

N°d'ordre :

**Université de Saida- Dr. Moulay Tahar  
Faculté Technologie**

**Thèse**

Présentée pour obtenir le diplôme de

**Doctorat en Sciences**

**Filière : Electrotechnique**

**Spécialité : Electrotechnique**

Par :

**NOM et Prénom de l'auteur**

ATIG Mebarka

Thème :

**Optimisation des performances d'un générateur photovoltaïque par la méthode 'PSO' sous ombrage partiel**



Thèse soutenue le ..... date de soutenance ..... devant le jury composé de :

N°	Nom et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
01	HARTANI Kada	Prof	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Président
02	MILOUD Yahia	Prof	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Encadreur
03	MILOUDI Abdallah	Prof	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Co-Encadreur
04	BENOUZZA Noureddine	Prof	Université d'Oran - USTO	Examinateur
05	ALLALI Ahmed	Prof	Université d'Oran - USTO	Examinateur
06	BENDJEBBAR Mokhtar	Prof	Université d'Oran - USTO	Examinateur

## ***Remerciements***

Je souhaite exprimer mes remerciements à Monsieur **Yahia MILOUD**, Professeur au département d'électrotechnique de l'université de Saida, d'avoir accepté la direction de ma thèse. Je tiens à le remercier plus particulièrement pour sa compétence, son expérience, ses idées, ses suggestions, sa disponibilité, son ouverture d'esprit, et tout son soutien qu'il m'a apporté.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur **Abdallah MILOUDI**, Professeur au département d'électrotechnique de l'université de Saida, pour sa compétence, son expérience, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines.

Je suis également très honoré que, Monsieur **Kada HARTANI**, Professeur au département d'électrotechnique de l'université de Saida, pour avoir accepté d'être président du jury de ma soutenance.

Je remercie également tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

- ❖ Mr. **BENOUZZA Noureddine** Professeur à l'université d'USTO,
- ❖ Mr. **ALLALI Ahmed** Professeur à l'université d'USTO,
- ❖ Mr. **BENDJEBAR Mokhtar** Professeur à l'université d'USTO,
- ❖ Mr. **Merrah Abdelkader** MCA à l'université de SAIDA,

Enfin, je réserve une place toute particulière à mes parents, mes chère **ABDELLI Houaria** et **MAATA FAtiha** pour leurs soutiens inconditionnels tout au long de mon travail, sans lesquels rien n'aurait été possible.

Finalement, je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce travail.

M. ATIG

## ملخص

الطاقة الكهروضوئية هي نوع من الطاقة المتجددة ، يتم إنتاجها بشكل طبيعي وبكميات غير محدودة ؛ إنها طاقة نظيفة لا تسبب انبعاث غازات ضارة تنتشر في الفضاء على شكل فوتونات متوفرة في كل مكان و باستمرار.

لكي يعمل النظام الكهروضوئي بأقصى طاقته ، يجب ربط خوارزمية MPPT بمرحلة تكيف DC-DC. الخوارزميات الأكثر استخداماً للبحث عن نقطة الطاقة القصوى المتعقبة (MPPT) هي اضطراب و مراقبة (P&O)، و تصرف تزايدي (IC)، و المنطق الضبابي (FL).

هذا الأخير لا يعمل بشكل جيد في ظل تظليل جزئي مختلف عندما تحتوي خاصية P-V على حد أقصى واحد فقط ؛ ولهذا السبب فإن هدف أطروحتنا هو تحسين أداء المولد الكهروضوئي بطريقة التحسين بواسطة أسراب الجسيمات (تحسين سرب الجسيمات PSO تحت ظلال جزئية مختلفة). ومع ذلك، فإن هذه الخوارزمية ليست فعالة في الإشعاعات المنخفضة لذاك قمنا بإجراء تعديل على PSO.

**الكلمات المفتاحية :** الكهروضوئية، تظليل جزئي ، نقطة الطاقة القصوى المتعقبة MPPT ، التحسين، ميتا إرشادي، PSO

MPSO

## RÉSUMÉ

L'énergie photovoltaïque est un type d'énergie renouvelable, produit naturellement et en quantité illimitée ; C'est une énergie propre ne provoquant aucune émissions de gaz nocifs propageant dans l'espace sous forme des photons disponible partout et sans cesse.

Pour que le système photovoltaïque fonctionne à sa puissance maximale un algorithme MPPT doit être associé à un étage d'adaptation DC-DC. Les algorithmes de recherche de point de puissance maximale (MPPT) les plus utilisés sont : Perturb and Observe (P&O), l'incrémentale de conductance (IC) et la logique floue (FL).

Ces derniers ne sont pas performants sous différents ombrages partiels que lorsque la caractéristique P-V ne contient qu'un seul maximum ; c'est pour cette raison l'objectif de notre thèse est d'apporter une optimisation des performances d'un générateur photovoltaïque par la méthode d'optimisation par essaims particulaires (Particles swarm optimization PSO) sous différents ombrages partiels. Par contre cet algorithme n'est pas efficace lors des faibles irradiations donc nous avons apporté une modification au PSO.

**Mots clés :** Photovoltaïque, Ombrage partiel, Point Maximum de Puissance traquée MPPT, Optimisation, méta-heuristique, PSO, MPSO.

---

## ABSTRACT

Photovoltaic energy is a type of renewable energy, produced naturally and in unlimited quantities; It is a clean energy causing no emission of harmful gases propagating in space in the form of photons available everywhere and constantly.

For the photovoltaic system to operate at its maximum power, an MPPT algorithm must be associated with a DC-DC adaptation stage. The most widely used Maximum Power Point Finder (MPPT) algorithms are: Perturb and Observe (P&O), Conductance Incremental (IC), and Fuzzy Logic (FL). The latter do not perform well under different partial shading when the P-V characteristic contains only one maximum; It is for this reason the objective of our thesis is to bring an optimization of the performances of a photovoltaic generator by the method of optimization by particle swarms (Particles swarm optimization PSO) under different partial shades. However, this algorithm is not efficient at low irradiations so we have made a modification to the PSO.

**Keywords:** Photovoltaic panel, partial shading, Maximum Power Point tracking MPPT, Optimization, meta-heuristic, PSO, MPSO.

# ***Avant-propos***

Les travaux de recherche consignés par la présente thèse ont été concrétisé par publication et communications nationales et internationales dont:

## **1. Publications**

- **M. ATIG**, Y. Miloudi, A. Miloudi, A. Merah," A novel optimization of the particle swarm based maximum power point tracking for photovoltaic systems under partially shaded conditions", International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS), Vol.12, No.3, September 2021, pp. 1795~1803. ISSN: 2088-8694, DOI:10.11591/ijpeds.v12.i3.pp1795-1803.

## **2. Communications :**

- **M. ATIG**, "Adaptation de l'incrément de la conductance (INC) du MPPT d'un Générateur photovoltaïque sous Ombrage Partiel", 1<sup>ere</sup> Conférence internationale sur Réseaux Electroniques Intelligents CIREI' 2019, ENP- Oran 2019.
- **M. ATIG**, "Application de L'Optimisation de l'Essaim de Particules 'PSO' pour SPV dans les Conditions Atmosphériques", 1<sup>ere</sup> Conférence nationale sur l'électrotechnique et les énergies renouvelables, CNEER'18, 13 Novembre 2018 Univ- Saida.
- **M. ATIG**, "Application de L'Optimisation de l'Essaim de Particules 'PSO' pour SPV dans les Conditions Atmosphériques", Journée d'Etude sur les Applications Photovoltaïques, JEAP'18, 13 Décembre 2018 Univ- Saida.
- **M. ATIG**, "Modélisation et Simulation d'un Système Photovoltaïque Adapte par une Commande MPPT (P&O) Technique", 3rd International conference on power electronics and electrical drives, ICPEED'14, 10-11 Décembre 2014, USTO – Oran 2014.
- **M. ATIG**, "Fuzzy logic speed control of an indirect field-oriented induction motor based on the MRAS" 2<sup>eme</sup> Conférence Internationale sur l'Electronique, l'Electrotechnique et l'Automatique, CIEEA'13, ENP Oran 2013.
- **M. ATIG**, "Speed Sensorless Vector Control of Induction Motor based on the MRAS", 2<sup>eme</sup> Conférence Internationale sur la Maintenance, la Gestion, la Logistique et L'électrotechnique, CIMGLE'12, 19-21 Novembre 2012, ENSET – Oran 2012.
- **M. ATIG**, "La structure Adaptative Pour la Commande de la Vitesse d'un Moteur asynchrone", 2<sup>eme</sup> Journées Internationales d'électrotechnique de Maintenance et Compatibilité Electromagnétique, JIEMCEM'10, 25-26 Mai 2010, ENSET – Oran 2010.



# SOMMAIRE

Remerciements.....	
Résumé .....	
Avant-propos .....	
Liste des Tableaux .....	
Liste des Figures .....	
Nomenclature.....	i
Introduction Générale.....	01

## Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire

I.1	Introduction .....	03
I.2	Pourquoi les énergies renouvelables .....	03
I.3	Le rayonnement solaire au sol .....	04
I.3.1	Le rayonnement direct.....	04
I.3.2	Le rayonnement diffus .....	04
I.3.3	Le rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol .....	05
I.3.4	Le rayonnement global.....	05
I.3.5	Durée d'insolation.....	06
I.3.6	Potentiel solaire en Algérie .....	06
I.4	La conversion photovoltaïque.....	06
I.4.1	Les perspectives de la conversion photovoltaïque .....	09
I.5	Les enjeux environnementaux du recyclage des panneaux PV .....	10
I.6	Situation énergétique en Algérie.....	10
I.7	La future d'énergie solaire photovoltaïque en Algérie .....	12
I.8	Installation des panneaux solaires photovoltaïques .....	13
I.8.1	Les différents types d'installation d'un système PV.....	13
I.8.1.1	Installations autonomes .....	13
I.8.1.2	Installations raccordées au réseau .....	13
I.8.1.3	Systèmes hybrides.....	14
I.9	Les avantages et les inconvénients d'un générateur PV .....	15
I.9.1	Les avantages .....	15

I.9.2	Les inconvénients.....	15
I.10	Comportement de panneaux photovoltaïques en présence d'ombrage partiel.....	16
I.11	Conclusion.....	16

## Chapitre II : Modélisation et Simulation d'un Générateur

### Photovoltaïque sans et avec Ombrage Partiel

II.1	Introduction .....	17
II.2	Le générateur photovoltaïque .....	17
II.2.1	Protection d'un générateur photovoltaïque .....	18
II.3	Technologies des cellules solaires PV .....	19
II.3.1	Type et rendement des cellules photovoltaïques .....	20
II.4	Spécification du générateur photovoltaïque .....	22
II.5	Paramètres de la cellule photovoltaïque .....	22
II.5.1	Tension de circuit ouvert $V_{co}$ .....	22
II.5.2	Courant de court-circuit $I_{sc}$ .....	23
II.5.3	Puissance maximale .....	23
II.5.4	Facteur de forme .....	23
II.5.5	Rendement de la cellule $\eta$ .....	23
II.6	Modèle mathématique d'une cellule solaire .....	24
II.7	Modèle mathématique d'un panneau solaire de Ns cellules en série.....	26
II.8	Modèle mathématique d'un générateur photovoltaïque.....	27
II.9	Association des panneaux photovoltaïques .....	28
II.9.1	Association en série .....	29
II.9.2	Association en parallèle.....	30
II.9.3	Association mixte des panneaux solaires photovoltaïques.....	31
II.10	Influence de l'éclairement et de la température sur le comportement d'un PV .....	31
II.10.1	Influence de la température .....	32
II.10.2	Influence de l'éclairement .....	32
II.11	Effet de l'ombrage partiel sur les performances d'un GPV.....	34
II.12	Différents types de configurations des panneaux photovoltaïques.....	34
II.13	Modèle mathématique d'une colonne de panneaux solaires partiellement ombrée.	35

---

II.14	Simulation du modèle proposé.....	38
II.15	L'ombrage et le nombre de pics sur la caractéristique P-V.....	41
II.16	Conclusion .....	45

## **Chapitre III : Techniques de Poursuite du Point de Puissance Maximale & Convertisseurs DC-DC**

III.1	Introduction .....	46
III.2	Les convertisseurs DC-DC (hacheurs) .....	47
III.2.1	Hacheur survolté (Boost) .....	47
III.2.1.1	Principe de Fonctionnement .....	47
III.2.1.2	Les paramètres d'élévateur .....	49
III.3	Commandes MPPT des convertisseurs DC-DC .....	51
III.3.1	Principe de la recherche du point de puissance maximale MPPT .....	51
III.3.2	Les premiers types de technique MPPT .....	51
III.3.3	Les techniques MPPT à algorithme performants .....	52
III.4	Les commandes MPPT les plus utilisées.....	53
III.4.1	Méthode “ Perturbe and Observe” (P&O) .....	54
III.4.2	Méthode de la conductance incrémental.....	55
III.4.3	Commande MPPT basée sur la logique floue .....	58
III.4.4	Optimisation par Essaim Particulaire PSO .....	61
III.4.4.1	Principe général .....	61
III.4.4.2	Mode de fonctionnement de l'algorithme PSO .....	63
III.4.4.3	Formalisation.....	64
III.4.4.4	Organigramme de la PSO.....	65
III.5	Simulation de la recherche du point de puissance maximale sous éclairage uniforme .....	67
III.5.1	Simulation avec le cas stable .....	68
III.5.2	Simulation avec un changement brusque .....	69
III.5.3	Interprétation des résultats de simulation .....	74
III.6	Conclusion.....	75

## Chapitre IV : Optimisation de la puissance avec PSO, PSO modifiée d'un GPV sous Ombrage partiel

IV.1	Introduction .....	77
IV.2	Recherche du MPPT par l'algorithme P&O sous d'ombrage partiel .....	77
IV.2.1	Résultats de simulation avec la commande MPPT.....	79
IV.2.1.1	Résultats de simulation avec la commande P&O.....	79
IV.2.1.2	Résultats de simulation avec la commande PSO.....	81
IV.2.2	Comparaison de la commande P&O et PSO.....	83
IV.3	Adaptation du PSO pour suivre le MPP global du GPV en présence d'ombrage partiel.....	84
IV.3.1	Organigramme de l'algorithme PSO modifié .....	85
IV.3.2	Résultats de simulation avec la commande PSO modifiée .....	86
IV.3.3	Simulation d'un GVP sous différentes configurations d'ombrage avec un changement brusque .....	87
IV.3.4	Simulation d'un GVP sous différentes configurations d'ombrage avec un changement graduel .....	90
IV.4	Conclusion.....	94
	Conclusion Générale.....	95
	Annexe .....	98
	Références .....	102

## *Liste des Tableaux*

Tableau I.1.	Potentiel solaire .....	06
Tableau II.1.	Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques .....	21
Tableau II.2.	Caractéristiques du module PV SUNTECH STP080 12/B6 monocristallin..	29
Tableau II.3.	Résultats de simulation pour un groupement série ( $N_{ss}=4$ ), avec différents éclairements et $T=25^{\circ}\text{C}$ .....	33
Tableau II.4.	Résultats de simulation pour un groupement série ( $N_{ss}=4$ ),vec différentes températures et $G = 1000 \text{ W/m}^2$ .....	33
Tableau II.5.	Valeurs des trois pics pour les différents niveaux d'ombrage avec les configurations $C_1$ , $C_2$ et $C_3$ .....	41
Tableau II.6.	Valeurs de puissance d'une configuration à 10 groupes GPV (10x10).....	43
Tableau III.1.	Tableau des règles de décision floue (inférence) .....	60
Tableau III.2.	Paramètre de l'algorithme PSO .....	65
Tableau IV.1.	Valeurs des trois pics pour les différents niveaux d'ombrage avec la configuration de la figure II.16.( $C_1$ ) .....	79
Tableau IV.2.	Valeur du MPP traquée avec la commande P&O pour les différents niveaux d'ombrage avec la configuration $C_1$ .....	80
Tableau IV.2.	Performances du GPV sous différents cas d'ombrage partiel avec la commande PSO .....	81
Tableau IV.3.	Valeur du MPP traquée avec la commande PSO pour les différents niveaux d'ombrage avec la configuration $C_1$ .....	82
Tableau IV.4.	Valeur du MPP traquée avec la commande P&O et PSO du système PV sous ombrage partiel .....	83
Tableau IV.5.	Comparaison entre l'algorithme PSO et PSO modifié pour chaque configuration d'ombrage et pour $G = 100 \text{ W/m}^2$ et $150 \text{ W/m}^2$ .....	88
Tableau IV.6.	Puissance générée en utilisant les algorithmes PSO conventionnelles et PSO modifié avec: $G=1000$ et $100 \text{ W/m}^2$ .....	92
Tableau IV.7.	Puissance générée par PSO conventionnelles et PSO modifié des configurations ombragées de la figure IV.9. pour $G= 100 \text{ W/m}^2$ .....	93

## *Liste des figures*

Figure I.1.	Description du nombre de masse d'air .....	04
Figure I.2.	Types de rayonnement solaire reçus au sol.....	05
Figure I.3.	Rayonnement solaire capté par un plan horizontal et incliné .....	06
Figure I.4.	Principe de conversion photovoltaïque .....	08
Figure I.5.	Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairements .....	09
Figure I.6.	Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Juillet .....	12
Figure I.7.	Répartition énergétique en Algérie.....	12
Figure I.8.	Schéma de principe d'une installation PV autonome.....	13
Figure I.9.	Schéma de principe d'une installation PV raccordée au réseau .....	14
Figure I.10.	Principe de fonctionnement d'un système PV hybride.....	15
Figure II.1.	Association des panneaux solaires photovoltaïques .....	18
Figure II.2.	Association des panneaux photovoltaïques avec leurs diodes de protection .....	19
Figure II.3.	Différentes zones de la caractéristique I(V).....	22
Figure II.4.	Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire PV .....	24
Figure II.5.	Circuit équivalent d'une cellule solaire .....	25
Figure II.6.	Groupement de Ns cellules .....	26
Figure II.7.	Matrice solaire formée de plusieurs groupes de colonnes solaires formant un générateur photovoltaïque .....	28
Figure II.8.	Bloc Simulink d'un GPV .....	29
Figure II.9.	Simulation de huit panneaux PV en série .....	30
Figure II.10.	Simulation de huit panneaux PV en parallèle .....	30
Figure II.11.	Simulation d'un groupement mixte de panneaux PV .....	31
Figure II.12.	Courbes P-V et I-V pour différents éclairements avec T=25°C.....	32
Figure II.13.	Courbes P-V et I-V pour différentes températures avec G=1000 W/m <sup>2</sup> .....	32
Figure II.14.	Différentes configurations des modules photovoltaïques .....	35
Figure II.15.	Groupement de panneaux solaires en série sous ombrage partiel .....	36
Figure II.16.	Les trois configurations du GPV .....	38
Figure II.17.	Bloc simulink d'un groupe du GPV .....	39
Figure II.18.	Bloc simulink du GPV formé par trois groupes .....	39
Figure II.19.	Courbe I-V et P-V du GPV de la configuration C <sub>1</sub> (l'éclairement est 100 W/m <sup>2</sup> ) .....	39
Figure II.20.	Courbe P-V avec les trois configurations : C <sub>1</sub> , C <sub>2</sub> et C <sub>3</sub> .....	40
Figure II.21.	Caractéristique P-V d'un GPV répartis en dix groupes pour différentes irradiations ..	42
Figure II.22.	Simulation d'un GPV (10x10) avec répartition de groupes allant de 10 à 3 groupes ..	44
Figure III.1.	Circuit électrique de base d'un convertisseur Boost .....	47

Figure III.2.	Circuit équivalent du convertisseur Boost pour $T_{on}$ .....	48
Figure III.3.	Circuit équivalent du convertisseur boost pour $T_{off}$ .....	49
Figure III.4.	Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Boost .....	50
Figure III.5.	Conversion photovoltaïque avec convertisseur DC-DC contrôlée par une commande MPPT .....	51
Figure III.6.	Principe de la première technique MPPT numérique .....	52
Figure III.7.	Principe de fonctionnement d'une commande MPPT .....	53
Figure III.8.	Organigramme de l'algorithme P&O .....	55
Figure III.9.	Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de la dérivée de la conductance G .....	56
Figure III.10.	Organigramme du l'algorithme MPPT de la conductance Incrémentale (Inc .Con) ...	57
Figure III.11.	Schéma bloc d'une logique floue .....	58
Figure III.12.	Fonctions d'appartenance d'entrée et de sortie du contrôleur flou : $E$ , $dE$ et $dD$ ....	59
Figure III.13.	Surface caractéristique du régulateur floue proposé.....	61
Figure III.14.	Volée d'Anser en formation en V .....	62
Figure III.15.	Déplacement d'une particule .....	63
Figure III.16.	Organigramme de l'algorithme MPPT de PSO.....	66
Figure III.17.	Schéma bloc de la simulation d'un GPV avec différentes commande MPPT .....	68
Figure.III.18.	Allure de la puissance du GPV avec les trois commandes MPPT .....	68
Figure III.19.	Allure du courant du GPV avec les trois commandes .....	69
Figure III.20.	Allure de la tension du GPV avec les trois commandes .....	69
Figures III.21.	Performances de la méthode 'P&O' dans la poursuite de la puissance maximale, le courant, la tension et le rapport cyclique du GPV .....	71
Figures III.22.	Performance de la méthode 'Inc.Cond' dans la poursuite de la puissance maximale et la tension du GPV .....	71
Figures III.23.	Performances de la commande logique floue dans la poursuite de la puissance maximale, le courant et la tension du GPV.....	72
Figures III.24.	Simulation de la méthode PSO sous éclairement uniforme .....	73
Figures III.25.	Simulation de la méthode PSO sous changement brusque (négatif- positif) .....	74
Figure IV.1.	Schéma bloc d'une commande MPPT d'un GPV sous ombrage partiel .....	78
Figure IV.2.	Courbe P-V avec et sans commande MPPT pour une variation brusque de G de (1000 à 100) W/m <sup>2</sup> .....	80
Figure IV.3.	Courbe P-V du Générateur PV.....	82
Figure IV.4.	Performances de la commande PSO dans la poursuite de la puissance maximale du GPV .....	82
Figure IV.5.	Performances de la commande P&O et PSO dans la poursuite de la puissance maximale du GPV .....	83
Figure IV.6.	Organigramme de l'algorithme PSO modifié .....	85
Figure IV.7.	Courbe P(t) avec différentes irradiations G de la configuration C <sub>1</sub> .....	87
Figure IV.8.	Courbe P(t) avec variation de G (1000W/m <sup>2</sup> à 100W/m <sup>2</sup> )de la configuration de C <sub>1</sub> ..	87
Figure IV.9.	Différentes configurations avec: -C <sub>1</sub> - irradiation uniforme, -C <sub>2</sub> - ombrage moyen, -C <sub>3</sub> - ombrage sévère .....	88
Figure IV.10.	Puissances générées avec les algorithmes PSO et PSO modifié avec G=150W/m <sup>2</sup> ....	89
Figure IV. 11.	Puissances générées avec les algorithmes PSO et PSO modifié avec G=100W/m <sup>2</sup> ....	89

Figure IV.12.	Variation graduelle d'irradiations .....	90
Figure IV.13.	Puissances générées avec les algorithmes PSO conventionnelles et PSO modifié avec : G=1000 et 100 W/m <sup>2</sup> .....	91
Figure IV.14.	Variation graduelle de l'ombrage.....	91
Figure IV.15.	Puissances générées avec les algorithmes PSO conventionnelles et PSO modifié pour les configurations de la figure IV.9 avec : G=100 W/m <sup>2</sup> .....	92

# Nomenclature

## **Symbol**      **Signification**

PV	Photovoltaïque
MPP	Point de puissance maximale
MPPT	Maximum power point tracking
GPV	Générateur photovoltaïque
$h$	Constante de Plank
$c$	Vitesse de la lumière
$\lambda$	Longueur d'onde
E	Energie du photon
Voc	Tension de circuit
Icc	Courant de court circuit
AC	Courant alternatif
Em	Eclairement
TUC	Température d'utilisation de cellule PV
Ta	Température ambiante
AIE	International Energy Agency
CIS	Cuivre Indium Sélénium
CDTe	Tellure de Cadmium
GaAs	Arséniure de Gallium
Pm	Puissance maximale
Vm	Tension maximale
FF	Facteur de forme
$\eta$	Rendement

G	Irradiation
$I_L$	Courant d'obscurité
Rs	Résistance interne de la cellule
Rp	Résistance shunt
Icell	Courant de sortie de la cellule PV
Vcell	Tension de sortie de la cellule PV
k	Constante de Boltzman
n	Facteur d'idéalité de la diode
Ns	Nombre de cellules en série
Np	Nombre de cellules en parallèle
$G\varepsilon_{\phi_s}$	Gain de l'erreur du flux
$\tilde{e}_{C_{em}}$	Valeur floue de l'erreur du couple
$\tilde{e}_\phi$	Valeur floue de l'erreur du flux
$\tilde{u}$	Variable floue de sortie
$V_{smax}$	Valeur maximale de la tension de référence
T <sub>e</sub>	Intervalle de contrôle des interrupteurs de l'onduleur
K <sub>p</sub>	Gain proportionnel
K <sub>i</sub>	Gain intégrateur
I <sub>o</sub>	Courant de saturation de la diode
V <sub>t</sub>	Tension thermique
T	Température instantanée
$T_{stc}$	Température condition standard du module PV
$G_{stc}$	Condition standard d'irradiation
N <sub>ss</sub>	Nombre de panneaux en série
N <sub>pp</sub>	Nombre de panneaux en parallèle

---

$K_I$	Coefficient de température du courant de court circuit
$K_V$	Coefficient de température de la tension à circuit ouvert
DC	Courant continu
MCC	Mode de conduction continu
MCD	Mode de conduction discontinu
D	Rapport cyclique
R	Résistance de la charge
P&O	Perturbation et Observation
Inc.Cond	Incrémentation de la conductance
$V_{pv}$	Tension de sortie du GPV
$P_{pv}$	Puissance de sortie du GPV
GP	Point global
PSO	Particle Swarm Optimisation
MPSO	Modified Particle Swarm Optimisation
$N_{cg}$	Nombre de colonnes par groupe
$N_{sm}$	Nombre de modules ombrés

## ***Introduction Générale***

La croissance démographique et le développement industriel poussent à une consommation mondiale en domaine d'énergie assurée essentiellement par les énergies fossiles comme le pétrole, le gaz, le charbon et l'énergie nucléaire.

La consommation de ces ressources d'énergie entraîne des conséquences néfastes sur l'environnement telles que le réchauffement climatique, l'émission de gaz à effet de serre, l'augmentation de la pollution et des perturbations climatiques. En plus, une fluctuation du prix mondial du pétrole a été traduite par la croissance de la demande d'énergie.

De ce fait, et pour pallier à ces problèmes, plusieurs recherches sont motivés vers des solutions innovantes en développant des sources non polluantes à base des énergies renouvelables et dans ce contexte, l'énergie solaire photovoltaïque est l'une des plus importantes sources d'énergie renouvelable présentant un dénouement à nos problèmes de production d'énergie ; Elle est donc une énergie illimitée, propre et locale, qui n'émet quasiment aucune pollution durant son utilisation : ni gaz à effet de serre ni déchets puisque les composantes des panneaux solaires peuvent-être largement recyclés. D'ailleurs on parle souvent d'une « énergie verte ».

### **Problématique**

La production de l'électricité avec des panneaux solaires doit prendre en compte les effets d'ombrage qui ont des conséquences sur la puissance électrique délivrée. La commande MPPT assure la poursuite de la puissance maximale fournit par un système solaire photovoltaïque en utilisant un convertisseur DC/DC.

La recherche du point maximal de la puissance, sous un ombrage partiel, avec les algorithmes MPPT conventionnels (Perturb and observe, incrémentation de la conductance et la logique floue) qui ne sont pas réellement performants n'aboutit pas.

### **Objectif du travail**

L'objectif de notre thèse est d'apporter une optimisation des performances d'un générateur photovoltaïque par la méthode d'optimisation par essaim particulaire (Partical swarm optimization PSO) sous l'ombrage partiel.

## Organisation de la thèse

Autre l'introduction et la conclusion générale, notre étude est structurée en quatre chapitres selon le plan suivant :

### ***Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire***

Ce chapitre survole sur l'énergie photovoltaïque, l'exploitation du principe de la conversion photovoltaïque et les perspectives de cette dernière vis-à-vis de différentes technologies utilisées ainsi que les avantages et les inconvénients des panneaux P-V et leurs comportements en présence différents ombrages partiels.

### ***Chapitre II : Modélisation et Simulation d'un Générateur Photovoltaïque sans et avec Ombrage Partiel***

Ce second chapitre traite la modélisation de la cellule solaire photovoltaïque à une diode, la définition des principales caractéristique PV, l'assemblage des modules photovoltaïques et la configuration série-parallèle des panneaux ; Avec la simulation des différentes configurations.

### ***Chapitre III : Techniques de Poursuite du Point de Puissance Maximale et Convertisseurs DC-DC***

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu sur le convertisseur continu-continu.

Les différentes techniques (P&O, IC, FL) de la poursuite du point de puissance maximal sous éclairement uniforme et ombrage partiel sont introduit et au même temps testés et comparés par simulation. Ensuite la théorie de l'algorithme PSO et sa simulation seront présentées avec les différentes configurations d'ombrage partiel.

### ***Chapitre IV : Optimisation de la puissance avec PSO, PSO modifié d'un GPV sous Ombrage partiel***

Le dernier chapitre est consacré à l'optimisation du PPM (Maximum Power Point) sous les conditions climatiques par la programmation de la technique Swarm modifié (MPSO) en comparant cette dernière avec PSO conventionnel à laide de l'environnement Matlab/ Simulink.

Enfin, ce travail est parachevé par une conclusion générale dont laquelle sont valorisés les différentes méthodes effectuée.

## Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire

I.1	Introduction .....	03
I.2	Pourquoi les énergies renouvelables .....	03
I.3	Le rayonnement solaire au sol .....	04
I.3.1	Le rayonnement direct.....	04
I.3.2	Le rayonnement diffus .....	04
I.3.3	Le rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol.....	05
I.3.4	Le rayonnement global.....	05
I.3.5	Durée d'insolation.....	06
I.3.6	Potentiel solaire en Algérie .....	06
I.4	La conversion photovoltaïque.....	06
I.4.1	Les perspectives de la conversion photovoltaïque .....	09
I.5	Les enjeux environnementaux du recyclage des panneaux PV .....	10
I.6	Situation énergétique en Algérie.....	10
I.7	La future d'énergie solaire photovoltaïque en Algérie .....	12
I.8	Installation des panneaux solaires photovoltaïques .....	13
I.8.1	Les différents types d'installation d'un système PV.....	13
I.8.1.1	Installations autonomes .....	13
I.8.1.2	Installations raccordées au réseau .....	13
I.8.1.3	Systèmes hybrides.....	14
I.9	Les avantages et les inconvénients d'un générateur PV .....	15
I.9.1	Les avantages .....	15
I.9.2	Les inconvénients.....	15
I.10	Comportement de panneaux photovoltaïques en présence d'ombrage partiel.....	16
I.11	Conclusion .....	16

# Chapitre I

## Généralités sur l'énergie solaire

### I.1. Introduction :

La demande mondiale en énergie est de plus en plus prometteuse en raison des progrès technologiques et environnementaux. L'augmentation de la consommation et l'épuisement des ressources énergétiques naturelles comme les combustibles fossiles ont entraîné une augmentation des émissions de gaz à effet de serre ainsi que le coût d'exploitation. En raison de cela, les pays ont été contraints de chercher des moyens plus efficaces pour produire de l'énergie renouvelable, verte, durable et qui coûte moins cher. L'énergie renouvelable est généralement considérée comme l'énergie qui provient de ressources naturellement renouvelables, et repose sur la définition de la technologie de l'énergie renouvelable de l'AIE (International Energy Agency) [1]. L'Algérie qui compte une superficie d'environ deux millions de km<sup>2</sup> de Sahara et de soleil abondant, est bien positionnée pour devenir un acteur majeur dans le secteur du domaine des énergies renouvelables dans un avenir proche.

L'une des façons de classer les ressources énergétiques est basée sur un examen de leur durabilité et renouvellement [2-3]. L'une des options les plus prometteuses, permettant d'abandonner à long terme les sources d'énergie qui portent atteinte à l'environnement, est la transformation directe de l'énergie solaire en électricité au moyen de cellules solaires photovoltaïques ou photopiles. La production d'énergie électrique au moyen de cellules photovoltaïques se différencie donc de façon fondamentale des centrales de production conventionnelles [4].

### I.2. Pourquoi les énergies renouvelables :

Les besoins énergétiques devraient continuer à s'amplifier, du fait de l'accroissement de la population et de la nécessité de procurer plus d'énergie à ceux qui actuellement n'en consomment presque pas. Nous ne pouvons compter d'avantage sur le pétrole et le gaz, tout en sachant qu'il serait bon de limiter leur utilisation pour prendre en compte l'effet de serre et ses conséquences négatives sur notre écosystème [5]. L'intérêt croissant pour le développement des énergies renouvelables est motivé par plusieurs constats : les changements climatiques, l'augmentation de la demande d'énergie, la limitation des réserves de combustibles fossiles, le faible rendement global du système énergétique et la dépendance énergétique [6].

Les pays en développement qui n'ont pas accès à l'électricité par manque d'infrastructure électrique de base, l'énergie solaire photovoltaïque est la source la plus rentable pour obtenir de l'électricité, et dans certains lieux, elle est la seule.

### I.3. Le rayonnement solaire au sol :

Afin de quantifier l'énergie développée par le générateur photovoltaïque dans une application donnée, pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Ce dernier diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000W/m<sup>2</sup>. La figure I.1, correspondant à nos latitudes [7].

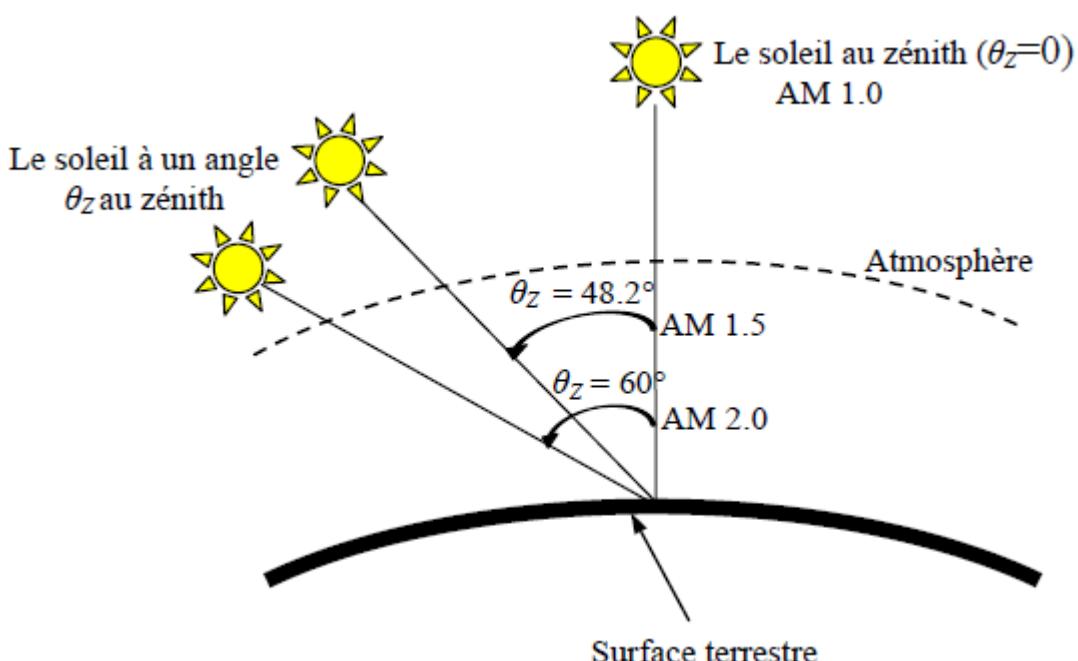


Figure I.1. Description du nombre de masse d'air.

En effet, quatre types de rayonnement ont été répertoriés dans la littérature [8-9]

#### I.3.1. Le rayonnement direct :

La conversion du rayonnement direct ED est une question trigonométrique. Le rayonnement direct, sur le plan horizontal, est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus.

#### I.3.2. Le rayonnement diffus :

Il est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.

### I.3.3. Le rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol :

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc....).

### I.3.4. Le rayonnement global

Le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflété par le sol. Dans la figure ci-dessous figure I.2 est schématisé l'ensemble des rayonnements solaires qu' sur une surface terrestre.

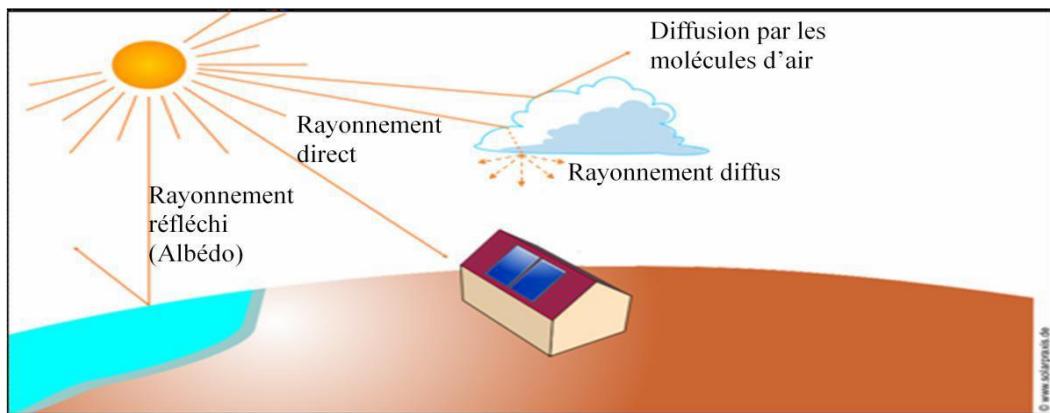


Figure I.2. Types de rayonnement solaire reçus au sol

L'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée irradiation ou éclairement (noté généralement par la lettre G), il s'exprime en watts paramètre carré ( $\text{W/m}^2$ ), la valeur du rayonnement reçu par la surface du module photovoltaïque varie selon la position de ce dernier. Le rayonnement solaire atteint son intensité maximale lorsque le plan du module photovoltaïque est perpendiculaire aux rayons [10].

Dans la figure I.3 ci-après est illustré l'effet de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur l'intensité de l'éclairement reçu sur leurs surfaces du levé au couché du soleil.

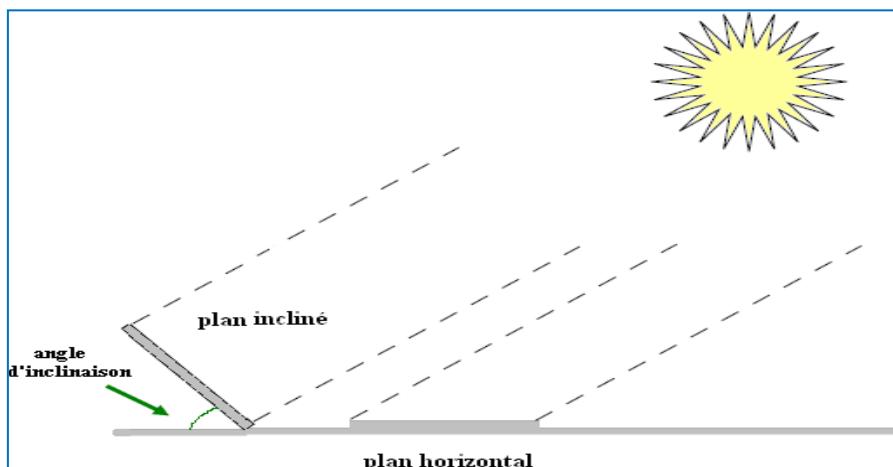


Figure I.3. Rayonnement solaire capté par un plan horizontal et incliné

### I.3.5. Durée d'insolation :

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible, le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell– Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrées, on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages.

Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour, c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qui“ elle même dépend de la période de l'année considérée[11].

### I.3.6. Potentiel solaire en Algérie :

L'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 kWh/m<sup>2</sup>/an au sud du pays. Le tableau I.1 résume le potentiel solaire en Algérie [12].

**Tableau I.1.** Potentiel solaire

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

### I.4. La conversion photovoltaïque :

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau.

Le préfixe Photo vient du grec « phos » qui signifie lumière. « Volt » vient du patronyme d’Alessandro Volta (1745-1827), physicien qui a contribué aux recherches sur l’électricité. Photovoltaïque (PV) signifie donc littéralement électricité lumineuse [13].

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l’effet photoélectrique, il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l’effet de la lumière [14].

La conversion photovoltaïque aujourd’hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l’énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d’absorption de la lumière par la matière. Le capteur utilisé se présente à l’échelle élémentaire sous forme d’une cellule nommée cellule photovoltaïque (PV). La quantité d’énergie électrique ainsi générée peut varier en fonction du matériau utilisé, des paramètres géométriques du capteur et de sa capacité à collecter les électrons avant qu’ils ne se recombinent dans le matériau. Lorsqu’un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l’arrachant littéralement de la matière, ce dernier étant précédemment à un niveau d’énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d’énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l’équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique [15].

De même, toute l’énergie des photons n’arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Ce dernier constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l’énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que ce phénomène soit produit. L’effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d’autant plus les performances de ces derniers [16].

L’énergie d’un photon est donnée par la relation [17] :

$$E = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (\text{I-1})$$

Où :

$h$  : est la constante de Planck

$c$  : la vitesse de la lumière

$\lambda$  : longueur d’onde

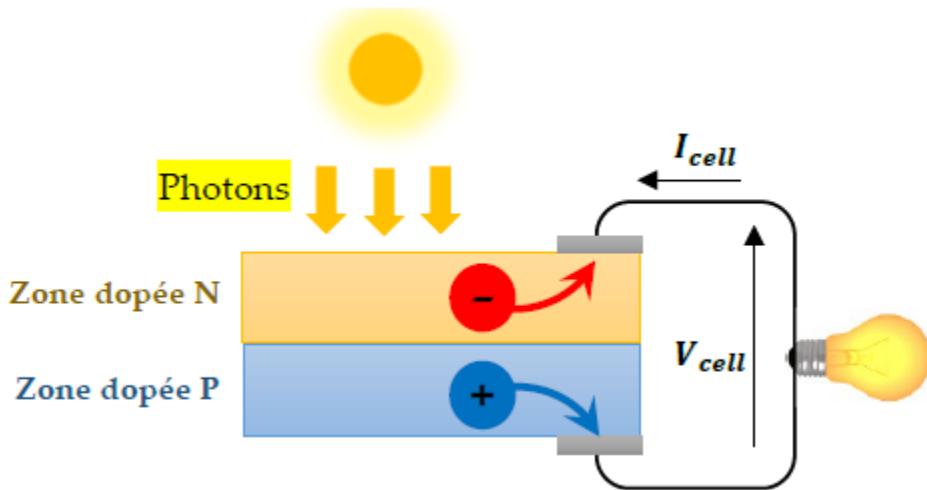


Figure I.4. Principe de conversion photovoltaïque

La différence de potentiel présente aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairement est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule (PN) est d'environ 0.5 à 0.8V, elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert  $V_{co}$ .

Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et on le nomme communément courant de court circuit  $I_{sc}$ .

Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement. La Figure I.5 représente les caractéristiques typiques mesurables  $I_{cell} = f(V_{cell})$  d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant et dans l'obscurité [18].

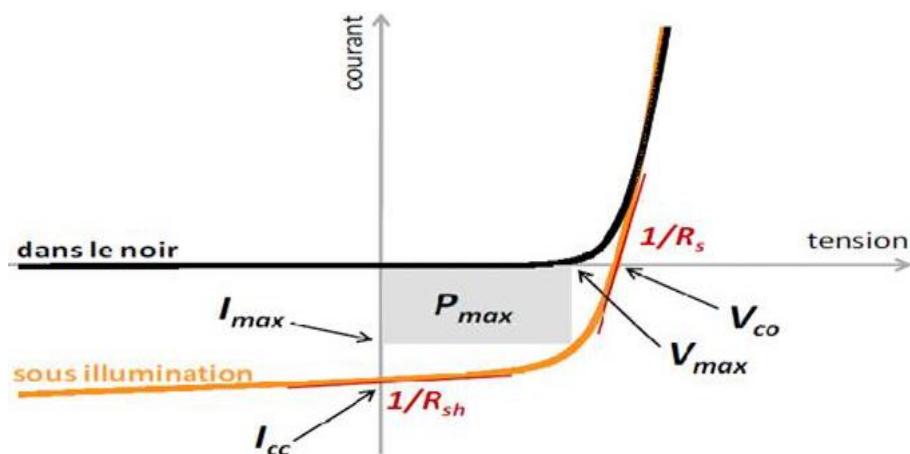


Figure I.5. Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairements.

#### I.4.1. Les perspectives de la conversion photovoltaïque :

Source d'énergie quasiment propre et fiable pour des usages très variés, elle figurera à l'avenir parmi les principales sources mondiales. Son handicap majeur reste un coût encore élevé comparée aux sources conventionnelles et aux filières renouvelables. Ce coût diminue de 10% par an, et pour accélérer à cette baisse, les autorités nationales et internationales doivent engager une politique de soutien à long terme de la filière photovoltaïque[19]. C'est précisément l'objectif des programmes lancés depuis quelques années dans plusieurs pays industrialisés. Dans notre pays, l'application du photovoltaïque reste encore modeste, la première utilisation était dans le domaine des télécommunications, après, certains puits, dans les hauts plateaux, ont été équipés par des systèmes de pompes photovoltaïques. A nos jours, quelques dizaines de villages sahariens de la région de Tamanrasset et Adrar jouissent des avantages de cette source d'énergie.

L'utilisation du photovoltaïque est très répandue dans la société. Aujourd'hui, tout ou presque peut fonctionner à l'énergie solaire, les panneaux photovoltaïques apparaissent sur tous les toits.

Indispensable à la vie sur terre, le soleil peut nous rendre de nombreux autres services[20] : chauffer nos habitations, alimenter en énergie les lieux les plus reculés. Surtout dans les pays en voie de développement où l'accès à l'énergie électrique reste un luxe pour beaucoup de populations.

Le solaire se présente ainsi comme une solution au développement de ces états. Certaines voitures électriques peuvent être rechargées par une production individuelle (dans les bonnes conditions climatiques).

Le principal obstacle à l'exploitation industrielle de l'énergie solaire est son intermittence dans la plupart des régions ayant un besoin régulier d'énergie. Pour cette raison, l'avenir de cette ressource énergétique est intimement lié à l'amélioration des techniques de stockage et de transport de l'énergie, notamment électrique.

Les perspectives ouvertes par la conversion photovoltaïque sont très importantes et variées. C'est un domaine en pleine ébullition tant au niveau industriel qu'au niveau de la recherche, tout d'abord autour de la filière principale au silicium, mais aussi dans la filière des couches minces non silicium, puis dans de nouvelles filières exploitant des concepts ou matériaux nouveaux et enfin dans l'émergence d'une recherche sur les très hauts rendements [21].

#### I.5. Les enjeux environnementaux du recyclage des panneaux PV :

En revanche, la croissance du secteur de l'énergie solaire pourrait avoir ses propres conséquences sur l'environnement. Par exemple, l'augmentation de la fabrication des modules photovoltaïques et la nécessité qui s'ensuit de les mettre hors service et de les éliminer pourrait

créer une nouvelle vague de déchets électroniques. L'élimination des déchets liés à l'énergie photovoltaïque représente l'étape qui devrait entraîner la plus forte incidence environnementale lorsque l'énergie photovoltaïque est évaluée sur la base d'un cycle de vie complet, cela dit, le recyclage des modules photovoltaïques usés est maintenant commencé et il est démontré qu'il y a un potentiel d'améliorer le profil environnemental des technologies photovoltaïques[22].

L'énergie solaire est une énergie renouvelable et propre, toute sa chaîne de production se doit donc de respecter l'environnement, or si la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique n'émet pas de pollution, le processus de fabrication d'un panneau solaire et de son traitement en fin de vie, impacte l'environnement, donc un recyclage de limitation est de deux manières[23].

D'une part, grâce à la réutilisation des matières premières recyclées pour la fabrication de nouveaux panneaux photovoltaïques. L'impact polluant lié à la production ou à l'extraction de ces matériaux est ainsi diminué. Dans le même temps, cette réutilisation freine la consommation des ressources, le recyclage de l'aluminium permet ainsi une économie d'énergie de 95 % par rapport à la production d'aluminium de première fusion, et l'utilisation du verre recyclé permet une économie d'énergie de 100kg de fioul par tonne. Un panneau photovoltaïque en silicium pèse environ 22,4 kg, son recyclage permet de réduire l'empreinte écologique de son cycle de vie jusqu'à 16kg d'équivalent en  $CO_2$  d'énergie primaire provenant de ressources non renouvelables.

D'autre part, le recyclage permet de traiter les déchets toxiques contenus dans les panneaux solaires (comme le tellure de cadmium, le plomb ou le silicium) qui peuvent présenter un danger pour l'environnement, leur recyclage nécessite en effet des opérations plus pointues que pour le verre ou des métaux comme l'aluminium, qui peuvent être fondus et facilement recyclés[24-25].

## I.6. Situation énergétique en Algérie :

La production mondiale de l'électricité est en forte augmentation, notamment pour répondre aux besoins des pays émergents, actuellement la majorité de l'électricité produite dans le monde provient de la décomposition de combustibles fossiles (pétrole, charbon ou gaz naturel) ou de combustibles nucléaires, mais cette tendance évolue et d'autres sources d'énergie comme les énergies renouvelables vont progressivement remplacer les énergies fossiles qui sont épuisables et polluantes [26].

Le soleil brille beaucoup sur l'Algérie, partant de cette réalité lumineuse, l'état algérien a élaboré un programme de développement des énergies renouvelables. Il sera notamment axé sur l'énergie solaire et éolienne. Le but principal de cette nouvelle politique est de préparer le pays à l'ère post-pétrolière.

En effet, l'Algérie compte produire à l'horizon 2020 autant d'électricité à partir des énergies renouvelables qu'elle en produit actuellement à partir de ses centrales alimentées au gaz naturel. Pour l'électricité produite à partir des énergies nouvelles, on prévoit entre 6 et 8% d'ici à 2020[27].

En Algérie, 99.2% de la production totale d'électricité (soit 57.2 TWh en 2012) provient des combustibles fossiles, notamment le gaz naturel qui est l'énergie la plus disponible. Le peu qui reste (0,8%) provient des énergies renouvelables qui se résument pratiquement à une production hydraulique avec 0.7% et 0.1% pour la filière solaire photovoltaïque [28], de par sa situation géographique, l'Algérie dispose l'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara).

Une évaluation par satellite, effectuée par l'agence spatiale allemande, a montré que l'Algérie possède le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen. Il est de 169,440 Tera-Watts.heure/an (TWh/an) pour le solaire thermique et de 713,9 TWh/an pour le photovoltaïque [29].

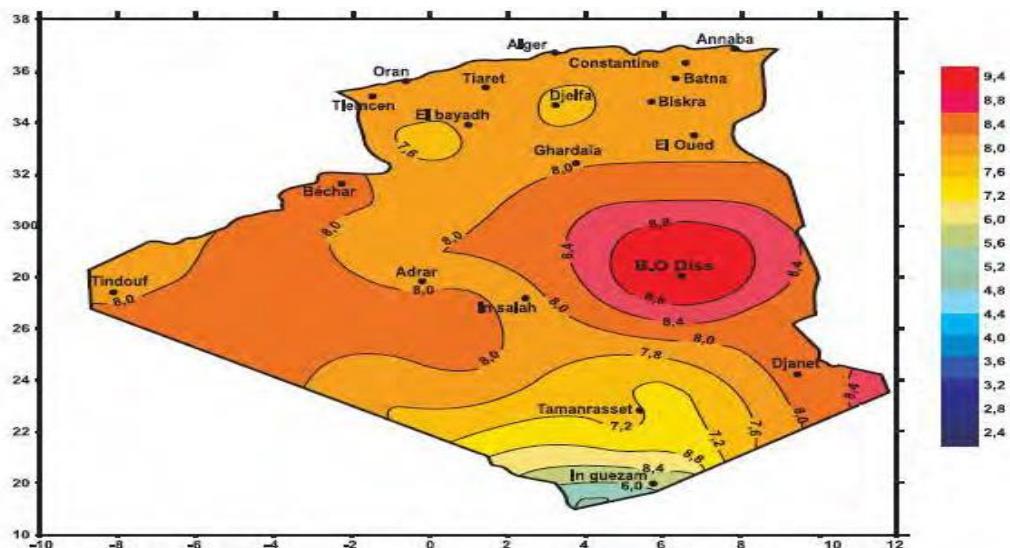


Figure 1.6. Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Juillet [29]

## I.7. La future d'énergie solaire photovoltaïque en Algérie :

La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MW d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MW par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030 [30]. La figure I.7 montre les parts des sources renouvelables dans le programme algériens d'ER (2030) [31].

### Objectifs du programme algérien des Energies Renouvelables

22 GW à l'horizon 2030

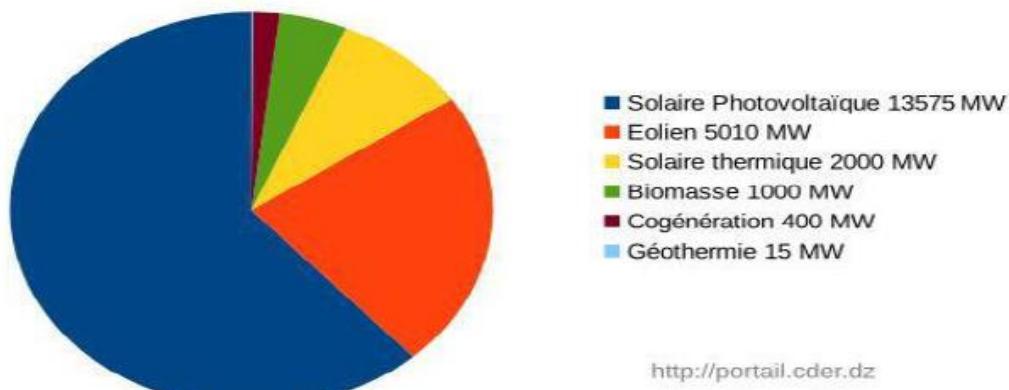


Figure I.7. Répartition énergétique en Algérie [31].

Le projet "Sahara Solar Breeder (SSB)" inscrit dans le cadre d'une politique de développement durable, porte sur le développement des technologies du solaire. Il consiste à l'acheminement de l'énergie produite dans le Sud vers le Nord pour alimenter des stations de dessalement, qui est multilatéral associe à un consortium d'universités Japonaises, l'Institut national de l'informatique, l'Institut national de sciences des matériaux, l'université des sciences et de la technologie d'Oran , l'université de Saïda et le centre de recherche sur l'énergie solaire d'Adrar.

Au niveau des deux universités de Saïda et d'Adrar, il sera question de faire planter des plateformes technologiques dédiées à la production d'énergie solaire à partir de cellules photovoltaïques [32].

## I.8. Installation des panneaux solaires photovoltaïques :

Les installations photovoltaïques sont constituées d'alignements de panneaux montés sur des châssis en bois ou en métal.

### I.8.1. Les différents types d'installation d'un système PV :

#### I.8.1.1. Installations autonomes :

Les installations autonomes sont des installations non raccordées au réseau, composées de panneaux PV et dont le système de stockage garantit une énergie électrique même en cas de faible éclairage ou d'obscurité. Si l'installation de l'utilisateur requiert du courant alternatif, un onduleur est nécessaire. Ce type de système nécessite l'utilisation de batteries pour le stockage de l'électricité et d'un contrôleur de charge pour assurer la durabilité des batteries [33].

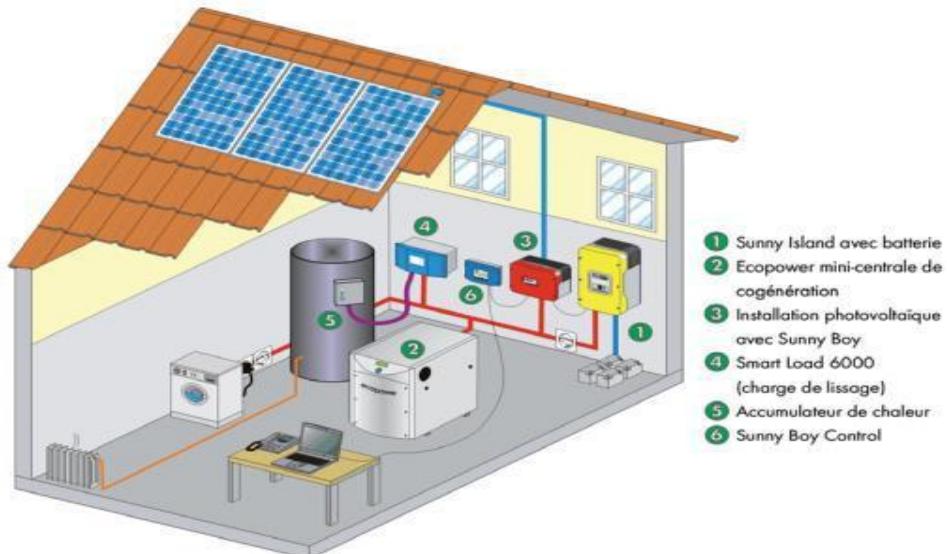


Figure I.8. Schéma de principe d'une installation PV autonome.

#### I.8.1.2. Installations raccordées au réseau :

Les installations raccordées en permanence au réseau utilisent l'énergie du réseau lorsque le générateur PV n'est pas en mesure de produire l'énergie nécessaire pour satisfaire les besoins du consommateur, en revanche, si le système PV produit un excédent d'énergie électrique, celui-ci est mis sur le réseau, qui agit par conséquent comme un grand accumulateur [34].

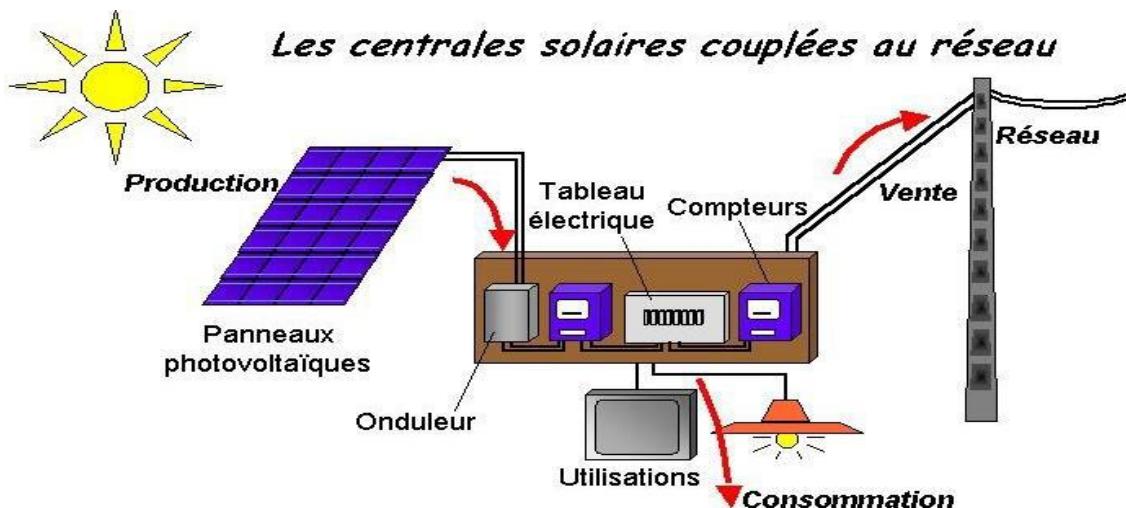


Figure I.9. Schéma de principe d'une installation PV raccordée au réseau.

#### I.8.1.3. Systèmes hybrides :

Les systèmes hybrides sont généralement des systèmes PV-AC où les panneaux solaires sont combinés avec d'autres sources d'énergie, comme par exemple une éolienne ou un groupe électrogène.

Dans le cas d'un système hybride avec éolienne, l'énergie produite par celle-ci qui possède son propre contrôleur, vient compléter la charge des batteries. Sa production étant plus aléatoire

que celle des panneaux solaires, elle complète efficacement un générateur photovoltaïque pour des applications particulièrement gourmandes en électricité, qui ne nécessitent pas de fonctionner de façon régulière, mais au gré du vent.

A son démarrage, il deviendra la source principale d'alimentation de la maison tout en complétant la charge des batteries à travers du convertisseur-chargeur. Lorsque le groupe s'arrêtera, le système basculera automatiquement sur les batteries[35].

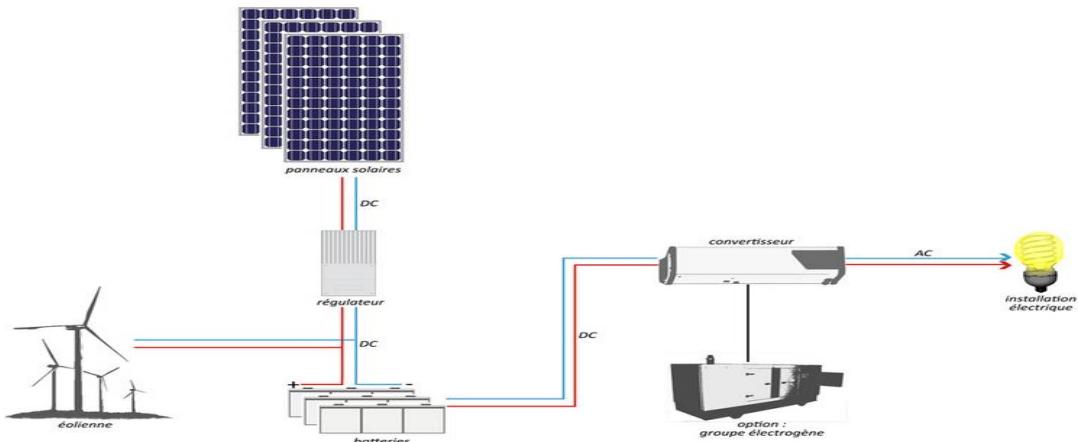


Figure I.10. Principe de fonctionnement d'un système PV hybride

## I.9. Les avantages et les inconvénients d'un générateur PV :

### I.9.1. Les avantages :

Par rapport aux autres sources renouvelables, la photovoltaïque offre des avantages particuliers:

- Elle est exploitable pratiquement partout, la lumière du soleil étant disponible dans le monde entier.
- L'équipement de production peut presque toujours être installé à proximité du lieu de consommation, évitant ainsi les pertes en ligne.
- Il est totalement modulable et la taille des installations peut être facilement ajustée selon les besoins ou les moyens.
- Aucun mouvement, pas de pollution directe ou indirecte (facteurs atmosphériques ou liquides, produits de nettoyage, risque d'accident physique...) aucun déchet, aucune perturbation pour l'environnement de proximité, c'est une énergie purement propre et écologique.
- La maintenance et les réparations sont réduites à presque rien pour la partie photovoltaïque et à peu de chose pour l'électronique associée [36].

### I.9.2. Les inconvénients :

- le cout d'investissement des panneaux photovoltaïques est élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique par des batteries est nécessaire, le coût du système photovoltaïque augmente.
- Les panneaux contiennent des produits toxiques et la filière de recyclage n'existe pas encore.
- Le rendement électrique diminue avec le temps [38].

### I.10. Comportement de panneaux photovoltaïques en présence d'ombrage partiel :

Les conditions environnementales ont un effet significatif sur les performances des structures photovoltaïques. Les panneaux solaires photovoltaïques disponibles offrent une bonne quantité de puissance, mais ils se trouvent être inefficace lorsqu'ils sont exposés à des obstacles tels que les nuages passants, les ombres projetées par les bâtiments et les dépôts de poussières causant alors un ombrage total ou partiel, qui se traduit par une mauvaise performance du système et potentiellement réduire la fiabilité des panneaux solaires et entraînant une faible efficacité de production d'énergie [39-40].

### I.11. Conclusion :

L'énergie solaire photovoltaïque joue un rôle important et porte un intérêt croissant pour l'énergie d'avenir. considérons cette source d'énergie comme une des énergies renouvelables capable de produire de l'électricité en grande quantité sans trop émettre de gaz à effet de serre.

Ce chapitre nous a permis d'explorer le principe de la conversion photovoltaïque ainsi que les perspectives de cette énergie vis-à-vis des différentes technologies utilisées pour y parvenir.

L'effet photovoltaïque, élément de base pour cette conversion en énergie électrique, a été élaboré afin de mieux comprendre l'ensemble du mécanisme de la conversion photovoltaïque.

Des recherches dans le domaine du photovoltaïque, qui est l'obtention de rendements très élevés, s'appuient sur l'analyse théorique de la conversion photon-électron adaptée à l'ensemble du spectre solaire.

Malgré les conditions météorologiques qui influent sur le rendement des panneaux solaires photovoltaïques et le vieillissement de ces derniers, cette énergie est considérée comme une option stratégique et environnementale.

L'Algérie, qui dispose d'un immense rayonnement solaire est qualifié d'être parmi les leaders dans le domaine de l'énergie solaire bien sur avec tous les moyens humains et matériels est une vraie politique qui incarne cette tendance vers les énergies renouvelables.

Il est impératif et cruciale de continuer à réduire les coûts, augmenter les performances et améliorer l'impact de ces panneaux sur l'environnement en trouvant par exemple des solutions de recyclage dès la conception de nouveaux modules photovoltaïques.

## Chapitre II : Modélisation et Simulation d'un Générateur

### Photovoltaïque sans et avec Ombrage Partiel

II.1	Introduction .....	17
II.2	Le générateur photovoltaïque .....	17
II.2.1	Protection d'un générateur photovoltaïque .....	18
II.3	Technologies des cellules solaires PV .....	19
II.3.1	Type et rendement des cellules photovoltaïques .....	20
II.4	Spécification du générateur photovoltaïque .....	22
II.5	Paramètres de la cellule photovoltaïque .....	22
II.5.1	Tension de circuit ouvert $V_{co}$ .....	22
II.5.2	Courant de court-circuit $I_{sc}$ .....	23
II.5.3	Puissance maximale .....	23
II.5.4	Facteur de forme .....	23
II.5.5	Rendement de la cellule $\eta$ .....	23
II.6	Modèle mathématique d'une cellule solaire .....	24
II.7	Modèle mathématique d'un panneau solaire de Ns cellules en série.....	26
II.8	Modèle mathématique d'un générateur photovoltaïque.....	27
II.9	Association des panneaux photovoltaïques .....	28
II.9.1	Association en série .....	29
II.9.2	Association en parallèle.....	30
II.9.3	Association mixte des panneaux solaires photovoltaïques.....	31
II.10	Influence de l'éclairement et de la température sur le comportement d'un générateur PV .....	31
II.10.1	Influence de la température .....	32
II.10.2	Influence de l'éclairement .....	32
II.11	Effet de l'ombrage partiel sur les performances d'un GPV.....	34
II.12	Différents types de configurations des panneaux photovoltaïques.....	34
II.13	Modèle mathématique d'une colonne de panneaux solaires partiellement ombrée.	35
II.14	Simulation du modèle proposé.....	38
II.15	L'ombrage et le nombre de pics sur la caractéristique P-V.....	41
II.16	Conclusion .....	45

# Chapitre II

## Modélisation et Simulation d'un

## Générateur Photovoltaïque

## sans et avec Ombrage Partiel

### **II.1. Introduction :**

Les cellules solaires sont généralement associées en série et en parallèle, puis encapsulées sous verre pour obtenir un module photovoltaïque. Un générateur photovoltaïque est constitué de modules interconnectés pour former une unité produisant une puissance continue élevée compatible avec le matériel électrique usuel. Les modules photovoltaïques sont habituellement branchés en série-parallèle pour augmenter la tension et l'intensité à la sortie du générateur. Les modules interconnectés sont montés sur des supports métalliques et inclinés suivant l'angle désiré en fonction du lieu, cet ensemble est souvent désigné par champ de modules [41]. Cette association permet de créer des panneaux solaires disposant de caractéristiques électriques susceptibles de répondre à nos besoins et présentant une grande fiabilité permettant une garantie des caractéristiques pour une longue durée[42].

Dans ce chapitre, nous rappelons la modélisation électrique de la cellule photovoltaïque et nous simulons l'influence des paramètres externes comme la température et l'irradiation sur les caractéristiques tension-courant et puissance-tension et par conséquent son impact sur son rendement.

### **II.2. Le générateur photovoltaïque :**

Dans des conditions d'ensoleillement standard ( $1000\text{W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$ , AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de  $150\text{ cm}^2$  est d'environ  $2.3\text{ W}$  sous une tension de  $0.5\text{V}$ . Cette faible puissance est insuffisante pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Le générateur photovoltaïque est donc constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules photovoltaïques, regroupés en panneaux photovoltaïques constitués de modules identiques. Lorsque les panneaux solaires sont assemblés en série ( groupement de  $N_s$  panneaux en série ) les tensions s'additionnent, alors que le courant les traversant reste le même, par contre s'ils sont montées en parallèle ( groupement de  $N_p$  panneaux solaires en parallèle ),

les courants s'additionnent, alors que la tension reste la même. Le câblage série-parallèle est donc utilisé pour obtenir globalement un générateur photovoltaïque aux caractéristiques souhaitées.

Les cellules qui constituent le panneau doivent avoir les mêmes caractéristiques.

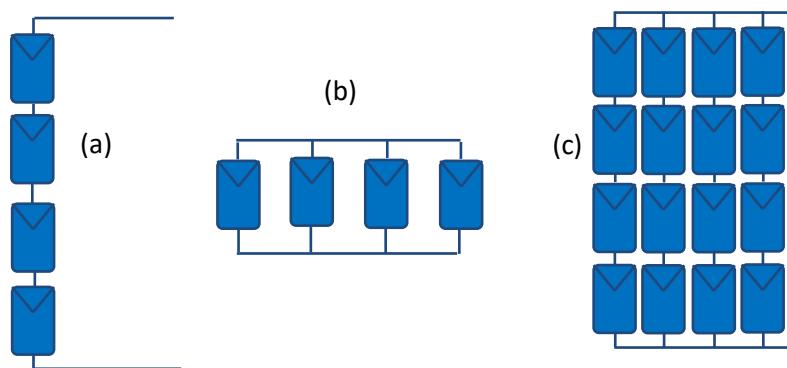


Figure II.1. Association des panneaux solaires photovoltaïques  
 a) Série                    b) Parallèle                    c) Série/Parallèle

### II.2.1. Protection d'un générateur photovoltaïque :

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

- ❖ La diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les générateurs photovoltaïques. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle. Cette diode est indispensable lorsque la charge est une batterie pour qu'elle ne débite pas sur le module photovoltaïque pendant la nuit.
- ❖ Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur. Il est indispensable de protéger le module contre ce phénomène en plaçant ces diodes en parallèle pour chaque groupe de cellules (par séries de 18 cellules, soit 2 par panneau 36 cellules) qui ont pour rôle de shunter les cellules qui deviennent passives [43-44].

La figure II.2, montre l'architecture d'un panneau photovoltaïque avec les diodes de protection,

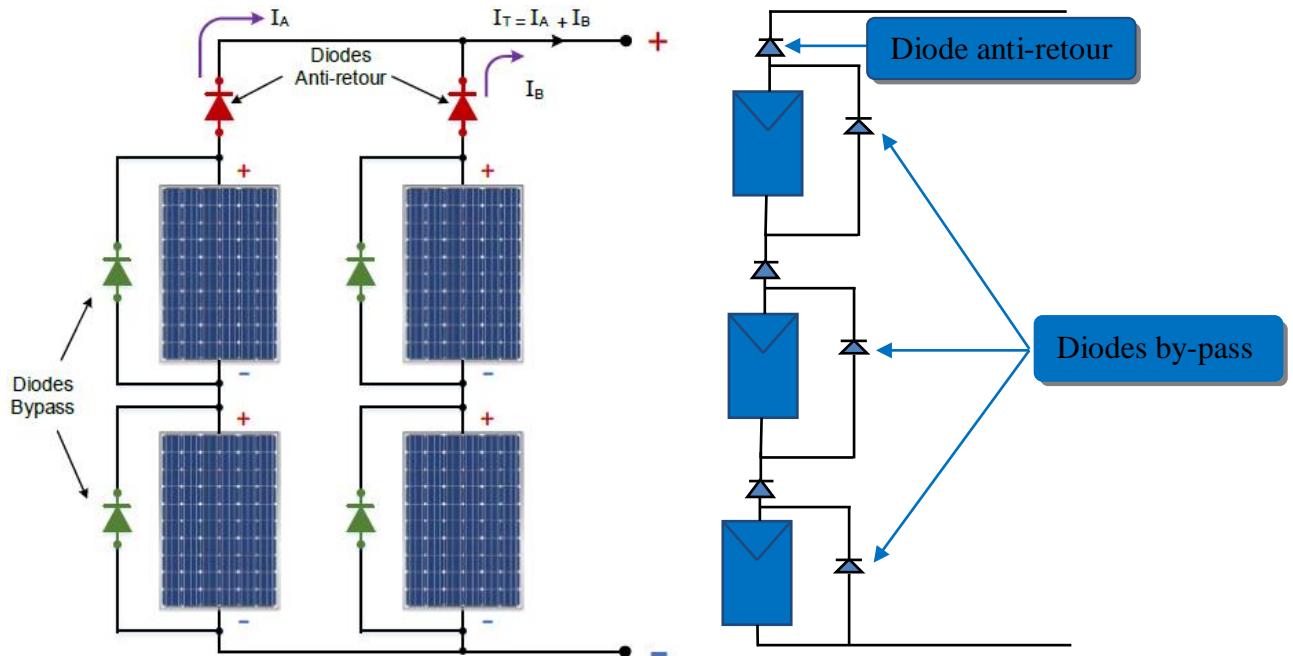


Figure II.2. Association des panneaux photovoltaïques avec leurs diodes de protection

### II.3. Technologies des cellules solaires PV [45-46] :

Les matériaux et la méthodologie utilisée pour la conception de ces cellules solaires photovoltaïques influent sur l'énergie récupérée. Il en résulte que de nombreuses solutions ont été développées. L'énergie photovoltaïque fait appel généralement à une des technologies suivantes:

➤ **Silicium Monocristallin:** La cellule de silicium monocristallin est historiquement la plus largement utilisée et commercialisée. La fabrication de cellules de silicium commence avec l'extraction du cristal de dioxyde de silicium. Ce matériel est désoxydé dans de grands fours, purifié et solidifié. Ce processus atteint une pureté de plus de 99% ce qui permet un rendement énergétique fort. Le silicium est alors fusionné avec une petite quantité de dopant, qui est de type P puis coupé en fine tranches d'environ 300 µm. Après la coupe et le nettoyage des impuretés des tranches, des impuretés de type N sont introduites via un processus de diffusion contrôlée : les tranches de silicium sont exposées à des vapeurs de phosphore dans un four où la température varie de 800 à 1000 ° C. Parmi les cellules photovoltaïques utilisant le silicium comme matériau de base, les monocristallins sont, en général, celles qui ont les meilleures performances. Ainsi, les cellules solaires commerciales obtenues avec le procédé décrit peuvent atteindre un rendement de 15 à 18% et une durée de vie de 25 à 30 ans.

➤ **Silicium Polycristallin :** Les cellules en silicium polycristallin sont moins coûteuses que celles en silicium monocristallin car les processus de préparation des cellules sont moins stricts. Leur efficacité est cependant plus faible. Le processus de production est semblable à celui présenté précédemment dans le cas de la fabrication de cellule en silicium mais avec un contrôle

moins rigoureux. Il en résulte que les cellules obtenues sont moins couteuses mais aussi moins efficace (12,5% de rendement en moyenne). Leur intérêt réside dans la multiplicité des formes sous laquelle le revêtement peut se présenter : lingots à découper, ruban ou fil à déposer,... Chaque technique permet de produire des cristaux ayant des caractéristiques spécifiques, y compris la taille, la morphologie et la concentration des impuretés.

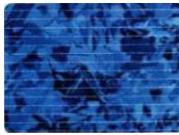
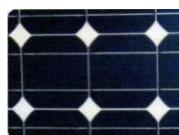
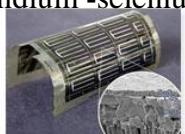
➤ **Silicium Amorphe :** Les cellules de silicium amorphe diffèrent des cellules présentées précédemment puisque leur structure présente un haut degré de désordre dans la structure des atomes. L'utilisation de silicium amorphe pour les cellules solaires a montré de grands avantages à la fois au niveau des propriétés électriques et le processus de fabrication (processus simple, faible consommation d'énergie, peu coûteux, possibilité de produire des cellules avec grands secteurs). Mais, même avec un coût réduit pour la production, l'utilisation du silicium amorphe a deux inconvénients : le premier est le rendement de conversion faible par rapport aux cellules de mono et polycristallin de silicium (variant de 6 à 10%). Le deuxième est le fait que les cellules sont affectées par un processus de dégradation dans les premiers mois d'opération, réduisant ainsi leur durabilité. Leur durée de vie est généralement inférieure à 20 ans.

➤ Une autre technologie fait appel à d'autres matériaux semi-conducteurs, tels que le Tellure de Cadmium (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS) et les jonctions à base d'Arséniure de Gallium (GaAs). Cette technologie des multicouches est en voie de développement car chacune de ces semi-conducteurs est sensible à des photons d'énergies différentes.

### II.3.1. Type et rendement des cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires (ou cellules photovoltaïques), et chaque type de cellules a un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement reste assez faible: de 8 à 23% de l'énergie qu'elles reçoivent. Il existe trois principaux types de cellules à l'heure actuelle [47].

**Tableau II.1.** Rendement énergétique des différents types de cellules photovoltaïques[48]

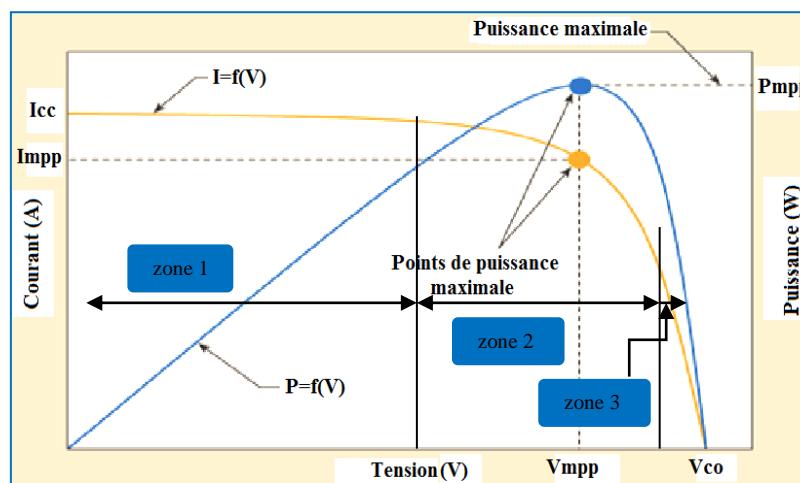
Type de cellules	Rendements des cellules (%)			Domaines d'applications
	Théorique	En labo	disponible	
Silicium Monocristallin 	27	24,7	14-16	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, appareils de faibles puissances, espace (satellites)
Silicium Poly cristallin 	27	19,8	12-14	Modules de grandes dimensions pour toits et façades, générateurs de toutes tailles (réliés réseau ou sites isolés)
Silicium amorphe 	25	13	6-8	Appareils de faible puissance, production d'énergie embarquée (calculatrice, montre, de grandes dimensions (intégration dans le bâtiment))
Arséniure de gallium GaAs 	29	27,5	18-20	Système de concentrateur, espace (satellites)
CIS (cuivre - indium -sélénium) 	27,5	18,2	10-12	Appareils de faibles puissances, modules des grandes dimensions (intégration dans le bâtiment)
Tellurure de Gadmium CdTe 	28,5	16	9-11	Modules de grandes dimensions (intégrations dans le bâtiment)

## II.4. Spécification du générateur photovoltaïque :

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement, seule la courbe  $I(V)$  est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque.

