



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique
Université Ahmed Draia
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département Génie Electrique



Thèse

Pour l'obtention du Diplôme de doctorat LMD

Specialité : Génie électrique

Réalisé par :: HALALI YUCEF

Intitulée :

Approches d'optimisation pour l'estimation des paramètres et contrôle du point de puissance maximale (MPPT) du Système photovoltaïque dans un milieu saharien

Soutenu le 02/07/2025

Devant un jury composé de:

Mr HAMOUDA Messaoud	Professeur	Univ Adrar	Président
Mr GHAITAOUI Touhami	Professeur	Univ Adrar	Directeur de thèse
Mr MAOUEDJ Rachid	Dr	URER MS ADRAR	Examineur
Mr ARBAOUI Iliace	MCA	Univ Adrar	Examineur
Mr LARIBI Slimane	Professeur	Univ Adrar	Examineur
Mme ARAMA Fatima Zohra	Professeur	Univ Adrar	Examineur
Mr OULED ALI Omar	MCA	Univ Adrar	Invité

Année universitaire :2024/2025

Publications

- YOUCEF, H., TOUHAMI, G., OMAR, O., ESSAMA, G. A., SLIMANE, L. (2024). Sliding Mode based PSO MPPT for Solar PV System. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2024(1).
- Youcef Halali, Touhami Ghaitoui, Ouled Ali Omar, Ghaitaoui Ahmed Essama, Hartani Mohamed Amine , (2024) , Chaotic Generator and Artificial Ecosystem-Based Optimization for Accurate Modeling of Photovoltaic Cell Parameters . *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*
- Youcef, H., Touhami, G., Omar, O., Essama, G. A., Slimane, L. (2023, December). Extraction of electrical parameters for one diode photovoltaic model using iterative chaotic AEO optimization algorithm. In *2023 Second International Conference on Energy Transition and Security (ICETS)* (pp. 1-4). IEEE.
- Youcef HALALI, Touhami GHAITOUI, Saad MEKHILEF, Sajib AHMED, Ouled ALI OMAR, Ghaitaoui AHMED ESSAMA, Ahmed BENDIB, Abdelouadoud LOUKRIZ, Hafiz Ahmed, Obaid Alshammari, Iliace ARBAOUI, A Dandelion Optimization-based MPPT Control Technique for Solar PV System under Partial Shading Conditions, *Scientific African*, 2025
- Youcef Halali, Touhami Ghaitaoui, Omar Ouledali. (2022, Novembre). Estimation of Photovoltaic cells/modules parameters using Grey Wolf Optimization technique. *10th GLOBAL CONFERENCE on GLOBAL WARMING*.
- Ghaitaoui Touhami, Youcef Halali, Slimane Laribi, Ghaitaoui Essama Ahmed, Fatima Zohra Arama, Mohammedali Abbas, Khaled Koussa, Ilyace Arbaoui. (February 2023). Estimation of the photovoltaic Organic cells/modules parameters using an improved PSO optimization technique. Conference : *the The International Conference and Exhibition for Science (ICES2023)* At : Riyadh, Saudi Arabia.
- Omar Ouledali, SADKI Widad, FEROUHAT Wassila, MAATALLAH Elabbes, ELARABI Rahma, BAKARI Mohamed, Youcef Halali, Abdeldjalil Dahbi (February 2023). Control of the Four Switch Z-source Three Phase Inverter Connected with a Photovoltaic system. Conference : *the The International Conference and Exhibition for Science (ICES2023)* At : Riyadh, Saudi Arabia.

-
- GHAITAOUI, T., LARIBI, S., ARAMA, F. Z., BEN MOUSSA, F., GHAITAOUI, F., HALALI, E., ARBAOUI, I. (2023). Study and Simulation of Self-supply of a Building by Photovoltaic Energy. *Algerian Journal of Renewable Energy and Sustainable Development*, 5(01), 70-78.
 - Touhami, G., Ahmed, G. E., Amar, N., Youcef, H., Lahcene, B. K. (2023, December). An Improved PSO to Extract Unknown Parameters From a PV Panel. In *2023 Second International Conference on Energy Transition and Security (ICETS)* (pp. 1-5). IEEE.
 - Ghaitaoui, T., Arbaoui, I., Ghaitaoui, A. E., Halali, Y., Laribi, S. (2024). Elaboration and Characterization of Transparent Electrodes of ZnO Doped Al for Application in Organic Photovoltaic Cells. *Physics of the Solid State*, 66(1), 10-14.
 - Touhami, G., Laribi, S., Iliace, A., Ahmed, G. E., Youcef, H., Drissi, T., ... Dahbi, H. (2024). Optimization of a hybrid system (PV-fuel cell) of energy production for an isolated site. *Studies in Engineering and Exact Sciences*, 5(1), 2319-2332.
 - Ahmed, G. E., Kamel, N., Nemmich, S., Ghaitaoui, T., El Khalil, O. N. B., Bouroumeid, Y., ... Halali, Y. (2024). Optimization of the concentration of ozone generated by DBD using PSO algorithm for water treatment process. *Studies in Engineering and Exact Sciences*, 5(1), 1872-1887.
 - Ahmed, G. E., Kamel, N., Nemmich, S., Ghaitaoui, T., El Khalil, O. N. B., Bouroumeid, Y., ... Halali, Y. (2024). Optimization of the concentration of ozone generated by DBD using PSO algorithm for water treatment process. *Studies in Engineering and Exact Sciences*, 5(1), 1872-1887.

Dédicace

“

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents (Mimouna Mehdi), dont le sacrifice, la tendresse, l'amour, la patience, le soutien, l'aide et les encouragements sont l'essence de ma réussite..

Sans eux, je ne serais pas ce que je suis aujourd'hui. A mon grand frère Ibrahim et Mohammed; A mon Petit frère Mohammed Achref Eddine; A mes adorables sœurs Zineb et Cherifa Imane; A toute ma famille que ça soit mes tantes, mes oncles, mes cousines et cousins.

A tous les enseignants et les éducateurs qui ont contribué à ma formation durant tout le parcours de mes études jusqu'à ce jour A tous les Doctorants du Département de Génie Électrique. Université d'ADRAR

A tous mes amis, en particulier .

ceux que j'apprécie les plus .

A tous ceux qui m'ont nourri de leur savoir; A ceux avec qui je partage de bons souvenirs; A tous ceux qui me sont chers.

”

HALALI YUCEF

Foreword

“

The journey of completing this thesis has been one of immense growth, perseverance, and discovery. Over the past years, I have had the privilege of immersing myself in the fascinating field of renewable energy, focusing on photovoltaic systems and their optimization. This work reflects not only my academic endeavors but also my personal commitment to contributing to the global pursuit of sustainable energy solutions.

The significance of renewable energy in addressing climate change and meeting growing energy demands has been a powerful source of motivation throughout this research. Solar energy, in particular, stands as a beacon of hope, offering a clean and abundant alternative to conventional sources. However, the challenges associated with optimizing photovoltaic systems in diverse and extreme environments, such as deserts, require innovative approaches and dedicated efforts.

This thesis would not have been possible without the guidance, encouragement, and support of many individuals. I am deeply grateful to my supervisors for their mentorship, my colleagues for their collaboration, and my family for their unwavering support and understanding.

As I present this work, I am filled with gratitude and hope that the insights and solutions proposed in this thesis will make a meaningful contribution to advancing renewable energy technologies and fostering a more sustainable future for all.

”

Résumé

Résumé

Cette thèse porte sur l'amélioration des performances des systèmes photovoltaïques (PV) à travers des techniques avancées d'estimation des paramètres et de suivi du point de puissance maximale (MPPT). Les principales contributions de ce travail incluent le développement d'algorithmes d'optimisation tels que l'Optimisation de l'Écosystème Artificiel Chaotique Logistique (LCAEO), l'Optimisation par Faucons de Harris (HHO) et l'Optimisation par Loups Gris (GWO), afin d'assurer une estimation précise des paramètres photovoltaïques. Par ailleurs, une nouvelle approche MPPT intégrant un suivi en ligne basé sur l'Optimisation par Pissenlit (DO) est proposée, ainsi qu'un contrôleur en mode glissant combiné à l'algorithme PSO (Optimisation par Essaim Particulaire). La plupart de ces méthodes, validées dans des conditions désertiques, permettent d'améliorer de manière significative la précision du suivi et l'efficacité énergétique, offrant ainsi des solutions robustes et adaptées aux systèmes d'énergie renouvelable dans les environnements difficiles. **Mots clés :** Estimation des paramètres, suivi du point de puissance maximale (MPPT), algorithmes d'optimisation, (LCAEO), (HHO), (GWO), (DO), (SMPSO), énergie renouvelable, environnement désertique.

Abstract

This thesis focuses on enhancing photovoltaic (PV) system efficiency through advanced parameter estimation and Maximum Power Point Tracking (MPPT) techniques. Key contributions include the development of optimization algorithms like Logistic Chaotic Artificial Ecosystem Optimization (LCAEO), Harris Hawk Optimization (HHO), and Grey Wolf Optimization (GWO) for precise parameter estimation. Additionally, a novel MPPT framework integrating online tracking using Dandelion Optimization (DO) is proposed and Slide mode controller with PSO Algorithm. Most of These methods, validated in desert conditions, significantly improve tracking accuracy and energy efficiency, offering robust solutions for renewable energy systems in harsh environments.

Keywords : Parameter Estimation, Maximum Power Point Tracking (MPPT), Optimization Algorithms,(LCAEO),(HHO),(GWO),(DO),(SMPSO), Renewable Energy, Desert Environment.

Table des matières

Dédicace	III
Foreword	IV
Résumé	V
Introduction générale	1
1 Systeme Photovoltaïque	6
1.1 Introduction	7
1.2 Les énergies renouvelables dans le monde	7
1.3 Objectif de l'Algérie concernant les énergies renouvelables	9
1.4 Données sur le rayonnement solaire installées dans Algérie	11
1.5 Présentation climatique de la région d'adrar	13
1.6 Données climatiques d'Adrar	14
1.6.1 Heures d'ensoleillement en Adrar	14
1.7 Cellule photovoltaïque	16
1.8 Principe de fonctionnement	16
1.9 Différentes technologies de la cellule photovoltaïque	17
1.9.1 Les cellules Multi-jonction	17
1.9.2 Les Cellules monocristallin	18
1.9.3 Cellules polycristalline	18
1.9.4 Cellule amorphe	19
1.9.5 Les avantages et les inconvénients d'une cellule photovoltaïque. . .	19
1.10 Conclusion	20
2 Modélisation et Stratégies de Commande du module Photovoltaïque	21
2.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque	22
2.2 Caractéristiques du module photovoltaïque	24
2.3 Générateur photovoltaïque	26
2.4 Association des modules photovoltaïque en série	27
2.5 Association des modules photovoltaïque en parallèle	29
2.6 Les protections conventionnelles d'un générateur photovoltaïque	30
2.6.1 Sécurité lors du regroupement en série des générateurs PV	30
2.6.2 Sécurité lors du regroupement en parallèle des générateurs PV . . .	31
2.7 Recherche sur l'estimation des paramètres pour des modèles photovoltaïque	31
2.8 Techniques analytiques	32
2.9 Techniques numériques	34

2.10	Techniques d'Algorithmes Évolutifs	34
2.11	Stratégie de la Commande MPPT	35
2.11.1	Étage d'Adaptation	35
2.12	Convertisseur DC/DC	36
2.12.1	Convertisseur abaisseur (Buck) :	37
2.12.2	Convertisseur éleveur (Boost)	39
2.12.3	Convertisseur éleveur - abaisseur (Buck-Boost)	40
2.12.4	Convertisseur Ćuk	42
2.13	Recherche sur le suivi du point de puissance maximale (MPPT) Méthodes	43
2.14	Techniques d'algorithmes évolutifs	46
2.15	Conclusion	46
3	Approches Métaheuristiques pour l'Extraction des Paramètres PV	
	sous Différentes Conditions Climatiques	47
3.1	Introduction	48
3.2	Technique d'estimation utilisée dans notre projet	48
3.2.1	Définition de l'Optimisation	48
3.2.2	Fonction Objectif	48
3.3	Optimisation par l'Algorithme d'Optimisation basée sur écosystème arti-	
	ciel (AEO)	49
3.3.1	AEO avec une séquence logistique chaotique (LCAEO)	49
3.4	Simulation et résultat	51
3.4.1	Analyse Comparative des Courbes Expérimentales et Simulées d'une	
	Cellule Photovoltaïque Silicium RTC France (Modèles 1DM et 2DM)	52
3.4.2	Analyse Comparative des Courbes Expérimentales et Simulées mo-	
	dule PWP 201 POLYCRYSTALLINE	57
3.4.3	Discutions de Resultat	60
3.5	Extraction des Paramètres Photovoltaïques Polycristallins dans	
	l'Environnement Désertique	61
3.5.1	Matériaux et Methodes	61
3.5.2	Formulation de la méthode	65
3.5.3	Discussion de la méthode (GWO) et (HHO)	66
3.5.4	Analyse Comparative des Courbes Expérimentales et Simulées d'un	
	Module Polycristallin sous Conditions Réelles et STC	69
3.5.5	Discussion des résultats d'optimisation	72
3.5.6	Vérification expérimentale des paramètres estimés	74
3.6	Conclusion	74
4	Stratégie de Contrôle pour l'Optimisation du Point de Puissance Maxi-	
	male MPPT	75
4.1	Aperçu des stratégies de contrôle MPPT existantes	75
4.1.1	Sélection de techniques d'optimisation appropriées pour	
	le contrôle MPPT dans les environnements sahariens	76
4.2	Conception et mise en œuvre des algorithmes d'optimisation pour le contrôle	
	MPPT	77
4.2.1	Algorithme MPPT P&O	77

4.2.2	Algorithme d'optimisation de groupe de particules (PSO)	78
4.2.3	l'Algorithme MPPT d'Optimisation de Libellule (Dragonfly Algorithm)	81
4.2.4	Algorithme d'Optimisation des Colonies de Fourmis (ACO)	84
4.2.5	Algorithme d'Optimisation sans Dérivée (DFO) pour le Contrôle de Point de Puissance Maximale (MPPT)	88
4.2.6	l'algorithme Dandelion Optimization (Technique proposé)	89
4.3	Résultats et discussions	99
4.4	PSO MPPT basé sur le mode Glissant pour système solaire photovoltaïque	109
4.4.1	Stratégie de contrôle du MPP	110
4.4.2	Contrôle du mode Glissant MPPT	113
4.5	Résultats des simulations	113
4.6	Conclusion	118
Conclusion générale		119
Annexes		132
A Les données expérimentales I-V de RTC France Cell silicon		133
B Les données expérimentales I-V de PhotoWatt Module Polycrystalline		135
C Les données expérimentales I-V de Le module photovoltaïque Polycristalin Module (IF-P155-36)		137

Table des figures

1	Schéma fonctionnel du modèle proposé de système de contrôle PV	4
1.1	La capacité installée en énergies renouvelables dans le monde entre 2016 et 2024 [6]	7
1.2	Résultats des enchères mondiales sur les énergies renouvelables par région (à gauche) et par technologie (à droite) [8]	8
1.3	Croissance de la capacité d'électricité renouvelable par pays/région [8]	8
1.4	Répartition par technologie des énergies renouvelables en Algérie	10
1.5	Carte de rayonnement en Algérie [21].	13
1.6	Production d'énergie par différentes sources en Algérie en 2023 [21]	13
1.7	Situation de la Wilaya d'adrar	14
1.8	Température d'adrar 1991-2023 [19]	15
1.9	moyenne de vitesse du vent d'adrar 1991-2023 [22]	15
1.10	Cellule photovoltaïque	16
1.11	Structure et diagramme de bande d'une cellule solaire photovoltaïque	17
1.12	Cellule Multi jonction	17
1.13	cellule monocristalline	18
1.14	Cellules polycristalline	18
1.15	Cellule amorphe	19
2.1	Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque.	22
2.2	Schéma électrique du modèle simple diode	23
2.3	Schéma électrique du modèle double diode	24
2.4	Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un module PV (ISOFOTON IS-75/12)	25
2.5	Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un module PV pour différent éclairément.	26
2.6	Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un module PV pour différent température.	26
2.7	Composantes d'un générateur de modules photovoltaïques	27
2.8	Modèle de circuit de module PV.	27
2.9	Module PV constitué par N_s cellules séries et N_p colonnes parallèles (A) Structure d'un module PV, (B) module PV.	28
2.10	Association des cellules PV identiques en série.	28
2.11	Association des cellules PV identiques en série	29
2.12	Association des cellules PV identiques en parallèle.	29
2.13	Association des cellules PV identiques en parallèle	29
2.14	Association de deux générateurs PV en parallèles avec les diodes de protections.	30
2.15	L'effet des diodes by-pass sur la caractéristique du générateur PV	31

2.16	Schéma fonctionnel de la méthode d'estimation des paramètres pour les modèles électriques PV.	33
2.17	Système PV avec la commande MPPT.	35
2.18	Symbole d'un hacheur DC/DC	36
2.19	Circuit électrique de Hacheur abaisseur	37
2.20	Forme d'ondes des tensions et des courants d'entrée et de sortie du « Buck » en fonction du rapport cyclique D et la période Ts	38
2.21	Convertisseur élévateur (Boost)	39
2.22	Tensions et courants d'entrée et de sortie en D et Ts pour un Boost	39
2.23	Circuit équivalent du convertisseur Buck-Boost	40
2.24	Tensions et courants du convertisseur Buck-Boost	41
2.25	Convertisseur Ćuk	42
2.26	Signaux de tensions et de courants du convertisseur Ćuk	43
2.27	Courbes caractéristiques électriques d'un module PV MSX60 sous différentes conditions atmosphériques : (a) Courbes I-V sous différents niveaux d'irradiance; (b) Courbes P-V sous différents niveaux d'irradiance; (c) Courbes I-V sous différentes températures; (d) Courbes P-V sous différentes températures.	44
2.28	Fonctionnement d'un générateur photovoltaïque travaillant dans des conditions d'ombrage partiel : (a) A Générateur photovoltaïque avec diodes de dérivation ; (b) Courbes I-V et P-V du générateur photovoltaïque recevant diverses niveaux d'irradiation.	45
3.1	Organigramme de l'estimation des paramètres par la méthode LCAEO . .	50
3.2	Comparaisons entre les données expérimentales et estimées données obtenues par LCAEO pour RTC-FRANCE :P-V et IAEpower-V caractéristiques. 52	52
3.3	Comparaisons entre les données expérimentales et estimées données obtenues par LCAEO pour RTC-FRANCE :I-V et IAE CURRENT -V caractéristiques.	52
3.4	Comparaisons entre les données expérimentales et les données estimées obtenues par LCAEO pour les caractéristiques de courant I-V et IAE-V de RTC-FRANCE.	54
3.5	Comparaisons entre les données expérimentales et estimées obtenues par LCAEO pour les caractéristiques P-V et IAE -V de RTC-FRANCE.	54
3.6	SDM :Graphiques de convergence Cell RTC France.	56
3.7	DDM :Graphiques de convergence Cell RTC France.	56
3.8	Comparaisons entre les données expérimentales et estimées obtenues par LCAEO pour les caractéristiques P-V et Puissance IAE -V de PHOTO-WATT PWP201	57
3.9	Comparaisons entre les données expérimentales et estimées données obtenues par LCAEO pour PHOTOWATT PWP201 :I-V et IAE CURRENT -V caractéristiques.	58
3.10	Graphiques de convergence PWP 201 POLYCRYSTALLINE	58
3.11	Géographique de la province d'Adrar	62
3.12	Température module sur position Algérie.2 MARS 2023	62
3.13	Localisation du laboratoire développement durable et informatique	63

3.14	Plateforme expérimentale :modules PV,ordinateur et traceur (FI 103-AMS).	64
3.15	Caractéristiques électriques des modules PV de STC	64
3.16	Organigramme de l’algorithme proposé GWO	67
3.17	Organigramme de l’algorithme proposé HHO	68
3.18	La procédure de calcul du taux	69
3.19	La simulation et les mesures expérimentales pour les caractéristiques des cellules P– V [PX-170]	70
3.20	La simulation et les mesures expérimentales pour les caractéristiques des cellules I – V [PX-170]	70
3.21	Graphiques de convergence	71
3.22	The Simulation and experimental measurements for[PX-170] P–Vcell cha- racteristics On STC	71
3.23	La simulation et les mesures expérimentales pour les caractéristiques des cellules I – V [PX-170] On STC	72
3.24	Graphiques de convergence On STC	72
4.1	Courbe caractéristique de puissance du panneau PV et principe de fonc- tionnement de l’algorithme P&O.	77
4.2	Organigramme de Pertub et observer l’algorithme	78
4.3	Vole d’oiseaux	78
4.4	Organigramme de l’algorithme PSO	80
4.5	Essaims de libellules dynamiques	81
4.6	Essaims de libellules statiques	82
4.7	Mise à jour de la position des individus des libellules	84
4.8	Organigramme d’optimisation de l’Algorithme Libellule (Dragonfly Algo- rithm)	84
4.9	Une colonie de fourmis	85
4.10	Organigramme de l’Algorithme d’Optimisation des Colonies de Fourmis (ACO)	87
4.11	Organigramme de l’Algorithme DFO pour le MPPT	89
4.12	Descente et atterrissage de fleur de pissenlit	96
4.13	Organigramme de l’algorithme DO	97
4.14	Schéma de circuit du convertisseur Boost	98
4.15	Diagramme Fonctionnel du Fonctionnement Global du Système	99
4.16	Tension PV, puissance PV et duty cycle de l’algorithme DO pour le cas 1 .	100
4.17	Tension PV, puissance PV et rapport cyclique pour le cas 1 avec DO et quatre autres algorithmes	101
4.18	Tension PV, puissance PV et duty cycle de l’algorithme DO pour le cas 2	103
4.19	Tension PV, puissance PV et repport cycle pour le cas 2 avec DO et quatre autres algorithmes	104
4.20	Tension PV, puissance PV et duty cycle de l’algorithme DO dans le cas 3 .	105
4.21	Tension PV, puissance PV et Duty cycle dans le cas 3 avec DO et quatre autres algorithmes	106
4.22	Représentation schématique du contrôle de mode glissant basé sur PSO MPPT	110
4.23	PSO MPPT et stratégie de contrôle en mode glissant	111

4.24 Organigramme de l'optimisation des essais de particules MPPT	112
4.25 Mode glissant MPPT pour système photovoltaïque	115
4.26 Tension PV et tension de charge	115
4.27 Courant PV et courant de charge	116
4.28 Puissance et puissance de charge	116

Liste des tableaux

1.1	Puissance installée par phases	10
1.2	Tarif de la production d'électricité pour les sources photovoltaïques et éoliennes	11
1.3	Installation de centrale photovoltaïque raccordée au réseau électrique en Algérie.	12
1.4	Les avantages et les inconvénients d'une cellule photovoltaïque	19
2.1	Les paramètres du panneau PV (ISOFOTON IS-75/12).	25
3.1	TENSION ET COURANT UTILISÉS CE	51
3.2	Paramètres du module PHOTOWATT et cellule RTC France	51
3.3	La solution optimale pour la cellule PV RTC France par LCAEO et divers algorithmes (1DM)	53
3.4	La solution optimale pour la cellule PV RTC France par LCAEO et divers algorithmes (2DM)	54
3.5	La solution optimale pour le module PHOTOWATT par LCAEO et divers algorithmes (1DM)	59
3.6	Résultats statistiques pour toutes les applications et modèles utilisés dans cette étude	60
3.7	Spécifications techniques du modèle FI103-AMS	65
3.8	Caractéristiques électriques du module polycristallin IF-P155-36	65
3.9	Résultats de l'optimisation de l'estimation des paramètres du module polycristallin dans diverses conditions climatiques.	69
4.1	Spécifications Électriques	98
4.2	Valeurs d'irradiance pour trois cas différents	99
4.3	Tableau Récapitulatif des performances de toutes les méthodes du cas 1	101
4.4	Performances de toutes les méthodes dans le cas 2	105
4.5	Tableau des performances de toutes les méthodes du cas 3	106
4.6	Performances de toutes les méthodes dans tous les cas	108
4.7	Performances du MPPT à mode glissant PSO	114

Liste des abréviations

Liste des abréviations

C_1, C_2	<i>Coefficients d'accélération vers p_{best} et g_{best} respectivement</i>
d	<i>Nombre de données mesurées</i>
g_{best}^t	<i>La meilleure solution parmi toutes les particules participantes pour i^{th} ième dimension au temps t, également connu sous le nom de meilleur mondial</i>
$p_{best}_i^t$	<i>The best position for i^{th} th dimension at time t of a particle, also known as personal best</i>
$v_{i,j}^t$	<i>La meilleure position pour moi ième dimension au temps t d'une particule, également appelée personalVelocity for i^{th} ème particule dans j^{th} ième dimension au temps t meilleur</i>
w	<i>Masse d'inertie</i>
$X_{i,j}^t$	<i>Position actuelle de la dimension i^{th} au temps t</i>
A_1	<i>Facteur d'idéalité de la première diode modélisant la composante du courant de diffusion</i>
A_2	<i>Facteur d'idéalité de la deuxième diode modélisant la recombinaison dans l'espace région de charge</i>
E_g	<i>CEnergie de bande interdite du semi-conducteur</i>
E_{gn}	<i>Par exemple au STC_s ($E_{gn} = 1.12eV$ pour les cellules au silicium et $E_{gn} = 1.6 eV$ pour le triple cellules amorphes de jonction)</i>
G	<i>Irradiance</i>
G_n	<i>Irradiance au STC</i>
I-V	<i>courant-tension</i>

Liste des abréviations

I	<i>Le courant aux bornes d'une cellule PV</i>
I'	<i>Le courant aux bornes d'un module PV</i>
I_{mp}	<i>Le courant au point de puissance maximaler</i>
I_{01}	<i>eserve le courant de saturation de la première diode modélisant la composante du courant de diffusionr</i>
I_{02}	<i>Courant de saturation inverse de la deuxième diode modélisant la recombinaison dans la région de charge d'espacer</i>
I_{phn}	<i>Le courant au point de puissance maximaler</i>
I_{ph}	<i>Le photocourant</i>
I_{cc}	<i>Courant de court-circuit</i>
k	<i>Constante de Boltzmann ($1,380650 \times 10^{-23}$ J/K)</i>
K_i	<i>Coefficient de courant de court-circuit</i>
k_v	<i>Coefficient de tension en circuit ouvert)</i>
N_s	<i>Nombre de cellules connectées en série dans le module)</i>
p_{max}	<i>La puissance au point de puissance maximale</i>
q	<i>Charge électronique ($1,380650 \times 10^{-23}$ J/K)</i>
R_p	<i>Résistance shunt</i>
R_s	<i>Résistance série</i>
T	<i>Température de la cellule</i>
T_n	<i>Température des cellules aux STC</i>
V'	<i>La tension aux bornes d'un module PV</i>
V_{mp}	<i>La tension au point de puissance maximale</i>
V_{co}	<i>Tension en circuit ouvert</i>
V_{ref}	<i>Tension de référence</i>

Liste des abréviations

V_{co}	<i>Tension en circuit ouvert</i>
POA	<i>Perturbe et observe adaptatives</i>
<i>DD</i>	<i>Modèle à double diode</i>
<i>MPPL</i>	<i>Point de puissance maximale locale</i>
<i>MPPE</i>	<i>Estimation du point de puissance maximale</i>
<i>MPPT</i>	<i>Suivi du point de puissance maximale</i>
<i>RMSE</i>	<i>Erreur Racine moyenne au carré</i>
<i>SDC</i>	<i>Modèle de cellule à une seule diode</i>
<i>SDM</i>	<i>Modèle de module à une seule diode</i>
<i>SD</i>	<i>Modèle à une seule diode</i>
<i>AEO</i>	<i>l'algorithme de l'écosystème artificiel</i>
$C_{i,j}$	<i>séquence logistique chaotique</i>
<i>IF – P155 – 36</i>	<i>module polycristallin</i>
<i>IExp.(i)</i>	<i>le courant expérimental à l'instant i.</i>
<i>SGDE</i>	<i>Algorithme de descente de gradient stochastique</i>
<i>PSO</i>	<i>Optimisation de l'essaim de particules</i>
<i>DO</i>	<i>Dandelion Optimization</i>
<i>ACO</i>	<i>Ant Colony Optimization</i>
<i>POA</i>	<i>Perturbe et Observe Adaptatives</i>
<i>HHO</i>	<i>Harris Hawks Optimization</i>
<i>GWOCs</i>	<i>Grey Wolf and Cuckoo Search Hybrid Optimization Algorithm</i>
<i>ELBA</i>	<i>Efficient Layer-Based Algorithm</i>
<i>DFO</i>	<i>Derivative-Free Optimization</i>

Introduction générale

Contexte

La croissance de la demande énergétique, conjuguée à la possibilité de réduire l’approvisionnement en combustibles conventionnels et aux préoccupations croissantes en matière de préservation de l’environnement, a stimulé la recherche et le développement de sources d’énergie alternatives plus propres, renouvelables et à faible impact environnemental. Parmi ces alternatives, l’énergie photovoltaïque (PV) est actuellement reconnue comme la plus prometteuse, car elle est gratuite, abondante, propre et largement distribuée sur Terre [1].

