH$. La charge étant de $R = 1\Omega$. Les résultats de simulation sont illustrés sur les figures suivantes :

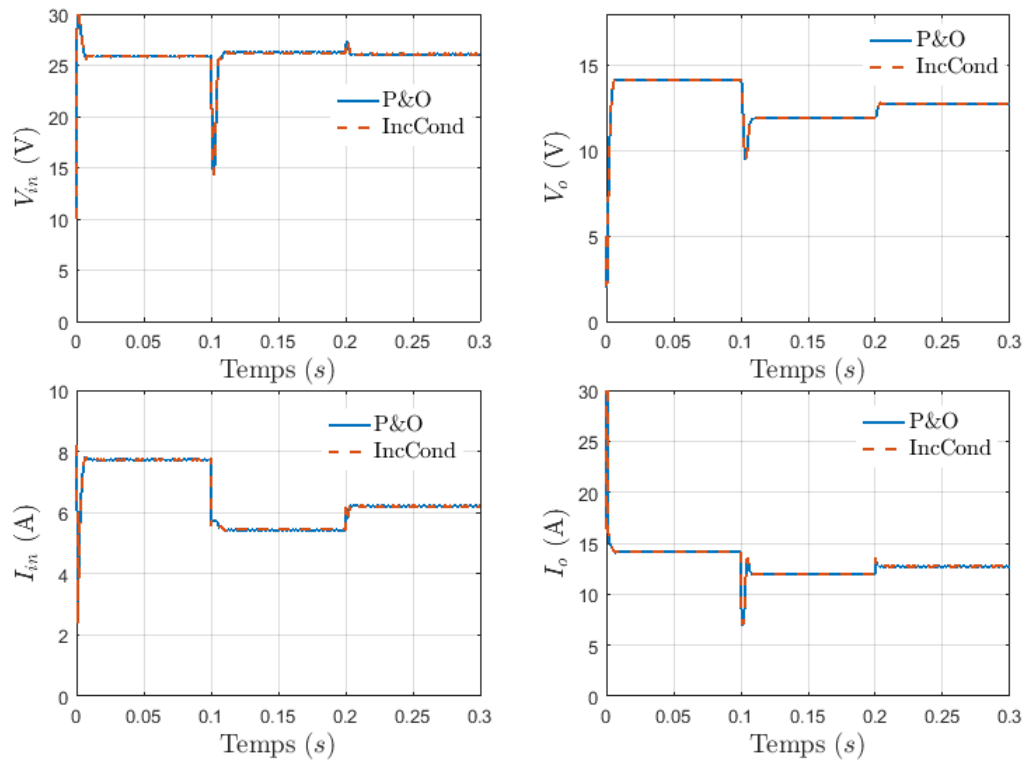


Figure 3.8 – Signaux de tension et de courant pour les méthodes *P&O* et *IncCon*.

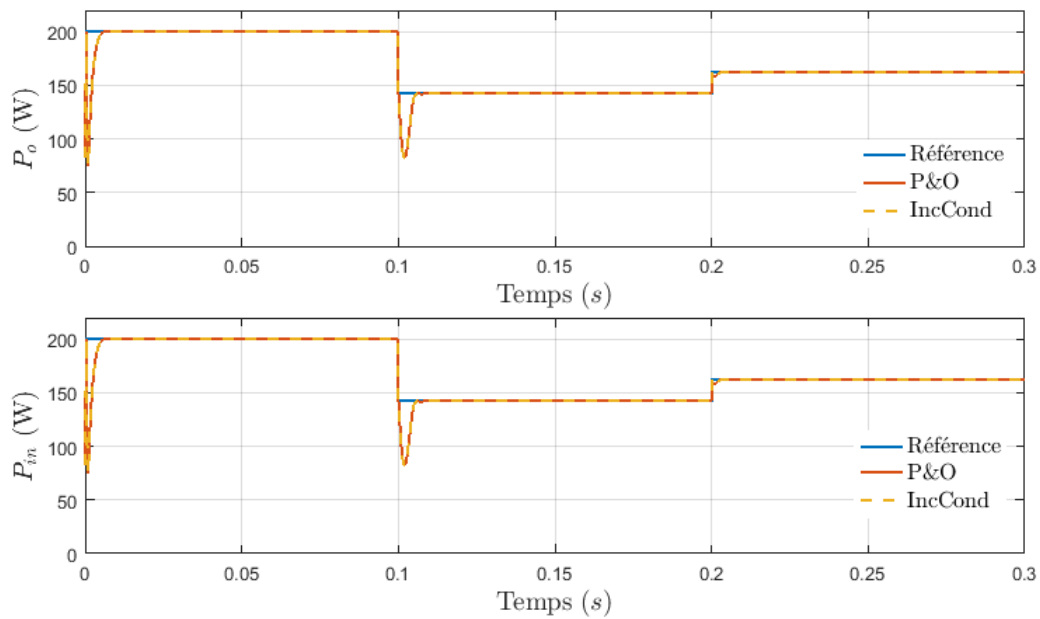


Figure 3.9 – Puissances d'entrée et de sortie du convertisseur buck pour les méthodes *P&O* et *IncCon*.

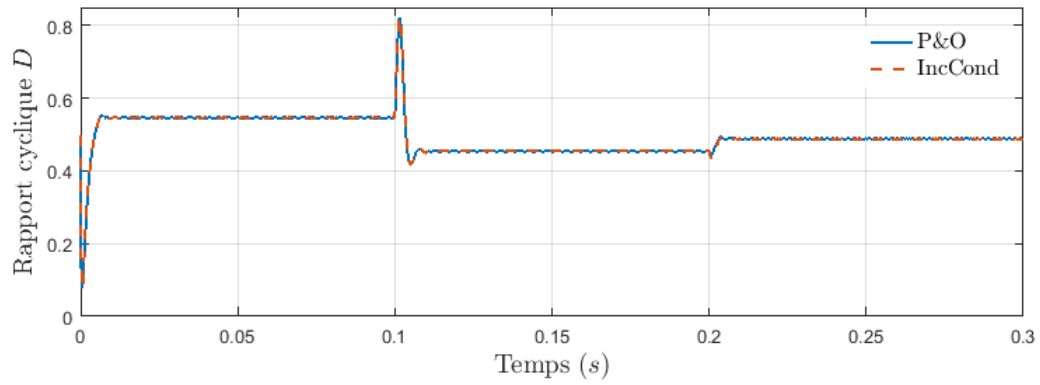


Figure 3.10 – Signal de commande (rapport cyclique D).

À partir des résultats de la simulation, on peut déduire que :

- Les deux méthodes $P\&O$ et $IncCon$ peuvent atteindre un suivi du point de puissance maximale dans un temps très court ($\approx 6ms$).
- La valeur de signal de commande (rapport cyclique) varie entre 0 et 1 (interrupteur ouvert/interrupteur fermé) avec des petites oscillations. La présence des pics est due aux changements brusques de l'irradiation.

3.5 Commande par mode glissant

Le principe de la commande par mode glissant consiste à contraindre l'état du système à rejoindre une surface de glissement désirée à partir de n'importe quel point dans le plan de phase. Une fois la surface atteinte, le système glisse le long de cette surface jusqu'à le point d'équilibre.

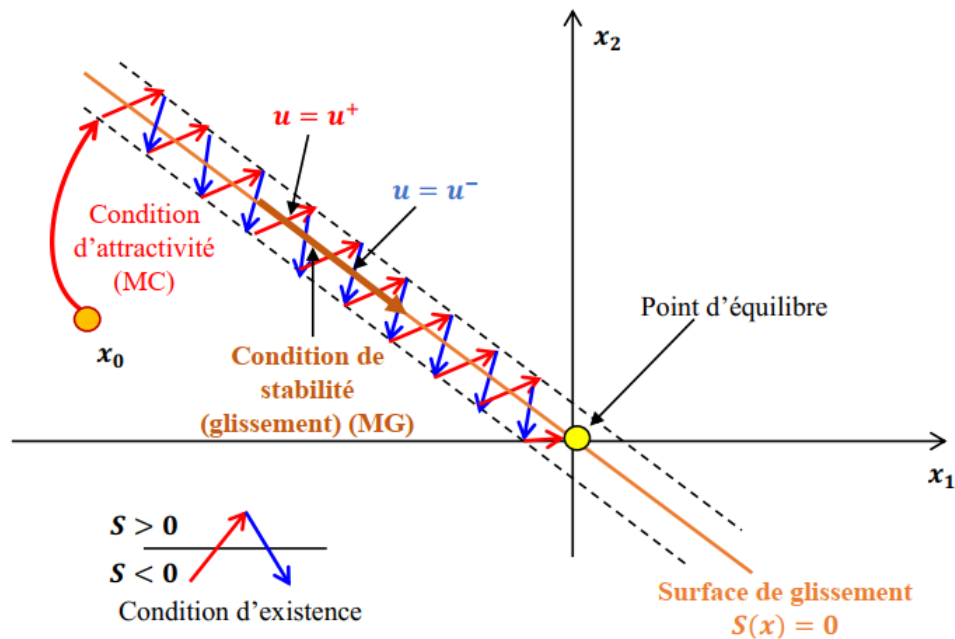


Figure 3.11 – Principe de la commande par mode glissant.

Dans la théorie de contrôle par mode glissant, la dynamique du système a deux modes séquentiels :

- **Mode de convergence (MC)** - Dans ce mode, la variable à régler se déplace à partir de n'importe quel point initial x_0 dans le plan de phase et tend vers la surface de commutation $S(x) = 0$. Ce mode est caractérisé par la loi de commande et le critère de convergence,
- **Mode de glissement (MG)** - Pour ce mode, la variable d'état atteint la surface de glissement et tend vers l'origine du plan de phase. La dynamique dans ce mode est caractérisée par le choix de la surface de glissement $S(x)$.

Théorème 1. Soit $V(x)$ une fonction dite fonction de Lyapunov qui vérifie les conditions suivantes :

$$\begin{cases} V(0) = 0 \\ V(x) > 0, \quad \forall x \neq 0 \\ \dot{V}(x) \leq 0, \quad \forall x \neq 0 \end{cases} \quad (3.12)$$

Si ces trois conditions sont satisfaites, $x = 0$ est un point d'équilibre stable. Si la dernière condition devient $\dot{V}(x) < 0 \forall x \neq 0$, le point $x = 0$ est asymptotiquement stable.

La fonction de *Lyapunov* est généralement utilisée pour garantir la stabilité des systèmes non linéaires [31]. Elle peut prendre la forme quadratique suivante :

$$V(x) = \frac{1}{2}S^2(x) \quad (3.13)$$

Ainsi, sa dérivée vérifie l'équation suivante :

$$\dot{V}(x) = S(x)\dot{S}(x) \quad (3.14)$$

3.5.1 Conception de la commande par mode de glissement

La conception de la commande par mode glissant passe par trois étapes principales et complémentaires : d'abord, le choix de la surface de glissement $S(x)$, ensuite, l'établissement des conditions d'existence de la convergence et enfin la détermination de la loi de commande u .

3.5.1.1 Choix de la surface de glissement

Considérons le système défini par l'équation d'état suivante :

$$\dot{x}(t) = f(x, t) + g(x, t)u(t) \quad (3.15)$$

La surface $S(x)$ représente le comportement dynamique désiré du système. Une forme d'équation générale pour déterminer la surface de glissement qui assure la convergence

d'une variable vers sa valeur désirée est donnée par [19] :

$$S(x) = \left(\frac{d}{dt} + \beta \right)^{r-1} e(x) \quad (3.16)$$

Où :

- $e(x)$: erreur de poursuite $e(x) = y - y_d$,
- β : constante positive représentant la pente de glissement,
- r : degré relatif, égale au nombre de fois qu'il faut dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

3.5.1.2 Condition d'existence du glissement

Cette condition représente le critère permettant à la dynamique du système de converger vers la surface de glissement et d'y rester même face aux perturbations. Cela est assuré quand la fonction de *Lyapunov* est décroissante. Ainsi, il suffit d'assurer que sa dérivée est négative ce qui est équivalent à $S(x)\dot{S}(x) < 0$.