La figure II.3, représente trois zones essentielles :

- La zone (1) : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- La zone (2) : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, elle représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- La zone (3) : qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension[49].



## II.5. Paramètres de la cellule photovoltaïque :

La cellule solaire photovoltaïque est caractérisée par plusieurs paramètres qui seront décrits comme suit, figure II.4 :

### II.5.1. Tension de circuit ouvert $V_{co}$ :

C'est la tension continue obtenue aux bornes d'un panneau PV sous un ensoleillement constant sans aucune circulation de courant. On appelle cette tension la tension de circuit ouvert.

### II.5.2. Courant de court-circuit $I_{sc}$ :

Le courant de court circuit est présent lorsque la tension appliquée aux bornes de la cellule est nulle. C'est une caractéristique importante, car elle nous informe directement sur le niveau d'ensoleillement auquel la cellule est exposée[50].

### II.5.3. Puissance maximale :

Pour une cellule idéale, la puissance maximale idéale  $P_{max,idéale}$  aux bornes de la cellule photovoltaïque correspond donc à la tension du circuit ouvert multipliée par le courant de court circuit :

$$P_{max,idéale} = V_{co} * I_{sc} \quad (\text{II-1})$$

En pratique, la courbe caractéristique d'une cellule photovoltaïque est plus arrondie et la tension au point de puissance maximale  $V_m$  est inférieure à la tension de circuit ouvert  $V_{co}$ , de même que le courant fourni  $I_m$  est inférieur pour cette même tension au courant de court circuit  $I_{sc}$ . L'expression de la puissance en ce point est :

$$P_{max} = V_m * I_m \quad (\text{II-2})$$

### II.5.4. Facteur de forme :

Le facteur de forme est défini comme étant le rapport entre une puissance maximale fournie par la cellule et le produit du courant de court circuit par la tension de circuit ouvert, il est donnée par :

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} * I_{sc}} \quad (\text{II-3})$$

Ce facteur indique la performance du module, plus il s'approche de l'unité plus le module est performant.

### II.5.5. Rendement de la cellule $\eta$ :

Le rendement correspond au rapport entre la puissance électrique effectivement délivrée par la cellule photovoltaïque et la quantité d'énergie solaire reçue. Le rendement caractérisant le taux de conversion photons-électrons d'un panneau solaire photovoltaïque, noté ( $\eta$ ), est alors défini selon l'équation suivante [51] :

$$\eta = \frac{P_{max}}{G * S} \quad (\text{II-4})$$

Où :

$P_{max}$  = Puissance électrique délivrée par le panneau photovoltaïque (W)

$S$  = Surface effective du panneau photovoltaïque ( $m^2$ )

$G$  = Irradiation, autrement nommée puissance lumineuse reçue par unité de surface ( $W/m^2$ ).

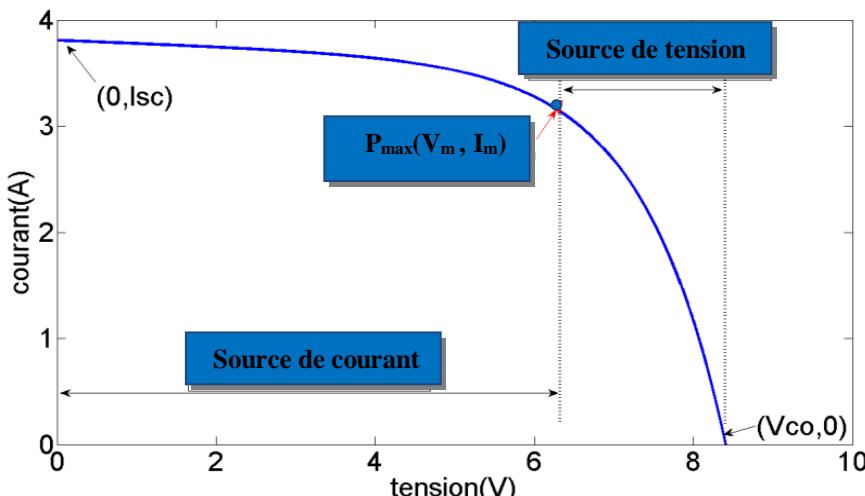


Figure II.4. Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire PV

## II.6. Modèle mathématique d'une cellule solaire :

La figure II.5, représente le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque à une diode, celle-ci est composée d'une diode, une source de courant, une résistance en série et une résistance en parallèle [52-53]. Le courant d'obscurité de la diode ( $I_L$ ) est une fonction de l'irradiation solaire incidente et de la température de la cellule.

La jonction p-n de la cellule PV est représentée par la diode. La résistance série ( $R_s$ ) est la résistance interne de la cellule, elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles. De plus, une résistance shunt ( $R_p$ ) qui est due à un courant de fuite au niveau de la jonction.

Ce modèle n'est pas universel, de nombreux auteurs [54], ont proposés des modèles plus sophistiqués qui présentent avec plus de précision le phénomène photovoltaïque. On recense ainsi deux autres modèles:

- Le modèle à deux diodes: cette diode supplémentaire permettant de reproduire dans le schéma équivalent les effets chimiques de recombinaison des électrons.
- Le modèle à trois diodes: la troisième diode incluant dans le schéma équivalent les effets non pris en compte dans les autres modèles (ex: courant de fuite liés aux diodes).

Le modèle à une diode offre un bon compromis entre simplicité et précision. Les équations mathématiques développées pour la modélisation de la cellule photovoltaïque sont basées sur la

caractéristique courant - tension. Le courant généré par la cellule photovoltaïque est donné par la première loi de Kirchhoff :

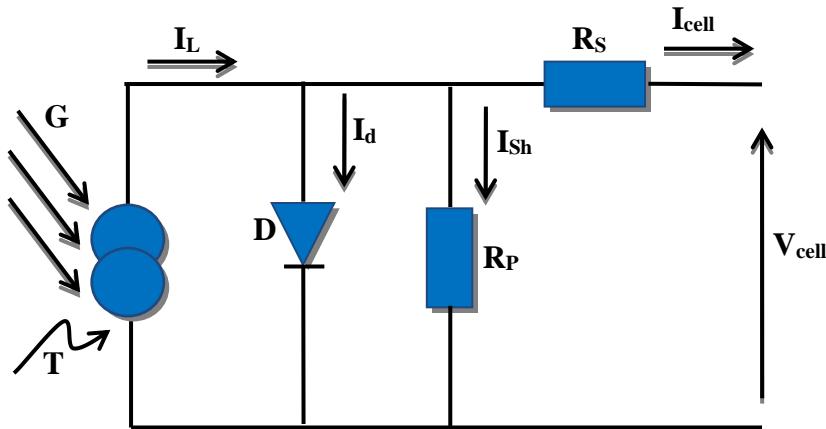


Figure II.5. Circuit équivalent d'une cellule solaire

$$I_{cell} = I_L - I_d - I_{sh} \quad (\text{II-5})$$

Où:

$$I_d = I_0 (e^{V_d/nV_t} - 1) \quad (\text{II-6})$$

$$I_{sh} = V_d / R_p \quad (\text{II-7})$$

$$V_d = V_{cell} + R_s I_{cell} \quad (\text{II-8})$$

$$V_t = \frac{kT}{q} \quad (\text{II-9})$$

$I_{cell}$  et  $V_{cell}$  sont le courant de sortie et la tension de sortie de la cellule PV respectivement, ( $V_t$ ) est la tension thermique, ( $I_0$ ) est le courant de saturation de polarisation inverse de la diode, ( $q$ ) est la charge élémentaire ( $1.6 \times 10^{-19}$  C), ( $k$ ) est la constante de Boltzmann ( $1.38 \times 10^{-23}$  J/K), ( $T$ ) est la température de la cellule (K), et ( $n$ ) est le facteur d'idéalité de la diode.

Ainsi les caractéristiques  $I-V$  de la cellule PV sont données par :

$$I_{cell} = I_L - I_0 \left( e^{\frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{nV_t}} - 1 \right) - \frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{R_p} \quad (\text{II-10})$$

## II.7. Modèle mathématique d'un panneau solaire de Ns cellules en série :

Le panneau solaire photovoltaïque est par définition un ensemble de cellules photovoltaïques assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, une cellule photovoltaïque élémentaire ne génère pas suffisamment de tension : entre 0.5 et 1.5V selon les technologies. Il faut presque toujours plusieurs cellules en série pour avoir une tension utilisable [56].

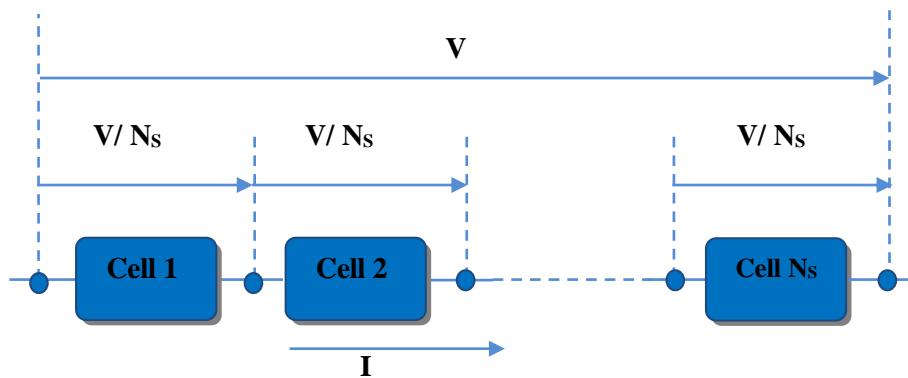


Figure II.6. Groupement de Ns cellules

Un panneau photovoltaïque est composé de Ns cellules solaires en série, il a le même courant de sortie et l'équation de la tension de sortie est donnée par :

$$V = N_s V_{cell} \quad (\text{II-11})$$

L'équation de la caractéristique  $I-V$  est alors :

$$I = I_L - I_0 \left( e^{\frac{V + N_s R_s I}{n V_t N_s}} - 1 \right) - \frac{V + N_s R_s I}{N_s R_p} \quad (\text{II-12})$$

A partir de l'équation II.12, pour  $V=0$ , l'expression du courant de court circuit  $I_{sc}$  du panneau photovoltaïque est ainsi obtenue :

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left( e^{\frac{R_s I_{sc}}{n V_t}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{sc}}{R_p} \quad (\text{II-13})$$

Pour une cellule solaire idéale ( $R_s \rightarrow 0, R_p \rightarrow \infty$ ) nous pouvons écrire :

$$I_L = I_{sc} \quad (\text{II-14})$$

Alors l'équation II.12 devient:

$$I = I_{sc} - I_0 \left( e^{\frac{V+N_s R_s I}{n V_t N_s}} - 1 \right) - \frac{V + N_s R_s I}{N_s R_p} \quad (\text{II-15})$$

La valeur instantanée du courant de court circuit peut être trouvée en utilisant l'équation suivante [57]:

$$I_{sc} = (I_{sc,stc} + \alpha(T - T_{stc})) \cdot \frac{G}{G_{stc}} \quad (\text{II-16})$$

Où  $I_{sc,stc}$  est le courant de court-circuit dans les conditions standard du module photovoltaïque qui est fourni par le fabricant de ce module photovoltaïque,  $G$  et  $G_{stc}$  sont respectivement l'instantané et la condition standard d'irradiance solaire du module photovoltaïque,  $T$  et  $T_{stc}$  sont respectivement les températures instantanée et la condition standard du module photovoltaïque et  $\alpha$  le coefficient de température du court-circuit d'une cellule photovoltaïque. Puisque  $G_{stc} = 1000 \text{ W/m}^2$  et l'effet de la variation de la température sur la valeur es  $I_{sc}$  est négligeable (moins de 1%), nous pouvons écrire :

$$I_{sc} = \frac{G}{1000} I_{sc,stc} \quad (\text{II-17})$$

$$I_0 = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{N_s R_p}}{e^{\frac{V_{oc}}{n V_t N_s}} - 1} \quad (\text{II-18})$$

Où  $V_{co}$  est la tension de circuit ouvert du module photovoltaïque.

## II.8. Modèle mathématique d'un générateur photovoltaïque :

Lorsque les panneaux photovoltaïques sont groupés en série-parallèle en formant ainsi un générateur photovoltaïque, la tension  $V_A$  fournie par ce générateur, le courant  $I_A$  et la puissance  $P_A$  sous irradiation uniforme peuvent être obtenus à partir de la tension  $V$  et le courant  $I$  du module photovoltaïque comme suit :

$$\begin{cases} V_A = N_{ss} \times V \\ I_A = N_{pp} \times I \\ P_A = V_A \times I_A = N_{ss} \times N_{pp} \times V \times I \end{cases} \quad (\text{II-19})$$

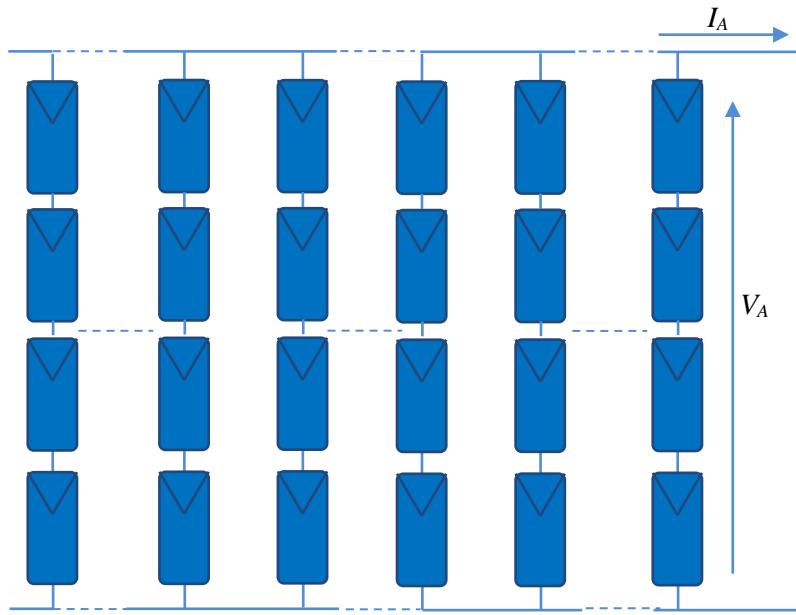


Figure II.7. Matrice solaire formée de plusieurs groupes de colonnes solaires formant un générateur photovoltaïque

Où  $N_{ss}$  et  $N_{pp}$  sont respectivement le nombre de panneaux PV en série et parallèle du générateur photovoltaïque. Un programme sous Matlab a été écrit dans le but de résoudre les équations (II.15) et (II.19) dans l'ordre et puis tracer les courbes  $I-V$  et  $P-V$  du générateur photovoltaïque sous radiation uniforme. Le facteur d'idéalité  $n$  de la diode a été pris comme unité.

La solution de l'équation (II.15) est obtenue pour une grille de valeurs du courant  $I$ , en utilisant la méthode de bisection pour résoudre l'équation non linéaire  $f(V)=0$  dans l'intervalle  $[0 V_{co}]$  où  $f(V)$  est donnée par :

$$f(V) = I - I_{sc} + I_0 \left( e^{\frac{V+N_s R_s I}{n V_t N_s}} - 1 \right) + \frac{V + N_s R_s I}{N_s R_p} \quad (\text{II-20})$$

## II.9. Association des panneaux photovoltaïques :

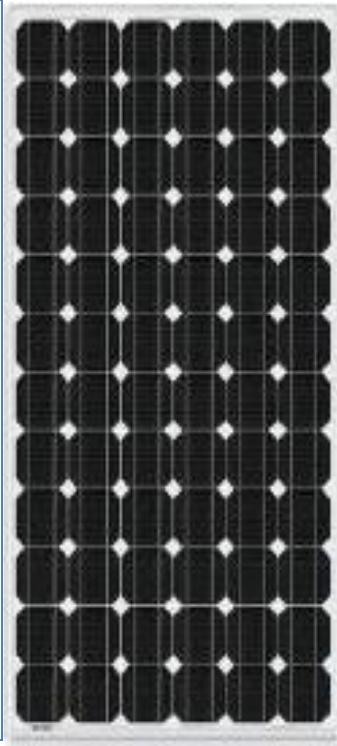
### II.9.1. Association en série :

L'association des panneaux solaires photovoltaïques en série permet d'atteindre une tension désirée. Le courant de la branche reste le même, mais la tension augmente proportionnellement selon le nombre de cellules mises en série. La figure II.8. illustre la simulation de la caractéristique  $I-V$  d'un générateur PV composé de huit panneaux photovoltaïques en série ( $N_{ss}=8$ ), du type SUNTECH STP080 12/B6 monocristallin, dans des

conditions d'ensoleillement standard ( $1000\text{W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$ ) , dont les caractéristiques électriques sont données dans le tableau II.2:

**Tableau II.2.** Caractéristiques du module PV SUNTECH STP080 12/B6 Monocristallin

Paramètre		Valeur
Tension à circuit ouvert	$V_{co}$ (V)	<b>21.9</b>
Tension optimale	$V_m$ (V)	<b>17.5</b>
Courant de court-circuit	$I_{sc}$ (A)	<b>4.95</b>
Courant optimal	$I_m$ (A)	<b>4.57</b>
Puissance maximale	$P_m$ (W)	<b>80</b>
Coefficient de température de $I_{sc}$	$K_I$	<b>0.020 %/K</b>
Coefficient de température de $V_{co}$	$K_V$	<b>-0.34 %/K</b>
Résistance série à $T_{stc}$	$R_s$ ( $\Omega$ )	<b>0.0102</b>
Résistance parallèle à $T_{stc}$	$R_p$ ( $\Omega$ )	<b>4.6278</b>



L'équation II.21 résume les caractéristiques électriques d'une association série de  $N_s$  cellules.

$$\sum V_{co} = N_{ss} * V_{co} \quad (\text{II-21})$$

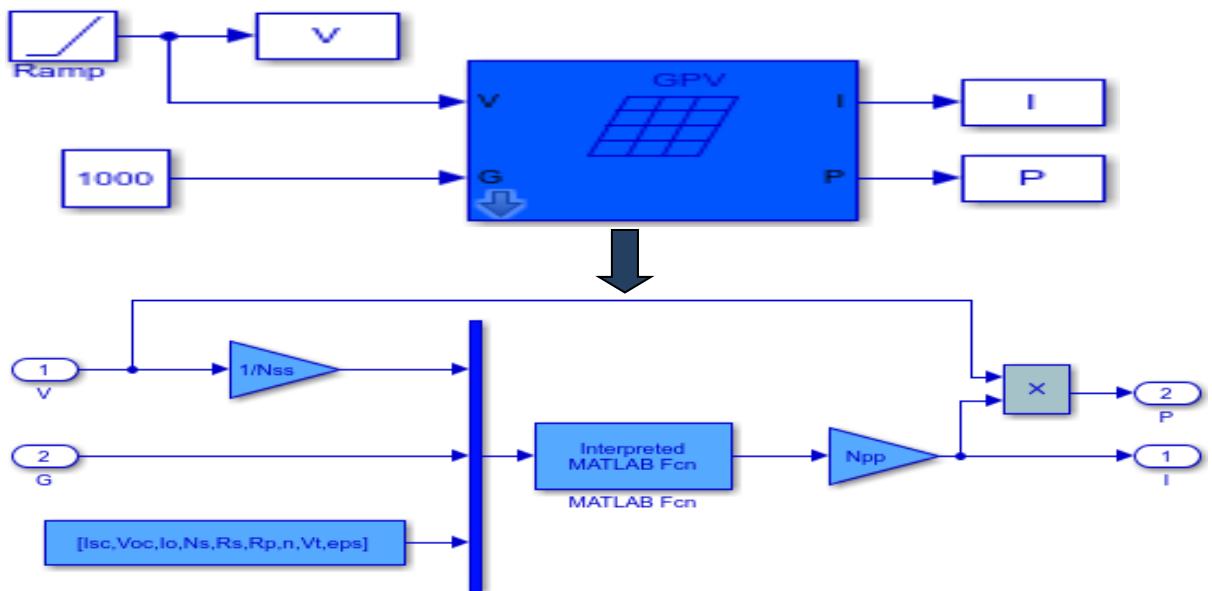


Figure II.8. Bloc simulink d'un GPV

La simulation montre que les tensions sont additionnées et le courant est quasiment le même, à savoir  $V_{co} = 21.9 \times 8 = 175.2V$  et  $I_{sc} = 4.94 A$ .

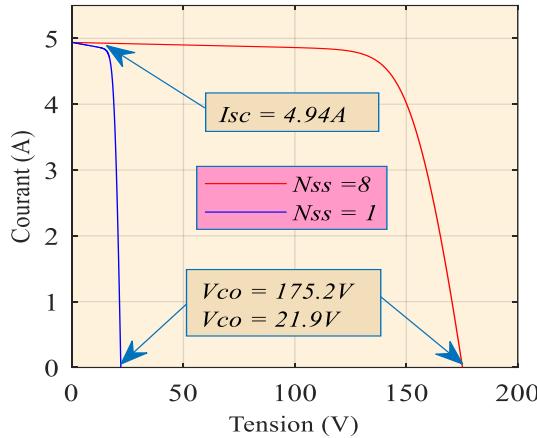


Figure II.9. Simulation de huit panneaux PV en série

### II.9.2. Association en parallèle :

D'autre part, une association parallèle de modules photovoltaïques permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé et la tension reste la même.

La caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, Figure II.10, illustre la simulation de la caractéristique  $I - V$  d'un générateur photovoltaïque composé de huit panneaux en parallèle. L'équation II.22, résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle ( $N_{pp}=8$ ):

$$\sum I_{sc} = N_{pp} * I_{sc} \quad (\text{II-22})$$

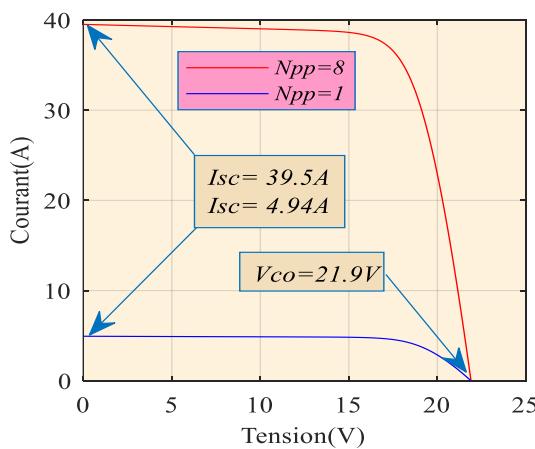


Figure II.10. Simulation de huit panneaux PV en parallèle

De la même manière, cette simulation illustre bien l'équation II.22, les courants s'ajoutent et la tension reste la même, d'où  $I_{sc} = 4.94 * 8 = 39.52A$  et  $V_{co} = 21.9V$ .

### II.9.3. Association mixte des panneaux solaires photovoltaïques :

Afin d'obtenir des puissances désirées par exemple de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en rangées de panneaux série et parallèle pour former un générateur photovoltaïque. La constitution d'un générateur photovoltaïque de puissance élevée se limite par le poids et la manipulation des modules à utiliser. Pour cela, on réunit systématiquement plusieurs modules photovoltaïques et on les câble entre eux avant de les relier au reste du système [57]. Les équations II.23 et II.24, résument ce cas de groupement :

$$\sum I_{sc} = N_{PP} * I_{sc} \quad (\text{II-23})$$

et

$$\sum V_{co} = N_{SS} * V_{co} \quad (\text{II-24})$$

La figure II.11, illustre la simulation d'un groupement mixte de modules photovoltaïques avec ( $N_{ss}=4$  et  $N_{pp}=3$ ) :

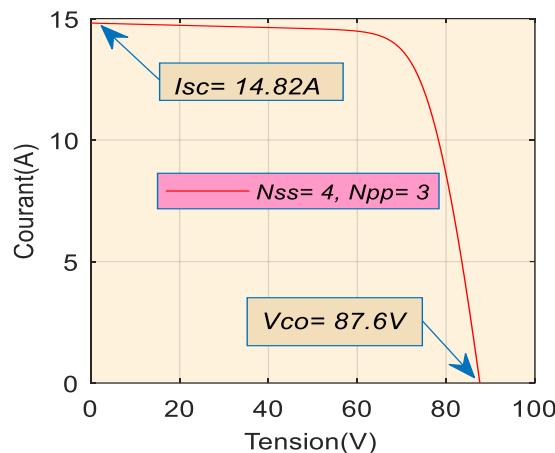


Figure II.11. Simulation d'un groupement mixte de panneaux PV

Les équations II.23 et II.24 sont bien vérifiées par la simulation, il est montré que :

$$V_{co} = 21.9 * 4 = 87.6 \text{ V} \text{ et } I_{sc} = 4.94 * 3 = 14.82 \text{ A.}$$

### II.10. Influence de l'éclairement et de la température sur le comportement d'un générateur PV:

L'éclairement et la température ont un impact direct et non négligeable sur les courbes  $I$ - $V$  et  $P$ - $V$  d'un panneau solaire photovoltaïque. Au fait une petite partie de l'éclairement qui atteint le module est convertie en électricité, le reste de l'énergie incidente se convertit en chaleur. Pour montrer ces influences, nous allons simuler les caractéristiques  $I$ - $V$  et  $P$ - $V$  du groupement de la figure II.1.(a) ( $N_{ss}=4$  et  $N_{pp}=1$ ), sous différentes conditions climatiques d'ensoleillements et de températures.

### II.10.1. Influence de l'éclairement:

D'autre part, l'éclairement est un facteur qui influe sur le comportement d'un générateur PV.

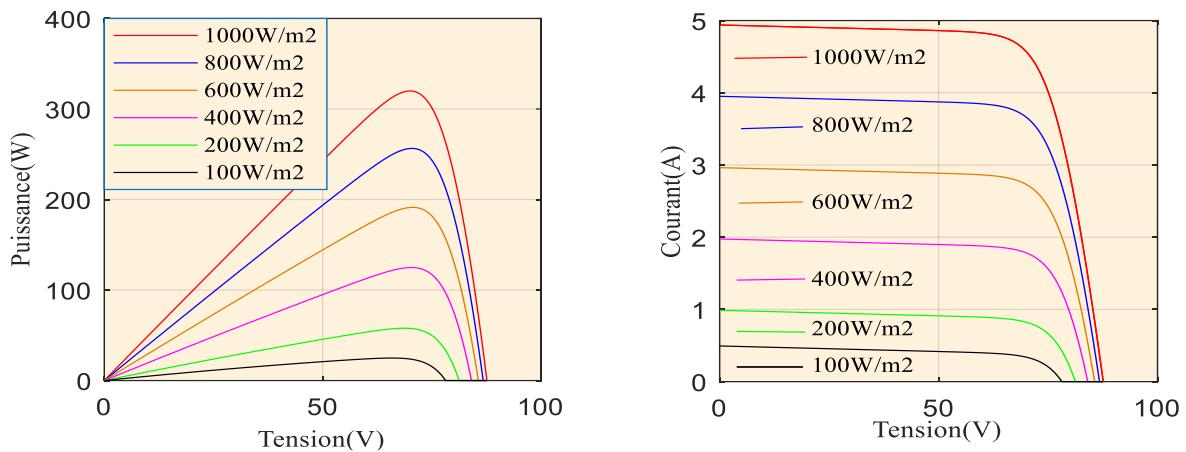


Figure II.12. Courbes P-V et I-V pour différents éclairements avec  $T=25^{\circ}\text{C}$

### II.10.2. Influence de la température :

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules photovoltaïques. Quand la température diminue, la tension à vide augmente, mais le courant de court circuit diminue dans des proportions moindres (figure II.13). La diminution du courant de saturation  $I_0$  est la principale cause de la chute de courant à basse température [58].

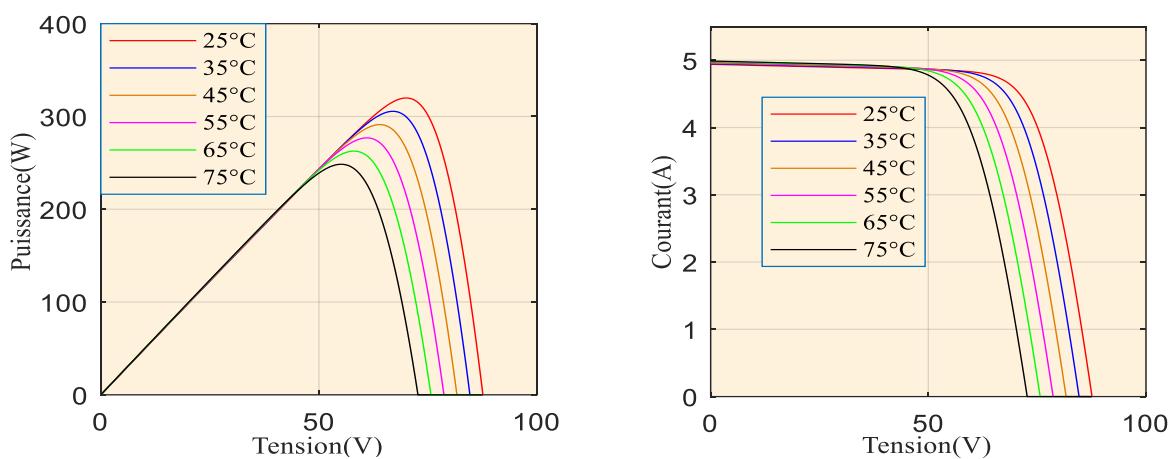


Figure II.13. Courbes  $P$ - $V$  et  $I$ - $V$  pour différentes températures avec  $G=1000 \text{ W/m}^2$

Les Tableaux II.3 et II.4 récapitulent les résultats de simulation qui sont donnés comme suit :

**Tableau II.3.** Résultats de simulation pour un groupement série ( $N_{ss}=4$ ), avec différents éclairements et  $T=25^\circ\text{C}$

<b>G (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>P<sub>max</sub> (W)</b>	<b>V<sub>co</sub> (V)</b>	<b>I<sub>sc</sub> (A)</b>
<b>1000</b>	319.90	69.97	4.939
<b>800</b>	256.40	70.43	3.951
<b>600</b>	191.30	70.93	2.963
<b>400</b>	124.80	70.83	1.975
<b>200</b>	57.82	68.51	0.988
<b>100</b>	24.85	65.63	0.494
Chute de :90%	Chute de :92%	Chute de :6%	Chute de :90%

**Tableau II.4.** Résultats de simulation pour un groupement série ( $N_{ss}=4$ ), vec différentes températures et  $G = 1000 \text{ W/m}^2$

<b>T(°C)</b>	<b>P<sub>max</sub> (W)</b>	<b>V<sub>co</sub> (V)</b>	<b>I<sub>sc</sub> (A)</b>
<b>25</b>	319.90	69.93	4.938
<b>35</b>	305.50	66.58	4.947
<b>45</b>	291.20	63.94	4.957
<b>55</b>	276.90	61.34	4.966
<b>65</b>	262.70	56.99	4.976
<b>75</b>	248.50	55.32	4.986
Augmentation de : 67%	Chute de : 22%	Chute de : 20%	Augmentation de : 1%

La figure II.12, présente des courbes I-V et P-V pour différents éclairements  $G$ . On remarque que la valeur de courant de court circuit  $I_{sc}$  est directement proportionnelle à l'intensité de  $G$ , comme il est illustré dans le tableau II.3. Par contre, la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  ne varie pas dans les mêmes proportions, sa variation est faible.

La figure II.13, présente des courbes I-V et P-V pour différentes températures de fonctionnement, on remarque qu'elle a une influence négligeable sur la valeur de  $I_{sc}$  (augmentation de 1%), par contre,  $V_{co}$  baisse assez fortement (chute de 20% ) lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue (chute de 22%). La température est un paramètre important dans le comportement des cellules.

### **II.11. Effet de l'ombrage partiel sur les performances d'un GPV :**

Comme il est montré par simulation, la puissance électrique générée par un module photovoltaïque est influencée par les conditions météorologiques. En effet, de nombreux facteurs, tels que l'ombrage, ou la température, peuvent agir considérablement sur la production électrique d'un panneau photovoltaïque. Les cellules sous ombrage partiel d'un panneau PV peuvent être polarisées en inverse, agissant en tant que charges, drainant la puissance des cellules entièrement éclairées. Si le système n'est pas correctement protégé, le problème du point chaud [58], peut survenir et, dans plusieurs cas, le système peut être irréversiblement endommagé. Dans la plupart des études [59], l'effet de l'ombrage partiel dans la réduction de la puissance de sortie de la configuration d'un champ photovoltaïque a été discuté. Les effets nocifs dans les configurations de base et leur comparaison ont été discutés dans. L'utilisation courante de diodes de dérivation en antiparallèle avec les modules photovoltaïque en série peut atténuer partiellement la réduction de puissance due à l'ombre partiel [60]. Dans de tels cas, un algorithme plus approprié pour le suivi du MPPT et capable de faire abstraction des maximums locaux de puissance est requis [61]. Il est intéressant d'obtenir des informations sur les systèmes photovoltaïques fonctionnant en présence d'ombrage partiel surtout si cette installation est ombragée durant toute la journée. Les pertes à cause des interconnexions des modules photovoltaïques sont presque toujours présentes dans la production électrique d'un champ photovoltaïque.

### **II.12. Différents types de configurations des panneaux photovoltaïques :**

Plusieurs chercheurs, ont proposé des modèles pour étudier et analyser l'effet de l'ombrage sur différentes configurations de modules photovoltaïques afin de réduire les pertes de désadaptation et de trouver la configuration du système photovoltaïque qui fournit les meilleures performances. Cette dernière est basée sur les interconnexions de la matrice des modules PV [61]:

- Série-Parallèle (SP)
- Total- Cross-Tied (TCT)
- Bridge-Linked (BL)

➤ Honey Comb (HC)

Plusieurs configurations ( différentes interconnections entre les modules photovoltaïques ), ont été proposées dans la littérature comme représenté sur les figures II.13 (a) à II.13 (D) [62].

Il s'agit de configurations Série-Parallèle (SP), Total-Cross-Tied (TCT), Bridge-Linked (BL), Honey Comb (HC). Les configurations en série et en parallèle sont les configurations de base. La configuration TCT est dérivée de la configuration SP. Dans la configuration BL, les modules sont connectés en mode redresseur en pont, comme le montre la figure II.13 (D).

On constate que quatre modules constituent un pont. Ici deux modules dans le pont sont connectés en série et ensuite ils sont connectés en parallèle. Des modifications effectuées sur la configuration BL nous mènent à une nouvelle configuration appelée configuration HC [87-88].

La configuration série/parallèle (SP) est utilisée pour former un système photovoltaïque pour une tension et un courant désiré. Dans la configuration SP, représentée sur la figure II.14 (a), les modules sont d'abord connectés en série pour obtenir la tension requise et ensuite les modules connectés en série sont montés en parallèles. La configuration SP fournit une puissance plus élevée à des valeurs de tension et de courant considérables.

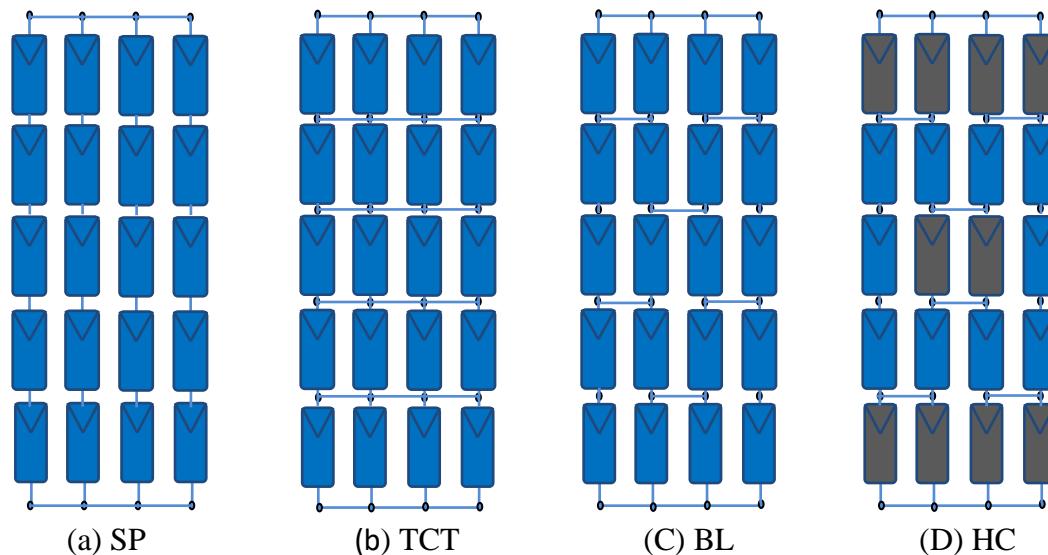


Figure II.14. Différentes configurations des modules photovoltaïques

### II.13. Modèle mathématique d'une colonne de panneaux solaires partiellement ombrée :

Des modèles mathématiques sous illumination ont été considérés pour un module semi-ombragé. Dans ces modèles, il est généralement nécessaire d'examiner séparément les composantes directes et diffuses de l'éclairement énergétique.

La plus évidente des types d'ombrage sur un module photovoltaïque est le blocage de l'irradiation directe, qui se traduit par une ombre visible sur le module. Puisque la composante

directe du rayonnement comprend la majorité de l'énergie solaire, la puissance délivrée par le système photovoltaïque est réduite par un facteur important. De même, le blocage de l'irradiation diffuse peut aussi réduire la production du système photovoltaïque, mais n'est pas aussi dramatique que le blocage de l'irradiation directe.

Les premiers résultats de mesures expérimentaux ont été obtenus sur des cellules solaires individuelles dans un module ombragé. Les connexions série sont plus sensibles à l'ombre que les connexions parallèles. Les données statistiques sur 180 installations au Japon, montrent que la perte moyenne due à l'ombrage est de 4,1% [63].

La figure II.15, représente un modèle d'un générateur photovoltaïque sous ombrage partiel, en prenant une colonne de panneaux un nombre est ombragé, sous la tension  $V_1$ , le reste des panneaux est sous les conditions d'éclairement standard avec une tension  $V_2$ .

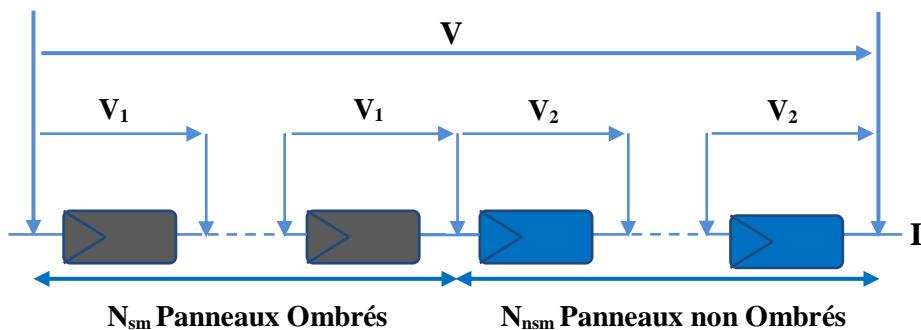


Figure II.15. Groupement de panneaux solaires en série sous ombrage partiel

Pour modéliser un générateur photovoltaïque avec un ombrage partiel, nous devons d'abord modéliser le taux de l'ombrage sur cette configuration. La catégorisation particulière et la terminologie données par Patel [63] sont utilisées à cette fin. La figure II.16, illustre un système solaire photovoltaïque de 100 modules divisés en dix ensembles en série de 10 modules chacun, connectés en parallèle.