Elle joue un rôle crucial dans tous les processus de production d’énergie sur notre planète. Malgré les phénomènes de réflexion et d’absorption de la lumière solaire par l’atmosphère, l’énergie solaire incidente sur la surface terrestre est estimée être des milliers de fois supérieure à la consommation énergétique mondiale. Selon les projections des experts, l’énergie photovoltaïque deviendra la principale source d’énergie d’ici 2040, représentant près de 28% de la consommation énergétique mondiale [2].

Dans la technologie de production d’énergie photovoltaïque, les modules photovoltaïques sont constitués de cellules photovoltaïques à base de silicium, capables de convertir les photons en électrons. Cette conversion photovoltaïque a lieu dans des matériaux semi-conducteurs, générant ainsi un courant continu directement exploitable. Malgré les progrès réalisés sur le marché des modules photovoltaïques, des expériences récentes ont démontré que leur exposition prolongée aux conditions climatiques naturelles entraîne des contraintes thermiques et une détérioration des performances électriques.

Il est également important de noter que les unités photovoltaïques actuellement disponibles ne sont pas spécifiquement conçues pour les zones désertiques, ce qui motive notre étude sur l’estimation des paramètres et le suivi du point de puissance maximale (MPPT) des systèmes photovoltaïques dans de telles régions.

Problématique

Les systèmes photovoltaïques (PV) sont devenus une source d'énergie renouvelable vitale, jouant un rôle crucial dans la transition mondiale vers une production d'énergie durable. Maximiser l'efficacité et les performances des systèmes photovoltaïques est primordial pour parvenir à une adoption généralisée et réduire la dépendance aux combustibles fossiles [3].

Deux aspects critiques influençant l'efficacité des systèmes photovoltaïques sont l'estimation des paramètres et le suivi du point de puissance maximale (MPPT) [4]. L'estimation des paramètres implique de déterminer avec précision les paramètres électriques du système photovoltaïque, tels que la résistance série, la résistance shunt et le facteur d'idéalité de la diode. Une estimation précise des paramètres est essentielle pour modéliser avec précision le comportement du système photovoltaïque dans diverses conditions de fonctionnement, permettant ainsi des performances optimales. D'autre part, les algorithmes MPPT jouent un rôle central dans l'extraction de la puissance maximale disponible du générateur photovoltaïque dans des conditions environnementales changeantes telles que l'irradiation et la température. Différentes techniques MPPT ont été proposées dans la littérature, chacune avec ses avantages et ses limites.

Le choix de l'algorithme MPPT a un impact significatif sur l'efficacité globale et le rendement énergétique du système photovoltaïque. Pour relever les défis associés à l'estimation des paramètres et au MPPT dans les systèmes photovoltaïques, cette thèse vise à explorer et à développer des approches d'optimisation.

En tirant parti de techniques d'optimisation avancées telles que les algorithmes évolutifs, l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique, cette recherche vise à améliorer la précision de l'estimation des paramètres et l'efficacité des algorithmes MPPT.

Objectifs

Motivés par les préoccupations ci-dessus, ce travail porte sur l'étude des algorithmes d'optimisation artificielle et les appliquer à l'estimation des paramètres pv, Les principaux objectifs de ce travail peuvent être résumés comme suit :

1. Analyser les algorithmes d'optimisation artificielle et les mettre en œuvre pour estimer les paramètres électriques des modules photovoltaïques,
2. introduire une méthode informatique pour estimer avec précision les paramètres des cellules photovoltaïques (PV) sur la base d'observations réelles de leurs caractéristiques courant-tension (I-V) dans des conditions sahariennes,
3. présenter la technique d'optimisation , un algorithme efficace de suivi du point de puissance maximale (MPPT) adapté à diverses conditions environnementales,
4. Une méthode assurant le suivi et le maintien en continu du point de puissance maximale (MPP) sous diverses conditions environnementales, dans le but d'optimiser la production d'énergie du système photovoltaïque.

Contribution originale

Dans cette thèse, divers algorithmes ont été suggérés : algorithme d'optimisation basé sur un écosystème artificiel chaotique logistique (LCAEO), optimisation de Harris Hawk (HHO), optimisation de Grey Wolf (GWO). La méthode est conçue pour extraire les paramètres des modèles PV à partir des données expérimentales. Les concepts d'optimisation sont également appliqués dans la tâche de MPPT. Pour offrir une bonne valeur initiale pour une méthode MPPT directe conventionnelle, DandelionOptimizer (DO) et PSO basé sur le mode glissant (SMPSO), la stratégie MPPT proposée combine l'estimation du point de puissance maximale (MPPE) hors ligne. La figure 1 montre un bloc schéma du système de contrôle PV proposé, qui consiste en un estimateur de paramètres et un convertisseur DC-DC alimenté par PV avec le bloc fonctionnel MPPT. Le paramètre L'estimateur est appliqué pour extraire les paramètres optimaux pour le modèle. Avec la simulation courant et puissance aux bornes (I, V), le MPPE dérive une tension estimée du GMPP V_{mp} . L'algorithme MPPT hors ligne améliore encore la précision du suivi en petites étapes de perturbation. Lors du processus de régulation, la position du point de fonctionnement est adaptée par le signal d'entrée de modulation de largeur d'impulsion (PWM). Le bloc de contrôle de courant définit le rapport cyclique du PWM en fonction de la tension de sortie V_o et de la référence tension $V_{réf}$. Les principales contributions de cette thèse sont résumées comme suit :

1. La méthode d'estimation des paramètres basée sur l'algorithme LCAEO est proposée par LCAEO pour obtenir des paramètres précis du système photovoltaïque.

Le LCAEO est inventé sur la base d'une technique heuristique simple et gratuite qui applique uniquement des opérations de multiplication et d'addition basées sur un générateur de séquences chaotiques. Dans le but de servir d'évaluation approfondie de l'algorithme LCAEO dans l'estimation des paramètres PV, les modèles à diode simple et double diode et améliorés. des modèles à diode unique sont pris en compte. Deux études de cas sont conçues pour estimer Algorithme LCAEO dans l'estimation des paramètres du modèle :

- un diamètre commercial de 57 mm cellule solaire (R.T.C. France) [5] fonctionnant au niveau d'irradiation standard ;
- un module PV (PHOTOWAT PWP 201 MODULE) fonctionnant dans des environnements variés conditions.

Les résultats de simulation et les données expérimentales montrent que l'algorithme LCAEO est capable d'obtenir tous les paramètres avec une précision extrêmement élevée, représenté par une faible erreur quadratique moyenne (RMSE). Dans cette étude, la proposition .la méthode surpasse l'écosystème artificiel chaotique logistique (LCAEO)

2. des méthode précise elle est réalisée en parallèle dans les méthodes proposées HHO et GWO est proposée pour estimer les paramètres d'un module PV polycristallin (modèle IF-P155-36) en utilisant des données expérimentales issues d'environnements désertiques. En s'appuyant sur un modèle de cellule à cinq paramètres , cette

méthode démontre, via MATLAB, une estimation robuste avec une faible erreur quadratique absolue moyenne (MASE) , soulignant son efficacité dans des conditions extérieures réelles et difficiles.

3. Un nouveau cadre MPPT basé sur un modèle est proposé pour combiner hors ligne Estimation du point de puissance maximale (MPPE) à l'aide de l'algorithme de Dandelion Optimization (DO) avec une méthode de révision du point de puissance maximale hors ligne (MPPR). HHO et GWO est utilisé comme fonction d'évaluation de la condition physique dans l'algorithme DO pour pré- dire la puissance de sortie du générateur photovoltaïque appliqué. La faisabilité de la méthode est vérifiée dans un système de contrôle MPPT mis en œuvre avec un convertisseur d'inductance primaire asymétrique (boost). Conditions environnementales stables et en évolution rapide sont considérés dans cette étude. Les résultats de la simulation suggèrent que le projet proposé Le cadre MPPT basé sur un modèle surpasse considérablement LCAEO (LCAEO) et la méthode MPPT d'optimisation de Dandelion et basée sur SMPSTO en termes de d'efficacité et de capacité à suivre le GMPP

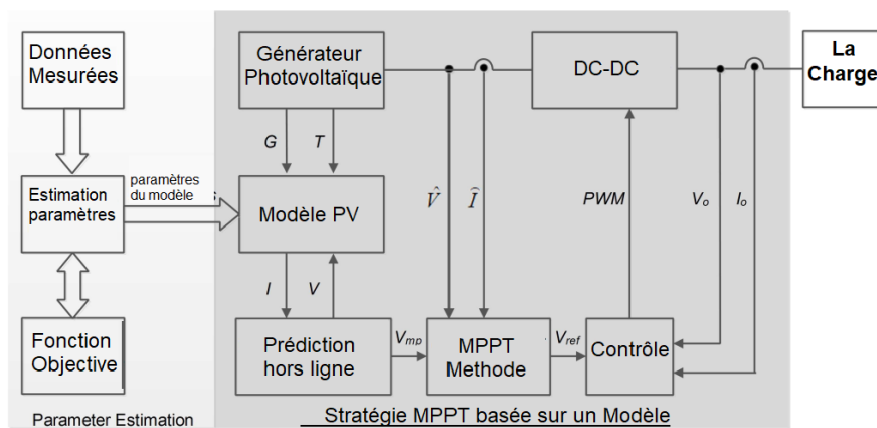


FIG. 1 : Schéma fonctionnel du modèle proposé de système de contrôle PV

Organisation du mémoire

Cette thèse est organisée en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, nous aborderons une analyse générale des systèmes photovoltaïques.

Dans le deuxième chapitre, nous examinons la modélisation des systèmes photovoltaïques, ainsi que les différentes techniques d'estimation des paramètres et de contrôle du point de puissance maximale.

Le troisième chapitre est lié à l'estimation des paramètres du panneau PV à l'aide des algorithmes LCAEO et GWO et HHO dans l'environnement MATLAB .

Dans le quatrième chapitre nous utiliserons les paramètres obtenus pour améliorer les performances du panneau photovoltaïque grâce à la stratégie MPPT .

Enfin nous terminons cette thèse par une conclusion générale .

Chapitre 1

Systeme Photovoltaïque

1.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la présentation des énergies renouvelables, tant à l'échelle mondiale qu'en Algérie. Il aborde également la stratégie nationale, la politique énergétique ainsi que les principaux enjeux liés à l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique algérien. Enfin, les concepts fondamentaux relatifs au système photovoltaïque y seront exposés.

Comprendre le système photovoltaïque et être capable de modéliser chaque partie de elle, présente une étape essentielle pour démarrer l'analyse du système connecté photovoltaïque. De nombreux défis sont confrontés aux utilisateurs de systèmes connectés au réseau photovoltaïque sous différents aspects comprenant principalement les cellules, les modules et les réseaux, ainsi que la modélisation de l'onduleur.

1.2 Les énergies renouvelables dans le monde

Selon l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA) **IEA (2024)** (figures 1.1 et 1.2), en 2024, la capacité mondiale cumulée installée de production d'énergies renouvelables était de au-dessus de Les ajouts de capacité d'électricité renouvelable ont atteint environ 507 GW en 2023, près de 50 % de plus qu'en 2022, avec un soutien politique continu dans plus de 130 pays suscitent un changement significatif dans la tendance de la croissance mondiale. Ce l'accélération mondiale en 2023 s'explique principalement par l'expansion d'une année sur l'autre le marché en plein essor du solaire photovoltaïque en République populaire de Chine (ci-après « Chine ») (+116%) et éolien (+66%). Les ajouts de capacité d'énergie renouvelable continueront à augmentera au cours des cinq prochaines années, le solaire photovoltaïque et l'éolien représentant un record 96% parce que leurs coûts de production sont inférieurs à ceux des énergies fossiles et des alternatives non fossiles dans la plupart des pays et les politiques continuent de les soutenir.

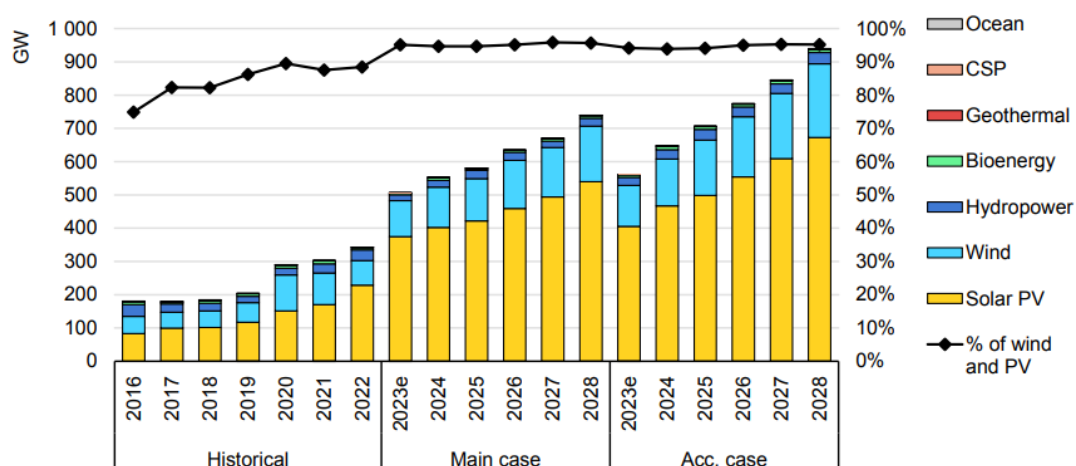


FIG. 1.1 : La capacité installée en énergies renouvelables dans le monde entre 2016 et 2024 [6]

Selon le Conseil mondial de l'énergie [7], les tendances futures montrent une rôle impor-

tant des centrales solaires, avec également un fort développement des centrales terrestres et éolien offshore.

La capacité renouvelable attribuée lors d'enchères compétitives en 2023 était au même niveau qu'en 2022. En Asie-Pacifique, en Europe et en Eurasie ont attribué des volumes d'enchères l'augmentation compense la baisse de la capacité sous contrat dans d'autres régions. D'une technologie En perspective, la capacité éolienne offshore soumise à un appel d'offres a chuté de plus d'un tiers dans le monde après le niveau record atteint en 2022, la plus forte baisse de toutes technologies renouvelables. La capacité éolienne terrestre attribuée a légèrement augmenté de 2 %, et l'énergie solaire photovoltaïque à grande échelle a augmenté de 7 % .

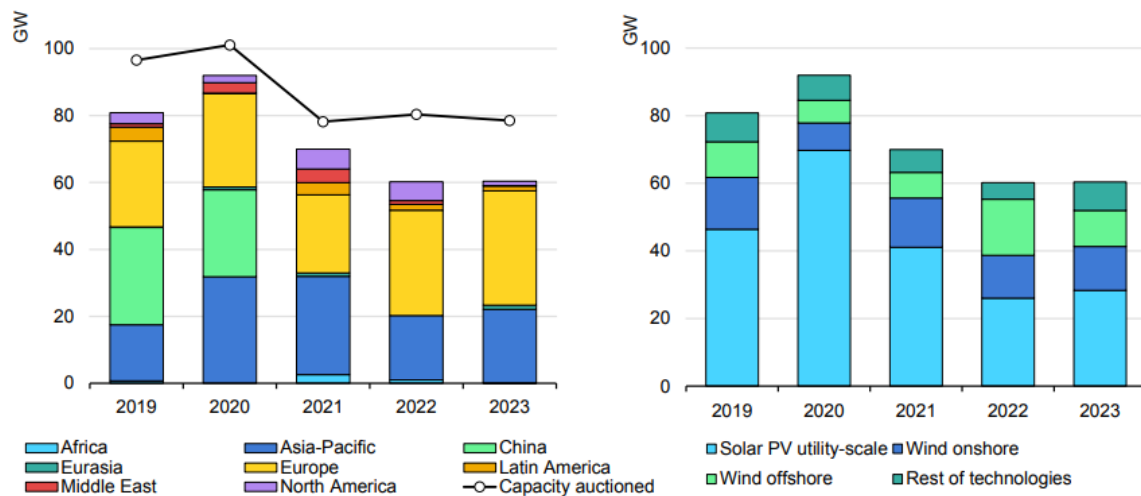


FIG. 1.2 : Résultats des enchères mondiales sur les énergies renouvelables par région (à gauche) et par technologie (à droite) [8]

La figure 1.3 montre que la Chine est en tête au niveau mondial en termes de capacité installée. de centrales photovoltaïques, suivis par les États-Unis et le Japon .

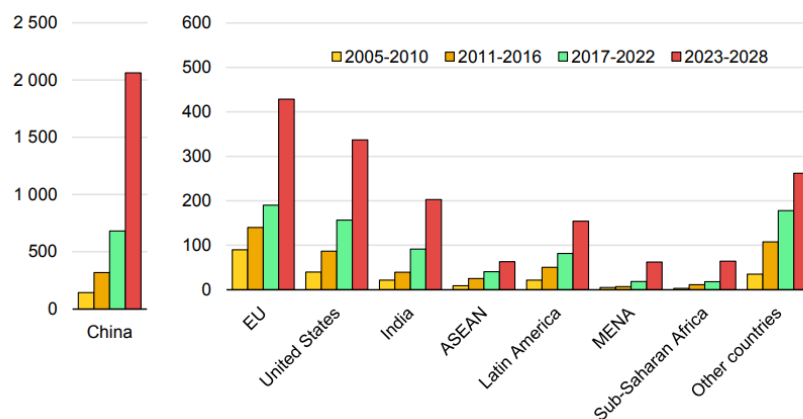


FIG. 1.3 : Croissance de la capacité d'électricité renouvelable par pays/région [8]

1.3 Objectif de l'Algérie concernant les énergies renouvelables

L'Algérie est riche en ressources naturelles. Il possède les dixièmes réserves prouvées de gaz naturel au monde, est le sixième exportateur de gaz et possède les troisièmes réserves de gaz de schiste [9]. Elle se classe également au seizième rang en termes de réserves prouvées de pétrole [10]. L'Algérie est vivement intéressée à participer activement au développement de nouvelles technologies d'exploitation et d'utilisation des sources d'énergie renouvelables pour les raisons suivantes :

- La consommation intérieure d'électricité de l'Algérie a augmenté régulièrement, selon les chiffres officiels. estimations d'une croissance de la demande de 32 % entre 2010 et 2014 [11].
- Dans le passé, l'énergie fossile était généreusement consommée et dissipée. Pour que le gouvernement envisage d'introduire les énergies renouvelables dans le secteur électrique local marché pour économiser des volumes de gaz naturel destinés à l'exportation pour financer l'économie nationale [12]. Le gouvernement algérien s'engage à accroître la pénétration des énergies renouvelables ressources. Elle a donc développé deux programmes :

a) Le Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique :

Il s'agit d'une étape pratique dans la poursuite des objectifs d'évolution vers un avenir durable. Ressortissant algérien politique s'est fixé pour objectif de couvrir 40 pour cent de ses besoins nationaux en électricité. par des approvisionnements en énergies renouvelables d'ici 2030 [13]. Les projets du gouvernement augmentent capacité de production d'électricité de 22 GW, entre les années 2011 et 2030. Il a adopté un approche en deux phases ; La phase 1 s'est déroulée de 2015 à 2020, la phase 2 s'est déroulée de 2021 à 2030. la nouvelle capacité proviendra de différentes ressources, l'énergie solaire représentant 13,5 GW, suivi de l'énergie éolienne pour 5 GW, du solaire CSP pour 2 GW, de la biomasse pour 1 GW, cogénération pour 400 MW et géothermie pour 15 MW [14]. Les objectifs des énergies renouvelables pour chaque source et phase sont décrits dans le tableau 1.1 [15]. Comme le montre la figure 1.4, l'Algérie consacra la majeure partie de ses énergies renouvelables à approvisionnement à partir du PV à 61 % en raison de la susceptibilité de la géographie du pays à recevoir

	1ère phase 2015-2020	2ème phase 2021-2030	totaux MW
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eoliene	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000
CHP	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	05	10	15
Totale	4525	17475	22000

TAB. 1.1 : Puissance installée par phases

une grande quantité de rayonnement solaire sur son territoire et bénéficie d'un grand nombre d'heures d'ensoleillement par jour, surtout en été.

Objectifs du programme algérien des Energies Renouvelables

22 GW à l'horizon 2030

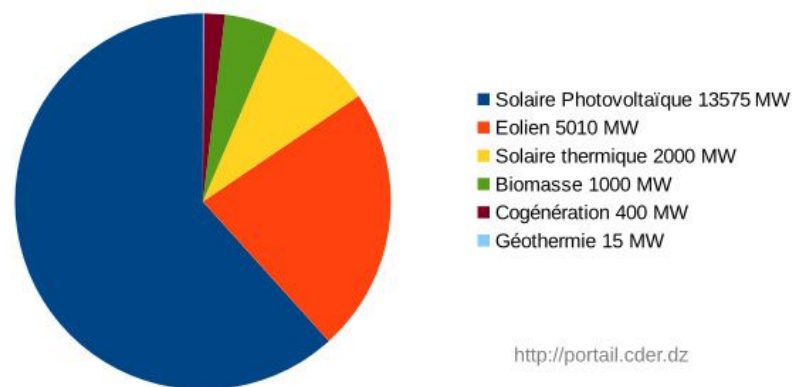


FIG. 1.4 : Répartition par technologie des énergies renouvelables en Algérie [16]

b) Soutien aux tarifs :

Afin de diversifier son mix énergétique national et d'accélérer le développement des énergies renouvelables atteindre les objectifs fixés en matière d'énergies renouvelables [17], le gouvernement algérien a introduit un tarif de rachat mécanisme en 2014. Dans ce système, le service public algérien achète de l'électricité photovoltaïque et éolienne des clients pour un contrat de 20 ans à un tarif garanti [18], avec un taux bien supérieur à coûts électriques conventionnels. Dans ce contexte, l'Algérie a fixé un cadre d'achat acceptable grille de prix pour l'électricité produite à partir des différentes sources. Cette échelle est basée sur l'énergie et la période d'exploitation de l'investissement (les cinq premières années et les 15 années restantes) [18]. Le tableau 1.2 résume le tarif de rachat aligné sur le différentes périodes d'exploitation et quantité d'électricité produite.

	Puissance(MW)	Tariff(DZD/KWh)	
		5 Année initiale	15 années restantes
Eoliene	1-5	13.10	9.55-16.66
	≥ 5	10.48	7.64-13.33
Solaire photovoltaïque	1-5	15.94	11.80-20.08
	≥ 5	12.75	9.44-16.06

TAB. 1.2 : Tarif de la production d'électricité pour les sources photovoltaïques et éoliennes [18]

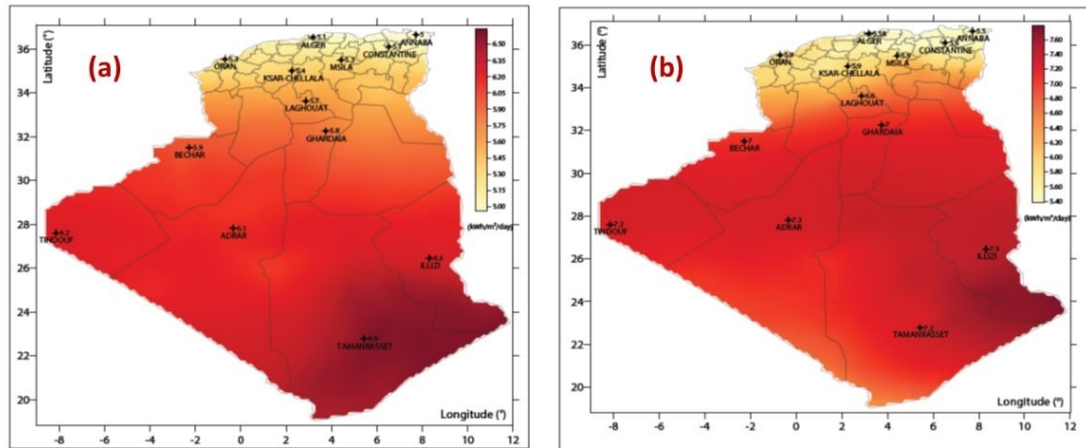
1.4 Données sur le rayonnement solaire installées dans Algérie

Le solaire photovoltaïque est l'application la plus courante en Algérie. Cela est dû à sa vaste exposition solaire qui couvre 90% du pays avec une superficie de 2,382 millions d'habitants km²[19]. L'ensoleillement estimé est évalué à 3000 heures par an et l'énergie quotidienne atteignant jusqu'à 5 kWh reçus de n'importe quelle surface horizontale dans la plupart des régions du pays. Cependant, l'un des obstacles au développement de l'énergie solaire est l'incohérence et la variabilité d'irradiation solaire qui peut être géographiquement différente d'un site à l'autre. La sélection du site a un impact direct sur les projets potentiels d'énergie renouvelable de différentes manières. y compris les aspects techniques, économiques et environnementaux [20]. Comme le montre la figure ??, une énorme quantité de rayonnement solaire se trouve dans la partie sud du pays avec des valeurs de 7 kWh/m²/jour. La phase pilote du programme (2011-2014) a vu la mise en place de trois centrales différentes, dont une centrale hybride solaire-gaz de 150 MW à Hassi R'mel (Laghouat) et 10MW du parc éolien situé à Kabertene (ADRAR), le dernier est la Centrale Pilote Photovoltaïque d'Oeud N'Chou de 1,1 MWc à (Ghardaia) comme illustré dans le Tableau 3.6. Si l'on considère la répartition des centrales photovoltaïques connectées au réseau par rapport au rayonnement solaire comme le montre la figure 1.5, la sélection était appropriée pour les sites comme première phase du programme souligné (2015-2020) en choisissant un site pour différents rayonnement solaire de 5,80 kWh/m²/jour pour le site de SOUK AHRAS au maximum

Province	Site	Puissance(MW)	Commissioning
ILLIZI	Djanet	3	2/19/2015
ADRAR	Zaouiet.Kounta	6	1/11/2016
	Kabertene	3	10/13/2015
	Aoulef	5	3/7/2016
	Reggane	5	1/28/2016
	Timimoun	9	2/7/2016
	Adrar	20	10/28/2015
TAMANRASSET	Tamanrasset	13	11/3/2015
	In-Salah	5	2/11/2016
TINDOUF	Tindouf	9	12/14/2015
LAGHOUAT	El Kheneg (I)	20	4/8/2016
	El-Kheneg (II)	40	4/26/2017
DJELFA	Ain-El-Ibel (I)	20	4/8/2016
SOUK AHRAS	Oued El Keberit	15	4/24/2016
NAAMA	Sedrate Leghzal	20	5/3/2016
SAIDA	Ain-Skhouna	30	5/5/2016
SIDI-BEL-ABBES	Telagh	12	9/29/2016
EL BAYADH	Biodh Sidi Chikh	23	10/26/2016
M'SILA	Ain-El-Melh	20	1/26/2017
OUARGLA	El-Hdjira	30	2/16/2017
DJELFA	Ain-El-Ibel (II)	33	4/6/2017
LAGHOUAT	El-Kheneg (II)	40	4/26/2017
BATNA	Oued El-Ma	2	1/16/2018
Total	Algeria	343	20/03/2020

TAB. 1.3 : Installation de centrale photovoltaïque raccordée au réseau électrique en Algérie.

