الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche scientifique

جامعة محمد البشير الإبراهيمي – برج بوعريريج

Université de Mohamed El-Bachir El-Ibrahimi – Bordj Bou Arreridj

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département Électromécanique

MÉMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : Automatique

Spécialité : Automatique et informatique industrielle

Par: CHARIF Chakib

– GHANEM Imad Eddine

Sujet

Développement et évaluation d'un MPPT hybride PSO-P&O pour systèmes PV

Soutenu publiquement, le / / , devant le jury composé de :

Pr. IRATNI Abdelhamid	Professeur	**Univ-BBA**	Président
Pr. KHANFER Riad	Professeur	**Univ-BBA**	Examinateur
Dr. SIMHAMED Yamina	MCB	**Univ-BBA**	Encadrant
M.FATMI Hicham	Doctorant	**Univ-BBA**	Invité

Année Universitaire 2025/2026

REMERCIEMENT

Nous souhaitons adresser nos sincères remerciements à nos encadreurs, en particulier à Dr. SIMHAMED Yamina, **Maître de conférence** à l'Université Mohamed el-Bachir el-Ibrahimi.

Nous remercions tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail.

Monsieur IRATNI Abdelhamid, **Professeur à** l'Université Mohamed el-Bachir el-Ibrahimi, a été officiellement désigné président du jury chargé de l'évaluation du projet de fin d'études. Monsieur KHANFER Riad Professeur à Université Mohamed el-Bachir el-Ibrahimi pour avoir accepté d'être l'examinateur, pour l'intérêt qu'ils y ont porté, et pour les différentes remarques constructives dont ils ont fait preuve dans leur rapport.

Enfin, nos sincères remerciements vont aussi aux personnes qui nous ont aidés en contribuant, de près ou de loin, à l'aboutissement de ce travail.

DÉDICACE :

Nous dédions ce modeste travail à :

À nos chers parents, avec toute notre profonde gratitude et notre sincère reconnaissance, pour tous les sacrifices qu'ils ont consentis, la confiance qu'ils nous ont accordée, et tout l'amour dont ils nous ont entourés ;

À nos frères et sœurs, pour leur soutien et leur affection constants ;

À tous les membres de nos familles et à nos amis ;

À nos camarades de promotion ;

À toutes les personnes qui nous sont chères, même si nous avons omis de les citer ;

Et à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce projet, nous vous disons : merci du fond du cœur.

ملخص

يقدم هذا العمل استراتيجية تحكم هجينة (PSO-P&O) لتتبع نقطة الاستطاعة القصوى (MPPT) في الأنظمة الكهرضوئية العاملة تحت ظروف التظليل الجزئي. بعد نمذجة المولد الكهرضوئي ومحول الرفع الجهد (Boost Converter) تم تقييم خوارزميتي "الاضطراب والملاحظة (P&O) " الكلاسيكية و"تحسين سرب الجسيمات (PSO) " . أظهرت خوارزمية P&O سرعة تتبع عالية تحت إشعاع منتظم، لكنها في حالة التظليل الجزئي تقاربت و انحصرت في نقاط الاستطاعة القصوى المحلية(LMPP) . في المقابل، نجحت خوارزمية PSO في تحديد نقطة الاستطاعة القصوى العالمية (GMPP) ، ولكن بسرعة تتبع منخفضة خلال المرحلة الانتقالية. تجمع الاستراتيجية الهجينة المقترحة، والتي جرى التحقق من فعاليتها عبر بيئة MATLAB/Simulink، بين الطريقتين: حيث تحدد خوارزمية PSO منطقة القيمة القصوى العالمية، ثم تقوم خوارزمية P&O بتثبيت نقطة التشغيل لتتبع نقطة الاستطاعة القصوى(MPPT) . يسمح هذا النهج المركب بالقضاء على تذبذبات النظام الدائم، مما يقلل من سعتها بنسبة تقارب 70% مقارنة بطريقة P&O الكلاسيكية، مع تقليل زمن الحساب مقارنة بخوارزمية PSO.

الكلمات المفتاحية :نظام كهرضوئي، محولBoost ، تحكمMPPT ، تظليل جزئي، P&O، PSO، تحكم هجين.

ABSTRACT

This work presents a hybrid PSO-P&O MPPT control strategy for photovoltaic (PV) systems operating under partial shading conditions. After modeling the PV generator and a step-up Boost converter, the conventional Perturb and Observe (P&O) and the Particle Swarm Optimization (PSO) algorithms are evaluated. The P&O algorithm exhibits a high tracking speed under uniform irradiance but converges toward local maximum power points (LMPP) in case of partial shading. On the other hand, the PSO algorithm successfully localizes the global maximum power point (GMPP) but exhibits a reduced transient tracking speed. The proposed hybrid strategy, validated under MATLAB/Simulink, combines both methods: the PSO module identifies the global optimum zone, and the P&O algorithm stabilizes the operating point. This combined approach eliminates steady-state oscillations, reducing their amplitude by approximately 70% compared to the classical P&O method, while minimizing the computational time compared to the standard PSO algorithm.

Keywords: *Photovoltaic system, Boost converter, MPPT control, Partial shading, P&O, PSO, Hybrid control.*

RESUME

Ce travail présente une commande MPPT hybride PSO-P&O pour systèmes photovoltaïques soumis à un ombrage partiel. Après modélisation du générateur PV et d'un convertisseur Boost, les méthodes classiques (P&O) et méta-heuristiques (PSO) sont évaluées. L'algorithme P&O est rapide sous éclairement uniforme mais converge vers les maximums locaux (LMPP) sous ombrage partiel. À l'inverse, l'algorithme PSO localise l'optimum global (GMPP) mais présente une convergence transitoire réduite. La stratégie hybride proposée, validée sous MATLAB/Simulink, résout ce compromis : le module PSO identifie la zone de l'optimum global, puis le P&O stabilise le point de fonctionnement. Cette approche élimine le phénomène de pompage, réduisant les oscillations en régime permanent de près de 70% par rapport au P&O classique, tout en minimisant le temps de calcul par rapport au PSO standard.

Mots-clés : Système photovoltaïque, Convertisseur Boost, Commande MPPT, Ombrage partiel, P&O, PSO, Commande hybride.

Sommaire

REMERCIEMENT 2
DÉDICACE : 3
RESUME 4
Sommaire 5
Liste des figures 8
Liste des tableaux : 10
Liste des abréviations 11
Introduction Générale 13
CHAPITRE 1 : 14
GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES 14
1.1 Introduction 15
1.2 Rayonnement solaire : 15
1.3 Cellule photovoltaïque : 16
1.3.1 Principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques : 16
1.3.1.1 Étapes de la conversion : 17
1.4 Jonction $\boldsymbol{PN}$: 17
1.5 Modélisation d'une cellule PV : 17
1.6 Caractéristiques courant-tension I-V et puissance –tension P-V : 18
1.6.1 Analyse de la relation $\boldsymbol{I}(\boldsymbol{V})$: 19
1.7 Influence des Variations de l'irradiation et de la température sur un module photovoltaïque : 20
1.7.1 Influence de l'irradiation solaire : 20
1.7.2 Influence de la température 21
1.8 Le champ photovoltaïque : 21
1.9 Différents types de systèmes photovoltaïques : 23
1.10 L'ombrage partiel : 24
1.11 Système de protection : 25
1.11.1 Diode de dérivation (bypass) : 25
1.12 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque : 26
1.12.1 Avantages : 26
1.12.2 Inconvénients : 27
1.13 Le gisement solaire 27
1.14 Conclusion : 29
CHAPITRE 2 : 30
Etude des algorithmes de commande MPPT PSO & PO 30
2.1 Introduction : 31

2.2 La commande MPPT :.....31
2.3 L'étage d'adaptation : le convertisseur boost 32
2.3.1 Convertisseur boost : 32
2.4 Les techniques de recherche du point de puissance maximale : 33
2.4.1 Algorithme de Perturbation et Observation (P&O) : 34
2.4.2 Algorithme d'Optimisation par Essaim de Particules (PSO) : 36
2.5 Principe général de l'algorithme PSO.....37
2.6 Modèle mathématique et procédure de l'algorithme PSO 37
2.6.1 Les équations de mouvement 38
2.6.2 Mise en œuvre du PSO pour le contrôle MPPT 38
2.6.3 Procédure d'exécution du PSO pour le contrôle MPPT 39
2.6.4 Critères d'arrêt 39
2.6.5 Description de l'organigramme PSO :.....40
2.7 État de l'art sur l'application du PSO au photovoltaïque 40
2.8 Critères d'évaluation d'une commande MPPT :.....41
2.8.1 Critères de performance complémentaire 41
2.9 Avantages et Limites des commandes P&O et PSO : 42
2.9.1 La méthode conventionnelle P&O 42
2.9.2 La méthode PSO 43
2.10 Conclusion.....44
Chapitre 3 : 45
Simulation, Résultat Commande Hybride PSO-P&O.....45
3.1 Introduction 46
3.2 Principe de fonctionnement de cet algorithme hybride 46
3.2.1 Algorithme PSO - Phase d'exploration globale.....46
3.2.2 Algorithme P&O – Phase d'optimisation locale et de suivi 47
3.2.3 Reset - Mécanisme de réinitialisation.....48
3.3 Caractéristiques du système photovoltaïque et du convertisseur 48
3.3.1 Caractéristiques du champ PV 48
3.3.2 Caractéristiques du convertisseur Boost : 51
3.4 Scénarios de simulation et analyse des résultats 51
3.5 Évaluation de la méthode P&O.....52
3.6 Évaluation de la méthode PSO 56
3.7 Évaluation de la méthode hybride PSO-P&O.....61
L'algorithme hybride P&O-PSO obtient le meilleur rendement en G1 avec 97,42 %. Sous conditions d'ombrage partiel (G2 et G3), il maintient des performances satisfaisantes avec des rendements de 74,02 % et 48,87 %, respectivement. Cette amélioration est attribuée à la complémentarité entre les capacités d'exploration du PSO et le suivi local assuré par le P&O. Les résultats confirment ainsi la robustesse de l'approche hybride face aux variations d'irradiation. 65

3.8 Analyse comparative P&O Classique, PSO Globale, hybride PSO-P&O Proposée.....65
3.8.1 Dynamique de convergence et comportement transitoire.....65
3.8.2 Stabilité en régime permanent et efficacité énergétique.....66
3.8.3 Robustesse face à la multimodalité (Ombrage partiel).....66
3.9 Conclusion du chapitre.....68
Conclusion générale et Perspectives.....70
LES REFERENCES:.....72

Liste des figures

Figure 1.1 : Rayonnement solaire 16
Figure 1.2 : Composition d'une cellule photovoltaïque 17
Figure 1.3: Schéma équivalent le plus simple de la cellule photovoltaïque à jonction PN. 18
Figure 1.4 : Caractéristiques courant–tension (I–V) et puissance–tension (P–V) d'une cellule photovoltaïque 19
Figure 1.5: Influence de l'irradiance sur les caractéristiques I–V et P–V d'un module photovoltaïque 20
Figure 1.6 : Influence de la température sur les caractéristiques I–V et P–V d'un module photovoltaïque 21
Figure 1.7: Association des modules en série et en parallèle. 22
Figure 1.8 : schéma d'association d'un module photovoltaïque 22
Figure 1.9 : mise en série de trois associations parallèles de deux panneaux 23
Figure 1.10: Schéma synoptique d'un système photovoltaïque 23
Figure 1.11 : Comparaison des courbes P–V d'un module photovoltaïque sous irradiance uniforme et ombrage partiel 24
Figure 1.12: Protections classiques d'un générateur PV 25
Figure 1.13 : Diode de dérivation (Bypass) 26
Figure 1.14 : potentiel solaire en Algérie 28

Figure 2.1 : Principe de la commande 32
Figure 2.2 : Circuit électrique du convertisseur élévateur 32
Figure 2.3 : Courbe caractéristique de puissance du générateur photovoltaïque. 34
Figure 2.4 : Organigramme de la méthode P&O 35
Figure 2.5 : Divergence de la méthode P&O 36
Figure 2.6 : Stratégie de déplacement d'une particule 37
Figure 2.7 : Architecture globale du système PV avec commande MPPT basée sur le PSO. 38
Figure 2.8 : L'organigramme de l'algorithme MPPT PSO. 40

Figure 3.1 : Organigramme de l'algorithme 1 47
Figure 3.2: Organigramme de réinitialisation 48
Figure 3.3 : Courbes caractéristiques I–V et P–V d'un module PV sous différentes irradiations. 49
Figure 3.4 : Courbes caractéristiques I–V et P–V du module PV sous différentes irradiations. .. 50

Figure 3.5 : Courbes I–V et P–V d'un panneau photovoltaïque sous ombrage partiel 50
Figure 3.6 : convertisseur élévateur (Boost) DC/DC 51
Figure 3.7 : Profil de variation de l'irradiation. 52
Figure 3.8 : Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque avec commande hybride pso & po et convertisseur Boost sous MATLAB/Simulink 52
Figure 3.9 : bloc de commande MPPT hybride sous MATLAB/Simulink 53
Figure 3.10 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande P&O sous ombrage uniforme. 54
Figure 3.11 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande P&O sous ombrage partiel. 56
Figure 3.12 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande PSO sous ombrage uniforme. 58
Figure 3.13 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande PSO sous ombrage partiel. 60
Figure 3.14 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande hybride sous ombrage uniforme. 62
Figure 3.15 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande hybride sous ombrage partiel 64

Liste des tableaux :

Tableau 3.1 : Paramètres électriques du module Sun Power SPR-X20-250-BLK sous conditions de test standards 49
Tableau 3.2 : Les Coefficients de température du module Sun Power SPR-X20-250-BLK..... 49
Tableau 3.3 : Les Valeurs des composants du convertisseur DC/DC 51

Tableau 3.4 : les valeurs du rendement de P&O 56
Tableau 3.5 : les valeurs du rendement de PSO..... 60
Tableau 3.6 : les valeurs du rendement de la methode PO –PSO HYBRIDE 65
Tableau 3.7 : Tableau comparatif des performances des méthodes MPPT qui sont appliquées et étudiées……..…..…..…67

Liste des abréviations

- **AC** : Alternating Current (Courant Alternatif)
- **ANN :** Artificial Neural Network (Réseaux de Neurones Artificiels)
- **CDER** : Centre de Développement des Energies Renouvelables
- **Cin, L, C :** Capacité d'entrée, inductance, capacité de sortie (composants du convertisseur)
- **D :** Rapport cyclique (Duty Cycle)
- **DC** : Direct Current (Courant Continu)
- **DNI** : Direct Normal Irradiance (Radiation Directe Normale)
- **G_pv** : Générateur photovoltaïque
- **GMPP** : Global Maximum Power Point (Maximum Global de Puissance)
- **GW** : Gigawatt
- **I_mpp** : Courant au Point de Puissance Maximale
- **Icc** : Courant de Court-Circuit (Short Circuit Current)
- **IGBT** : Insulated Gate Bipolar Transistor
- **Impp** : Courant au Point de Puissance Maximale
- **INC** : Incremental Conductance (Conductance Incrémentale)
- **I-V** : Courant-Tension
- **kWh** : Kilowatt-heure
- **LMPP** : Local Maximum Power Point (Maximum Local de Puissance)
- **MATLAB/Simulink** : Environnement de simulation et modélisation numérique
- **MOSFET** : Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor
- **MPP** : Maximum Power Point (Point de Puissance Maximale)
- **MPPT** : Maximum Power Point Tracking (Poursuite du Point de Puissance Maximale)
- **MW** : Mégawatt
- **P&O** : Perturb and Observe (Perturber et Observer)
- **P_eff** : Puissance effectivement délivrée
- **P_max** : Puissance maximale disponible
- **PSO** : Particle Swarm Optimization (Optimisation par Essaim Particulaire)
- **PV** : Photovoltaïque
- **P-V** : Puissance-Tension
- **PWM** : Pulse Width Modulation (Modulation de Largeur d'Impulsion)
- **S** : Interrupteur (Switch dans convertisseur)
- **STC** : Standard Test Conditions (Conditions Standards de Test)
- **V_mpp** : Tension au Point de Puissance Maximale
- **Vco** : Tension en Circuit Ouvert (Open Circuit Voltage)
- **Ve** : Tension d'entrée (Input Voltage)
- **Vmpp** : Tension au Point de Puissance Maximale
- **Vs** : Tension de sortie (Output Voltage)
- **W/m²** : Watt par mètre carré
- **ΔP** : Variation de la puissance
- **Δt** : Variation du temps
- **ΔV** : Variation de la tension
- **η** : Rendement (Efficacité)

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction Générale

Dans un contexte mondial caractérisé par l'épuisement progressif des ressources fossiles et l'augmentation des contraintes environnementales liées aux émissions de gaz à effet de serre, la transition vers des technologies de génération d'énergie propres et renouvelables constitue un impératif scientifique et stratégique. Parmi les différentes filières, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) se positionne comme une solution alternative majeure en raison de son abondance, de sa modularité et de l'absence d'émissions polluantes durant sa phase d'exploitation. L'Algérie, de par sa situation géophysique, dispose d'un potentiel solaire exceptionnel, ce qui motive le déploiement de programmes nationaux actuels pour l'intégration de cette ressource dans le mix énergétique.

Cependant, l'exploitation des systèmes photovoltaïques présente des défis scientifiques majeurs. D'une part, le générateur photovoltaïque (GPV) présente une caractéristique électrique courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) fortement non linéaire, qui dépend des changements climatiques tels que l'irradiation solaire et la température de jonction. D'autre part, en conditions réelles de fonctionnement, le champ PV subit fréquemment un éclairement non uniforme, ou ombrage partiel, dû au passage de nuages ou à la présence d'obstacles environnementaux. Cet éclairement non uniforme induit des distorsions complexes sur les courbes caractéristiques.

Pour maximiser le rendement de la chaîne de conversion, l'intégration d'un convertisseur statique DC/DC associé à une commande MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) est indispensable. Les méthodes conventionnelles, telles que l'algorithme Perturbation et Observation (P&O), se distinguent par leur simplicité et leur rapidité sous irradiation uniforme, mais présentent une perte de poursuite et un blocage sur les maximums locaux sous ombrage partiel. À l'inverse, les approches d'optimisation globale, telles que l'algorithme d'Optimisation par Essaim de Particules (PSO), évitent ce problème de piégeage mais présentent une vitesse de convergence réduite en phase transitoire initiale du fait du processus itératif de balayage de l'essaim.

L'objectif principal de ce travail de mémoire est de développer, de modéliser et de valider par simulation une stratégie de commande MPPT hybride associant les algorithmes PSO et P&O. Cette combinaison vise à surmonter les limitations intrinsèques de chaque approche afin de développer un système de commande robuste face à l'ombrage partiel, rapide lors des phases transitoires, et stable en régime permanent avec des oscillations minimales.

CHAPITRE 1 :

GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES

1.1 Introduction

Dans un contexte de croissance continue de la demande énergétique et de préoccupations environnementales accrues, les systèmes photovoltaïques (PV) représentent une solution prometteuse pour la production d'énergie propre et durable. Leur fonctionnement repose sur la conversion directe du rayonnement solaire en électricité via la jonctionPN des semi-conducteurs. Toutefois, le caractère non linéaire du générateur PV et sa forte dépendance aux conditions climatiques, telles que l'irradiation et la température, rendent son exploitation optimale complexe.

L'énergie solaire photovoltaïque est une technologie qui permet de convertir directement la lumière du soleil en électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Ce phénomène a été découvert en 1839 par le physicien français Alexandre Edmond Becquerel. Cependant, ce n'est qu'en 1954, avec la mise au point des premières cellules solaires au silicium par les laboratoires Bell (États-Unis), que la technologie photovoltaïque est devenue véritablement exploitable. Initialement utilisée pour alimenter les satellites spatiaux dans les années 1960, cette technologie s'est ensuite étendue aux applications terrestres : sites isolés, pompage hydraulique, télécommunications, électrification rurale, et plus récemment, centrales solaires raccordées au réseau.

Dans ce cadre, ce chapitre est consacré à la modélisation du générateur photovoltaïque ainsi qu'à l'analyse de ses caractéristiques électriques (I–V et P–V), étape essentielle pour la conception et le dimensionnement des systèmes. L'intégration de convertisseurs DC/DC, notamment de type Boost, permet d'adapter efficacement l'énergie produite aux exigences de la charge tout en optimisant le transfert de puissance via des algorithmes de contrôle.

1.2 Rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est l'énergie émise par le soleil sous forme d'ondes électromagnétiques. Il constitue la principale source d'énergie des systèmes photovoltaïques. La quantité d'énergie reçue par les panneaux dépend de plusieurs facteurs tels que la position géographique, les conditions climatiques, la saison et l'orientation du panneau.

Le rayonnement solaire reçu à la surface terrestre se compose de trois parties : le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi. Le rayonnement global est exprimé par :

$$G = G_d + G_{diff} + G_r \qquad (1.1)$$

Dans les conditions standards de test (STC), l'irradiation solaire est fixée à :

$G = 1000\ \mathrm{W/m^2}$

L'augmentation du rayonnement solaire entraîne une augmentation du courant et de la puissance générée par le panneau photovoltaïque, ce qui améliore les performances du système [1].

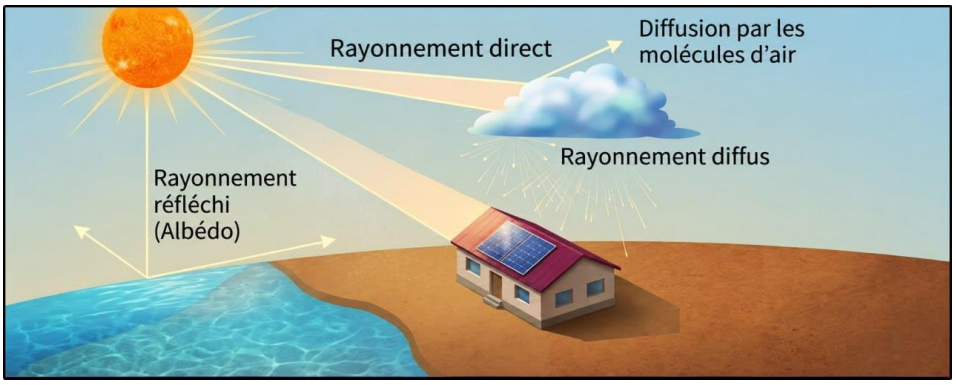


Figure 1.1 : Rayonnement solaire

1.3 Cellule photovoltaïque :

Une cellule photovoltaïque est un dispositif électronique semi-conducteur, généralement à base de silicium, qui permet de convertir l'énergie lumineuse des photons du rayonnement solaire en électricité par le phénomène d'effet photovoltaïque. Elle délivre une tension de l'ordre de 0,5 V à 0,6 V.

1.3.1 Principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques :

Le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques repose sur l'effet photovoltaïque, qui permet de convertir directement l'énergie lumineuse des photons (provenant du rayonnement solaire) en énergie électrique sous forme de courant continu. Cette conversion a lieu dans un matériau semi-conducteur, généralement le silicium, structuré en une jonction PN [2].

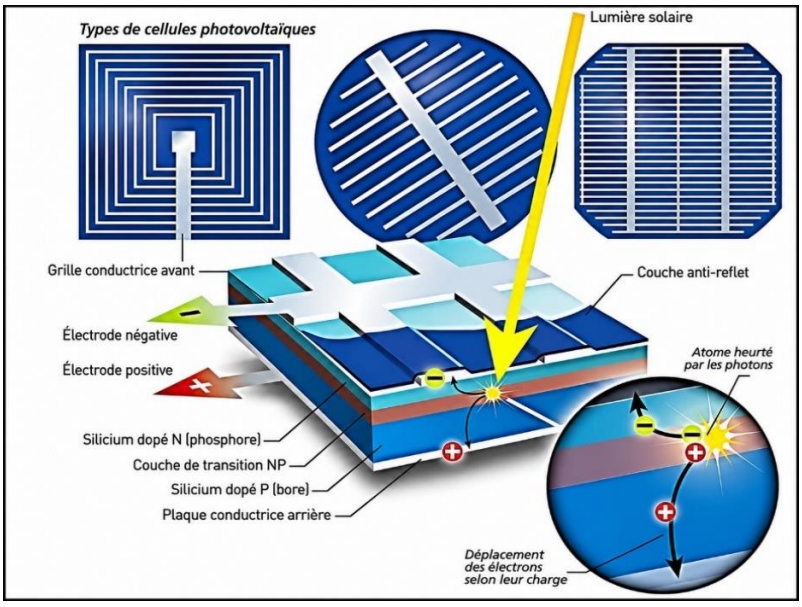


Figure 1.2 : Composition d'une cellule photovoltaïque

1.3.1.1 Étapes de la conversion :

- **Absorption des photons :** lorsque la lumière frappe la cellule, un photon d'énergie suffisante (supérieure à la bande interdite du semi-conducteur) est absorbé, ce qui crée une paire électron–trou dans le matériau [3].
- **Séparation des charges :** le champ électrique interne de la jonction PN, situé dans la zone de charge d'espace, sépare les électrons et les trous et les force à se déplacer vers des faces opposées de la cellule (électrons vers la zone n, trous vers la zone P) [4].
- **Génération de courant :** cette séparation des charges crée une différence de potentiel (tension) entre les deux faces de la cellule ; si un circuit extérieur est connecté entre les électrodes, un courant continu circule dans le circuit [5].