Lorsqu'ils sont soumis à un ombrage partiel, ces ensembles en série sont assemblés en groupe ayant le même taux d'ombrage. La configuration de l'ombrage de la figure II.16 donne trois groupes ( $G_1$  à  $G_3$ ).

L'ensemble des modules photovoltaïques sont répartis de la façon suivante:

### 1. Configuration $C_1$ :

- Groupe  $G_1$  : Huit modules ombragés chacun
- Groupe  $G_2$  : Quatre modules ombragés chacun
- Groupe  $G_3$  : Aucun module est ombragé

## 2. Configuration $C_2$ :

- Groupe  $G_1$ : Dix modules ombragés chacun
- Groupe  $G_2$ : Huit modules ombragés chacun
- Groupe  $G_3$  : Six modules ombragés chacun

## 3. Configuration $C_3$ :

- Groupe  $G_1$ : Quatre modules ombragés chacun
- Groupe  $G_2$  : Six modules ombragés chacun
- Groupe  $G_3$  : Quatre modules ombragés chacun

Considérons un groupe de colonnes  $N_{cg}$  avec des modules en série  $N_{ss}$ , ayant une configuration d'ombrage similaire avec des modules ombragés  $N_{sm}$ , sous un niveau d'irradiation égal à  $G$  (KW/m<sup>2</sup>). L'irradiation des modules non ombrés est égale à 1 KW/m<sup>2</sup>.

La tension  $V_A$  et le courant  $I$  sont la tension et le courant aux bornes et à travers la colonne de panneaux solaires partiellement ombrée respectivement. De la figure II.15, la tension  $V_A$  est donnée par :

$$V_A = N_{sm} \cdot V_1 + (N_{ss} - N_{sm}) \cdot V_2 \quad (\text{II.25})$$

Où :  $V_1$  et  $V_2$  sont les tensions entre les modules ombrés et non ombrés respectivement.

En utilisant l'équation (II.25), nous pouvons définir la fonction :

$$f(V, I, G) = I - \frac{I_{sc\_std}}{G} + I_0 \left( e^{\frac{V+N_s R_s I}{n V_t N_s}} - 1 \right) + \frac{V + N_s R_s I}{N_s R_p} \quad (\text{II.26})$$

Vu que  $V_1$  est la tension du module ombré avec le courant  $I$  qui le traverse avec un niveau d'irradiation  $G \leq 1$ ,  $V_1$  est alors la solution de l'équation  $f(V, I, G) = 0$ . D'autre part  $V_2$  est la solution de l'équation  $f(V, I, 1) = 0$ . Nous pouvons symboliser cela par les équations suivantes:

$$V_1 = \text{sol}(f(V, I, G) = 0) \quad (\text{II.27})$$

$$V_2 = \text{sol}(f(V, I, 1) = 0) \quad (\text{II.28})$$

La valeur du courant  $I$  de la colonne est celle qui permet aux tensions  $V_1$  et  $V_2$  données par les équations (II.27) et (II.28) de satisfaire l'équation (II.25). En utilisant les équations (II.25-II.28), on peut définir la fonction  $g(I)$  par:

$$g(I) = V_A - N_{sm} \cdot \text{sol}(f(V, I, G) = 0) - (N_{ss} - N_{sm}) \cdot \text{sol}(f(V, I, 1) = 0) \quad (\text{II.29})$$

La valeur de  $I$  de la colonne est alors la solution de l'équation  $g(I) = 0$  lequel pourrait être obtenue par la méthode de bissection.

#### II.14. Simulation du modèle proposé :

L'effet de l'ombrage partiel a été largement étudié par rapport aux différentes configurations des modules photovoltaïques[64]. Lorsqu'un réseau photovoltaïque reçoit un ombrage partiel pendant le fonctionnement, ses performances deviennent difficiles à prévoir en raison du comportement des modules non linéaires et des contraintes de courant et de tension des chaînes du système. Le générateur photovoltaïque simulé est une configuration série-parallèle. Il est composé de cent modules photovoltaïques de type SUNTECH STP080 12/B6 monocristallin dont les caractéristiques sont données dans l'annexe 1, connectés de la manière décrite selon la figure (II.16) donnant ainsi trois configurations différentes ( $C_1$ ), ( $C_2$ ) et ( $C_3$ ).

Chaque configuration est répartie en trois groupes:  $G_1$ ,  $G_2$  et  $G_3$  et simulée pour différentes valeurs d'éclairement de l'ombrage partiel et avec une température fixe  $T = 25^\circ\text{C}$ .

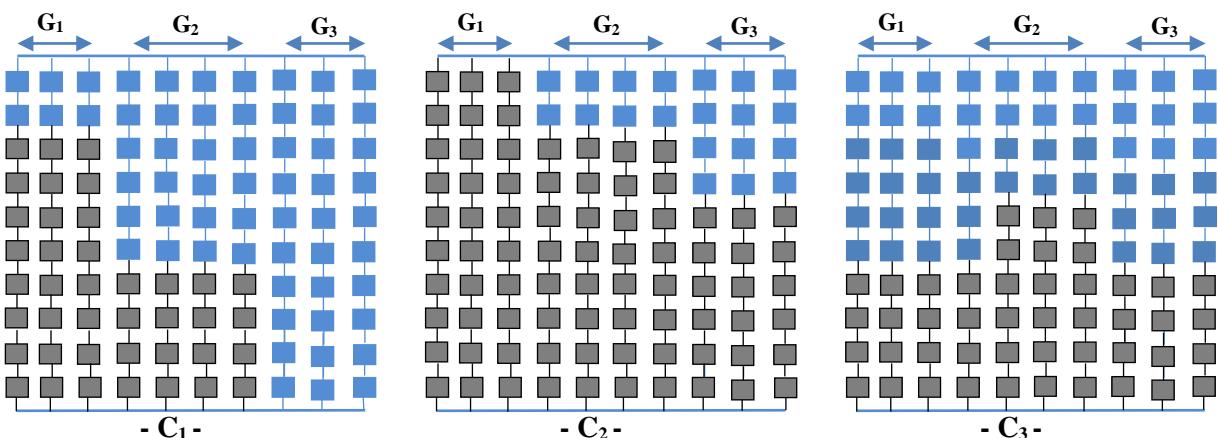


Figure II.16. Les trois configurations du GVP

Pour valider ce modèle GVP, un essai de simulation sous les conditions standard ( $G=1\text{kW/m}^2$  et  $T=25^\circ\text{C}$ ) a donné les caractéristiques P-V et I-V suivantes:

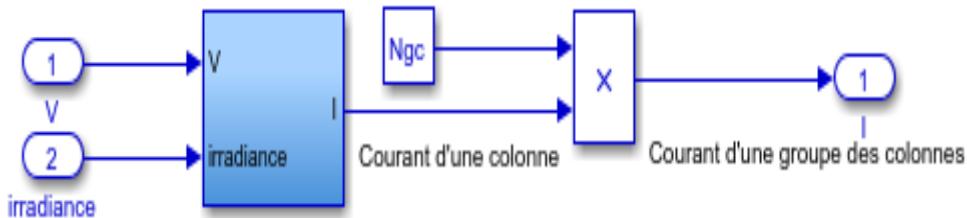


Figure II.17. Bloc simulink d'un groupe du GPV

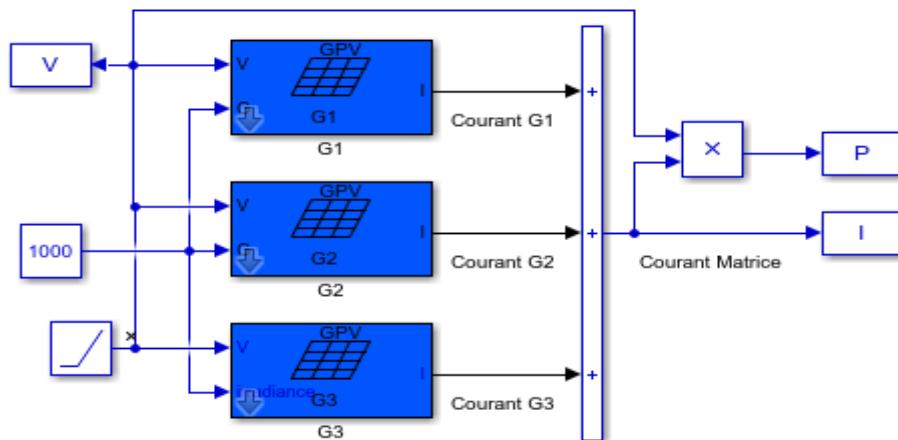
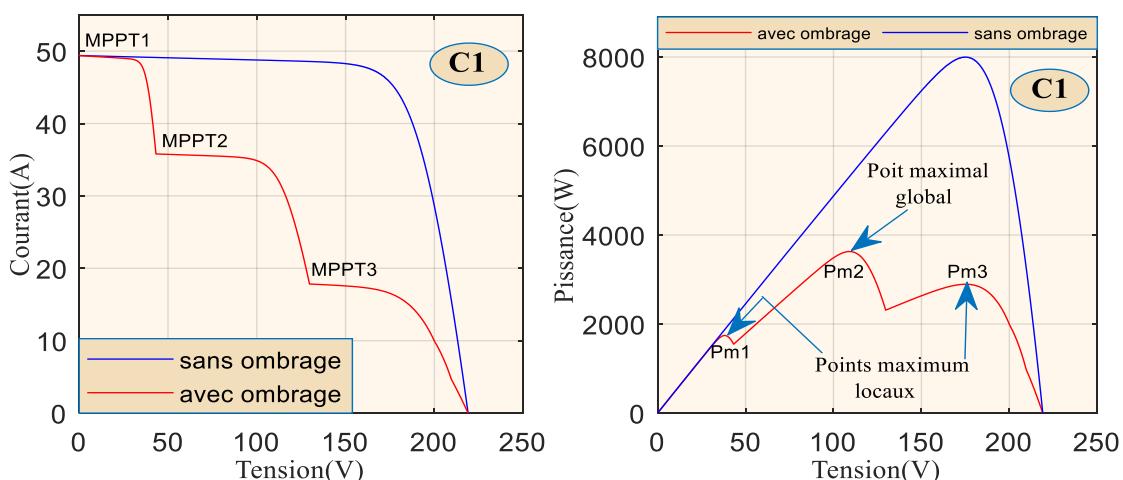


Figure II.18. Bloc simulink du GPV formé par trois groupes

Sous un ombrage partiel, les modules ombrés reçoivent un éclairement  $G=0.1 \text{ KW/m}^2$ , les autres modules sous une irradiation  $G= 1\text{KW/m}^2$ , figure II.19. On peut voir à partir de cette figure que la courbe  $P-V$  est formé de trois collines avec trois points de puissance maximum, deux points maximum locaux et un point maximum global. Il est évident d'après la figure II.19 que la puissance augmente avec l'augmentation du niveau de l'irradiation du module ombré. En outre, la variation du niveau d'irradiation des modules ombrés modifie la position du MPP global.


 Figure II.19. Courbe I-V et P-V du GPV de la configuration C<sub>1</sub> (l'éclairement de l'ombrage est 100 W/m<sup>2</sup>)

La figure II.20, montre les courbes  $P$ - $V$  des configurations de la figure II.16 avec un changement d'ensoleillement par pas de  $100W/m^2$ . La simulation montre l'effet de l'ombrage partiel sur la puissance maximale du générateur photovoltaïque qui diminue de manière significative. On remarque que les valeurs des trois pics de puissances varient selon la noirceur de l'ombrage et la configuration dans lequel les modules sont connectés.

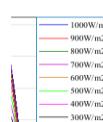
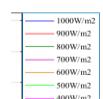


Figure II.20. Courbe  $P$ - $V$  avec les trois configurations :  $C_1$ ,  $C_2$  et  $C_3$

Toutes les puissances qui en résultent de cette simulation sont récapitulées dans le tableau II.5, avec deux points maximums locaux et un point maximum global.

**Tableau II.5.** Valeurs des trois pics pour les différents niveaux d'ombrage avec les configurations C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> et C<sub>3</sub>.

G(W/m <sup>2</sup> )	Configuration C <sub>1</sub>			Configuration C <sub>2</sub>			Configuration C <sub>3</sub>		
	P <sub>m1</sub>	P <sub>m2</sub>	P <sub>m3</sub>	P <sub>m1</sub>	P <sub>m2</sub>	P <sub>m3</sub>	P <sub>m1</sub>	P <sub>m2</sub>	P <sub>m3</sub>
<b>1000</b>	–	–	<b>7997</b>	–	–	<b>7997</b>	–	–	<b>7997</b>
<b>900</b>	–	–	<b>7591</b>	–	–	<b>7302</b>	–	–	<b>7481</b>
<b>800</b>	1735	4770	<b>7071</b>	1589	2952	<b>6536</b>	3440	4605	<b>6783</b>
<b>700</b>	1742	4606	<b>6506</b>	1540	2700	<b>5736</b>	3460	4448	<b>6009</b>
<b>600</b>	1743	4442	<b>5918</b>	1485	2443	<b>4916</b>	3460	4290	<b>5190</b>
<b>500</b>	1743	4279	<b>5318</b>	1431	2187	<b>4078</b>	3460	4133	<b>4338</b>
<b>400</b>	1743	4116	<b>4712</b>	1376	1934	<b>3228</b>	3460	<b>3976</b>	3459
<b>300</b>	1743	3953	<b>4105</b>	1322	1683	<b>2370</b>	3460	<b>3820</b>	2564
<b>200</b>	1743	<b>3791</b>	3498	1268	1434	<b>1509</b>	3460	<b>3664</b>	1652
<b>100</b>	1743	<b>3629</b>	2894	<b>1214</b>	1188	656	3460	<b>3509</b>	739

## II.15. L'ombrage et le nombre de pics sur la caractéristique P-V [65]:

Une approche systématique a été élaborée et utilisée pour étudier les effets de l'ombrage partiel sur le nombre de points de puissance maximum MPP sur les caractéristiques P-V. Dans l'approche, l'ombrage des générateurs se fait par l'ombrage d'un système photovoltaïque connecté en série/parallèle. Ceci est illustré par les figures II.22.

Dans ce paragraphe, on suppose que les conditions d'ombrage partiel sont provoquées par le passage des nuages. De cette manière, il est possible d'avoir un moyen systématique d'analyser les effets de l'ombrage partiel en faisant varier les valeurs de l'ombrage du système.

Les nuages provoquent des nuances qui peuvent se déplacer très rapidement sur le générateur d'énergie photovoltaïque.

Pour la figure II.16, nous avons pris comme exemple trois configurations différentes réparties chacune en trois groupes,  $G_1$ ,  $G_2$  et  $G_3$  qui ont donné chacune trois points de puissance maximum. Chaque groupe est composé de colonnes ayant le même niveau d'ombrage. Ces groupes de colonnes de panneaux partiellement ombragés est la cause de l'apparition de ces pics.

Dans la pratique, un passage nuageux le long du GVP provoque des conditions d'éclairement non uniforme et par la suite une apparition de plusieurs pics sur la caractéristique P-V. D'autre part, nous avons constaté que le point maximum global se déplace le long de la caractéristique P-V. La figure II.21 met en évidence cette illustration en simulant un GPV répartis en dix groupes comme il est montré dans le tableau II.6 :

Figure II.21. Caractéristique P-V d'un GPV répartis en dix groupes pour différentes irradiations.

Lorsque l'ombre du aux nuages affecte le générateur, les modules non ombrés reçoivent l'éclairement global tandis que les modules ombrés reçoivent la partie diffuse de l'irradiance qui est typiquement inférieure à l'irradiance globale. L'ombrage causé par les nuages provoque l'irradiance à changer progressivement lorsque l'ombre du nuage couvre le générateur.

Cela signifie que tous les modules photovoltaïques du générateur peuvent avoir différentes valeurs d'éclairement pendant l'événement d'ombrage du nuage [66].

Le tableau II.6, récapitule les valeurs des points de puissances locaux et globale pour un GVP répartis en dix groupes de  $G_1$  à  $G_{10}$  avec différents niveaux d'ombrage et pour des irradiations allant de 1000 à 25 W/m<sup>2</sup>. On remarque que le point de puissance maximum global

change de position, du pic  $P_{m10}$  au pic  $P_{m5}$ , avec six positions différentes après il se stabilise sur le même axe de la colline du pic  $P_{m6}$ .

**Tableau II.6.** Valeurs de puissance d'une configuration à 10 groupes GPV (10x10)

G(W/m <sup>2</sup> )	P <sub>m1</sub>	P <sub>m2</sub>	P <sub>m3</sub>	P <sub>m4</sub>	P <sub>m5</sub>	P <sub>m6</sub>	P <sub>m7</sub>	P <sub>m8</sub>	P <sub>m9</sub>	P <sub>m10</sub>
<b>1000</b>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	<b>7997</b>
<b>900</b>	—	—	—	—	—	—	—	—	6325	<b>7488</b>
<b>800</b>	913.4	1772	2562	3336	4114	4820	5488	5989	6531	<b>6769</b>
<b>700</b>	931.9	1790	2617	3345	4021	4614	5163	5484	5848	<b>5976</b>
<b>600</b>	942.2	1791	2564	3273	3854	4385	4786	4960	5102	<b>5145</b>
<b>500</b>	951.2	1789	2526	3158	3681	4100	4378	<b>4440</b>	4339	4290
<b>400</b>	956.3	1780	2479	3047	3490	3801	<b>3970</b>	3924	3578	3417
<b>300</b>	961.1	1766	2423	2931	3287	3503	<b>3565</b>	3413	2825	2515
<b>200</b>	964.1	1751	2363	2807	3086	<b>3208</b>	3164	2893	2069	1579
<b>100</b>	966.4	1733	2303	2684	2886	<b>2915</b>	2767	2316	1285	614.7
<b>50</b>	966.7	1722	2271	2623	<b>2787</b>	2770	2570	2039	882.3	191.8
<b>Panneaux Ombrés</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>10</b>
<b>Configuration</b>	<b>G<sub>1</sub></b>	<b>G<sub>2</sub></b>	<b>G<sub>3</sub></b>	<b>G<sub>4</sub></b>	<b>G<sub>5</sub></b>	<b>G<sub>6</sub></b>	<b>G<sub>7</sub></b>	<b>G<sub>8</sub></b>	<b>G<sub>9</sub></b>	<b>G<sub>10</sub></b>

Dans les cas de simulation illustrée sur la Figure II.22, le générateur photovoltaïque série/parallèle (10x10), fonctionne sous ombrage partiel avec un nombre de groupes allant de dix à trois dont la configuration de chacun de ces groupes est donnée par le même nombre de niveaux d'irradiation.

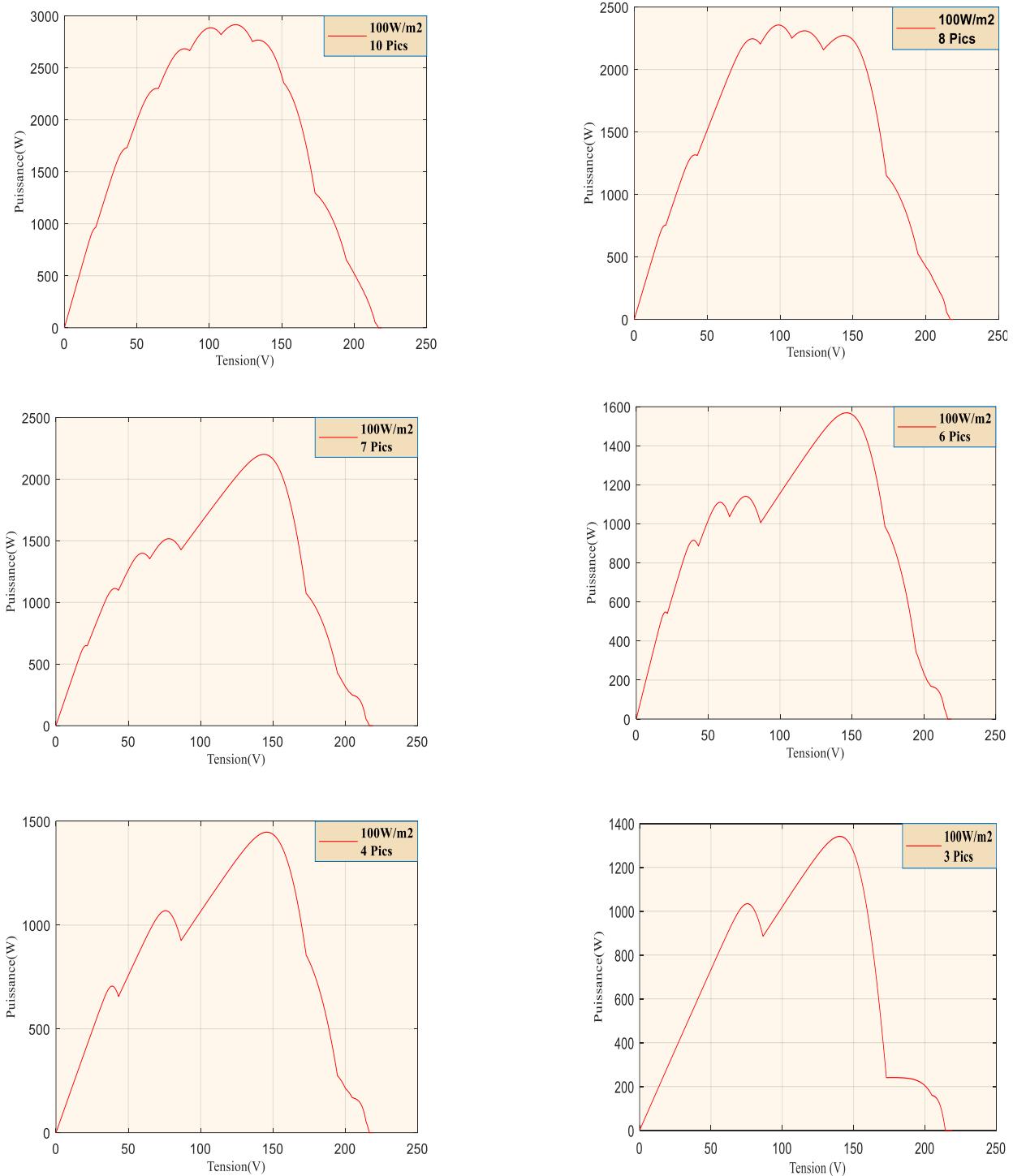


Figure II.22. Simulation d'un GPV (10x10) avec répartition de groupes allant de 10 à 3 groupes

## II.16. Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons modélisé la cellule solaire photovoltaïque à une diode, qui est l'unité de conversion la plus adaptée à l'effet photovoltaïque. La réduction des coûts de production, soit en augmentant le rendement des cellules solaires, soit en trouvant des procédés alternatifs moins coûteux en énergie/matiériaux. De nombreuses filières sont explorées : les cellules à haut rendement au Si cristallin, en couches minces/ultraminces, mono cristallin, poly cristallin, amorphe. L'assemblage des modules photovoltaïques nous permet de réaliser le générateur photovoltaïque adéquat pour une alimentation voulue. L'ensoleillement et la température sont des facteurs influents sur le rendement d'un générateur photovoltaïque.

En plus de ces dépendances, le module solaire ne peut générer sa puissance maximale que pour une certaine tension et courant de fonctionnement, la position de ce point de fonctionnement dépendant à son tour de l'ensoleillement et de la température ainsi que de la charge.

Il ya différentes configurations qui ont été simulées en présence d'ombrage partiel. Il a été montré l'effet significatif de l'ombrage sur la production électrique du générateur photovoltaïque.

La configuration série-parallèle (SP) donne une puissance très faible sous l'effet de l'ombrage partiel, alors que pour l'ombrage total, la puissance reste importante. Nous déduisons donc que la configuration des modules a un effet non négligeable sur la puissance générée et par conséquent sur la minimisation des pertes à la sortie des panneaux photovoltaïques.

Les résultats de simulation ont montré que pour des valeurs de l'éclairement allant de 100 jusqu'à 300 W/m<sup>2</sup>, le point maximum global change de position.

Le troisième chapitre propose un convertisseur DC-DC, utilisé dans les systèmes photovoltaïques ainsi que des commandes MPPT.

## Chapitre III : Techniques de Poursuite du Point de Puissance Maximale & Convertisseurs DC-DC

III.1	Introduction .....	46
III.2	Les convertisseurs DC-DC (hacheurs) .....	47
III.2.1	Hacheur survolté (Boost) .....	47
III.2.1.1	Principe de Fonctionnement .....	47
III.2.1.2	Les paramètres d'élévateur .....	49
III.3	Commandes MPPT des convertisseurs DC-DC .....	51
III.3.1	Principe de la recherche du point de puissance maximale MPPT .....	51
III.3.2	Les premiers types de technique MPPT .....	51
III.3.3	Les techniques MPPT à algorithme performants .....	52
III.4	Les commandes MPPT les plus utilisées .....	53
III.4.1	Méthode "Perturbe and Observe" (P&O) .....	54
III.4.2	Méthode de la conductance incrémentale .....	55
III.4.3	Commande MPPT basée sur la logique floue .....	58
III.4.4	Optimisation par Essaim Particulaire PSO .....	61
III.4.4.1	Principe général .....	61
III.4.4.2	Mode de fonctionnement de l'algorithme PSO .....	63
III.4.4.3	Formalisation .....	64
III.4.4.4	Organigramme de la PSO .....	65
III.5	Simulation de la recherche du point de puissance maximale sous éclairage uniforme .....	67
III.5.1	Simulation avec le cas stable .....	68
III.5.2	Simulation avec un changement brusque .....	69
III.5.3	Interprétation des résultats de simulation .....	74
III.6	Conclusion .....	75

# Chapitre III

## Techniques de Poursuite du Point de Puissance Maximale & Convertisseurs DC-DC

### **III.1. Introduction :**

La demande sur l'énergie électrique ne cesse d'augmenter ces dernières années ainsi que les contraintes liées à sa production, tels que l'effet de pollution et de réchauffement climatique global, conduisent les recherches vers le développement des sources d'énergie renouvelables[66].

Dans ce contexte, les systèmes photovoltaïques (PV) offrent une solution très concurrentielle. Pour surmonter le problème de rendement des panneaux solaires et obtenir un rendement maximum, il est nécessaire d'optimiser la conception de toutes les parties du système PV.

En outre, il est nécessaire d'optimiser les convertisseurs (continu/continu) DC/DC employés comme interface entre le générateur PV et la charge afin d'extraire le maximum de puissance et ainsi faire fonctionner le générateur GPV à son point de puissance maximum (MPP) à l'aide d'un contrôleur MPPT (maximum power point tracking), par conséquence, obtenir un courant électrique maximum sous la variation de la charge et des conditions atmosphériques (luminosité et température) [67].

Un nombre important de technique de commande MPPT ont été élaboré depuis les années 70, commençant par des techniques simples comme les contrôleurs MPPT basés sur le retour d'état de la tension et du courant, aux contrôleurs plus performant utilisant des algorithmes pour calculer MPPT du générateur photovoltaïque, Les méthodes évaluées sont: Perturbé et Observe (PO), Technique de conductance incrémentielle (IC) et logique floue (FLC). Dans ce chapitre, nous allons étudier et simuler différentes méthodes de poursuite du point de puissance maximale, et le principe convertisseur (boost), Ensuite, les résultats et discussions des simulations des trois techniques de poursuite seront discutés.

### III.2. Les convertisseurs DC-DC (hacheurs) :

Le convertisseur continu - continu est un dispositif de l'électronique de puissance mettant en œuvre un ou plusieurs interrupteurs commandés et qui permet de modifier la valeur de la tension d'une source de tension continue. Si la tension délivrée en sortie est inférieure à la tension appliquée en entrée, le hacheur est dit abaisseur (Buk) dans le cas contraire, il est dit élévateur (Boost).

Le convertisseur dévolteur survolteur combine les propriétés des configurations d'élévateur et d'abaisseur (Buck-Boost) [67]. En ce qui concerne notre travail, on considère le convertisseur élévateur "hacheur boost".

#### III.2.1. Hacheur survolteur (Boost) :

Un hacheur élévateur (Boost) est une alimentation \_a découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur. On utilise un convertisseur élévateur lorsqu'on désire augmenter la tension disponible d'une source continue. Le schéma de la figure (III.3), représente le circuit électrique de l'élévateur. Comme le montre la figure (III.1), le convertisseur élévateur est composé de la résistance R, le transistor S et de la diode D. Les éléments L et C forment un filtre dont le but est de limiter l'ondulation résultante du découpage sur la tension et le courant de sortie. [68].

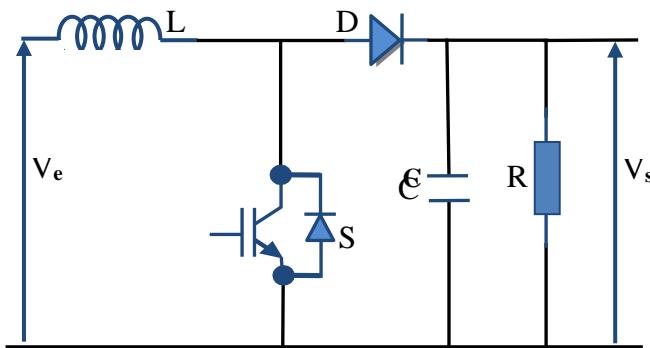


Figure III.1.Circuit électrique de base d'un convertisseur Boost.[68]

##### III.2.1.1. Principe de Fonctionnement :

Le fonctionnement d'un convertisseur Boost peut être divisé en deux phases distinctes selon l'état de l'interrupteur :

###### Phase 1 : Pour $t \in [0 \text{ à } \alpha T]$ :

Le transistor est passant et la diode D est bloquée, cela entraîne l'augmentation du courant dans l'inductance, donc le stockage d'une quantité d'énergie sous forme d'énergie magnétique et la charge est alors déconnectée de l'alimentation [69].

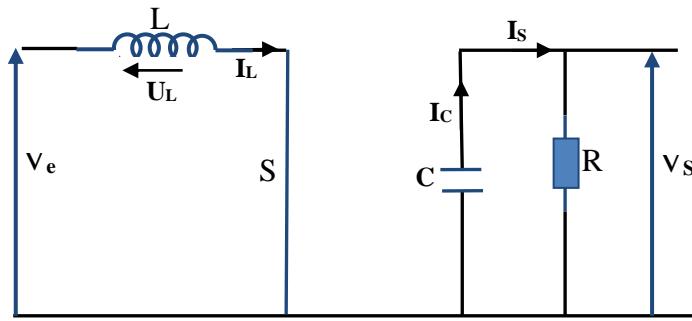


Figure III.2. Circuit équivalent du convertisseur Boost pour  $T_{on}$ .

La tension d'entrée :[69]

$$V_L = V_e \quad (\text{III.1})$$

Avec

$$V_L = L \frac{di_L}{dt} \quad (\text{III.2})$$

Le courant dans la bobine :

$$I_L(t) = \frac{V_e}{L} + I \quad (\text{III.3})$$

Le courant dans la diode :

$$I_D(t) = 0 \quad (\text{III.4})$$

Le courant dans le transistor :

$$I_T(t) = I_L(t) \quad (\text{III.5})$$

**Phase 2 : Pour  $t \in [a.T à T]$  :**

Le transistor est bloqué et la bobine L restitue l'énergie emmagasinée, la diode est passante donc  $V_s$  est supérieur à  $V_e$  [68].

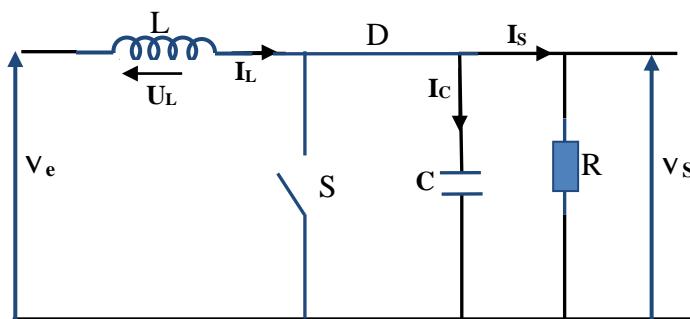


Figure III.3. Circuit équivalent du convertisseur boost pour  $T_{off}$ .

La tension de sortie :[69]

$$V_S = V_e - V_L \quad (\text{III.6})$$

$$V_L < 0 \quad (\text{III.7})$$

En conséquence

$$V_S > V_e \quad (\text{III.8})$$

Le courant dans la bobine :

$$I_L(t) = -\frac{V_S - V_e}{L} t + I \quad (\text{III.9})$$

Le courant dans la diode :

$$I_D(t) = I_L(t) \quad (\text{III.10})$$

Le courant dans le transistor :

$$I_T(t) = 0 \quad (\text{III.11})$$

### III.2.1.2. Les paramètres d'élévateur :

La tension de sortie  $V_s$  et le rapport cyclique  $D$  sont donnés par les équations suivantes[70]:

$$V_S = \frac{V_e}{1-D} \quad (\text{III.12})$$

Alors,

$$D = 1 - \frac{V_e}{V_S} \quad (\text{III.13})$$

En supposant un circuit sans perte,

$$V_e \cdot I_e = V_S \cdot I_S = \frac{I_S \cdot V_e}{1-D} \quad (\text{III.14})$$

Le courant de sortie moyen est alors:

$$I_S = I_e (1 - D) \quad (\text{III.15})$$

Les relations des filtres d'entrée et de sortie L et C sont respectivement données par les équations suivantes [71]:

$$L = \frac{D(1-D)^2 \cdot R}{2 \cdot f} \quad (\text{III.16})$$

$$C = \frac{D}{2 \cdot f \cdot R} \quad (\text{III.17})$$

Grâce à l'expression (III.15), on peut voir que la tension de sortie est toujours supérieure à celle d'entrée (le rapport cyclique variant entre 0 et 1), qu'elle augmente avec D, et que théoriquement elle peut être infinie lorsque D se rapproche de 1. C'est pour cela que l'on parle de survolteur.

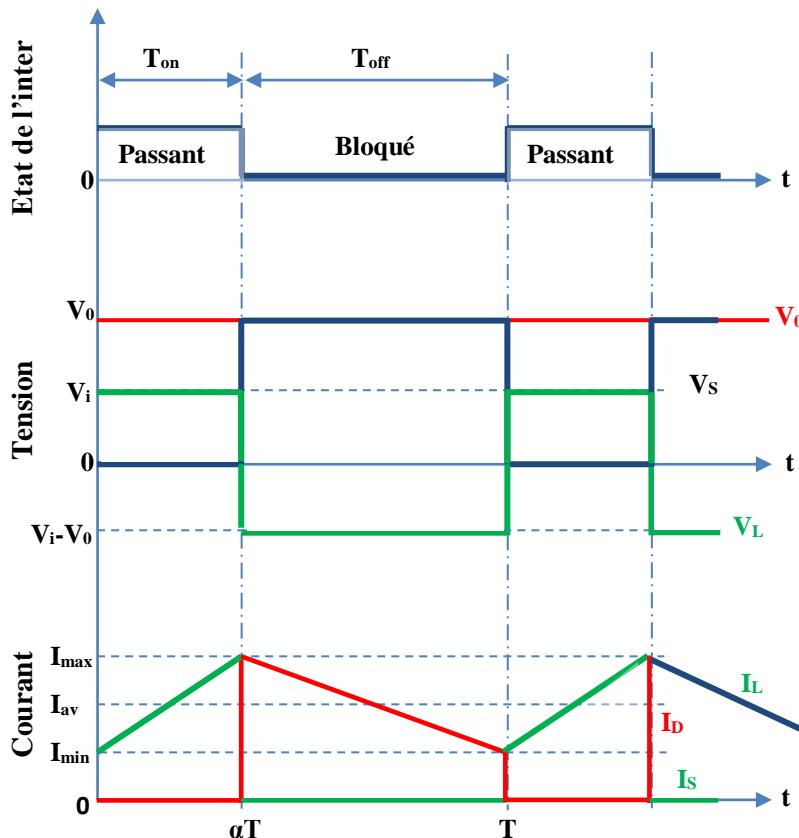


Figure III.4. Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Boost

### III.3. Commandes MPPT des convertisseurs DC-DC :

#### III.3.1. Principe de la recherche du point de puissance maximale MPPT [72]:

Le principe de ces commandes est d'effectuer une recherche du point de puissance maximale (MPPT) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance. La figure III.5 représente une chaîne de puissance d'un module photovoltaïque autonome, un convertisseur statique (hacheur parallèle) est utilisé comme interface entre le générateur et la charge.

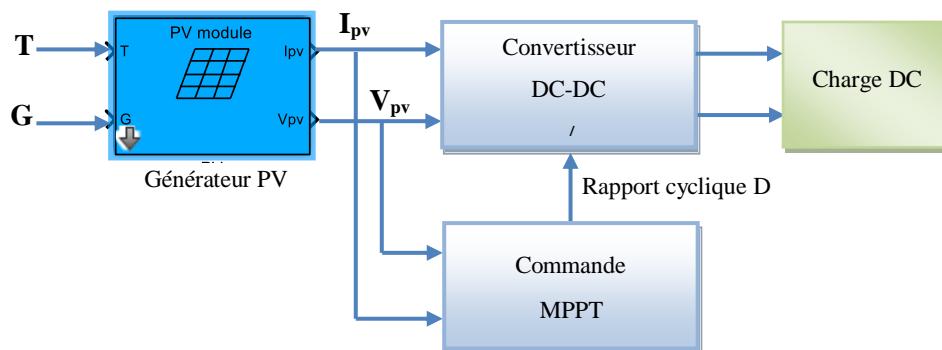


Figure III.5. Conversion photovoltaïque avec convertisseur DC-DC contrôlée par une commande MPPT

#### III.3.2. Les premiers types de technique MPPT :

L'algorithme mis en œuvre dans les premières commandes MPPT était relativement simple. En effet, les capacités des microcontrôleurs disponibles à l'époque étaient faibles et les applications surtout destinées au spatial avaient beaucoup moins de contraintes en variation de température et d'éclairement que les applications terrestres à l'époque. Son principe a d'abord été décrit par A.F. Bohringer. Cette commande est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permettant de maintenir le système à son point de puissance maximum (PPM).

Ce dernier est décrit en figure III.6 et peut être implanté entièrement en numérique.

Il consiste à calculer la puissance à l'instant  $t_n$  à partir des mesures de  $V_{pv}$  et  $I_{pv}$ , et de la Comparer à celle stockée en mémoire, correspondant à l'instant  $t_{n-1}$  de là, un nouveau rapport cyclique D est calculé et est appliqué au convertisseur statique.