Même s'il y a eu une augmentation importante du nombre de centrales photovoltaïques connectées au réseau, la production ne représente encore que 2 % de la production énergétique algérienne à partir d'énergies renouvelables en 2019, comme le montre la figure 1.6. De plus, l'intégration de petits systèmes au réseau de distribution est encore peu répandue et n'est installée que dans les centres de recherche. D'une part, cela est dû au manque d'investisseurs dans ce domaine puisque toutes les centrales ont été installées par des institutions étatiques telles que SKTM, et au manque de règles techniques de raccordement (TCR) pour l'intégration des systèmes photovoltaïques au réseau en Algérie. , où il n'a en revanche été introduit que jusqu'en février 2023.



Gisement solaire de l'Algérie : **(a)** Energie solaire globale (ou GHI : Global Horizontal Irradiance) reçue par jour sur une surface d'un m²; **(b)** Rayonnement solaire direct (ou DNI : Direct Normal Irradiance) reçu par jour sur une surface d'un mètre carré.

FIG. 1.5 : Carte de rayonnement en Algérie [21].

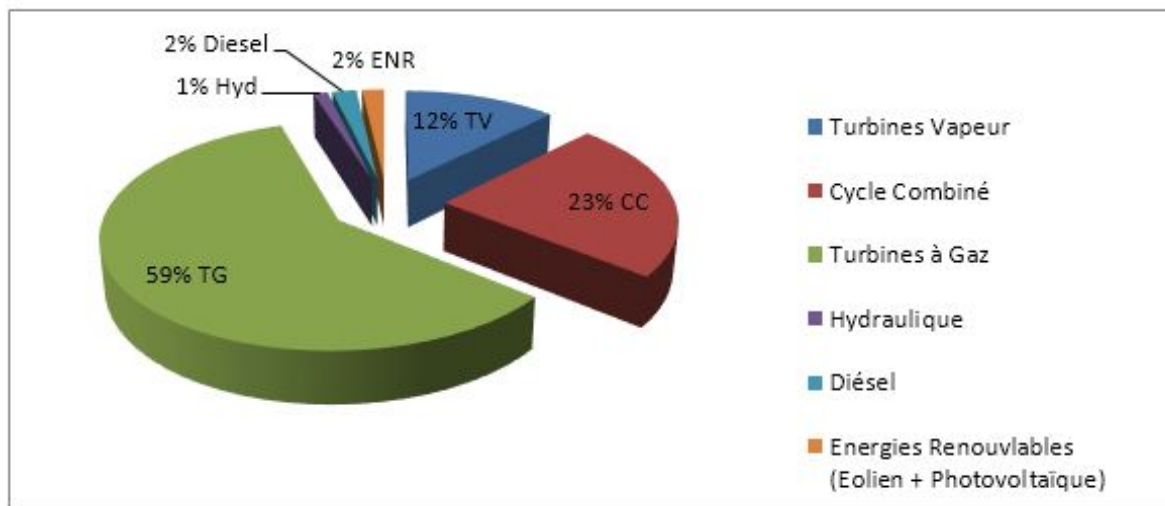


FIG. 1.6 : Production d'énergie par différentes sources en Algérie en 2023 [21]

1.5 Présentation climatique de la région d'adrar

La région d'Adrar est située dans le nord de l'Algérie, principalement dans le Sahara. Son climat est caractérisé par des conditions désertiques. Les températures sont généralement élevées tout au long de l'année, avec des variations importantes entre le jour et la nuit. En été, les températures peuvent atteindre des niveaux extrêmes, dépassant souvent les 40°C, tandis que les hivers sont généralement doux pendant la journée mais peuvent être froids la nuit, avec des températures descendant parfois en dessous de 10°C. Les précipitations sont très rares et sporadiques, avec la plupart des années enregistrant seulement quelques millimètres de pluie, principalement pendant les mois d'hiver. En résumé, le climat de la région d'Adrar est aride et désertique, caractérisé par des températures élevées,

des nuits fraîches et des précipitations limitées.

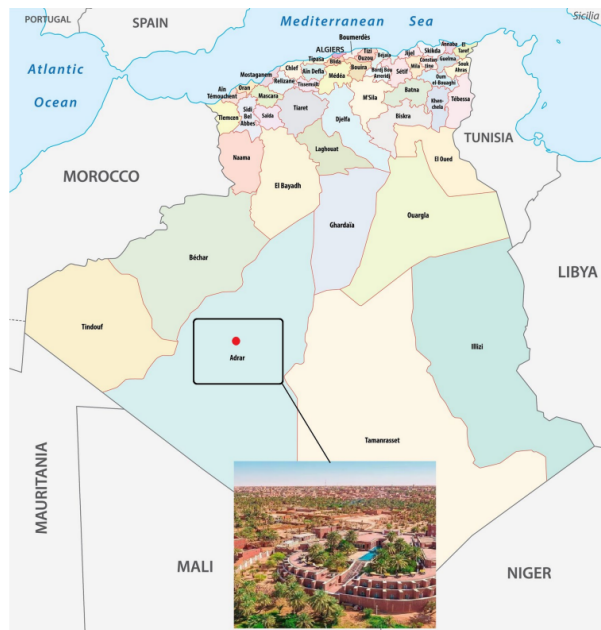


FIG. 1.7 : Situation de la Wilaya d'adrar

1.6 Données climatiques d'Adrar

Les températures :

L'appréhension de la température revêt une importance capitale lorsqu'il s'agit de sélectionner le système photovoltaïque adéquat. Les données relatives aux moyennes et aux pics de température pour la ville d'adrar, obtenues à partir de 32 années d'observations (1991-2023), sont exposées dans la figure 1.8 .

Humidité relative :

Le taux d'humidité relative représente la proportion de la masse de vapeur d'eau présente dans une certaine quantité d'air humide par rapport à la quantité maximale qu'elle pourrait contenir à saturation. Ce rapport est inversement lié à la température. la figure 1.8 illustre les moyennes et les maximums de l'humidité relative sur une période de 32 ans d'observations (1991-2023) pour la région d'Adrar.

1.6.1 Heures d'ensoleillement en Adrar

En général, la localité d'Adrar connaît la plus grande quantité d'heures d'ensoleillement quotidien au mois de juin. La durée moyenne d'ensoleillement par jour pendant ce mois s'élève à environ 12,35 heures, avec un total cumulé atteignant 382,75 heures.

À l'inverse, Adrar enregistre en moyenne le plus petit nombre d'heures d'ensoleillement quotidien en janvier. Pendant cette période, la moyenne quotidienne d'ensoleillement est d'environ 9,29 heures, avec un total cumulé de 288,07 heures.

Sur l'ensemble de l'année, Adrar enregistre un total de 3984,61 heures d'ensoleillement. La moyenne mensuelle d'ensoleillement s'élève à environ 130,95 heures.

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Température moyenne (°C)	12.6	15.8	21	26.1	31	35.3	38.5	37.5	33.6	27.2	18.7	13.7
Température minimale moyenne (°C)	5.8	8.5	13.2	17.9	22.9	26.7	30.1	29.7	25.9	20.2	12	7.3
Température maximale (°C)	19.1	22.4	27.8	32.8	37.4	42	45.2	43.8	40	33.4	25	19.9
Précipitations (mm)	2	1	1	2	0	0	0	0	2	1	1	1
Humidité(%)	37%	28%	20%	15%	13%	10%	10%	12%	17%	23%	32%	41%
Jours de pluie (jrée)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Heures de soleil (h)	9.4	10.0	10.8	11.5	12.2	12.5	12.3	11.8	11.1	10.3	9.6	9.3

FIG. 1.8 : Température d'adlar 1991-2023 [19]

Le vent est le déplacement horizontal de l'air à travers la surface terrestre, causé par des variations de pression atmosphérique. Dans la région d'adlar, les vents proviennent principalement du Nord-Est et du Sud. En hiver, les vents les plus courants sont ceux venant de l'Ouest, tandis qu'au printemps, ceux du Nord-Est et de l'Ouest prédominent. En été, les vents soufflent du Nord-Est et du Sud-Ouest. Les moyennes des vitesses des vents sur une période de 32 ans d'observations (1991-2023) pour la région d'adlar sont présentées dans la figure 1.9.

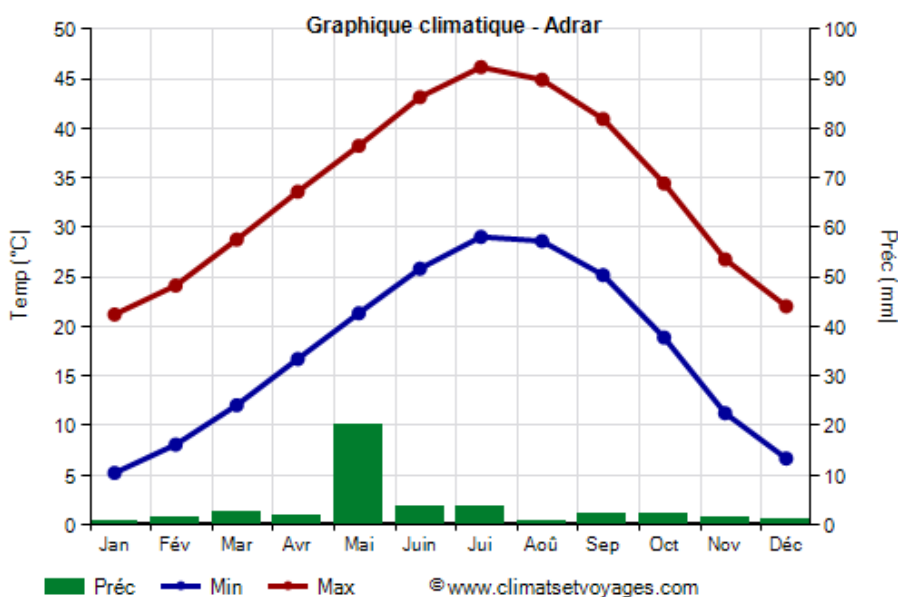
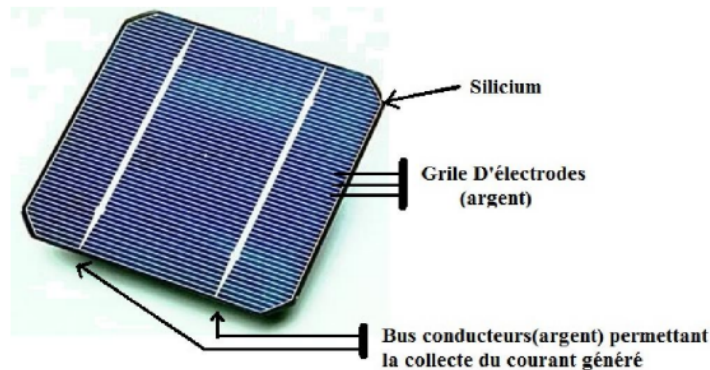


FIG. 1.9 : moyenne de vitesse du vent d'adlar 1991-2023 [22]

1.7 Cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est un dispositif électronique conçu pour convertir la lumière en électricité. Sa conception repose sur une structure de jonction PN, constituée de deux couches distinctes : une couche P et une couche N. Fondamentalement, une cellule solaire exploite un semi-conducteur en silicium, agissant comme un convertisseur instantané d'énergie solaire en électricité dès lors qu'elle est exposée au rayonnement solaire. Cela se traduit par la génération de courant continu [23].



Dimension Surface : 156mm×156mm

Epaisseur : 0.2mm

FIG. 1.10 : Cellule photovoltaïque

1.8 Principe de fonctionnement

La conversion de la lumière en électricité repose sur les trois mécanismes suivants :

- Absorption de photons dont l'énergie dépasse le seuil de bande interdite par le matériau constituant le dispositif.
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui implique la création de paires électron-trou dans le matériau semi-conducteur.
- Collecte des particules générées dans le dispositif.

Le matériau utilisé dans la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être suffisamment conducteur pour permettre le passage du courant, d'où l'intérêt des semi-conducteurs dans l'industrie photovoltaïque. Pour recueillir les particules générées, un champ électrique est nécessaire pour séparer les paires électron-trou créées. Le fonctionnement de ces cellules est illustré dans la figure 1.11 [24].

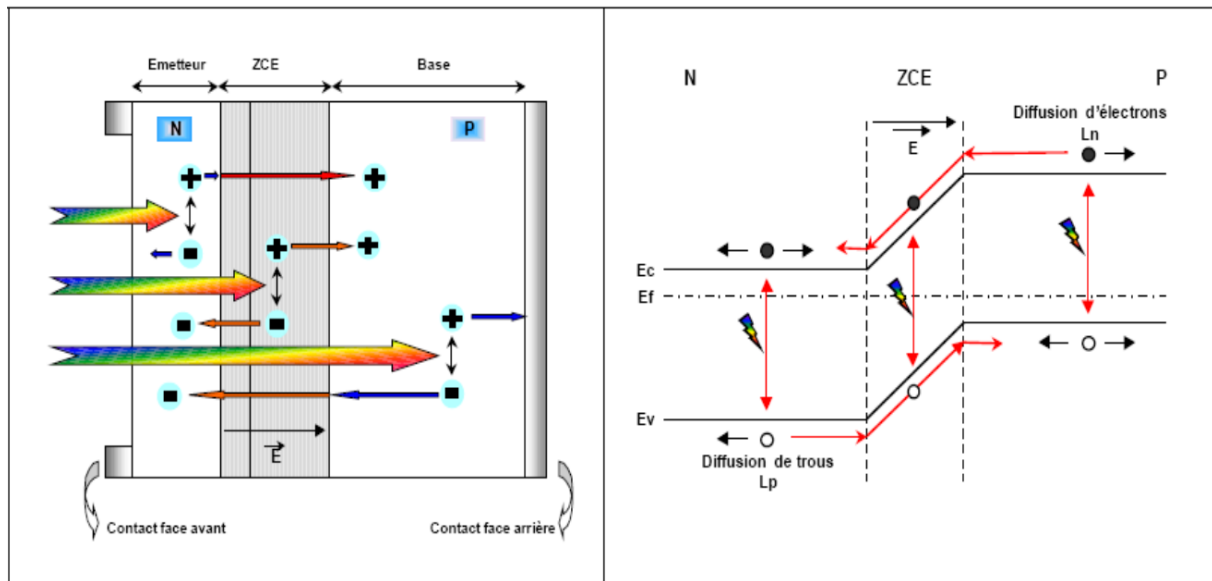


FIG. 1.11 : Structure et diagramme de bande d'une cellule solaire photovoltaïque

1.9 Différentes technologies de la cellule photovoltaïque

Le silicium, en tant que semi-conducteur, domine la production mondiale de panneaux photovoltaïques. Ce matériau, largement disponible, non toxique et stable, est utilisé dans plusieurs technologies distinctes, qui varient en fonction de la nature du silicium utilisé et de la méthode de fabrication.

1.9.1 Les cellules Multi-jonction

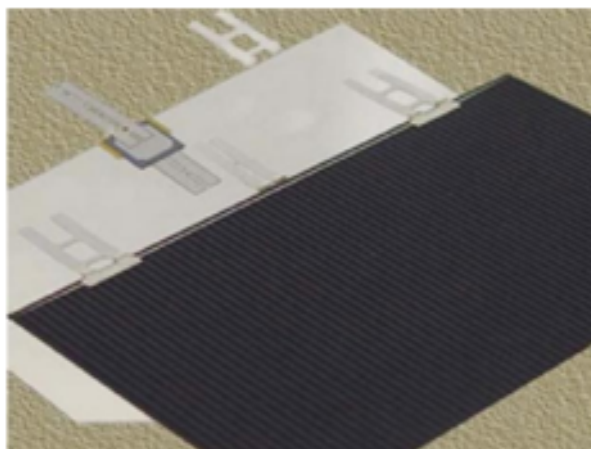


FIG. 1.12 : Cellule Multi jonction

1.9.2 Les Cellules monocristallin

La cellule monocristalline représente la réalisation la plus proche du modèle théorique. Pendant le processus de refroidissement, le silicium fondu se solidifie en formant un seul cristal de taille considérable. Par la suite, ce cristal est découpé en fines tranches qui serviront à fabriquer les cellules. Toutefois, la complexité et le coût énergétique de cette fabrication sont élevés, ce qui se traduit par des rendements de conversion fluctuant entre 14 et 16% [25].

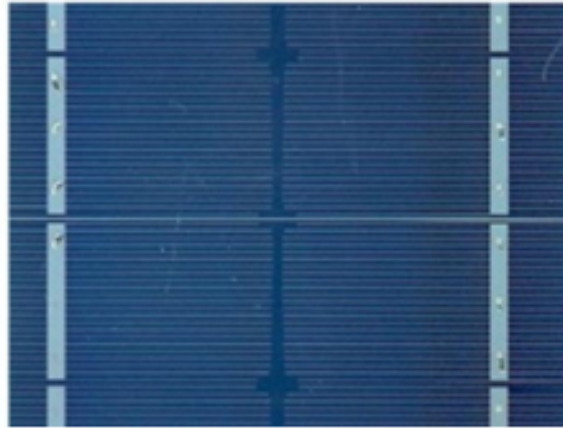


FIG. 1.13 : cellule monocristalline

1.9.3 Cellules polycristalline

Durant le processus de refroidissement du silicium, plusieurs cristaux se forment. Les cellules de ce type sont également teintées en bleu, mais leur aspect n'est pas uniforme, car des motifs sont visibles, résultant des divers cristaux présents. [26].

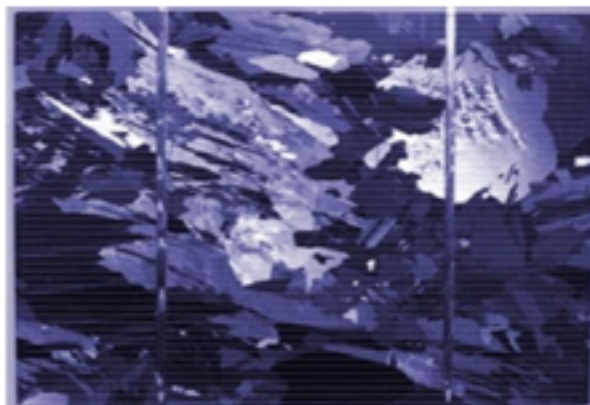


FIG. 1.14 : Cellules polycristalline

1.9.4 Cellule amorphe

Elle possède une structure atomique désordonnée et non cristallisée, avec un rendement maximal ne dépassant pas les 6% [27]. Ce type de cellule peut fonctionner même en présence d'un faible éclaircissement et présente le coût de production le plus bas. La figure 1.15 illustre une cellule en silicium amorphe.



FIG. 1.15 : Cellule amorphe

1.9.5 Les avantages et les inconvénients d'une cellule photovoltaïque.

Le tableau 1.4 présente les avantages et les inconvénients pour les technologies les plus utiliser d'une cellule photovoltaïque.

Type	Silicium mono cristallin	Silicium poly Cristallin	Amorphe
Durée de vie	25 ans	25 ans	10 ans
Avantage	Bon rendement en soleil direct	Bon rendement en soleil direct(moins que le monocristallin mais plus que l'amorphe)	Souplesse Prix moins élevé que les cristallins Bons rendements en diffus
Inconvénient	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux...) prix élevé	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux...), prix élevé	Mauvais rendement en plein soleil.

TAB. 1.4 : Les avantages et les inconvénients d'une cellule photovoltaïque

1.10 Conclusion

Ce chapitre constitue une base solide pour comprendre les systèmes photovoltaïques, en soulignant leur importance dans le cadre des énergies renouvelables. Il explore également les caractéristiques spécifiques de la région d'Adrar en termes de potentiel solaire et de conditions climatiques, mettant en évidence son climat désertique sec caractérisé par une aridité persistante et des précipitations rares. Les données climatiques et l'étude du rayonnement solaire révèlent une insolation considérable, dépassant souvent dix heures par jour pendant plusieurs mois. Cela positionne la ville d'Adrar comme un site favorable pour les installations solaires, offrant ainsi une perspective précieuse pour ceux intéressés par l'implémentation de systèmes photovoltaïques dans des environnements similaires.

Chapitre 2

Modélisation et Stratégies de Commande du module Photovoltaïque

2.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Le système photovoltaïque se compose de plusieurs éléments, y compris le panneau photovoltaïque (PV), qui est considéré l'élément le plus important dans ce système. Le panneau photovoltaïque est constitué de cellules solaires qui peuvent transformer l'irradiation solaire en énergie électrique. En général, la cellule solaire produit une tension comprise entre 0.5 et 0.8 volts, selon la technologie des semi-conducteurs et le matériau utilisé. Une cellule solaire typique se compose d'une jonction $P - N$ formée dans un matériau semi-conducteur similaire en trois modèles. Le module PV peut se modéliser à partir de l'Eq 2.3 2.5 2.6

Modèle idéal à diode unique

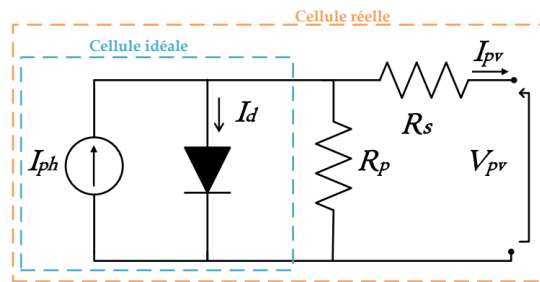


FIG. 2.1 : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Le dispositif élémentaire PV est une cellule PV, qui est essentiellement une diode semi-conductrice. Elle génère un courant inverse lorsque sa jonction $P - N$ est exposée à la lumière. Ce courant est appelé courant photoélectrique I_{ph} . Dans l'obscurité, la cellule PV se comporte comme une diode, et donc ses caractéristiques I-V dans l'obscurité sont généralement exprimées mathématiquement par l'équation de la diode de Shockley [28] :

$$I_{D1} = I_{o1} \left(e^{\frac{V_D}{A_1 V_t}} - 1 \right) \quad (2.1)$$

où V_D représente la différence de potentiel électrique entre les deux extrémités de la diode, I_{o1} désigne le courant de saturation inverse, et A_1 est le facteur d'idéalité de la diode. V_t est appelée tension thermique, et sa valeur peut être estimée comme une fonction de la température T :

$$V_t = \frac{kT}{q} \quad (2.2)$$

où k et q représentent respectivement la constante de Boltzmann (1.602176×10^{-19} C) et la charge de l'électron (1.602176×10^{-19} C). En supposant que le principe de superposition soit valable, les caractéristiques I-V complètes sont simplement la somme des caractéristiques I-V dans l'obscurité et éclairées :

$$I = I_{ph} - I_{o1} \left(e^{\frac{V_D}{A_1 V_t}} - 1 \right) \quad (2.3)$$

Dans la littérature [29], [30], l'équation 2.3 est l'expression mathématique du modèle ISD, dans lequel I_{ph} est modélisé comme une source de courant.

Modèle à simple diode

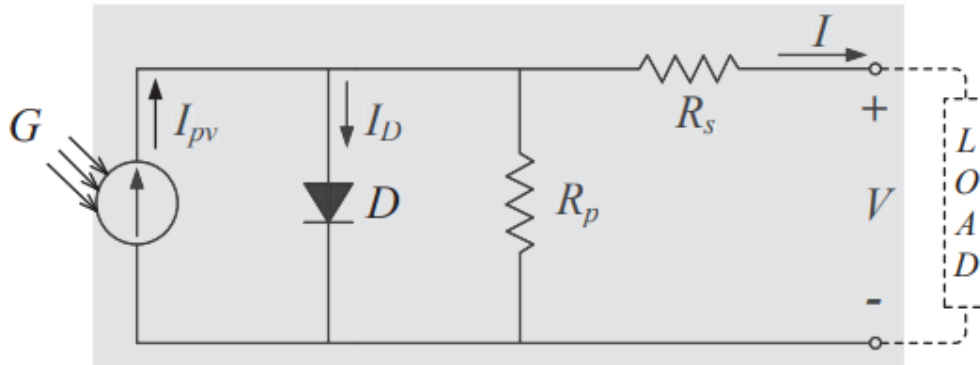


FIG. 2.2 : Schéma électrique du modèle simple diode

Comme indiqué dans [28], le courant de sortie I dépend de la résistance de contact de la base métallique avec la couche semiconductrice p, des résistances des corps p et n, de la résistance de contact de la couche n avec la grille métallique supérieure, et de la résistance de la grille. Ces pertes sont approximativement représentées par la résistance série R_s . De plus, la résistance de fuite R_p existe principalement en raison du courant de fuite de la jonction p-n et dépend de la méthode de fabrication de la cellule PV [31]. En tenant compte des effets de la résistance série, Townsend [32] a présenté un modèle de circuit en supposant que la résistance de fuite est infinie. Dans cette thèse, ce modèle est appelé modèle à diode unique simplifié (SSD) et sa valeur de courant terminal est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_{o1} \left(e^{\frac{V+IR_s}{A_1 V_t}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

Duffie et Beckman [33] ont amélioré le modèle SSD en incluant une résistance parallèle supplémentaire dans le modèle de circuit équivalent, appelé modèle SD. Sa relation I-V est donnée par l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_{o1} \left(e^{\frac{V+IR_s}{A_1 V_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.5)$$

Le schéma électrique correspondant du modèle SD est présenté dans la Figure 2.2. Dans la littérature existante, le modèle SD est fréquemment utilisé dans la modélisation et la simulation des PV [34] [35] [36]. Plus récemment, ces modèles PV sont fréquemment utilisés pour aider à l'optimisation en temps réel de l'énergie solaire photovoltaïque [37]. Le besoin croissant d'estimation de performance à haute vitesse a conduit à un intérêt renouvelé pour l'application du modèle SSD et du modèle ISD. Cependant, leur précision n'est pas garantie [38]. De plus, des méthodes itératives fastidieuses de recherche de racines (comme la méthode de Newton-Raphson) sont encore nécessaires dans le modèle SD et le modèle SSD pour résoudre les relations I-V transcendantes implicites.