1.4 Jonction PN:

La jonction PN (dopage P d'un côté, N de l'autre) est essentielle car elle crée et maintient le champ électrique interne qui empêche la recombinaison rapide des électrons et des trous. Sans ce champ, l'énergie apportée par les photons serait majoritairement dissipée sous forme de chaleur au lieu d'être convertie en électricité utile [6].

1.5 Modélisation d'une cellule PV :

Le modèle élémentaire de la cellule photovoltaïque à jonction PN idéale se compose d'une source de courant idéale couplée à une diode réelle en parallèle. La diode, qui symbolise la jonction PN, a une tension déterminée par sa polarisation (Figure 1.3) [7][8][9].

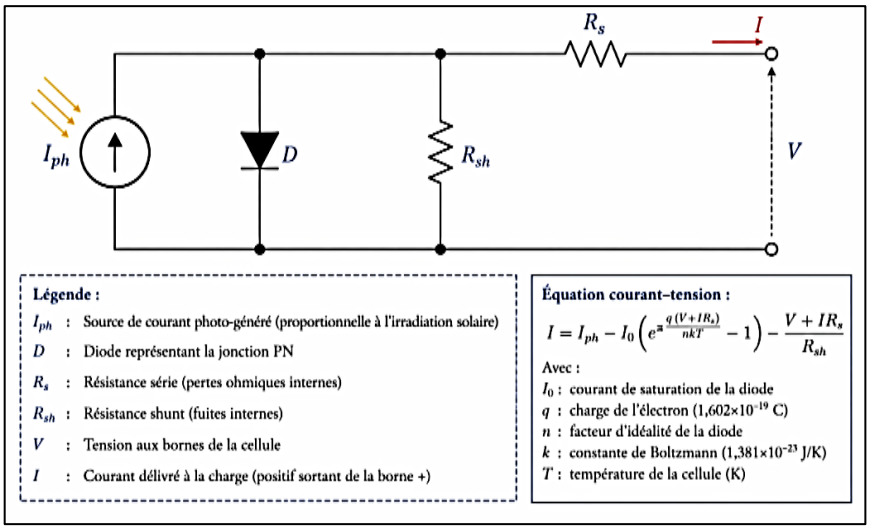


Figure 1.3: Schéma équivalent le plus simple de la cellule photovoltaïque à jonction PN.

L'équation mathématique (Modèle à une diode) :

$$I = I_{ph} - I_0\left[\exp\left(\frac{V+R_sI}{nV_t}\right) - 1\right] - \frac{V+R_sI}{R_{sh}} \qquad (1.2)$$

Où :

- I $[A]$: courant de sortie de la cellule photovoltaïque.
- Iph $[A]$: photo-courant.
- I_0 $[A]$: courant de saturation inverse de la diode.
- V [V]: tension de sortie.
- R_s [Ω] : résistance série.
- R_{sh} [Ω]: résistance parallèle (shunt).
- n : facteur d'idéalité de la diode.
- V_t[V]: tension thermique.

1.6 Caractéristiques courant-tension I-V et puissance –tension P-V :

Il existe de nombreux paramètres qui permettent de caractériser une cellule solaire. Ces derniers sont appelés paramètres photovoltaïques et sont déduits de la caractéristique $I(V)$. La figure (1.4) représente les caractéristiques courant-tension $I(V)$ typiques d'une cellule photovoltaïque à jonction PN, dans l'obscurité et sous éclairement. Le tracé de cette courbe permet d'accéder à de nombreux paramètres physiques caractéristiques du composant. Les principaux paramètres extraits de la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque

sont le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension en circuit ouvert (V_{co}) et la puissance maximale P_{max}.

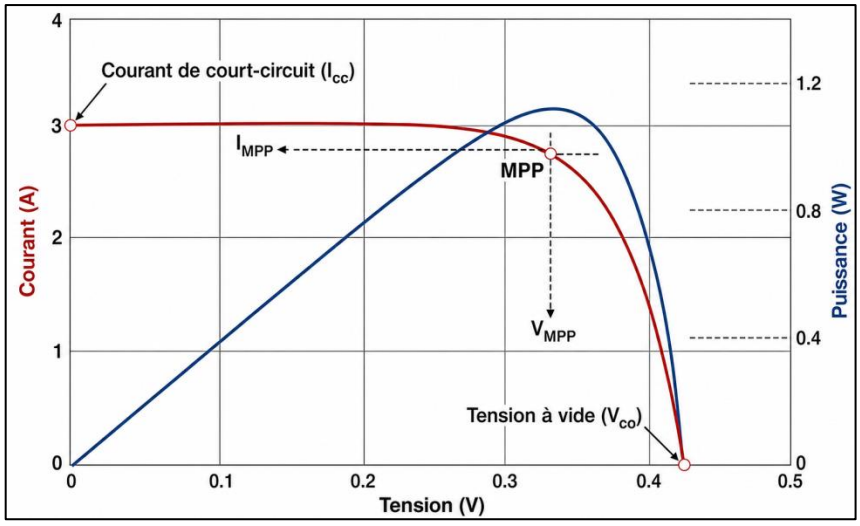


Figure 1.4 : Caractéristiques courant–tension (I–V) et puissance–tension (P–V) d'une cellule photovoltaïque

La caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque peut être interprétée selon trois intervalles distinctes :

• **Intervalle I :** la cellule solaire se comporte comme une source de courant. Par conséquent, le courant est constant et la tension est variable.

• **Intervalle II :** Cette zone correspond au fonctionnement optimal du système. C'est dans cette région que se situe le point de puissance maximale.

• **Intervalle III** : la cellule solaire est considérée comme la source de la tension, car la tension est constante et le courant est variable.

1.6.1 Analyse de la relation $I(V)$:

- À circuit ouvert, on obtient la tension maximale V_{co} : C'est la tension V_{co} pour laquelle, le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul $I = 0$.

- En court-circuit, on obtient le courant maximal I_{cc} : C'est le courant pour lequel la tension aux bornes du générateur photovoltaïque est nul $V = 0$.

- Point de puissance maximale (MPP) : C'est le point de la courbe où le produit $P = V \cdot I$ est à son maximum [10].

$$P_{max} = I_{mpp} \times V_{mpp} \qquad (1.3)$$

1.7 Influence des Variations de l'irradiation et de la température sur un module photovoltaïque :

Les caractéristiques des cellules PV (ou des générateurs PV) dépendent directement de l'éclairement et de la température.

1.7.1 Influence de l'irradiation solaire :

L'irradiation (exprimée en W/m^2) représente la puissance lumineuse reçue par unité de surface. Elle influence de manière quasi linéaire le courant produit par la cellule. La figure 1.5 représente les caractéristiques courant-tension (I-V) d'un module photovoltaïque pour différents niveaux d'éclairements à une température constante donnée de 25°C, et montre que

- Le courant de court-circuit I_{cc} varie proportionnellement à l'éclairement [11].
- La tension en circuit ouvert V_{co} change peu en fonction de l'éclairage. Elle peut être considérée comme constante pour une installation donnée [12].

Conséquence sur la puissance : La puissance maximale P_{max} étant le produit de la tension et du courant $P = V \times I$, elle est intrinsèquement liée au flux solaire incident, faisant de l'éclairement le principal facteur de performance du générateur [13].

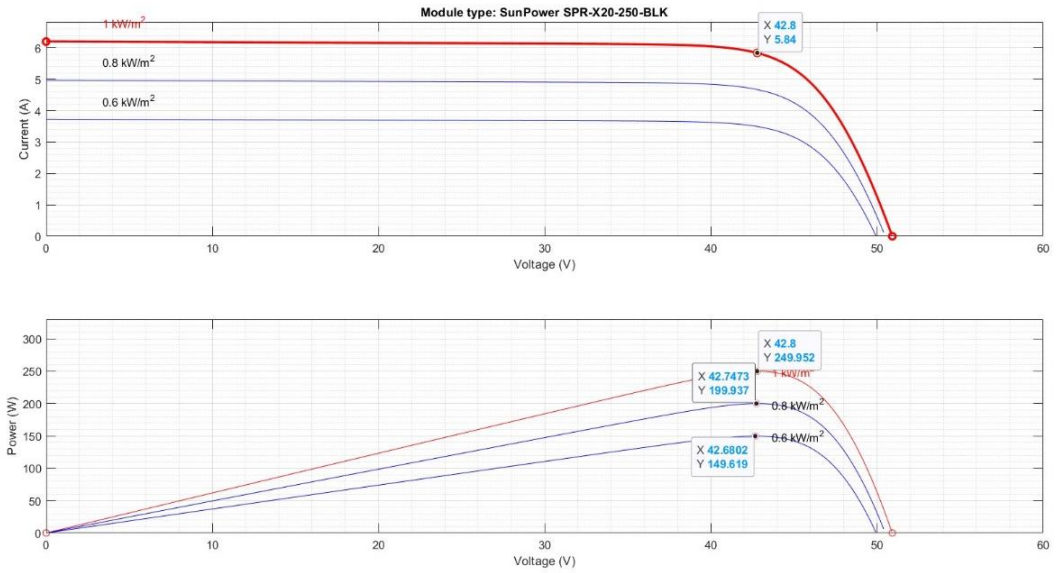


Figure 1.5: Influence de l'irradiance sur les caractéristiques I–V et P–V d'un module photovoltaïque

1.7.2 Influence de la température

La température des cellules (exprimée en °C) est un facteur critique qui dégrade les performances du module. La figure 1.6 représente les caractéristiques courant-tension (I-V) pour différents niveaux de température à un éclairement constant, et montre que : [14]

- Le courant de court-circuit ($\boldsymbol{I_{cc}}$) augmente très légèrement avec la température. Cette variation est toutefois négligeable par rapport aux autres paramètres [15].
- La tension en circuit ouvert ($\boldsymbol{V_{co}}$) diminue de manière significative lorsque la température augmente. C'est le paramètre le plus sensible à l'échauffement de la cellule [16].

Conséquence sur la puissance : La puissance maximale (P_{max}) chute fortement avec l'élévation de la température. Cette dégradation est principalement due à la chute de la tension, faisant de la chaleur un facteur limitant pour le rendement global du système photovoltaïque [17].

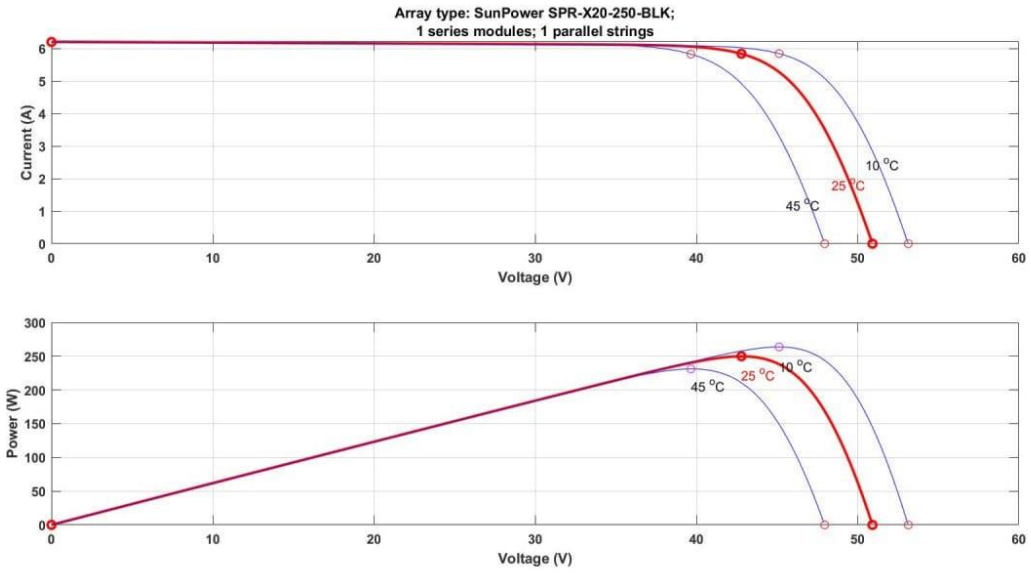


Figure 1.6 : Influence de la température sur les caractéristiques I–V et P–V d'un module photovoltaïque

1.8 Le champ photovoltaïque :

Un champ de panneaux photovoltaïques est également appelé champ solaire ou ferme solaire. Il s'agit d'une installation de plus grande ampleur que quelques panneaux solaires photovoltaïques installés sur un toit ou au sol [18]. Pour satisfaire les besoins en tension et en courant de l'installation, le champ photovoltaïque est généralement formé d'un ensemble de modules interconnectés en série et en parallèle.

Tout d'abord, les modules sont connectés en série et considérés comme étant une chaîne (string), puis les chaînes formées sont câblées en parallèle (Figure 1.7).

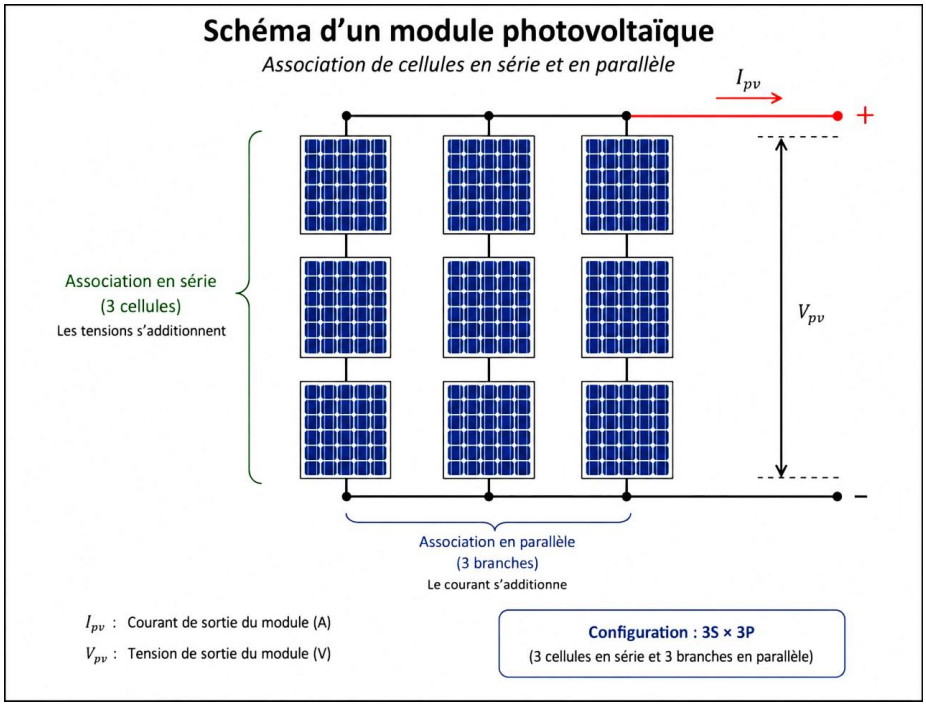


Figure 1.7: Association des modules en série et en parallèle.

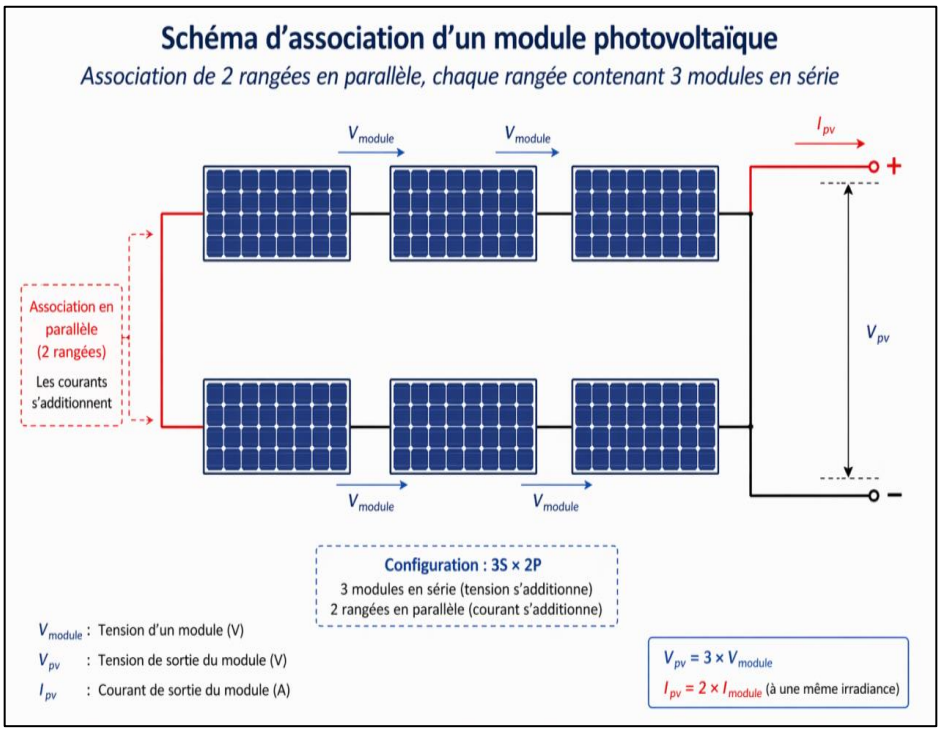


Figure 1.8 : schéma d'association d'un module photovoltaïque

En premier, les modules sont connectés en parallèle pour former des unités, puis les unités formées sont câblées en série (figure 1.8).

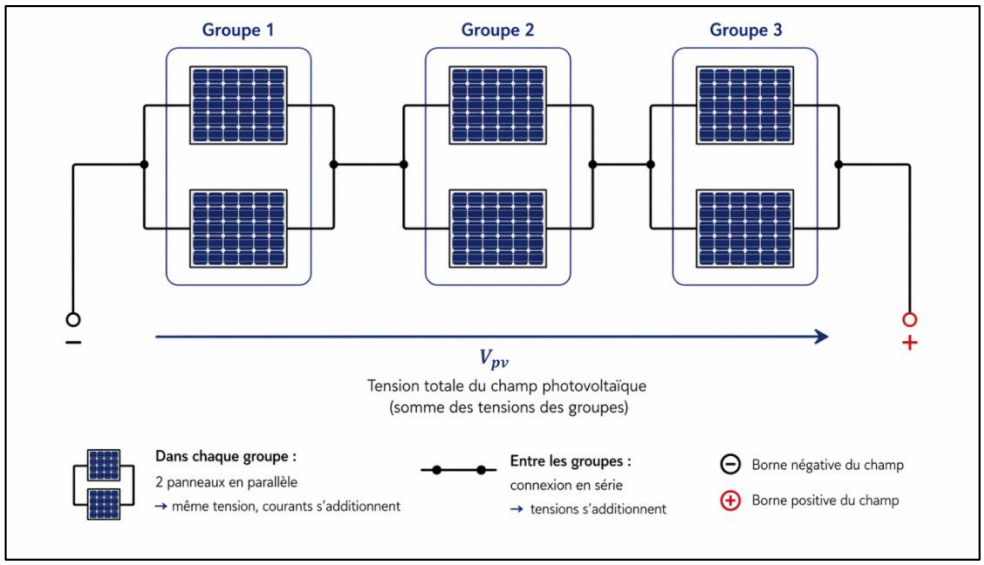


Figure 1.9 : mise en série de trois associations parallèles de deux panneaux

1.9 Différents types de systèmes photovoltaïques :

Un système photovoltaïque est constitué d'une chaîne d'éléments permettant la conversion et la gestion de l'énergie solaire. Il se compose principalement :

- Du générateur photovoltaïque (champ PV), qui assure la conversion de la ressource solaire en énergie électrique ;

- Du système de conditionnement de puissance, incluant des convertisseurs statiques (DC/DC ou DC/AC) et des dispositifs de régulation, dont le rôle est d'adapter l'énergie produite aux besoins de la charge ;

- D'une unité de stockage (optionnelle), généralement composée de batteries, pour pallier l'intermittence de la source solaire.

Une configuration détaillée de cet ensemble est illustrée par la **figure 1.10** [19].

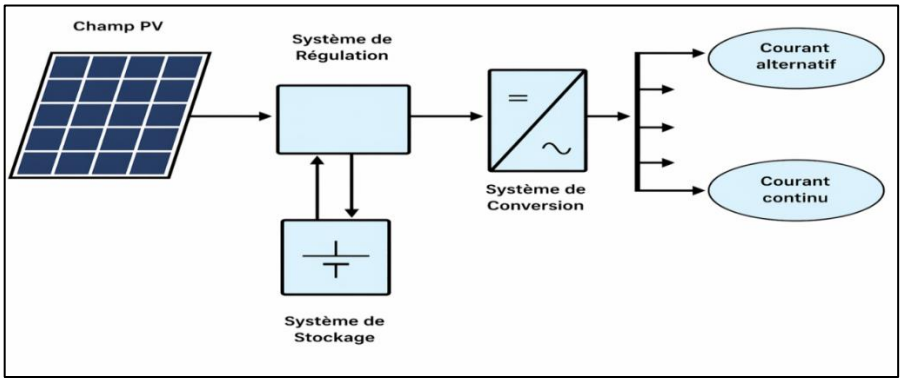


Figure 1.10: Schéma synoptique d'un système photovoltaïque

On distingue généralement trois types de systèmes PV :

- Système PV autonome ;
- Système PV raccordé au réseau ;
- Système hybride.

1.10 L'ombrage partiel :

L'ombrage partiel se produit lorsqu'une partie des cellules ou des modules composant le champ photovoltaïque est privée d'ensoleillement direct, que ce soit en raison du passage de nuages, de la présence d'obstacles architecturaux, de la végétation environnante, ou de l'accumulation de poussières sur la surface des panneaux. Ce phénomène engendre une réduction significative du courant photo-généré dans les cellules ombragées, lesquelles, étant associées en série avec les cellules éclairées, deviennent une source de dissipation thermique connue sous le nom d'effet point chaud (hot spot), susceptible de provoquer leur dégradation prématurée. Pour pallier cet inconvénient, des diodes de contournement (bypass diodes) sont intégrées en parallèle sur les groupes de cellules, permettant de dériver le courant autour des zones ombragées. Toutefois, leur présence modifie profondément la caractéristique puissance-tension P–V du générateur, qui présente alors plusieurs maximas locaux au lieu d'un unique point de puissance maximale, rendant son exploitation optimale nettement plus complexe [20].

La figure 1.11 représente la caractéristique photovoltaïque d'un générateur en présence d'ombrages partiels provoquant l'apparition de plusieurs maximums locaux.