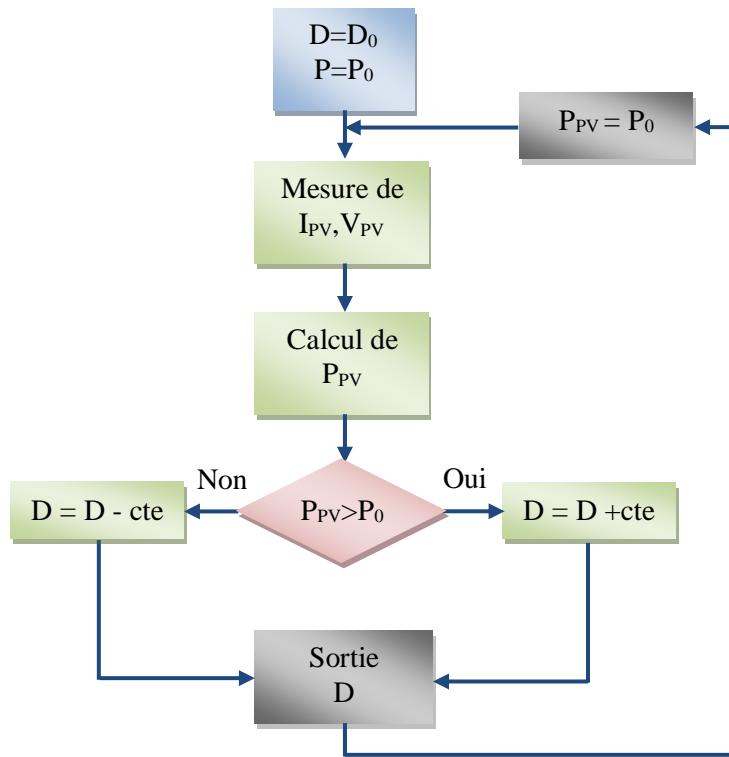


Figure III.6. Principe de la première technique MPPT numérique.

Ce principe est toujours valable du point de vue théorique et appliqué de nos jours sur des algorithmes numériques plus performants. Cependant, le temps de réaction a été amélioré ainsi que la précision de la recherche du PPM associée à un certain nombre de précautions pour ne pas perdre le PPM même temporairement.

### III.3.3. Les technique MPPT à algorithme performants :

Ces derniers sont constitués pour des hacheurs dont la commande intègre le système MPPT (Maximum Power Point Tracking). Cette commande à base d'un microcontrôleur qui contrôle les variations de l'intensité du courant et de la tension et calcule la puissance  $P$ . afin d'optimiser le transfert d'énergie électrique fournie par les panneaux. Le système MPPT cherche à faire débiter ces panneaux à leur puissance maximale en agissant sur le rapport cyclique  $D$ . Le principe du contrôleur MPPT est souvent basé sur une méthode par tâtonnement, comme le montre la figure III.7 suivante qui illustre le principe de recherche du MPP.

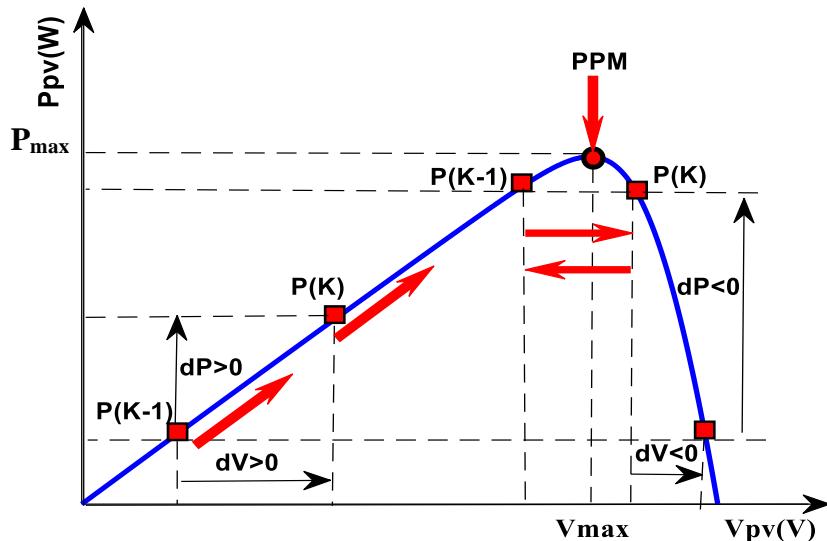


Figure III.7. Principe de fonctionnement d'une commande MPPT

Nous devons chercher le point de puissance maximale, pour cela nous comparons un point de puissance actuel  $P(k)$  avec un point de puissance précédent  $P(k-1)$ .

- Si  $P(k-1) = P(k)$ , la dérivée est nulle, cela veut dire le point de fonctionnement est situé maximum.
- Si  $P(k-1) < P(k)$ , la dérivée est positive, cela signifie que nous nous rapprochons du point de puissance maximale MPPT.
- Si la dérivée est négative, cela veut dire que nous avons dépassé le point de puissance maximale. Ainsi, au démarrage du système, la recherche de MPPT se fait progressivement, en cherchant le premier point maximum [72].

#### III.4. Les commandes MPPT les plus utilisées :

Diverses publications sur les commandes assurant un fonctionnement de type commande MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968 date de publication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type photovoltaïque [72-73].

Etant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous avons fait une classification des différentes techniques MPPT existantes en les regroupant selon leur principe de base.

La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité pour en faire une évaluation comparative.

Il existe différents types d'algorithmes qui ont été conçus afin de permettre la recherche du PPM [74-75]:

- Méthode: Perturbation et observation.
- Méthode : Conductance incrémentale.
- Méthode : Courant de court-circuit fractionnel.
- Méthode : Tension de circuit ouvert fractionnaire.
- Méthode : Logique floue.
- Méthode : Particul Swarm Optimisation.

#### **III.4.1. Méthode “ Perturbe and Observe” (P&O) :**

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension  $V_{pv}$  d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance  $P_{pv}$  qui en résulte ainsi, comme l'illustre la figure III.7, on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension  $V_{pv}$  engendre un accroissement de la puissance  $P_{pv}$  , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM.

Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique  $P_{pv}(V_{pv})$ , il est alors facile destituer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire alors converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance  $P_{pv}$  augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM. La figure III.8 représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type (P&O), où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension [76].

Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du GPV à chaque instant.

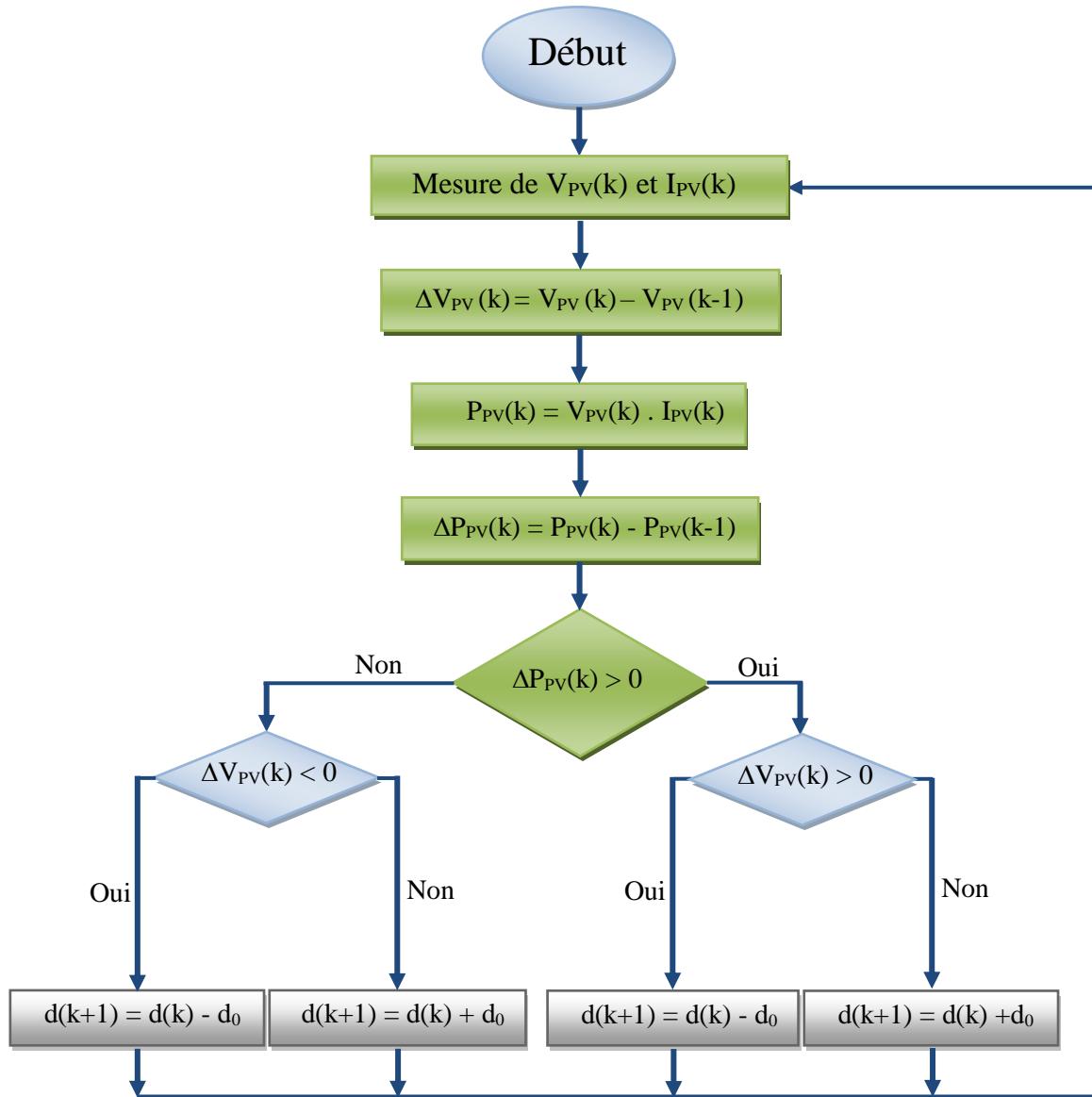


Figure III.8. Organigramme de l'algorithme P&amp;O

### III.4.2. Méthode de la conductance Incrémental [77] :

L'algorithme de l'incrémentation de la conductance est le plus couramment utilisé dans les applications de systèmes PV en raison de sa facilité de mise en œuvre et simplicité.

L'avantage principal de cet algorithme au-dessus de la méthode de P&O est la stabilité de son processus de cheminement de puissance. Cependant, il a comme inconvénient la réponse lente. En outre, le procédé de différentiation sous les niveaux bas de l'insolation devient difficile et les résultats sont insuffisants [77].

L'algorithme de l'incrémentation de la conductance est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV comme indiqué ci-dessous :

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (\text{III.18})$$

Et une variation élémentaire (incrément) de conductance peut être définie par :

$$dG = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (\text{III.19})$$

D'autre part, l'évolution de la puissance du module  $P_{PV}$  par rapport à la tension  $V_{PV}$  donne la position du point de fonctionnement par rapport au PPM. Lorsque la dérivée de puissance est nulle, cela signifie que l'on est sur le PPM, si elle est positive le point d'opération se trouve à gauche du maximum, lorsqu'elle est négative, on se situe à droite.

La Figure III.9 permet d'écrire les conditions suivantes :

$$\begin{aligned} \frac{dP_{PV}}{dV} &= \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cdot V_{PV} + I_{PV} = 0 && \text{Le point de fonctionnement est sur le PPM} \\ \frac{dP_{PV}}{dV} &= \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cdot V_{PV} + I_{PV} > 0 && \text{Le point de fonctionnement est à gauche du PPM} \\ \frac{dP_{PV}}{dV} &= \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cdot V_{PV} + I_{PV} < 0 && \text{Le point de fonctionnement est sur la droite du PPM} \end{aligned} \quad (\text{III.20})$$

En comparant la conductance et l'incrément de la conductance, trois positions du PF peuvent être distinguées :

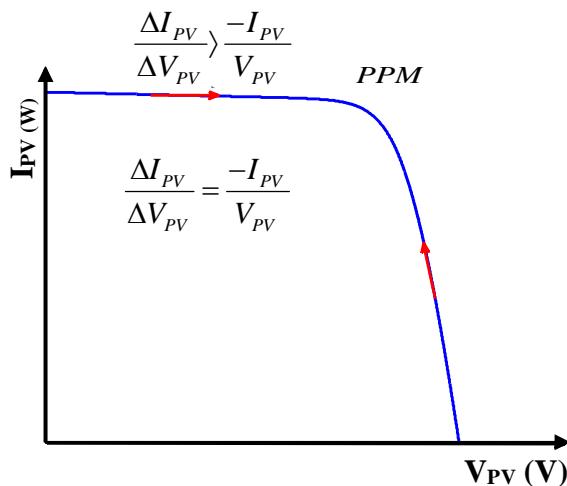


Figure III.9. Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de la dérivée de la conductance G.

'où, on peut alors écrire de nouvelles conditions sur la variation de la conductance comme celles données par l'équation (III.20) sur la dérivée de puissance :

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad \text{Le point de fonctionnement est sur le PPM}$$

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad \text{Le point de fonctionnement est à gauche du PPM (III. 21)}$$

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad \text{Le point de fonctionnement est sur la droite du PPM}$$

Où :  $-\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$  : est la conductance,  $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}}$  : est la conductance instantanée

Le schéma de principe de cette méthode est illustré sur la Figure III.10 [78].

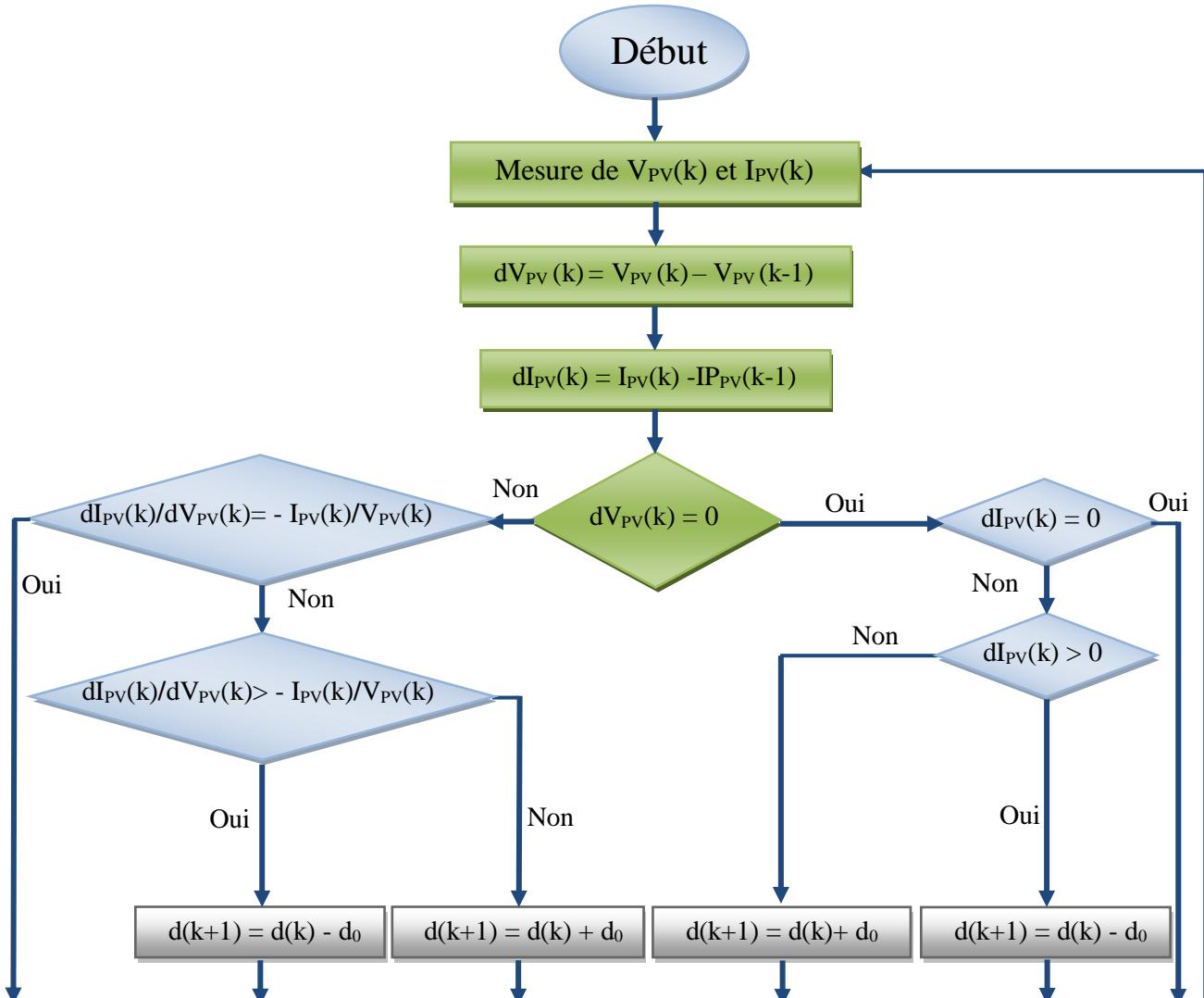


Figure III.10. Organigramme de l'algorithme MPPT de la conductance incrémentale (Inc .Con)

### III.4.3. Commande MPPT basée sur la logique floue :

La logique floue est une théorie qui a connu un grand succès depuis que L.Zadeh a introduit le concept de sous-ensembles flous en 1965. Elle trouve notamment sa place dans le domaine de la commande pour une large gamme de systèmes et plus généralement en génie électrique [79]. Elle présente en effet l'avantage d'utiliser des règles linguistiques simples permettant de traduire facilement le savoir faire d'un expert pour répondre à une problématique spécifique. Dans ce sens on utilise des correcteurs à base de logique floue qui améliorent de façon globale aussi bien les performances dynamiques que la robustesse des systèmes commandés, en s'appuyant sur leur connaissance à priori. Le principe d'une commande floue se base sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur  $E$  et le changement d'erreur  $dE$  et une variable de sortie  $dD$  (variation du rapport cyclique), figure III.11. La valeur de la variable de sortie, qui pilote le convertisseur statique pour rechercher le PPM, est déterminée à l'aide d'une table de vérité et de l'évolution des paramètres d'entrée. L'erreur  $E$  est définie comme étant l'écart entre  $\frac{dP}{dV}(k)$  et la valeur recherchée  $\frac{dP}{dV}(k) = 0$ . Cette dernière valeur correspond à l'unique extremum de la courbe  $P=f(V)$ . Cet extremum est un maximum. Plus  $E$  est positif, plus la valeur de  $P$  croît. Inversement, plus  $E$  est négatif, plus la valeur de  $P$  décroît.

Enfin quand  $E$  tend vers 0, la valeur de  $P$  tend vers son maximum, le MPP. On peut l'assimiler à la pente de  $P=f(V)$ .

$$E(k) = \frac{dP}{dV}(k) - 0 = \frac{dP}{dV} \quad (\text{III.22})$$

La variation de l'écart  $dE$  indique dans quel sens et dans quelle proportion l'écart se modifie à mesure que l'algorithme suit son cours. Ainsi, lorsque  $dE$  tend vers 0, le système se stabilise. La méthode consiste à formuler un ensemble de règles de décision en termes linguistiques, utilisant les ensembles flous pour décrire les amplitudes de l'erreur, de sa variation et la commande appropriée. En combinant ces règles, on peut dresser des tables de décision permettant de donner les valeurs de la sortie du contrôleur correspondant aux situations d'intérêt.

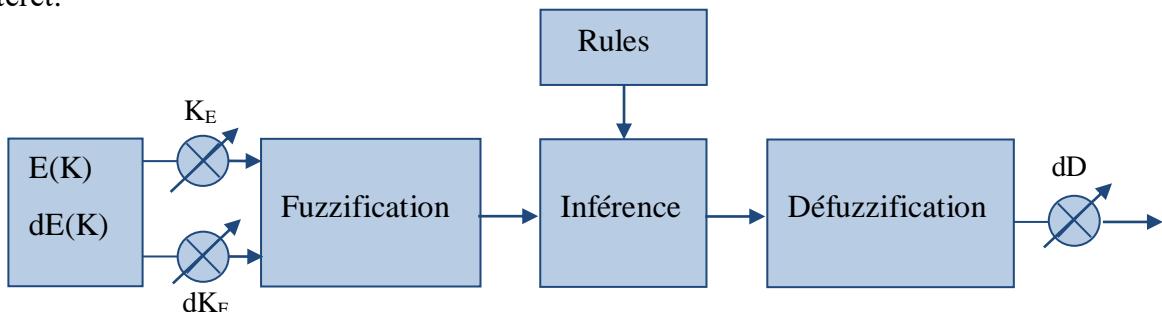


Figure III.11. Schéma bloc d'une logique floue

La structure générale d'un système de commande linguistique flou peut être présentée sous la forme suivante, figure III.11.

Où :

- La fuzzification permet la conversion de l'entrée physique en ensembles flous. Dans notre cas, nous avons deux entrées l'erreur E et le changement d'erreur dE qui exprime le déplacement direction du MPPT [80]. Ces entrées sont définies comme suit:

$$E(K) = \frac{P_{pv}(K) - P_{pv}(K-1)}{V_{pv}(K) - V_{pv}(K-1)} \quad (\text{III.23})$$

$$dE(K) = E(k) - E(K-1) \quad (\text{III.24})$$

Où  $P_{pv}$  (k) et  $V_{pv}$  (k) sont respectivement, la puissance et la tension du panneau PV à des instants d'échantillonnage (kTs).  $G_1$  et  $G_2$  sont les gains pour l'erreur et le changement d'erreur respectivement, et  $G_3$  est le gain pour la variation du rapport cyclique. A partir de l'entrée E(k) on peut savoir si le point de fonctionnement de la charge est situé à gauche ou à droite du point de puissance maximale de la courbe puissance-tension. A partir de l'entrée dE(k) on peut déterminer la valeur de la variation de l'erreur de l'entrée du contrôleur flou qui représente la direction du point de fonctionnement [81].

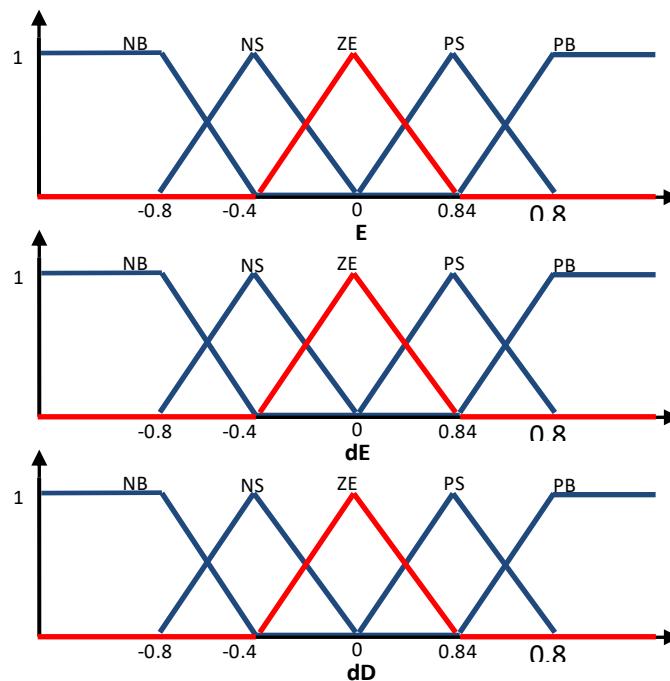


Figure III.12. Fonctions d'appartenance d'entrée et de sortie du contrôleur flou :  $E$ ,  $dE$  et  $dD$ .

Chaque univers de discours de l'erreur E (k), changement d'erreur dE (k) et la variable de sortie dD (k) est divisé en cinq ensembles flous, y compris : NB: négatif grand, NS: négatif petit, ZE: Environ zéro, PS: positif petit, PB: grand positif .Toutes les fonctions d'appartenance sont montrées dans la figure III.12.

- La base de connaissances : une base de données dont laquelle se trouve les définitions nécessaires utilisées pour définir les règles de contrôle linguistiques et la manipulation des données floues dans le régulateur.
- La logique de prise de décision : c'est le noyau du régulateur, elle est capable de simuler la prise de décision de l'être humain.
- L'interface de défuzzification : son rôle est de convertir les variables de l'action de commande floue en variables de commande réelle.

Les règles d'inférences permettent de déterminer le comportement du contrôleur flou. Il doit donc inclure des étapes intermédiaires qui lui permettent de passer des grandeurs réelles vers les grandeurs floues et vice versa, ce sont les étapes de fuzzification et défuzzification.

La méthode d'implication floue est utilisée pour identifier l'ensemble flou de sortie. Nous utilisons ici la méthode d'implication floue MIN-MAX [82].

Le tableau III.11 montre la table de règles du contrôleur flou où les entrées de la matrice sont les ensembles flous de l'erreur E et le changement de l'erreur dE. La sortie de cette table de règles est le changement du rapport cyclique dD. Cette tableau est appelée matrice de MACVICAR – WHELAN [83].

**Tableau III.1.Tableau des règles de décision floue (inférence)**

		dE	NB	NS	ZE	PS	PB
		E	NB	NS	ZE	PS	PB
E	NB	<b>ZE</b>	<b>ZE</b>	<b>NS</b>	<b>NB</b>	<b>NB</b>	
	NS	<b>ZE</b>	<b>ZE</b>	<b>NS</b>	<b>NB</b>	<b>NB</b>	
	ZE	<b>ZE</b>	<b>ZE</b>	<b>ZE</b>	<b>ZE</b>	<b>PS</b>	
	PS	<b>PS</b>	<b>PS</b>	<b>PS</b>	<b>PB</b>	<b>PB</b>	
	PB	<b>PS</b>	<b>ZE</b>	<b>PS</b>	<b>NB</b>	<b>NB</b>	

L'optimisation de la puissance du panneau solaire est faite à l'aide d'un circuit de commande basé sur les données des deux convertisseurs d'énergie et la technique de la logique floue à cinq classes selon les règles du tableau III.1. Le régulateur de type MAMDANI à cinq classes possède des fonctions d'appartenances qui sont représenté dans la figure III.12, cette dernier, donne les fonctions d'appartenance pour les variables d'entrées et de sorties du contrôleur. Les univers de discours utilisés sont  $[-1, 1]$ .

Pour la détermination des règles du contrôleur proposé on a fait appel à l'expertise et à l'expérience. On a considéré les objectifs qu'on devait atteindre puis on a écrit les règles en conséquence.

Dans le contrôleur flou proposé la méthode d'inférence utilisée est celle de max – min et pour la défuzzification on a utilisé la méthode du centre de gravité

La figure III.13, montre la surface caractéristique du contrôleur floue proposé, elle exprime les variations de la valeur réelle de la sortie du contrôleur en fonction des entrées quand ces dernières parcourent l'univers de discours. On voit bien que la sortie physique du contrôleur est contenue dans l'intervalle  $[0,1]$ .

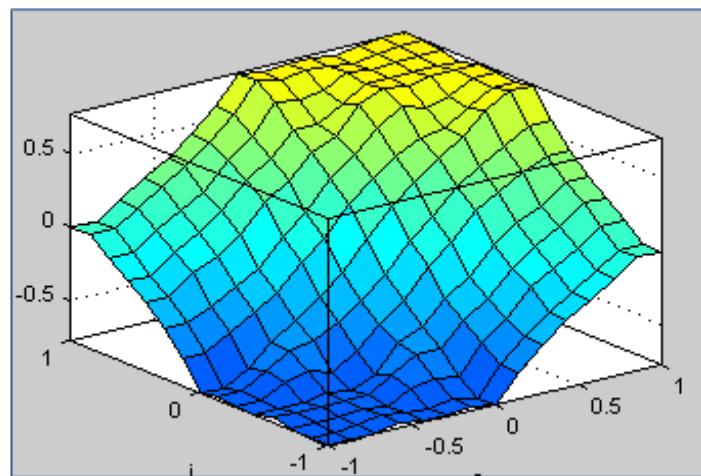


Figure III.13. Surface caractéristique du régulateur floue proposé

#### **III.4.4 Optimisation par Essaim Particulaire (SWARM) PSO :**

##### **III.4.4.1 Principe général:**

L'optimisation par essaim particulaire (OEP), ou Particle Swarm Optimization (PSO) en anglais, est un algorithme évolutionnaire qui utilise une population de solutions candidates pour développer une solution optimale au problème. Cet algorithme a été proposé par Russel Eberhart (ingénieur en électricité) et James Kennedy (socio-psychologue) en 1995[82].

Il s'inspire à l'origine du monde du vivant, plus précisément du comportement social des animaux évoluant en essaim, tels que les bancs de poissons et les vols groupés d'oiseaux de Reynold [82], Heppner & Grenander [83]. Autrement-dit, elle s'inspire fortement de l'observation des relations grégaires d'oiseaux migrateurs, qui pour parcourir de « longues distances » (migration, quête de nourriture, parades aériennes, etc.), doivent optimiser leurs déplacements en termes d'énergie dépensée, de temps, (etc.), comme par exemple la formation en forme de V présentée dans la figure III.14. En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes, alors qu'individuellement chaque individu a une « intelligence » limitée, et ne dispose que d'une connaissance locale de sa situation dans l'essaim. L'information locale et la mémoire de chaque individu sont utilisées pour décider de son déplacement. Des règles simples, telles que « rester proche des autres individus », « aller dans une même direction » ou « aller à la même vitesse », suffisent pour maintenir la cohésion de l'essaim, et permettent la mise en œuvre de comportements collectifs complexes et adaptatifs.

L'essaim de particules correspond à une population d'agents simples, appelés particules. Chaque particule est considérée comme une solution du problème, où elle possède une position (le vecteur solution) et une vitesse. De plus, chaque particule possède une mémoire lui permettant de se souvenir de sa meilleure performance (en position et en valeur) et de la meilleure performance atteinte par les particules « voisines » (informatrices) : chaque particule dispose en effet d'un groupe d'informatrices, historiquement appelé son voisinage.



Figure III.14. Volée d'Anser en formation en V [83].

### III.4.4.2. Mode de fonctionnement de l'algorithme PSO :

La population dans l'algorithme PSO est nommée essaim, chaque individu du groupe est dit particule. Le déplacement de toute particule (comme indiqué ci-dessus) est régi par des règles et conditions bien spécifiques, influencé par le mouvement des autres particules du voisinage. Dans un tel contexte ce déplacement à une signification et doit parallèlement répondre à une logique, fondement même du PSO. Il consiste à chercher un optimum dans un voisinage donné, ce déplacement est influé par les trois composantes suivantes :

- Une composante d'inertie : la particule s'efforce de suivre instinctivement son cap de déplacement.
- Une composante cognitive : la particule fait tout pour se diriger vers la meilleure position rencontrée jusqu'à présent.
- Une composante sociale : la particule s'inspire également de l'expérience, du parcours des autres particules, pour se diriger vers la meilleure position rencontrée par ses voisins.

La stratégie de déplacement d'une particule est illustrée dans la figure III.15.

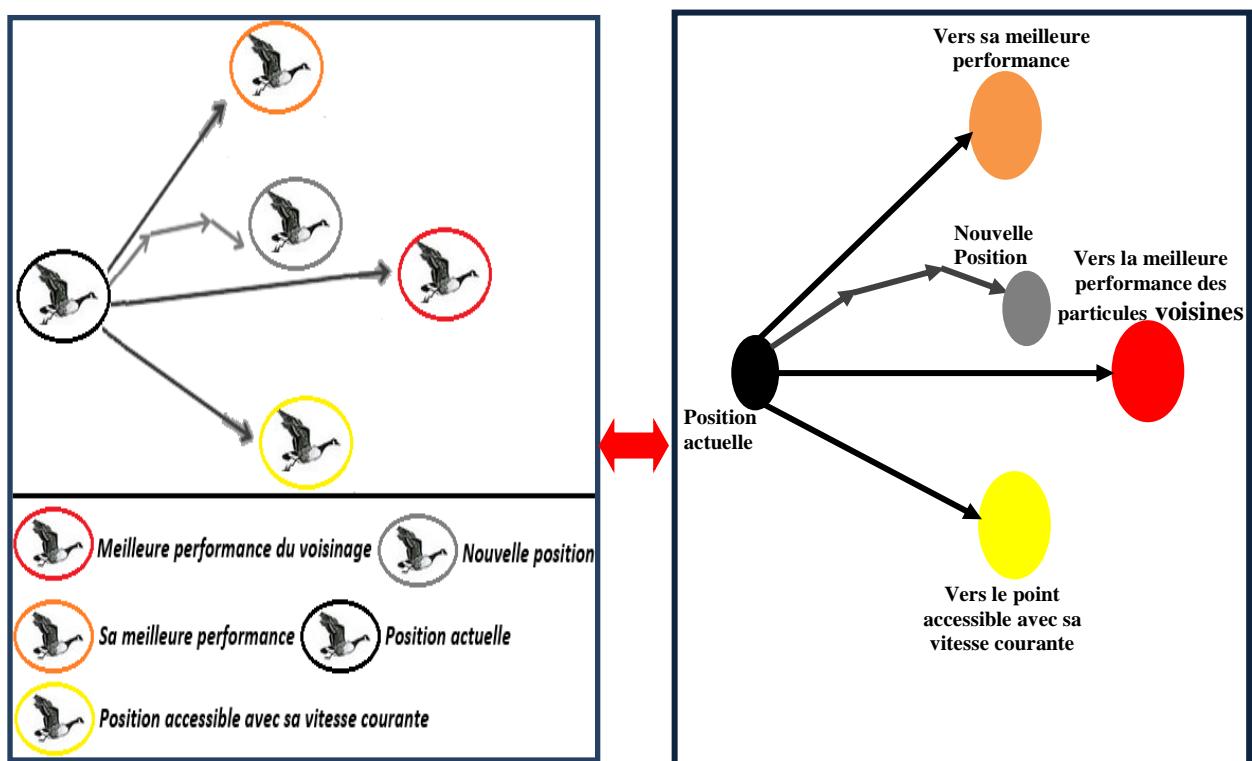


Figure III.15. Déplacement d'une particule [84].

### III.4.4.3. Formalisation:

PSO est un type de technique d'optimisation de recherche Algorithme évolutif (EA).

Cette idée est créée de l'attitude des oiseaux en groupe pour résoudre les difficultés liées à l'optimisation ou au processus de recherche.

Dans PSO, chaque particule du groupe évalue à diverses positions dans un espace de recherche dimensionnel N et se déplace avec une vitesse dépendant de sa meilleure position personnelle, c'est-à dire  $P_{best}$  et de la meilleure position parmi le groupe ie  $G_{best}$ .

Chaque unité d'un groupe spécifié échange les informations dans son processus de recherche respectif. Ainsi, chaque particule essaie de se rapprocher de la solution optimale.

La vitesse et la position de chaque particule peuvent être exprimées comme eq (25-26) [83]:

$$v^{(k+1)} = w \cdot v_i^k + C_1 \cdot r_1 \cdot (p_b^k - s_i^k) + C_2 \cdot r_2 \cdot (g_b^k - s_i^k) \quad (\text{III.24})$$

$$(k+1) = s_i^k + v_i^{(k+1)} \quad (\text{III.25})$$

Où,

i : Le nombre de particules.

w : La fonction de pondération.

$v_i^k$  : La vitesse de la particule i à l'itération k.

$C_j$  : Facteur social et cognitif variable dans le temps, tel que  $C_1$  et  $C_2$  sont deux constantes qui représentent les coefficients d'accélération, elles peuvent être non constantes dans certains cas selon le problème d'optimisation posé.

$r_i$  : Les variables aléatoires réparties uniformément de l'intervalle [0,1].

$s_i^k$  : La position actuelle de la particule i à l'itération k.

$p_{bi}$ : La meilleure position du facteur i.

$g_b$ : La meilleure position dans le groupe.

La valeur du poids d'inertie doit être maintenue à un niveau bas, ce qui peut permettre une optimisation prudent et rendre la capacité de suivi de l'algorithme plus forte pour obtenir une solution précise. Sa valeur varie de 0.4-0.9.

$$(k) = w_H - k/k_H (w_H - w_L) \quad (\text{III.26})$$

Dans eq.III.26,  $w_H$  et  $w_L$  sont les valeurs supérieure et inférieure de  $w$ . Où  $k_H$  est le nombre maximum d'itérations et  $k$  est le nombre d'itérations. La fonction de mise en forme de l'algorithme PSO pour le suivi GMPP peut être exprimée comme suit eq.III.27:

$$\text{fitness}(V_{PV}, I_{PV}) = V_{PV}I_{sc} - V_{PV}I_S (e^{q(V_{PV} + I_{PV}R_s)/AKT} - 1) \quad (\text{III.27})$$

Afin de faire fonctionner un système photovoltaïque dans son MPP, une méthode MPPT est nécessaire pour trouver et maintenir la puissance de pointe. Ces méthodes permettent de déterminer la tension ou le courant sur lequel le générateur solaire fournit la puissance de sortie maximale [84].

**Tableau III.2.** Paramètre de l'algorithme PSO

	Symbol	Valeur
<b>Nombre d'essaims</b>	swarm	05
<b>Nombre des itérations</b>	Iter_max	50
<b>l'information locale</b>	C <sub>1</sub>	0.1
<b>L'information globale</b>	C <sub>2</sub>	0.9
<b>poids d'inertie</b>	W	0.9
<b>Point global de Puissance maximale</b>	GMPP	0

#### III.4.4.4. Organigramme de la PSO :

Selon la figure III.16, L'organigramme de la méthode PSO proposé par[84] , commence par une initialisation aléatoire des particules dans leur espace de recherche, en leurs attribuant une position et une vitesse initiales. À chaque itération les particules se déplacent selon les équations eq.24 et eq.25 et les fonctions objectif (fitness) des particules sont calculées afin de pouvoir calculer la meilleure position de toutes Pg. La mise à jour des Pb et Pg est faite à chaque itération. Le processus est répété jusqu'à satisfaction du critère d'arrêt.

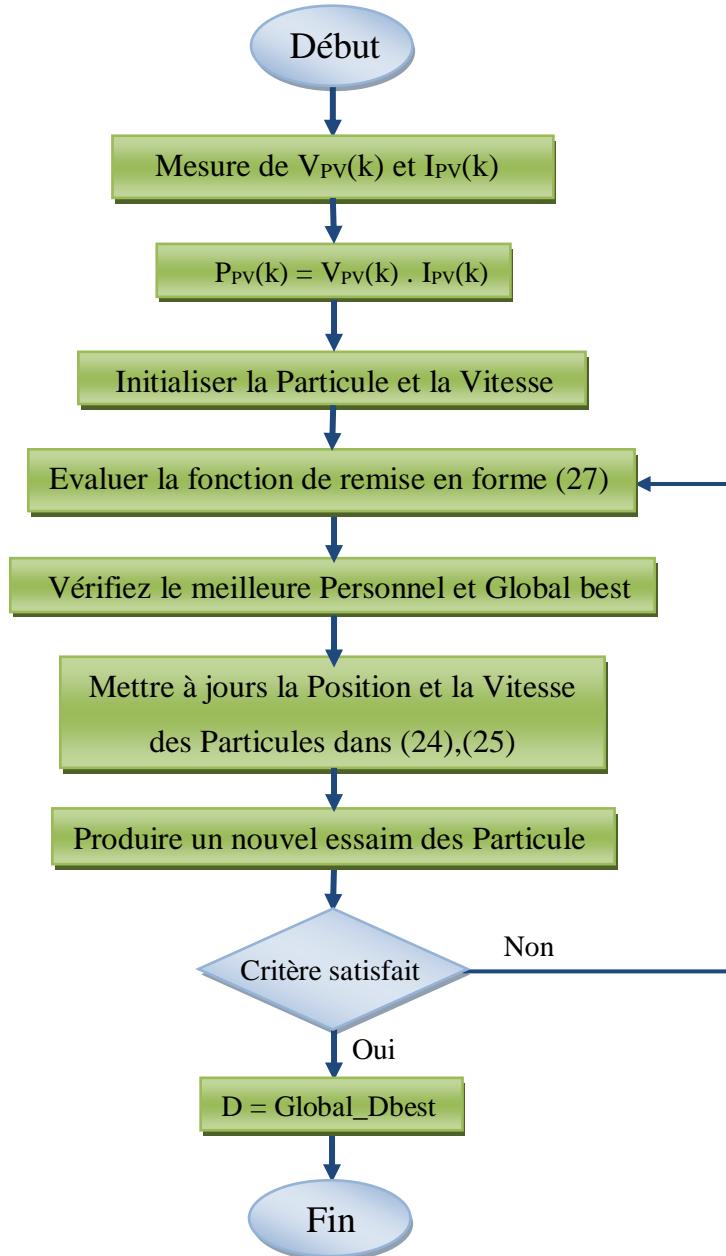


Figure III.16. Organigramme de l'algorithme MPPT de PSO

L'algorithme de cette méthode peut être décrit comme suit :

- **1<sup>ère</sup> étape :** Initialisation des coefficients  $C_1$  et  $C_2$ , le coefficient d'inertie  $w$ .
- **2<sup>ème</sup> étape :** la création de la population initiale aléatoirement et le calcul de la fitness de chaque particule  $P_{best}$  : la meilleure position de la particule  $i$  dans la particule actuelle;  $P_{gbest}$  : la meilleure position dans toutes les particules (la meilleure des meilleures).
- **3<sup>ème</sup> étape :** calcul de la nouvelle vitesse et nouvelle position de chaque particule par l'utilisation des formules (III.24) et (III.25).