3.5.1.3 Calcul de la loi de commande

Selon la méthode équivalente, la loi de commande est composée de deux parties (une discontinue et l'autre continue) comme suit :

$$u = u_{sw} + u_{eq} \quad (3.17)$$

La composante discontinue u_{sw} de la commande permet de ramener les trajectoires vers la surface de glissement, et d'assurer la robustesse vis à vis des incertitudes et des perturbations externes. Sa formule mathématique est donnée comme suit :

$$u_{sw} = -K \left(\frac{\partial S}{\partial x} g(x) \right)^{-1} \text{sign}(S) \quad (3.18)$$

Où :

- K : Constante positive,
- $\text{sign}(S)$: Fonction *signe*.

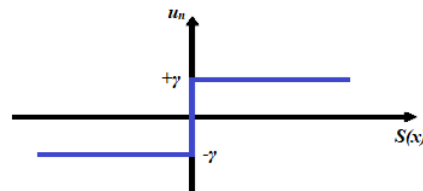


Figure 3.12 – Fonction *Signe*.

Lorsque le système atteint la surface de glissement, la commande équivalente u_{eq} va le maintenir le long sur cette surface. Cette commande équivalente est obtenue grâce aux

conditions d'invariance suivantes :

$$S = \dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial x}(f(x) + g(x)u_{eq}) = 0 \quad (3.19)$$

A partir de l'équation (3.19), on peut définir la commande équivalente comme suit :

$$u_{eq} = - \left(\frac{\partial S}{\partial x} g(x, t) \right)^{-1} \left(\frac{\partial S}{\partial x} f(x, t) + \frac{\partial S}{\partial x} \right) \quad (3.20)$$

3.5.2 Phénomène du broutement

Le phénomène de broutement (en anglais *chattering*) est entraîné par le terme discontinu u_{sw} de la commande par mode glissant qui excite de hautes oscillations autour de la surface et le signal de commande. En effet, le terme discontinu ne s'applique effectivement au moment où le système quitte la surface à cause du retard de la mesure de la sortie. Ce retard peut être amplifié si le système présente naturellement des retards ou des dynamiques négligées.

Ce phénomène est indésirable car il peut entraîner une usure importante des actionneurs ou de certaines parties du système, et des pertes de chaleur importantes dans les circuits électriques.

3.5.3 Réduction du phénomène de broutement

Puisque le problème de broutement est dû au terme discontinu (u_{sw}) de la commande, précisément la fonction discontinue $sign(S(x))$, les méthodes proposées sont basées sur le remplacement de cette fonction par d'autres fonctions continues qui l'approximent comme la fonction de *saturation* donnée sur la figure 3.13 et la fonction *Smooth* donnée sur la figure 3.14.

$$Sat(S) = \begin{cases} 1, & S > \mu \\ -1, & S < -\mu \\ \frac{S}{\mu}, & S < |\mu| \end{cases} \quad (3.21)$$

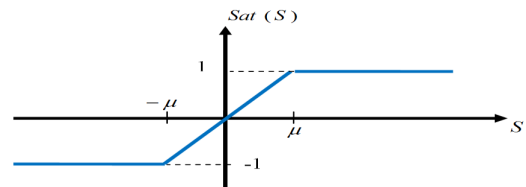


Figure 3.13 – Fonction *Saturation*.

$$Smooth(S) = \frac{S}{S + \mu} \quad (3.22)$$

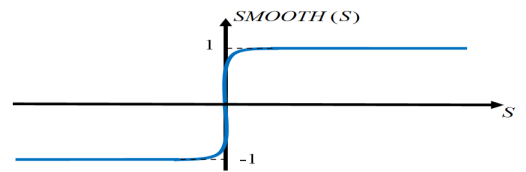


Figure 3.14 – Fonction *Smooth*.

Où μ est un paramètre petit et positif.

3.6 Commande *MPPT* par mode glissant

Dans cette partie, on s'intéresse à l'application de la commande par mode glissant à notre système *PV* constitué d'un *GPV* connecté à un convertisseur *Buck* et une charge résistive (illustré sur la figure 3.3).

3.6.1 Modélisation du système *MPPT*

Le modèle mathématique du système est donné, à partir du tableau 3.1, par :

$$\begin{cases} \dot{V}_{in} = \frac{1}{C_1}I_{in} - \frac{D}{C_1}I_L \\ \dot{I}_L = \frac{D}{L}V_{in} - \frac{1}{L}V_o \\ \dot{V}_o = \frac{1}{C_2}I_L - \frac{1}{RC_2}V_o \end{cases} \quad (3.23)$$

Où C_1 , C_2 et L sont respectivement les capacités et l'inductance du convertisseur, R est la charge résistive, $D \in [0 \ 1]$ est le rapport cyclique, V_{in} est la tension d'entrée qui est la tension du *GPV*, V_o est la tension de sortie et I_L est le courant inductance.

Le système (3.23) peut être réécrit sous la forme générale $\dot{x}(t) = f(x, t) + g(x, t)u(t)$, avec :

$$f = \begin{bmatrix} \frac{1}{C_1}I_{in} \\ -\frac{1}{L}V_o \\ \frac{1}{C_2}I_L - \frac{1}{RC_2}V_o \end{bmatrix}, \quad g = \begin{bmatrix} -\frac{1}{C_1}I_L \\ \frac{1}{L}V_{in} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad x = \begin{bmatrix} V_{in} \\ I_L \\ V_o \end{bmatrix}, \quad u = D \quad (3.24)$$

L'objectif de la commande par mode glissant est de trouver le rapport cyclique ($u = D$) du convertisseur qui permet de forcer la tension du *GPV* (V_{in}) à suivre sa tension optimale qui est la tension de référence $V_{ref} = V_{PM}$.

3.6.2 Choix de la surface de glissement

La condition du *MPP* est donnée par :

$$\frac{\partial P_{in}}{\partial V_{in}} = 0 \quad (3.25)$$

Ainsi, la surface de glissement est choisie de la façon suivante :

$$S = \frac{\partial P_{in}}{\partial V_{in}} = I_{in} + \frac{\partial I_{in}}{\partial V_{in}}V_{in} \quad (3.26)$$

Cette expression donne la relation entre le courant I_{in} (donné par l'équation (2.19) et la

tension V_{in} . Afin de pouvoir développer cette expression, des hypothèses simplificatrices seront considérées :

— On néglige la résistance R_s (cas idéal). Ainsi, (2.19) devient :

$$I_{in} = N_p I_{ph} - N_p I_{sat} \left(\exp\left(\frac{V_{in}}{nV_T}\right) - 1 \right) \quad (3.27)$$

— En court-circuit, $V_{in} = 0$ et $I_{in} = N_p I_{cc}$, en remplaçant dans (3.27), on trouve que $I_{cc} = I_{ph}$.

— On suppose que $\exp\left(\frac{V_{in}}{nV_T}\right) \gg 1$, donc (3.27) devient :

$$I_{in} = N_p I_{cc} - N_p I_{sat} \exp\left(\frac{V_{in}}{nV_T}\right) \quad (3.28)$$

— En circuit ouvert, $I_{in} = 0$ et $V_{in} = N_s V_{co}$, ainsi (3.28) devient :

$$I_{sat} = I_{cc} \exp\left(\frac{-N_s V_{co}}{nV_T}\right) \quad (3.29)$$

Finalement, le remplacement de (3.29) dans (3.28) donne :

$$I_{in} = N_p I_{cc} - N_p I_{cc} \exp\left(\frac{V_{in} - N_s V_{co}}{nV_T}\right) \quad (3.30)$$

Ainsi, la dérivée du courant par rapport à la tension est donnée par :

$$\frac{\partial I_{in}}{\partial V_{in}} = \frac{-N_p I_{cc}}{nV_T} \exp\left(\frac{V_{in} - N_s V_{co}}{nV_T}\right) \quad (3.31)$$

Le remplacement des equations (3.31) et (3.30) dans (3.26), donne l'expression de la surface de glissement :

$$S = N_p I_{cc} - \left(N_p I_{cc} + \frac{N_p I_{cc}}{nV_T} V_{in} \right) \exp\left(\frac{V_{in} - N_s V_{co}}{nV_T}\right) \quad (3.32)$$

La dérivée temporelle de cette surface est donnée par :

$$\dot{S} = \frac{dS}{dt} = \frac{\partial S}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial t} = \frac{\partial S}{\partial x} \dot{x} = \frac{\partial S}{\partial V_{in}} \dot{V}_{in} + \frac{\partial S}{\partial I_L} \dot{I}_L + \frac{\partial S}{\partial V_o} \dot{V}_o \quad (3.33)$$

Puisque S ne dépend que de V_{in} , alors $\frac{\partial S}{\partial I_L} = \frac{\partial S}{\partial V_o} = 0$. Par conséquent, (3.33) devient :

$$\dot{S} = \frac{\partial S}{\partial V_{in}} \dot{V}_{in} \quad (3.34)$$

3.6.3 Synthèse de la loi de commande

Selon le principe de la commande par mode glissant, la loi de commande est donnée par :

$$D = D_{eq} + D_{sw} \quad (3.35)$$

Les conditions d'invariance (3.19) $S = \dot{S} = 0$ sont utilisées pour trouver la commande équivalente D_{eq} . À partir de (3.34), on trouve :

$$\dot{S} = 0 \Rightarrow \frac{\partial S}{\partial V_{in}} \dot{V}_{in} = 0 \Rightarrow \dot{V}_{in} = 0 \quad (3.36)$$

Ainsi, on trouve que :

$$D_{eq}(t) = \frac{I_{in}}{I_L}, \quad I_L > 0 \quad (3.37)$$

La loi de commande discontinue est choisie comme :

$$D_{sw}(t) = -K \text{sign}(S), \quad K > 0. \quad (3.38)$$

Par conséquent, la loi de commande par mode glissant est donnée par :

$$D(t) = \frac{I_{in}}{I_L} - K \text{sign} \left(I_{in} + \frac{\partial I_{in}}{\partial V_{in}} V_{in} \right), \quad K > 0. \quad (3.39)$$

3.6.4 Vérification de la condition de glissement

Considérons la fonction de *Lyapunov* quadratique :

$$V(S) = \frac{1}{2} S^2 \quad (3.40)$$

Pour que la surface soit attractive sur tout le domaine de fonctionnement, il suffit que la dérivée de cette fonction soit négative (condition d'attractivité). Nous avons :

$$\dot{V}(S) = S\dot{S} = S \frac{\partial S}{\partial V_{in}} \dot{V}_{in} = S \frac{\partial S}{\partial V_{in}} \left(\frac{1}{C_1} I_{in} - \frac{D}{C_1} I_L \right) \quad (3.41)$$

Sachant que $\frac{\partial S}{\partial V_{in}} < 0$ puisque :

$$\frac{\partial S}{\partial V_{in}} = - \left(\frac{2N_p I_{cc}}{nV_T} + \frac{N_p I_{cc}}{(nV_T)^2} V_{in} \right) \exp \left(\frac{V_{in} - N_s V_{co}}{nV_T} \right) \quad (3.42)$$

En remplaçant D par son expression (3.39), l'équation (3.41) devient :

$$\dot{V}(S) = \frac{KI_L}{C_1} \frac{\partial S}{\partial V_{in}} |S| < 0, \quad K > 0 \quad (3.43)$$

Ainsi, la condition $S\dot{S} \leq 0$ est assurée et donc la tension de *GPV* converge asymptotiquement vers sa tension optimale V_{PV} ce qui permet au *GPV* de fournir sa puissance maximale.