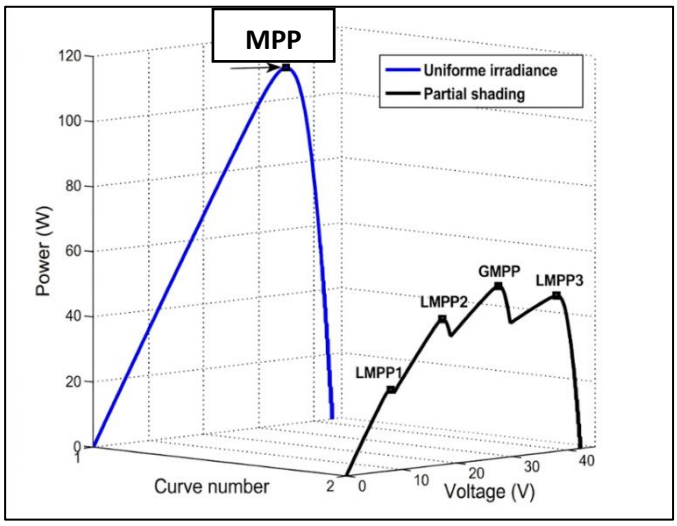


Figure 1.11 : Comparaison des courbes P–V d'un module photovoltaïque sous irradiance uniforme et ombrage partiel

1.11 Système de protection :

L'intégration de diodes spécifiques comme les diodes de dérivation (bypass) et les diodes anti-retour (figure 1.12) est cruciale pour assurer la protection électrique et prolonger la durée de vie des panneaux photovoltaïques, particulièrement dans des conditions d'ombrage partiel [21].

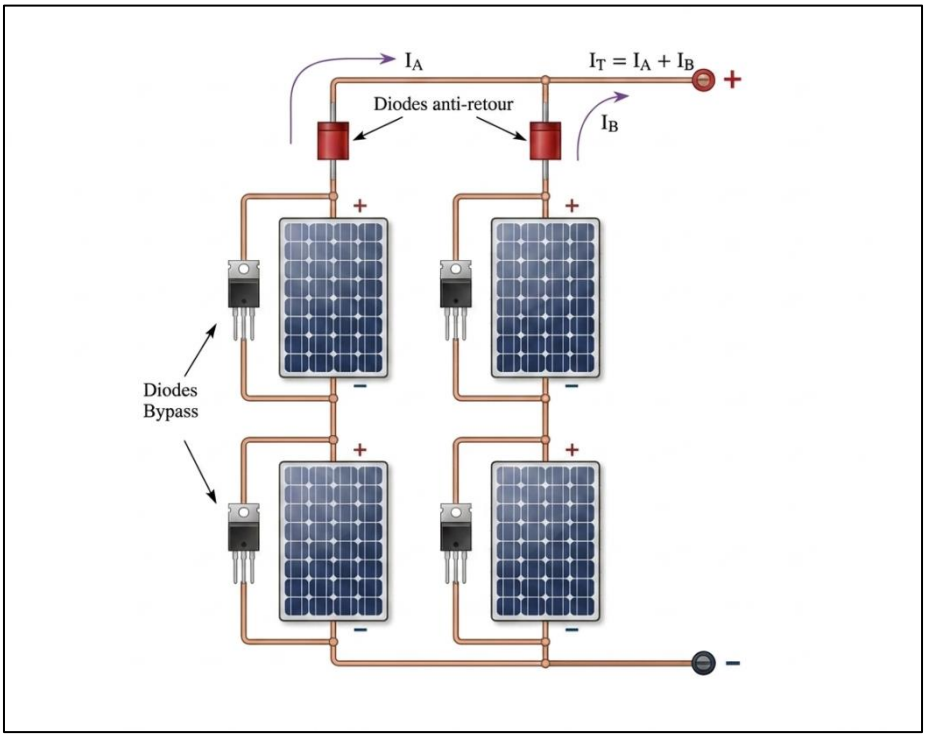


Figure 1.12: Protections classiques d'un générateur PV

1.11.1 Diode de dérivation (bypass) :

Les diodes de dérivation (bypass), montées en parallèle sur des groupes de cellules, préservent les panneaux solaires des points chauds causés par l'ombrage partiel. Lorsqu'une cellule est ombragée dans une chaîne série, le courant total est limité par cette dernière. Les diodes contournent alors les cellules ombragées, permettant au reste du panneau de maintenir un rendement élevé. [21] [22].

Diode anti-retour (ou diode de blocage) est un composant électronique qui autorise le passage du courant électrique dans une seule direction tout en le bloquant dans l'autre. Elle agit comme un clapet unidirectionnel, servant principalement à protéger les circuits contre les courants inverses ou les inversions de polarité.

Fonctionnement et Utilité

Bloque le courant inverse : Elle empêche l'électricité de circuler dans le mauvais sens, ce qui est crucial pour éviter d'endommager les équipements sensibles.

Applications courantes :

Systèmes solaires : Dans les panneaux photovoltaïques, elle empêche la batterie de se décharger dans le panneau pendant la nuit.

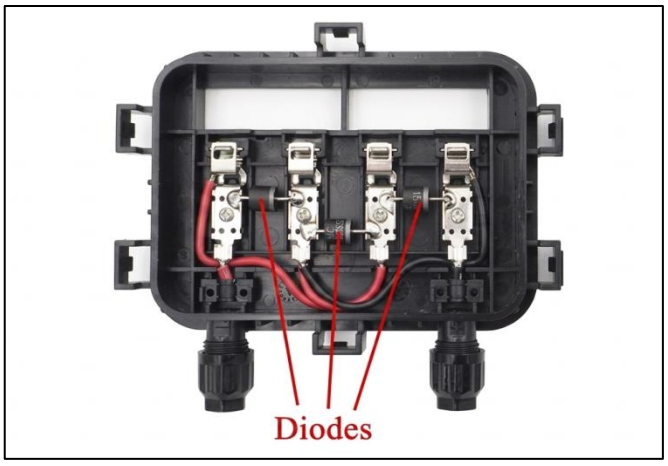


Figure 1.13 : Diode de dérivation (Bypass)

Habituellement, les diodes de dérivation sont placées dans la boîte jonction du panneau solaire (figure 1.13) ou incorporées directement au panneau. La configuration du panneau et la probabilité d'un ombrage partiel déterminent le nombre et le positionnement des diodes.

1.12 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque :

1.12.1 Avantages :

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages [23].

- D'abord, une haute fiabilité (elle ne comporte pas de pièces mobiles) qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.

- Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au mégawatt.

- Leurs coûts de fonctionnement sont très faibles vu les entretiens réduits et ils ne

nécessitent ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.

- Enfin, la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

1.12.2 Inconvénients :

Le système photovoltaïque présente toutefois des inconvénients [23] [24].

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

- Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28 %).

- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.

- Enfin, lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru. La fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulation associés soient judicieusement choisis.

1.13 Le gisement solaire

L'Algérie se positionne comme l'un des pays disposant du gisement solaire le plus important à l'échelle du bassin méditerranéen et mondiale. Ce potentiel exceptionnel se traduit par une énergie totale reçue estimée à 169 400 TWh/an, ce qui représente environ 5 000 fois la consommation électrique annuelle du pays. Sur le plan technique, cette ressource est caractérisée par une durée d'insolation dépassant les 2 000 heures par an sur la majeure partie du territoire, atteignant même 3 900 heures dans les régions des Hauts Plateaux et du Sahara. L'énergie quotidienne varie de 5,1 kWh/m² au Nord à 6,6 kWh/m² dans le Grand Sud, avec une radiation directe (DNI) oscillant entre 5,5 et 7,5 kWh/j. Fort de ces atouts géophysiques documentés par le CDER, le pays a amorcé une accélération de sa transition énergétique : la capacité installée, d'environ 437 MW fin 2023, vise désormais un objectif ambitieux de 4 GW dès le début de l'année 2025, porté notamment par les programmes d'appels d'offres massifs de Sonelgaz totalisant 3 GW. [25]

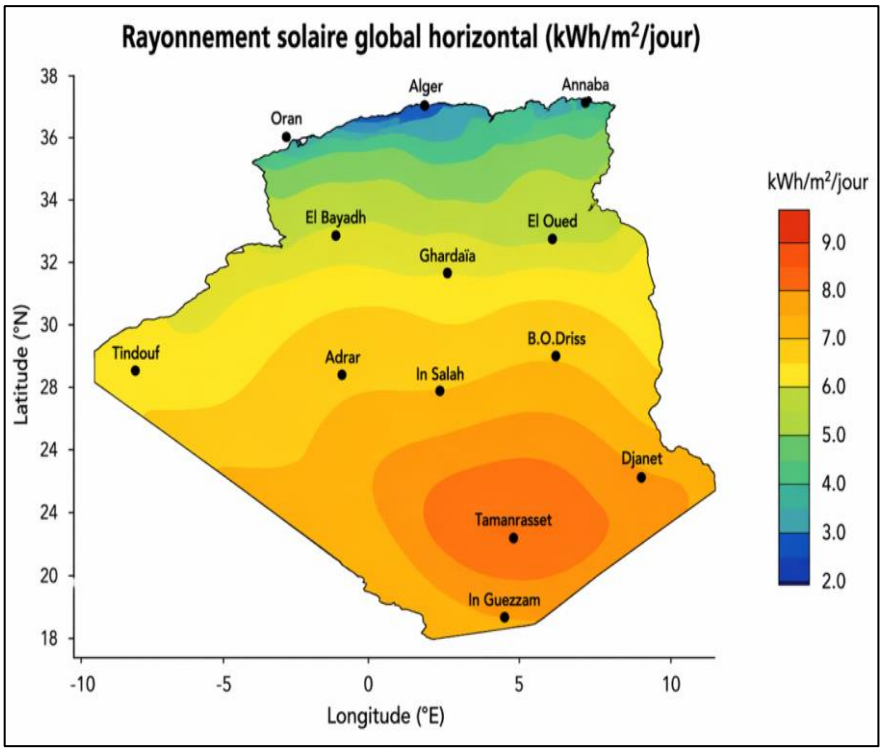


Figure 1.14 : potentiel solaire en Algérie

1.14 Conclusion :

En conclusion, l'énergie photovoltaïque représente une solution propre, abondante et inépuisable, avec des perspectives de développement en forte croissance à l'échelle mondiale et nationale. Ce chapitre nous a permis de comprendre la structure de la cellule photovoltaïque, son principe de fonctionnement, ainsi que l'importance du gisement solaire exceptionnel en Algérie. Cependant, la production de cette énergie reste fortement dépendante des conditions climatiques et des problèmes d'ombrage.

La caractéristique électrique non linéaire des modules photovoltaïques varie constamment en fonction de l'irradiation et de la température. Par conséquent, pour maximiser le rendement de la chaîne de conversion, l'intégration d'un étage d'adaptation dynamique est indispensable. Cet étage repose sur une commande spécifique appelée MPPT. C'est l'objectif du chapitre 2.

CHAPITRE 2 :

Etude des algorithmes de commande

MPPT PSO & PO

2.1 Introduction :

Un générateur photovoltaïque présente une caractéristique courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) fortement non linéaire. Pour des conditions climatiques données (éclairement E et température T), il existe un point unique où le panneau délivre sa puissance maximale, appelé **PPM** (ou *MPP - Maximum Power Point*).

Si le panneau est directement connecté à une charge fixe, le point de fonctionnement se situe à l'intersection de la caractéristique du panneau et de celle de la charge. Ce point coïncide rarement avec le MPP, entraînant des pertes énergétiques considérables. Pour surmonter ce problème, un convertisseur DC/DC (souvent un Boost) est inséré entre le panneau et la charge. L'algorithme MPPT va alors ajuster continuellement le rapport cyclique D du convertisseur pour forcer le système à opérer au point de puissance maximale, indépendamment des variations climatiques ou de la charge.

Par ailleurs, les techniques de suivi, telles que la méthode par Perturbation et Observation "Perturb and Observe" (P&O) et celle de l'Optimisation par Essaim de Particules "Particle Swarm Optimization" (PSO), jouent un rôle clé dans l'amélioration du rendement global. L'objectif de ce chapitre est ainsi d'établir les fondements théoriques et les modèles mathématiques indispensables au développement de ces stratégies d'optimisation.

2.2 La commande MPPT :

La commande Maximum Power Point Tracking (MPPT) est une commande essentielle qui assure le fonctionnement du module photovoltaïque en son point de fonctionnement optimal, quelles que soient la charge et les conditions atmosphériques (la température et l'irradiation). Le principe de cette commande est basé sur la variation du point de fonctionnement en modifiant le rapport cyclique pour atteindre la valeur optimale. [26]

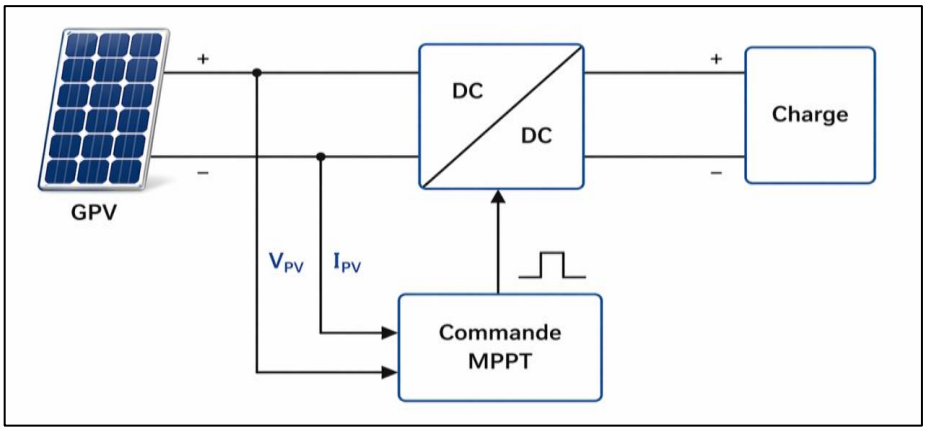


Figure 2.1 : Principe de la commande

2.3 L'étage d'adaptation : le convertisseur boost

Le convertisseur DC/DC (Boost) transforme la tension du module en une autre tension continue afin de fournir l'énergie nécessaire à la charge avec une flexibilité et une efficacité élevée. Parmi les trois grandes familles de convertisseurs (Buck, Buck-Boost et Boost), notre choix s'est porté sur le convertisseur Boost (hacheur élévateur). [27] [28]

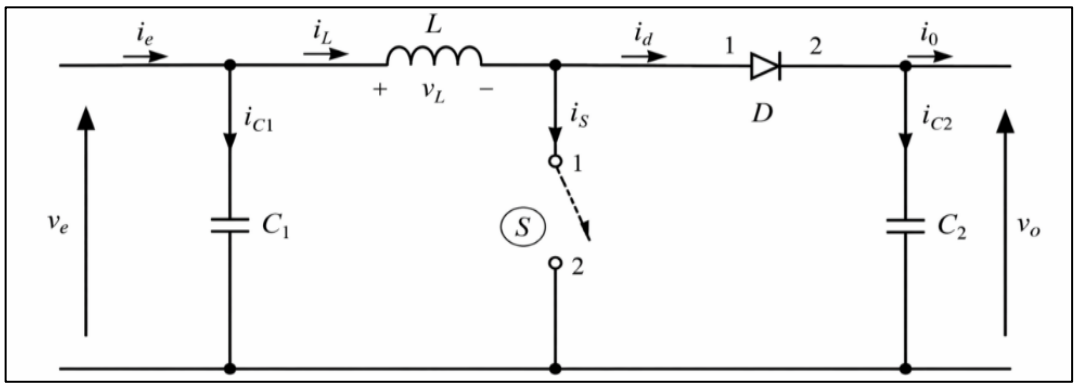


Figure 2.2 : Circuit électrique du convertisseur élévateur

2.3.1 Convertisseur boost :

Le convertisseur boost (en anglais : Boost-Converter) est un dispositif statique DC/DC capable d'augmenter une tension continue d'entrée V_e vers une tension de sortie V_s supérieure. Le fonctionnement se déroule en deux phases complémentaires (figure **2.2)**, répétées à haute fréquence :

• **Phase de stockage (S fermé) :** Le transistor est conducteur (fermé), le courant de la source circule dans l'inductance qui stocke de l'énergie magnétique. Durant cet intervalle, la charge est isolée de la source et est alimentée uniquement par le condensateur. [29]

• **Phase de transfert (S ouvert) :** L'interrupteur s'ouvre, la tension aux bornes de l'inductance s'inverse et s'ajoute à la tension d'entrée. Cette surtension force la diode à conduire, transférant ainsi l'énergie stockée vers le condensateur et la charge. [30]

Par sa structure, le convertisseur Boost assure une élévation de tension telle que la tension de sortie V_s est systématiquement supérieure (ou égale) à la tension d'entrée V_e, ce qui justifie son appellation d'hacheur élévateur.[31]

- **Relation entre tension et rapport cyclique D**

En régime de conduction continue idéal, la relation entre la tension d'entrée V_e et la tension de sortie V_s est définie par le rapport cyclique D:

$$V_s = \frac{V_e}{1-D} \qquad (2.1)$$

Où D représente la fraction de la période de découpage T_s pendant laquelle le transistor est fermé $D = \frac{t_{on}}{T_s}$

Exemple d'application :

Pour un rapport cyclique D = 0.6 :

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{1-D} \rightarrow V_s = \frac{V_e}{1-0,6} = \frac{V_e}{0,4} = 2,5 \cdot V_e \qquad (2.2)$$

Ceci illustre clairement la fonction de multiplication de tension du convertisseur Boost : la tension de sortie est, dans ce cas, 2,5 fois supérieure à la tension d'entrée. [32]

2.4 Les techniques de recherche du point de puissance maximale :

Les techniques de recherche du point de puissance maximale (MPPT) optimisent l'extraction de la puissance d'un générateur photovoltaïque (GPV) en adaptant dynamiquement le point de fonctionnement aux variations d'irradiation et de température. De nombreuses techniques de commande MPPT ont été développées dans la littérature, allant des méthodes conventionnelles simples telles que la Perturbation et Observation (P&O) et l'Incrémentation de la Conductance (INC), aux algorithmes intelligents plus complexes comme la Logique Floue (Fuzzy Logic), les Réseaux de Neurones Artificiels (ANN) ou l'Optimisation par Essaim de Particules (PSO). Dans le cadre de ce travail, la suite de notre développement se concentrera

exclusivement sur les méthodes P&O et PSO, qui constituent le cœur et l'objectif principal de notre étude.

2.4.1 Algorithme de Perturbation et Observation (P&O) :

La méthode P&O consiste à perturber périodiquement la tension en modifiant le rapport cyclique (D) et à observer la variation de la puissance qui en résulte.

- Si la puissance augmente ($\Delta P > 0$), la perturbation est maintenue dans la même direction.

- Si la puissance diminue ($\Delta P < 0$), la direction de la perturbation est inversée.

Cette méthode est simple et peu coûteuse, mais oscille autour du MPP et perd en efficacité sous variations rapides. [33]

- Le phénomène de pompage, c'est le comportement oscillatoire permanent du P&O classique autour du point de puissance maximale (MPP). C'est simple : l'algorithme P&O ne peut jamais s'arrêter au MPP — il oscille en permanence autour de lui, consommant inutilement de l'énergie à chaque cycle.

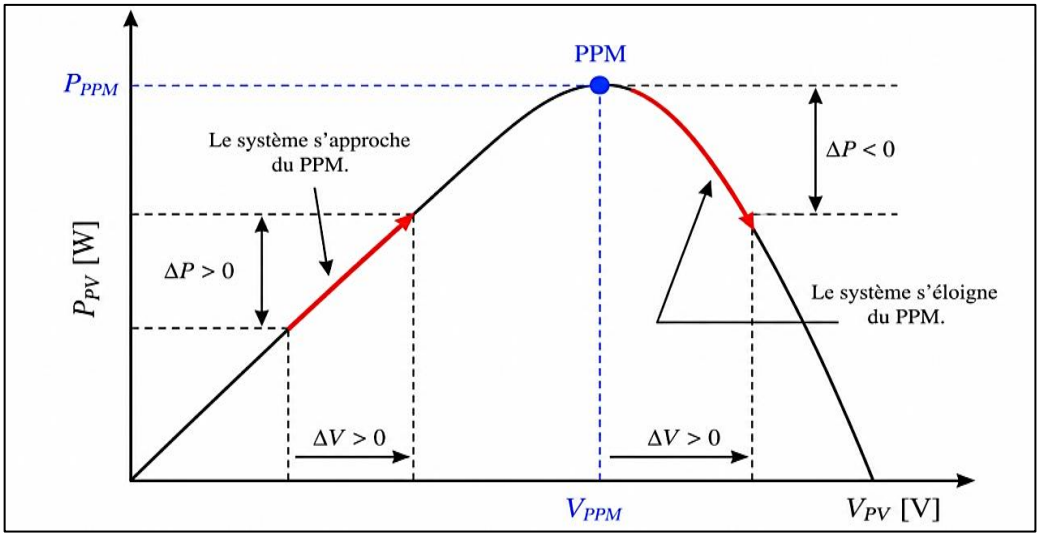


Figure 2.3 : Courbe caractéristique de puissance du générateur photovoltaïque.

Le principe de l'algorithme P&O repose sur une analyse dynamique de la courbe de puissance du générateur photovoltaïque. Comme l'illustre la figure (2.3), le système ajuste périodiquement la tension :

• Une augmentation de la tension ($\Delta V > 0$) qui entraîne une hausse de la puissance ($\Delta P > 0$) indique que le système se rapproche du PPM depuis la gauche ; la perturbation est alors maintenue dans le même sens.

• À l'inverse, si la puissance diminue ($\Delta P < 0$), cela signifie que le point de fonctionnement a dépassé le sommet ou s'en éloigne, imposant une inversion de la perturbation.

Le processus est répété périodiquement jusqu'à ce que le PPM soit atteint. Le système oscille alors autour du PPM. L'oscillation peut être minimisée en réduisant la taille du pas de perturbation. Cependant, un pas de perturbation de taille plus petite ralentit le MPPT. L'organigramme de l'algorithme P&O conventionnel est présenté dans la Figure 2.4.

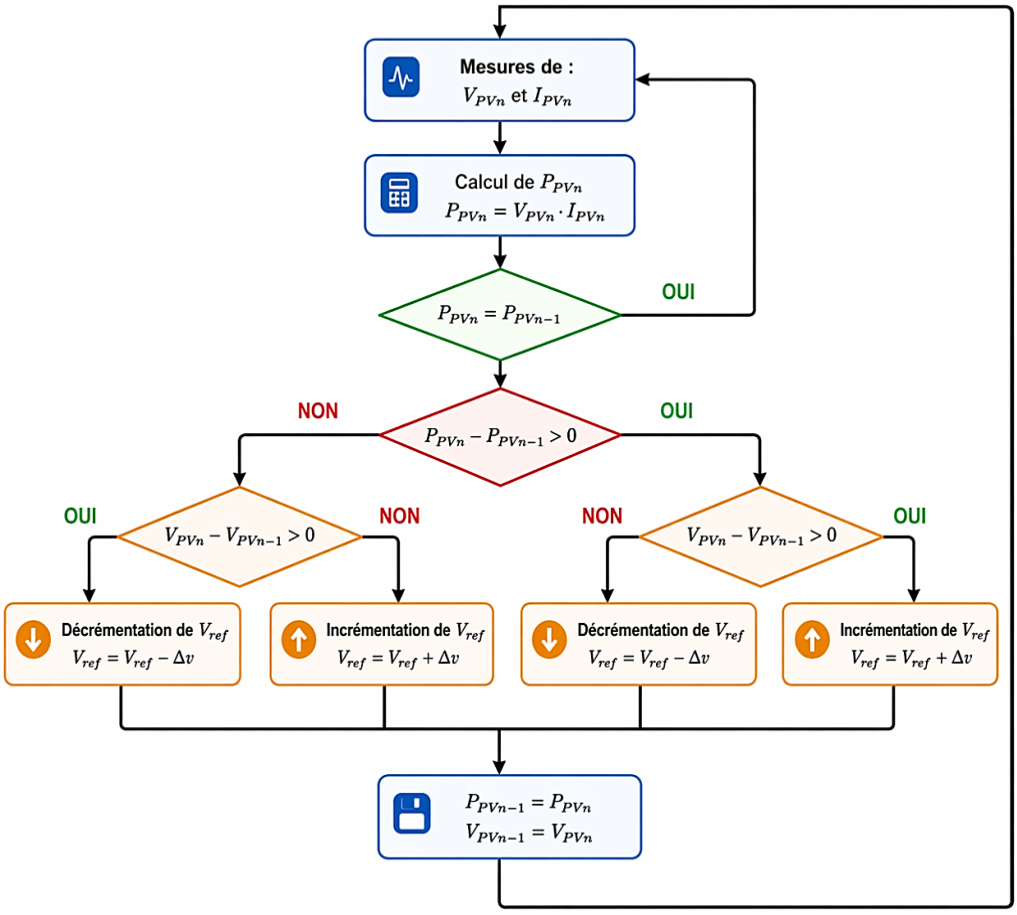


Figure 2.4 : Organigramme de la méthode P&O

Sous conditions dynamiques : en cas d'augmentation rapide du rayonnement solaire, la courbe de puissance se déplace de P1 vers le haut à P2 (figure 2.5). L'algorithme P&O interprète ce changement comme l'effet de sa propre perturbation et continue à modifier la tension dans la même direction. Cela induit une divergence de l'algorithme par rapport au PPM réel. L'acquisition des tensions et du courant du générateur photovoltaïque G_{pv} nécessite typiquement

deux capteurs dédiés, à partir desquels la puissance électrique $P = V \times I$ est déterminée pour les algorithmes MPPT comme P&O.