- **4<sup>ère</sup> étape :** calcul de la meilleure fitness de la particule actuelle et comparer par la précédente pour trouver la meilleure de toutes les particules  $P_{gbest}$ .
- **5<sup>ère</sup> étape :** incrémentation du nombre d'itération  $t = t+1$ .
- **6<sup>ère</sup> étape :** si un critère d'arrêt est satisfait aller à la 7<sup>ème</sup> étape. Autrement, aller à la 3<sup>ème</sup> étape.
- **7<sup>ère</sup> étape :** la position enregistrée dans  $P_{gbest}$  est la solution optimale.

### **III.5. Simulation de la recherche du point de puissance maximale sous éclairement uniforme:**

Dans le cadre de cette étude, la simulation est réalisée à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. La chaîne de conversion photovoltaïque, comme il est illustré par la figure III.17, est composée de blocs fonctionnels programmés et simulés qui sont:

- Un générateur PV, simulant le fonctionnement d'un module photovoltaïque
- Un convertisseur DC-DC, simulant le fonctionnement d'un convertisseur de type Boost
- Algorithme de commande, simulant la commande MPPT appliquée au convertisseur
- Paramètres météorologiques, définissant les conditions d'ensoleillement et de température extérieure.

Pour cette simulation, deux opérations sont présentées:

- ❖ Simuler les quatre algorithmes de commande MPPT à savoir les méthodes : P&O, Inc-Cond, la logique floue, et PSO avec un cas stable où l'ensoleillement  $G=1000W/m^2$  et la température  $T=25^\circ C$ .
- ❖ Simuler ces mêmes commandes MPPT, avec un changement brusque de l'ensoleillement  $G$  avec la température  $T=25^\circ C$ . Ceci consiste à faire une variation par un saut négatif puis un saut positif.

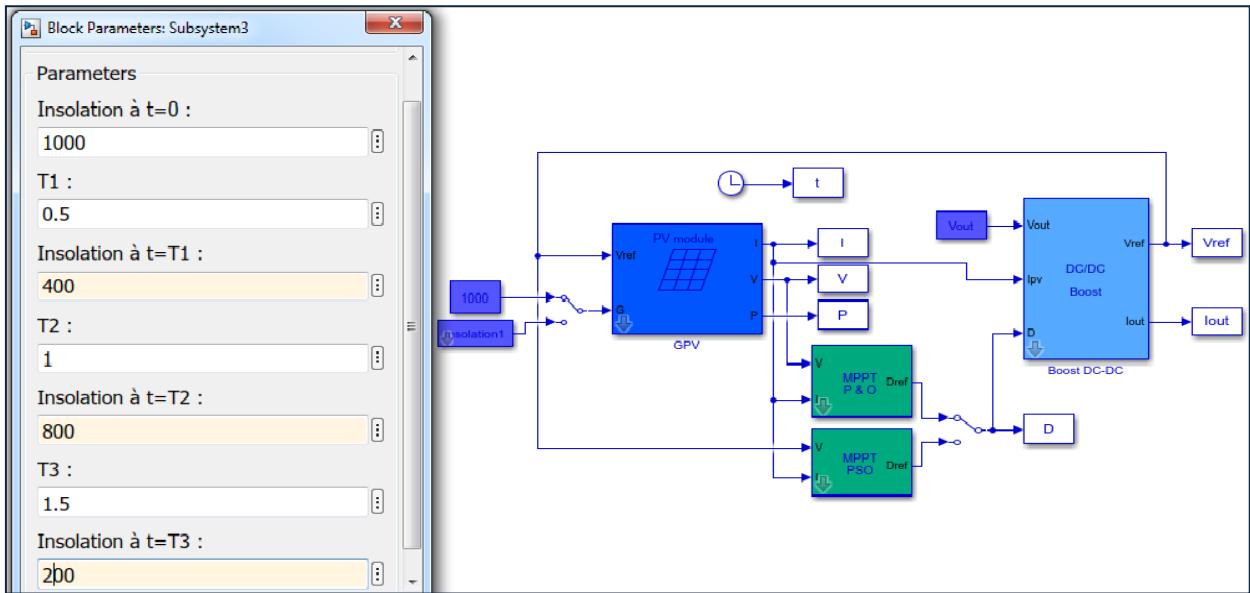


Figure III.17. Schéma bloc de la simulation d'un GPV avec différentes commandes MPPT

### III.5.1. Simulation avec le cas stable :

Le générateur photovoltaïque formé de trois panneaux de type (STP080S) est en silicium monocristallin, il est constitué de 36 cellules photovoltaïques élémentaires. Il peut délivrer dans les conditions standards de test (CST) une puissance de 80 W, un courant de 4.58A sous une tension optimale de 17.5V. La simulation de ces trois commandes MPPT est présentée par les figures suivantes, (figure III.18 à III.20) :

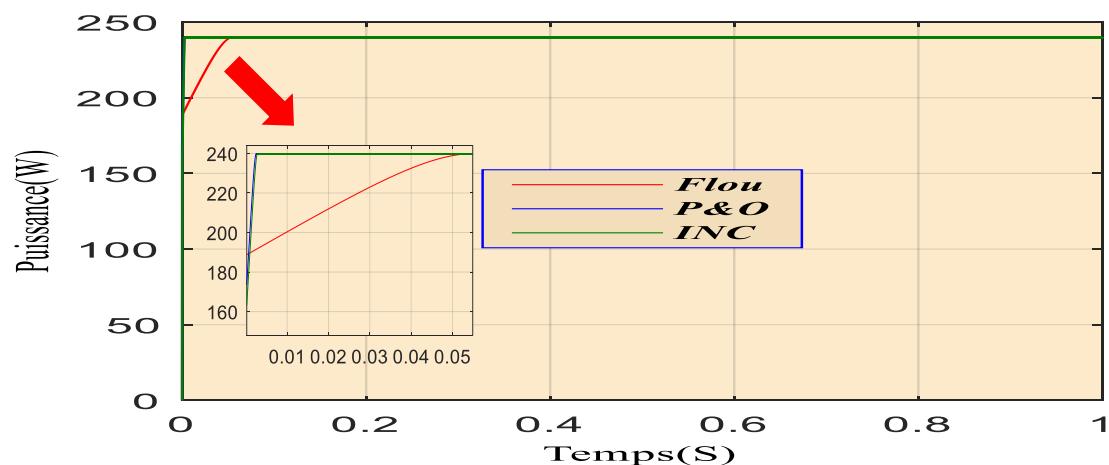


Figure III.18. Allure de la puissance du GPV avec les trois commandes MPPT

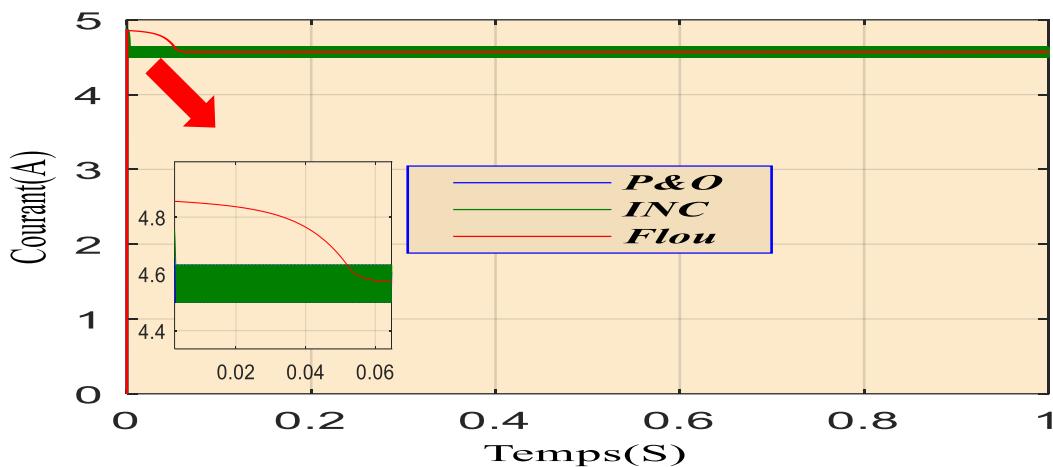


Figure III.19. Allure du courant du GPV avec les trois commandes

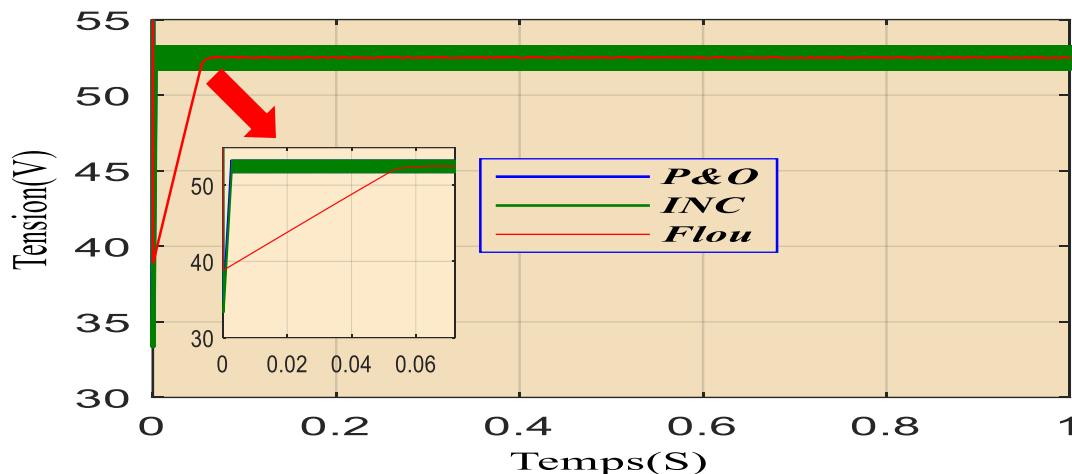


Figure III.20. Allure de la tension du GPV avec les trois commandes

Ces simulations montrent que ces trois commandes MPPT convergent vers le MPP voulu. Les deux algorithmes ‘P&O’ et Inc-Cond présentent des oscillations par contre la commande logique floue ne présente aucune oscillations.

La tension de sortie du GPV à la sortie du convertisseur Boost est bien la valeur désirée. L’allure du courant a montré des oscillations allant de 4.5A à 4.68A.

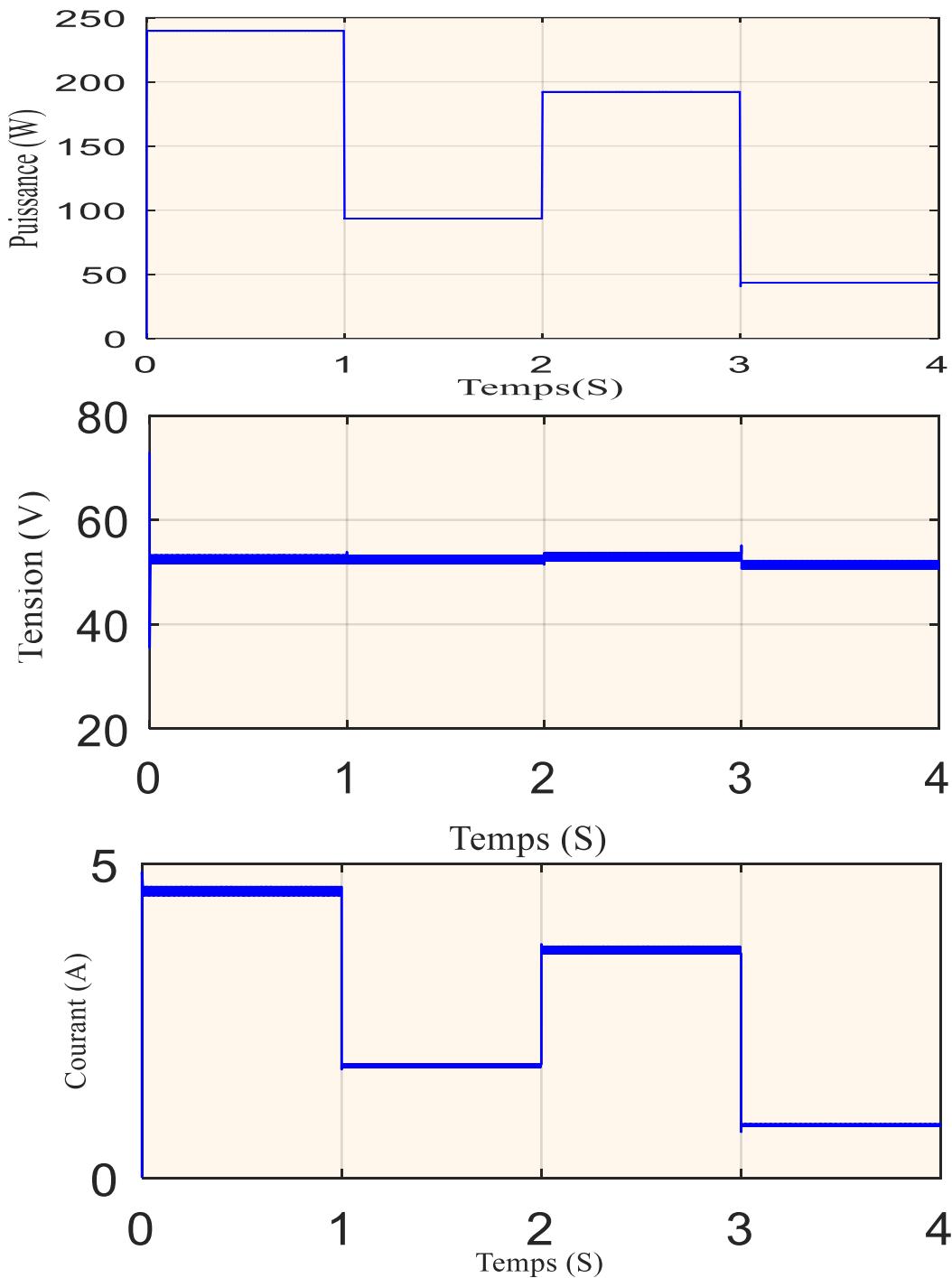
### III.5.2. Simulation avec un changement brusque :

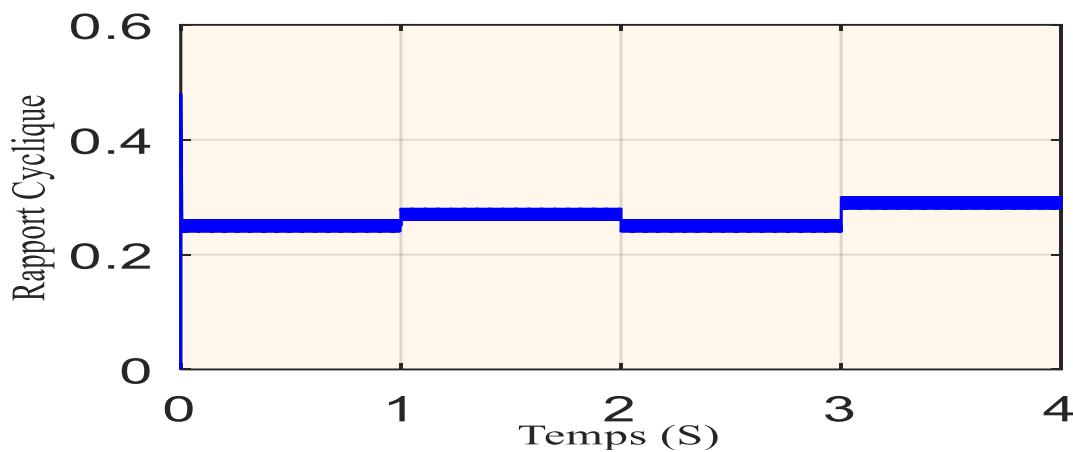
En ce qui suit, on propose une évaluation de la robustesse de ces trois algorithmes en face des perturbations causées par le changement des éclairages. Pour démontrer l’efficacité de ces algorithmes, on testera leur réponse suite à une variation brusque de l’ensoleillement : un saut négatif de  $G=1000 \text{ W/m}^2$  à  $200 \text{ W/m}^2$  avec une température constante  $T=25^\circ$ , puis un saut positif

de  $200 \text{ W/m}^2$  à  $800 \text{ W/m}^2$ , toujours avec la même température. L'intérêt majeur sera focalisé sur les ondulations au niveau de la puissance et la tension.

Les simulations de ces perturbations sont illustrées par les figures III.21 à III.25.

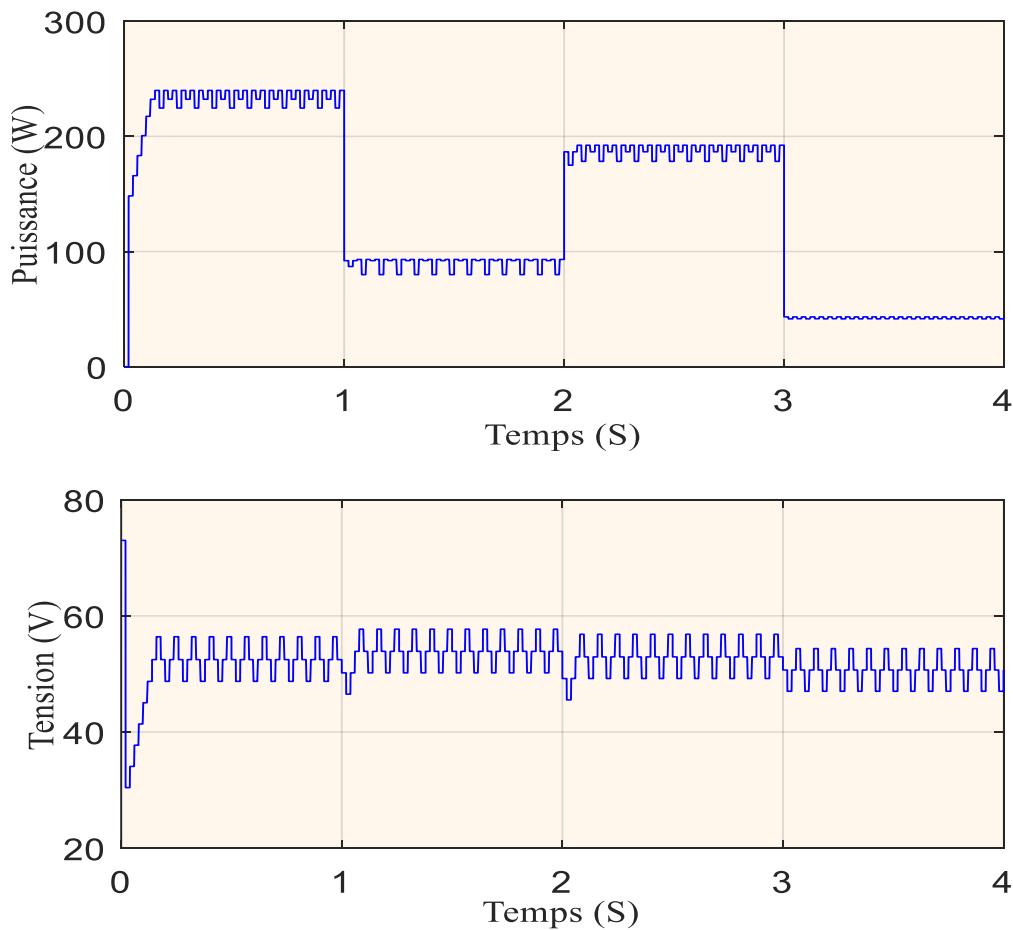
- **Simulation avec l'algorithme ‘P&O’ :**





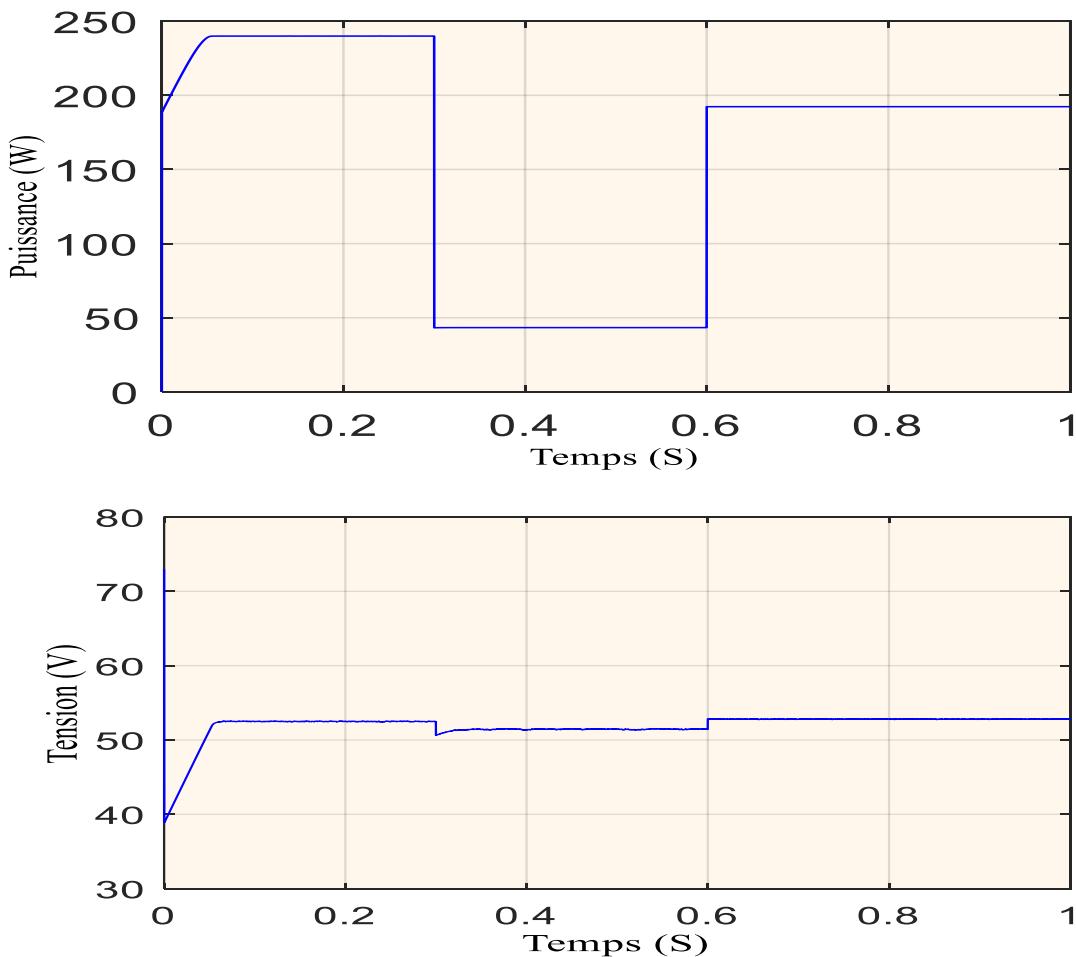
Figures III.21. Performances de la méthode ‘P&O’ dans la poursuite de la puissance maximale, le courant, la tension et le rapport cyclique du GPV

- Simulation avec l’algorithme ‘Inc.Cond’ :



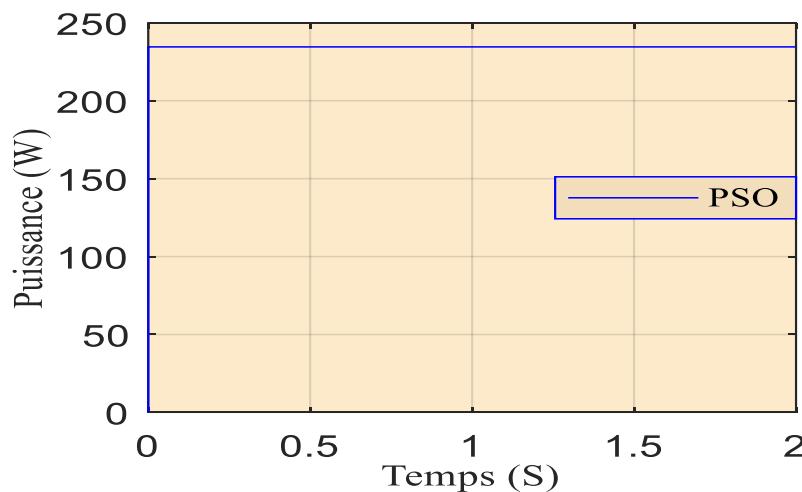
Figures III.22 .Performance de la méthode ‘Inc.Cond’ dans la poursuite de la puissance maximale et la tension du GPV

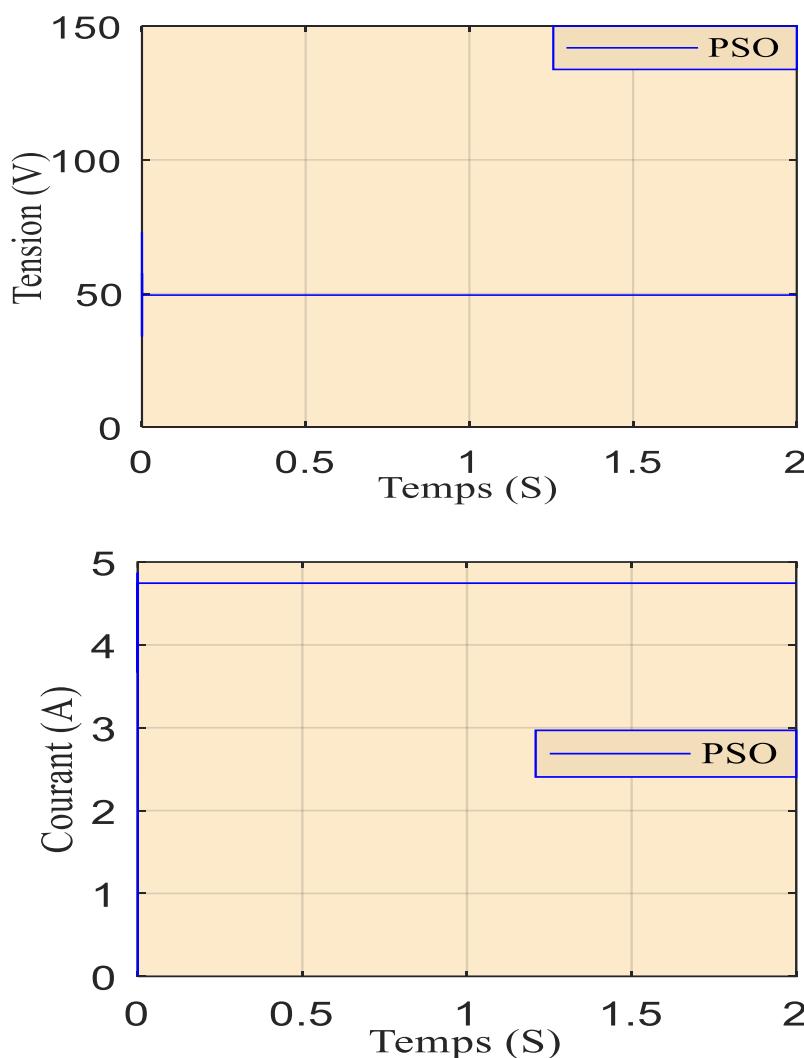
- Simulation avec la commande logique floue :



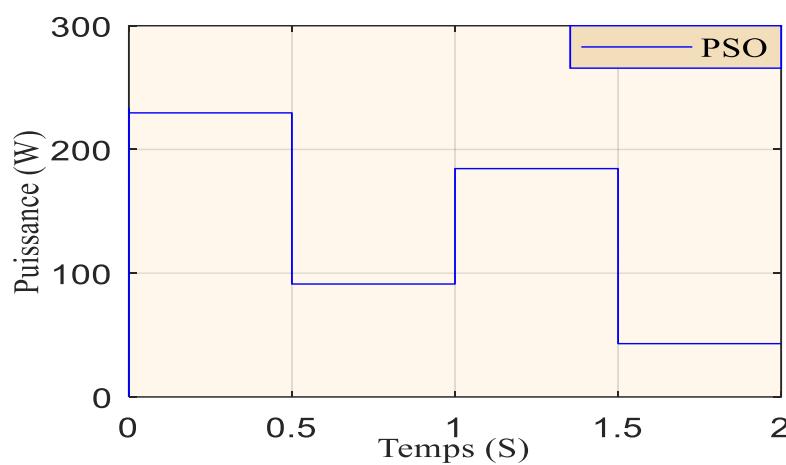
Figures III.23. Performances de la commande logique floue dans la poursuite de la puissance maximale, le courant et la tension du GPV

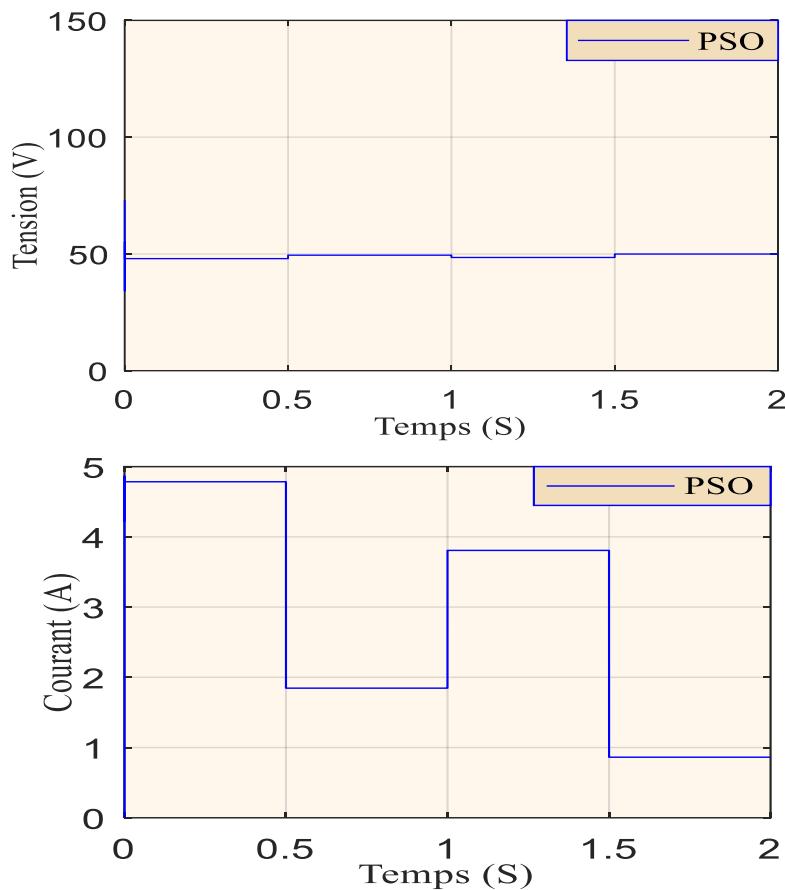
- Simulation avec l'optimisation de l'essaim de particules PSO :





Figures III.24. Simulation de la méthode PSO sous éclairement uniforme





Figures III.25. Simulation de la méthode PSO sous changement brusque (négatif- positif)

### III.5.3. Interprétation des résultats de simulation :

On constate que pour ces tests, les algorithmes répondent correctement, le point de fonctionnement converge vers le point de fonctionnement maximal. Pour la commande PSO, la puissance générée par le GPV oscille autour du PPM.

Les résultats de simulation des caractéristiques électriques à la sortie du GPV et à la sortie du hacheur de type élévateur contrôlé par la commande MPPT montrent que :

- D'après ces résultats, il est clair que pendant la recherche du MPP, la méthode P&O produit une puissance qui oscille autour du MPP avec des ondulations dont la valeur crête à crête est fonction du pas du rapport cyclique. Ces ondulations se trouvent aussi dans la tension et le courant, les ondulations des caractéristiques du GPV augmentent soit pour P&O ou Inc.Cond.
- Les différentes grandeurs électriques (puissances, tensions et courants) se stabilisent autour des valeurs fixées par notre paramètre.

- Les trois commandes MPPT font osciller le point de fonctionnement autour du point du PPM.
- Pendant les changements du rayonnement imposés, le système converge vers les nouveaux MPP.
- Dans la recherche du MPP, la commande par logique floue élimine totalement les ondulations de la puissance de sortie du GPV. Néanmoins, le MPP est atteint avec un temps de recherche de 0.058 s qui est plus long que les deux autres méthodes dont le temps de recherche est instantané. Cette commande est robuste et efficace et réagit avec finesse.
- La tension de sortie du Boost se stabilise à la valeur de 73 V qui est supérieure à la tension du GPV et ceci pour les trois commandes.

L'objectif traité dans ce chapitre est de concevoir une commande MPPT basée sur l'intelligence artificielle qui fait face aux différents changements atmosphériques.

Vu l'impact de l'éclairement et de la température, ce chapitre propose d'analyser les méthodes MPPT sélectionnées ( P&O, IC, Flou et PSO ) et d'évaluer leurs comportements dynamiques en termes de stabilité rapidité et efficacité.

Le deuxième cas d'étude porte sur la comparaison des performances des méthodes MPPT proposées sous différentes conditions atmosphériques. Par conséquent, la simulation est réalisée sous température et éclairement variables, comme le montre la Fig. 3.7.

Les résultats de simulation prouvent que les algorithmes : Flou et PSO sont capables de suivre la variation de l'éclairement et de la température afin d'atteindre le MPP.

La réponse dynamique de l'IC présente des ondulations indésirables qui sont considérées comme un dangereux désavantage pour système PV. Il est évident que la puissance PV extraite avec PSO est meilleure que celles des techniques Flou et IC.

### **III.6. Conclusion:**

Au cours de ce chapitre, nous avons exposé brièvement une topologie de base des alimentations à découpage, qui ne sont rien d'autres que des convertisseurs continu-continu DC-DC, comme le convertisseur survoltageur (hacheur parallèle). Ensuite nous avons donné un aperçu sur quelques techniques MPPT les plus répondues déjà citées dans la littérature. Nous avons sélectionné quatre types de méthodes MPPT qui sont : les méthodes classiques (P&O, IC), la méthode basée sur l'intelligence artificielle (FL) et l'approche méta-heuristique (PSO), en proposant une étude comparative des ces méthodes en termes d'efficacité, de rapidité et de

robustesse sous différentes conditions atmosphériques. Les résultats de simulation ont révélé que la PSO présente un rendement supérieur par rapport aux autres méthodes proposées telles que le P&O, l'IC et la FL.

Finalement, nous avons étudié le comportement dynamique du système PV proposé dans le cas stable (uniforme) et le cas de changement brusque (Négatif- positif).

A cet effet, et dans le but d'évaluer la performance dynamique de la PSO, nous proposons une étude comparative de ce dernier avec quatre techniques GMPPT à savoir le P&O, l'IC et la Flou. Afin de maximiser le profit en termes de la puissance instantanément, une nouvelle technique d'optimisation MPPT-PSO a été introduite.

Vu le changement des caractéristiques (I-V) et (P-V), cette méthode heuristique est la meilleure technique utilisée pour suivre réellement la puissance optimale avec une bonne précision du MPPT-PSO. De toute évidence, la validation de telles méthodes, nous a permis de dire que la technique MPPT-PSO est une méthode globale servant à exploiter au mieux la puissance délivrée par le module photovoltaïque : suivre instantanément le PPM lors des variations dans les conditions initial du panneau . Grâce à sa rapidité et sa simplicité, elle converge rapidement à la solution optimale avec un nombre d'itération minimale.

Les résultats de simulation montrent que la méthode PSO est meilleure par rapport aux autres méthodes suggérées telles que l'IC et la Flou en termes d'efficacité, de stabilité et de robustesse.

## Chapitre IV : Optimisation de la puissance avec PSO, PSO modifie d'un GPV sous Ombrage partiel

IV.1	Introduction .....	77
IV.2	Recherche du MPPT par l'algorithme P&O sous d'ombrage partiel .....	77
IV.2.1	Résultats de simulation avec la commande MPPT.....	79
IV.2.1.1	Résultats de simulation avec la commande P&O.....	79
IV.2.1.2	Résultats de simulation avec la commande PSO.....	81
IV.2.2	Comparaison de la commande P&O et PSO.....	83
IV.3	Adaptation du PSO pour suivre le MPP global du GPV en présence d'ombrage partiel .....	84
IV.3.1	Organigramme de l'algorithme PSO modifié .....	85
IV.3.2	Résultats de simulation avec la commande PSO modifie .....	86
IV.3.3	Simulation d'un GVP sous différentes configurations d'ombrage avec un changement brusque .....	87
IV.3.4	Simulation d'un GVP sous différentes configurations d'ombrage avec un changement graduel .....	90
IV.4	Conclusion.....	94

# Chapitre IV

## Optimisation de la puissance avec PSO, PSO modifié d'un GPV sous Ombrage partiel

### IV.1. Introduction :

Les algorithmes de contrôles MPPT sont aujourd'hui axées dans la recherche systématique du meilleur PPM à tout instant. Pour cela, elles permettent d'élargir leur recherche de PPM pour être sûres d'être au meilleur point de fonctionnement lorsqu'un ombrage apparaît.

Dans ce chapitre, nous considérons l'algorithme PSO comme algorithme de recherche pour traquer le maximum de puissance sous insolation non uniforme où plusieurs pics de puissances sont présents sur la caractéristique  $P-V$ . Dans cette circonstance, l'algorithme PSO déjà décrit au chapitre III, peut être piégé autour d'un maximum local et ne peut plus poursuivre le point maximum de puissance qui est le MPP global (GMPP). L'efficacité du système photovoltaïque peut ainsi être diminuée [85-86].

Pour remédier à cet inconvénient, l'algorithme de la commande PSO est modifié en proposant d'ajouter un algorithme d'adaptation secondaire permettant de déplacer l'espace de recherche vers le pic du MPP global permettant ainsi à l'algorithme PSO de le poursuivre.

### IV.2. Recherche du MPPT par l'algorithme P&O sous d'ombrage partiel :

Pour maximiser la puissance de sortie d'un système photovoltaïque, il est nécessaire d'effectuer une poursuite continue du système. Considérons la configuration  $C_1$  du générateur photovoltaïque de la figure II.16, où il était sous irradiation complète avant d'être soumis à la configuration d'ombrage donnée. Si l'algorithme P&O est appliqué pour suivre le MPP, avant que l'ombrage partiel se produit, la puissance maximale suivie est  $P_m = 8 \text{ kW}$ .

Lorsque la configuration d'ombrage proposée est appliquée, la position du point maximum de la puissance disponible change, mais la tension utilisée par l'algorithme MPPT est toujours autour de  $V_m$ .

L'algorithme MPPT P&O poursuit le processus de suivi et suit le sommet de la colline qui comprend le point avec la tension  $V_m$  d'exploitation. Il n'a aucun moyen de savoir si le MPP suivi est global ou local.

Nous allons étudier l'effet de l'ombrage partiel sur l'algorithme P&O en étudiant la perte de puissance causée par l'incapacité de l'algorithme P&O de suivre le MPP global lorsque l'ombrage partiel se produit.

La figure V.1, illustre le schéma bloc de la commande MPPT P&O d'un générateur photovoltaïque qui subit une configuration d'ombrage de la configuration de la figure II.16.