3.6.5 Simulation de la commande par mode glissant

Le *GPV* est connecté à une charge résistive $R = 1\Omega$, un convertisseur Buck ayant les paramètres $C_1 = 200\mu F$, $C_2 = 200\mu F$, $L = 2mH$ et les conditions initiales $[V_{in} \ I_L \ V_o] = [10V \ 1A \ 5V]$. Le paramètre du régulateur $K = 0.05$. La température est constante $T = 25\text{ }^\circ C$, et le profil de l'éclairement est donné sur la figure suivante :

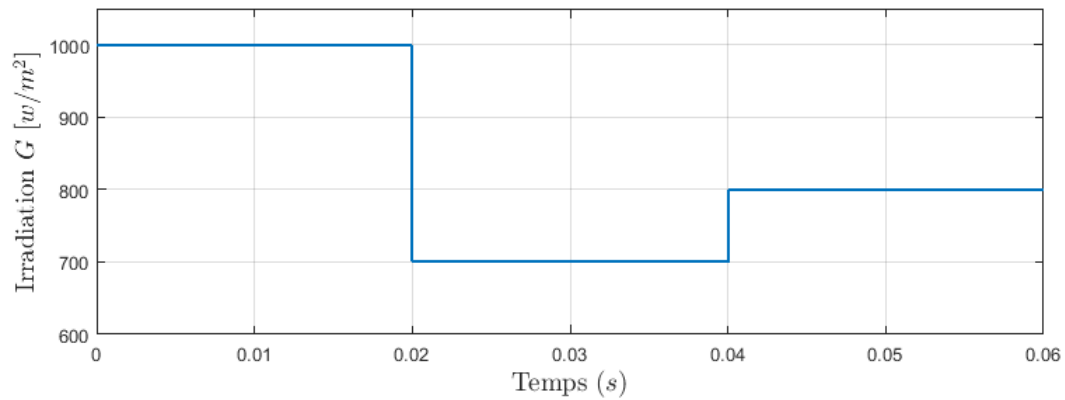


Figure 3.15 – Profil de l'irradiation.

Nous avons simulé deux situations :

- MG_1 : utilisation de la fonction *signe* ;
- MG_2 : remplacement de la fonction *signe* par la fonction *Sat* donnée par (3.21) afin de réduire le chattering.

Les résultats de simulation sont montrés sur les figures 3.16, 3.17, 3.18, 3.19 et 3.20.

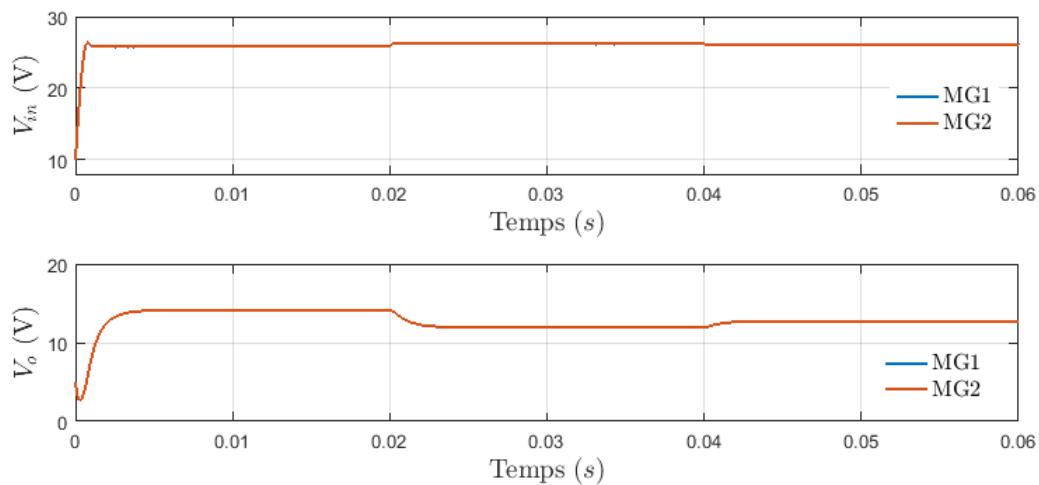


Figure 3.16 – Tensions d'entrée et de sortie du convertisseur Buck avec *MG*.

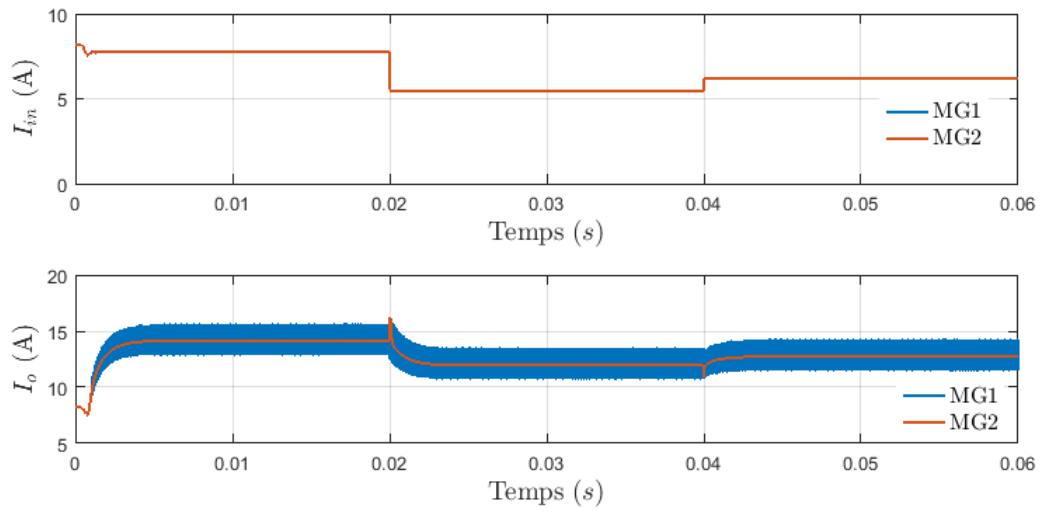


Figure 3.17 – Courants d’entrée et de sortie du convertisseur Buck avec *MG*.

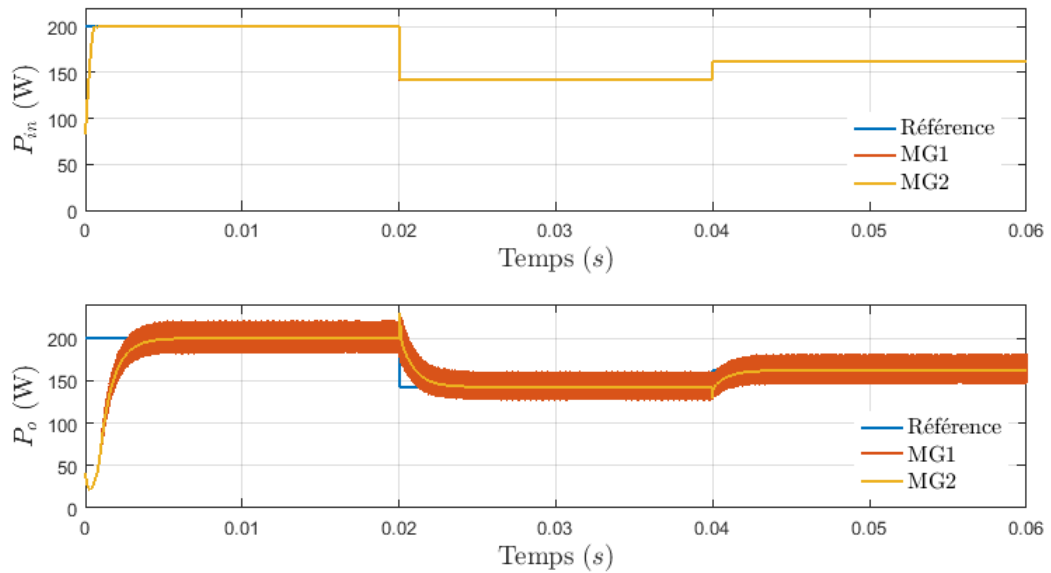


Figure 3.18 – Puissances du *GPV* et la puissance transmise à la charge avec *MG*.

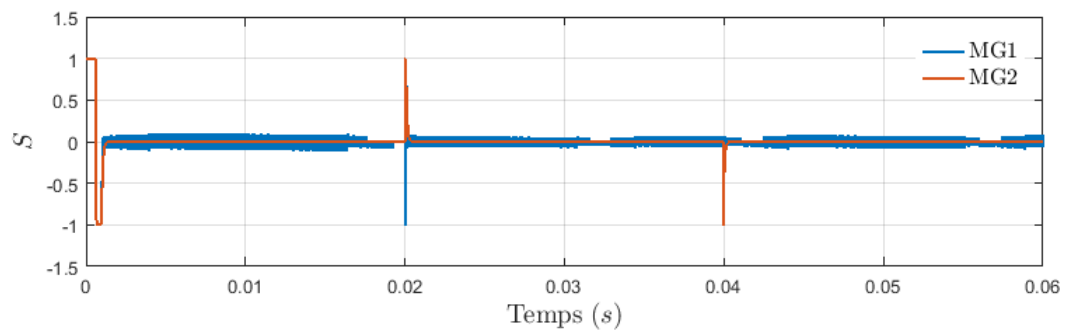


Figure 3.19 – Évolution de la surface de glissement.

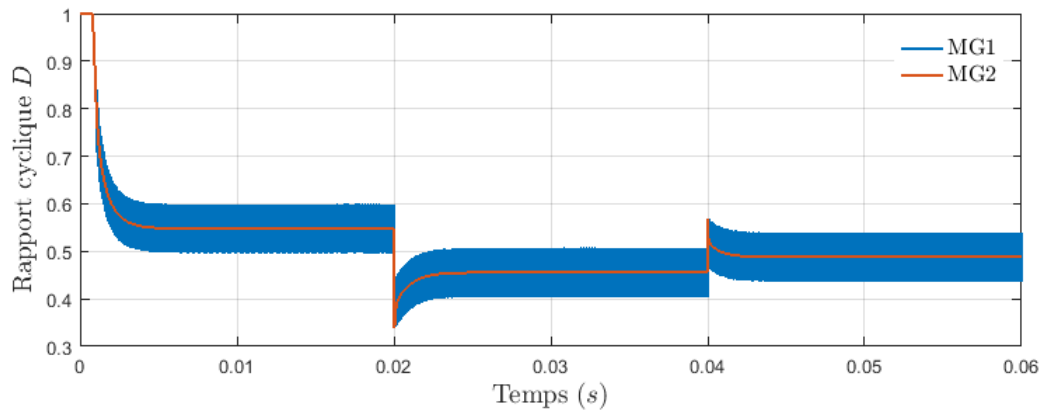


Figure 3.20 – Évolution de la loi de commande (rapport cyclique D) avec MG .

Les résultats de simulation montrent que :

- Comparant aux résultats des algorithmes $P\&O$ et $IncCond$, le système atteint sa puissance maximale plus rapidement, ce qui met en évidence la rapidité et l'efficacité de la commande par mode glissant.
- Dans la première simulation (MG_1), nous avons constaté l'apparition du phénomène de broutement dans le signal de commande (rapport cyclique), les tensions, les courants et la puissance. Ce dernier est causé par la fonction signe de la commande discontinue.
- Le remplacement de la fonction $sign$ par la fonction sat dans la deuxième simulation (MG_2) a permis de réduire considérablement le broutement tout en garantissant une convergence rapide au PPM .
- Le signal de commande (rapport cyclique) présente des pics causés par les variations brusques de l'éclairement.

3.7 Conclusion

Ce chapitre a été dédié à la commande $MPPT$ des systèmes photovoltaïques sous irradiation uniforme. D'abord, nous avons rappelé les algorithmes classiques les plus utilisés, à savoir, la méthode "Perturb and Observe" ($P\&O$) et la méthode "Incrément de Conductance" ($IncCond$). Les résultats de simulation montrent que le système est stable, et les méthodes $P\&O$ et $IncCon$ lui ont permis de fonctionner au PPM même face aux changements de l'éclairement.