Modèle à double diode

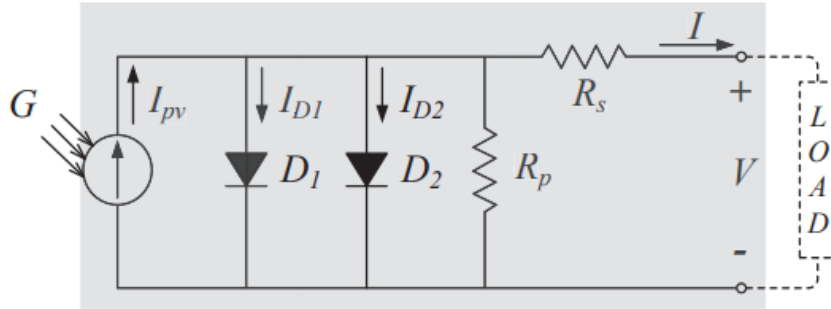


FIG. 2.3 : Schéma électrique du modèle double diode

Les caractéristiques dans l'obscurité des cellules PV ont été intensivement étudiées par de nombreux auteurs. Dans le modèle à double diode (DD), la deuxième diode, en parallèle avec la première, est utilisée pour modéliser la recombinaison dans la région de charge d'espace [39]. la figure 2.3 montre le schéma électrique du modèle à double diode ; son modèle électrique est exprimé dans l'équation (2.6) :

$$I = I_{ph} - I_{o1} \left(e^{\frac{V+IR_s}{A_1 V_t}} - 1 \right) - I_{o2} \left(e^{\frac{V+IR_s}{A_2 V_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.6)$$

où I_{o1} et I_{o2} sont les courants de saturation inverse de la première et de la deuxième diode, respectivement. De même, les constantes d'idéalité des deux diodes sont désignées par A_1 et A_2 . Le modèle DD est considéré par de nombreux auteurs comme étant plus précis que le modèle SD [40], mais il est critiqué pour être imprécis notamment à faible niveau d'irradiance [41].

En conséquence, davantage d'efforts de calcul sont nécessaires pour prédire les variations électriques. caractéristiques via un modèle TD. Dans les trois prochaines sous-sections, nous présenterons à travers une variété de modèles électriques photovoltaïques, y compris le modèle ISD, le modèle SD et le modèle DD. Étant donné que le modèle TD comporte des expressions analytiques non linéaires complexes et ne convient pas aux calcul rapide, il n'est pas étudié dans cette thèse

2.2 Caractéristiques du module photovoltaïque

Le fabricant fournit les spécifications électriques du module PV (ISOFOTON IS-75/12) pour des conditions de fonctionnement spécifiques, qui sont mondialement reconnues comme les conditions de test standard (STC). Ces conditions sont définies par une température cellulaire de $T_{STC} = 25 \text{ deg } C$ et un éclairement de $E_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$. Le tableau 2.1 présente les points principaux de la caractéristique courant-tension dans ces conditions STC. Les caractéristiques électriques du module PV sous ces conditions standard (STC) sont représentées dans la figure 2.4. Les paramètres du module PV sont répertoriés dans le tableau 2.1.

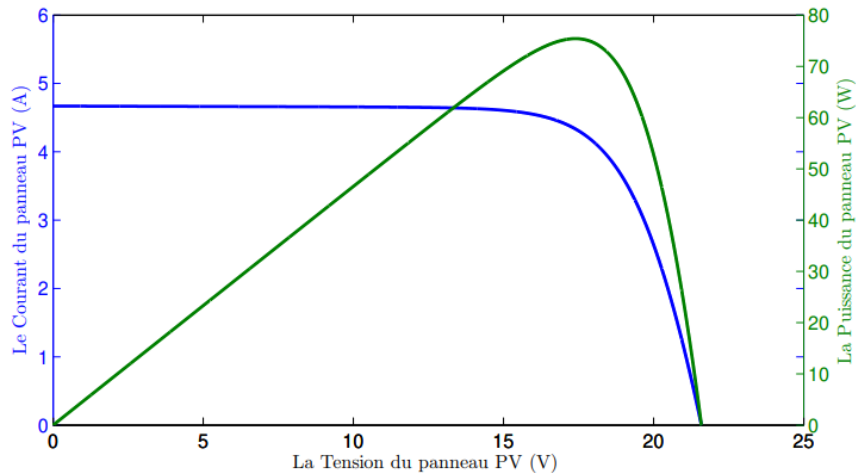


FIG. 2.4 : Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un module PV (ISOFOTON IS-75/12)

Les paramètres	Description	Valeur
Puissance maximale	P_{mpp}	75 [W]
Tension maximale	V_{mpp}	17.3 [V]
Courant maximale	I_{mpp}	4.34 [A]
Tension de circuit ouvert	V_{co}	21.6 [V]
Courant de court-circuit	I_{cc}	4.67 [A]

TAB. 2.1 : Les paramètres du panneau PV (ISOFOTON IS-75/12).

Les caractéristiques électriques du module PV, comme illustré dans la Fig.2.4, comportent trois points distincts :

- Le point de court-circuit (CC), où la tension aux bornes du module PV est nulle et où circule un courant de court-circuit I_{cc} .
- Le point de circuit ouvert (CO), caractérisé par l'absence de courant aux bornes du module PV et une tension de circuit ouvert V_{co} .
- Le point de puissance maximale (MPP), où la puissance $P_{mpp} = V_{mpp}I_{mpp}$ atteint son maximum sous les conditions de fonctionnement temporaires.

Les caractéristiques électriques du module PV sont généralement présentées sous forme de courbes courant-tension ($I - V$) et puissance-tension ($P - V$) pour différentes conditions atmosphériques. Comme le montrent les Fig.2.5 et 2.6, ces caractéristiques ne sont pas linéaires et varient en fonction de la température ambiante et du niveau d'irradiation solaire. Il est également notable que la caractéristique de puissance du module PV présente un unique point de puissance maximale (MPP) sous différentes conditions atmosphériques.

Les figures 2.5 et 2.6 représentent respectivement les caractéristiques $I - V$ et $P - V$ du module PV pour différentes intensités lumineuses et températures. Il est observé que le courant de court-circuit I_{cc} augmente quasi linéairement avec l'intensité lumineuse, tandis que la tension de circuit ouvert V_{co} varie légèrement. En revanche, la variation de la température affecte principalement la tension de circuit ouvert V_{co} , qui diminue consi-

dérablement avec l'augmentation de la température, tandis que son effet sur le courant de court-circuit I_{cc} est négligeable. Plus précisément, la tension de circuit ouvert diminue d'environ $0,5\%/^{\circ}C$ au-dessus de $25^{\circ}C$.

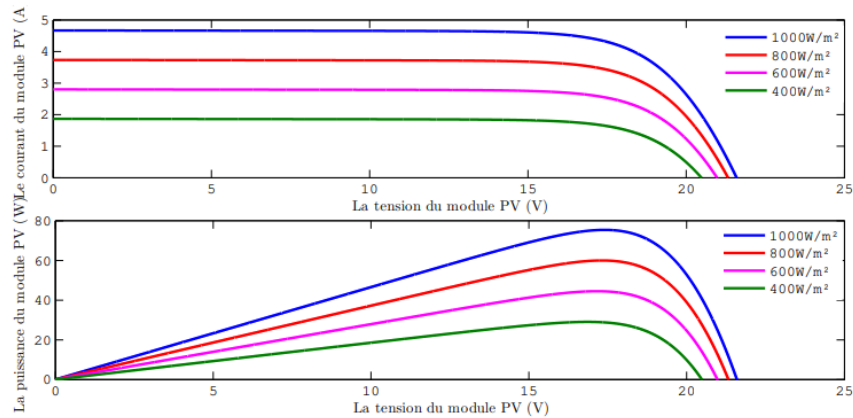


FIG. 2.5 : Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un module PV pour différent éclairement.

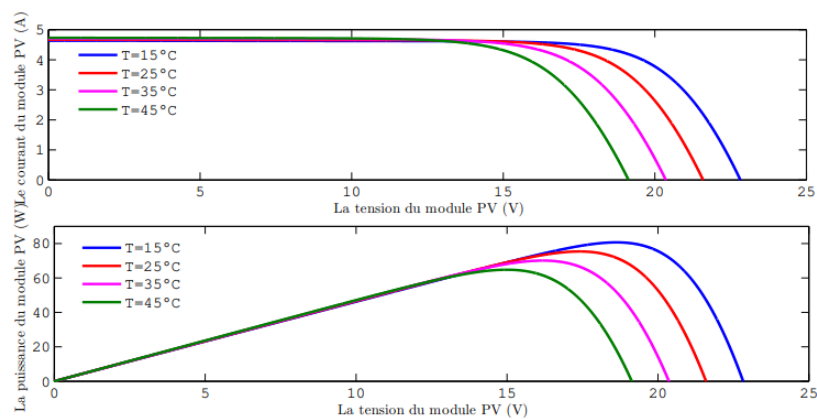


FIG. 2.6 : Caractéristique $I - V$ et $P - V$ d'un module PV pour différent température.

La variation de l'irradiation solaire a deux effets sur les caractéristiques électriques par rapport à la température. La tension de circuit ouvert du module PV est presque indépendante de l'irradiation, généralement décrite comme une dépendance logarithmique. En revanche, le courant de court-circuit dépend linéairement de l'irradiation. Bien que la température varie généralement lentement, elle est souvent considérée comme constante par rapport à la variation de l'irradiation, ce qui en fait le principal facteur de perturbation en raison de son imprévisibilité, comme discuté dans diverses études [42].

2.3 Générateur photovoltaïque

L'agencement de plusieurs cellules PV en série ou en parallèle conduit à la formation d'un générateur photovoltaïque (GPV). Lorsque les cellules sont connectées en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, ce qui entraîne une augmentation de la tension

totale du générateur. En revanche, lorsque les cellules sont connectées en parallèle, c'est l'ampérage qui augmente [43].

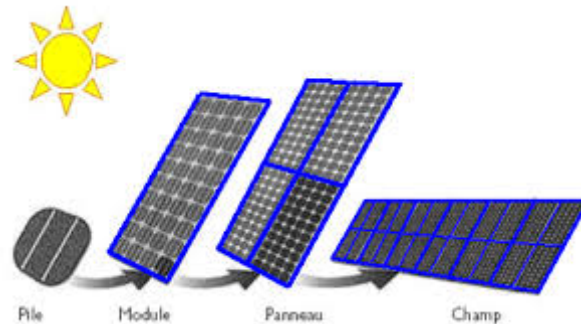


FIG. 2.7 : Composantes d'un générateur de modules photovoltaïques

2.4 Association des modules photovoltaïque en série

Pour obtenir les niveaux de tension et de courant requis, les cellules solaires sont assemblées en séries et en parallèles pour constituer un module PV, comme illustré dans la Figure 2.8.

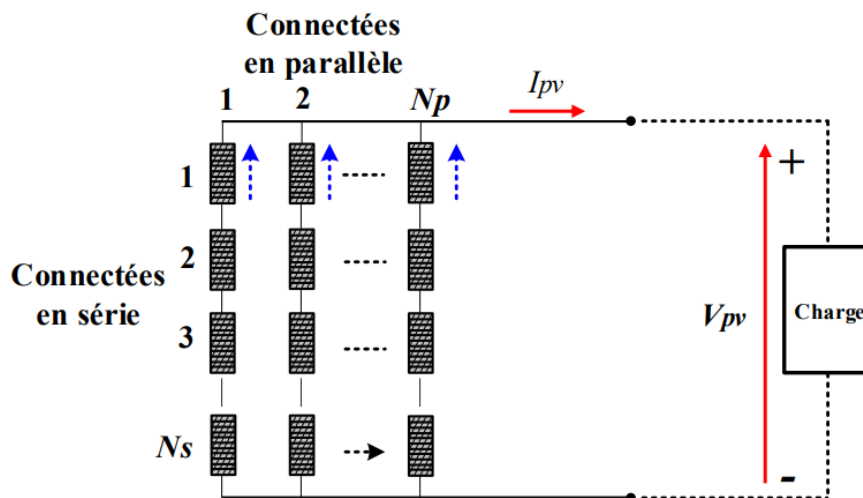


FIG. 2.8 : Modèle de circuit de module PV.

Le générateur PV est composé de plusieurs panneaux PV associés en série et en parallèle. Le choix de l'association dépend des valeurs de tension et de courant nécessaires pour répondre aux exigences du système d'alimentation [44]. L'association en série est utilisée pour augmenter la tension du générateur PV, tandis que l'association en parallèle permet d'augmenter le courant. Ainsi, la combinaison série/parallèle des panneaux PV est employée pour obtenir un générateur PV aux paramètres désirés [45].

En mettant en série N_s cellules et en disposant N_p colonnes de cellules en parallèle (voir Figure 2.9A), un panneau PV est obtenu (voir Figure 2.9). La tension (Eq. 2.7) et le

Chapitre 2. Modélisation et Stratégies de Commande du module Photovoltaïque

courant (Eq. 2.8) délivrés par le panneau PV dépendent des caractéristiques d'une cellule PV :

$$V_{pv} = N_s V_{cel} \quad (2.7)$$

$$I_{pv} = N_p I_{cel} \quad (2.8)$$

La puissance délivré par le panneau PV est donnée par l'Eq 2.9 :

$$P_{pv} = (N_s N_p) V_{cel} I_{cel} \quad (2.9)$$

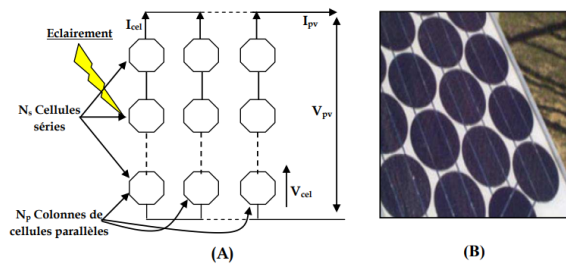


FIG. 2.9 : Module PV constitué par N_s cellules séries et N_p colonnes parallèles (A) Structure d'un module PV, (B) module PV.

En mettant en série N_s cellules, cela permet d'augmenter la tension. La tension résultante est la somme des tensions délivrées par chaque cellule, tandis que le courant traversant les cellules reste constant. La Figure 2.10 illustre la caractéristique résultante obtenue par la connexion en série des cellules identiques.

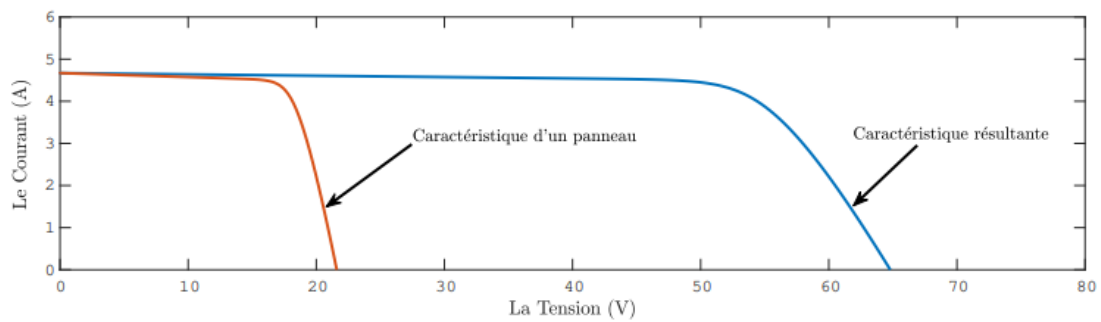


FIG. 2.10 : Association des cellules PV identiques en série.

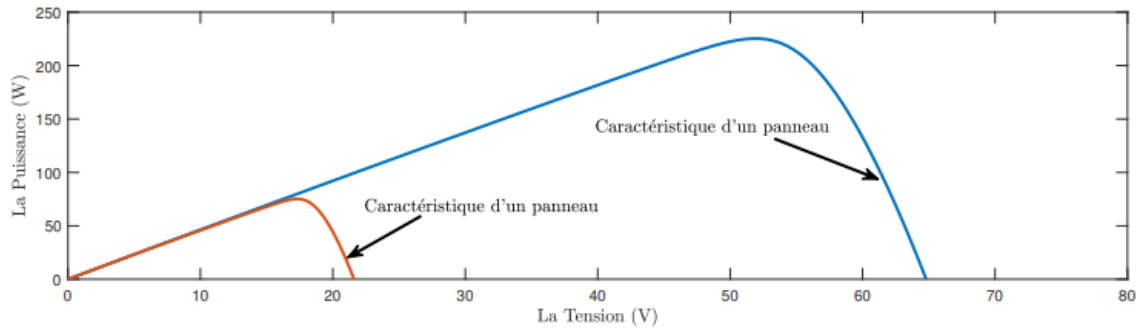


FIG. 2.11 : Association des cellules PV identiques en série

2.5 Association des modules photovoltaïque en parallèle

Le regroupement de N_p cellules en parallèle permet d'augmenter le courant. Le courant total est la somme des courants délivrés par chaque cellule individuelle, tandis que les cellules sont soumises à la même tension. La Figure 2.13 illustre la caractéristique résultante obtenue par la connexion en parallèle de ces cellules identiques.

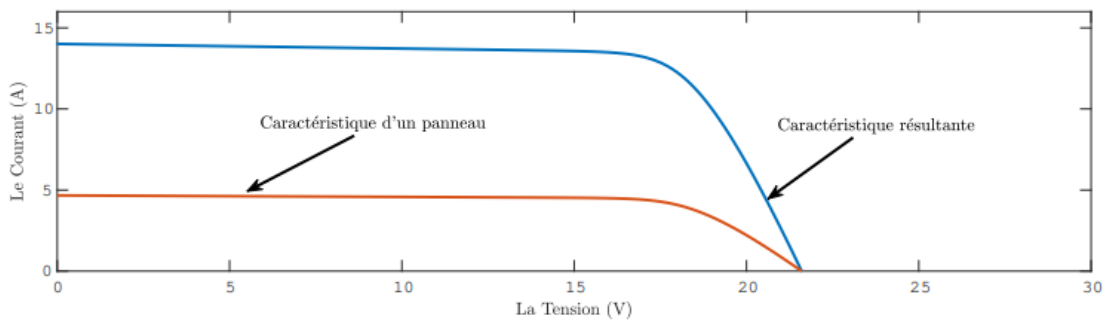


FIG. 2.12 : Association des cellules PV identiques en parallèle.

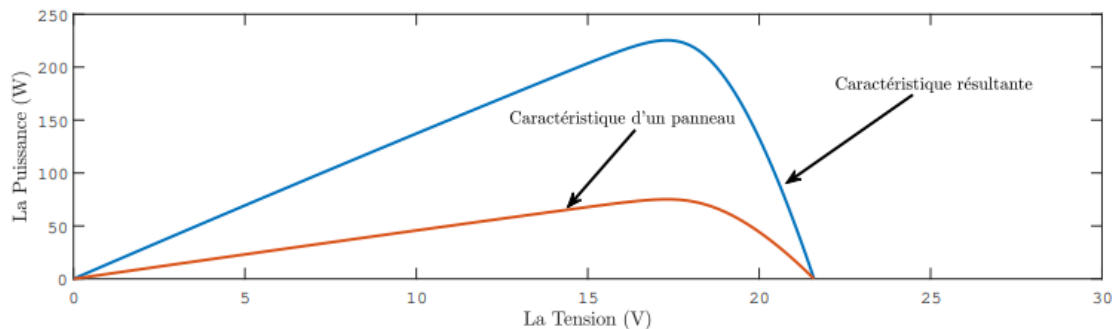


FIG. 2.13 : Association des cellules PV identiques en parallèle

2.6 Les protections conventionnelles d'un générateur photovoltaïque

Pour prolonger la durée de vie d'une installation photovoltaïque, il est essentiel de mettre en place une protection électrique contre les défaillances potentiellement destructrices liées au regroupement des cellules. Deux types de protections sont couramment utilisés, comme indiqué dans la Figure 2.14 et décrits ci-dessous :

- Pour prévenir les courants inverses lors du regroupement en série des panneaux photovoltaïques, on utilise une diode anti-retour.
- Pour éviter les points chauds lors du regroupement en parallèle des panneaux photovoltaïques, une diode de dérivation (diode by-pass) est utilisée à des fins de protection.

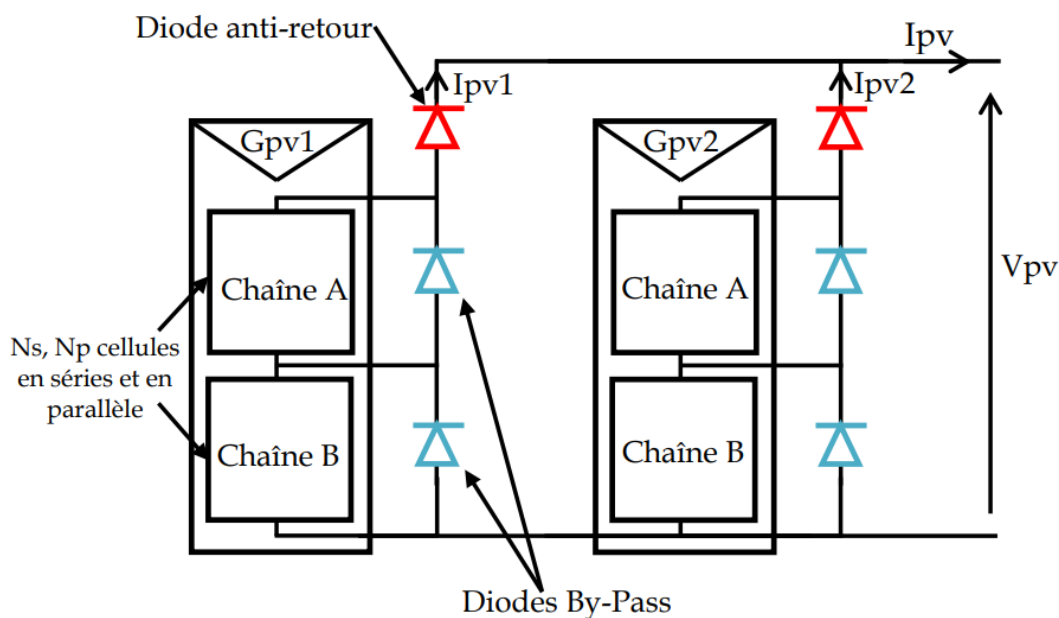


FIG. 2.14 : Association de deux générateurs PV en parallèles avec les diodes de protections.

2.6.1 Sécurité lors du regroupement en série des générateurs PV

Les deux diodes colorées en rouge représentent des "diodes anti-retour" qui sont connectées en série avec chaque générateur PV (GPV). Bien qu'elles puissent être physiquement identiques aux diodes By-Pass, leur fonction diffère. Les diodes anti-retour sont conçues pour permettre uniquement la circulation du courant dans une seule direction. Leur objectif principal est d'empêcher que le courant généré par d'autres GPV connectés en parallèle ne passe à travers un GPV plus faible (représenté en ombre) [46].

2.6.2 Sécurité lors du regroupement en parallèle des générateurs PV

Les diodes colorées en bleu ci-dessus sont des "diodes By-Pass" connectées en anti-parallèle avec chaque panneau solaire pour fournir un chemin de moindre résistance. Ces diodes sont ajoutées à tout générateur PV (GPV). Leur rôle principal est d'éliminer les risques de points chauds qui pourraient endommager les modules PV, voire déclencher un incendie en cas de rayonnement solaire inégal. Cette configuration prévient la formation de points chauds et garantit une fiabilité optimale des modules PV tout au long de leur durée de vie. Les diodes By-Pass influent sur la caractéristique $P - V$ du module PV, comme illustré dans la Figure 2.15. Elles doivent être en mesure de supporter en toute sécurité le courant de court-circuit. Deux types de diodes By-Pass sont disponibles : la diode à jonction $p - n$ en silicium et la diode à barrière de Schottky. La diode à barrière de Schottky présente une chute de tension directe d'environ 0,4 volts inférieure à celle de la diode à jonction $p - n$, qui est d'environ 0,7 volts. Cette chute de tension réduite entraîne une économie d'énergie dans chaque branche du générateur PV, ce qui améliore l'efficacité globale du GPV grâce à une moindre dissipation d'énergie dans la diode [47].