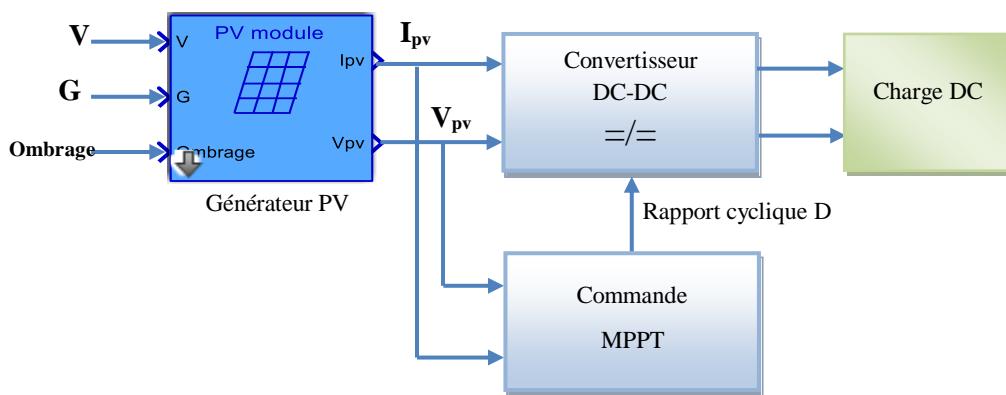


Figure IV.1. Schéma bloc d'une commande MPPT d'un GPV sous ombrage partiel.

Notre algorithme est basé sur la variation du rapport cyclique du convertisseur dans l'objectif d'atteindre le PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du convertisseur. L'algorithme P&O a été sélectionné pour effectuer le suivi du MPP.

Pour cela, une étude de simulation a été effectuée afin d'obtenir la position des points maximum des caractéristiques du GPV pour la configuration de la figure II.16, qui consiste à faire des variations brusques de l'éclairement de l'ombrage, c'est-à-dire, des fluctuations rapides de  $G$ . Les résultats des simulations des effets des conditions d'ombrage partiel sur les caractéristiques de MPP sans commande MPPT sont présentés au tableau IV.1.

**Tableau IV.1.** Valeurs des trois pics pour les différents niveaux d'ombrage avec la configuration de la figure II.16.(C<sub>1</sub>).

<b>G(W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Configuration C<sub>1</sub></b>		
	<b>P<sub>m1</sub></b>	<b>P<sub>m2</sub></b>	<b>P<sub>m3</sub></b>
<b>1000</b>	–	–	<b>7997</b>
<b>900</b>	–	–	<b>7591</b>
<b>800</b>	1735	4770	<b>7071</b>
<b>700</b>	1742	4606	<b>6506</b>
<b>600</b>	1743	4442	<b>5918</b>
<b>500</b>	1743	4279	<b>5318</b>
<b>400</b>	1743	4116	<b>4712</b>
<b>300</b>	1743	3953	<b>4105</b>
<b>200</b>	1743	<b>3791</b>	3498
<b>100</b>	1743	<b>3629</b>	2894

#### **IV.2.1. Résultats de simulation avec la commande MPPT:**

##### **IV.2.1.1. Résultats de simulation avec la commande P&O:**

En introduisant la commande classique dans le processus de recherche du MPP global, et à partir du tableau IV.2, l'algorithme P&O n'arrive pas à différencier le point maximum global GP de point maximal local pour le faible éclairement d'ombrage 100 W/m<sup>2</sup> pour la configuration de la figure II.16. Le vrai point maximum global n'est pas correctement suivi, l'algorithme MPPT est donc piégé à l'un des sommets locaux, avec pour conséquence des pertes de puissance significatives. Dans ce cas étudié les pertes de puissance valent 10.28% pour G=100 W/m<sup>2</sup>. Les pertes sont considérables pour ces faibles valeurs d'éclairement d'ombrage 100 w/m<sup>2</sup> pour laquelle le MPPT n'arrive pas à traquer le point maximum global.

Le tableau IV.2 montre que pour un changement brusque de l'éclairement d'ombrage de 1000 à 100 W/m<sup>2</sup>, la commande MPPT converge vers la valeur 2299 W/m<sup>2</sup> et non pas vers le MPP global qui est 3629 W/m<sup>2</sup>. L'algorithme P&O classique n'a pas la capacité nécessaire pour différencier entre le pic local et le pic global pour les faibles valeurs d'irradiation.

La figure IV.2, montre que pour une variation brusque du niveau d'irradiation de l'ombrage G de 1000 à 100 W/m<sup>2</sup>, par exemple, la valeur MPP traquée par l'algorithme P&O converge vers 2299 W et non vers le MPP global qui est 3629 W. L'algorithme P&O n'est pas en mesure de différencier le pic global pour les faibles valeurs d'irradiation.

**Tableau IV.2.** Valeur du MPP traquée avec la commande P&O pour les différents niveaux d'ombrage avec la configuration  $C_1$ .

Changement de G(W/m <sup>2</sup> )	Configuration $C_1$	
	Puissance traquée (W)	Puissance maximale (W)
1000	7995	7997
1000 à 100	<b>2299</b>	<b>3629</b>
100 à 800	7068	7071
800 à 200	3791	3791

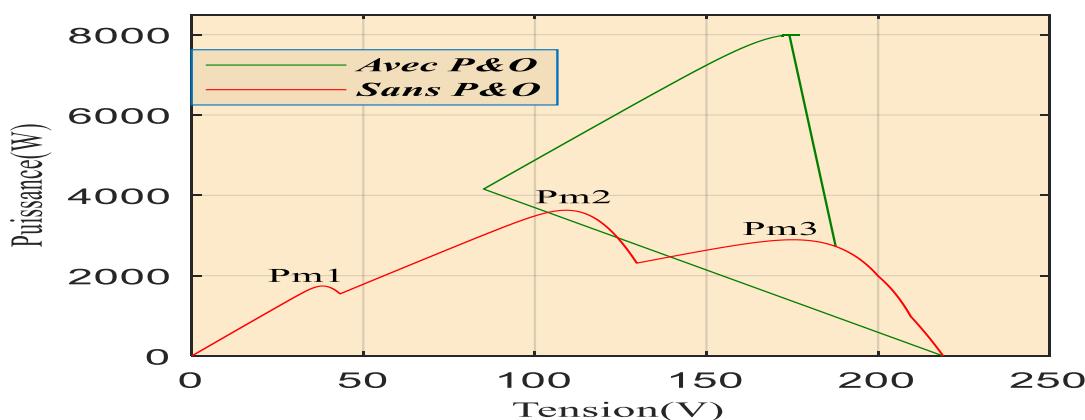


Figure IV.2. Courbe P-V avec et sans commande MPPT pour une variation brusque de G de (1000 à 100) W/m<sup>2</sup>

#### IV.2.1.2. Résultats de simulation avec la commande PSO:

Pour étudier le phénomène de l'ombrage partiel, on a choisi le système PV de 100 kW représenté par la Figure IV.1. Ce système PV est composé d'un générateur PV constitué de 10 branches PV interconnectées en parallèle. Chaque branche comprend 10 modules dont les caractéristiques sont détaillées dans le Tableau IV.2.

L'analyse du comportement dynamique du système PV est effectuée selon les cas de conditions d'ombrage partiel indiqués dans le tableau IV.2 et la figure IV.2 qui donnent les trois configurations et les trois modèles d'ombrage partiel  $M_1$ ,  $M_2$  et  $M_3$  et les GMPPs idéaux qui leurs correspondent.

D'après le Tableau IV.3, la simulation a été effectuée à 25°C et sous les cas d'ombrage partial suivant :

- Entre 0s et 0.5s, on a 10 branches PV uniformément éclairées à 1000W/m<sup>2</sup>.
- Entre 0.5s et 1s, on a 2 branches PV uniformément éclairées à 800W/m<sup>2</sup> et 6 branches PV ombragées selon le modèle  $M_1$ .
- Entre 1s et 1.5s, on a 8 branches PV uniformément éclairées à 1000W/m<sup>2</sup>, 4 branches PV ombragées selon le modèle  $M_2$ .
- Entre 1.5s et 2s, on a 4 branches PV uniformément éclairées à 1000W/m<sup>2</sup>, 2 branches PV ombragées selon le modèle  $M_3$ .

**Tableau IV.2.** Performances du GPV sous différents cas d'ombrage partiel avec la commande PSO.

Modèles	Scénario d'ombrage partiel	Durée (S)	Branches Ombragées	GMPP (KW)
-	[1000, 1000, 1000, 1000]	-	0	7998
$M_1$	[1000, 800, 600, 300]	[0 , 0.5]	6	5878
$M_2$	[700, 200, 400, 100]	[0.5 , 1]	4	4685
$M_3$	[900, 500, 400, 300]	[1 , 1.5]	2	6954

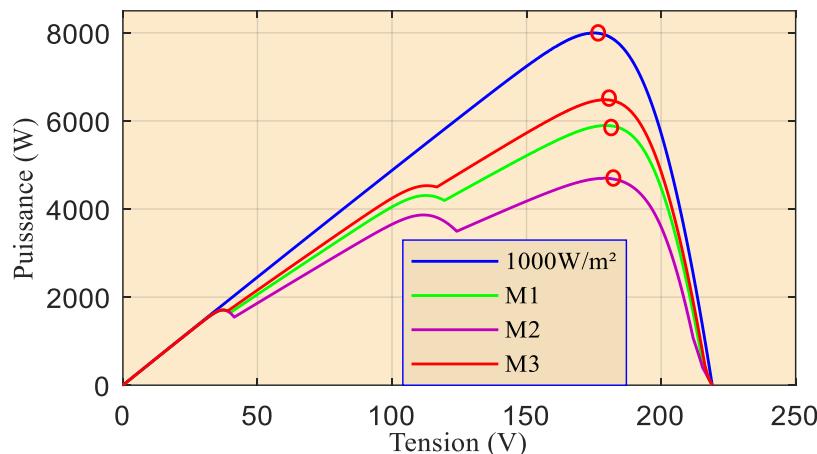


Figure IV.3. Courbe P-V du Générateur PV.

**Tableau IV.3.** Valeur du MPP traquée avec la commande PSO pour les différents niveaux d'ombrage avec la configuration  $C_1$ .

<b>Changement de <math>G(\text{W/m}^2)</math></b>	<b>Configuration C<sub>1</sub></b>	
	Puissance traquée (W)	Puissance maximale (W)
1000	7998	7998
200	1107	4995
100	254.2	3496

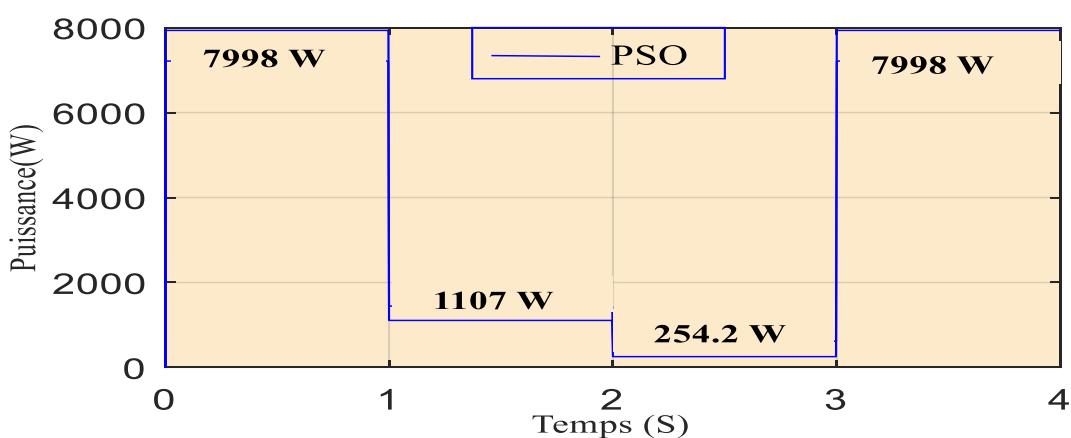


Figure IV.4. Performances de la commande PSO dans la poursuite de la puissance maximale du GPV

L'algorithme PSO n'arrive pas à différencier le point maximum global (GP) de point maximal local pour le faible éclairement d'ombrage  $100 \text{ W/m}^2$ . Le vrai point maximum global n'est pas correctement suivi, l'algorithme MPPT est donc piégé à l'un des sommets locaux, pour conséquence des pertes de puissance significatives. Les pertes sont considérables pour ces faibles valeurs d'éclairement d'ombrage  $100 \text{ W/m}^2$  pour laquelle le MPPT n'arrive pas à traquer le point maximum global.

#### IV.2.2. Comparaison de la commande P&O et PSO:

Dans cette section, notre objectif est de réaliser une comparaison directe entre les deux types MPPT-PSO et P&O (MPPT classique) en termes d'efficacité, de rapidité et de robustesse sous différentes conditions atmosphériques et dans le cas de changement brusque (Négatif-positif). Les résultats d'optimisation de deux techniques sont reportés sur Le tableau IV.4.

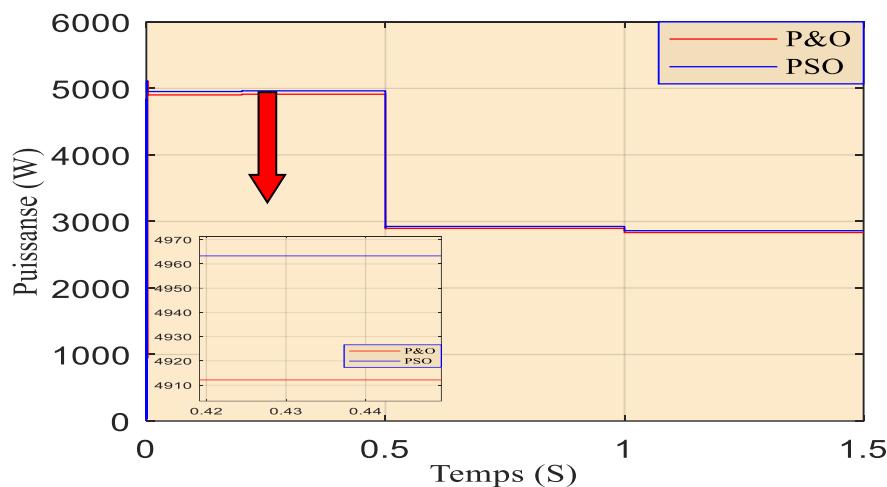


Figure IV.5. Performances de la commande P&O et PSO dans la poursuite de la puissance maximale du GPV.

**Tableau IV.4.** Valeur du MPP traquée avec la commande P&O et PSO du système PV sous ombrage partiel

Durée (S)	Puissance PV extraite (KW)	
	P&O	PSO
[0 , 0.5]	4913	4964
[0.5 , 1]	2954	2994
[1 , 1.5]	2732	2821

Les résultats de simulation ont révélé que la PSO présente un rendement supérieur par rapport aux P&O.

Cette méthode heuristique est la meilleure technique utilisée pour suivre réellement la puissance optimale avec une bonne précision du MPPT-PSO. De toute évidence, la validation de telles méthodes, nous a permis de dire que la technique MPPT-PSO est une méthode globale servant à exploiter au mieux la puissance délivrée par le module photovoltaïque : suivre instantanément le PPM lors des irradiation uniforme et brusque par contre il est piégé et ne peut plus suivre le MPP global sous ombrage partiel pour les faibles irradiation.

### **IV.3. Adaptation du PSO pour suivre le MPP global du GPV en présence d'ombrage partiel:**

Dans cette section, nous allons proposer une adaptation de l'algorithme PSO afin de lui donner la possibilité de suivre le MPP global d'un générateur PV partiellement ombragé.

Lorsque le générateur photovoltaïque est sous irradiation uniforme, le MPP unique de la caractéristique P-V peut être facilement suivi par l'algorithme PSO. Si l'ombrage partiel se produit, la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque va baisser de façon significative et plusieurs pics locaux et un seul pic global se manifestent dans la caractéristique P-V.

Avec la présence de plusieurs pics, l'algorithme PSO, ne peut plus suivre le MPP global à moins que le point de fonctionnement à cet instant ne soit sur la colline du MPP global. Notre proposition est d'ajouter un algorithme secondaire à l'algorithme PSO afin de déplacer le point de fonctionnement vers un point sur la colline du MPP global. Le sous-algorithme proposé, qui est exécuté chaque fois qu'une chute de puissance significative est effectue un balayage rapide tout au long de l'intervalle de tension afin de rechercher le point de fonctionnement délivrant la puissance maximale. Lorsque ce point est atteint, l'algorithme PSO pourrait être utilisé pour suivre avec succès le MPP global.

Dans notre étude, la chute de puissance est interprétée comme un problème d'ombrage partiel, mais ce n'est pas la seule interprétation de la chute de puissance. Néanmoins, notre proposition peut être utilisée pour suivre le MPP global à n'importe quel défaut du générateur photovoltaïque se produit qui peut provoquer la chute de puissance. La figure IV.6, donne l'organigramme de l'algorithme PSO modifié proposé pour le suivi MPP global. Dans cet algorithme, l'apparition d'ombrage partiel est interprétée par une variation de puissance de  $\pm 100W$ .

La solution que nous proposons pour résoudre le problème de suivi MPP global est de faire une recherche à l'aide du rapport D tout en mémorisant la valeur maximale de la puissance obtenue dans le processus. Cela permettra de détecter le véritable MPP global.

#### IV.3.1 Organigramme de l'algorithme PSO modifié:

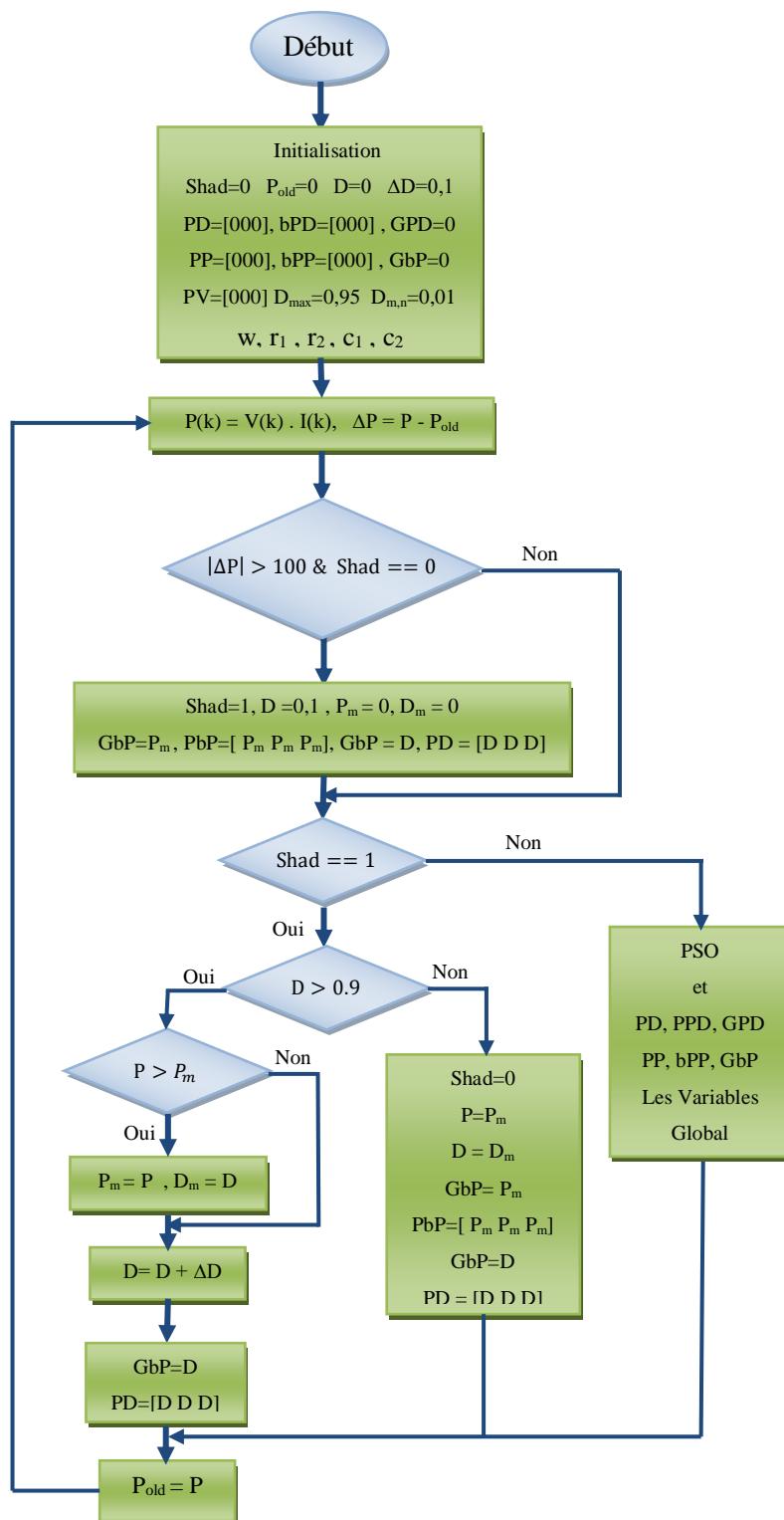


Figure.IV.6. Organigramme de l'algorithme PSO modifié.

Le programme de l'algorithme PSO modifié envisage les étapes suivantes :

- ✓ Utiliser la variable *shad* qui prend la valeur 1 en cas de détection d'ombrage (diminution brusque de la puissance).
- ✓ En cas d'absence d'ombrage *shad*=0, le MPPT fonctionne avec le programme PSO.
- ✓ En cas de présence d'ombrage *shad*=1, un programme de recherche du rapport cyclique proche du MPP global est lancé. Il affecte au rapport cyclique D les valeurs allant de 0 à 0.9 avec un pas de 0.1, puis sauvegarde la valeur qui donne la plus grande puissance dans la variable Dpm. Ceci nous permet par conséquent d'être projeté vers le point de fonctionnement au voisinage du MPP global.
- ✓ Quand Dpm est trouvé, la variable *shad* est réinitialisée à 0 et Dpm est affectée à D afin de relancer l'algorithme PSO avec un point de fonctionnement initial au voisinage du MPP global.

Un programme Matlab a été développé afin de simuler la mise en œuvre de la méthode MPPT proposée pour contrôler le système solaire photovoltaïque de la figure IV.1 sous ombrage partiel.

Pour tester notre algorithme MPPT modifié, la recherche de MPP global a été simulée à l'aide d'un générateur photovoltaïque 10x10. Au début, le générateur photovoltaïque est d'abord sous éclairage uniforme, avant que la configuration d'ombrage C<sub>1</sub>, se manifeste à t = 0.5s avec un niveau d'ombrage de G = 100W/m<sup>2</sup>.

#### **IV.3.2. Résultats de simulation avec la commande PSO modifiée:**

Le logiciel MATLAB a été utilisé pour simuler et comparer l'application des méthodes de contrôle MPPT conventionnelles et modifiées basées sur le PSO pour suivre les modules photovoltaïques dans quatre situations d'ombrage. La première situation de test impliquait un groupe des modules avec 80% d'ombrage, un deuxième groupe des modules avec 20% ombrage et le troisième groupe des modules sans ombrage dans un champ des modules à dix parallèle de dix séries. Les résultats de simulation sont configurée au figure IV.7. Lorsque l'ombre se produit, la puissance générée se déplace le long de la caractéristique P-V du générateur photovoltaïque partiellement ombragé pendant une période de recherche de portée inférieure à 0,1 s avant qu'elle ne s'installe au MPP global, à savoir : P = 3208 W, figure IV.8.

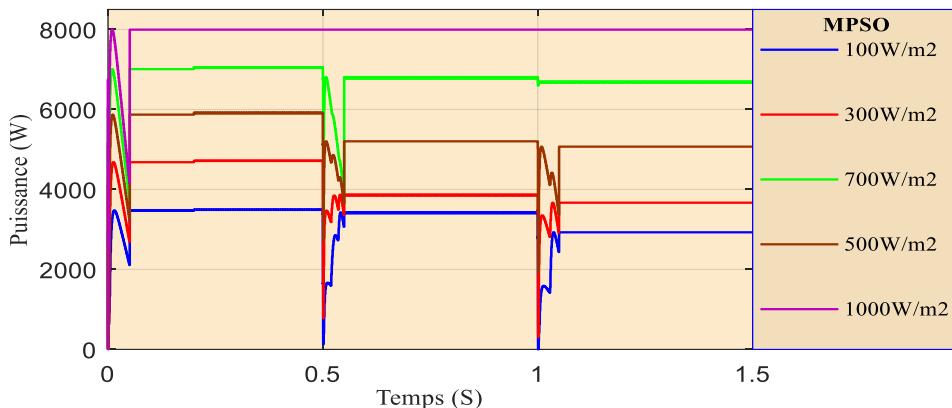


Figure IV.7. Courbe  $P(t)$  avec différentes irradiations  $G$  de la configuration  $C_1$ .

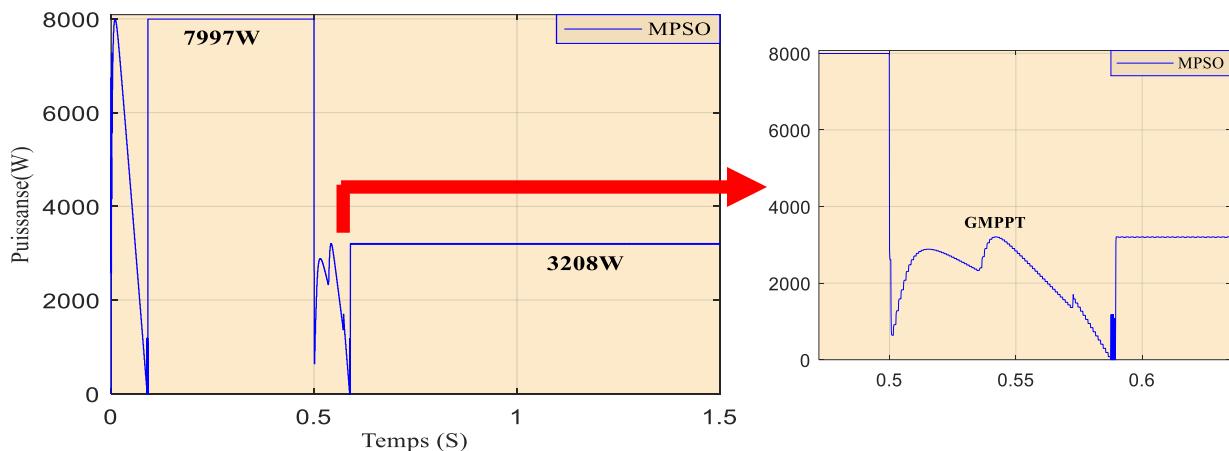


Figure IV.8. Courbe  $P(t)$  avec variation de  $G$  ( $1000W/m^2$  à  $100W/m^2$ ) de la configuration de  $C_1$ .

#### IV.3.3. Simulation d'un GVP sous différentes configurations d'ombrage avec un changement brusque :

Pour renforcer ce résultat et le comparer à celui de l'algorithme PSO, un ensemble de simulations utilisant les algorithmes PSO modifié et classique respectivement a été réalisé sur un générateur photovoltaïque 10x10 qui commence par  $C_1$ , une configuration uniforme à  $t = 1s$  suivie par  $C_2$ , une configuration d'ombrage moyen à  $t = 2s$  et enfin par  $C_3$ , une configuration d'ombrage sévère à  $t = 3s$ , et ceci pour la même répartition de trois groupes  $G_1 = 3$ ,  $G_2 = 4$  et  $G_3 = 3$  comme le montre la figure IV.9.

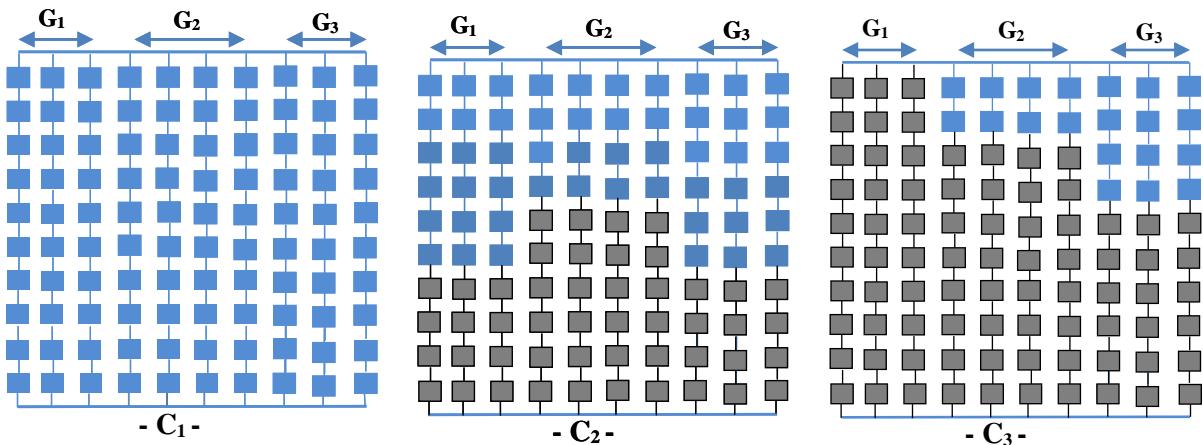


Figure IV.9. Différentes configurations avec:  
 -C<sub>1</sub>- irradiation uniforme, -C<sub>2</sub>- ombrage moyen, -C<sub>3</sub>- ombrage sévère

Ces trois différentes configurations proposées nous permettent de savoir si l'algorithme PSO modifié a la capacité de suivre le MPP global pour de faibles niveaux d'irradiation.

**Les tableau IV.5** donne une comparaison entre l'algorithme PSO et PSO modifié pour chaque configuration d'ombrage et pour  $G = 100 \text{ W/m}^2$  et  $150 \text{ W/m}^2$ .

	-C <sub>1</sub> -	-C <sub>2</sub> -	-C <sub>3</sub> -
<b>Durée (S)</b>	[0 1]	[1 2]	[2 3]
<b>MPP par PSO (W)</b>	7998	1244	616.3
<b>MPP par PSO Modifié (W)</b>	7998	5298	3488
<b>Gain en Puissance (%)</b>	00	226	466
<b>Irradiation G (W/m<sup>2</sup>)</b>	150		

	-C <sub>1</sub> -	-C <sub>2</sub> -	-C <sub>3</sub> -
<b>Durée (S)</b>	[0 1]	[1 2]	[2 3]
<b>MPP par PSO (W)</b>	7998	1107	354.2
<b>MPP par PSO Modifié (W)</b>	7998	4994	2295
<b>Gain en Puissance (%)</b>	00	351	548
<b>Irradiation G (W/m<sup>2</sup>)</b>	100		

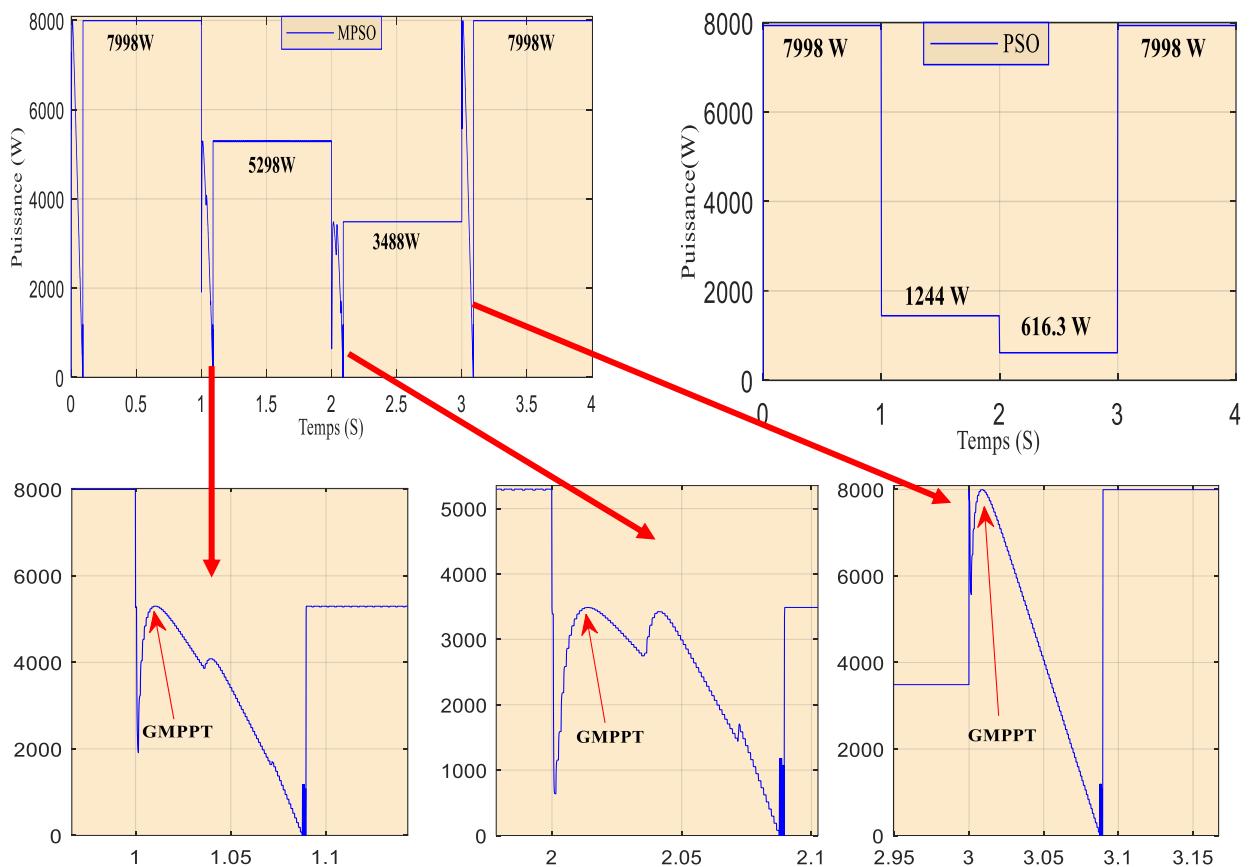


Figure IV.10. Puissances générées avec les algorithmes PSO et PSO modifié avec  $G=150\text{W/m}^2$ .

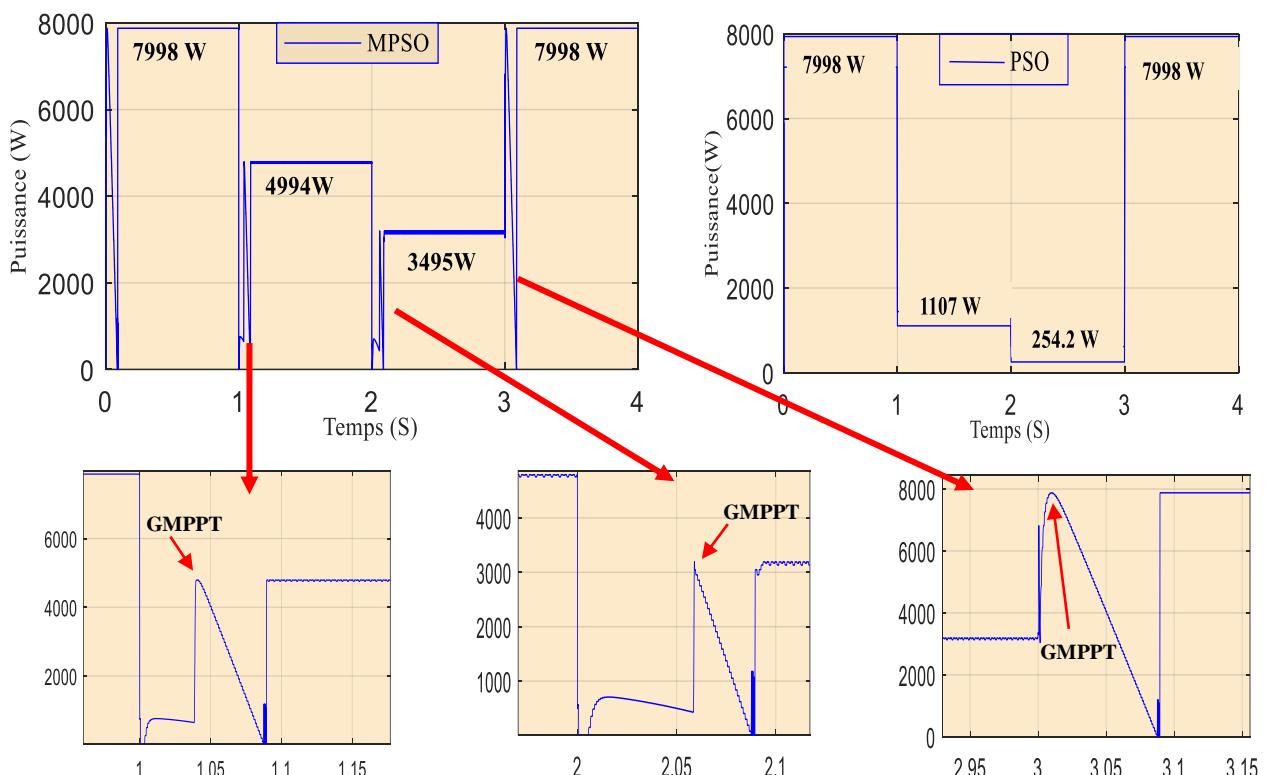


Figure IV. 11. Puissances générées avec les algorithmes PSO et PSO modifié avec  $G=100\text{W/m}^2$ .

La figure IV.10, La figure IV.11 montrent les résultats d'une comparaison entre les méthodes MPPT conventionnelles et modifiées basées sur le PSO pour chaque configuration d'ombrage et pour  $G = 100\text{W/m}^2$  et  $150\text{W/m}^2$ . Dans cette situation, La méthode MPPT conventionnelle basée sur le PSO ne pouvait suivre que les maxima locaux, tandis que la méthode PSO modifiée pouvait suivre les MPP global.

On peut dire à partir de ces figures que l'algorithme PSO modifié permet au générateur photovoltaïque de générer la puissance maximale globale pour toute configuration d'ombrage et tout niveau d'irradiation.