Ensuite, nous nous sommes intéressés à l'application de la commande $MPPT$ basée sur le mode glissant. Les résultats de simulations montrent que, comparant avec les algorithmes classiques, les systèmes PV converge plus rapidement vers son PPM .

CHAPITRE 4

COMMANDE *MPPT* DES SYSTÈMES *PV* SOUS OMBRAGE PARTIEL

4.1 Introduction

L'ombrage partiel d'un module *PV* entraîne un changement important sur sa courbe de puissance ($P - V$) même si une très faible partie du module ou de la cellule est à l'ombre. Une diminution importante de la puissance produite en est alors la conséquence. Ainsi, une attention toute particulière doit être portée sur ce problème sous peine d'une forte réduction de la productivité des systèmes *PV*.

Afin d'illustrer l'influence de l'ombrage partiel, nous considérons un système *PV* avec deux modules *PV* connectés en série.

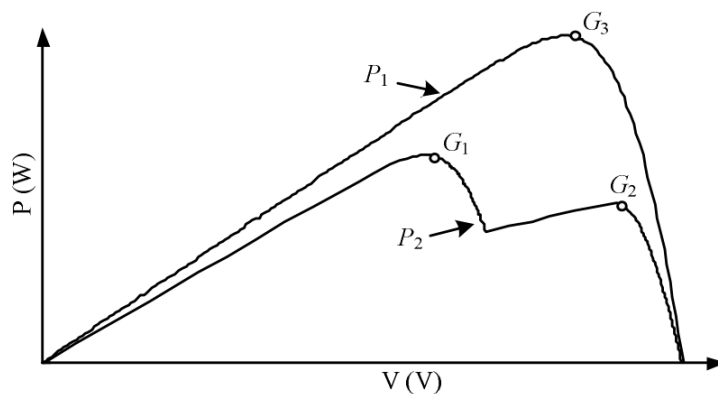


Figure 4.1 – Courbe $P - V$ de deux modules connectés en série, P_1 et P_2 correspondant à des conditions d'éclairement uniforme et non uniforme, respectivement.

La figure 4.1 montre deux courbes $P - V$: P_1 dans des conditions d'irradiation uniforme et P_2 dans des conditions d'irradiation non uniforme. On remarque que la

courbe P_2 présente deux *PPM* locaux (G_1 et G_2). Dans ce cas, un changement soudain d'irradiation, provoquant un changement de la courbe de puissance de P_1 à P_2 , entraînera une capture de puissance non optimale lorsque le point de fonctionnement passe de G_3 à G_2 , plutôt que de G_3 à G_1 . Ainsi, la puissance du générateur *PV* est gaspillée.

Notre objectif dans ce chapitre est de garantir que le système *PV* fonctionne au point de puissance maximale globale G_1 , extrayant ainsi le maximum de puissance possible. Pour résoudre ce problème, on fait appel à des algorithmes intelligents ou bien on procède à une optimisation des algorithmes classiques (*P&O* et *IncCond*) en les combinant avec les réseaux de neurones artificiels.

4.2 Algorithmes intelligents

4.2.1 Algorithme de recherche de "Cuckoo" (*CS*)

L'algorithme *CS* (Cuckoo search), initialement proposé par *Yang et Deb* [32], est un algorithme basé sur le comportement des oiseaux appelé "cuckoo". En effet, il a été observé que plusieurs espèces de "cuckoo" effectuent un parasitisme de couvée, c'est-à-dire en pondant leurs œufs dans les nids d'autres oiseaux (nommés oiseaux hôtes), précédemment observés. Lors de la recherche de nids des oiseaux hôtes, les "cuckoo" choisissent des directions ou des trajectoires qui peuvent être modélisées par certaines fonctions mathématiques. L'un des modèles les plus courants est *le vol de Lévy* qui modélise les pas de la recherche du nid de coucou.

Afin de générer de nouveaux "cuckoo" à partir des "cuckoo" existants, *Yang et Deb* ont intégré le vol de Lévy de la manière suivante :

$$x_i^{k+1} = x_i^k + \gamma \oplus \text{Lévy}(\lambda) \quad (4.1)$$

$$\gamma = \gamma_0 (x_{best}^k - x_i^k) \quad (4.2)$$

Où x_i^k sont des échantillons (œufs), i est le numéro d'échantillon, k est le numéro d'itération, $\gamma > 0$ est la taille du pas et γ_0 est le changement de pas initial.

Une simplification de la distribution de Lévy est donnée par [33] :

$$\gamma_0 (x_j^t - x_i^t) \oplus \text{Lévy}(\lambda) \approx k \times \left(\frac{u}{(|v|)^{\frac{1}{\beta}}} \right) (x_{best}^k - x_i^k) \quad (4.3)$$

Où $\beta = 1.5$, k est le coefficient multiplicateur de Lévy (choisi par le concepteur), tandis que u et v sont déterminés à partir des courbes de distribution normale :

$$u \approx N(0, \sigma_u^2), \quad v \approx N(0, \sigma_v^2) \quad (4.4)$$

Sachant que Γ désigne la fonction gamma, alors les variables σ_u^2 et σ_v^2 sont définies par :

$$\sigma_v = 1, \quad \sigma_u = \left(\frac{\Gamma(1 + \beta) \times \sin(\pi \times \beta/2)}{\Gamma\left(\frac{1 + \beta}{2}\right) \times \beta \times 2^{\left(\frac{\beta - 1}{2}\right)}} \right)^{\frac{1}{\beta}} \quad (4.5)$$

Pour utiliser l'algorithme *CS* pour concevoir le *GMPP*, les variables appropriées doivent être sélectionnées pour la recherche. Il y a d'abord les échantillons; dans ce cas, elles sont définies comme les valeurs de tension du *GPV*, c'est-à-dire V_i ($i = 1, 2, \dots, n$) avec n le nombre total d'échantillons. Ensuite, la taille de pas, notée γ . La fonction objectif J est la valeur de la puissance *PV* au *GMPP* (P_{PM}). Puisque J dépend de la tension *PV*, donc $J = P = f(V)$.

Dans le cas du problème *GMPP*, et afin de garantir la recherche sur toute la courbe $P - V$, les échantillons initiaux (les particules) doivent être répartis sur toute la plage de tension. Le nombre d'échantillons n est critique. Un grand n augmente l'efficacité de la recherche (c'est-à-dire améliore les chances de converger vers une valeur correcte), mais nécessite un temps de convergence plus long.

Le mécanisme de recherche *CS* sous une irradiation uniforme est représenté dans la figure 4.2.

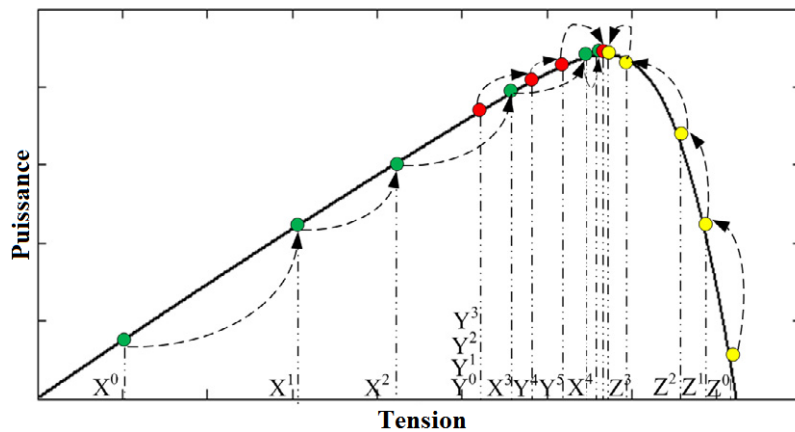


Figure 4.2 – Mécanisme de recherche *MPP* par *CS* avec irradiation uniforme.

Ici, trois échantillons, désignés par les variables X (vert), Y (rouge) et Z (jaune) sont utilisés. L'indice supérieur de la variable indique le numéro d'itération. Pour la première itération, Y^0 est situé le plus près du *PPM*, il est donc considéré comme la meilleure valeur. Ainsi, X^0 et Z^0 sont obligés de se déplacer vers Y^0 car les déplacements des

échantillons dépendent de la différence de chemin entre le meilleur échantillon et les autres échantillons (equation (4.2)). Il faut noter que la nature aléatoire de CS fait varier les tailles de pas à chaque itération. Cependant, à mesure que la particule se rapproche du PPM , la taille du pas devient plus petite.

Dans le cas de l'ombrage partiel illustré sur la figure 4.3, les échantillons sont initialement distribués dans diverses régions de la courbe $P-V$. Dans la première itération, Y^0 est dans la meilleure position, par conséquent, X^0 et Z^0 sont obligés de quitter leurs positions locales et de se déplacer vers Y^0 . Cependant, dans la deuxième itération, Z_2 atteint une meilleure position que les autres, donc les autres échantillons se dirigent vers elle. On remarque ici que le vrai MPP se situe légèrement juste à côté du Z_2 . Puisque le vol de Lévy permet aux échantillons locaux de croiser le meilleur échantillon, X et Y croisent Z_2 et atteignent également le PPM .

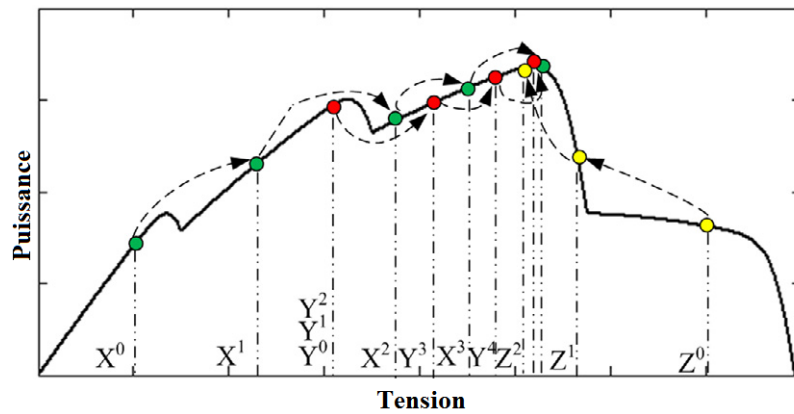


Figure 4.3 – Mécanisme de recherche PPM par CS avec ombrage partiel.

Pour illustrer l'effet du placement des conditions initiales sur la convergence, on considère le cas de la figure 4.4 [33].

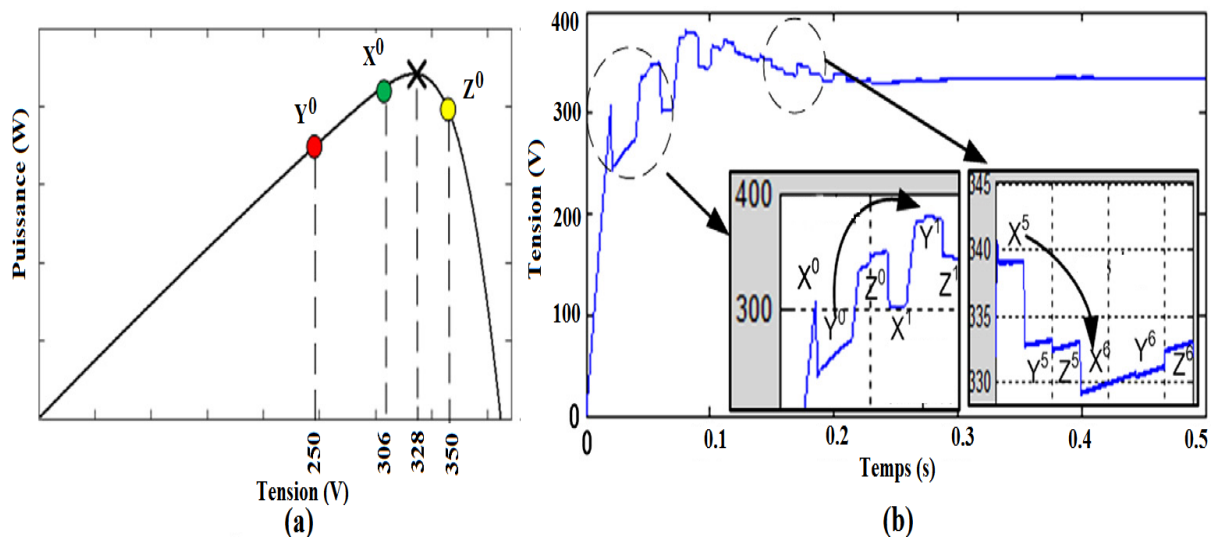


Figure 4.4 – (a) Position initiale des échantillons. (b) Tension en fonction du temps.