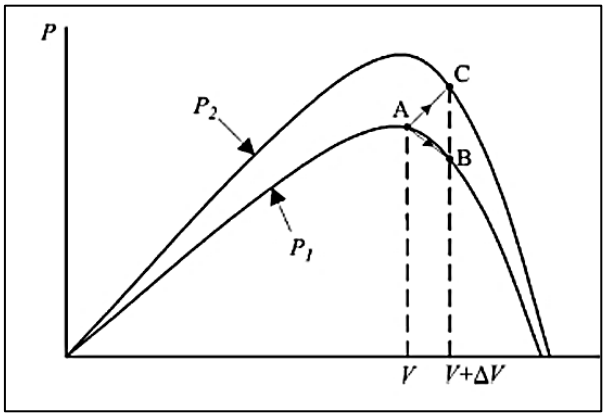


Figure 2.5 : Divergence de la méthode P&O

2.4.2 Algorithme d'Optimisation par Essaim de Particules (PSO) :

L'algorithme d'optimisation de groupe de particules, ou PSO (Particle Swarm Optimization), est une méta-heuristique d'optimisation inspirée du comportement collectif des essaims d'oiseaux ou de poissons, développée en 1995 par Kennedy et Eberhart. Chaque solution potentielle est représentée par une particule (correspondant à une valeur du rapport cyclique) qui se déplace dans l'espace de recherche pour localiser l'optimum global (souvent le minimum ou le maximum d'une fonction objectif). [34]

Chaque particule i est caractérisée par deux paramètres fondamentaux : sa position x_i et sa vitesse v_i. Ces paramètres sont ajustés à chaque itération en se basant sur trois facteurs principaux : [35]

- La vitesse et la position actuelles.
- La meilleure position individuelle trouvée par la particule : $P_{best,i}$ (composante cognitive).
- Et la meilleure solution collective identifiée par l'ensemble de l'essaim G_{best} (composante sociale).

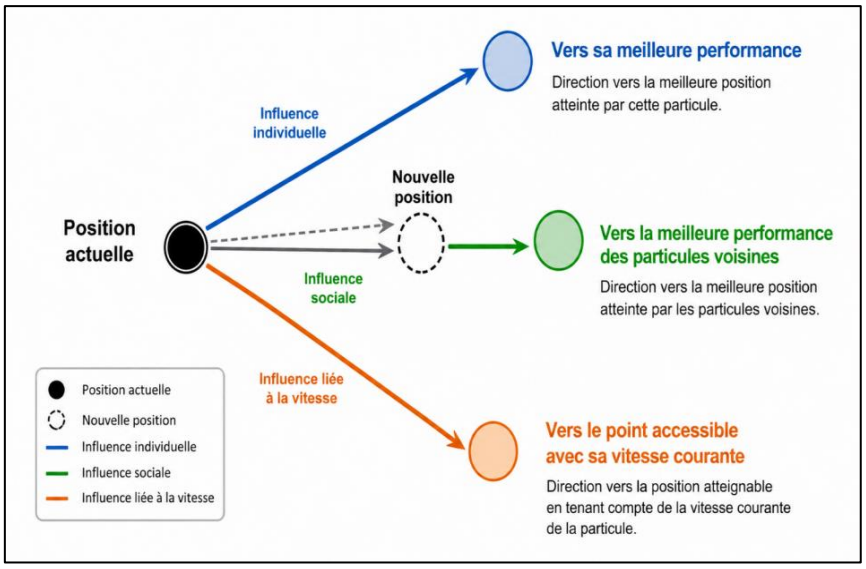


Figure 2.6 : Stratégie de déplacement d'une particule

2.5 Principe général de l'algorithme PSO

L'algorithme d'optimisation PSO repose sur une stratégie de déplacement intelligent où chaque individu ajuste sa trajectoire en fonction de trois vecteurs d'influence complémentaires. Cette dynamique permet à l'essaim de jongler entre une **exploration** globale de l'espace de recherche et une **exploitation** locale des zones prometteuses, garantissant une convergence graduelle vers la solution optimale. Le mécanisme opérationnel suit trois étapes fondamentales :

1. Initialement : L'algorithme génère un essaim de particules avec des positions et des vitesses réparties de manière aléatoire (ou prédéfinie) dans l'espace de recherche. [36]

2. Ensuite : Chaque particule mémorise sa meilleure performance individuelle (P_{best}), tandis que l'essaim identifie et partage la meilleure position globale (G_{best}) atteinte par l'ensemble des individus.[37]

3. En fin : À chaque itération, les particules ajustent leur vitesse pour se rapprocher de ces deux pôles d'attraction, affinant ainsi la recherche jusqu'à la stabilisation sur le point de puissance maximale. [38]

2.6 Modèle mathématique et procédure de l'algorithme PSO

Le principe fondamental de l'algorithme repose sur un modèle mathématique décrivant la trajectoire d'évolution de chaque particule au sein de l'espace de recherche. Cette section expose les équations de base du PSO ainsi que les étapes nécessaires à son exécution.

2.6.1 Les équations de mouvement

À chaque itération k, la vitesse et la position de chaque particule sont mises à jour selon les équations suivantes :

$$v_i^{k+1} = w \cdot v_i^k + c_1 \cdot r_1 \cdot \left(P_{best,i} - x_i^k\right) + c_2 \cdot r_2 \cdot \left(G_{best} - x_i^k\right) \qquad (2.3)$$

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \qquad (2.4)$$

Où :

ω : le poids d`inertie.

c_1 , c_2 : les coefficients d`accélération.

r_1 , r_2 : des nombres positifs aléatoires compris entre 0 et 1.

$P_{best,i}$: La meilleure position personnelle de la particule i

x_i^k: position actuelle de la particule ii à l'itération k

G_{best} : La meilleure position des particules dans l`ensemble population.

2.6.2 Mise en œuvre du PSO pour le contrôle MPPT

L'intégration de l'algorithme PSO dans la chaîne de conversion nécessite une interaction directe entre le bloc de commande et le convertisseur de puissance. La structure globale du système est illustrée par la figure suivante :

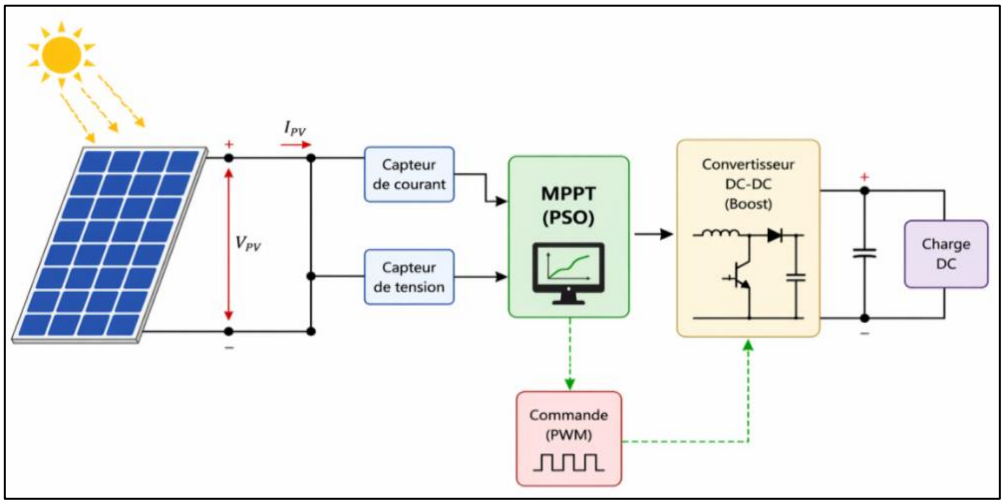


Figure 2.7 : Architecture globale du système PV avec commande MPPT basée sur le PSO.

Cette architecture met en évidence la boucle de régulation où :

1. Les capteurs mesurent la tension (V_{pv}) et le courant (I_{pv}) en sortie du générateur.

2. L'algorithme PSO traite ces données pour calculer la puissance et mettre à jour la position des particules (rapports cycliques).

3. Le signal PWM résultant pilote l'interrupteur du convertisseur Boost pour forcer le panneau à travailler à son maximum de puissance.

2.6.3 Procédure d'exécution du PSO pour le contrôle MPPT

L'implémentation de l'algorithme suit les étapes méthodologiques suivantes :

1. Sélection des paramètres : Choix de la taille de la population (N), du facteur d'inertie (ω) et des constantes d'accélération.

2. Initialisation : Les particules sont réparties dans l'espace de recherche. Pour une application MPPT, on utilise souvent des points fixes répartis sur la plage [v_{min}, v_{max}] pour garantir un balayage rapide de la courbe P-V.

3. Évaluation et mise à jour des optima : Pour chaque rapport cyclique D_i, la puissance $P(D_i)$ est calculée ($P = V \cdot I$).

- Si $P(D_i) > P_{best,i}$, alors la meilleure position individuelle est mise à jour.

- L'algorithme compare ensuite tous les $P_{best,i}$ pour identifier la meilleure puissance globale G_{best} et le rapport cyclique correspondant D_{best}.

4. Actualisation des particules : La vitesse et la position sont recalculées selon les équations de mouvement pour préparer l'itération suivante.

2.6.4 Critères d'arrêt

L'algorithme PSO s'arrête dès qu'une des conditions suivantes est remplie :

- Le nombre maximal d'itérations est atteint.

- La solution globale G_{best} est stabilisée (convergence) sous un seuil de tolérance défini.

- La variation de la fonction objectif (ou fitness) devient inférieure à un seuil de tolérance défini.

- Le temps de calcul maximal est écoulé.

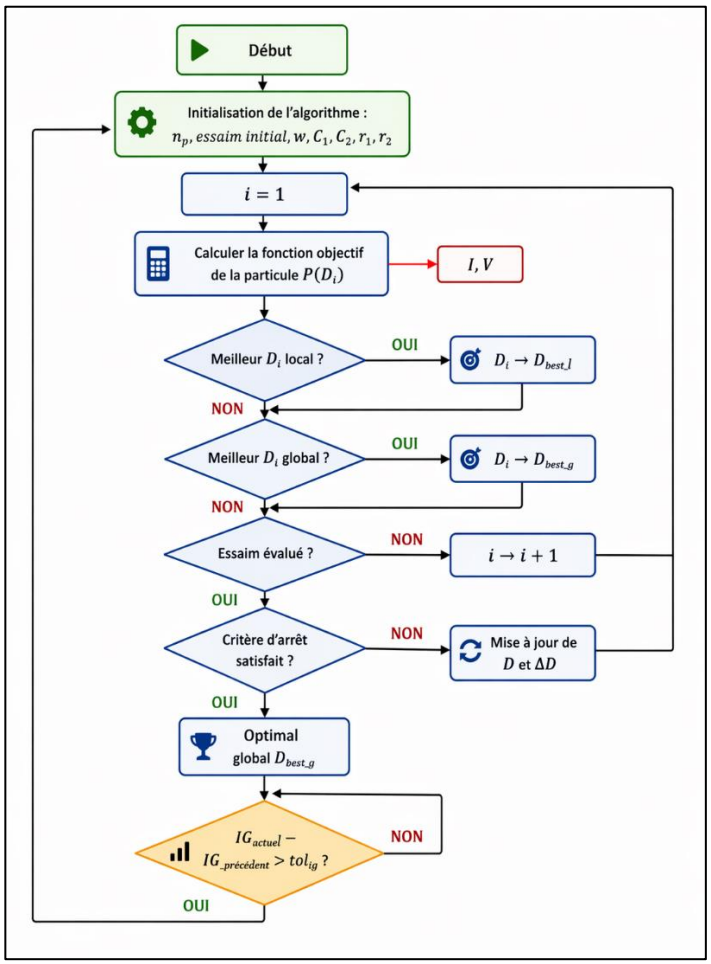


Figure 2.8 : L'organigramme de l'algorithme MPPT PSO.

2.6.5 Description de l'organigramme PSO :

L'organigramme de l'algorithme PSO illustre les étapes suivantes :

1. Initialisation des particules.
2. Calcul de la fonction objectif.
3. Mise à jour des meilleures positions (P_{best} et G_{best}).
4. Mise à jour de la vitesse et de la position.
5. Vérification du critère d'arrêt.
6. Répétition jusqu'à convergence.

2.7 État de l'art sur l'application du PSO au photovoltaïque

L'application de l'algorithme PSO pour la poursuite du point de puissance maximale (MPPT) a fait l'objet de plusieurs travaux de recherche significatifs, notamment :

- Application de la Technique PSO pour la Poursuite du PPM d'un Système PV (CDER) : Implémente PSO sur convertisseur DC-DC pour optimiser MPPT ; modélisation complète du générateur PV. [38]

- Suivi MPPT-PSO d'un PV en Ombrage Partiel : Utilise PSO méta-heuristique pour détecter MPP global sous ombrage ; entrée/sortie via rapport cyclique DC-DC. [38]

- Intégration Numérique basée sur l'Intelligence en Essaim (PSO) (Univ. Biskra) : Applique PSO à l'optimisation numérique, adaptable à MPPT ; variantes et modélisation mathématique. [39].

2.8 Critères d'évaluation d'une commande MPPT :

La qualité de la commande MPPT peut être définie comme la position du point de fonctionnement du système par rapport au Point de Puissance Maximum (PPM). La puissance réelle fournie par le G_{pv} dépend des commandes utilisées au niveau du convertisseur (MPPT, contrôle de tension, connexion directe, etc.). Pour quantifier la précision et l'efficacité de la commande du convertisseur de puissance, on utilise le rendement statique (Efficacité MPPT, noté η MPPT) qui permet de mesurer l'efficacité de la commande du convertisseur de puissance. Ce paramètre détermine le pourcentage de puissance effectivement récupérée par rapport à la puissance maximale que le module PV peut théoriquement produire dans les mêmes conditions climatiques [40] :

$$\eta \text{ MPPT } = \frac{P_{eff}}{P_{max}} \times 100\ \% \qquad (2.5)$$

Où :

η MPPT : Le rendement du point de fonctionnement.

P_{eff} : La puissance effectivement délivrée par le G_{pv} .

P_{max} : Le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie d'un panneau PV.

2.8.1 Critères de performance complémentaire

L'évaluation d'une commande MPPT ne se limite pas au seul paramètre du rendement statique. D'autres critères fondamentaux sont indispensables pour juger de la qualité globale de l'algorithme [41] :

• **Simplicité et coût de calcul :** La commande doit présenter une structure logique simple et peu énergivore en termes de ressources microcontrôleur. Son coût de mise en œuvre matérielle doit être faible pour garantir la rentabilité économique globale du système. [42]

• **Réponse dynamique :** L'algorithme doit posséder une vitesse de réaction élevée afin de piloter l'étage d'adaptation lors des variations brusques d'ensoleillement ou de température. Suite à une perturbation climatique, un nouveau PPM doit être intercepté le plus rapidement possible pour limiter les pertes transitoires. [43]

• **Robustesse et flexibilité :** La commande doit rester stable et précise quelles que soient les conditions environnementales. Elle doit être conçue pour fonctionner de manière universelle avec différentes technologies de panneaux PV sans exiger de modifications ou de reconfigurations lourdes de ses paramètres. [44]

• **Précision en régime permanent (Erreur statique) :** L'algorithme doit être capable de maintenir le point de fonctionnement au plus près du PPM sur une large gamme de puissance, tout en minimisant l'erreur statique (l'écart entre la position réelle et la position optimale) et les oscillations autour du pic. [45]

2.9 Avantages et Limites des commandes P&O et PSO :

L'analyse des performances des deux stratégies de commande retenues permet d'établir une synthèse de leurs avantages et de leurs limites respectives :

2.9.1 La méthode conventionnelle P&O

❖ **Avantages :**

- Grande simplicité algorithmique.
- Facilité d'implémentation en temps réel.
- Faible coût de calcul.
- Efficacité sous éclairement uniforme avec un minimum de capteurs.

❖ **Limites :**

- Oscillations permanentes autour du PPM en régime permanent, phénomène dit de **pompage** : l'algorithme ne peut structurellement jamais se stabiliser au MPP, induisant des pertes énergétiques continues à chaque cycle.

- Risque de divergence en cas de variations climatiques rapides.

- Échec total et blocage sur les maximums locaux sous ombrage partiel (incapable de distinguer un maximum local d'un maximum global).

2.9.2 La méthode PSO

❖ **Avantages :**

- Garantit la localisation du point de puissance absolu sous ombrage partiel, en évitant les pièges des maximums locaux (faux sommets).

- Exploite la coopération dynamique entre les particules (P_{best} et G_{best}) pour assurer une convergence guidée et efficace.

- Ne nécessite pas la connaissance des caractéristiques internes ou du modèle exact du panneau photovoltaïque (Flexibilité algorithmique face aux systèmes non linéaires).

- Offre une grande flexibilité et adaptabilité face aux variations climatiques brusques (ensoleillement et température).

❖ **Limites :**

- Complexité de configuration liée au réglage empirique de ses paramètres dynamiques ($\boldsymbol{\omega}$,$\boldsymbol{C_1}$,$\boldsymbol{C_2}$).

- Charge computationnelle élevée exigeant un temps de calcul supérieur par rapport à celui des méthodes classiques (lors du balayage de la courbe).

- Instabilité en régime transitoire où durant la phase d'initialisation et de recherche, le déplacement des particules engendre des oscillations transitoires importantes sur la puissance extraite.

2.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié les stratégies de commande pour l'optimisation d'un système photovoltaïque. Le choix d'un convertisseur Boost a été validé afin d'assurer l'élévation nécessaire de la tension tout en garantissant un courant d'entrée lisse.

Pour l'extraction de la puissance maximale, deux approches distinctes ont été modélisées : la méthode conventionnelle P&O et l'approche intelligente PSO. L'analyse théorique montre que la méthode P&O se distingue par sa simplicité de mise en œuvre sous des conditions climatiques uniformes, bien qu'elle présente des limites face aux variations rapides et à l'ombrage. À l'inverse, l'algorithme PSO offre une robustesse remarquable et une capacité d'exploration globale indispensables pour surmonter le problème des maximums locaux générés par l'ombrage partiel .

Cependant, afin de pallier la lenteur de convergence du PSO lors de la phase de recherche initiale tout en conservant sa précision, et la divergence du P&O face à l'ombrage partiel. C'est pourquoi le chapitre 3 de cette mémoire sera consacré à l'étude, au développement et à la simulation d'une commande hybride des algorithmes P&O et PSO, dans le but de concevoir une commande optimisée, alliant rapidité transitoire et efficacité globale sous diverses conditions d'ombrage.

Chapitre 3 :

Simulation, Résultat Commande Hybride PSO-P&O

3.1 Introduction

Dans les systèmes photovoltaïques (PV), le phénomène d'ombrage partiel survient lorsque l'irradiation reçue par le champ PV est non uniforme, en raison de conditions environnementales imprévisibles. Sous ces configurations spécifiques, les méthodes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) classiques, telles que l'algorithme Perturbation et Observation (P&O), échouent en se stabilisant sur des maximums locaux. À l'inverse, l'algorithme par Essaim de Particules (PSO) parvient à converger vers le maximum global, bien qu'il présente une vitesse de convergence réduite lors de sa phase de recherche initiale.

Pour pallier ces limitations, ce chapitre est dédié au développement et à la validation d'une stratégie de commande hybride P&O-PSO. L'objectif de cette approche combinée est d'associer la dynamique de réponse du P&O à la capacité d'exploration globale du PSO, afin d'obtenir un suivi à la fois rapide et précis sous diverses conditions climatiques.

Ce chapitre est organisé comme suit : le principe de fonctionnement de cet algorithme hybride est d'abord détaillé. Ensuite, les modèles de simulation développés sous MATLAB/Simulink ainsi que les scénarios de test (ensoleillement uniforme et ombrage partiel) sont présentés. Enfin, une analyse comparative des résultats obtenus est menée pour évaluer l'efficacité et la robustesse de cette combinaison par rapport aux méthodes conventionnelles.

3.2 Principe de fonctionnement de cet algorithme hybride

L'algorithme hybride P&O-PSO combine la vitesse de convergence de la méthode classique P&O et la robustesse du PSO. Cette approche vise à surmonter les limites intrinsèques de chaque technique, à savoir le temps de calcul élevé du PSO en régime permanent et le risque de blocage du P&O dans les maximums locaux en cas d'ombrage partiel.

Le principe de fonctionnement repose sur un mécanisme de commutation basé sur la dynamique de la puissance générée par le générateur photovoltaïque. Il s'articule autour de trois étapes principales :

3.2.1 Algorithme PSO - Phase d'exploration globale

Lors de l'initialisation du système ou lorsqu'une variation brusque des conditions climatiques est détectée (ombrage partiel), l'algorithme active le module PSO.

- Un essaim de particules balaie rapidement toute la plage du rapport cyclique de commande $[D_{min}\ ,\ D_{max}]$). (3.1)

- Elle a pour objectif d'éviter les pics de puissance secondaires (LMPP) et de localiser la région du Point de Puissance Maximale Global (GMPP).
- Dès que la distance entre les particules devient inférieure à un seuil de tolérance défini (convergence de l'essaim), la meilleure position globale G_{best} est sélectionnée. L'algorithme interrompt le PSO et bascule vers la phase suivante.

L'organigramme de la figure 3.1 illustre cette logique de recherche globale.

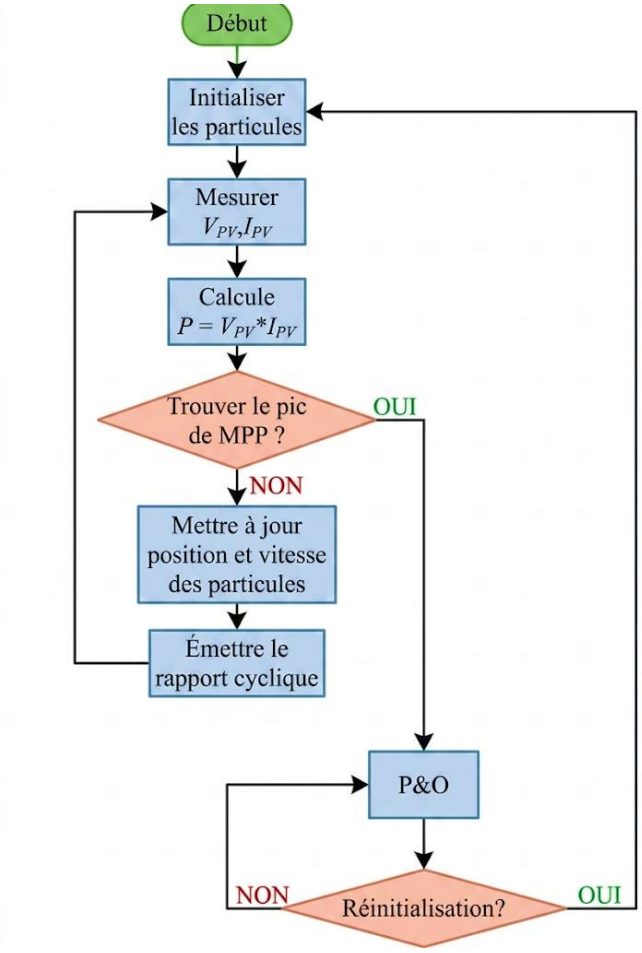


Figure 3.1 : Organigramme de l'algorithme 1

3.2.2 Algorithme P&O – Phase d'optimisation locale et de suivi

Une fois la zone du maximum global identifiée par le PSO, le relais est transmis à l'algorithme **P&O**.

- Le P&O utilise le dernier rapport cyclique optimal fourni par le PSO G_{best} comme point de départ. Il applique ensuite de faibles perturbations à pas réduit ΔD pour ajuster finement le point de fonctionnement.