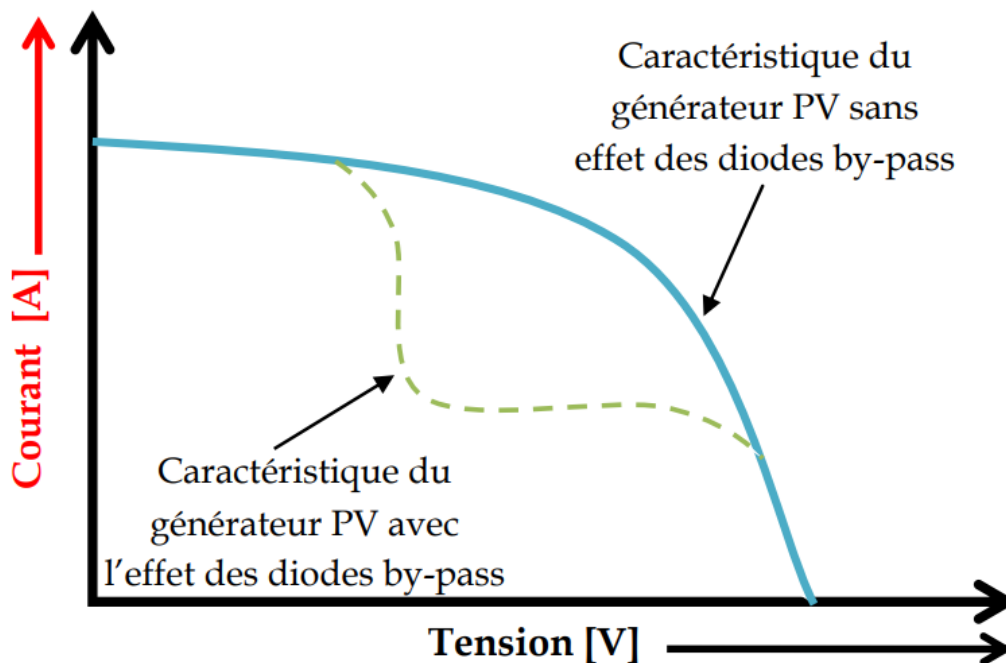


FIG. 2.15 : L'effet des diodes by-pass sur la caractéristique du générateur PV

2.7 Recherche sur l'estimation des paramètres pour des modèles photovoltaïque

Comme discuté dans la section précédente, les modèles électriques des panneaux photovoltaïques impliquent une série de paramètres. Ces modèles ne peuvent pas être utilisés directement en raison du manque de paramètres de modèle appropriés caractérisant les

cellules PV. L'estimation des paramètres est une discipline qui fournit des outils pour estimer les constantes apparaissant dans le modèle [48]. Avec les paramètres obtenus de cette manière, la différence entre les données simulées et expérimentales peut être minimisée. Dans la littérature [49] [50], les méthodes conventionnelles d'estimation des paramètres sont classées en deux catégories :

- i. Techniques analytiques **al2021solar** , [51]-[54]
- ii. Techniques d'extraction numérique [55]-[59]

2.8 Techniques analytiques

Une technique analytique utilise des équations mathématiques pour décrire les paramètres des modèles électriques des panneaux photovoltaïques. Il existe de nombreuses recherches sur la résolution du problème d'estimation des paramètres par des expressions analytiques en termes de paramètres physiques, tels que le coefficient de diffusion des électrons dans le semi-conducteur, la durée de vie des porteurs minoritaires, la densité de porteurs intrinsèque, etc [60]. Cependant, les valeurs de ces paramètres physiques ne sont généralement pas fournies par les fabricants, ce qui pousse les chercheurs à explorer une manière alternative de formuler les paramètres en utilisant les informations disponibles dans la fiche technique (par exemple, le coefficient de courant de court-circuit K_i , le coefficient de tension de circuit ouvert K_v , I_{sc} , V_{oc} , V_{mp} , I_{mp} , etc.). Dans [61], l' I_{ph} est exprimé en termes d'une fonction linéaire comme suit :

$$I_{ph} = (I_{phn} + K_i T) \frac{G}{G_n} \quad (2.10)$$

où I_{phn} , G_n et T_n sont utilisés pour représenter le photocourant, l'irradiance solaire et la température de la cellule mesurés aux conditions de test standard (STC), respectivement. T est la différence entre T et T_n . Basé sur la théorie de la diode, Messenger et Ventre [62] ont présenté une expression linéaire approximative pour le courant de saturation de la diode I_{o1} , qui peut être exprimé comme suit :

$$I_{o1} = I_{on1} \left(\frac{T}{T_n} \right) e^{\left[\frac{qE_g}{A_1 k} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (2.11)$$

où E_g est la bande interdite du matériau. Habituellement, E_g est fixé à un niveau raisonnable en fonction des matériaux semi-conducteurs ($E_g = 1.12$ eV pour le silicium polycristallin à 25 °C) dans les outils de simulation et de conception [63]. De Soto et al. [64] ont présenté une méthode d'estimation pour E_g dans une large plage de température :

$$E_g = E_{gn}(1 - 0.0002677\Delta T) \quad (2.12)$$

où E_{gn} est une valeur normale aux conditions de test standard ($E_{gn} = 1.12$ eV pour les cellules en silicium et $E_{gn} = 1.6$ eV pour les cellules amorphes à triple jonction). La valeur du facteur d'idéalité est empirique. De nombreux auteurs ont discuté des moyens d'estimer la valeur correcte de cette constante [55]. Pour simplifier, on peut supposer que A_1 est indépendant de la température et fixer la valeur dans la plage $1 \leq A_1 \leq 2$ [52].

Chapitre 2. Modélisation et Stratégies de Commande du module Photovoltaïque

Un grand nombre de méthodes analytiques ont été appliquées pour déterminer les valeurs de R_s et R_p au fil des ans. Dans [65], des formules mathématiques sont dérivées pour prédire R_s et R_p . Cependant, les pentes aux points de circuit ouvert et de court-circuit ne sont généralement pas données dans les fiches techniques I-V. Un processus itératif a été proposé dans [34] et [65] basé sur plusieurs conditions analytiques. Cette approche peut obtenir une erreur absolue plus faible, sans pour autant augmenter la complexité du calcul. Compte tenu du fait que R_s et R_p varient presque de manière linéaire inverse avec l'irradiance solaire, al-shahri [66] a démontré une expression améliorée pour les résistances en série et en dérivation :

$$R_s = \frac{G_n}{G} R_{sn} \quad (2.13)$$

$$R_p = \frac{G_n}{G} R_{pn} \quad (2.14)$$

où les valeurs des résistances R_{sn} et R_{pn} sont évaluées sous les conditions de test standard. En utilisant les relations susmentionnées, le modèle est capable de décrire analytiquement les caractéristiques I-V d'un générateur PV pour chaque condition générique de température de fonctionnement et d'irradiance solaire. Les techniques analytiques concluent des relations approximatives avec les données expérimentales. Bien que simples, elles dépendent généralement des points clés sur la courbe I-V.

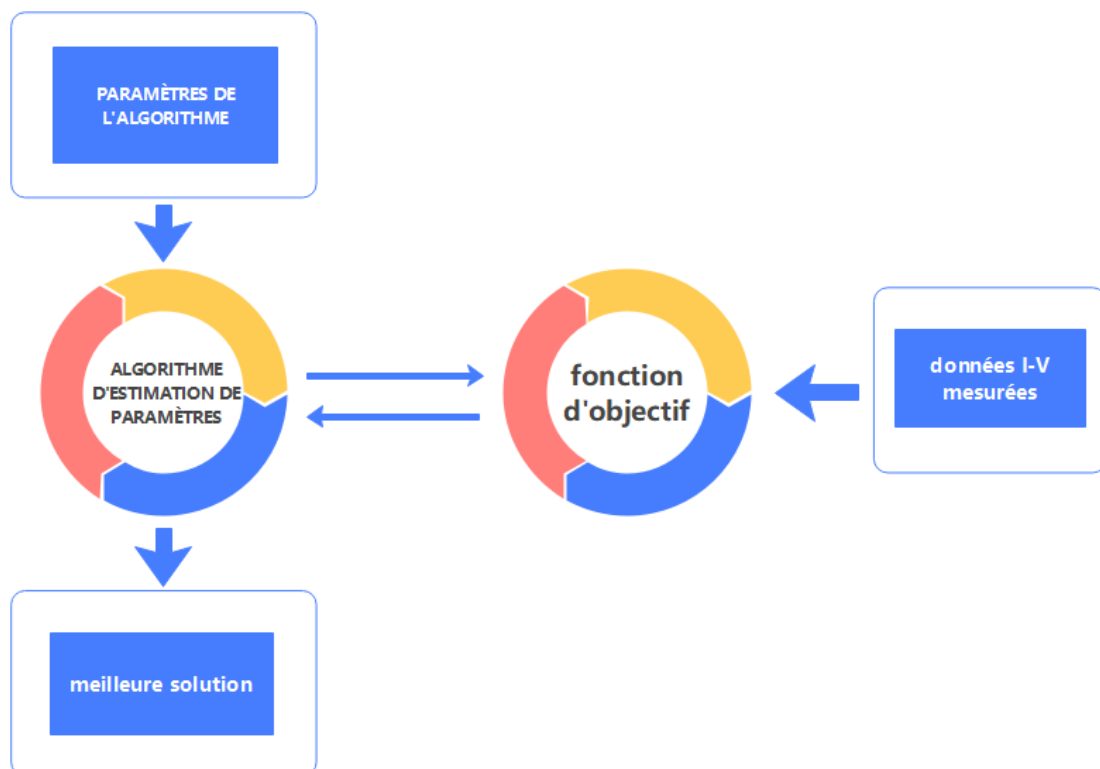


FIG. 2.16 : Schéma fonctionnel de la méthode d'estimation des paramètres pour les modèles électriques PV.

2.9 Techniques numériques

Assistées par une méthode statistique, les techniques d'extraction numérique ajustent un grand nombre de points de fonctionnement sur les courbes I-V pour obtenir une solution plus précise [55] . [58] [59] . Ces méthodes d'ajustement de courbe minimisent l'erreur quadratique moyenne (RMS) donnée dans [57] comme suit :

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{d=1}^N (I_d - I_{bd})^2} \quad (2.15)$$

où d ($d = 1, 2, \dots, N$) est le nombre de données I-V mesurées. Les données simulées et mesurées sont respectivement désignées par I_d et I_{bd} .

Les techniques d'extraction numérique sont généralement considérées comme des approches précises dans l'estimation des paramètres car toutes les données mesurées peuvent être utilisées dans le calcul. Cependant, il est axiomatique que leur performance est également liée au type d'algorithme d'ajustement, à la fonction de coût ainsi qu'aux valeurs initiales des paramètres à extraire[56]. Les procédures d'ajustement de courbe non linéaires sont assez compliquées à la fois mathématiquement et en termes de code informatique [30]. De plus, les algorithmes peuvent être coûteux en termes de calcul car la taille des données requises est considérablement grande.

2.10 Techniques d'Algorithmes Évolutifs

Les techniques d'Algorithmes Évolutifs (EA) sont très efficaces dans l'optimisation des fonctions objectif réelles multi-modales [67]-[70]. À ce jour, l'Algorithme optimisation des écosystèmes artificiels (AEO) [71], l'Optimisation par Essaim Particulaire (PSO) [72], [73], l'Algorithme de Foraging Bactérien (BFA) [74], le Recuit Simulé (SA), et l'Évolution Différentielle [75] ont été utilisés pour estimer les paramètres de divers modèles électriques de PV en raison de leur capacité à manipuler des fonctions non linéaires sans nécessiter d'informations dérivées. L'estimation des paramètres PV est essentiellement un processus qui minimise la différence entre les données calculées et mesurées en ajustant les paramètres PV normaux [76]. La Figure 2.16 montre le diagramme de flux d'un processus d'estimation de paramètres typique pour les dispositifs PV. Après l'importation de plusieurs constantes ou paramètres, l'algorithme d'estimation des paramètres commence à évaluer les solutions possibles en utilisant la fonction objectif avec les données I-V mesurées. En général, la fonction objectif est formulée par l'erreur RMS qui sert à agréger les différences absolues en une mesure unique de la puissance prédictive. Si le nombre de données expérimentales est noté N , l'erreur RMS peut être mathématiquement formulée comme l'équation suivante :

$$\epsilon = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{d=1}^N (fd(V_b, I_b, X))^2} \quad (2.16)$$

où V_b et I_b désignent la tension et le courant mesurés, respectivement. $fd(x)$ est la fonction objectif pour la d -ième donnée. X est un vecteur représentant les paramètres du modèle.

Prenons par exemple le modèle SDC. $fd(V_b, I_b, X)$ est une forme homogène de l'équation 2.17, à savoir :

$$fd(V_b, I_b, X)_{SDC} = I_{ph} - I_{o1} \left(e^{\frac{V_b + I_{Rb}R_s}{A_1 V_t} - 1} \right) - \frac{V_b + I_{Rb}R_s}{R_p} - I_b \quad (2.17)$$

Dans l'équation ci-dessus, X est un vecteur impliquant les paramètres du modèle I_{ph} , I_{o1} , A_1 , R_s et R_p . Les techniques EA peuvent obtenir la solution la plus précise par rapport aux autres méthodes si leurs points initiaux et les paramètres de l'algorithme sont correctement définis. D'autre part, la plupart de ces méthodes appliquent plusieurs agents ou particules dans une recherche aléatoire et n'offrent pas d'amélioration significative de l'efficacité computationnelle. En tenant compte du fait que l'extraction est le composant principal d'un simulateur de système PV, la vitesse de simulation globale serait considérablement compromise [75].

2.11 Stratégie de la Commande MPPT

L'énergie photovoltaïque suscite un intérêt croissant dans les applications électriques, du fait qu'elle est considérée comme une source d'énergie inépuisable et largement disponible. Par conséquent, afin d'optimiser l'efficacité des systèmes d'énergie renouvelable, il est essentiel de suivre le point de puissance maximale (MPP) des panneaux solaires photovoltaïques (GPV). Le GPV possède un point de fonctionnement optimal qui permet de fournir la puissance maximale à la charge. Ce point, appelé MPP, varie de manière non linéaire en fonction du rayonnement solaire et de la température de la cellule. Ainsi, pour faire fonctionner le GPV à son MPP, le système PV doit intégrer un dispositif de suivi du point de puissance maximale (MPPT), comme illustré dans la Figure 2.17.

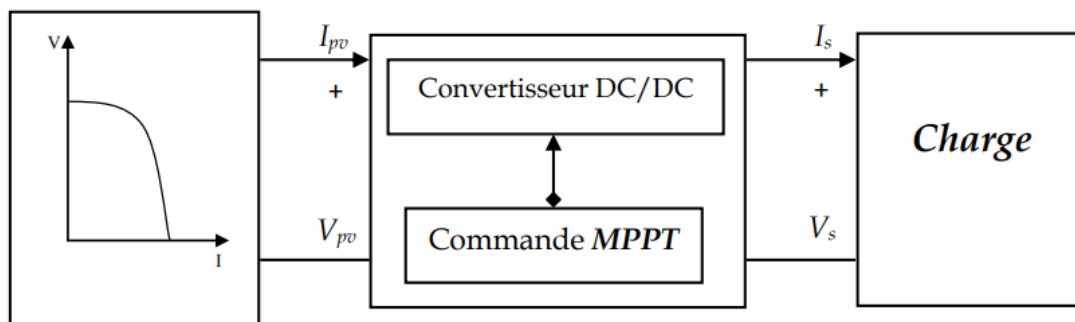


FIG. 2.17 : Système PV avec la commande MPPT.

2.11.1 Étage d'Adaptation

Les systèmes photovoltaïques sont généralement associés aux convertisseurs de puissance [77]-[79]. Même lorsqu'il y a une connexion directe entre un module PV et une batterie, l'utilisation d'une diode anti-retour est indispensable. Les convertisseurs DC-DC sont principalement nécessaires pour ajuster le niveau de tension à l'utilisation prévue

et sont largement employés dans les systèmes PV [80]. Leur structure simple permet de modifier facilement l'impédance entre le panneau PV et la charge en ajustant le rapport cyclique [81], [82].

2.12 Convertisseur DC/DC

Les nouveaux dispositifs électroniques doivent répondre à divers critères, tels que la qualité élevée, la fiabilité, la compacité, le poids réduit et le coût abordable [83]. Les régulateurs de puissance linéaires, qui reposent sur des principes de division de courant ou de tension, peuvent produire une tension de sortie de très haute qualité [83], [84]. Cependant, ils demeurent peu efficaces car leur utilisation principale se situe à des niveaux de puissance faibles [85].

Les régulateurs de commutation, connus sous le nom de convertisseurs DC/DC, font usage d'interrupteurs électroniques à base de semi-conducteurs tels que le thyristor, le transistor de puissance ou l'IGBT, car ils présentent une faible perte de puissance lorsqu'ils basculent entre différents états [86]. Ces convertisseurs garantissent des rendements élevés en matière de conversion d'énergie et peuvent fonctionner à des fréquences élevées. Les performances dynamiques des convertisseurs DC/DC s'améliorent avec l'augmentation de la fréquence de fonctionnement. Par conséquent, des fréquences de fonctionnement élevées permettent une réponse dynamique plus rapide aux variations rapides du courant de charge ou de la tension d'entrée [85].

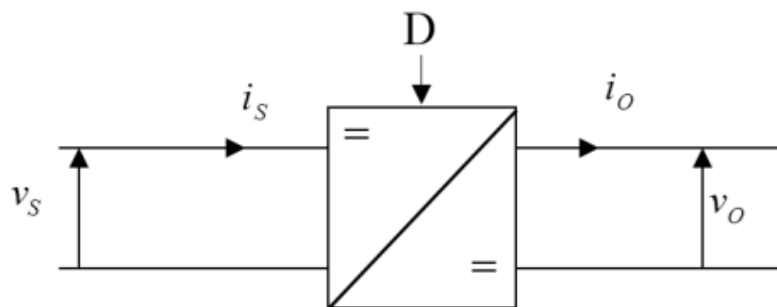


FIG. 2.18 : Symbole d'un hacheur DC/DC

La Figure 2.18 représente le convertisseur DC/DC qui connecte la source de tension continue à la charge, jouant ainsi le rôle d'un transformateur pour les grandeurs électriques continues [86]. Les performances de ce convertisseur DC/DC lui permettent de maintenir la tension de sortie DC régulée malgré les variations de charge et de ligne, tout en réduisant les harmoniques de la tension de sortie DC en dessous du niveau toléré [83]. Sur le marché, il existe plusieurs types de convertisseurs DC/DC, et dans ce chapitre, nous examinerons les types suivants :

2.12.1 Convertisseur abaisseur (Buck) :

Le convertisseur abaisseur DC/DC, présenté dans la Figure 2.19, transforme la tension provenant de la source V_s en une tension inférieure V_o [79]. Ce dispositif est composé d'un commutateur S , d'une diode D destinée à protéger S , ainsi que d'un filtre inductif L . Lorsque l'interrupteur S est fermé, le courant $i(t)$ circule vers la charge à travers l'inductance L , qui se charge progressivement à mesure que le courant $i(t)$ augmente pendant $0 < t < T$ [83].

Lorsque l'interrupteur S s'ouvre, l'inductance L libère l'énergie emmagasinée sous forme magnétique vers la charge, tandis que la diode D est en conduction pour protéger l'interrupteur, cela se produit pendant $T < t < T'$ [87]. La tension et le courant en sortie dépendent du rapport cyclique et de la fréquence [77].

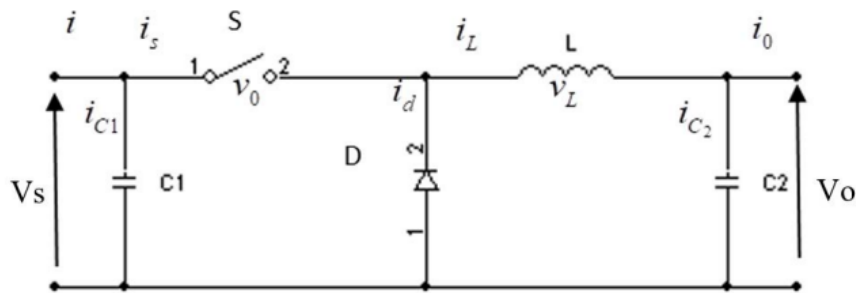


FIG. 2.19 : Circuit électrique de Hacheur abaisseur

Pour étudier le convertisseur abaisseur et extraire son modèle mathématique, on analyse le fonctionnement du circuit équivalent pour S ouvert et fermé.

- Lorsque $0 < t < T$, l'interrupteur S est fermé :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_s(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_s(t) - V_o(t). \end{cases} \quad (2.18)$$

- Pour $T < t < T'$, l'interrupteur S est ouvert :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_s(t)}{dt} = i(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_o(t). \end{cases} \quad (2.19)$$

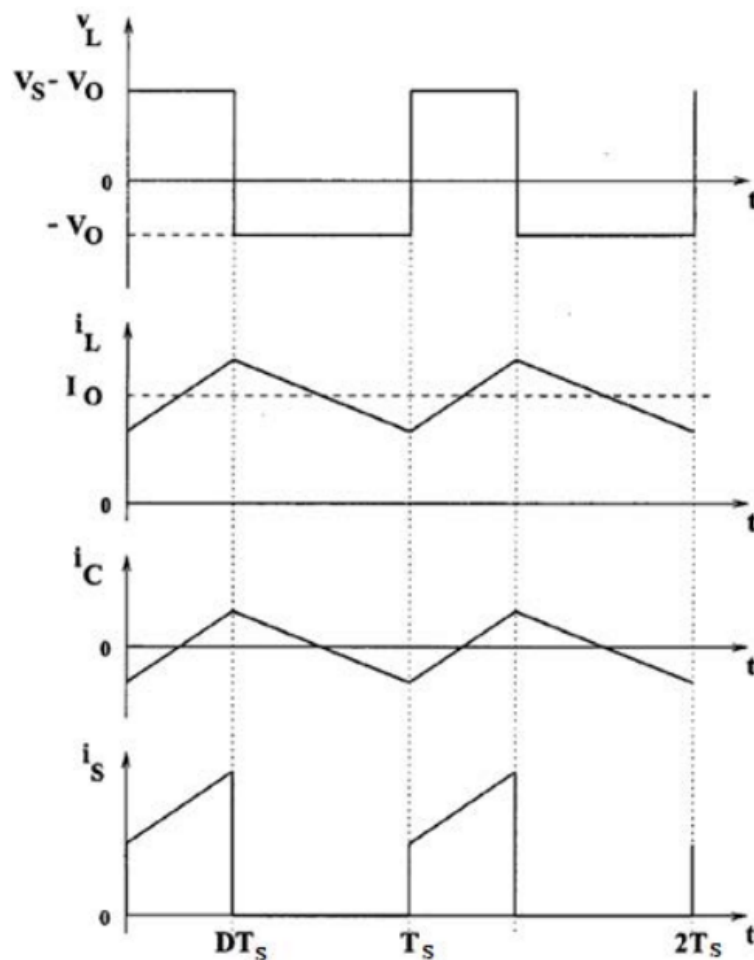


FIG. 2.20 : Forme d'ondes des tensions et des courants d'entrée et de sortie du « Buck » en fonction du rapport cyclique D et la période T_s

La Figure 2.20 illustre les formes d'ondes des courants inductif, capacitif et de commutation. L'expression de la tension moyenne d'inductance peut être aisément déduite à partir de la forme d'onde présentée sur la Figure 2.20. Il est important de noter que la tension moyenne d'inductance est nulle en régime permanent.

$$v_l(t) = D(V_S - V_0) + (1 - D)(-V_0) = 0 \quad (2.20)$$

L'équation 2.21 donne la relation entre la tension d'entrée V_s et la tension de sortie V_o en fonction du rapport cyclique D .

$$(V_s - V_o)DT_s = V_o(1 - D)T_s \quad (2.21)$$

En utilisant l'équation 2.21, on peut exprimer le rapport de conversion du hacheur dévolteur de la manière suivante :

$$M(D) = \frac{V_0}{V_S} = D \quad (2.22)$$

Le rapport de conversion $M(D)$ varie de manière proportionnelle avec le rapport cyclique de commutation D .

2.12.2 Convertisseur élévateur (Boost)

La Figure 2.21 illustre un convertisseur élévateur de type "Boost" qui transforme la tension continue d'entrée en une tension de sortie plus élevée. Ce convertisseur est composé de l'interrupteur S , de l'inductance L , de la diode qui protège SS en empêchant le retour du courant, et du condensateur $C2$ qui lisse la tension de sortie [86].

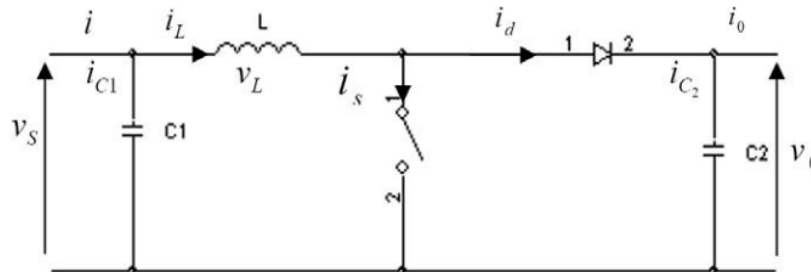


FIG. 2.21 : Convertisseur élévateur (Boost)

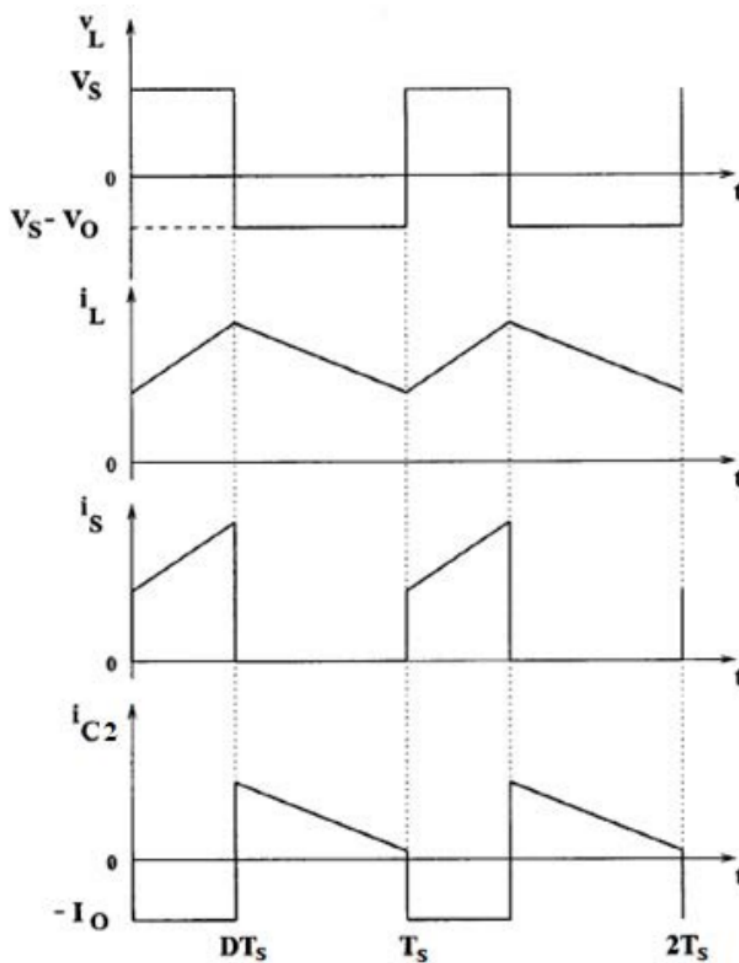


FIG. 2.22 : Tensions et courants d'entrée et de sortie en D et T_s pour un Boost

Selon la Figure 2.22, l'interrupteur S se ferme et la diode est polarisée en inverse pour $0 < t < T$. L'inductance L se charge et le courant fourni par la source commence à

augmenter progressivement. Pendant cet intervalle de temps, nous avons :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_L(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = -i_0(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_S(t). \end{cases} \quad (2.23)$$

Pour $T < t < T'$, l'interrupteur S est ouvert et l'inductance L libère la tension emmagasinée, qui s'ajoute à celle de la source pour alimenter la charge. Cela conduit à l'ensemble d'équations suivant :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_S(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_S(t) - V_0(t). \end{cases} \quad (2.24)$$

A partir des équations 2.24 et 2.23, on peut écrire l'équation suivante :

$$(V_s)DT_s = (V_o - V_s)(1 - D)T_s \quad (2.25)$$

Le rapport de conversion $M(D)$ peut être exprimé de la manière suivante :

$$M(D) = \frac{V_o}{V_s} = \frac{1}{1 - D} \quad (2.26)$$

2.12.3 Convertisseur élévateur - abaisseur (Buck-Boost)

Le convertisseur abaisseur-survolteur présenté dans la Figure 2.23 fusionne les caractéristiques des deux convertisseurs mentionnés précédemment afin de transformer une tension continue en entrée en une tension de sortie de la valeur désirée [88] [89].