Sur la figure 4.4(a), les échantillons initiaux X^0 , Y^0 et Z^0 sont générés à 306, 250 et 350 V , tandis que V_{PM} se situe à 328 V . Ainsi, la tension V_{PM} se situe entre les échantillons initiaux, X^0 et Z^0 . L'évolution des trois échantillons $X Y Z$ au cours du temps est donnée sur la figure 4.4(b). Initialement, Z^0 est le meilleur échantillon. Ainsi, X^0 et Y^0 étaient censés se déplacer vers le Z^0 . Cependant, à la première itération, Y^0 effectue un grand saut dû au vol de Lévy. Il traverse Z^0 et atteint 365 V . Un phénomène similaire se produit à la 5ème itération, où X^5 fait un saut pour traverser le meilleur échantillon Y^5 , comme le montre le deuxième encadré de la figure 4.4(b). Les trois échantillons convergent à V_{PM} en 220ms.

4.2.2 Optimisation par essaim particulaire (PSO)

L'algorithme d'optimisation *PSO* (Particle Swarm Optimisation) est une approche bio-inspirée basée sur le comportement social animal, proposée en 1995, par *Eberhart* et *Kennedy* [34]. L'algorithme démarre avec une population aléatoire de particules, où chaque particule/individu représente une solution possible. Chaque particule a sa propre vitesse et sa propre position.

L'idée principale est de déplacer les particules de manière à ce qu'elles explorent l'espace de recherche d'une solution optimale. L'algorithme évalue les performances de chaque position de particule (x_i^k) à chaque itération k via une fonction objective et change sa vitesse dans le sens de sa propre meilleure performance (x_{Pbest}^k) et la meilleure performance de la population (x_{Gbest}^k) (Figure 4.5).

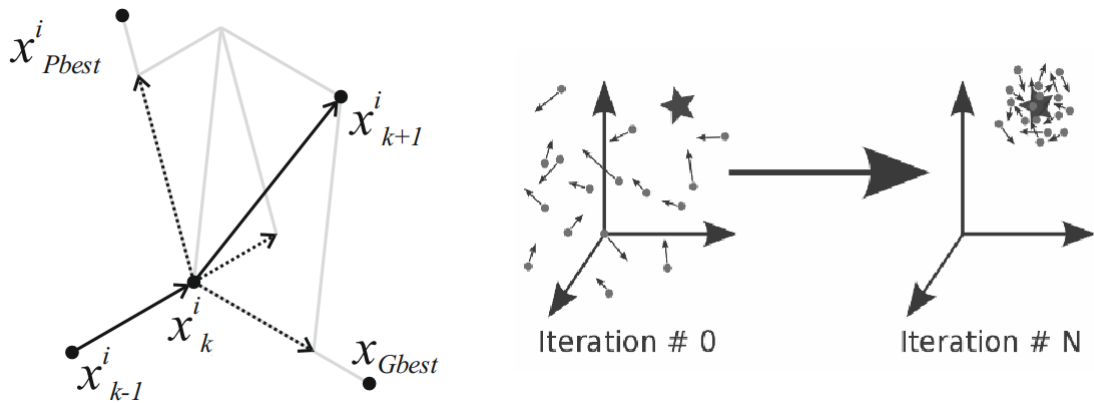


Figure 4.5 – Représentation graphique de l'évolution des particules.

La vitesse de chaque particule est calculée avec l'équation (4.6), et la nouvelle position des particules est déterminée par l'équation (4.7).

$$v_i^k = wv_i^{k-1} + r_1\alpha_1(x_{Pbest}^k - x_i^k) + r_2\alpha_2(x_{Gbest}^k - x_i^k) \quad (4.6)$$

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^k \quad (4.7)$$

Où $i \in \{1, \dots, n\}$ est le numéro de particule, k le numéro d'itération, r_1 et r_2 sont des variables aléatoires comprises entre 0 et 1, évaluées à chaque itération suivant une loi uniforme, α_1 et α_2 sont des constantes d'accélération positives et w est le poids inertiel (généralement choisi entre 0.4 et 0.9).

Pour garantir que les vitesses et les positions ne divergent pas, les paramètres α_1 et α_2 doivent respecter la condition suivante :

$$\alpha_1 + \alpha_2 \leq 4 \quad (4.8)$$

Comme pour l'algorithme *CS*, et afin d'effectuer la recherche sur toute la courbe $P - V$, les échantillons initiaux doivent être répartis sur toute la plage de tension. Le nombre d'échantillons n est aussi critique.

Des simulations poussées indiquent que $n = 3$ est un bon compromis et donc il sera utilisé dans ce travail. Dans ce cas, l'algorithme possède une population de trois particules, où chaque particule peut communiquer avec les autres. Au début, l'algorithme place les particules aléatoirement dans l'espace de recherche (dans le cas de la *MPPT*, on cherche le rapport cyclique D), puis la performance de chaque particule est évaluée par la puissance de sortie du panneau *PV* (fonction objective). Enfin, la position de chaque particule est mise à jour via les équations (4.6) et (4.7) et le processus est répété. À l'approche du *PPM*, la vitesse de chaque particule converge vers zéro.

Algorithme 1 : Algorithme d'optimisation par essaim de particules (*PSO*).

Initialisation : Nombre de particules n , limites inférieure et supérieure de l'espace de recherche;

Génération des solutions aléatoires x_i ;

Génération des vitesses aléatoires v_i pour chaque solution x_i ;

while Critère de résiliation n'est pas satisfait **do**

for Chaque particule x_i **do**

Calculer la valeur de la fonction objective (puissance);

Mettre à jour la meilleure position personnelle x_{Pbest} ;

Mettre à jour la meilleure position globale x_{Gbest} ;

Mettre à jour la nouvelle vitesse en utilisant l'équation (4.6);

Mettre à jour la position actuelle de la particule en utilisant l'équation (4.7);

end

end

Retournez la meilleure solution globale $D = x_{Gbest}$;

4.2.3 Simulation des algorithmes intelligents

La simulation est effectuée pour illustrer la capacité des algorithmes *PSO* et *CS* à trouver la puissance maximale globale dans le cas de l'ombrage partiel. Le panneau *PV* est composé de trois modules *KG 200GT* connectés en série. Les modules reçoivent le niveau d'éclairement de 600 W/m^2 , 800 W/m^2 et 1000 W/m^2 , respectivement. La courbe de puissance, illustrée sur la figure 4.6, montre que, dans ce scénario, le *GPV* possède trois *PPM* locaux et un seul *PPM* global correspondant à $P_{PM} = 400 \text{ W}$.

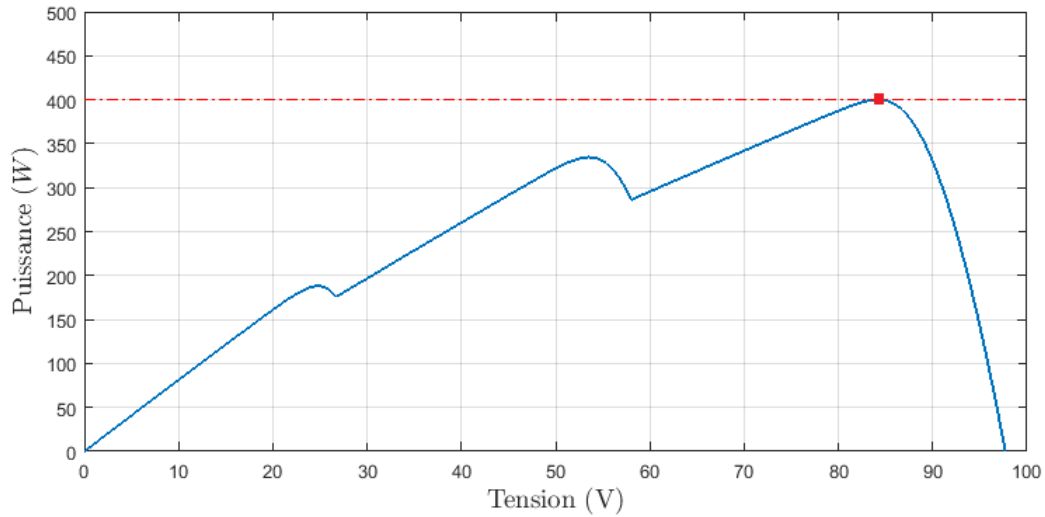


Figure 4.6 – Courbe de puissance $P - V$ sous ombrage partiel.

- Les paramètres de l'algorithme *PSO* sont : $n = 3$, $w = 0.3$, $\alpha_1 = 1.2$ et $\alpha_2 = 1.2$.
 - Les paramètres de l'algorithme *CS* sont : $n = 4$, $k = 0.8$ et $\beta = 1.5$.
 - Les paramètres du hacheur boost sont : $C_1 = 800 \mu F$, $C_2 = 850 \mu F$, $L = 0.0005 H$.
- Les résultats de simulation sont montrés sur les figures 4.7, 4.8, 4.9 et 4.10.

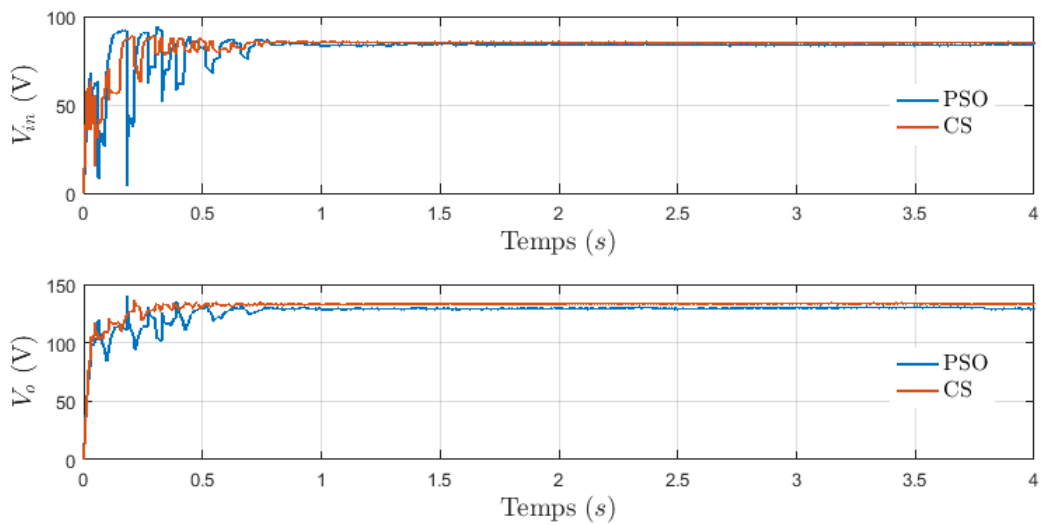


Figure 4.7 – Tensions d'entrée et de sortie du convertisseur Boost avec *PSO* et *CS*.