- Cette phase permet de s'affranchir du temps de calcul requis par le PSO lors de sa phase finale de stabilisation et réduit les oscillations en régime permanent, optimisant ainsi l'efficacité énergétique globale.

- En effet, le PSO ayant déjà localisé la région du maximum global, le P&O n'effectue plus que de faibles corrections autour de ce point. Les oscillations s'en trouvent considérablement atténuées, ce qui réduit le phénomène de pompage et augmente la puissance moyenne effectivement extraite du générateur photovoltaïque.

3.2.3 Reset - Mécanisme de réinitialisation

La surveillance du système est continue. L'algorithme calcule en temps réel la variation de puissance :

$$\Delta P = \left| P_{actuelle} - P_{précédente} \right| \qquad (3.2)$$

Si ΔP dépasse un seuil critique (généralement fixé entre 10 %), le système interprète ce comportement comme une variation transitoire de l'ensoleillement (passage de nuages ou ombrage). L'algorithme P&O est instantanément interrompu, les positions du PSO sont réinitialisées en mémoire, et un nouveau cycle d'exploration globale redémarre pour capturer le nouveau GMPP. La stratégie de réinitialisation est présentée sur la Figure 3.2.

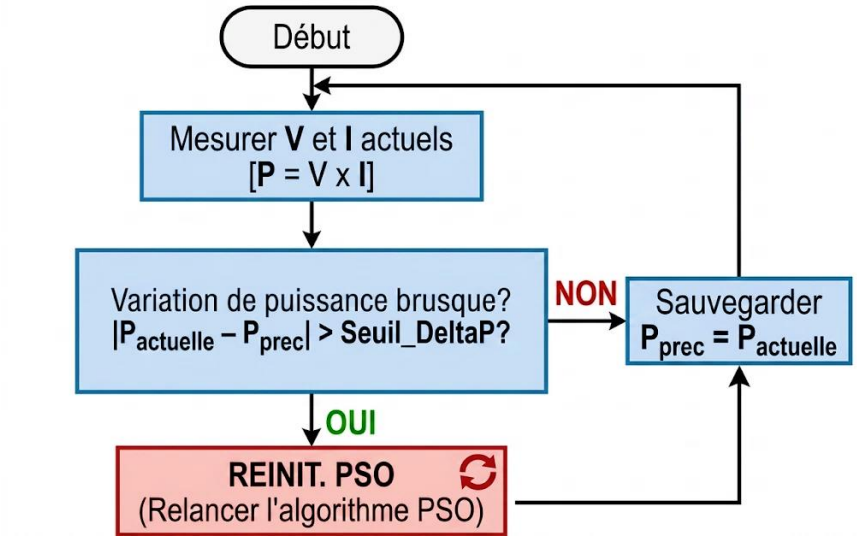


Figure 3.2: Organigramme de réinitialisation

3.3 Caractéristiques du système photovoltaïque et du convertisseur

3.3.1 Caractéristiques du champ PV

Le champ photovoltaïque considéré dans cette étude est constitué d'un ensemble de modules PV de type Sun Power SPR-X20-250-BLK, interconnectés en série et en parallèle afin de satisfaire les exigences en tension et en courant de l'installation. Chaque module est composé de 60 cellules photovoltaïques connectées en série. Les tableaux 3.1 et 3.2 présentent les principales caractéristiques électriques et coefficients de température du module.

Tableau 3.1 : paramètres électriques du module Sun Power SPR-X20-250-BLK sous conditions de test standards

Paramètres Electrique sous conditions standards de test	**Sun Power SPR-X20-250-BLK**
Puissance maximale Pmax (W)	249.952
Tolérance de la puissance de sortie- Pmax (%)	0 à +5 %
La tension du point de puissance maximum- Vmpp (V)	42.8
Le courant du point de puissance maximum- Impp (A)	5.84
La tension du circuit ouvert- Vco (V)	50.93
Courant du court-circuit- Isc (A)	6.2
L'efficacité du module ηm(%)	20,3 %

Tableau 3.2 : coefficients de température du module Sun Power SPR-X20-250-BLK

Les Coefficients de température	**Valeur (%/◦C)**
Coefficient de température de Pmax	−0,30 % / °C
Coefficient de température de Voc	−125,6 mV / °C
Coefficient de température de Isc	+3,5 mA / °C

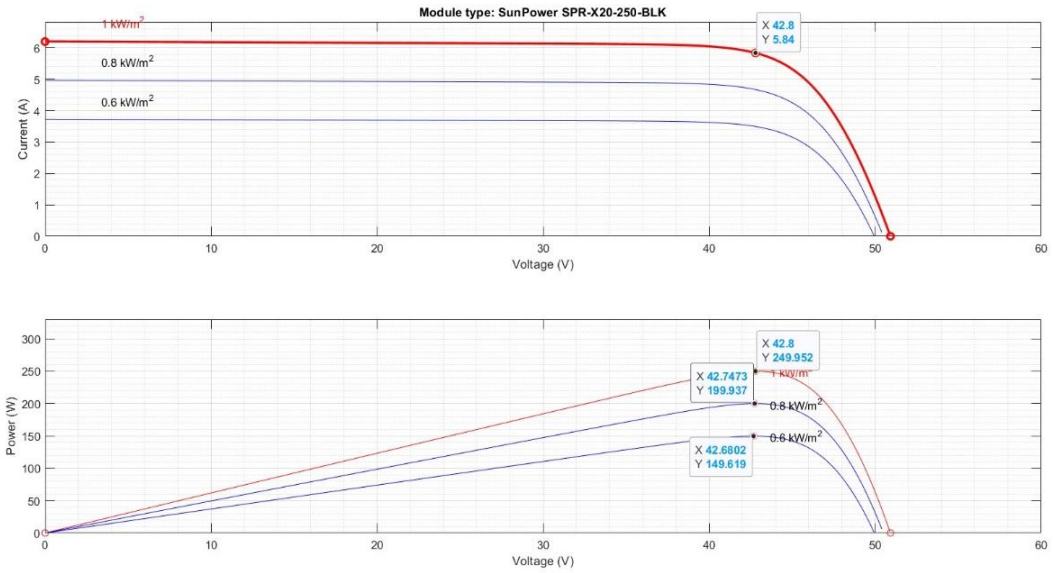


Figure 3.3 : Courbes caractéristiques I–V et P–V d'un module PV sous différentes irradiations.

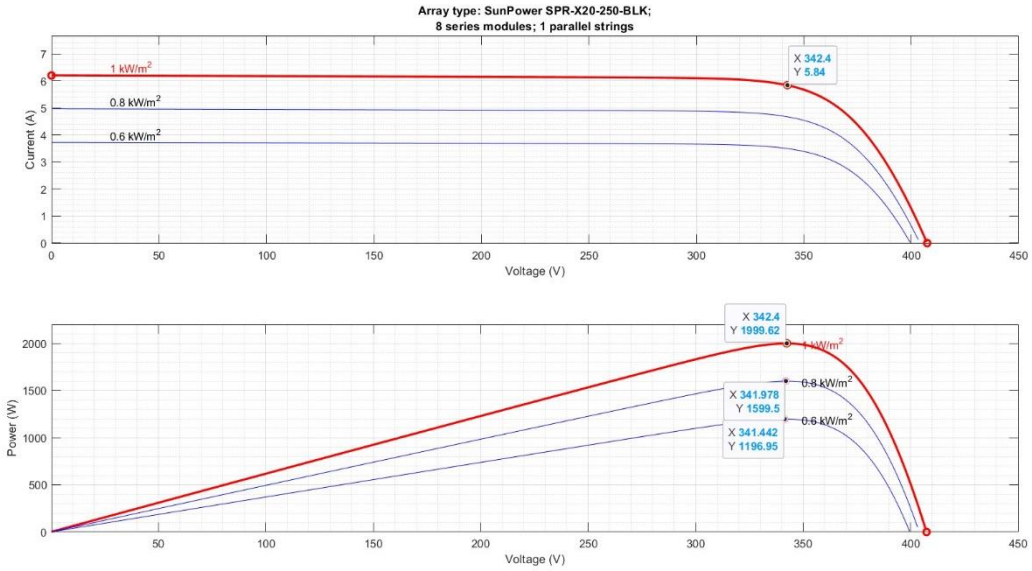


Figure 3.4 : Courbes caractéristiques I–V et P–V du module PV sous différentes irradiations.

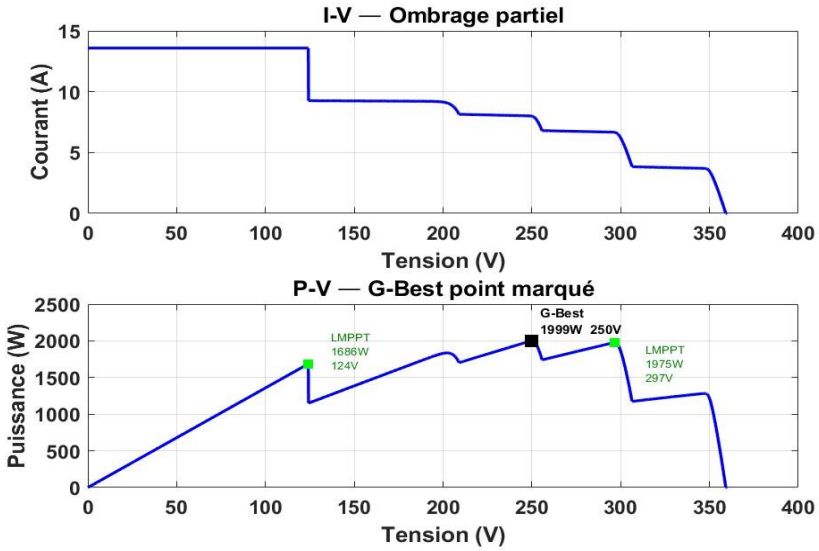


Figure 3.5 : Courbes I–V et P–V d'un panneau photovoltaïque sous ombrage partiel

Les courbes présentées illustrent le comportement d'un générateur photovoltaïque en condition d'ombrage partiel, situation dans laquelle les performances du système sont notablement dégradées et le suivi du point de puissance maximale (MPPT) devient particulièrement complexe.

La caractéristique I–V révèle une évolution non linéaire marquée par l'apparition de plusieurs paliers de courant, résultant de l'activation successive des diodes de bypass. Ces discontinuités traduisent une distribution hétérogène de l'irradiation sur les chaînes de modules, entraînant une réduction globale du courant délivré.

La caractéristique P–V met en évidence la coexistence de multiples maxima locaux (LMPP) avec le maximum global (GMPP), identifiables respectivement aux environs de 124 V (~1686 W), 297 V (~1975 W) et 250 V (~1999 W). Cette configuration expose les algorithmes classiques comme le P&O à un risque de convergence vers un optimum local, compromettant l'extraction optimale de puissance.

L'approche hybride P&O–PSO répond efficacement à cette problématique : le PSO assure une exploration globale de l'espace de recherche pour localiser le GMPP, tandis que le P&O affine la convergence autour de ce point. Cette complémentarité renforce la robustesse du système et maximise le rendement énergétique global.

3.3.2 Caractéristiques du convertisseur Boost :

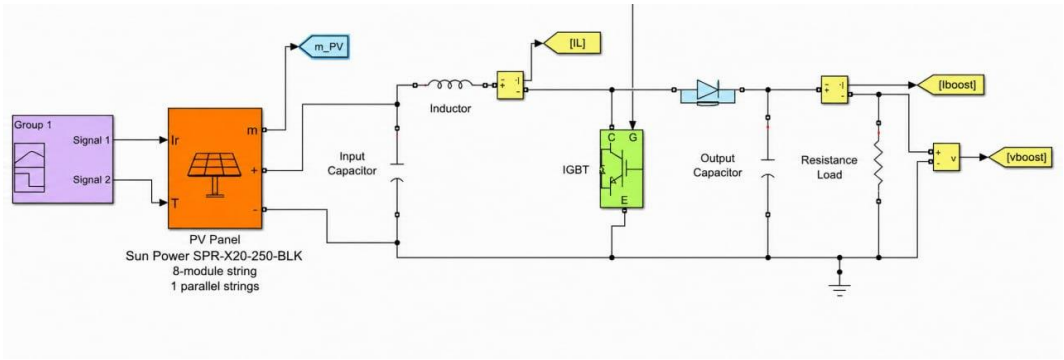


Figure 3.6 : convertisseur élévateur (Boost) DC/DC

Un convertisseur élévateur (Boost) DC/DC est intégré pour adapter la puissance du générateur photovoltaïque et maximiser le transfert d'énergie vers la charge. Cet ajustement est réalisé par modulation de largeur d'impulsion (PWM) commandant un interrupteur statique (MOSFET/IGBT). Les valeurs des composants du convertisseur sont données dans le Tableau 3.3.

Tableau 3. 3 : Les Valeurs des composants du convertisseur DC/DC

Composant	Cin (µF)	L(µH)	C(µF)
Valeur	0.0001	0.003	0.0001

3.4 Scénarios de simulation et analyse des résultats

Les simulations du système ont été menées sous l'environnement MATLAB/Simulink afin d'évaluer le comportement des commandes MPPT face aux variations de l'irradiation (de $1000\ \mathrm{W/m^2} \rightarrow 600\ \mathrm{W/m^2} \rightarrow 800\ \mathrm{W/m^2}$), comme illustré sur la Figure 3.5. Bien que ces grandeurs ne varient pas de manière instantanée en conditions réelles, ces sauts abrupts permettent de tester la robustesse et la dynamique des commandes.

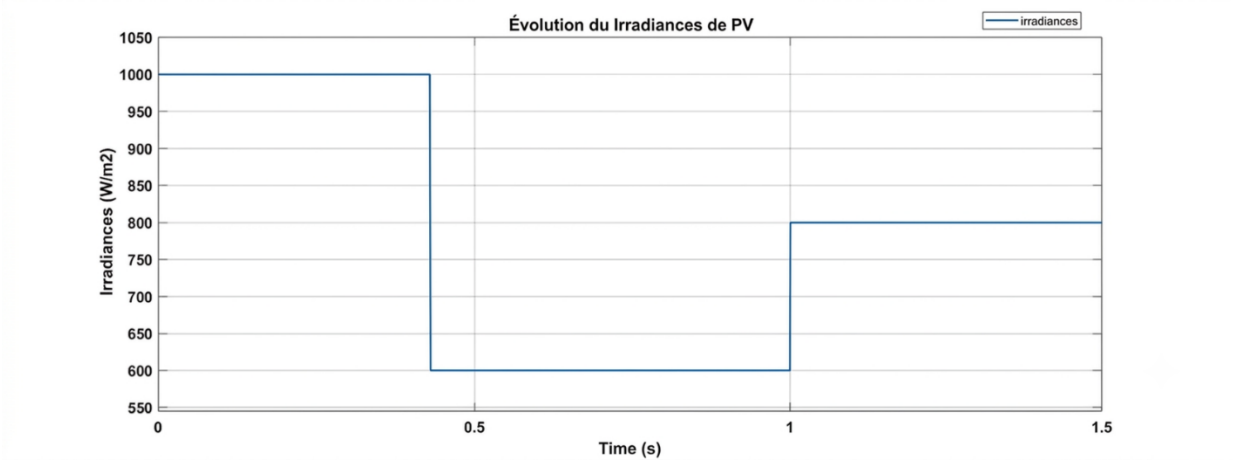


Figure 3.7 : Profil de variation de l'irradiation.

Deux scénarios principaux sont étudiés :

- **Scénario 1 (Irradiation uniforme) :** Application d'une variation d'éclairement identique sur l'ensemble des modules :

$$G1 = 1000\ W/m^2 \rightarrow G2=600\ W/m^2 \rightarrow G3=800\ W/m^2$$

- **Scénario 2 (Ombrage partiel) :** Profil non uniforme distribué sur quatre configurations successives :

$$\rightarrow G1 = [1000, 1000, 1000, 1000]\ W/m^2$$
$$\rightarrow G2= [1000, 1000,1000, 300]\ W/m^2$$
$$\rightarrow G3= [1000, 300, 1000,300]\ W/m^2$$
$$\rightarrow G4= [1000,1000, 1000,1000]\ W/m^2$$

3.5 Évaluation de la méthode P&O

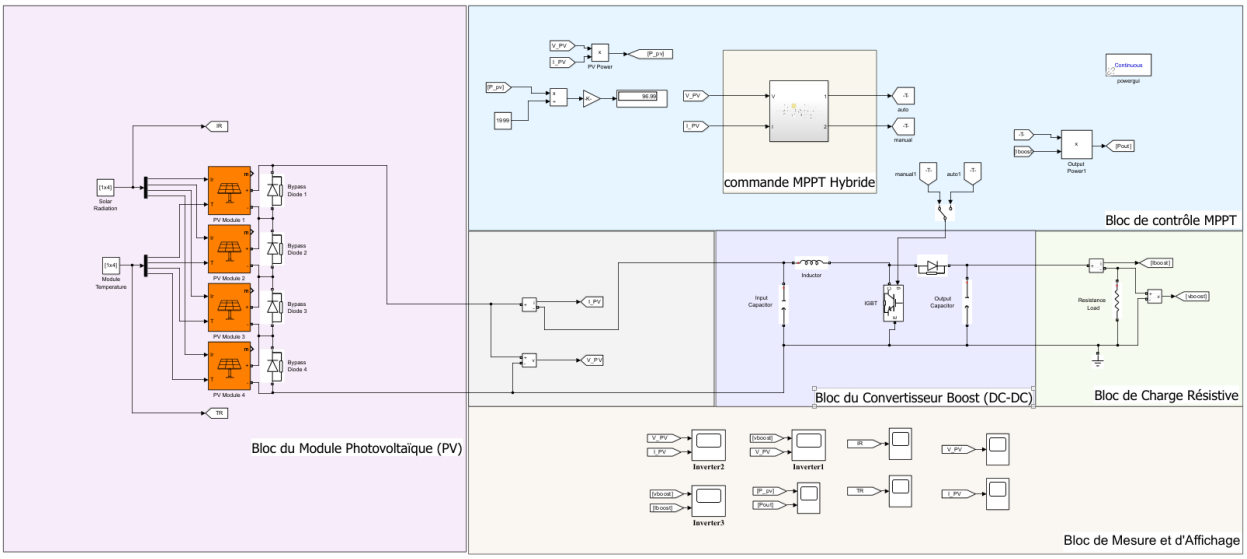


Figure 3.8 : Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque avec commande hybride pso & po et convertisseur Boost sous MATLAB/Simulink

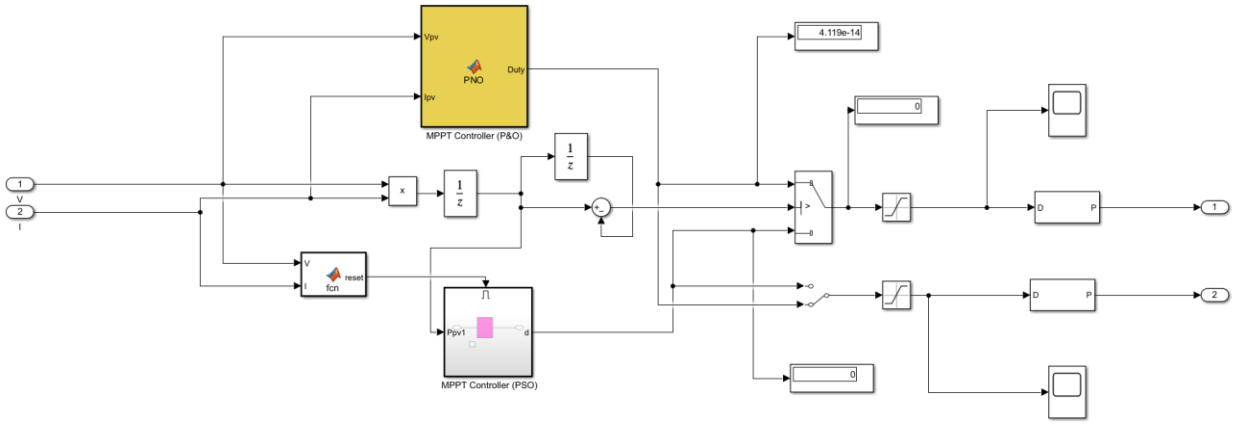
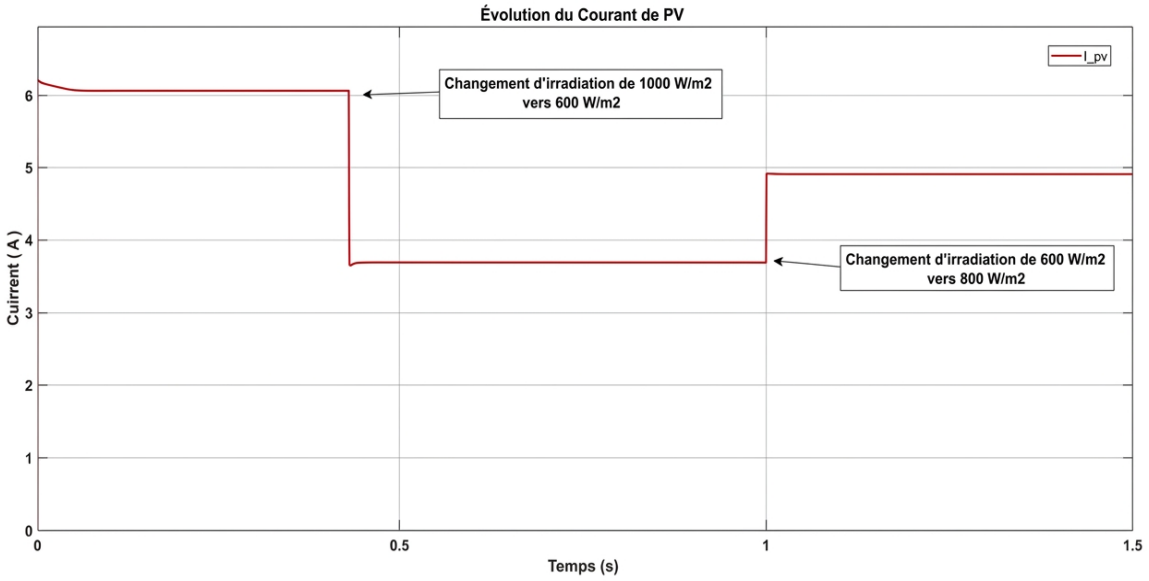


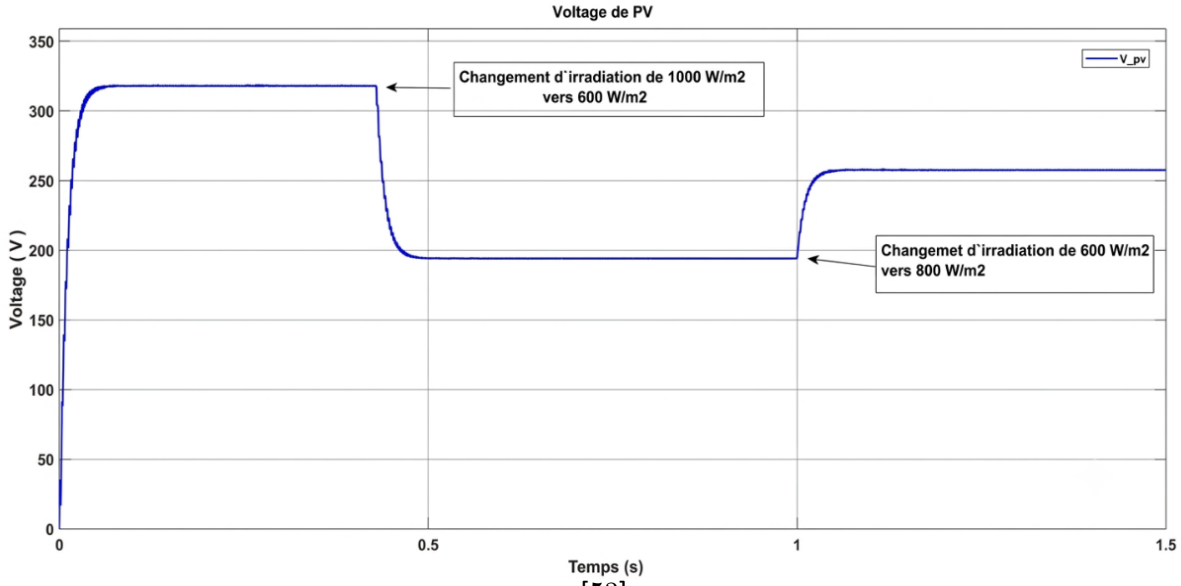
Figure 3.9 : bloc de commande MPPT hybride sous MATLAB/Simulink