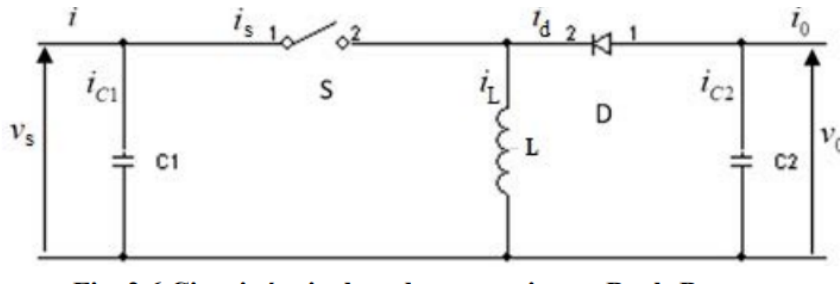


FIG. 2.23 : Circuit équivalent du convertisseur Buck-Boost

Selon la Figure 2.24, le commutateur S conduit pendant l'intervalle $t \in [0, DT_s]$. pour tout t appartenant à cet intervalle. L'inductance L se charge, ce qui se traduit par :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_S(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = -i_0(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_S(t) \end{cases} \quad (2.27)$$

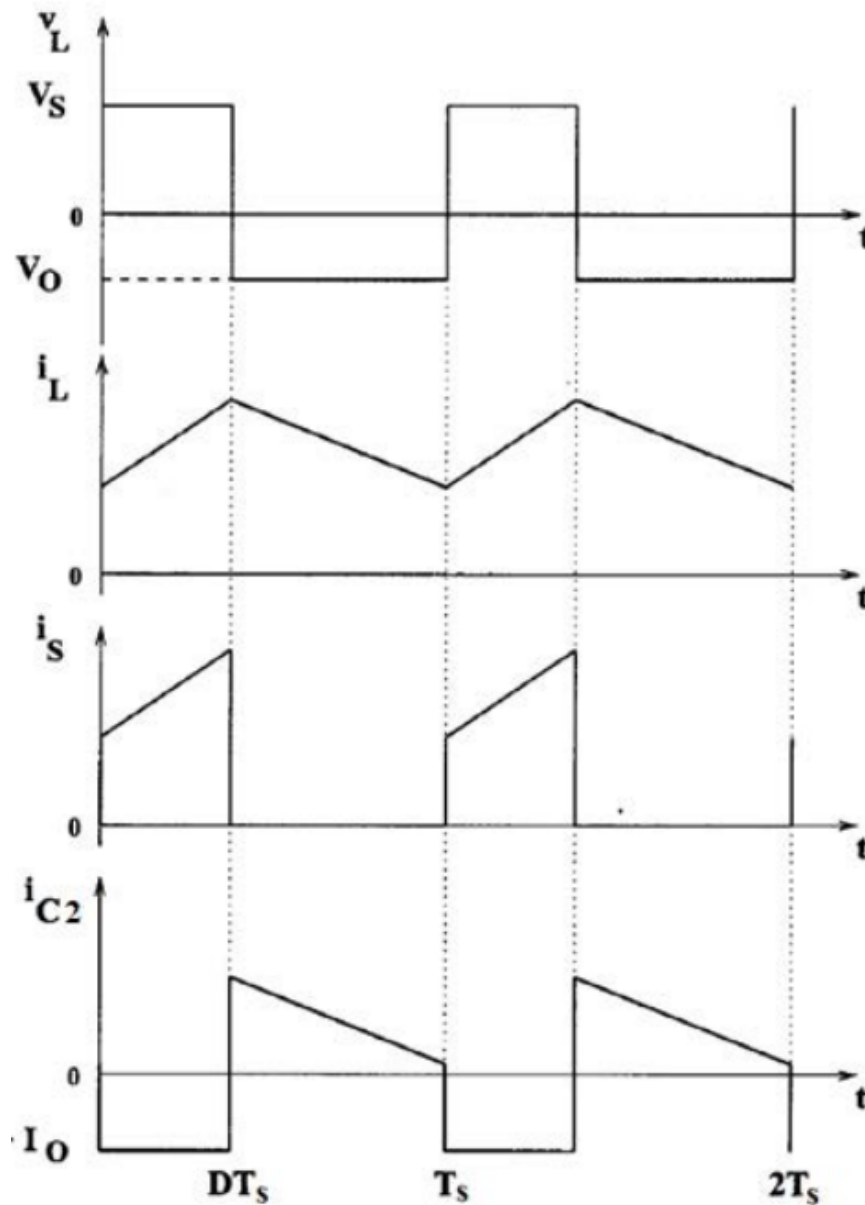


FIG. 2.24 : Tensions et courants du convertisseur Buck-Boost

L'interrupteur S s'ouvre au début de l'intervalle $t \in [DT_s, T_s]$, pour tout t inclus dans cet intervalle. Le courant fourni par L circule à travers la diode pour alimenter la charge. Comme le courant est contraint de traverser la charge, la tension de sortie V_O du convertisseur abaisseur-survolteur est négative par rapport à la masse, et sa valeur peut être soit supérieure soit inférieure à la tension d'entrée V_S [86]. Les équations suivantes sont valables dans ce contexte :

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_S(t)}{dt} = i(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_O(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t), \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_O(t). \end{cases} \quad (2.28)$$

En régime permanent, le rapport de conversion de convertisseur Buck-Boost s'écrit ainsi :

$$V_S * DT_s = V_O * (1 - D) * T_s \quad (2.29)$$

$M(D)$ est calculé à partir de l'équation suivante :

$$M(D) = \frac{V_o}{V_s} = \frac{D}{1 - D} \quad (2.30)$$

2.12.4 Convertisseur Ćuk

La Figure 2.25 présente le convertisseur Ćuk, nommé d'après son inventeur Slobodan Ćuk. Contrairement aux autres convertisseurs mentionnés précédemment, c'est le condensateur qui stocke l'énergie plutôt que l'inductance. Ce convertisseur permet d'obtenir une tension désirée de polarité inverse [89].

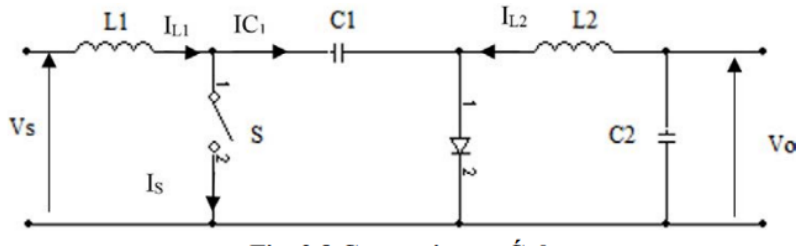


FIG. 2.25 : Convertisseur Ćuk

Selon la Figure 2.26, pour tout t appartenant à l'intervalle $],0[DT$ s, le commutateur S est fermé. Pendant cette période, l'inductance $L1$ se charge à partir de la source de tension d'entrée, tandis que l'inductance $L2$ est en série avec les condensateurs $C1$ et $C2$. Ainsi, on a :

$$\begin{cases} V_{L1}(t) = V_s(t), \\ V_{L2}(t) = V_o - V_{C1}(t) \end{cases} \quad (2.31)$$

Pour $DT \leq t < DT + T_{ss}$, S est bloqué et la diode est passante, on a :

$$\begin{cases} V_{L1}(t) = V_s(t) - V_{C1}(t) \\ V_{L2}(t) = V_o \end{cases} \quad (2.32)$$

Les valeurs moyennes de V_{L1} et V_{L2} sont obtenues par :

$$\begin{cases} V_{L1} = V_s \cdot D + (V_s - V_{C1}) \cdot (1 - D) = 0 \\ V_{L2} = (V_o - V_{C1}) \cdot D + (1 - D) \cdot V_o = 0 \\ V_{C1} = \frac{V_o}{D} \end{cases} \quad (2.33)$$

Le rapport de conversion $M(D)$ est calculé comme suit :

$$M(D) = \frac{V_o}{V_s} = \frac{D}{1 - D} \quad (2.34)$$

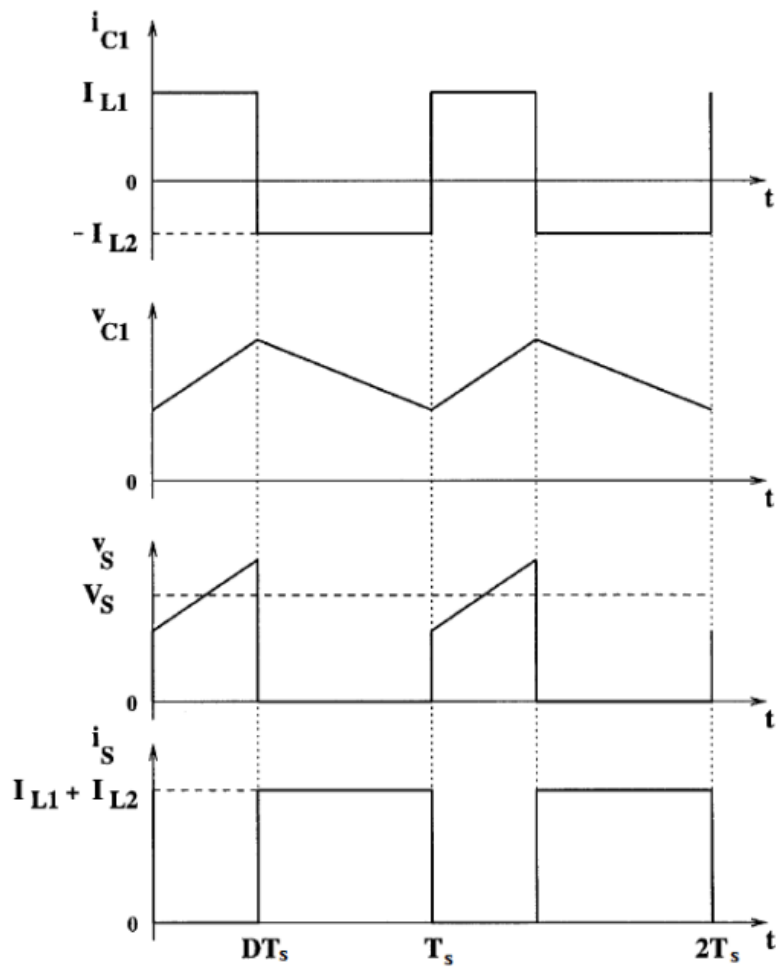


FIG. 2.26 : Signaux de tensions et de courants du convertisseur Ćuk

2.13 Recherche sur le suivi du point de puissance maximale (MPPT) Méthodes

Dans la courbe caractéristique P-V des cellules ou modules photovoltaïques, il existe un point de fonctionnement singulier où la puissance de sortie atteint son maximum, appelé point de puissance maximale (MPP). Illustré à la figure 2.27, le lieu du MPP, représenté par des cercles, se déplace en fonction des variations des conditions atmosphériques.

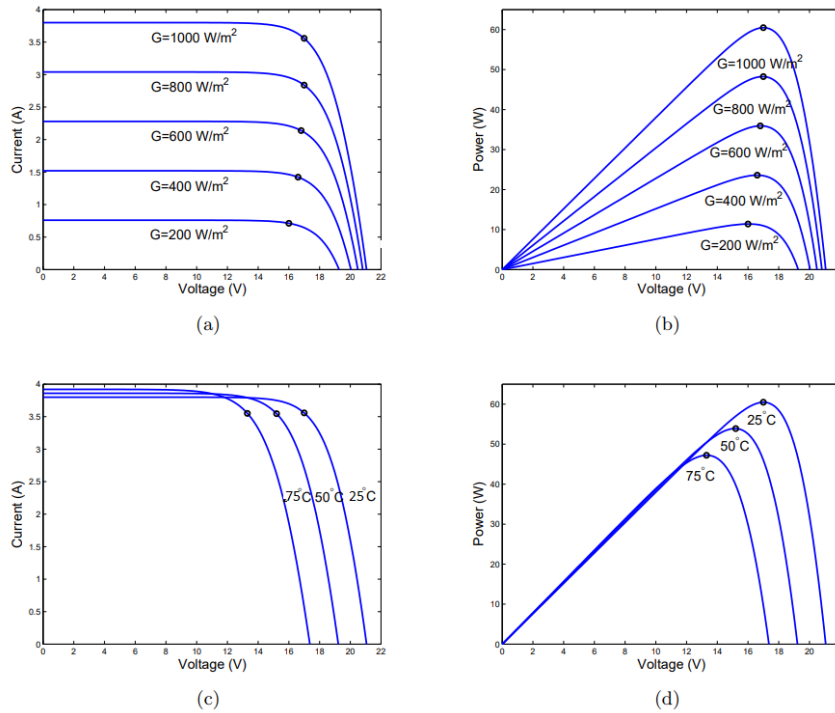


FIG. 2.27 : Courbes caractéristiques électriques d'un module PV MSX60 sous différentes conditions atmosphériques : (a) Courbes I-V sous différents niveaux d'irradiance ; (b) Courbes P-V sous différents niveaux d'irradiance ; (c) Courbes I-V sous différentes températures ; (d) Courbes P-V sous différentes températures.

Les modules PV sont généralement connectés en série pour augmenter la tension car leur tension de circuit ouvert est indépendante de la superficie du module et est limitée par les propriétés du semi-conducteur [79]. Dans un environnement extérieur, l'ensemble ou certaines parties du réseau PV peuvent être soumis à une condition d'irradiance non uniforme causée par des nuages qui passent, des bâtiments élevés, des arbres, etc. Dans ce cas, le réseau PV connecté en série est en circuit ouvert, ce qui est connu sous le nom de "point chaud" [79]. Pour éviter ce problème, des diodes de dérivation sont normalement placées à travers chaque module PV comme illustré dans la Figure 2.28 (a). Supposons que les trois modules reçoivent trois niveaux d'irradiance différents : 1000 W/m^2 , 750 W/m^2 , et 500 W/m^2 . La forme de la courbe P-V, représentée dans la Figure 2.28 (b), devient plus compliquée, exhibant plusieurs pics. Dans cette thèse, le pic le plus élevé est nommé MPP Global (GMPP) et les autres pics sont respectivement nommés Point de Puissance Maximale Locale (LMPP) [79].

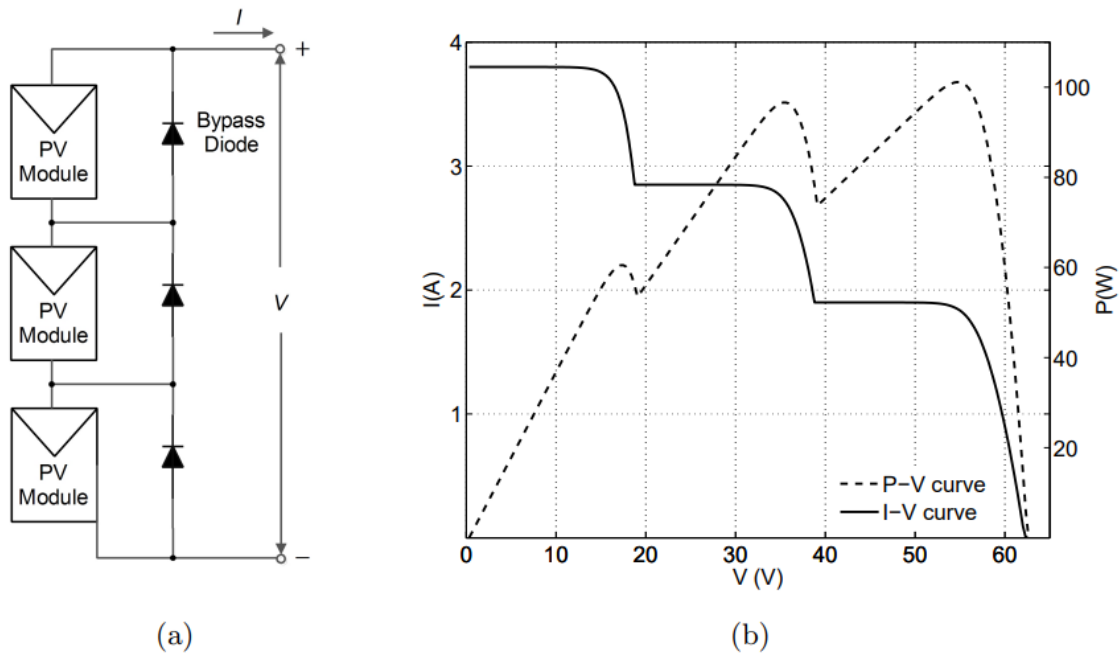


FIG. 2.28 : Fonctionnement d'un générateur photovoltaïque travaillant dans des conditions d'ombrage partiel : (a) A Générateur photovoltaïque avec diodes de dérivation ; (b) Courbes I-V et P-V du générateur photovoltaïque recevant diverses niveaux d'irradiation.

Le suivi du point de puissance maximale (MPPT) est une technique utilisée pour obtenir la puissance maximale disponible à partir des dispositifs PV [90] [91]. Il varie la tension de fonctionnement PV correspondant au MPP, contraint le point de fonctionnement au MPP et extrait la puissance maximale des dispositifs PV utilisés [92] [87] [93]. Un grand nombre de techniques MPPT ont été présentées dans la littérature [93]. Basé sur la fonction des méthodes ou des stratégies de contrôle, Salas et al. [94] ont proposé de regrouper les méthodes MPPT en deux catégories :

- i. Contrôle direct [95]-[99] ;
- ii. Contrôle indirect [100]-[103].

Les recherches récentes sur les algorithmes évolutifs et leurs applications dans les techniques MPPT seront discutées à la section suivant.

2.14 Techniques d'algorithmes évolutifs

Les algorithmes évolutifs (EA) attirent de plus en plus l'attention. Il s'agit d'une méthode stochastique qui semble être très efficace pour optimiser les fonctions objectif non linéaires et multimodales à valeurs réelles. Récemment, les algorithmes **Dandelion Optimization** (DO) [104], **Slide mode controller PSO** (SMPSO) [105] [106] ont été proposés comme solutions au problème du MPPT. La méthode DO [104], s'inspire du mécanisme de dispersion des graines dans les fleurs de pissenlit. Dans la nature, les graines de pissenlit sont dispersées par le vent, ce qui leur permet de parcourir de longues distances depuis la plante mère. De même, dans l'algorithme Dandelion, les solutions sont représentées sous forme de graines et l'algorithme imite le processus de dispersion pour explorer efficacement l'espace de recherche. La méthode PSO [105] est l'un des algorithmes d'optimisation numérique les plus réussis appliqués dans divers domaines. Il est d'abord inspiré par la vie artificielle générale, tout comme le vol d'oiseaux, le banc de poissons et le comportement d'interaction sociale des humains, et deuxièmement par les méthodes de recherche aléatoire des algorithmes évolutifs [106]. Les oiseaux et les poissons, modélisés par des particules, se déplacent en essaim. Chaque particule ajuste sa position et sa vitesse en utilisant les informations de l'essaim alors qu'elle réduit l'effort individuel de recherche de la meilleure position. Ces méthodes de MPPT basées sur les EA ont la capacité de suivre les dispositifs PV recevant une irradiance non uniforme, condition dans laquelle les algorithmes MPPT conventionnels comme les méthodes PO [107] et FOCV [108] peuvent échouer [107]. De plus, ces méthodes ne prescrivent pas un modèle électrique PV précis et sont robustes en MPPT.

2.15 Conclusion

Ce chapitre a passé en revue les modèles électriques idéaux, à diode unique et à double diode. pour les cellules et modules photovoltaïques, et a discuté de l'estimation des paramètres la plus largement utilisée méthodes pour ces modèles. Ensuite, les méthodes MPPT existantes, regroupées en directes, des méthodes indirectes et basées sur des algorithmes évolutifs ont été présentées. Après avoir présenté la revue de la littérature pertinente et le cadre théorique établi pour cette étude, le chapitre suivant décrira la méthodologie de recherche y compris les méthodes de recherche adoptées, les expériences et les résultats.

Chapitre 3

**Approches Métaheuristiques pour
l'Extraction des Paramètres PV sous
Différentes Conditions Climatiques .**

3.1 Introduction

Le terme estimation des paramètres désigne le processus consistant à utiliser des données d'échantillon pour calculer les paramètres du modèle électrique photovoltaïque sélectionné [109]. Les paramètres ainsi obtenus permettent de réduire considérablement les différences entre les données simulées et expérimentales.

Les algorithmes métaheuristiques bio-inspirés sont assez flexibles. Ils n'ont pas besoin de l'information de gradient pour guider leur processus de recherche et n'imposent pas certaines caractéristiques à la fonction objective comme la convexité ou la continuité. Dans la littérature [110], [111] , L'algorithme **LCAEO GWO HHO** a été mis en œuvre en MATLAB pour extraire les paramètres de nombreuses cellules et modules photovoltaïques. Les résultats de la simulation démontrent que cette combinaison de méthodes peut extraire avec précision les paramètres à un taux élevé.

L'objectif principal du travail est d'utiliser un algorithme d'optimisation pour trouver les paramètres des modèles de panneaux solaires photovoltaïques à une et deux diodes. En faisant progresser la méthode AEO conventionnelle et en incluant des séquences chaotiques pour augmenter la précision et réduire l'erreur, et Pour améliorer l'efficacité des performances de panneau PV sous les différentes conditions climatiques .

3.2 Technique d'estimation utilisée dans notre projet

3.2.1 Définition de l'Optimisation

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou du maximum (de l'optimum) d'une fonction donnée . On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquels les variables de la fonction à optimiser sont contraintes d'évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche. Dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes[112] .

3.2.2 Fonction Objectif

C'est le nom donné à la fonction f (on l'appelle aussi fonction de coût, critère d'optimisation ou fitness). C'est cette fonction que l'algorithme d'optimisation va devoir optimiser (trouver un optimum) .

3.3 Optimisation par l'Algorithme d'Optimisation basée sur écosystème artificiel (AEO)

Le concept de l'algorithme de l'écosystème artificiel s'inspire des systèmes naturels complexes et de leur capacité à s'auto-organiser pour résoudre des problèmes. Ce type d'algorithme reproduit les interactions entre les individus d'un écosystème, tels que la coopération, la compétition et la prédation, pour parvenir à des solutions efficaces. En utilisant des mécanismes inspirés de la biologie évolutionniste, comme la sélection naturelle et la mutation, l'algorithme de l'écosystème artificiel peut être appliqué à divers domaines tels que l'optimisation, la modélisation et la simulation. Son inspiration dans les processus naturels en fait un outil puissant pour résoudre des problèmes complexes dans des domaines variés.

Amélioration de l'algorithme AEO : En modifiant les paramètres qui contrôlent les étapes d'exploration et d'exploitation de l'algorithme AEO, le travail fait progresser la discipline. La technique recommandée permet d'obtenir un bon équilibre en condensant l'espace de recherche à l'aide d'une équation logistique. Incorporation de séquences chaotiques : la technique d'optimisation est modifiée dans ce travail pour inclure des séquences chaotiques, réputées pour leur déterminisme intrinsèque et leur imprévisibilité. La technique suggérée ajoute une nouvelle solution pendant la phase de mise à jour de l'AEO, ce qui entraîne des valeurs d'erreur quadratique moyenne (RMSE) sensiblement inférieures en tirant parti de la sensibilité des systèmes chaotiques aux circonstances de départ.

Analyse comparative : Cette étude présente une analyse comparative de l'algorithme d'optimisation proposé par rapport à d'autres techniques populaires. Elle met en évidence l'efficacité et la supériorité de la méthode en termes de résilience et de précision dans l'extraction des paramètres photovoltaïques (PV). L'approche repose sur un modèle PV à deux diodes, reconnu pour fournir des estimations plus précises des paramètres. La séquence de recherche chaotique intégrée dans l'algorithme contribue à cette amélioration de la précision. Les résultats montrent que l'algorithme basé sur un écosystème artificiel chaotique logistique (LCAEO) surpasse de nombreuses méthodes classiques, offrant une meilleure robustesse et des performances optimales dans les environnements complexes.

3.3.1 AEO avec une séquence logistique chaotique (LCAEO)

Afin d'utiliser les propriétés dynamiques et statistiques de la randomisation chaotique, il y a eu une tendance récente à remplacer le caractère aléatoire dans les algorithmes heuristiques par des cartes chaotiques. En conséquence, une séquence logistique chaotique $C_{j,i}$ est utilisée à la place des entiers aléatoires $r_{j,i}$ dans la solution révisée de l'équation.

$$Y_{j,k,i} = Y_{j,k,i} + C_{j,j} (Y_{j_{\text{pest}},i} - Y_{j_{\text{worst}},i}) \quad (3.1)$$

La séquence chaotique logistique est donnée par :

$$C_{z+1} = 4C_z(1 - C_z) \quad (3.2)$$

où C_1 est généré aléatoirement dans la plage $[0, 1]$, qui est choisie égale à 0,8, et C_z est le résultat de la z ème itération chaotique .

En modifiant les variables du 1DM et du 2DM, l'objectif principal de l'approche d'optimisation recommandée est d'estimer les paramètres de la cellule/module PV. Ceci est fait pour réduire la valeur RMSE. La figure 3.1 Affiche l'organigramme de l'estimation des paramètres à l'aide de la méthode LCAEO

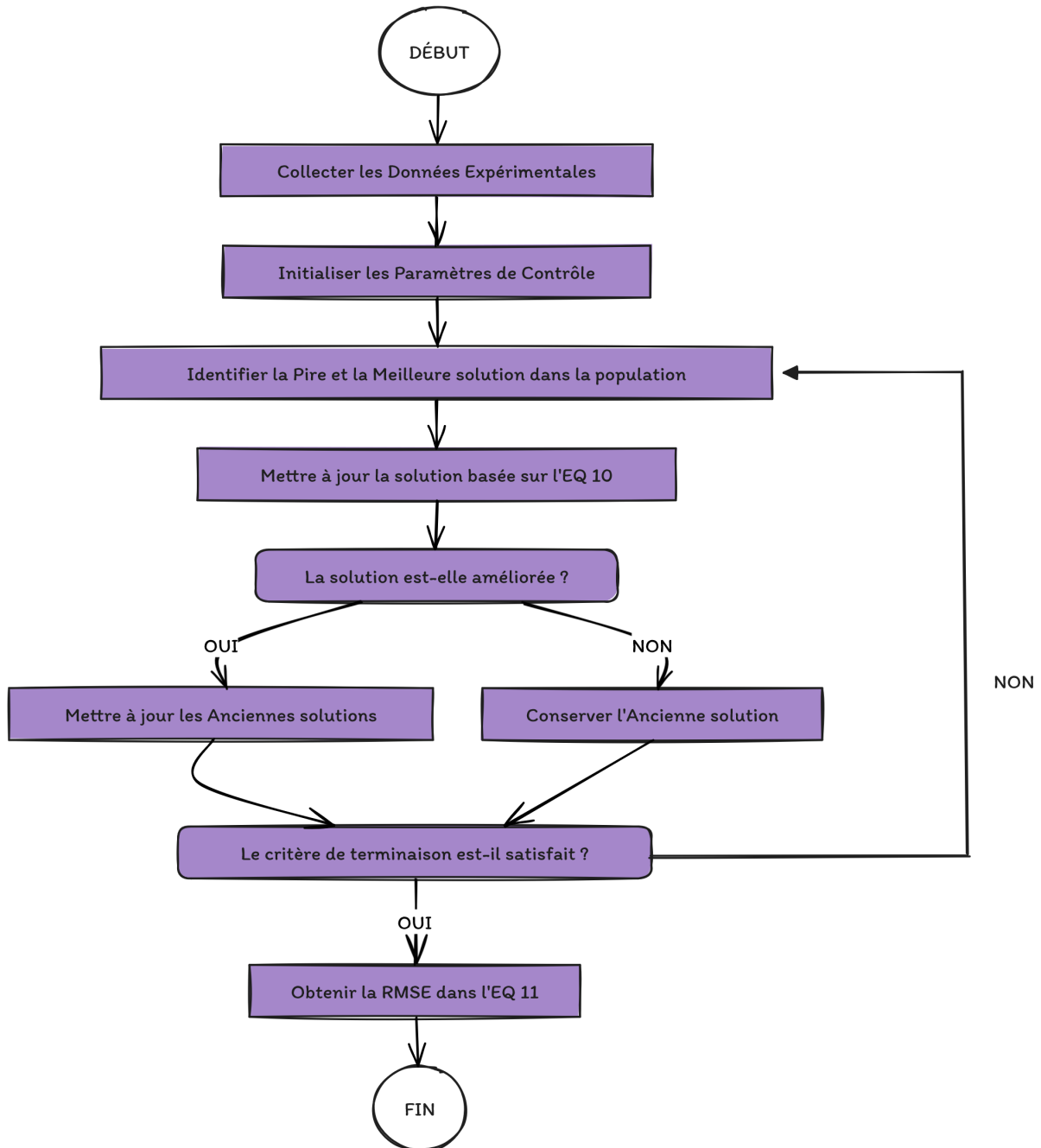


FIG. 3.1 : Organigramme de l'estimation des paramètres par la méthode LCAEO

PV system	Isc (A)	Voc (V)	Imp (A)	Vmp (V)	Ns
RTC France Cell	0.760	0.5728	0.69119	0.45	1
PhotoWatt Module	1.030	16.778	0.9120	12.6490	36

TAB. 3.1 : TENSION ET COURANT UTILISÉS CE

3.4 Simulation et résultat

- Estimation des paramètres de module PV

L'algorithme a été implémenté sous Matlab/Simulink environnement pour estimer les caractéristiques I-V et P-V du Cellule PV silicium France et module PhotoWatt, pour lesquels les mesures expérimentales des paires I-V sont répertoriées dans l'annex. Le tableau 3.2 illustre les limitations choisies pour tous les paramètres de comparaison avec les autres méthodes. Aussi utilisés pour une comparaison équitable sont 1000 itérations et dix populations. Les résultats de simulation LCAEO suggérés sont par rapport à plusieurs algorithmes très récemment établis les résultats de paramètres PV les plus précis, y compris EHHO[113], SGDE[114], ELBA[115], NSPSOPC [116], SGDE [114], GWOCs [117]. Le tableau 3.2 montre les paramètres du RTC Module Cellule France et PhotoWatt.