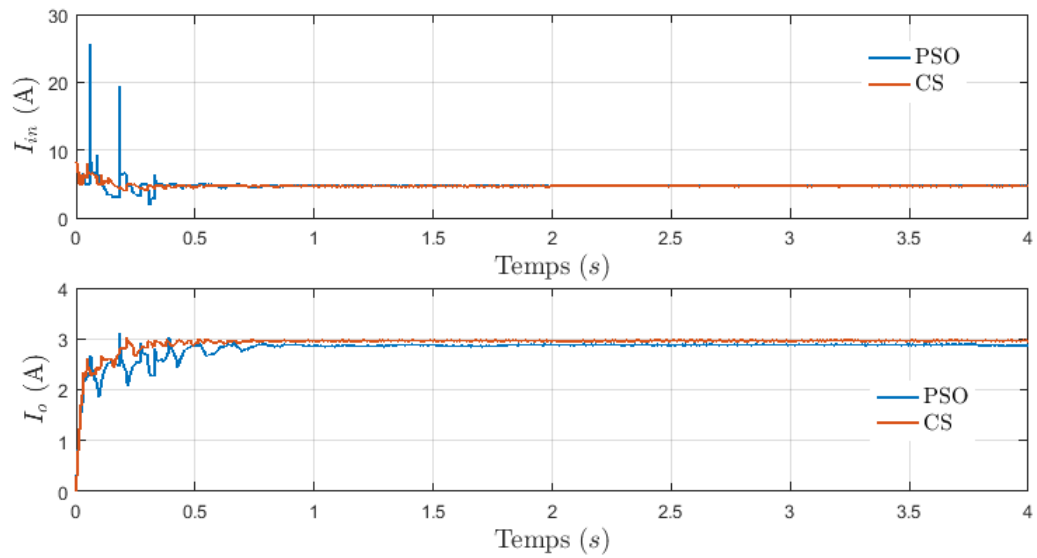


Figure 4.8 – Courants d'entrée et de sortie du convertisseur Boost avec *PSO* et *CS*.

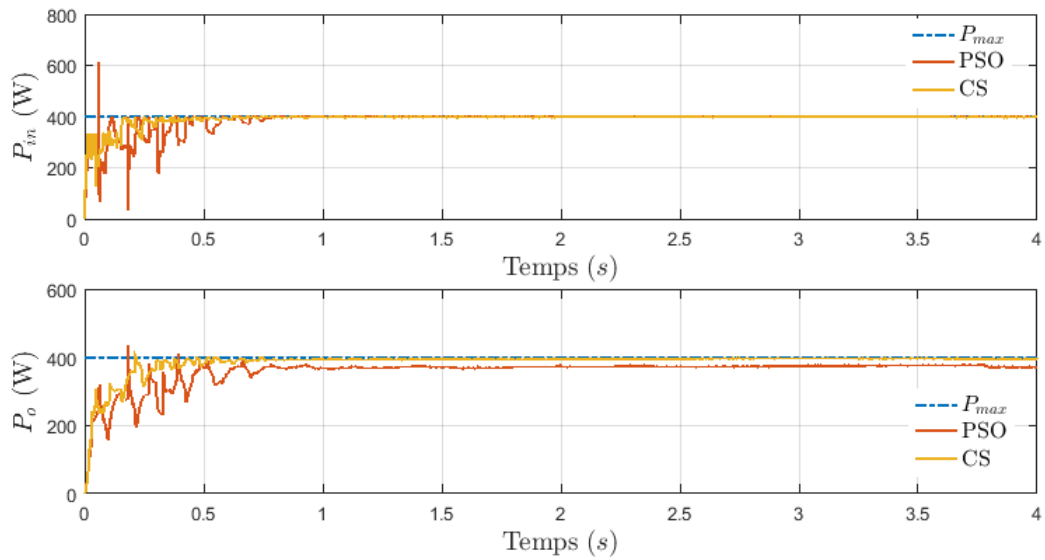


Figure 4.9 – Puissances du *GPV* et la puissance transmise à la charge avec *PSO* et *CS*.

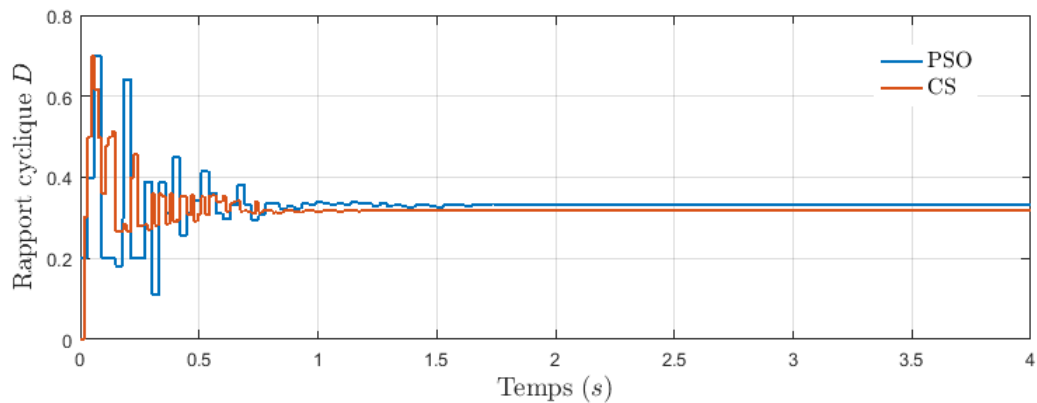


Figure 4.10 – Évolution du rapport cyclique D avec *PSO* et *CS*.

D'après les résultats obtenus, on remarque que :

- La méthode *MPPT* basée sur le *CS* est plus rapide et a une meilleure réponse avec des oscillations inférieures à celles de la méthode *PSO*.
- Les deux méthodes *CS* et *PSO* atteignent le *GMPP* à $t = 0.7$ et $t = 1.2s$ respectivement.
- La puissance maximale globale est efficacement extraite via *CS* dans un court laps de temps par rapport au *PSO*.

4.3 Optimisation des algorithmes classiques

Considérons un système *PV* composé de trois modules *PV* identiques connectés en série, chacun avec une diode de dérivation. En changeant l'irradiation sur chaque module, le *PPM* sous divers modèles d'ombrage peut être généré, comme le montre la Figure 4.11.

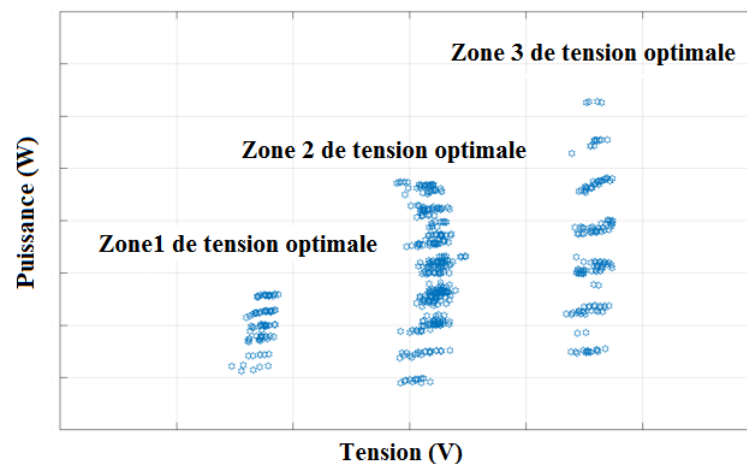


Figure 4.11 – Distribution *GMPP* du générateur *PV* sous différents *PSC*.

On remarque sur cette figure que le point de puissance maximale globale est situé dans une zone spécifique, à savoir trois zones de tension optimale. En se basant sur cette analyse, l'idée de base de la méthode est de prédire les zones de tension optimales, en utilisant des réseaux de neurones artificiels, à savoir V_{min} et V_{max} , à partir de l'intensité d'éclairage sur différents modules. Ensuite, l'algorithme classique est appliqué aux zones pour atteindre le point de puissance maximale globale.

4.3.1 Réseau de neurones artificiels (*ANN*)

Les réseaux de neurones artificiels (Artificial Neural Network) sont une interconnexion de neurones artificiels (nœuds) qui imitent un cerveau biologique. Ils seront utilisés pour localiser les zones de tension optimales de *GMPP*.

Une configuration possible de l'*ANN*, adaptée au *MPPT*, comporte trois couches, à savoir une couche d'entrée, une couche cachée et une couche de sortie comme le montre la

figure 4.12. Dans chaque couche, le nombre de nœuds varie et il est défini par l'utilisateur. Le lien entre les i ème et j ème nœuds est le poids W_{ji} .

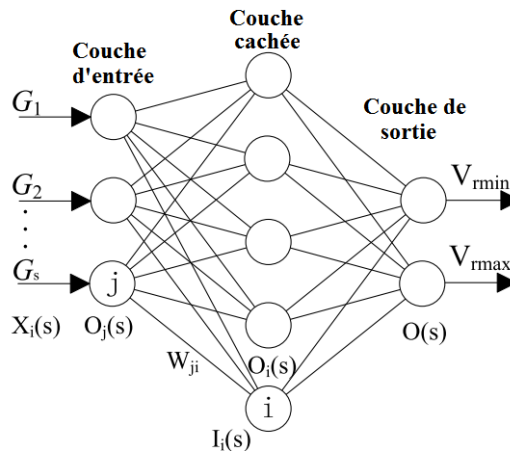


Figure 4.12 – Configuration de l'ANN.

L'intensité d'éclairage G_s sur chaque module est introduite dans les nœuds de la couche d'entrée (les données d'entrée et les coordonnées optimales sont représentées dans le tableau 4.1), puis transféré à la couche cachée, qui transmet à son tour sa sortie aux nœuds de la couche de sortie, obtenant ainsi les zones de tension optimales de $GMPP$.

Table 4.1 – Données d'entrée et les coordonnées optimales.

Scénarios	Éclairage			Coordonnée optimale	
	Module 1	Module 2	Module 3	V_{PM}	P_{PM}
S_c	1000	1000	1000	79	600
S_{c_1}	1000	1000	900	80.66	568.4
S_{c_2}	1000	1000	800	82.4	519.4
S_{c_3}	1000	1000	700	83.95	464.1
S_{c_4}	1000	1000	600	85.16	404.3
S_{c_5}	1000	900	900	79.52	554.2
S_{c_6}	1000	900	800	81.53	514.5
S_{c_7}	1000	900	700	83.25	461
S_{c_8}	1000	900	600	84.45	402.4
S_{c_9}	1000	800	800	80.35	500
$S_{c_{10}}$	1000	800	700	82.89	456.3
$S_{c_{11}}$	1000	800	600	83.99	400
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
S_{c_n}	G_{1_n}	G_{2_n}	G_{3_n}	V_{PM_n}	P_{PM_n}

La fonction sigmoïde est utilisée pour les caractéristiques d'entrée-sortie des nœuds. Pour chaque nœud j de la couche d'entrée et de la couche cachée, la ou les sorties $O_j(s)$ s'expriment comme suit :

$$O_j(s) = \frac{1}{1 + \exp(-X_i(s))} \quad (4.9)$$

où $X_i(s)$ est la valeur d'entrée du nœud j au s -ième échantillon, à savoir G_s .

L'entrée $I_i(s)$ de la couche cachée est exprimée par la somme pondérée de la précédente comme suit :

$$I_i(s) = \sum_j W_{ji}(s) * O_j(s) \quad (4.10)$$

Où W_{ji} , initialement défini sur une valeur aléatoire, est le poids entre les nœuds j et i .

Pour chaque nœud i dans la couche cachée et la couche de sortie, la sortie $O_i(s)$ est exprimée comme suit :

$$O_i(s) = \frac{1}{1 + \exp(-I_i(s))} \quad (4.11)$$

Où $I_i(s)$ est la valeur d'entrée du nœud i au s -ième échantillon.