Scénario 1 : Sous irradiation uniforme

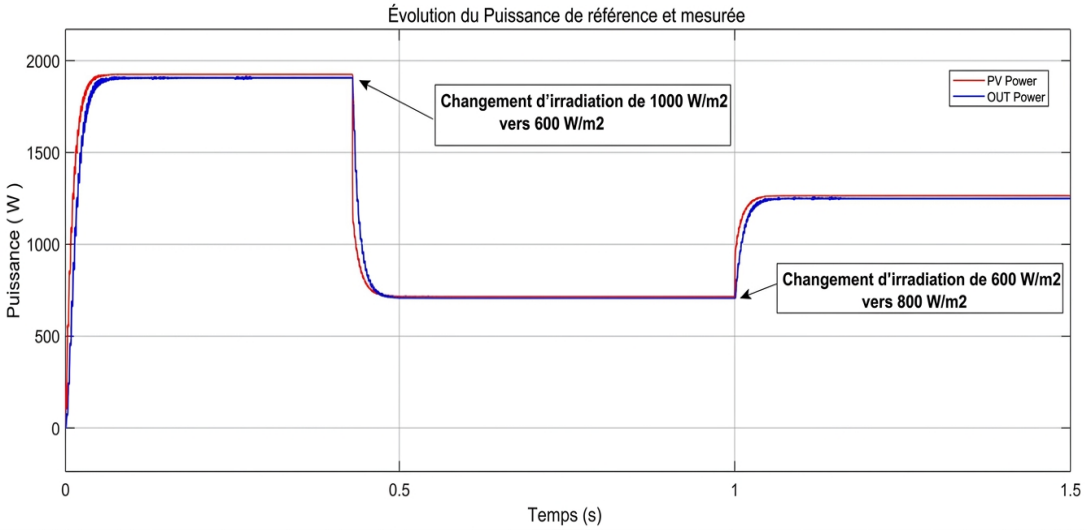
A



B



C



D

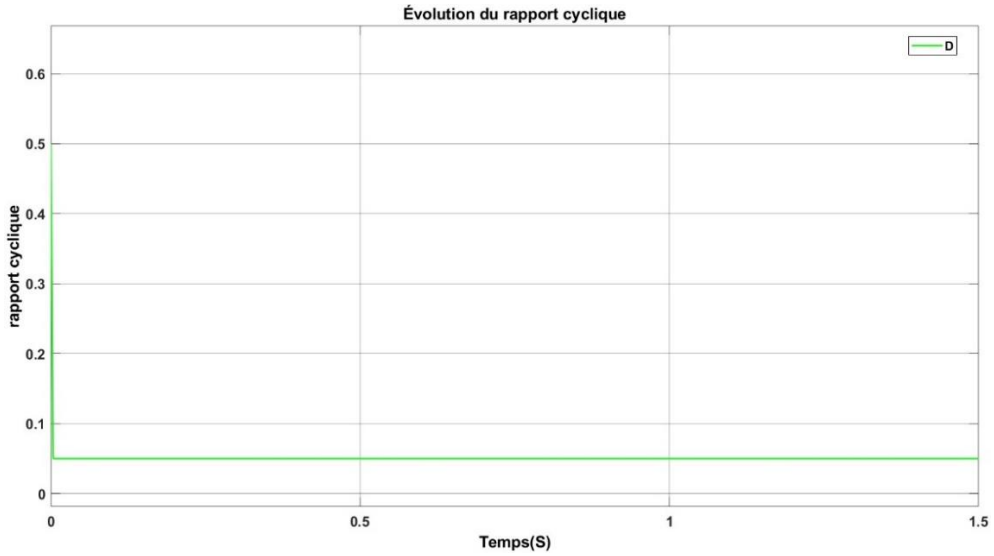
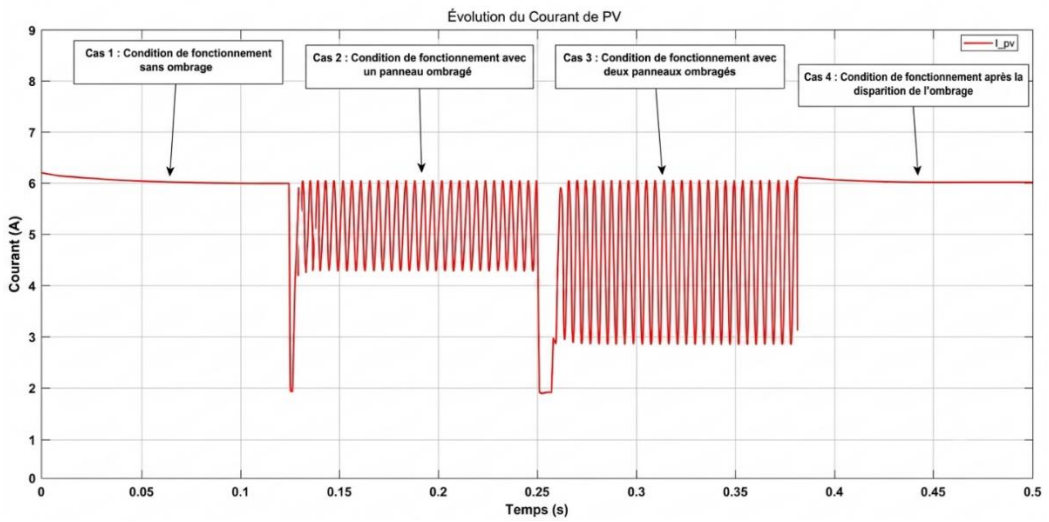


Figure 3.10 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande P&O sous ombrage uniforme.

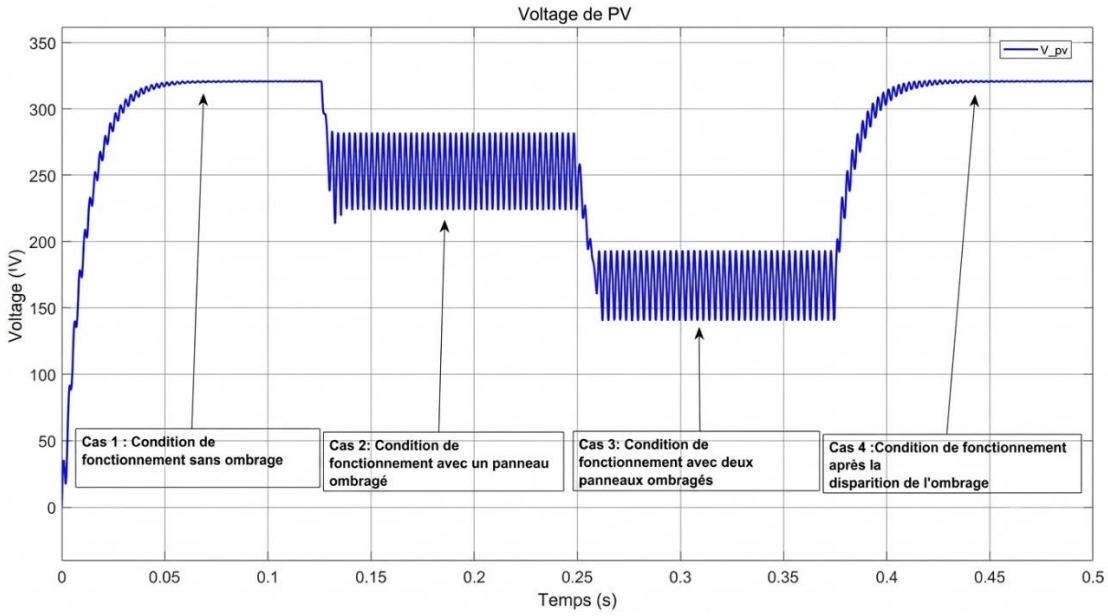
Les résultats de simulation obtenus par la méthode P&O classique sont présentés sur la Figure 3.10. Ils confirment l'efficacité de cette technique en conditions nominales, caractérisée par une convergence rapide (atteignant le PPM en seulement $0{,}059\ s$) vers le point de puissance maximale et un suivi adéquat lors des transitions d'irradiation. Cependant, son principe de perturbation continue engendre des oscillations permanentes d'environ 3% autour du point optimal en régime permanent, ce qui altère la stabilité de la puissance de sortie.

Scénario 2 : Sous ombrage partiel

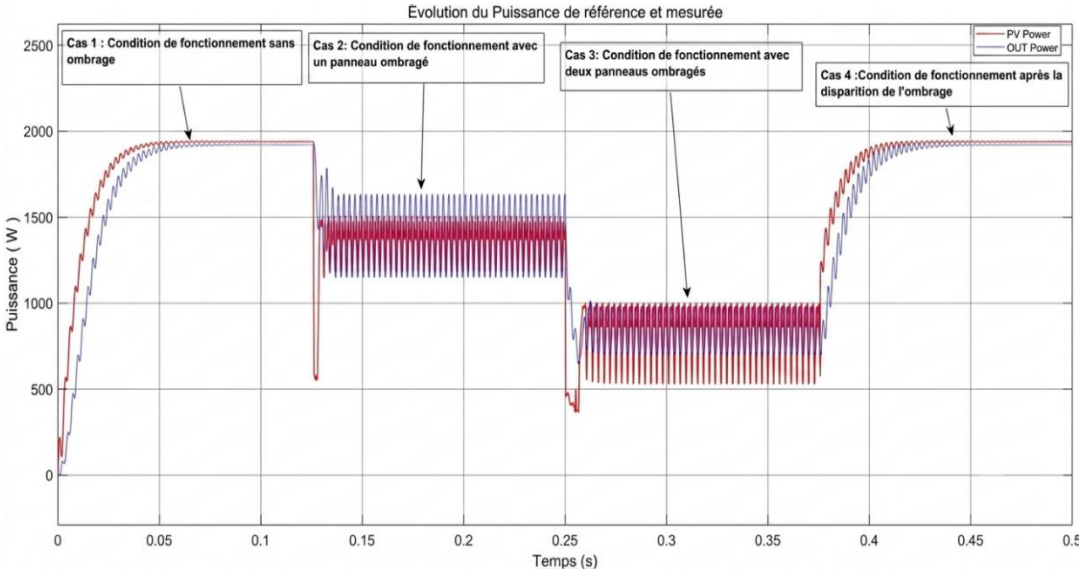
A


Évolution du Courant de PV
Cas 1 : Condition de fonctionnement sans ombrage
Cas 2 : Condition de fonctionnement avec un panneau ombragé
Cas 3 : Condition de fonctionnement avec deux panneaux ombragés
Cas 4 : Condition de fonctionnement après la disparition de l'ombrage
I_pv
Courant (A)
Temps (s)

B


Voltage de PV
V_pv
Voltage (V)
Cas 1 : Condition de fonctionnement sans ombrage
Cas 2: Condition de fonctionnement avec un panneau ombragé
Cas 3: Condition de fonctionnement avec deux panneaux ombragés
Cas 4 :Condition de fonctionnement après la disparition de l'ombrage
Temps (s)

C


Évolution du Puissance de référence et mesurée
Cas 1 : Condition de fonctionnement sans ombrage
Cas 2: Condition de fonctionnement avec un panneau ombragé
Cas 3: Condition de fonctionnement avec deux panneaus ombragés
Cas 4 :Condition de fonctionnement après la disparition de l'ombrage
PV Power
OUT Power
Puissance (W)
Temps (s)

D

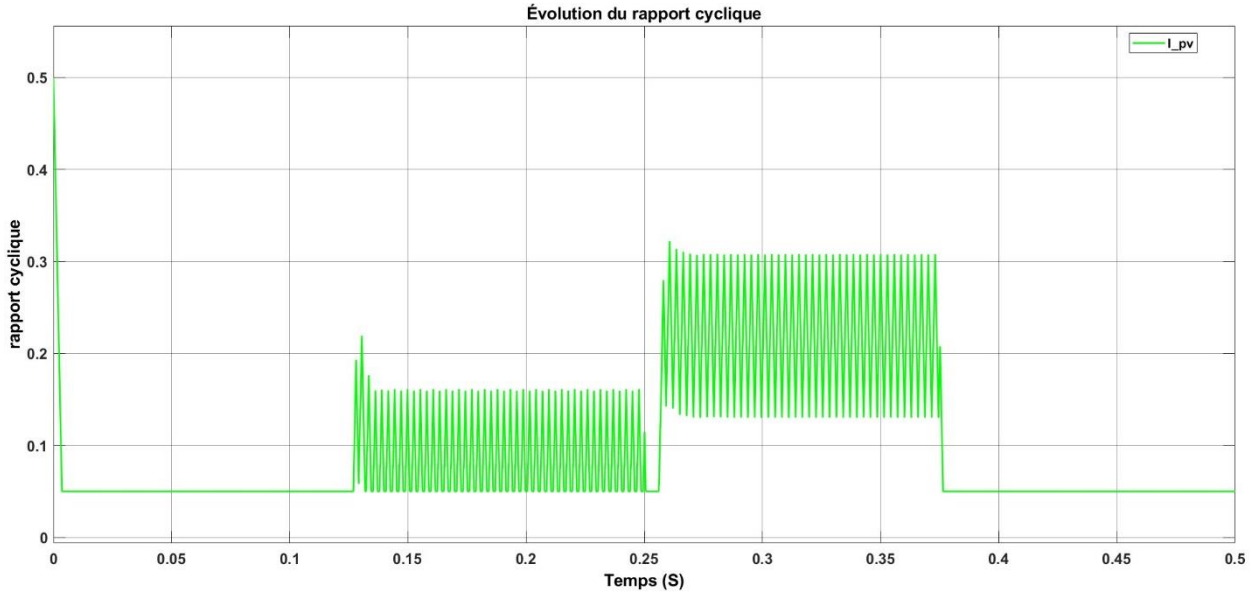


Figure 3.11 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande P&O sous ombrage partiel.

Les résultats de simulation obtenus par l'algorithme de la méthode MPPT P&O en conditions d'ombrage partiel sont présentés sur la Figure 3.11. Ils montrent que cette technique classique voit ses performances fortement limitées en environnement non uniforme, avec l'apparition d'oscillations qui deviennent nettement plus visibles sur les courbes. Face à une caractéristique $\boldsymbol{P-V}$ possédant plusieurs maximums locaux (la puissance disponible chutant à 720 W puis à 460 W), le principe de perturbation continue perd ses repères et engendre une forte instabilité sur la tension et le courant. L'instabilité observée confirme l'inaptitude de cette méthode à stabiliser son point de fonctionnement sous ombrage partiel.

Tableau 3.4 : les valeurs du rendement de P&O

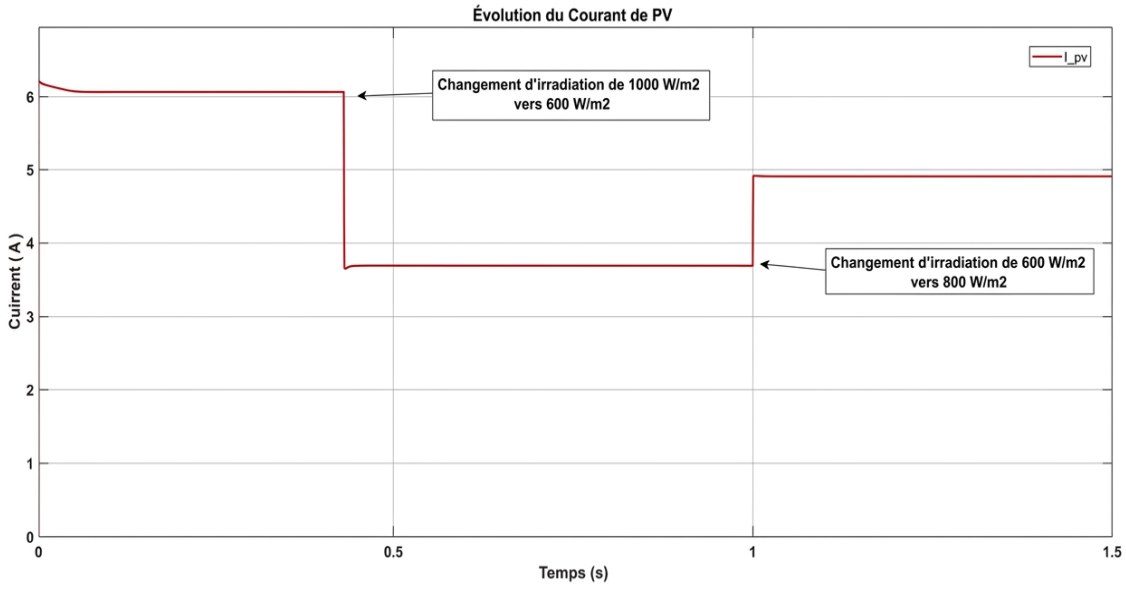
P&O			
Cas / condition	$P_{max}\ (W)$	$P_{eff}\ (W)$	η MPPT (%)
G1	1999	1914.24	95.76
G2	1999	[1508.04 ; 1184.40]	[75.44 ; 59.25]
G3	1999	[997.30 ; 527.13]	[49.89 ; 26.37]
G4	1999	1914.76	95.76

L'algorithme P&O présente un rendement élevé sous conditions uniformes (G1 et G4) avec une efficacité de 95,76 %. En présence d'ombrage partiel (G2 et G3), ses performances diminuent considérablement et deviennent instables. Cette baisse s'explique par sa tendance à converger vers des maximas locaux. Ainsi, son efficacité dépend fortement des conditions d'irradiation.

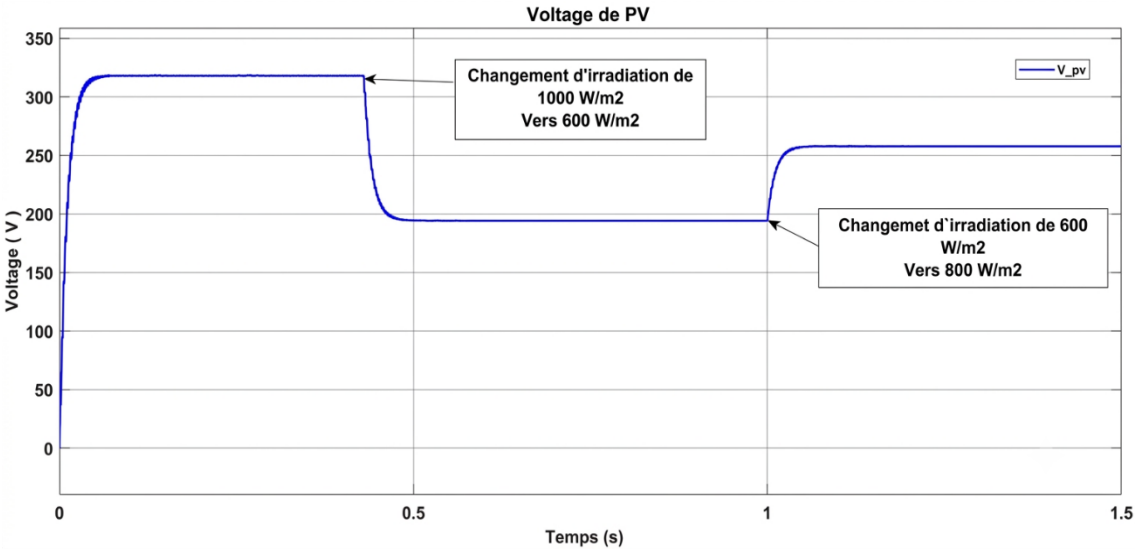
3.6 Évaluation de la méthode PSO

Scénario 1 : Sous irradiation uniforme

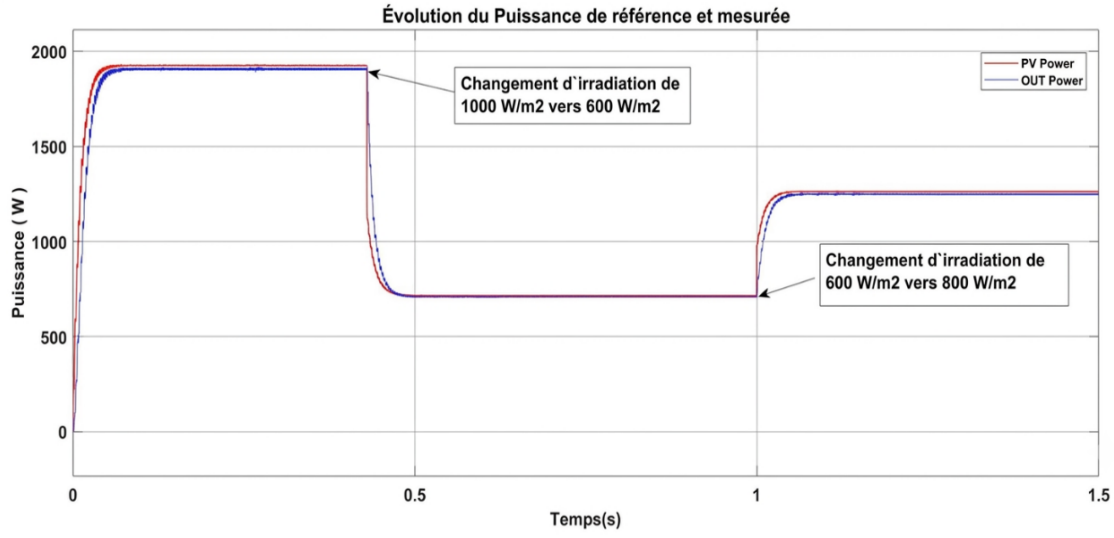
A


Évolution du Courant de PV
I_pv
Changement d'irradiation de 1000 W/m2
vers 600 W/m2
Changement d'irradiation de 600 W/m2
vers 800 W/m2
Cuirrent (A)
Temps (s)

B


Voltage de PV
V_pv
Changement d'irradiation de
1000 W/m2
Vers 600 W/m2
Changemet d`irradiation de 600
W/m2
Vers 800 W/m2
Voltage (V)
Temps (s)

C


Évolution du Puissance de référence et mesurée
PV Power
OUT Power
Changement d`irradiation de
1000 W/m2 vers 600 W/m2
Changement d`irradiation de
600 W/m2 vers 800 W/m2
Puissance (W)
Temps(s)