Parameter	RTC France cell		PhotoWatt Module	
	Min	Max	Min	Max
Iph[A]	0	1	0	2
I0 [A]	0	1	0	50
n x Ns	1	2	1	50
Rs [Ω]	0	0.5	0	2
Rsh [Ω]	0	100	0	2000

TAB. 3.2 : Paramètres du module PHOTOWATT et cellule RTC France

3.4.1 Analyse Comparative des Courbes Expérimentales et Simulées d'une Cellule Photovoltaïque Silicium RTC France (Modèles 1DM et 2DM)

Courbes Expérimentales mesure et estime pour la cellule silicium RTC FRANCE (1DM)

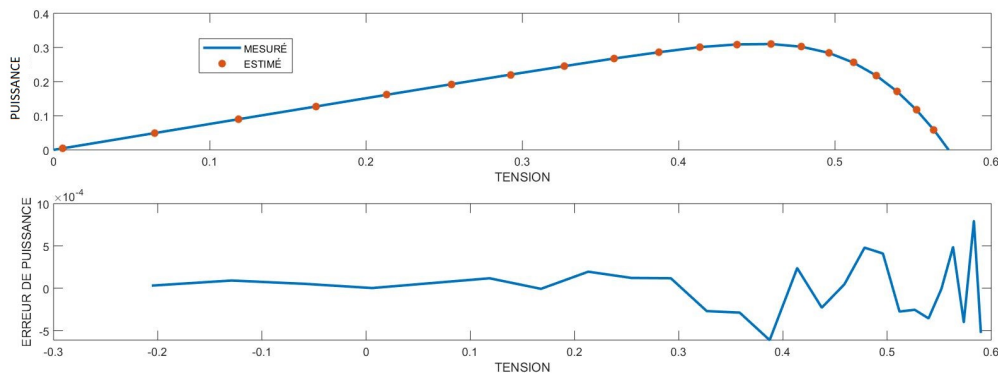


FIG. 3.2 : Comparaisons entre les données expérimentales et estimées données obtenues par LCAEO pour RTC-FRANCE :P-V et IAEpower-V caractéristiques.

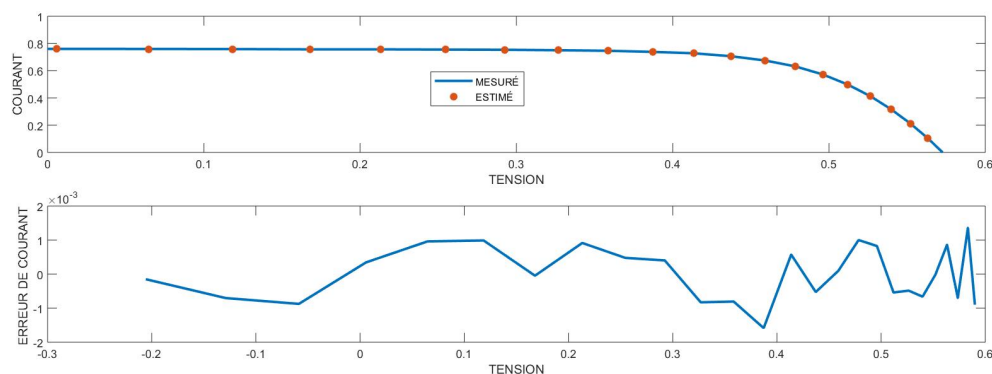


FIG. 3.3 : Comparaisons entre les données expérimentales et estimées données obtenues par LCAEO pour RTC-FRANCE :I-V et IAE CURRENT -V caractéristiques.

Les figures 3.2 et 3.3 comparent les données expérimentales et données estimées obtenues par LCAEO pour RTC-FRANCE (1DM) Caractéristiques PV et IV, respectivement.

Chapitre 3. Approches Métaheuristiques pour l'Extraction des Paramètres PV sous Différentes Conditions Climatiques .

Model	Item	LCAEO	EHHO [113]	SGDE [114]	ELBA [115]	NPSOPC [116]
SDM	I_{ph} [A]	0.760788	0.76078	0.76078	0.76078	0.7608
	I_0 [μ A]	0.310691	0.323	0.32302	0.32302	0.3325
	nN_s	1.47727	1.48124	1.48118	1.48119	1.4814
	R_s [Ω]	0.036546	0.03638	0.03638	0.03638	0.03639
	R_{sh} [Ω]	52.8899	53.74282	53.71853	53.71852	53.7583
	RMSE [10^{-4}]	7.72985	9.8602	9.860219	9.860219	9.8856

TAB. 3.3 : La solution optimale pour la cellule PV RTC France par LCAEO et divers algorithmes (1DM)

Le modèle LCAEO offre de meilleures performances que les autres modèles (EHHO[113], SGDE[114], ELBA[115], NPSOPC[116]) en fonction des valeurs présentées dans le tableau 3.3. Le modèle LCAEO présente systématiquement de légères divergences par rapport aux valeurs valides à travers différentes variables. Par exemple, le modèle LCAEO prédit avec une précision remarquable la valeur de I_{ph} (A), affichant une valeur de 0,760788, très proche de la valeur réelle de 0,76078. En revanche, les autres modèles présentent des divergences légèrement plus importantes, allant de 0,76078 à 0,7608. De même, le modèle LCAEO estime avec précision la valeur de I_0 (A) avec une valeur de 0,310691, tandis que les autres modèles ont des valeurs plus élevées, conduisant à des prédictions moins précises. De plus, le modèle LCAEO correspond étroitement à la valeur réelle de $n \times N_s$, ce qui confirme encore sa précision. De plus, le modèle LCAEO montre un meilleur accord avec les valeurs appropriées des paramètres R_s (Ω) et R_{sh} (Ω). Ses valeurs de 0,036546 et 52,8899, respectivement, sont proches des valeurs réelles, tandis que les autres modèles présentent des différences légèrement plus importantes. De plus, le modèle LCAEO présente la valeur RMSE la plus basse de $7,72985 \times 10^{-4}$, ce qui indique qu'il s'adapte mieux aux données réelles que les autres modèles. En conclusion, la capacité du modèle LCAEO à prédire de manière cohérente les variables avec une précision accrue et sa valeur RMSE plus basse confirment sa supériorité sur les autres modèles, en faisant un choix favorable pour l'ensemble de données .

Courbes Expérimentales mesure et estime pour la cellule silicium RTC FRANCE (2DM)

La Figure 3.4 et la Figure 3.5 comparent les données expérimentales et estimées obtenues par LCAEO pour les caractéristiques P-V et I-V de RTC-FRANCE (2DM), respectivement.

Chapitre 3. Approches Métaheuristiques pour l'Extraction des Paramètres PV sous Différentes Conditions Climatiques .

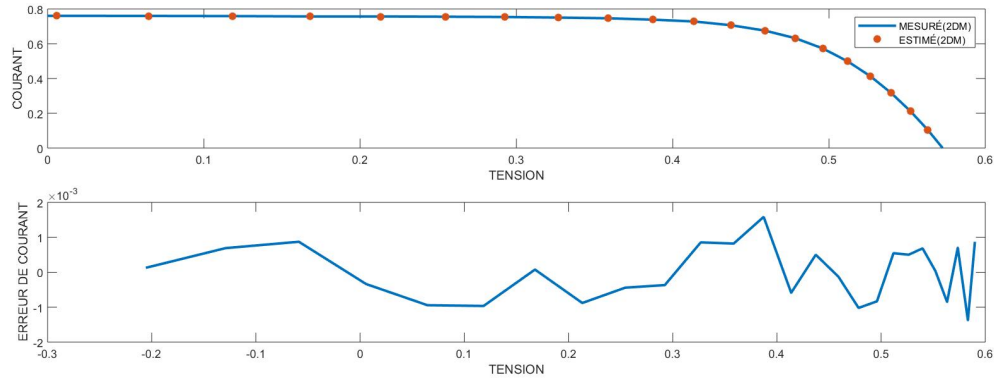


FIG. 3.4 : Comparaisons entre les données expérimentales et les données estimées obtenues par LCAEO pour les caractéristiques de courant I-V et IAE-V de RTC-FRANCE.

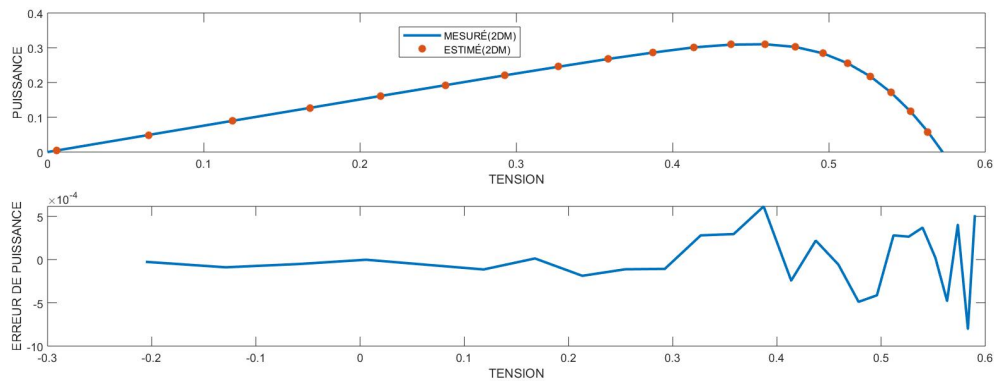


FIG. 3.5 : Comparaisons entre les données expérimentales et estimées obtenues par LCAEO pour les caractéristiques P-V et IAE -V de RTC-FRANCE.

Model	Variables	LCAEO	SGDE[114]	ELBA [115]	NPSOPC[116]
DDM	I _{ph} [A]	0.760818	0.76079	0.76078	0.76078
	I ₀₁ [A]	0.0926527	0.14582	0.74934	0.25093
	I ₀₂ [A]	0.301758	0.73510	0.22598	0.54542
	N ₁ x N _s	1.99998	1.45536	2.0000	1.45982
	N ₂ x N _s	1.47499	1.89377	1.45102	1.99941
	R _s [Ω]	0.0365127	0.03722	0.03674	0.03663
	R _{sh} [Ω]	52.8132	54.85897	55.48544	55.1170
	RMSE[10-4] W	7.7134206	7.490069	9.824849	9.82084

TAB. 3.4 : La solution optimale pour la cellule PV RTC France par LCAEO et divers algorithmes (2DM)

Le modèle LCAEO continue de démontrer sa performance favorable par rapport aux autres modèles (SGDE [114], ELBA [115], NPSOPC[116]) dans le tableau 3.4. Les valeurs présentées montrent que le modèle LCAEO fournit de manière constante des prédictions plus précises pour les variables. Par exemple, en ce qui concerne I_{ph} (A), le modèle LCAEO prédit une valeur de 0,760818, qui est très proche de la vraie valeur de 0,76078.

Chapitre 3. Approches Métaheuristiques pour l'Extraction des Paramètres PV sous Différentes Conditions Climatiques .

En revanche, les autres modèles (SGDE, ELBA, NPSOPC) présentent des divergences légèrement plus importantes, allant de 0,76079 à 0,76078. Cela souligne la précision du modèle LCAEO dans l'estimation de ce paramètre. De plus, les prédictions du modèle LCAEO pour I01 (A), I02 (A), N1 x Ns et N2 x Ns sont plus précises que les valeurs correspondantes des autres modèles, ce qui confirme encore sa performance supérieure. De plus, le modèle LCAEO prédit Rs (Ω) et Rsh (Ω). Ses valeurs de 0,0365127 et 52,8132 sont très proches des vraies valeurs, tandis que les autres modèles présentent des écarts légèrement plus importants. Ces résultats indiquent que le modèle LCAEO offre des estimations plus fiables pour ces paramètres, qui sont cruciaux dans diverses applications. De plus, le modèle LCAEO continue de présenter la valeur RMSE la plus basse de $7,7134206 \times 10^{-4}$, confirmant son ajustement global supérieur aux données réelles. Cette faible valeur de RMSE démontre que les prédictions du modèle LCAEO sont de manière constante plus proches des valeurs réelles que celles des autres modèles, ce qui en fait un choix hautement préférable pour l'ensemble de données donné. En conclusion, la capacité du modèle LCAEO à fournir de manière constante des prédictions plus précises pour les variables, en particulier Iph (A), I01 (A), I02 (A), N1 x Ns, N2 x Ns, Rs (Ω) et Rsh (Ω), et sa valeur de RMSE plus faible renforcent encore sa supériorité par rapport aux autres modèles (SGDE, ELBA, NPSOPC) dans ce tableau VI. Le modèle LCAEO est une option fiable et précise pour l'analyse de l'ensemble de données et serait le choix recommandé sur la base de ces résultats.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (I_{\text{meas}} - I_{\text{simu}})^2} \quad (3.3)$$

Là où N est le nombre de points, I_{meas} est le courant mesuré, I_{simu} est le courant simulé.

Les graphiques de convergence de LCAEO pour SDM : Cellule RTC France et DDM : MODULE RTC sont affichés dans les Figures 3.6 & 3.7, montrant que LCAEO est plus rapide. Cela illustre comment l'approche de la carte chaotique logistique accélère la convergence de l'AEO.

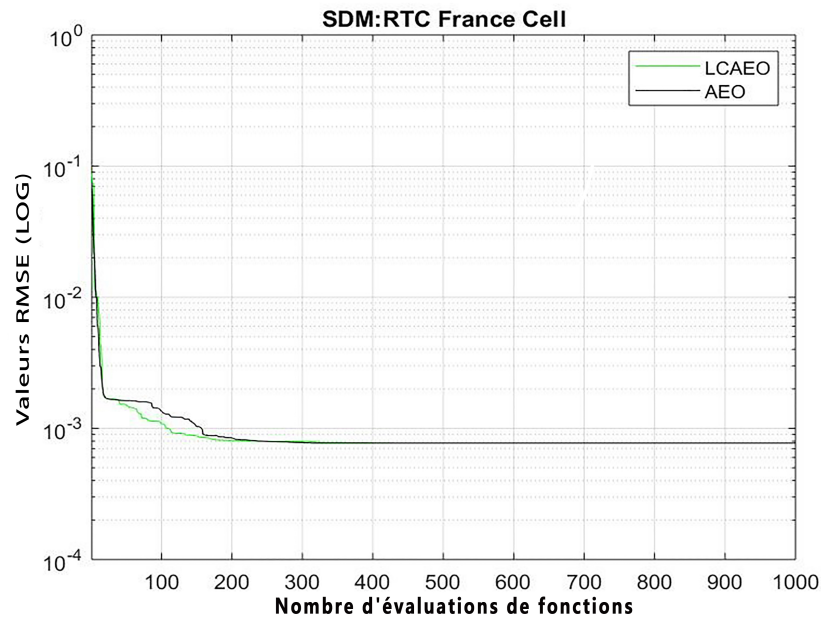


FIG. 3.6 : SDM :Graphiques de convergence Cell RTC France.

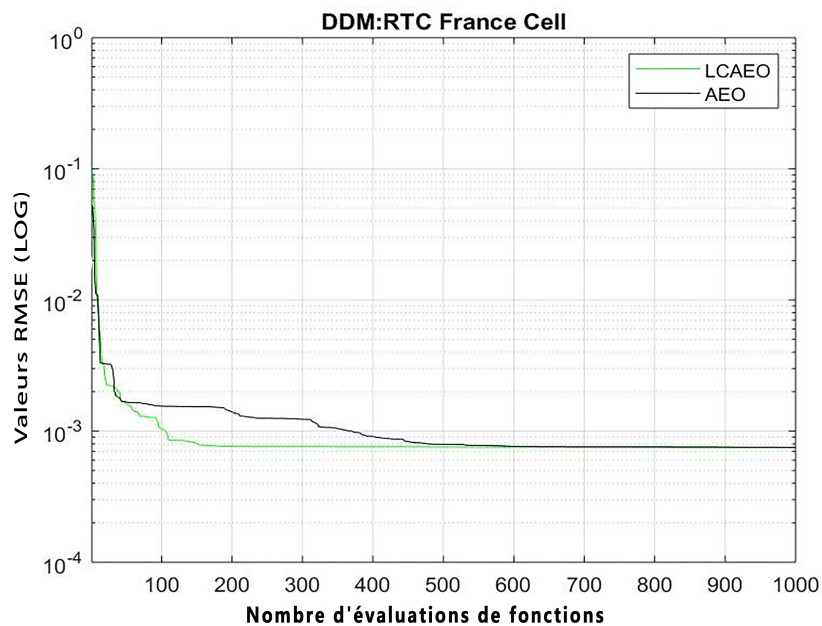


FIG. 3.7 : DDM :Graphiques de convergence Cell RTC France.

• CONFIGURATION 01 : CELLULE PV SILICIUM RTC FRANCE

Cette configuration utilise une cellule photovoltaïque en silicium RTC France [5] de 57 mm de diamètre avec une irradiation incidente de 1000 W/m² sous une température de 33°C. Vingt-six points ont été utilisés pour définir la paire I-V enregistrée expérimentalement, comme le montre Annex A [5]. Dans les Tableaux 3.3 et 3.4, les paramètres de modèle les plus précis sont obtenus par les différentes méthodologies. Selon ce tableau, le LCAEO suggéré a surpassé tous les autres algorithmes fournis et a eu la valeur RMSE la plus basse.

Les simulations I-V et P-V à partir de la configuration 1DM avec les paramètres prédits utilisant la meilleure solution LCAEO sont montrées dans les Figures 3.2 et 3.3. Pour les courbes caractéristiques I-V et P-V, on peut observer l'accord entre les données mesurées et simulées acquises par LCAEO, confirmant l'excellente précision de la solution optimale trouvée par LCAEO. Les caractéristiques de la cellule solaire RTC France, qui est basée sur 2DM, ont été estimées en utilisant le LCAEO, et les résultats sont montrés dans le Tableau 3.4. Le LCAEO a surpassé tous les autres algorithmes comparables en termes de RMSE, atteignant la valeur la plus basse ($7.72985 \cdot 10^{-4}$) en 1DM et ($7.7134206 \cdot 10^{-4}$) en 2DM, et arrivant en deuxième position après SGDE, EHHO, NPSOPC et ELBA.

3.4.2 Analyse Comparative des Courbes Expérimentales et Simulées module PWP 201 POLYCRYSTALLINE

Courbes Expérimentales mesure et estime pour le module PWP 201 POLYCRYSTALLINE

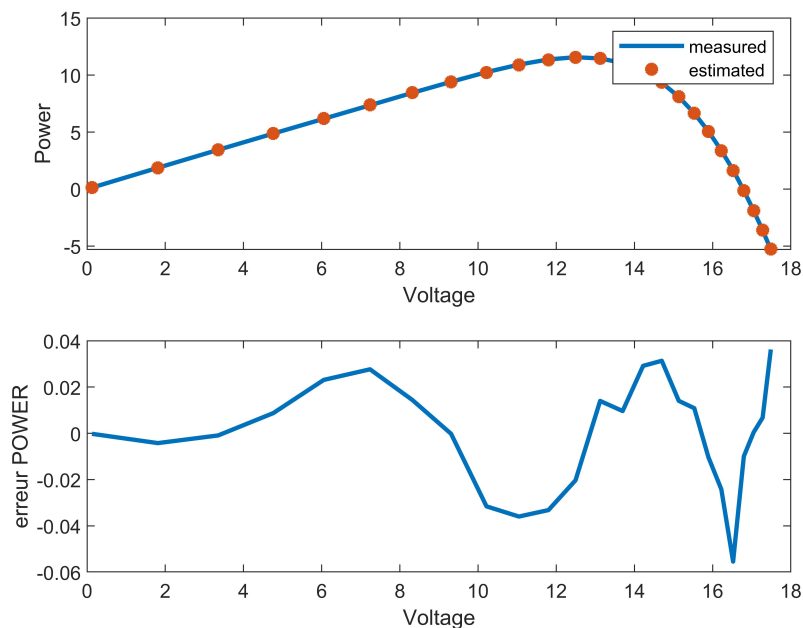


FIG. 3.8 : Comparaisons entre les données expérimentales et estimées obtenues par LCAEO pour les caractéristiques P-V et Puissance IAE -V de PHOTOWATT PWP201

Chapitre 3. Approches Métaheuristiques pour l'Extraction des Paramètres PV sous Différentes Conditions Climatiques .

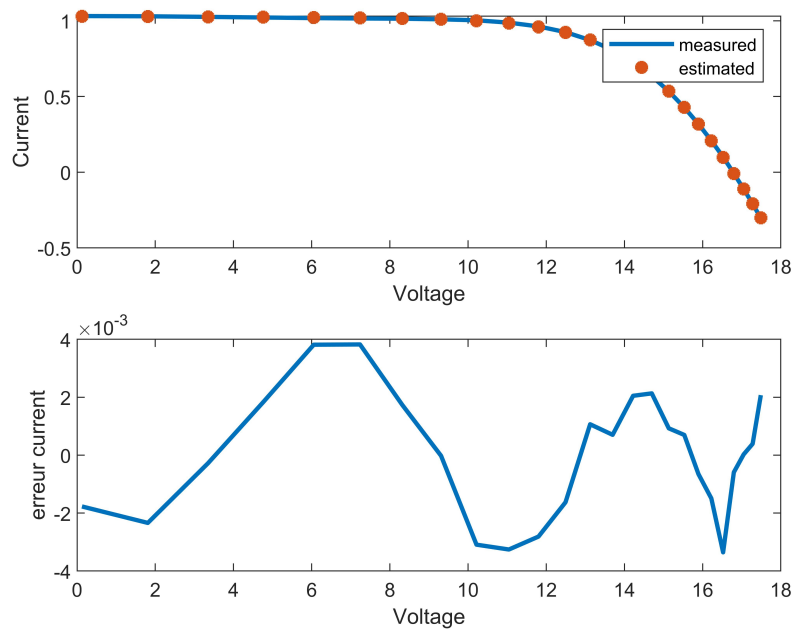


FIG. 3.9 : Comparaisons entre les données expérimentales et estimées données obtenues par LCAEO pour PHOTOWATT PWP201 :I-V et IAE CURRENT –V caractéristiques.

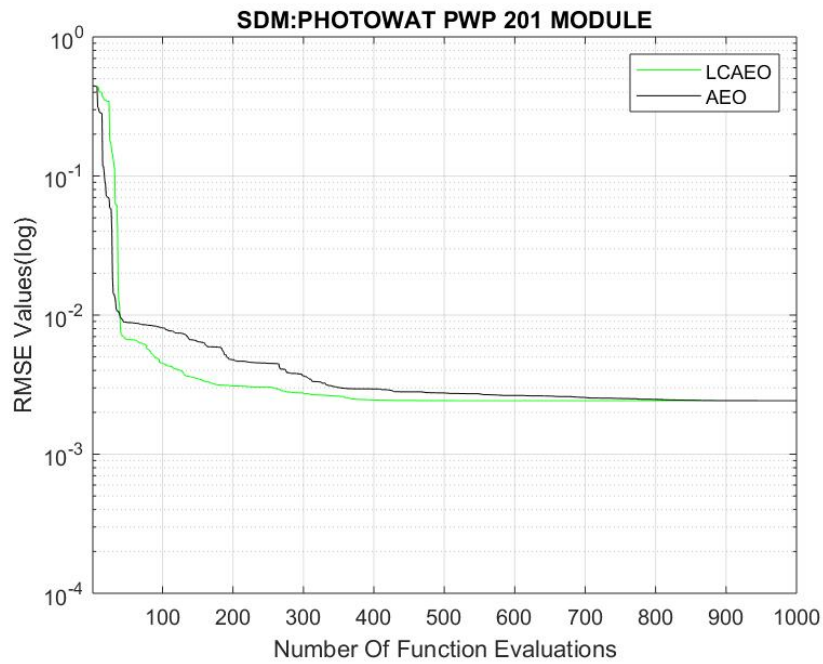


FIG. 3.10 : Graphiques de convergence PWP 201 POLYCRYSTALLINE

Chapitre 3. Approches Métaheuristiques pour l'Extraction des Paramètres PV sous Différentes Conditions Climatiques .

Model	Variables	LCAEO (proposed)	EHHO [113]	SGDE [114]	NPSOPC [116]	GWOCS [117]
SDM	$I_{ph}[A]$	0.760788	1.030499	1.0305	1.030511	1.03049
	$I_0 [A]$	0.310691	3.488188	3.4823	3.48271	3.4650
	$n \times N_s$	1.47727	48.64932	48.6428	48.6433	48.62367
	$R_s [\Omega]$	0.036546	1.201110	1.20127	1.201263	1.2019
	$R_{sh} [\Omega]$	52.8899	984.49648	981.9822	982.40376	982.7566
	RMSE[10-4]	2.05284	2.42508	2.4250749	2.4215	2.4251

TAB. 3.5 : La solution optimale pour le module PHOTOWATT par LCAEO et divers algorithmes (1DM)

Le modèle **LCAEO** continue de démontrer sa supériorité par rapport aux autres modèles (*EHHO*, *SGDE*, *NPSOPC*, *GWOCS*) sur la base des valeurs présentées dans le tableau 3.5. Le modèle **LCAEO** surpasse systématiquement les autres modèles dans la prédiction des variables à travers divers paramètres. Par exemple, lors de la prédiction de I_{ph} (A), le modèle **LCAEO** fournit une valeur très précise de 0,760788, nettement plus proche de la valeur réelle que les autres modèles. Les autres modèles présentent des écarts plus significatifs avec des valeurs allant de 1,030499 à 1,030511, indiquant une estimation moins précise.