Finalement, la s -ième sortie prédite $O(s)$ est donnée par :

$$O(s) = \sum O_i(s) \quad (4.12)$$

Afin d'obtenir la zone de localisation avec précision, il est très nécessaire d'ajuster les poids W_{ji} en tant que processus d'apprentissage de l'ANN par la fonction suivante :

$$e = \sum_{s=1}^N W_{ji}(t(s) - O(s))^2 \quad (4.13)$$

Où N est le nombre total de modèles d'apprentissage, $t(s)$ et $O(s)$ sont respectivement la sortie cible s et la sortie prédite par l'ANN.

Ainsi, les poids W_{ji} continue à se mettre à jour pour que l'erreur dans l'équation (4.13) soit réduit.

4.3.2 Schéma de la méthode hybride

Étant donné que, sous ombrage partiel, la courbe de puissance $P - V$ du générateur PV présente plusieurs pics (*MPP* locaux), les algorithmes classiques vus au chapitre 3 ne peuvent pas garantir la convergence vers le *GMPP*. Dans ce contexte, nous allons faire une optimisation de ces algorithmes (en particulier le *P&O*), en les connectant avec les réseaux de neurones artificiels comme le montre la figure 4.13.

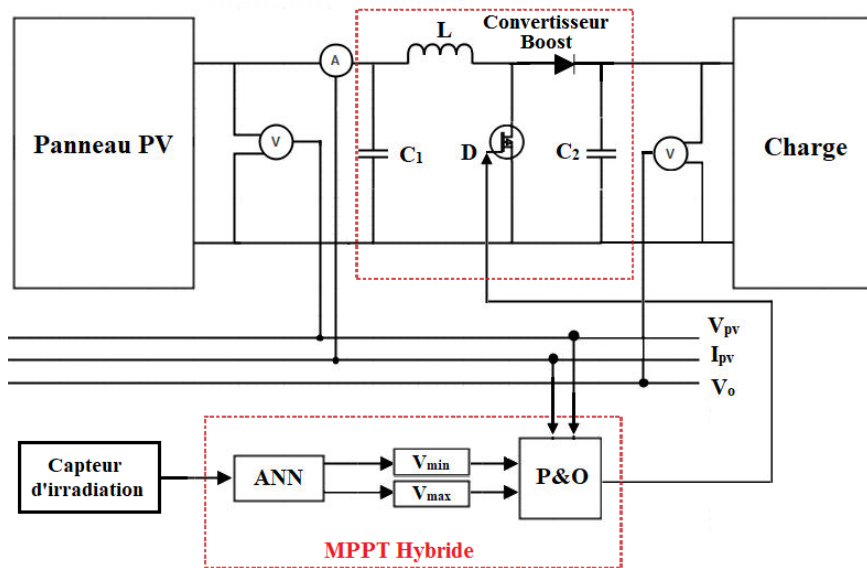


Figure 4.13 – Schéma de la commande *MPPT* hybride utilisée.

Les *ANN* ont pour but de transmettre à l'algorithme *P&O* les valeurs des tensions optimales V_{min} et V_{max} afin de limiter sa recherche autour du *GMPP*.

4.3.3 Résultats de simulation

Nous avons utilisé *Matlab/Simulink* pour modéliser et simuler les panneaux *PV* sous différentes conditions d'ombrage partiel (*PSC*). Ainsi, un grand nombre de courbes caractéristiques $P - V$ correspondant aux intensités d'éclairage G_s sur chaque module ont pu être obtenus pour garantir l'apprentissage de l'*ANN*.

La phase d'apprentissage, qui est une tâche indispensable pour ajuster les paramètres de la structure *ANN*, a été réalisée avec l'outil *NNTOOL* du logiciel *MATLAB*. Cette phase utilise les données d'irradiation solaire. La figure 4.14 présente la structure formée par l'*ANN* du système simulé dans *Matlab/Simulink* avec 3 couches d'entrée, 10 couches cachées et 2 couches de sortie.

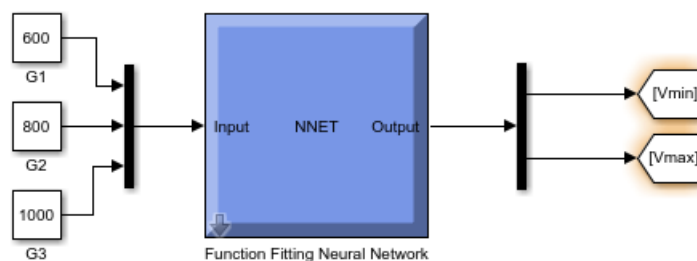


Figure 4.14 – Structure formée par *ANN* du système *PV*.

On conserve les mêmes conditions d'irradiation et les mêmes paramètres du hacheur boost que ceux de la section 4.2.3.

Les résultats de simulation sont montrés sur les figures suivantes.

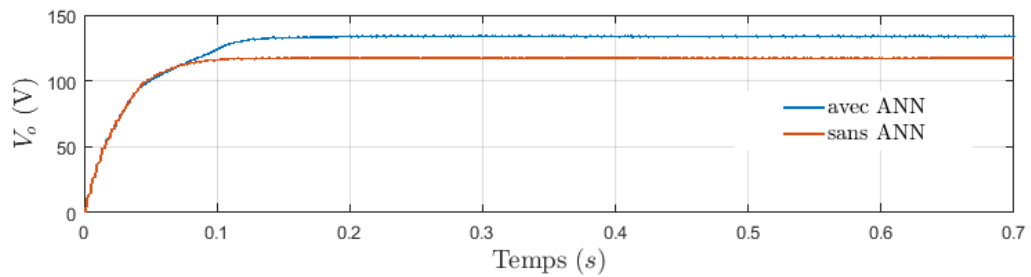
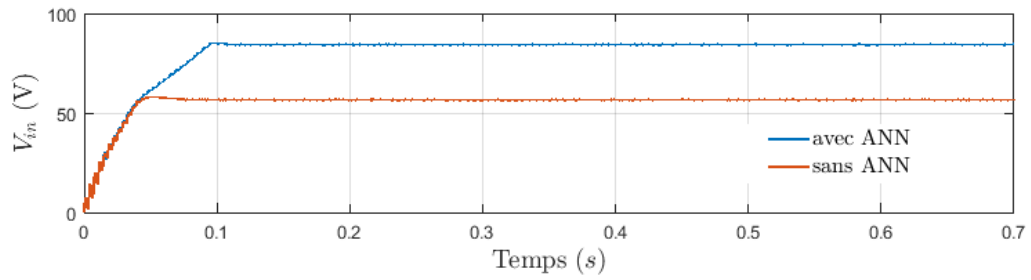


Figure 4.15 – Tensions d'entrée et de sortie du convertisseur Boost avec *ANN*.

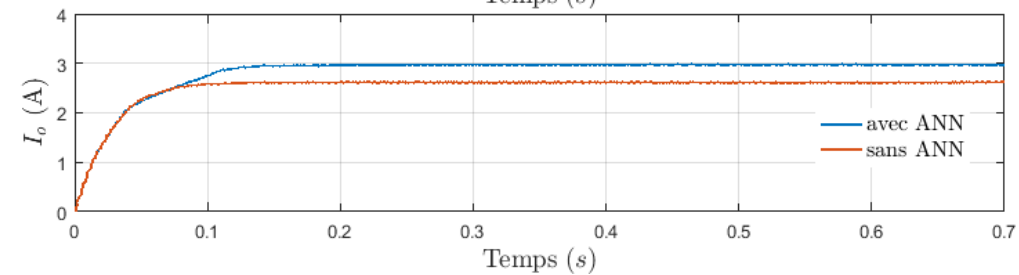
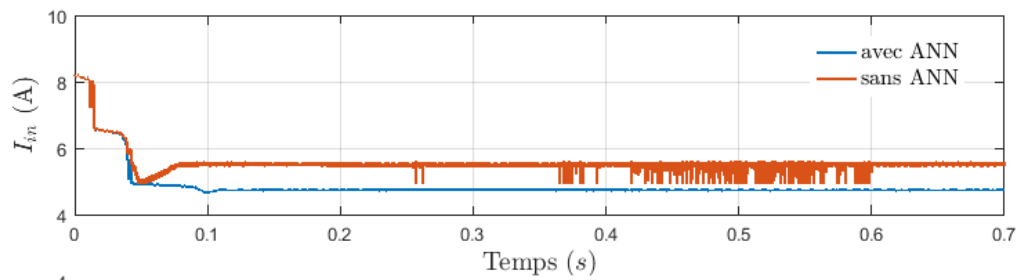


Figure 4.16 – Courants d'entrée et de sortie du convertisseur Boost avec *ANN*.

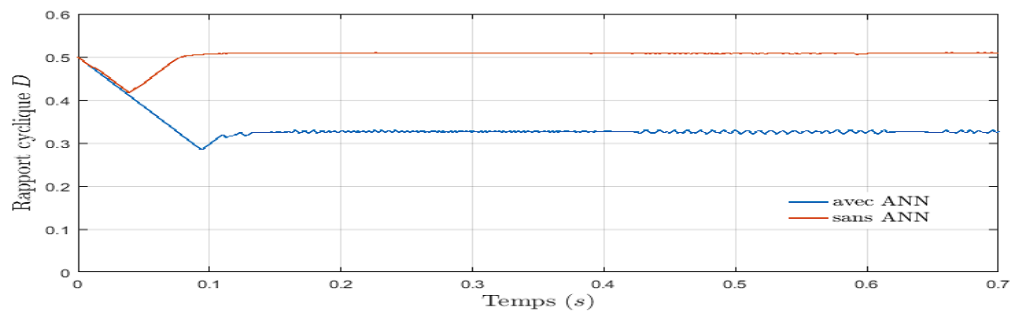


Figure 4.17 – Évolution du rapport cyclique D avec *ANN*.

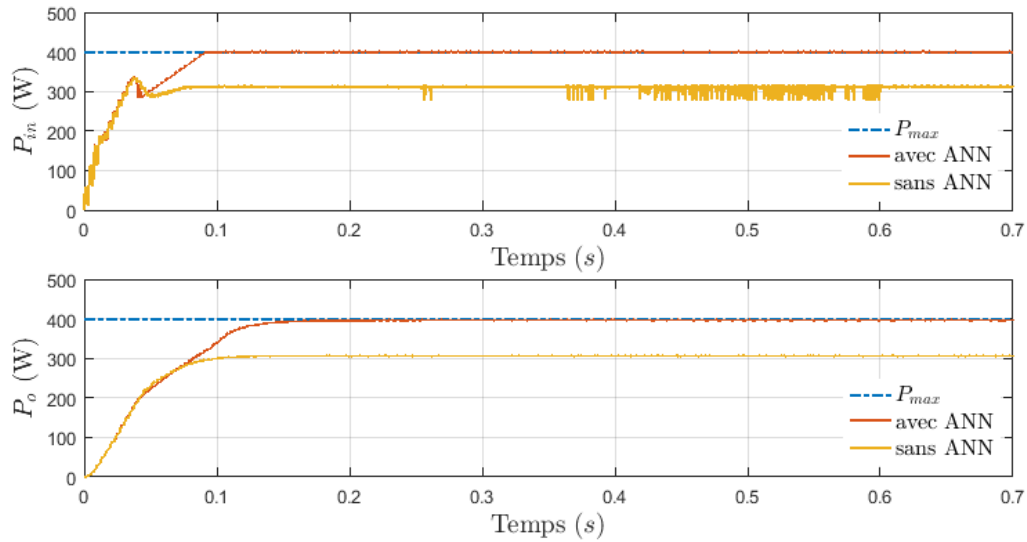


Figure 4.18 – Puissances du *GPV* et la puissance transmise à la charge avec *ANN*.