#### **IV.3.4. Simulation d'un GVP sous différentes configurations d'ombrage avec un changement graduel :**

Un ensemble de simulations utilisant les algorithmes PSO conventionnelles et PSO modifié respectivement a été réalisé sur un générateur photovoltaïque (10x10) avec les variations des configurations de la figure IV.9 avec deux irradiations  $1000$  et  $100 \text{ W/m}^2$ . Dans ces simulations la variation de l'ombrage est graduelle comme le montre la figure IV.9 :

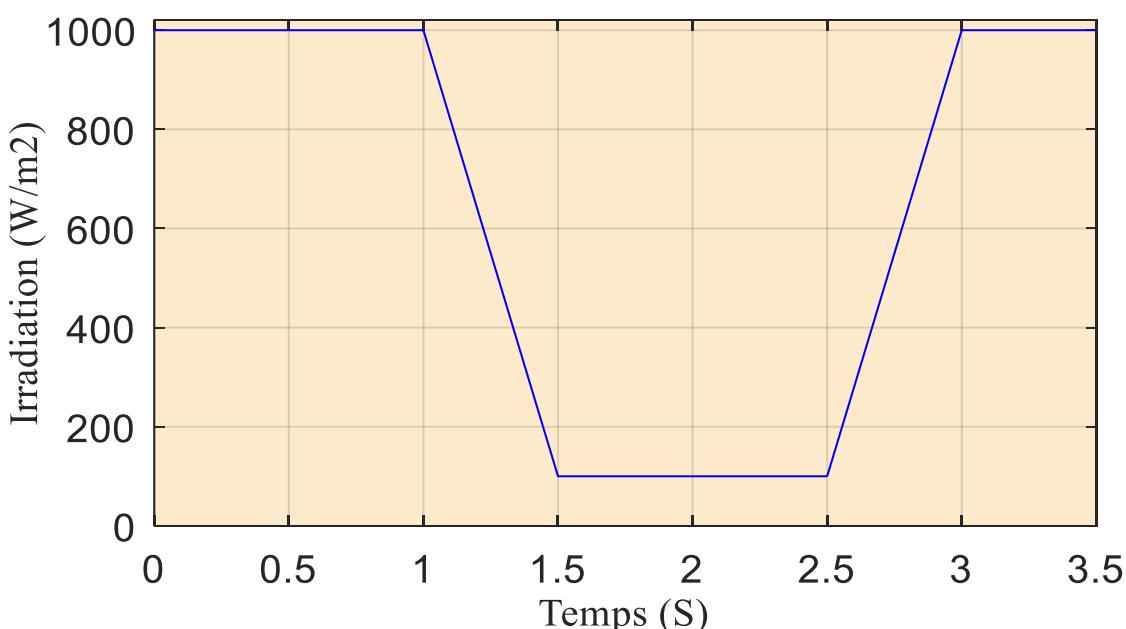


Figure IV.12. Variation graduelle d'irradiations

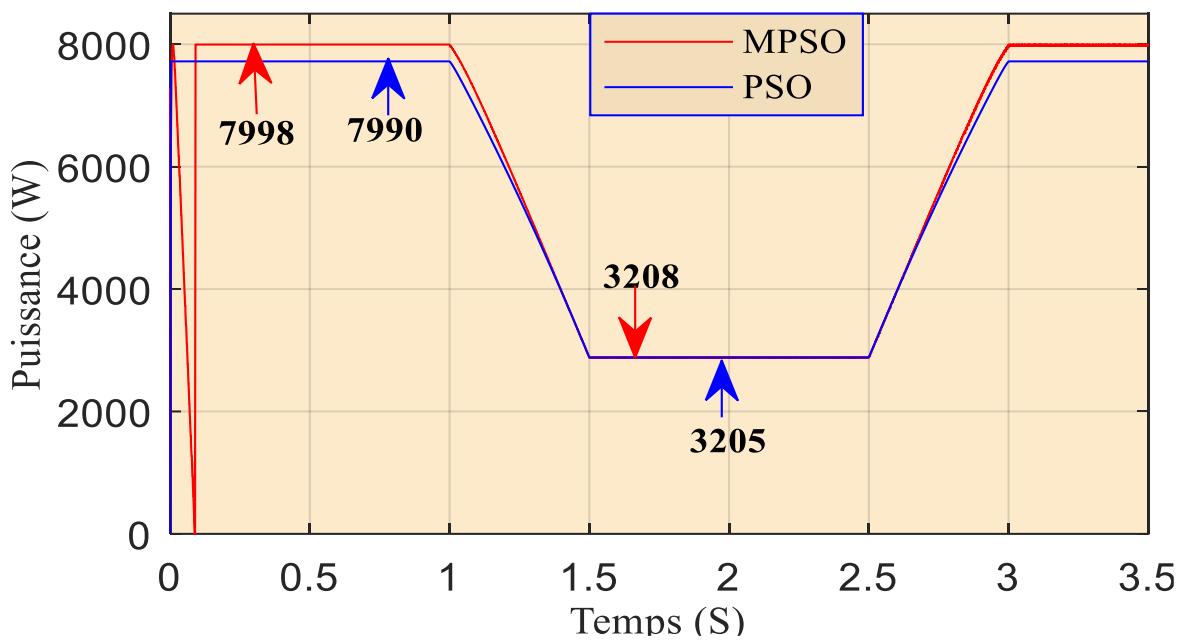


Figure IV.13. Puissances générées avec les algorithmes PSO conventionnelles et PSO modifié avec :  
 $G=1000$  et  $100 \text{ W/m}^2$ .

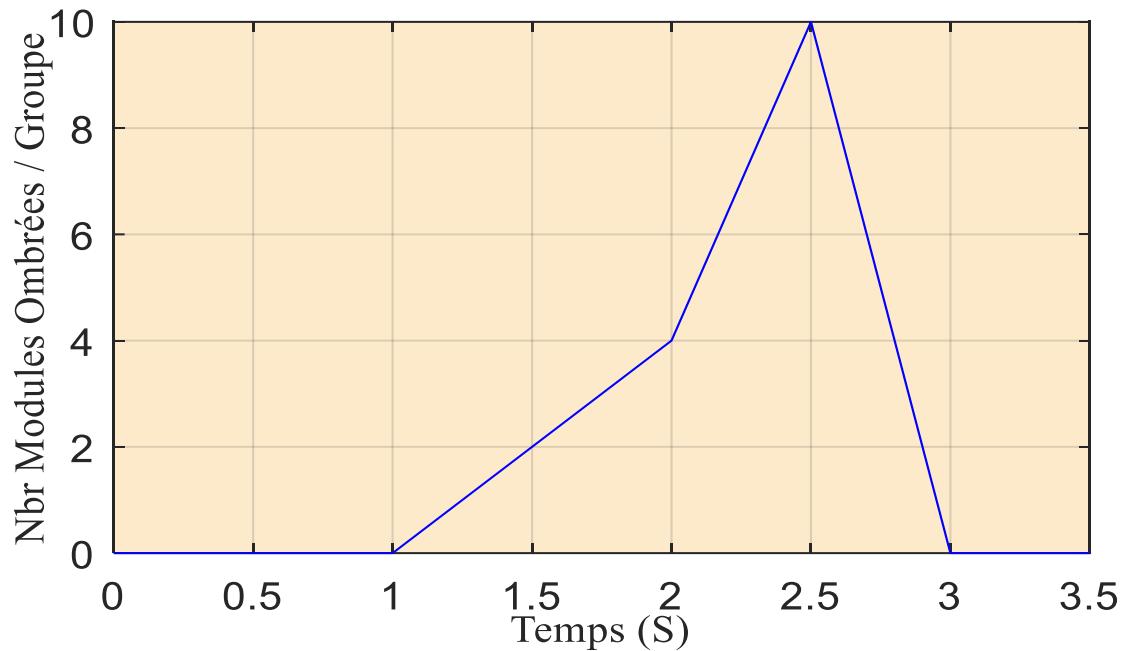


Figure IV.14. Variation graduelle de l'ombrage

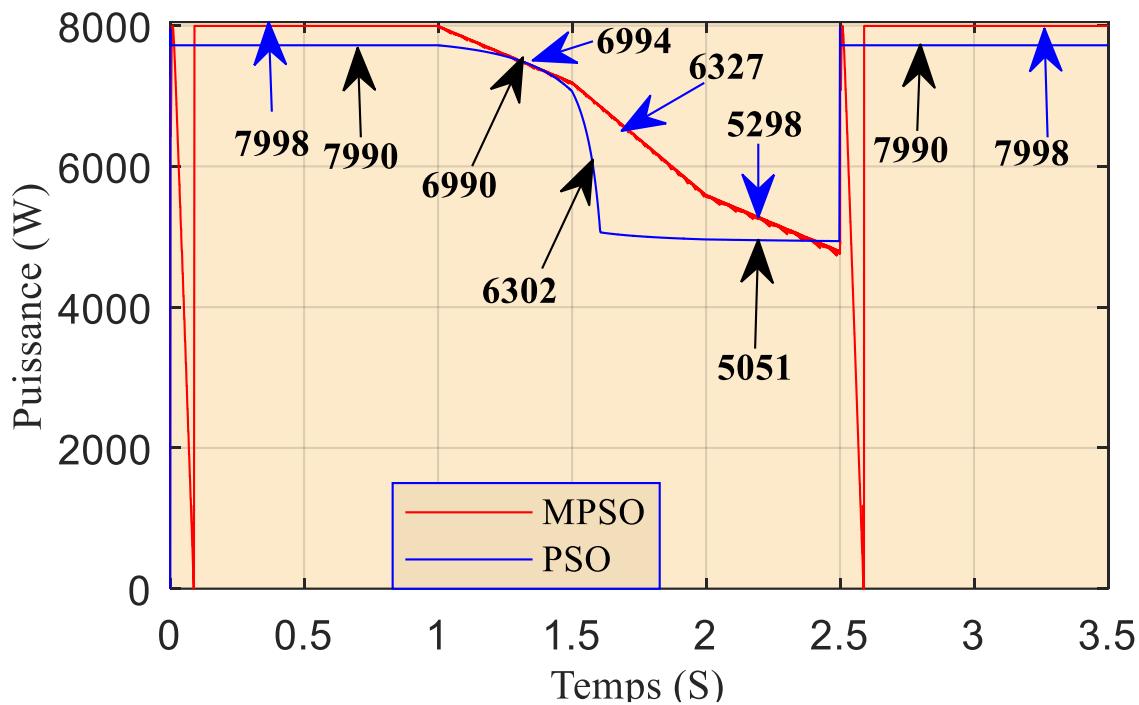


Figure IV.15. Puissances générées avec les algorithmes PSO conventionnelles et PSO modifié pour les configurations de la figure IV.9 avec :  $G=100 \text{ W/m}^2$ .

**Tableau IV.6.** Puissance générée en utilisant les algorithmes PSO conventionnelles et PSO modifié avec:  $G=1000$  et  $100 \text{ W/m}^2$ .

Temps (S)	[0 1]	[1.5 2.5]	[2.5 3.5]
MPP par PSO (W)	7990	3205	7990
MPP par PSO Modifié (W)	7998	3208	7998
Gain en Puissance (%)	0.1	0.09	0.1
Irradiations G ( $\text{W/m}^2$ )	[1000 100]		

**Tableau IV.7.** Puissance générée en utilisant les algorithmes PSO conventionnelles et PSO modifié des configurations ombragées de la figure IV.9. pour  $G= 100 \text{ W/m}^2$ .

Nombre des Modules Ombrées par Groupes	00	02	04	10	00
Temps (S)	[0 1]	[1 1.5]	[1.5 2]	[2 2.5]	[3 3.5]
MPP par PSO (W)	7990	6990	6302	5051	7990
MPP par PSO Modifié (W)	7998	6994	6327	5298	7998
Gain en Puissance (%)	0.1	0.05	0.4	4.89	0.1
Irradiations G (W/m <sup>2</sup> )	[ 100 ]				

Les résultats de simulation des figures IV.12 et IV.13 et qui sont récapitulés dans les tableaux IV.6 et IV.7 montrent clairement que les puissances générées avec l'algorithme PSO modifié avec  $G=1000 \text{ W/m}^2$  et  $G= 100 \text{ W/m}^2$ , figure IV.14 et IV.15, sont supérieures pour une variation graduelle de l'ombrage par rapport à une variation brusque. Ceci nous amène à dire que l'algorithme PSO modifié possède une meilleure sensibilité pour la recherche de la puissance maximale pour la variation graduelle de la configuration d'ombrage lors du passage nuageux.

#### IV.4. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons effectué une étude de simulation de l'algorithme PSO pour le suivi du point maximum de puissance appliquée à une partie ombragée du générateur photovoltaïque composé de 10x10 panneaux photovoltaïques.

Cette étude a montré l'incapacité de l'algorithme PSO pour suivre le MPP global de la puissance générée par le générateur photovoltaïque pour le niveau d'irradiation d'ombrage faible, causant jusqu'à 15% de puissance pour un niveau d'irradiation d'ombrage de  $100 \text{ W/m}^2$ .

Nous avons ensuite proposé d'ajouter un algorithme d'adaptation à l'algorithme PSO qui déplace le point de fonctionnement imposé par la configuration d'ombrage partiel à un point proche du MPP global afin d'être facilement suivi par l'algorithme PSO. Le résultat de la simulation de l'algorithme MPPT modifié a montré une capacité parfaite de l'algorithme proposé pour suivre le MPP global pour toute configuration d'ombrage et n'importe quel niveau d'irradiation d'ombrage.

L'algorithme d'adaptation supplémentaire a entraîné une augmentation de la puissance générée par la matrice du générateur photovoltaïque qui peut aller jusqu'à environ 548% pour certaines configurations d'ombrage avec un niveau d'irradiation d'ombrage de  $100 \text{ W/m}^2$ .

Enfin, ces résultats nous amènent à dire que la méthode d'adaptation PSO proposée peut résoudre le problème de suivi du MPP global de l'algorithme PSO conventionnel.

## Conclusion Générale

L'énergie solaire photovoltaïque est l'une des sources d'énergie renouvelables les plus importantes pour la production d'électricité dont sa production dépend des conditions environnementales. Pour faire face aux changements atmosphériques, l'optimisation de cette production revient à concevoir un système PV plus performant.

L'objectif principal défini dans cette thèse consiste à optimiser les performances d'un générateur photovoltaïque par la méthode PSO sous différents ombrage partiel.

Nous avons entamé notre travail par une généralité sur l'énergie solaire en citant les différentes méthodes appliquées à l'optimisation du MPPT sous différentes configurations d'ombrage partiel.

Ensuite, nous avons donné le modèle du module PV avec un assemblage série-parallèle sous différentes irradiations et températures simulé sous l'environnement Matlab/Simulink.

Dans la troisième étape, nous avons présenté les quatre techniques MPPT d'optimisation en donnant leurs descriptions. Ces algorithmes sélectionnés sont conçus pour contrôler la poursuite de point maximal de la puissance d'un système PV sous différentes configurations d'ombrage partiel ensuite nous avons effectué une étude comparative de ces techniques de MPPT.

La dernière étude porte sur la mise en œuvre d'un algorithme d'adaptation méta-heuristique qui est le PSO (Partical swarm optimization) pour permettre une recherche efficace du MPP global. Par contre cette commande a montré son incapacité à localiser le point de puissance maximum globale GMPP pour les faibles irradiations d'ombrage où il est piégé autour d'un maximum local. La simulation effectuée a montré des pertes considérables de puissance pour les faibles niveaux d'ombrage de 15%. A cet effet nous avons proposé une modification en ajoutant un sous programme d'adaptation à l'algorithme PSO déplaçant le point de fonctionnement imposé par la configuration d'ombrage partiel à un point de fonctionnement proche au MPP global afin d'être facilement traqué par l'algorithme modifié MPSO.

Les résultats de simulations de l'étude comparative des deux méthodes d'optimisation (PSO et MPSO) ont montré que l'algorithme modifié MPSO) sous l'ombrage partiel et avec un niveau d'irradiation d'ombrage de  $100\text{Kw/m}^2$ ) est le plus performant par rapport au PSO en termes d'efficacité, rapidité, stabilité et de robustesse.

## **Perspective**

Les résultats de simulations obtenus dans notre thèse sont satisfaisants sauf qu'il reste à améliorer l'optimisation des performances d'un générateur photovoltaïque sous ombrage partiel avec des faibles irradiations en utilisant des approches méta-heuristiques telles que l'algorithme d'optimisation des fourmiliers (ALO), algorithme d'optimisation des loups gris (GWO), l'algorithme d'optimisation de baleine (WOA).

## Annexe 1 : Caractéristiques du module PV Suntech STP080 12/B6 monocristallin

<i>Paramètre</i>		Valeur
<b>Tension à circuit ouvert</b>	$V_{co}$ (V)	<b>21.9</b>
<b>Tension optimale</b>	$V_m$ (V)	<b>17.5</b>
<b>Courant de court-circuit</b>	$I_{sc}$ (A)	<b>4.95</b>
<b>Courant optimal</b>	$I_m$ (A)	<b>4.57</b>
<b>Puissance maximale</b>	$P_m$ (W)	<b>80</b>
<b>Coefficient de température de <math>I_{sc}</math></b>	$K_I$	<b>0.020 %/K</b>
<b>Coefficient de température de <math>V_{co}</math></b>	$K_V$	<b>-0.34 %/K</b>
<b>Résistance série à <math>T_{stc}</math></b>	$R_s$ ( $\Omega$ )	<b>0.0102</b>
<b>Résistance parallèle à <math>T_{stc}</math></b>	$R_p$ ( $\Omega$ )	<b>4.6278</b>

## Annexe 2: Programme PSO

```

function Dnew = PSO(P)
%% Problem Definition
persistent particle_Position particle_Cost particle_Velocity
GlobalBest_Position ...
    particle_Best_Position particle_Best_Cost GlobalBest_Cost
% persistent
nVar=1;           % Number of Decision Variables
VarSize=[1 nVar]; % Size of Decision Variables Matrix
VarMin=0.01;       % Lower Bound of Variables
VarMax=0.95;       % Upper Bound of Variables
%% PSO Parameters
MaxIt=2;          % Maximum Number of Iterations
nPop=3;           % Population Size (Swarm Size)
phi1=2.05;
phi2=2.05;
phi=phi1+phi2;
chi=2/(phi-2+sqrt(phi^2-4*phi));
w=chi;            % Inertia Weight
wdamp=1;          % Inertia Weight Damping Ratio
c1=chi*phi1;      % Personal Learning Coefficient
c2=chi*phi2;      % Global Learning Coefficient
% Velocity Limits
VelMax=0.1*(VarMax-VarMin);
VelMin=-VelMax;

```

```

%% Initialization
if isempty(particle_Position)
    particle_Position=zeros(nPop,1);
end
if isempty(particle_Cost)
    particle_Cost=zeros(nPop,1);
end
if isempty(particle_Velocity)
    particle_Velocity=zeros(nPop,1);
end
if isempty(particle_Best_Position)
    particle_Best_Position=zeros(nPop,1);
end
if isempty(particle_Best_Cost)
    particle_Best_Cost=zeros(nPop,1);
end
if isempty(GlobalBest_Cost)
    GlobalBest_Cost=0;
end
if isempty(GlobalBest_Position)
    GlobalBest_Position=unifrnd(VarMin,VarMax,VarSize);
end
BestCost=zeros(MaxIt,1);
nfe=zeros(MaxIt,1);
% PSO Main Loop
for it=1:MaxIt
    for i=1:nPop
        Dnew= particle_Position(i);
        particle_Cost(i)=P;
        if particle_Cost(i)>particle_Best_Cost(i)
            particle_Best_Position(i)=particle_Position(i);
            particle_Best_Cost(i)=particle_Cost(i);
        end
        % Update Global Best
        if particle_Best_Cost(i)>GlobalBest_Cost
            GlobalBest_Position=particle_Best_Position(i);
            GlobalBest_Cost=particle_Best_Cost(i);
        end
    for i=1:nPop
        % Update Velocity
        particle_Velocity(i) = w*particle_Velocity(i) ...
            +c1*rand(VarSize)*(particle_Best_Position(i)-
particle_Position(i)) ...
            +c2*rand(VarSize)*( GlobalBest_Position-particle_Position(i));
        % Apply Velocity Limits
        particle_Velocity(i) = max(particle_Velocity(i),VelMin);
        particle_Velocity(i) = min(particle_Velocity(i),VelMax);
        % Update Position
        particle_Position(i) = particle_Position(i) + particle_Velocity(i);
        % Apply Position Limits
        particle_Position(i) = max(particle_Position(i),VarMin);
        particle_Position(i) = min(particle_Position(i),VarMax);
        % Evaluation
    end
    end
    w=w*wdamp;
end
Dnew=GlobalBest_Position
end

```

### Annexe 3: Programme MPSO

```

function y = PSOA(X)
P=X(1); w=X(2);
%% Problem Definition
global Pold
persistent particle_Position particle_Cost particle_Velocity
GlobalBest_Position ...
    particle_Best_Position particle_Best_Cost GlobalBest_Cost
% persistent
nVar=1;           % Number of Decision Variables
VarSize=[1 nVar]; % Size of Decision Variables Matrix
VarMin=0.02;       % Lower Bound of Variables
VarMax=0.95;       % Upper Bound of Variables
%% PSO Parameters
MaxIt=2;          % Maximum Number of Iterations
nPop=3;           % Population Size (Swarm Size)
phi1=2.05;
phi2=2.05;
phi=phi1+phi2;
chi=2/(phi-2+sqrt(phi^2-4*phi));
%w=0.6%chi;        % Inertia Weight
wdamp=1;          % Inertia Weight Damping Ratio
c1=chi*phi1;      % Personal Learning Coefficient
c2=chi*phi2;      % Global Learning Coefficient
% Velocity Limits
VelMax=0.1*(VarMax-VarMin);
VelMin=-VelMax;
%% Initialization
if isempty(particle_Position)
    particle_Position=zeros(nPop,1);
end
if isempty(particle_Cost)
    particle_Cost=zeros(nPop,1);
end
if isempty(particle_Velocity)
    particle_Velocity=zeros(nPop,1);
end
if isempty(particle_Best_Position)
    particle_Best_Position=zeros(nPop,1);
end
if isempty(particle_Best_Cost)
    particle_Best_Cost=zeros(nPop,1);
end
if isempty(GlobalBest_Cost)
    GlobalBest_Cost=0;
end
if isempty(GlobalBest_Position)
    GlobalBest_Position=0.5%unifrnd(VarMin,VarMax,VarSize);
end
% BestCost=zeros(MaxIt,1);
% nfe=zeros(MaxIt,1);
% PSO Main Loop
for it=1:MaxIt
    for i=1:nPop
        Dnew= particle_Position(i);
        particle_Cost(i)=P;

```

```

if particle_Cost(i)>particle_Best_Cost(i)
    particle_Best_Position(i)=particle_Position(i);
    particle_Best_Cost(i)=particle_Cost(i);
end
% Update Global Best
if particle_Best_Cost(i)>GlobalBest_Cost
    GlobalBest_Position=particle_Best_Position(i)
    GlobalBest_Cost=particle_Best_Cost(i);
end
for i=1:nPop
    % Update Velocity
    particle_Velocity(i) = w*particle_Velocity(i) ...
        +c1*rand(VarSize)*(particle_Best_Position(i)-
particle_Position(i)) ...
        +c2*rand(VarSize)*( GlobalBest_Position-particle_Position(i));
    % Apply Velocity Limits
    particle_Velocity(i) = max(particle_Velocity(i),VelMin);
    particle_Velocity(i) = min(particle_Velocity(i),VelMax);
    % Update Position
    particle_Position(i) = particle_Position(i) + particle_Velocity(i);
    % Apply Position Limits
    particle_Position(i) = max(particle_Position(i),VarMin);
    particle_Position(i) = min(particle_Position(i),VarMax);
    % Evaluation
end
end
w=w*w damp;
end
Pold=P;
Dnew=GlobalBest_Position;
y=[Dnew Pold];
end

```

## REFERENCES

- [1].S. Jain and V. Agarwal," A new algorithm for rapid tracking of approxi-mate maximum power point in photovoltaics systems ", IEEE Power Electron. Lett., vol. 2, no. 1, pp. 16–19, Mar. 2004.
- [2].E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. C. Voulgaris," Development of a microcontroller-based photovoltaic maximum power point tracking control system ", IEEE Trans. Power Electron, vol. 16, no. 1, pp. 46–54, Jan. 2001.
- [3].A. Cid Pastor," Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques ", Thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [4].Dh. Abbes," Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome ", Thèse de doctorat Génie électrique, Poitiers, Université de Poitiers, 2012.
- [5].K. H. Hussein, I. Muta," Maximum photovoltaic power tracking: An algorithm for rapidly changing atmospheric conditions ", Proc. Inst. Electr. Eng. Gener, Transmiss. Distrib, vol. 142, no. 1, pp. 59–64, Jan. 1995.
- [6].C. lishou," optimisation en temps réel du fonctionnement du générateur photovoltaïque d'une microcentrale énergétique et gestion du transfert d'énergie par processeurs spécialises ", Thèse de doctorat l'école nationale supérieure universitaire de technologie (E.N.S.U.T), Dakar, 1987.
- [7].H. Essakhi," Modélisation et Simulation d'un Module Photovoltaïque ", LASIME, ESTA Université Ibn Zohr, BP 33/S, 80000 Agadir, Maroc, 2019.
- [8].A. Aziz, K. Kassmi," Conception et modélisation d'un système photovoltaïque optimisé par une commande analogique munie d'un circuit de détection de dysfonctionnement et de redémarrage du système ", Revue des Energies Renouvelables CER'07, Oujda, 2007.
- [9].A. Brambilla, M. Gambarara, A. Garutti, F. Ronchi," New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking ", Conf. Rec. PESC'99, Charleston, South Carolina, pp. 632-637, June 1999.
- [10]. M. Einozahy, M. Salama," Technical impacts of grid-connected photovoltaic systems on electrical networks-A review ", Journal of Renewable and Sustainable Energy, vol.5, p.32702, 2013.

- [11]. S. Petibon," Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ", Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier Toulouse III, France, 2009.
- [12]. A. Aziz," Propriétés électriques des composants électroniques minéraux et organiques, conception et modélisation d'une chaîne photovoltaïque pour une meilleure exploitation de l'énergie solaire ", Thèse de Doctorat de l'Université Paul Sabatier, Toulouse 28 Novembre2006.
- [13]. D. Meekhun," Réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonome pour l'application aéronautique ", Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2010.
- [14]. T.-Y. Kim, H-G. Ahn, S. K. Park, Y-K. Lee," A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation ", in IEEE Int. Symp. Ind. Electron, pp. 1011–1014, 2001.
- [15]. O. Akihiro," Design and Simulation of Photovoltaic Water Pumping System ", Thèse de Doctorat, Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo, 2005 .
- [16]. X. Liu, L.A.C. Lopes," An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV arrays ", Conf. Rec. PESC'04, Aachen, Germany, pp. 2005-2010, June 2004.
- [17]. H. L.Tsai, C. S.Tu, Y.J. Su," Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK ", Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008 WCECS 2008, October 22 - 24, 2008, San Francisco, USA.
- [18]. S. Vighetti," Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, Choix et dimensionnement des étages de conversion", Thèse de Doctorat en Génie électrique, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, France, 2010.
- [19]. C. Liu, B. Wu, R. Cheung," Advanced Algorithm for MPPT Control of Photovoltaic Systems ", Conf. Rec. of the first Canadian Solar Buildings Conference, Montreal, August 2004.
- [20]. A. Cid bastor," Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques ", Thèse de doctorat l'institut national des sciences appliquées de Toulouse 2006.
- [21]. G. Femia, G. Petrone, M S. pagnuolo, R. Vitelli," Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method ", IEEE Trans. Power Electron., vol. 20, no. 4, pp. 963-973, Jul. 2005.

- [22]. W. Xiao, J. Lind, W. Dunford, A Capel," Real-Time Identification of Optimal Operating Points in Photovoltaic Power Systems ", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, no. 4, August 2006.
- [23]. S. Abouda,"Contribution à la Commande des Systèmes Photovoltaïques: Application aux Systèmes de Pompage ", Thèse de doctorat, L'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax, 2015.
- [24]. T. Roman, L. S. Silva," A single-phase current-source inverter with active power filter for grid-tied PV systems ", in Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 3<sup>rd</sup> IEEE International Symposium, pp.349-356, 2012.
- [25]. H. Patel, V. Agarwal," Investigations into the performance of photovoltaic based active filter configurations and their control schemes under uniform and non-uniform radiation conditions", IET renewable power generation, vol. 4, pp. 12-22, 2010.
- [26]. A.C. Pastor," Conception et Réalisation de Modules Photovoltaïques Electroniques ", Thèse de Doctorat de l'INSA de Toulouse, France, 29 septembre 2006.
- [27]. B. Stéphane," nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ", Thèse de doctorat université de Toulouse 2009.
- [28]. K.F. Teng, P. Wu," PV module characterization using Q-R decomposition based on the least square method ", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 36, n°1, pp.71-75, 1989.
- [29]. J.A. Duffie, W.A. Beckman," Solar Engineering and Thermal Processes ", John Wiley & Sons Inc, New York, 1991.
- [30]. J. Merten, J.M. Asensi, C. Voz, A.V. Shah, R. Platz, J. Andreu," Improved equivalent circuit and analytical model for amorphous silicon solar cells and modules ", IEEE Transactions on Electron Devices, vol. 45, no. 2, pp. 423–429, 1998.
- [31]. K.I. Hwu, W.C. Tu, C.R. Wang," Photovoltaic energy conversion system constructed by high step-up converter with hybrid maximum power point tracking ", International Journal of Photoenergy, vol. 2013, Article ID 275210, 9 pages, 2013.
- [32]. T. Balamurugan, Dr.S. Manoharan, P. Sheeba, M. Savithri," Design a Photovoltaic Array with Boost Converter Using Fuzzy Logic Controller ", Vol. 3, N°2, pp. 444 – 456, 2012.
- [33]. T. Ikegami, T. Maezono, F. Nakanishi, Y. Yamagata, K. Ebihara," Estimation of equivalent circuit parameters of PV module and its application to optimal operation of PV system ", Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 67, pp. 389–395, 2001.

- [34]. O. Lopez.Santos," Contribution to the DC-AC conversion in photovoltaic systems, module oriented converters ", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, France, 2015.
- [35]. K. Araki, M. Yamaguchi," Novel equivalent circuit model and statistical analysis in parameters identification ", Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 75, no. 3, pp. 457-466, Feb. 2003.
- [36]. A. Tchapo singo," système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome ", Thèse de doctorat université Henri Poincaré, 2010.
- [37]. N.Z. Hairul, M. Saad," Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems", 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), Cairo University, Egypt, pp.750-755, 2010.
- [38]. O. Gergoud," Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur ", Thèse de doctorat de l'école normale supérieure de Cachan 2001.
- [39]. M. Jazayeri, S. Uysal, K. Jazayeri," Evaluation of maximum power point tracking techniques in PV systems using Matlab/simulink ", in Green Technologies Conference (GreenTech), Six<sup>th</sup> Annual IEEE, pp. 54-60, 2014.
- [40]. T. C. Green, A. Hernandez," Analysis of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Algorithm, for Photovoltaic Applications ", In 2<sup>nd</sup> International Power and Energy Conference, IEEE, pp. 237\_242, 2008.
- [41]. N. Aouchiche, MS. Ait Cheikh, M. Becherif, A EM. Hadjarab," Fuzzy Logic Approach Based Mppt for the Dynamic Performance Improvement for PV Systems ", Solar Power Europe; 2019. <https://doi.org/10.1109/ICEE-B.8191986.2017>.
- [42]. M. R. Vincheh, A. Kargar, G. A. Markadeh," A hybrid control method for maximum power point tracking (MPPT) in photovoltaic systems. Arabian Journal for Science andEngineering ", 39(6), 4715-4725, 2014.
- [43]. M. Amarouayache," Contribution à l'optimisation d'une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque", Thèse de Doctorat en Électrotechnique, Université Constantine, 2014.
- [44]. H. Bounechba, A. Bouzid," Contribution à l'étude d'un système de pompage photovoltaïque ", Thèse de Doctorat, Université de Constantine, 2017.
- [45]. S.A. Rizzo, G. Scelba," ANN based MPPT method for rapidly variable shading conditions ", Applied Energy, V. 145, no 0,124-132, 2015.

- [46]. A.P.K. Yadav, S. Thirumaliah, G. Haritha," Comparison of MPPT Algorithms for DC-DC Converters Based PV Systems ", International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, Vol. 1, N°1, 2012.
- [47]. D. Peftitsis, G. Adamidis, P. Bakas," Photovoltaic system MPP Tracker investigation and implementation using DSP engine and buck-boost DC-DC converter ", in Power Electronics and Motion Control Conference 13<sup>th</sup> EPE-PEMC, 2008, pp. 1840-1846, 2008.
- [48]. C. Cabal," Optimisation Energétique de l'Etage d'Adaptation Electronique dédié à la Conversion Photovoltaïque ", Thèse de Doctorat, LAAS, Université de Toulouse, 2008.
- [49]. D. P. Hohm, M. E. Ropp," Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental programmable, maximum power point tracking test bed ", IEEE Photovoltaic Specialists Conference, PVSC 2000 pp. 1699-1702, Sept. 2000.
- [50]. J. Surya Kumari, Ch. Sai Babu," Comparison of Maximum Power Point Tracking Algorithms for photovoltaic System ", International Journal of Advances Engineering and Technology, Vol. 1, N°1, pp. 133 – 148, 2011.
- [51]. M. Telidjane," Modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationnarité pour le diagnostic ", Thèse de Doctorat, Université de Claude Bernard Lyon, 13 juillet 2017.
- [52]. M. June, S. G. Pachpande, M. E. S. Y. Elec, S. C. O. E. Jalgaon," Studying The Effect of Shading on Solar Panel using MATLAB. International Journal of Science and Applied Information Technology ", 1(2278) :46\_51, 2012.
- [53]. R. Boukenoui, H. Salhi, R. Bradai, A. Mellit," A new intelligent MPPT method for stand-alone photovoltaic systems operating under fast transient variations of shading patterns ", Solar Energy, V. 124, n° 1, 124-142, 2016.
- [54]. L.A. Hecktheuer, A. Krenzinger, C.W.M. Prieb," Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis ", Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences, Vol. 24, no. 1, pp. 26-32, 2002.
- [55]. D. Teja, R. Challa, I. Raghavendar," Implementation of Incremental Conductance MPPT with Direct Control Method Using Cuk Converter ", International Journal of Research in Engineering and Technology(IJMER), 2(6) :4491\_4496, 2012.
- [56]. H. Patel, V. Agarwal," MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics ", IEEE Trans on Energy Conversion, vol. 23, no.1, pp 302-310, Mar 2008.

- [57]. M. A. Chaaban," Adaptative Photovoltaic Con\_gurations for Decreasing the Electrical Mismatching Losses ", Thèse de Doctorat, University of Nebraska Lincoln, 2011.
- [58]. S.M. Aït Cheikh," Etude, Investigation et Conception d'Algorithmes de Commande Appliqués aux Systèmes Photovoltaïques ", Thèse de Doctorat d'Etat, Ecole Nationale Polytechnique, 2007.
- [59]. C. S. Chin, P. Neelakantan, H. P. Yoong, K. T. K. Teo," Optimization of fuzzy based maximum power point tracking in pv system for rapidly changing solar irradiance ", global journal of technology and optimization, Volume2, University Malaysia Sabah, Kota Kinabalu, Malaysia, 2011.
- [60]. Kh. AYACHE," Amélioration de la productivité et de la fiabilité d'un système photovoltaïque sous ombrage partiel, " Ecole de Technologie Supérieure Université du Québec, Montréal, 7 Août 2020.
- [61]. H. Patel, V. Agarwal," MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics ", IEEE Transactions On Energy Conversion, 23,302-310, 2008.
- [62]. H M. Anouar, R. A. Provashish," Modified Incremental Conductance Based Photovoltaic MPPT Charge Controller ", <https://doi.org/10.1109/ECACE.8679308>, 2019.
- [63]. K. Ishaque, Z. Salam, H. Taheri, Syafaruddin," Modeling and Simulation of Photovoltaic (PV) System during Partial Shading Based on a Two- Diode Model. Simulation Modelling Practice and Theory ", 19(7):1613\_1626, 2011.
- [64]. I. Vichi," Modélisation et Analyse de l'Intégration des Energies Renouvelables dans un Réseau Autonome ", Thèse de Doctorat, Université du Havre, Décembre 2005.
- [65]. K.S. Parlak, H. Can , " A new MPPT method for PV array system under partially shaded conditions ", Conf. Rec. PEDG 2012, Aalborg, Denmark, pp. 437 – 441, June 2012.
- [66]. K. Ishaque, Z. Salam," A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition ", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 19, 475-488. doi: 10.1016-j.rser.2012.11.032,2013.
- [67]. A. Youcef," Contribution à l'optimisation des performances d'un générateur photovoltaïque en présence d'ombrage partiel " Thèse de doctorat, Université Djilali Liabes SBA, Algérie, Septembre 2016.
- [68]. A. K. Abdelsalam, A. M. Massoud, S. Ahmed, and P. N. Enjeti," High-performance adaptive Perturb and observe MPPT technique for photovoltaic-based micro grids ", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, no. 4, pp. 1010–1021, 2011.

- [69]. B. M. Wilamowski, X. Li," Fuzzy system based maximum power point tracking for PV systems ", 28<sup>th</sup> Annual Conference of the Industrial Electronics Society, IECON 2002, Vol. 4, pp. 3280-3284, Nov, 2002.
- [70]. R. Kadri," Contribution à l'amélioration de la capture de l'énergie solaire photovoltaïque dans l'habitat résidentiel : nouvelles structures de puissance et de commande ", Thèse de Doctorat de l'université de Poitiers, France, 13 décembre 2010.
- [71]. J. Ahmad, F. Spertino, P. D. Leo, A. Ciocia," A module voltage based maximum power point tracking algorithm for photovoltaic arrays under partial shading conditions ", 57<sup>th</sup> International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), pp. 1-6, doi: 10.1109-RTUCON.7763135,2016.
- [72]. Y.-H. Liu, S.C. Huang, J.-W. Huang, W.-C. Liang," A Particle Swarm Optimization-Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions ", IEEE Trans. Energy Convers, vol. 27, no 4, p.1027-1035, decembre 2012.
- [73]. J. Shi, W. Zhang, Y. Zhang, F. Xue, T. Yang," MPPT for PV systems based on a dormant PSO algorithm ", Electric Power Systems Research, V. 123, n°0, 100-107, 2015.
- [74]. N. Boutasseta," PSO-PI Based Control of Photovoltaic Arrays ", International Journal of Computer Applications, 48(17), 36-40, 2012.
- [75]. N. Aouchiche," Conception d'une commande MPPT optimale à base d'intelligence artificielle d'un système photovoltaïque ", Thèse de Doctorat de l'université de Belfort-Montbéliard, 28 Janvier 2020.
- [76]. K. Lian, J. Jhang, I. Tian," A maximum power point tracking method based on perturb-and-observe combined with particle swarm optimization ", IEEE journal of photovoltaics, V. 4, n°2, 626-633, 2014.
- [77]. K. Ishaque, Z.Salam," A Deterministic Particle Swarm Optimization Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic System Under Partial Shading Condition ", IEEE transactions on Industrial Electronics, 60(8), 3195-3206, doi: 10.1109-TIE, 2012.2200223, 2012.
- [78]. C. Manickam, G.R. Raman, S. I. Ganesan, C. Nagamani," A Hybrid Algorithm for Tracking of GMPP Based on P&O and PSO With Reduced Power Oscillation in String Inverters ", IEEE Transactions on Industrial Electronics, V. 63, no 10, 6097-6106, 2016.
- [79]. A. Hijazi," Modélisation électrothermique, commande et dimensionnement d'un système de stockage d'énergie par super-condensateurs avec prise en compte de son vieillissement,

- application à la récupération de l'énergie de freinage d'un trolleybus ", Thèse de Doctorat de l'université de Lyon, France, 13 décembre 2010.
- [80]. Y. Pankow," Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension, application au générateur photovoltaïque ", Thèse de Doctorat, Ecole Doctorale de L'ENSAM ED 432, Lille, 2004.
- [81]. C. Cabal," Optimisation Energétique de l'Etage d'Adaptation Electronique Dédié à la Conversion Photovoltaïque ", Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier, Toulouse3, Décembre 2008.
- [82]. A. Youcef, A. Miloudi," Optimization of partially shaded PV array using a modified P&O MPPT algorithm ", Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies, ISSN 1583-1078, Issue 28, p. 179-196,January-June 2016.
- [83]. S. Aissou," Caractérisation et optimisation de puissance des systèmes photovoltaïques ", Thèse de Doctorat, Université A. Mira-Bejaia, 2016.
- [84]. A. K. Dubey, S. P. Dubey, A. S. Tomar," Performance analysis of PSO based hybrid active filter for harmonic and reactive power compensation under non-ideal mains ", Advanced Electronic Systems (ICAES), International Conference, pp. 202-206, 2013.
- [85]. M. Miyatake, M. Veerachary, F. Toriumi, N. Fujii et H. Ko," Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays: A PSO Approach ", IEEE Trans, Aerosp-Electron- Syst, vol. 47, n°1, p.367-380, janv 2011.
- [86]. Y. Soufi, M. Bechouat, S. Kahla," Fuzzy-PSO controller design for maximum power point tracking in photovoltaic system ", Int J Hydrogen Energy, doi: 10.1016-ijhdene,7.212, 2016.