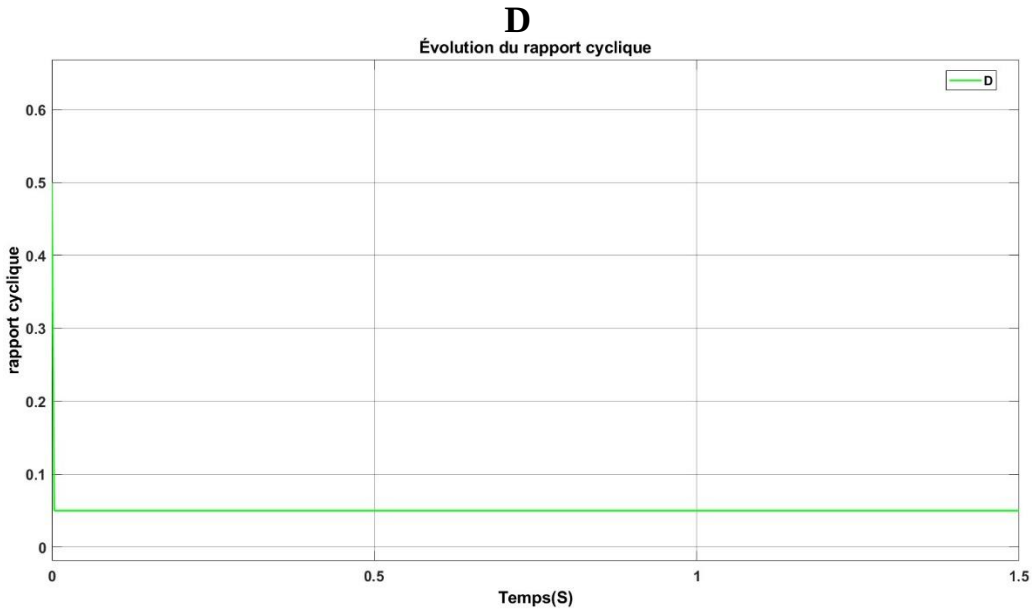
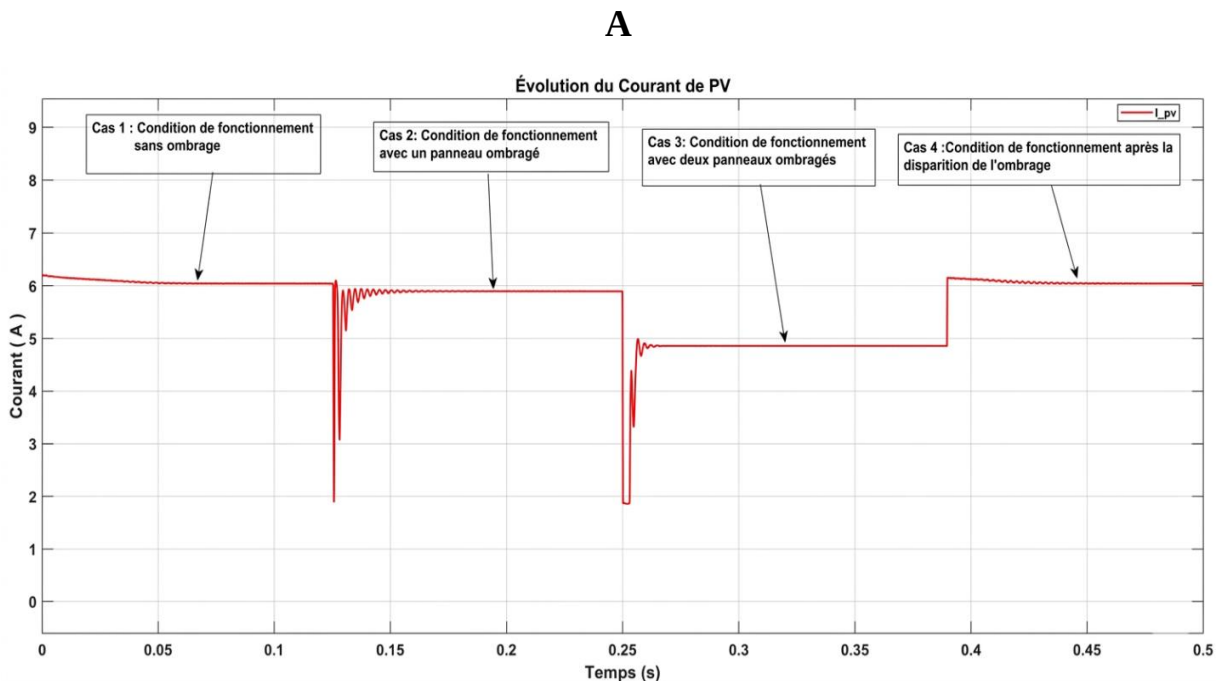


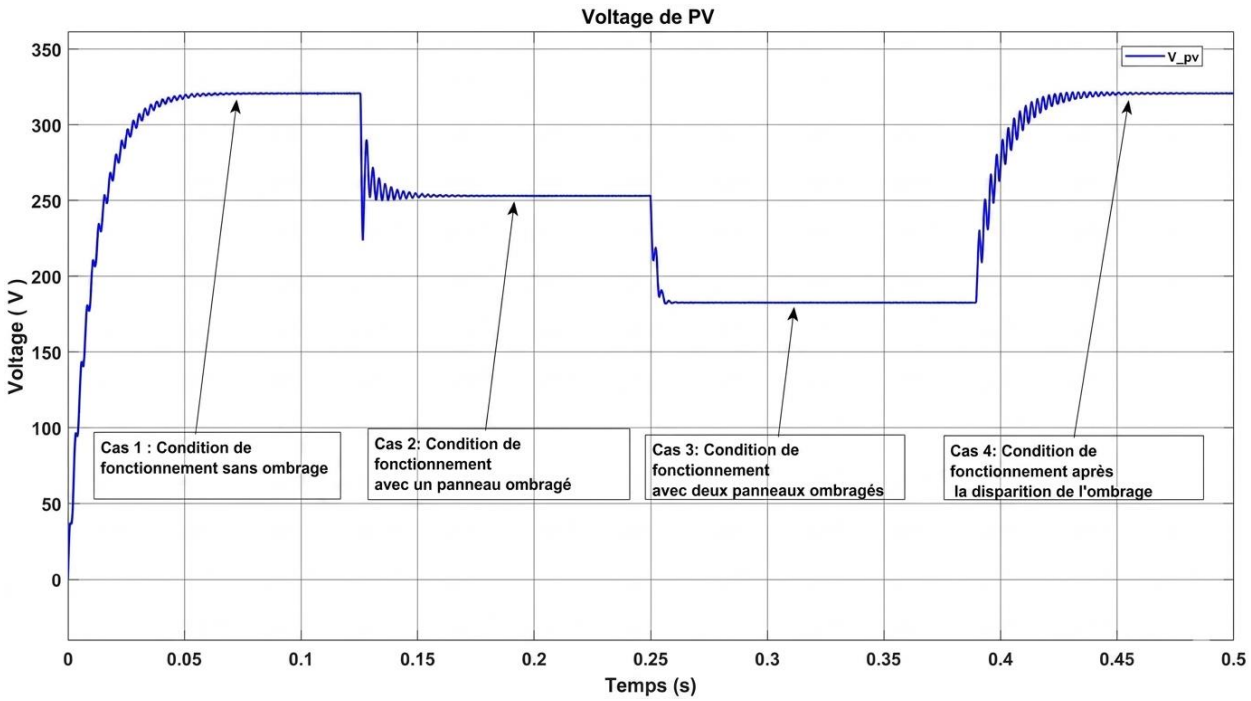
Figure 3.12 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande PSO sous ombrage uniforme.

Les résultats de simulation de l'algorithme PSO sous ensoleillement uniforme sont présentés sur la Figure 3.12. Ils démontrent la capacité de cette approche méta heuristique à localiser le point de fonctionnement optimal. Une fois la convergence de l'essaim atteinte, la technique élimine quasi totalement les oscillations en régime permanent (réduites à moins de 0,5%), maximisant ainsi le rendement énergétique stable. Néanmoins, le processus de mise à jour des particules accroît la complexité algorithmique, ce qui induit une phase transitoire plus longue (environ $0.15\ s$) lors des variations d'irradiation, limitant sa réactivité dynamique par rapport au P&O.

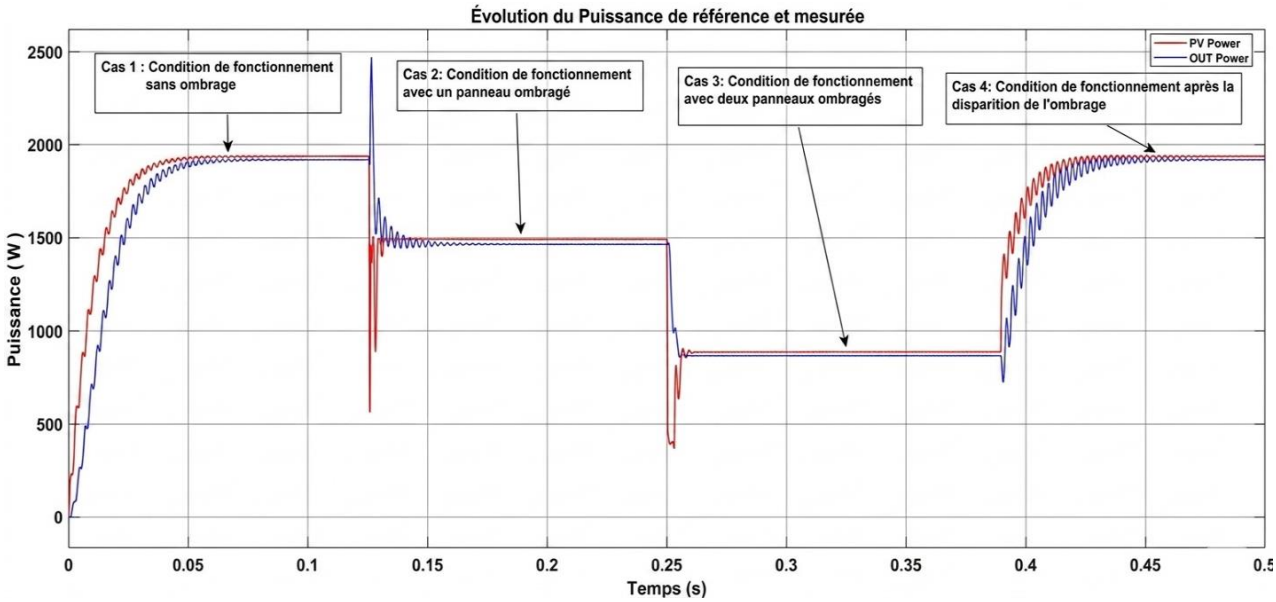
Scénario 2 : Sous ombrage partiel



B


Voltage de PV
V_pv
Voltage (V)
Temps (s)
Cas 1 : Condition de fonctionnement sans ombrage
Cas 2: Condition de fonctionnement avec un panneau ombragé
Cas 3: Condition de fonctionnement avec deux panneaux ombragés
Cas 4: Condition de fonctionnement après la disparition de l'ombrage

C


Évolution du Puissance de référence et mesurée
PV Power
OUT Power
Puissance (W)
Temps (s)
Cas 1 : Condition de fonctionnement sans ombrage
Cas 2: Condition de fonctionnement avec un panneau ombragé
Cas 3: Condition de fonctionnement avec deux panneaux ombragés
Cas 4: Condition de fonctionnement après la disparition de l'ombrage

D

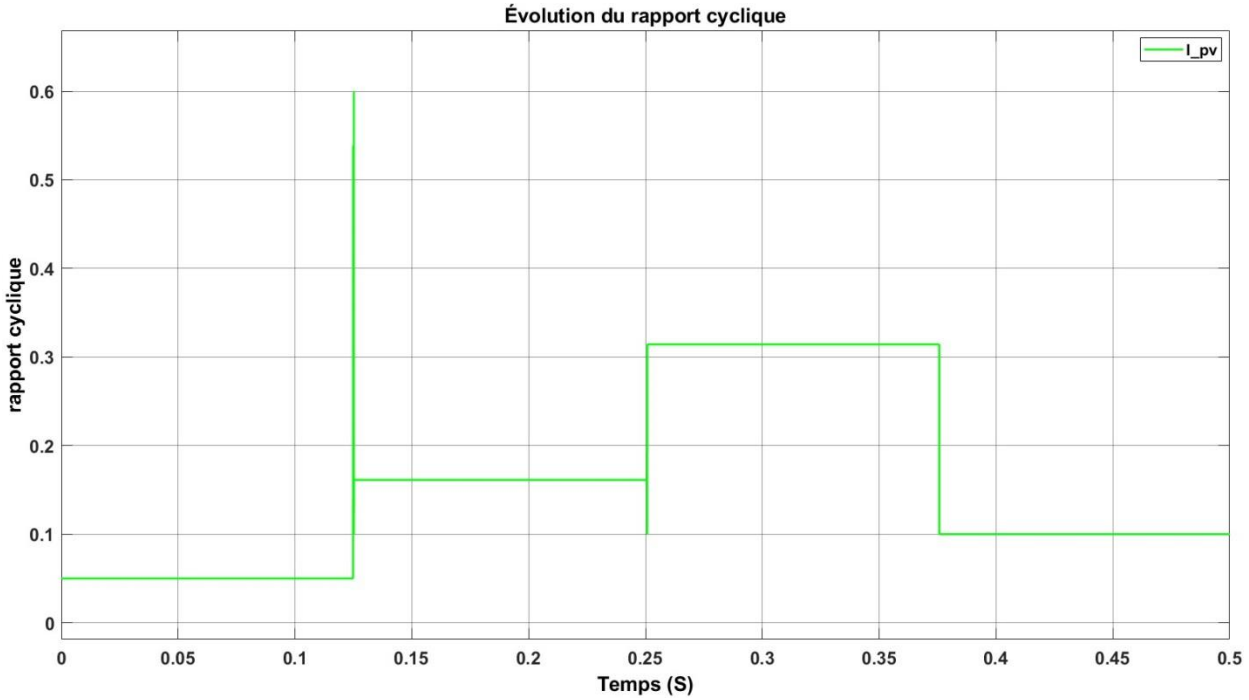


Figure 3.13 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande PSO sous ombrage partiel.

Les résultats de simulation obtenus par l'algorithme PSO en conditions d'ombrage partiel sont décrits par les courbes de la Figure 3.13. Ils démontrent la robustesse de cette approche, qui s'affranchit de la présence de plusieurs maximums locaux en assurant une convergence vers le point de puissance maximale globale (GMPP). Pour les trois cas d'ombrage testés (fonctionnement nominal à 960 W, ombrage d'un panneau à 690 W et ombrage de deux panneaux à 330 W), l'algorithme maintient un régime stable. Après disparition de l'ombrage (Cas 4), le système retrouve ses conditions initiales (960 W), validant la cohérence de la méthode et l'absence d'oscillations continues en régime permanent. Comparativement à la méthode P&O, il offre une meilleure extraction de puissance et une réponse plus adaptée aux conditions d'ensoleillement non uniformes.

Tableau 3.5 : les valeurs du rendement de PSO

PSO			
Cas / condition	$P_{max}\ (W)$	$P_{eff}\ (W)$	η MPPT (%)
G1	1999	1919.24	96.01
G2	1999	1384.70	69.27
G3	1999	805.99	40.32
G4	1999	1923.23	96.21

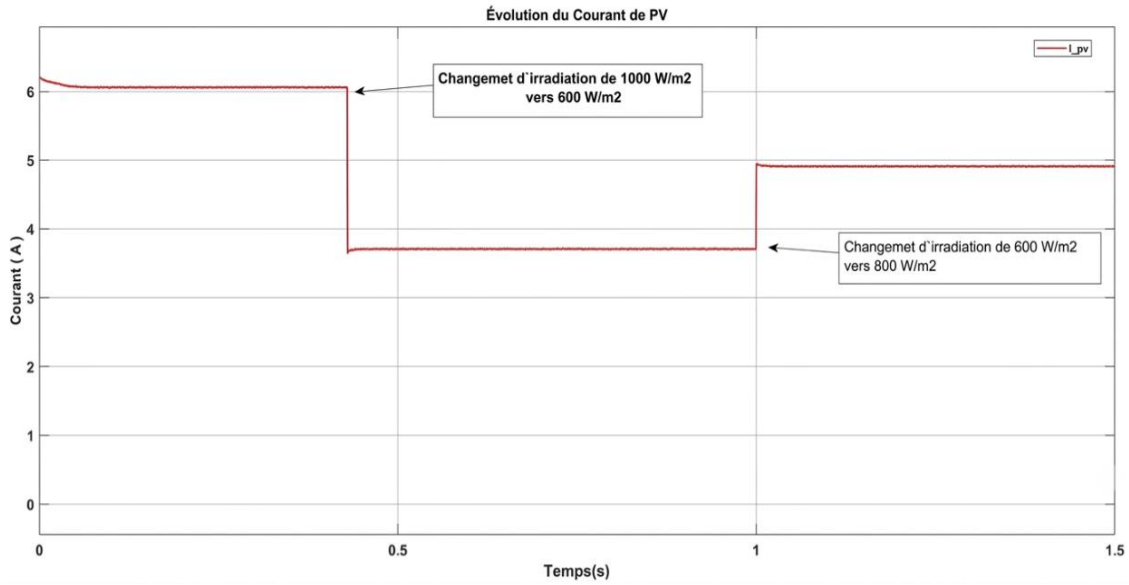
L'algorithme PSO atteint un rendement de 96,21 % dans les cas G1 et G4, montrant une bonne capacité de suivi du MPP sous conditions normales. Cependant, ses performances diminuent sous ombrage partiel, avec des rendements de 69,27 % et 40,32 % pour G2 et G3. Cette

diminution est liée à la complexité du paysage de puissance. Malgré cela, le PSO reste plus robuste que les méthodes conventionnelles.

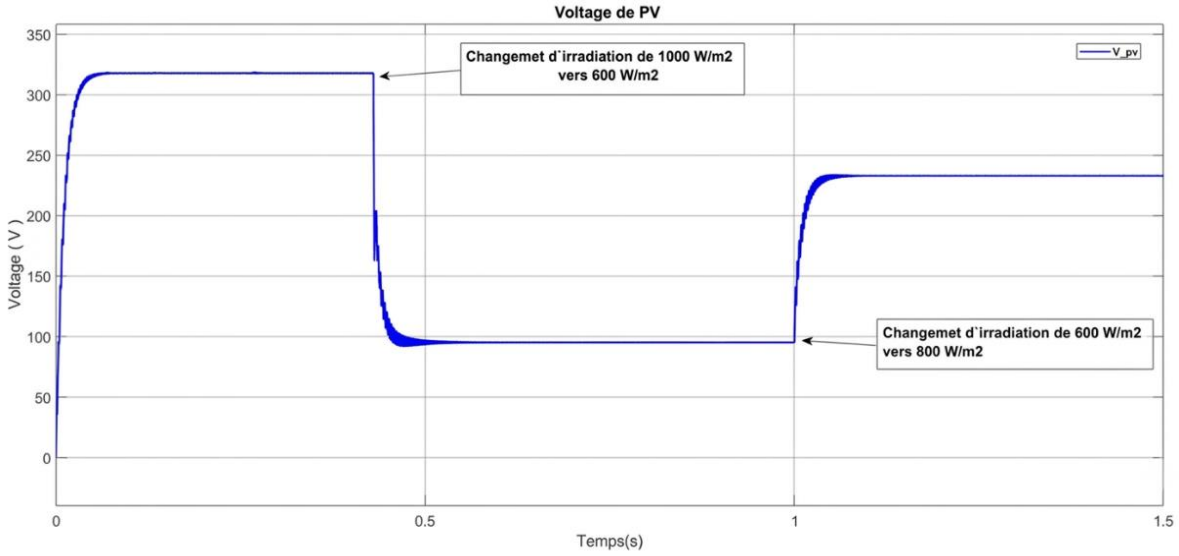
3.7 Évaluation de la méthode hybride PSO-P&O

Scénario 1 : Sous irradiation uniforme

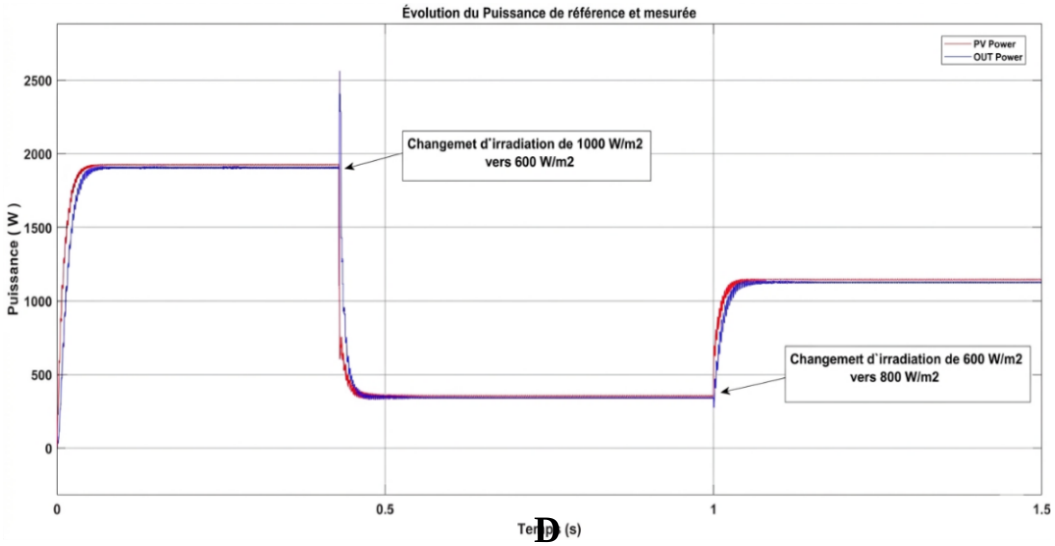
A



B



C



D

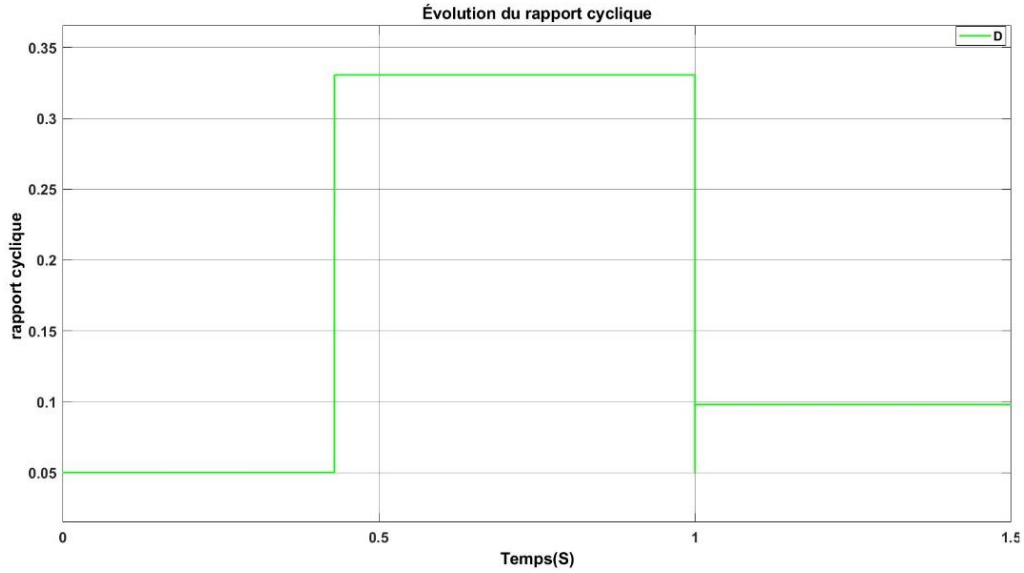


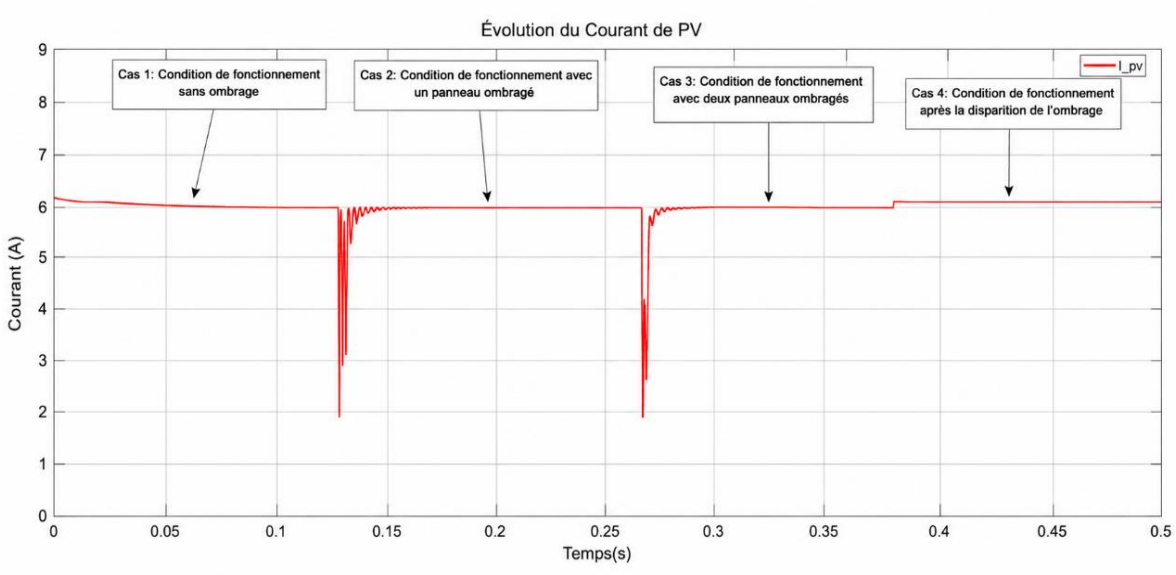
Figure 3.14 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande hybride sous ombrage uniforme.