Les résultats de simulation montrent que :

- La méthode *P&O* n'a pas réussi à atteindre le *GMPP* mais plutôt un *PPM* local, contrairement à la méthode hybride *MPPT* qui a pu extraire avec précision le *GMPP* avec une vitesse de convergence élevée. Les *ANN* ont permis à l'algorithme *P&O* de limiter sa recherche au voisinage du *GMPP* en lui transmettant les valeurs de $V_{min} = 79.99 V$ et $V_{max} = 88 V$.
- La méthode hybride proposée présente moins d'oscillations et a atteint le *GMPP* plus rapidement ($t = 0.18s$) comparant avec les méthodes *PSO* et *CS*.

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés au problème d'irradiation non-uniforme des systèmes photovoltaïques, connu sous le nom de l'ombrage partiel. Une commande *MPPT* basée sur l'utilisation des algorithmes intelligents *CS* et *PSO* a été d'abord étudiée. Nous avons constaté que les performances de l'algorithme *CS* sont meilleurs par rapport à celle de *PSO*, et ce en terme de vitesse de convergence vers le *GMPP* et des oscillations. Ensuite, une commande *MPPT* hybride, combinant les *ANN* avec l'algorithme *P&O*, a été proposée. Les résultats de simulation ont montré que cette méthode présente de très bonnes performances comparant avec les algorithmes intelligents. La méthode hybride garantit un temps de convergence très rapide et présente des oscillation très faible une fois le *GMPP* atteint.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Ce projet de fin d'étude a porté sur l'étude des méthodes *MPPT* garantissant la poursuite du point de puissance maximale dans une chaîne de conversion *PV* autonome, et permettant ainsi de tirer le maximum d'énergie fournie par le générateur *PV*, quelques soient les conditions météorologiques (température et éclairement).

Dans ce cadre, nous avons présenté dans le premier chapitre, des généralités sur les systèmes *PV*. Ensuite, dans le deuxième chapitre, nous avons élaboré en détail la synthèse du modèle mathématique des générateurs *PV* afin d'analyser les caractéristiques $I - V$ et $P - V$ de ces systèmes et d'étudier l'influence des variations climatiques (température, irradiation) sur leur *PPM*.

Dans le troisième chapitre, et afin d'améliorer les performances et le rendement des systèmes *PV* et d'assurer leur fonctionnement au *PPM*, nous nous sommes intéressés au problème de la *MPPT* sous irradiation uniforme, c'est à dire, lorsque tous les modules *PV* sont soumis à la même irradiation. Deux algorithmes ont été introduit : *P&O* et *IncCond*. L'inconvénient de ces techniques se présente lors d'un changement brusque d'irradiation, où l'algorithme s'éloigne momentanément du *MPP* et peut perdre le contrôle de façon permanente. C'est pourquoi, nous avons introduit la commande *MPPT* basée sur le mode glissant. Les résultats de simulation ont permis de mettre en évidence la rapidité et la robustesse de cette commande vis-à-vis des variations de l'éclairement.

La commande *MPPT* sous irradiation non-uniforme a fait l'objet du dernier chapitre de ce travail. Dans cette situation, les modules *PV* sont soumis à des niveaux différents d'éclairements, ce qui engendre un changement majeur dans la courbe de puissance du système *PV*. La courbe $P - V$ présente dans ce cas plusieurs *PPM* locaux. Nous

avons fait d'abord appelle aux techniques d'optimisation *PSO* et *CS* afin de garantir le fonctionnement du système *PV* sur son *PPM* global. Ensuite, nous avons optimisé l'algorithme *P&O* en le combinant avec les réseaux de neurones artificiels afin de limiter la recherche de l'algorithme autour du *GMPP*. Les résultats de simulation ont montré l'efficacité de ces méthodes, en particulier la méthode hybride qui a garanti une convergence plus rapide vers le *GMPP*.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Malisetty Siva Sai Nihanth, N Rajasekar, Dhanup S Pillai, and J Prasanth Ram. A new array reconfiguration scheme for solar pv systems under partial shading conditions. In *Intelligent computing techniques for smart energy systems*, pages 387–396. Springer, 2020.
- [2] Alexandre-Edmond Becquerel. Recherches sur les effets de la radiation chimique de la lumiere solaire au moyen des courants electriques. *CR Acad. Sci*, 9(145) :1, 1839.
- [3] William Grylls Adams and R Evans Day. V. the action of light on selenium. *Proceedings of the Royal Society of London*, 25(171-178) :113–117, 1877.
- [4] Philip R Wolfe. *The solar generation : childhood and adolescence of terrestrial photovoltaics*. John Wiley & Sons, 2018.
- [5] William Shockley. The theory of p-n junctions in semiconductors and p-n junction transistors. *Bell System Technical Journal*, 28(3) :435–489, 1949.
- [6] Daryl M Chapin, Calvin S Fuller, and Gerald L Pearson. A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. *Journal of applied physics*, 25(5) :676–677, 1954.
- [7] Photon Energies and the Electromagnetic Spectrum. t.ly/pmNs. Accessed : 2021-03-30.
- [8] Donald A. Neamen. *Semiconductor physics and devices : basic principles*. McGraw-Hill, 4 edition, 2011.
- [9] Konrad Mertens. *Photovoltaics : fundamentals, technology, and practice*. John Wiley & Sons, 2018.

- [10] Roger A Messenger and Amir Abtahi. *Photovoltaic systems engineering*. CRC press, 2017.
- [11] Michel Villoz Anne Labouret. *Solar Photovoltaic Energy*. IET Renewable Energy Series 9. The Institution of Engineering and Technology, english translation edition, 2010.
- [12] S. Pétion. *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*. PhD thesis, université de Toulouse, 2009.
- [13] Katia Ouabdelkader, Houria Mersel, S Belaid, et al. *Modélisation et contrôle d'un système photovoltaïque connecté au réseau*. PhD thesis, Université de bejaia, 2015.
- [14] S. Diaf. *Intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie pour la production décentralisée d'électricité en site isolé*. PhD thesis, École Nationale Polytechnique, Alger, 2009.
- [15] Md Nazmul Islam Sarkar. Effect of various model parameters on solar photovoltaic cell simulation : a spice analysis. *Renewables : Wind, Water, and Solar*, 3(1) :1–9, 2016.
- [16] B Voss, T Knobloch, and A Goetzberger. *Crystalline silicon solar cells*. Wiley Online Library, 1998.
- [17] Giovanni Petrone, Carlos Andrés Ramos-Paja, Giovanni Spagnuolo, and Weidong Xiao. *Photovoltaic sources modeling*. Wiley Online Library, 2017.
- [18] Richard Corkish, Martin A Green, Muriel E Watt, and Stuart R Wenham. *Applied photovoltaics*. Routledge, 2013.
- [19] A. Belkaid. *Conception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaîne de conversion photovoltaïque autonome*. PhD thesis, Université Ferhat Abbas - Sétif 1, 2015.
- [20] H. Rezzouk. Simulation et implémentation d'algorithmes de recherche du point de maximum de puissance pour un système pv sur un circuit FPGA. Master's thesis, Université de Jijel, 2010.
- [21] Nader Anani and Haider Ibrahim. Adjusting the single-diode model parameters of a photovoltaic module with irradiance and temperature. *Energies*, 13(12) :3226, 2020.
- [22] M. Abdelmoula. *Phénomènes non linéaires et chaos dans les systèmes d'énergie renouvelable – Application à une installation photovoltaïque*. PhD thesis, Université de Reims Champagne-Ardenne, 2017.

- [23] Damien Picault. *Reduction of mismatch losses in grid-connected photovoltaic systems using alternative topologies*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2010.
- [24] Djili Celia and Fareb Karima. *Etude d'impact d'une centrale photovoltaïque sur un réseau électrique*. PhD thesis, Université Mouloud Mammeri, 2017.
- [25] Fiche technique du module photovoltaïque multicristallin haute efficacité Kyocera KC 200GT. shorturl.at/fsDE1. Accessed : 2021-5-15.
- [26] Roberto F Coelho, Walbermark M Dos Santos, and Denizar C Martins. Influence of power converters on pv maximum power point tracking efficiency. In *2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, pages 1–8. IEEE, 2012.
- [27] Prof.L Umanand. Design of photovoltaic systems. cutt.ly/HnxrGJS. Accessed : 2021-6-03.
- [28] Tamer Khatib and Wilfried Elmenreich. *Modeling of photovoltaic systems using Matlab : Simplified green codes*. John Wiley & Sons, 2016.
- [29] Prof.L Umanand. Design of photovoltaic systems. t.ly/dlqd. Accessed : 2021-5-29.
- [30] Ali F Murtaza, Hadeed Ahmed Sher, Marcello Chiaberge, Diego Boero, Mirko De Giuseppe, and Khaled E Addoweesh. Comparative analysis of maximum power point tracking techniques for pv applications. In *Inmic*, pages 83–88. IEEE, 2013.
- [31] BERROUBI Abdennoure. *Commande par mode de glissement des convertisseurs Buck et Boost intégrés dans un système photovoltaïque*. PhD thesis, UNIVERSITE DE MOHAMED BOUDIAF M'SILA FACULTE DE TECHNOLOGIE, 2016.
- [32] Xin-She Yang and Suash Deb. Cuckoo search via lévy flights. In *2009 World congress on nature & biologically inspired computing (NaBIC)*, pages 210–214. Ieee, 2009.
- [33] Jubaer Ahmed and Zainal Salam. A maximum power point tracking (mppt) for pv system using cuckoo search with partial shading capability. *Applied Energy*, 119 :118–130, 2014.
- [34] Russell Eberhart and James Kennedy. A new optimizer using particle swarm theory. In *MHS'95. Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science*, pages 39–43. Ieee, 1995.

Abstract

Under Partial shading conditions (*PSC*), traditional *MPPT* methods such as, *P&O*, *IncCon* and *SMC*, cannot track down the Global *MPP*. Thus, the energy conversion of the *PV* modules will decrease. To overcome this drawback, two evolutionary algorithms; *PSO* and *CS*, were presented. Also, the study introduces a hybrid optimization method to enhance the overall performance of the *PV* system under *PSC*. *MATLAB* simulations will be used in order to illustrate the efficiency of the proposed method.

Keywords : *PV* · Maximum power point tracking (*MPPT*) · Partial shading condition (*PSC*) · Particle swarm optimization (*PSO*) · Cuckoo search (*CS*)

Résumé

Dans des conditions d'ombrage partiel (*PSC*), les méthodes *MPPT* traditionnelles telles que, *P&O*, *IncCon* et *MG*, ne peuvent pas suivre le *PPM* Global. Ainsi, l'efficacité de la conversion d'énergie des modules solaires diminuera. Pour pallier ce problème, deux algorithmes évolutionnaires; *PSO* et *CS*; ont été présentés. En outre, l'étude introduit une méthode d'optimisation hybride pour améliorer les performances globales du système *PV* dans les conditions du l'ombrage partiel. Des simulations *MATLAB* seront utilisées pour montrer l'efficacité des méthodes proposées.

Mots clés : *PV* · (*MPPT*) Ombrage partiel (*PSC*) · Optimisation par essais particuliers (*PSO*) · Recherche coucou (*CS*)

ملخص

في ظل ظروف التظليل الجزئي (*PSC*)، لا يمكن لأساليب *MPPT* التقليدية مثل *P&O*، *IncCon*، و *SMC* تعقب نقطة الاستطاعة العظمى الكبرى *GMPP*. وبالتالي، سينخفض تحويل الطاقة للوحدات الكهروضوئية *PV*. للتغلب على هذا العيب، تم تقديم خوارزميتان تطوريّتان، *PSO* و *CS*. تقدم الدراسة أيضاً طريقة مثلى هجينة لتحسين الأداء العام لنظام *PV* تحت *PSC*. سيتم استخدام نماذج المحاكاة *MATLAB* لتوضيح كفاءة الطريقة المقترحة.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الكهروضوئية (*PV*) · تتبع نقطة الإستطاعة العظمى (*MPPT*) · التظليل الجزئي (*PSC*) · سرب الجزيئات (*PSO*) · بحث الوقواق (*CS*)