Les résultats de simulation de la commande hybride PSO-P&O sous conditions d'irradiation uniforme sont présentés sur la Figure 3.14. Ils mettent en évidence l'efficacité de cette approche face aux variations climatiques transitoires ($1000\ W/m^2 \rightarrow 600\ W/m^2 \rightarrow 800\ W/m^2$). Lors des changements brusques d'irradiance, l'algorithme assure une poursuite fluide du point de puissance maximale sans dérive du signal. La commutation entre les deux modules permet au P&O de prendre le relais dès que la zone de fonctionnement est localisée, réduisant le temps de calcul par rapport au PSO classique et diminuant l'amplitude des oscillations de près de 70% par rapport au P&O conventionnel. Ce comportement confirme l'aptitude de la stratégie

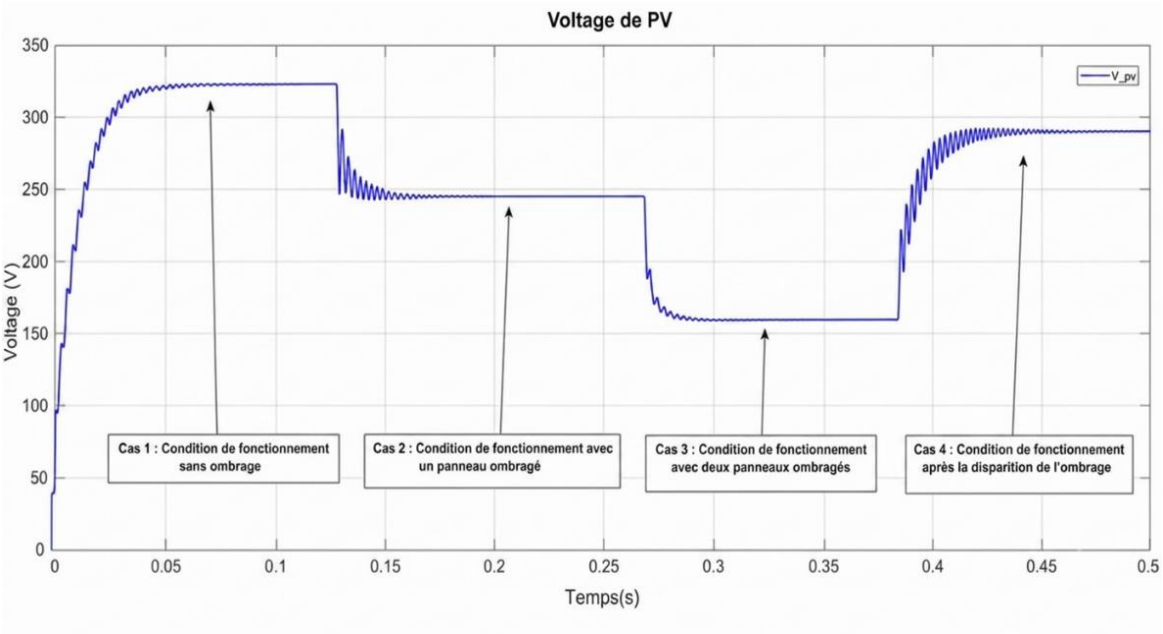
hybride à maintenir un rendement énergétique élevé, Le PSO localise le maximum global, puis le P&O affine le point de fonctionnement par de faibles perturbations, réduisant ainsi les oscillations et le phénomène de pompage.

Scénario 1 : Sous ombrage partiel

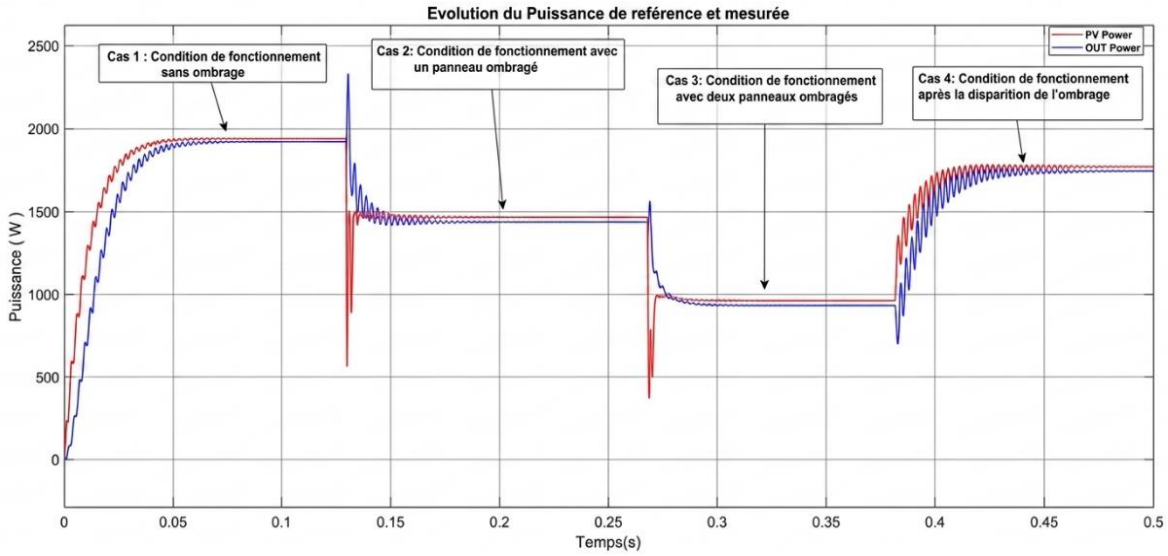
A



B



C



D

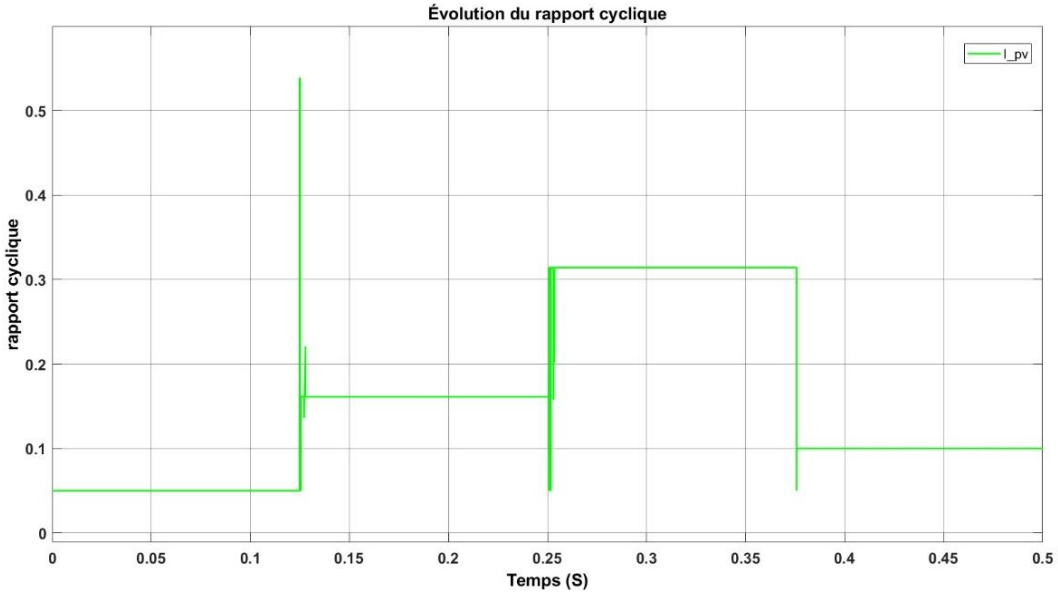


Figure 3.15 : Courbes de tension, courant, puissance et rapport cyclique de la commande hybride sous ombrage partiel

Les résultats de simulation obtenus par l'algorithme hybride PSO-P&O en conditions d'ombrage partiel sont présentés sur la Figure 3.15. Ils démontrent la capacité de cette approche combinée à fonctionner efficacement en environnement non uniforme. Face à une caractéristique

puissance-tension possédant plusieurs maximums locaux (LMPP), le module PSO identifie la zone du sommet global (GMPP) sans être piégé par les pics secondaires induits par les diodes de bypass. Ensuite, l'activation du P&O à pas réduit stabilise le système autour de ce point optimal. Cette combinaison permet de réduire la complexité algorithmique propre au PSO classique et diminue l'amplitude des oscillations de près de 70% par rapport aux méthodes conventionnelles. En somme, en stabilisant la puissance extraite avec des fluctuations résiduelles minimales tout en garantissant un temps de réponse réduit, l'approche hybride proposée offre un compromis optimal entre la réactivité dynamique et l'efficacité énergétique globale sous ombrage complexe. Cette observation souligne l'importance du réglage du seuil de réinitialisation ΔP, paramètre clé dont la sensibilité conditionne la réactivité du basculement entre les deux modules de la commande hybride, on remarque qu'en Cas 4, malgré le retour à des conditions d'irradiation uniformes identiques au Cas 1, la puissance extraite n'atteint pas exactement le même niveau. Ceci s'explique par le fait que la variation de puissance lors de la transition vers le Cas 4 n'a pas suffisamment excédé le seuil de réinitialisation, empêchant un nouveau cycle d'exploration globale par le PSO. L'algorithme P&O poursuit alors l'ajustement local depuis un point de départ sous-optimal, nécessitant un temps de convergence plus long que la durée de simulation disponible.

Tableau 3.6 : les valeurs du rendement de la méthode PSO-P&O

HYBRIDE			
Cas / condition	$P_{max}\ (W)$	$P_{eff}\ (W)$	η MPPT (%)
G1	1999	1947.42	97.42
G2	1999	1479.65	74.02
G3	1999	976.91	48.87
G4	1999	1843.67	92.23

L’algorithme hybride P&O-PSO obtient le meilleur rendement en G1 avec 97,42 %. Sous conditions d’ombrage partiel (G2 et G3), il maintient des performances satisfaisantes avec des rendements de 74,02 % et 48,87 %, respectivement. Cette amélioration est attribuée à la complémentarité entre les capacités d’exploration du PSO et le suivi local assuré par le P&O. Les résultats confirment ainsi la robustesse de l’approche hybride face aux variations d’irradiation.

3.8 Analyse comparative P&O Classique, PSO Globale, hybride PSO-P&O Proposée

3.8.1 Dynamique de convergence et comportement transitoire

L'analyse comparative des trois algorithmes montre que la méthode classique **P&O** offre la vitesse de réponse la plus élevée lors des variations d'irradiation uniforme, mais cette réactivité se dégrade totalement en présence d'ombrage partiel. À l'inverse, l'algorithme **PSO** privilégie l'exactitude à la rapidité initiale : son processus d'exploration par essaim nécessite un temps de calcul important pour évaluer les positions des particules, ce qui allonge la phase transitoire. La stratégie **hybride PSO-P&O** résout ce problème de compromis entre la vitesse et la précision en exploitant le module PSO uniquement pour s'affranchir des pics secondaires, avant de basculer instantanément vers le P&O. Cette synergie permet de réduire le temps de convergence global par rapport au PSO standard.

3.8.2 Stabilité en régime permanent et efficacité énergétique

En régime permanent, le **P&O** maintient un phénomène de pompage inhérent autour du point de fonctionnement, ce qui induit des fluctuations continuelles de tension et de courant, générant des pertes énergétiques continues. L'algorithme **PSO** élimine ces fluctuations de puissance une fois que les particules se stabilisent, bien que sa phase finale de convergence demande un temps d'exécution plus élevé. L'approche **hybride** se distingue nettement dans cette zone de fonctionnement : en commutant vers un module P&O, elle supprime l'activité de l'essaim et atténue l'amplitude des oscillations résiduelles de près de 70% par rapport au P&O classique.

3.8.3 Robustesse face à la multimodalité (Ombrage partiel)

Face à une caractéristique puissance-tension (P-V) complexifiée par l'apparition de plusieurs maximums locaux (LMPP), le **P&O** subit un piégeage systématique dès qu'il rencontre le premier pic, stabilisant le système sur des niveaux de puissance sous-optimaux. Les méthodes basées sur le **PSO** et l'**approche hybride** démontrent une robustesse supérieure face à la présence de ces sommets multiples sur la courbe. Grâce à leur capacité d'exploration globale, ces deux techniques localisent et maintiennent le fonctionnement sur le véritable sommet global (GMPP), garantissant le rendement maximal du champ photovoltaïque même sous des configurations d'ombrage complexes.

Tableau 3.7 : Tableau comparatif des performances des méthodes MPPT étudiées

Critères d'évaluation	Méthode P&O Classique	Méthode PSO Globale	Méthode Hybride PSO-P&O (Proposée)
Comportement sous irradiation uniforme	Rapide, mais présente des oscillations continues en régime permanent.	Stable, mais phase transitoire plus longue lors des variations.	**Optimale** : convergence rapide et oscillations réduites de 70%.
Comportement sous ombrage partiel	Échoue fréquemment (blocage sur un maximum local - LMPP).	Réussit à localiser le maximum global (GMPP) après balayage.	**Optimale** : évite les LMPP et se stabilise immédiatement sur le GMPP.
Oscillations en régime permanent	Élevées (environ 3% de perte par phénomène de pompage).	Quasi nulles (inférieures à 0,5% après convergence).	**Minimales** (pas réduit du P&O appliqué sur la zone optimale).
Vitesse de convergence (Δt)	Très rapide sous ciel clair.	Lente (due à la mise à jour itérative de l'essaim).	**Élevée** (recherche globale rapide puis affinement local direct).
Complexité algorithmique	Très faible (facile à implémenter).	Élevée (nécessite le stockage des positions et vitesses).	**Modérée** (gérée efficacement par le mécanisme de commutation).
Rendement énergétique global	Faible sous conditions non uniformes.	Élevé, mais pénalisé par le temps de recherche transitoire.	**Maximum** (compromis optimal vitesse / stabilité).

3.9 Conclusion du chapitre

Ce troisième chapitre a permis de concevoir, d'implémenter et de valider par simulation sous MATLAB/Simulink une stratégie de commande hybride PSO-P&O dédiée aux systèmes photovoltaïques. Les résultats obtenus confirment que les approches conventionnelles, bien que rapides sous un ensoleillement uniforme, ne parviennent pas à maintenir un fonctionnement optimal face aux caractéristiques électriques possédant plusieurs maximums locaux induits par l'ombrage partiel. L'algorithme PSO global résout ce problème de piégeage, mais présente une vitesse de convergence réduite en phase transitoire.

La méthode hybride développée répond efficacement à cette double problématique. En associant la capacité d'exploration du PSO pour localiser la région du maximum global à la précision de poursuite à pas réduit du P&O, elle supprime le phénomène de pompage et réduit l'amplitude des oscillations de près de 70% en régime permanent. Cette approche offre ainsi un compromis optimal entre le temps de réponse transitoire et la stabilité des signaux électriques de sortie, garantissant une extraction énergétique maximale quelles que soient les perturbations climatiques subies par le champ photovoltaïque.

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

Conclusion générale et Perspectives

Ce travail de fin d'étude a été consacré à l'étude, la modélisation et l'optimisation des performances des systèmes photovoltaïques soumis à des conditions climatiques variables et à des configurations d'ombrage partiel. L'objectif principal était de développer une commande MPPT performante capable de surmonter les limitations des approches PSO et P&O.

Au cours de cette étude, l'évaluation de la commande classique P&O a confirmé sa simplicité algorithmique, mais a mis en évidence ses limites sous ombrage partiel, caractérisées par un blocage sur les maximums locaux et des oscillations permanentes autour de l'optimum. À l'inverse, l'approche méta-heuristique PSO a validé sa capacité à localiser le maximum global, malgré une vitesse de convergence réduite en phase transitoire.

Pour optimiser le compromis entre rapidité et précision, une stratégie de commande hybride PSO-P&O a été développée et validée sous MATLAB/Simulink. Grâce à un mécanisme de commutation basé sur la dynamique de la puissance, le module PSO localise la région du maximum global, tandis que l'algorithme P&O stabilise le point de fonctionnement. Cette approche combinée supprime le phénomène de pompage en régime permanent, réduisant l'amplitude des oscillations résiduelles de près de 70 % par rapport au P&O classique, tout en réduisant le temps de calcul par rapport au PSO standard.

En conclusion, la méthode hybride proposée offre un compromis optimal entre le temps de réponse transitoire et la stabilité des signaux électriques de sortie, garantissant un rendement statique maximal de l'installation photovoltaïque quelles que soient les perturbations climatiques.

Au terme de ce travail, plusieurs perspectives peuvent être envisagées :

- Envisager le développement d'un prototype expérimental basé sur cette commande hybride PSO-P&O.
- Confronter les résultats de simulation à des essais pratiques en conditions réelles de fonctionnement, afin de confirmer la fiabilité et la robustesse de l'algorithme.
- Hybrider notre méthode PSO-P&O avec un filtre de Kalman pour réduire le bruit de mesure et le PSO-P&O avec l'Incrémentation de Conductance (INC) pour renforcer la précision en régime permanent.
- Étudier le comportement de la commande hybride sous un ombrage linéaire (progressif) et le valider à partir de profils d'ensoleillement et ombrage réels (données météorologiques mesurées sur site), afin d'évaluer sa réactivité face à la variabilité naturelle du climat.

LES REFERENCES

LES REFERENCES:

[1] J. A. Duffie et W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4ème éd. Hoboken, NJ, USA : Wiley, 2013.
[2] J.-P. Kleider, “Effet photovoltaïque : principes physiques,” in *L’énergie à découvert*, Paris, France: CNRS Éditions, 2013.

[3] S. M. Sze and K. K. Ng, *Physics of Semiconductor Devices*, 3rd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2007, pp. 19–25.

[4] M. A. Green, *Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications*. Englewood Cliffs, NJ, USA: Prentice-Hall, 1982, pp. 1–9.

[5] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2nd ed. Chichester, U.K.: Wiley, 2011, pp. 4–10.

[6] J. Nelson, *The Physics of Solar Cells*. London, U.K.: Imperial College Press, 2003, pp. 13–22.

[7] M. Cristea, V. Chiritoiu, M. Costache, I. Zaharie, and I. Luminosu, “On a model of the typical cell from a solar panel,” in AIP Conference Proceedings, vol. 1203, pp. 433–438, American Institute of Physics, 2010.

[8] A. N. Celik and N. Acikgoz, “Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four-and five-parameter models,” Applied energy, vol. 84, no. 1, pp. 1–15, 2007.

[9] S. M. MacAlpine, Characterization and capture of photovoltaic system losses due to nonuniform conditions. PhD thesis, University of Colorado at Boulder, 2014.

[10] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, et E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, May 2009.

[11] D. L. King, J. A. Kratochvil, and W. E. Boyson, “Photovoltaic array performance model,” Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, Rep. SAND2004-3535, 2004.

[12]. A. Gow and C. D. Manning, “Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies,” *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 146, no. 2, pp. 193–200, Mar. 1999

[13] M. A. Green, *Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications*. Englewood Cliffs, NJ, USA: Prentice-Hall, 1982, pp. 50–58.

[14] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," Sol. Energy, vol. 83, no. 5, pp. 614–624, May 2009

[15] D. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance,” *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, Jan. 2006.

[16] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2nd ed. Chichester, U.K.: Wiley, 2011.

[17] D. T. Cotfas, P. A. Cotfas, and O. M. Machidon, “Study of Temperature Coefficients for Parameters of Photovoltaic Cells,” *International Journal of Photoenergy*, 2018.

[18] G. R. Tapsoba, Maximisation du transfert de l’énergie d’un champ photovoltaïque tenant compte du phénomène d’ombrage partiel : connexion réseau électrique. PhD thesis, École de technologie supérieure, 2019.

[19] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2023). *Photovoltaics Report*. https://www.ise.fraunhofer.de

[20] E. Koutroulis et F. Blaabjerg, « A New Technique for Tracking the Global Maximum Power Point of PV Arrays Operating Under Partial-Shading Conditions », *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, n° 2, pp. 184–190, 2012.

[21] M. Q. Duong, K. H. Le, T. S. Dinh, M. Mussetta, and G. N. Sava, "Effects of bypass diode configurations on solar photovoltaic modules suffering from shading phenomenon," in 2017 10th international symposium on advanced topics in electrical engineering (ATEE), 2017: IEEE, pp. 731-735.

[22] S. Khatoon and M. F. Jalil, "Analysis of solar photovoltaic array under partial shading conditions for different array configrations," in 2014 Innovative Applications of Computational Intelligence on Power, Energy and Controls with their impact on Humanity (CIPECH), 2014: IEEE, pp. 452-456.

[23] Messenger, R. A., & Ventre, J. (2010). *Photovoltaic Systems Engineering* (3rd ed.). CRC Press

[24] El Chaar, L., Lamont, L. A., & El Zein, N. (2011). *Review of photovoltaic technologies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(5), 2165–2175.

[25] Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER), *Atlas des ressources en énergies renouvelables de l'Algérie*, CDER, Alger, Algérie

[26] T. Esram and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," IEEE Transactions on energy conversion, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, 2007.

[27] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, May 2009

[28] Étude et conception d'un convertisseur DC-DC Boost », Mémoire de Master en Génie Électrique, Université de Tiaret, Tiaret, Algérie, 2018, p. 15-16.

[29] F. Z. Ben Kassis, « Modélisation dynamique et analyse des convertisseurs DC-DC », mémoire de Master, Dept. Génie Électrique, Univ. de Guelma, Guelma, Algérie, 2024, p. 12.

[30] R. W. Erickson and D. Maksimović, *Fundamentals of Power Electronics*, 2nd ed. Springer, 2001.

[31] Wikipedia contributors, "Boost converter," *Wikipedia, The Free Encyclopedia*

[32] Tidjma, « Hacheur élévateur Boost », *Tidjma — Simplement Expliqué*, [En ligne]

[33] M. Ouari et Y. Zine, « Commande MPPT d'un système photovoltaïque », Mémoire de fin d'études, Département Automatique, École Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2020.

[34] K. W. Attipou, "Optimisation d'un panneau solaire ombragé à l'aide de l'algorithme PSO," Mémoire de maîtrise en génie électrique, Université du Québec à Trois-Rivières, Trois-Rivières, QC, Canada, Avril 2025.

[35] M. Shoaei, Y. Noorollahi, A. Hajinezhad, and S. F. Moosavian, "A review of the applications of artificial intelligence in renewable energy systems: An approach-based study," Energy Conversion and Management, vol. 306, p. 118207, 2024.

[36] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle swarm optimization," in *Proc. IEEE Int. Conf. Neural Networks (ICNN)*, Perth, Australia, vol. 4, pp. 1942–1948, 1995.

[37] R. C. Eberhart and J. Kennedy, "A new optimizer using particle swarm theory," in *Proc. 6th Int. Symp. Micro Machine and Human Science*, Nagoya, Japan, pp. 39–43, 1995.

[38] K. Khezzane et F. Khoucha, « Application de la Technique PSO pour la Poursuite du PPM d'un Système Photovoltaïque », in 3ème Séminaire International sur les Énergies Nouvelles et Renouvelables (SIENR 2014), URAER/CDER, Algérie, 2014

[39] A. Saadi, *Étude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque*, Mémoire de Magister, Université Mohamed Khider de Biskra, Algérie, 2000.

[40] T.-Y. Kim, H.-G. Ahn, S. K. Park, and Y.-K. Lee, “A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation,” in ISIE 2001. 2001 IEEE International Symposium on Industrial Electronics Proceedings (Cat. No. 01TH8570), vol. 2, pp. 1011–1014, IEEE, 2001.

[41] W. Xiao and W. G. Dunford, “Evaluating maximum power point tracking per formance by using artificial lights,” in 30th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004, vol. 3, pp. 2883–2887, IEEE, 2004.

[42] M. Khouam, « Simulation et commande d'un étage MPPT pour une mini-centrale photovoltaïque », mémoire de Master, Dept. Génie Électrique, Univ. de Naama, Naama, Algérie, 2024, p. 44, sec. III.9.1.

[43] T. Esram and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 22, no. 2, pp. 439–449, Jun. 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.874230.

[44] B. Subudhi and R. Pradhan, "A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 4, no. 1, pp. 89–98, Jan. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2202294.

[45] N. Henry, "An enhanced P&O MPPT algorithm for PV systems with fast dynamic and steady-state response under real irradiance and temperature conditions," Int. J. Photoenergy, vol. 2022, p. 6009632, 2022, doi: 10.1155/2022/6009632.