De même, pour I_0 (μA), le modèle **LCAEO** présente une valeur beaucoup plus basse de 0,310691, indiquant sa capacité à prédire cette variable avec une plus grande précision que les autres modèles, qui ont des valeurs allant de 3,4823 à 3,488188. De plus, le modèle **LCAEO** prédit le paramètre nN_s avec une valeur de 1,47727, nettement plus proche de la valeur réelle que les autres modèles. Les valeurs des autres modèles vont de 48,6428 à 48,64932, démontrant un degré d'erreur de prédiction plus élevé.

De même, le modèle **LCAEO** fournit des estimations plus précises de R_s (Ω) et R_{sh} (Ω) avec des valeurs de 0,036546 et 52,8899, respectivement. En revanche, les valeurs des autres modèles varient considérablement et montrent des écarts plus importants par rapport aux vraies valeurs. De plus, la faible valeur de *RMSE* du modèle **LCAEO** de 2,05284 démontre sa performance globale supérieure par rapport aux autres modèles avec des valeurs de *RMSE* plus élevées.

Les prédictions cohérentes et précises du modèle **LCAEO** pour les variables, en particulier I_{ph} (A), I_0 (μA), nN_s , R_s (Ω) et R_{sh} (Ω), ainsi que sa valeur de *RMSE* plus faible, indiquent clairement sa supériorité par rapport aux autres modèles (*EHHO*, *SGDE*, *NPSOPC*, *GWOCS*) dans ce tableau 3.5. Le modèle **LCAEO** est une option robuste et fiable pour l'analyse du jeu de données et est fortement recommandé sur la base de ces résultats.

• CONFIGURATION 02 : MODULE POLYCRISTALLIN PHOTOWATT PWP201

Les modules polycristallins *Photowatt-PWP201* [48] sont utilisés dans cette dernière étude. Le tableau 3.2 illustre les caractéristiques *I-V* des 36 cellules en silicium dans les deux modules, mesurées sous une irradiance incidente de 1000 W/m^2 à $T = 45^\circ\text{C}$ et 55°C . Le

Chapitre 3. Approches Métaheuristiques pour l'Extraction des Paramètres PV sous Différentes Conditions Climatiques .

tableau 3.6 montre que le **LCAEO** produit les valeurs de *RMSE* les plus basses et est le meilleur algorithme dans l'ensemble.

En revanche, les courbes *I-V* et *P-V* obtenues avec les paramètres estimés à partir des meilleures solutions **LCAEO** sont très similaires aux courbes expérimentales, prouvant que l'algorithme suggéré est la meilleure méthode pour estimer les paramètres des modèles PV pour la technologie polycristalline.

Les graphiques de convergence du **LCAEO** pour le module SDM *PHOTOWATT PWP 201* sont affichés dans la figure 3.10, démontrant que **LCAEO** est plus rapide. Cela illustre clairement comment l'approche de la carte chaotique logistique accélère la convergence de l'*AEO*.

RTC France cell- SDM	AEO	7.74943472e-04	9.91281633e-04	1.86174e-04
	LCAEO	7.72985671e-04	1.3727426E-04	4.3408E-04
	SGDE[114]	9.86021877E-04	9.86022E-04	2.47465E-09
	ELBA[115]	9.860219E-04	9.860219E-04	1.97105E-17
	EHHO [113]	9.8602E-04	—	—
	NPSOPC [116]	9.8856E-04	—	—
	GWOCS [117]	9.8607E-04	9.8874E-04	2.4696E-06
RTC France cell- DDM	AEO	7.60702931e-04	1.05394460E-03	2.65618e-04
	LCAEO	7.7134206e-04	1.2092692e-03	————
	SGDE [114]	9.84413E-04	9.85774E-04	4.01504E-07
	ELBA [115]	9.824849E-04	9.834875E-04	1.42929E-06
	EHHO [113]	9.83606E-04	—	—
	NPSOPC [116]	9.82084E-04	—	—
	GWOCS [117]	9.8334E-04	9.9411E-04	9.5937E-06
PhotoWatt-SDM	AEO	2.09537667e-03	2.22927220E-03	3.74956e-04
	LCAEO	2.09537667e-03	9.42307945e-02	1.54630e-01
	SGDE [114]	2.425074868E-03	2.42507E-03	4.16977E-10
	IJAYA [77]	2.425075E-03	2.425075E-03	2.41522E-16
	NPSOPC [116]	2.4215e-03	—	—
	GWOCS [117]	2.4251E-03	2.4261E-03	1.1967E-06

TAB. 3.6 : Résultats statistiques pour toutes les applications et modèles utilisés dans cette étude

3.4.3 Discussions de Resultat

Sur la base des données du tableau 3.6, le modèle **LCAEO** surpasse nettement les autres modèles (*AEO*, *SGDE*, *ELBA*, *EHHO*, *NPSOPC* et *GWOCS*). Le **LCAEO** obtient systématiquement des valeurs d'erreur réduites à travers les différents ensembles de données, démontrant sa plus grande précision dans la projection des résultats souhaités.

Par exemple, le modèle **LCAEO** présente la plus faible erreur dans l'ensemble de données de la cellule *RTC France-SDM* ($7,72985671 \times 10^{-4}$), tandis que les erreurs pour les autres modèles varient de $9,8602187710^{-4}$ à $9,887410^{-4}$. De manière similaire, le modèle **LCAEO** se comporte mieux que les autres dans l'ensemble de données de la cellule *RTC*

France-DDM, avec une erreur de $7,713420610^{-4}$, tandis que les erreurs des autres modèles vont de $9,8208410^{-4}$ à $1,209269210^{-3}$.

Le modèle **LCAEO** surpasse également la concurrence dans l'ensemble de données *PhotoWatt-SDM*, présentant la plus faible erreur de $9,4230794510^{-2}$ tandis que les autres modèles ont des erreurs beaucoup plus importantes allant de $2,0953766710^{-3}$ à $2,42507510^{-3}$. Cette performance impressionnante du modèle **LCAEO** à travers de nombreux ensembles de données témoigne de sa résilience et de sa constance dans la production de prévisions plus correctes.

En comparant le modèle **LCAEO** aux autres modèles (*AEO, SGDE, ELBA, EHHO, NPSOPC et GWOCS*), il produit systématiquement des niveaux d'erreur réduits à travers une variété d'ensembles de données. C'est l'alternative la plus avantageuse parmi les modèles pris en considération en raison de sa meilleure précision dans la prévision des résultats souhaités.

3.5 Extraction des Paramètres Photovoltaïques Polycristallins dans l'Environnement Désertique

À la lumière des observations actuelles des caractéristiques courant-tension (I-V) des cellules photovoltaïques (PV), cette étude présente une méthode de calcul précise pour estimer les paramètres des cellules PV. Utilisant la technologie du modèle en silicium polycristallin, l'étude a été menée au Laboratoire de Développement Durable et d'Informatique de l'Université Ahmed Draia Adrar en Algérie, située dans la région saharienne. Pour estimer avec succès les paramètres inconnus, l'approche utilise un modèle de cellule à cinq paramètres de base avec une diode simple et une variété d'algorithmes évolutionnaires (EAs). Dans la procédure d'estimation, les erreurs carrées absolues totales entre les caractéristiques de sortie I-V observées et théoriques sous divers niveaux d'irradiation dans un environnement désertique et des conditions de fonctionnement réelles sont minimisées. Les caractéristiques des cellules PV sont extraites de modules fabriqués par divers fabricants en utilisant cette approche. Une analyse comparative des caractéristiques I-V observées et celles dérivées des simulations informatiques Matlab démontre l'efficacité et la résilience de la technique suggérée. La bonne concordance entre les données théoriques et pratiques indique que la technique est utile pour déterminer précisément les caractéristiques PV cruciales pour la recherche sur les systèmes électriques. Son utilité comprend les évaluations des systèmes électriques incluant la pénétration de l'énergie solaire.

3.5.1 Matériaux et Methodes

- Lieu d'étude

Chapitre 3. Approches Métaheuristiques pour l'Extraction des Paramètres PV sous Différentes Conditions Climatiques .



FIG. 3.11 : Géographique de la province d'Adrar

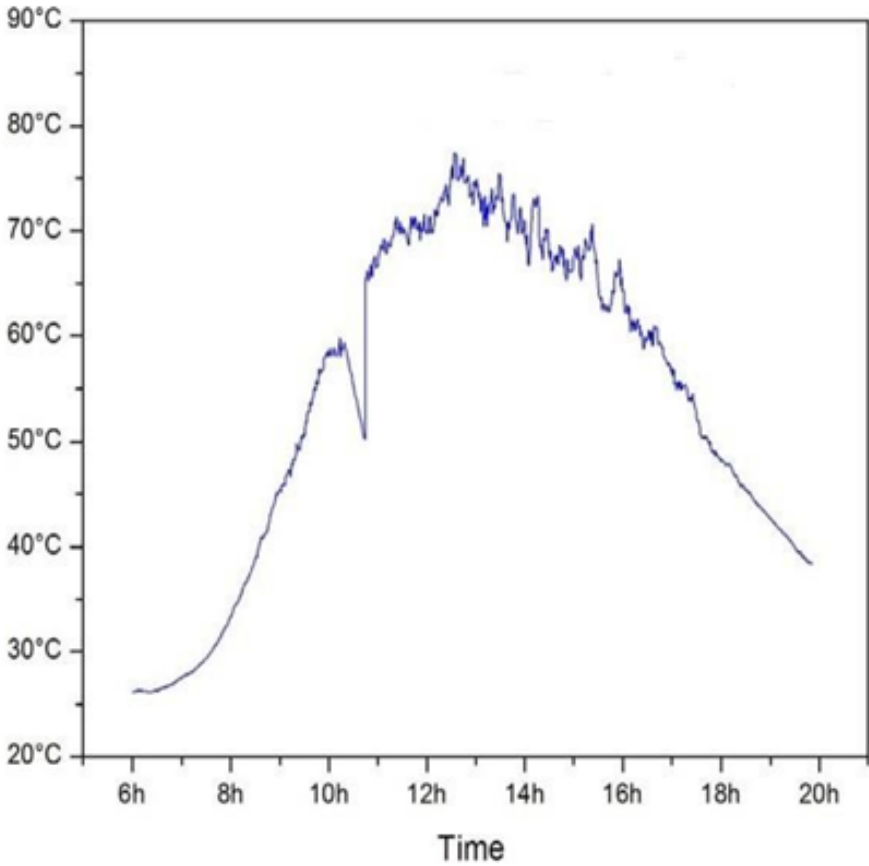


FIG. 3.12 : Température module sur position Algérie.2 MARS 2023



FIG. 3.13 : Localisation du laboratoire développement durable et informatique

L'ensemble des études expérimentales réalisées dans le cadre de ce travail a été conduit au sein du Laboratoire pour le Développement Durable et l'Informatique de l'Université Ahmed Draia d'Adrar, en Algérie. Parmi ces travaux figure la mise en place de la plateforme de recherche photovoltaïque (PV) à Adrar, officiellement établie le 2 mars 2023 au sein de la même université. Située dans le sud-ouest algérien, la ville d'Adrar couvre une superficie de 633 km². Elle se trouve à une latitude de 27°52 N, une longitude de 0°17 E, à une altitude de 258 mètres, et se caractérise par un climat aride et chaud.

Chapitre 3. Approches Métaheuristiques pour l'Extraction des Paramètres PV sous Différentes Conditions Climatiques .



FIG. 3.14 : Plateforme expérimentale :modules PV,ordinateur et traceur (FI 103-AMS).



FIG. 3.15 : Caractéristiques électriques des modules PV de STC

Modèle	FI103-AMS
Mesure de tension DC	1 à 1000V ($\pm 1\% \pm 1\%$ de V à circuit ouvert $\pm 0,1V$)
Mesure de courant DC	0,1 à 12A ($\pm 1\% \pm 1\%$ de I à circuit ouvert $\pm 9mA$)
Simulation de courant DC	0,1 à 12A ($\pm 1\% \pm 9mA$)
Mesure de rayonnement	20 à 2000 W/m ² ($\pm 3\% \pm 20d$)
Mesure de température	-20°C à 105°C ($\pm 1\% \pm 1^\circ C$)
Surface du panneau	0,001 à 9999 m ²
Alimentation électrique	Batterie lithium ou adaptateur AC
Température de fonctionnement	0°C à 50°C / 85% H.R.
Température de stockage	-20°C à 60°C / 75% H.R.
Dimensions	257x155x57 mm
Poids	1,5 kg

TAB. 3.7 : Spécifications techniques du modèle FI103-AMS

Caractéristiques électriques	Module polycristallin IF-P155-36
Isc, A	8,65
Voc, V	22,86
Imp, A	8,10
Vmp, V	19,23
P, W	155
Ns	36

TAB. 3.8 : Caractéristiques électriques du module polycristallin IF-P155-36

3.5.2 Formulation de la méthode

Sous les conditions standards de test (STC) ($AM = 1.5$, intensité de 1 kW/m^2 , température de cellule de $25^\circ C$), les données des fiches techniques ont été recueillies. Bien que ces conditions soient rarement atteintes en réalité et varient en fonction de l'emplacement, elles influencent négativement les performances globales des modules PV. Une augmentation de la température de 2 à 2.4 mV/K entraîne une diminution de la tension de circuit ouvert et de la tension au point de puissance maximale (MPP). Cette disparité entre les performances théoriques (STC) et les performances réelles sur site souligne l'importance d'extrapoler les paramètres PV à partir de données expérimentales plutôt que de s'appuyer uniquement sur les fiches techniques.

L'objectif principal est d'utiliser ces données expérimentales pour identifier les paramètres correspondant le mieux à la courbe I-V mesurée. À partir des résultats expérimentaux, les paramètres du module ont été déterminés à l'aide des algorithmes HHO et GWO, qui illustrent la possibilité de développer des approches itératives et évolutionnaires (EAs) pour l'estimation des paramètres. Afin de réduire les erreurs dues aux connexions de câblage, les courants et tensions ont été mesurés directement aux bornes du module lors de l'optimisation. Le vecteur de courant $I_{Exp. N}$ a été généré en mesurant le courant à chaque instant i , en divisant la plage de tension en N parties égales. La photoproduction

de courant I_{ph} est supposée constante pour toute irradiation G et température T .

$$e = \sum_1^N \text{abs} (I_{\text{Exp.}} (i) - I_{\text{sim.}} (i)) \quad (3.4)$$

La fonction objective pour toutes les stratégies est l'erreur quadratique moyenne absolue minimale (MASE), qui est la différence entre la sortie de la simulation exécutée avec les caractéristiques projetées à la i ème itération et les mesures expérimentales de la source PV. L'équation suivante représente l'erreur quadratique moyenne absolue minimale (MASE), et les itérations se poursuivent jusqu'à ce qu'elle soit atteinte :

$$\text{MASE} = \min \sum_{i=1} \text{abs} (I_{\text{Exp.}} (i) - I_{\text{sim.}} (i)) \quad (3.5)$$
$$[(I_{\text{Exp.}} (i) - I_{\text{sim.}} (i))^t]$$

Le modèle PV a été créé en utilisant le programme MATLAB/SIMULINK et l'environnement SIMSCAPE.

3.5.3 Discussion de la méthode (GWO) et (HHO)

L'utilisation de GWO et HHO pour estimer les paramètres des sources PV à partir de données expérimentales est présentée dans cette partie, et des organigrammes détaillés sont fournis comme discuté ultérieurement.

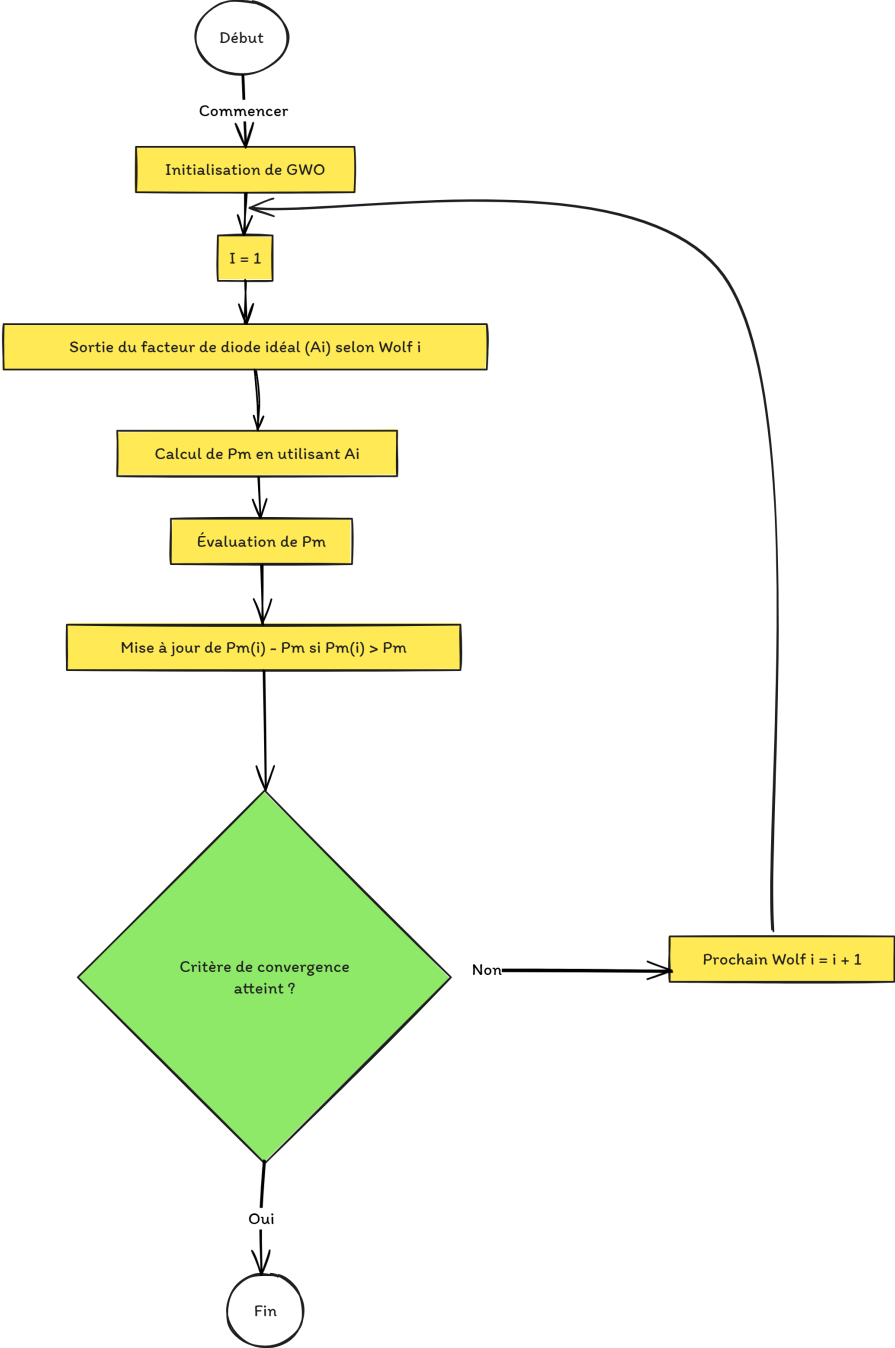


FIG. 3.16 : Organigramme de l'algorithme proposé GWO

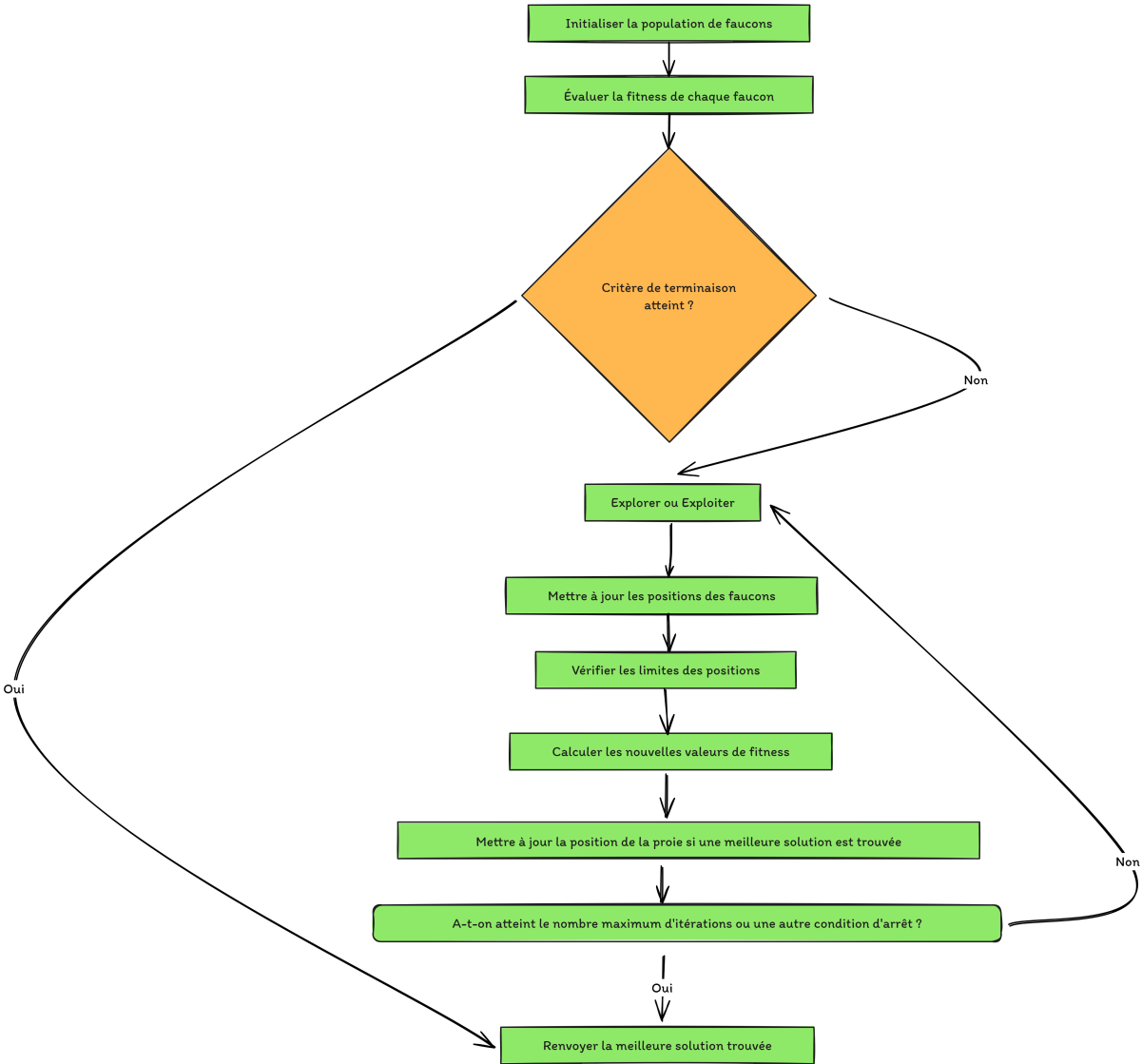


FIG. 3.17 : Organigramme de l'algorithme proposé HHO

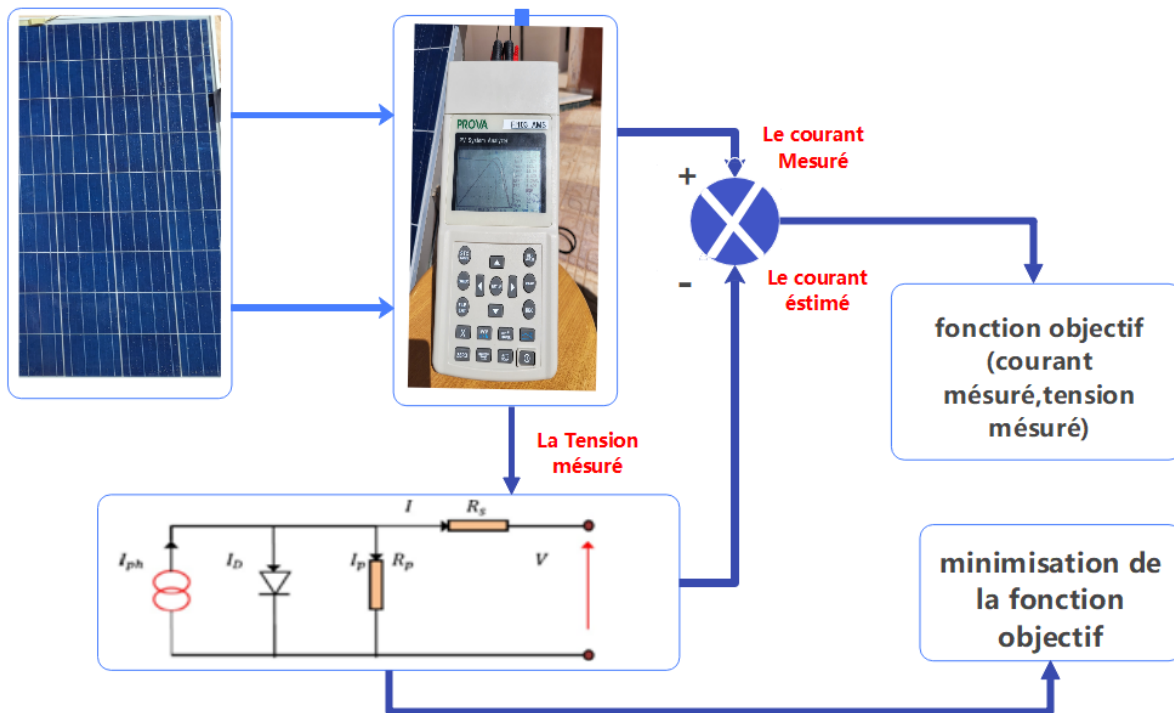


FIG. 3.18 : La procédure de calcul du taux

Temperature

Et Irradiance (W/m ²)	Methode	la valeur estimée des paramètres des cellules PV					MASE
		I _{ph} ,A	I _s , A	R _s ,mΩ	R _p ,Ω	n	
39,7° Et 818 (W/m ²)	GWO	7,6644	7.24e-09	1.0023	0.0032	0.28674	0.08816
	HHO	7,66173	3,231e-08	1,07820	0,00308	0,3087823	0,13330
STC	GWO	8,5901	5,84e-09	2,0200	0,0024	0,30328	0,0692
	HHO	8,54771	4,12e-05	862,96	0,0012	0,51973	0,142949

TAB. 3.9 : Résultats de l'optimisation de l'estimation des paramètres du module polycristallin dans diverses conditions climatiques.

3.5.4 Analyse Comparative des Courbes Expérimentales et Simulées d'un Module Polycristallin sous Conditions Réelles et STC

- Comparaisons entre les courbes expérimentales et simulées pour le module polycristallin (SDM) à 39;7° et 818(W/m²) :

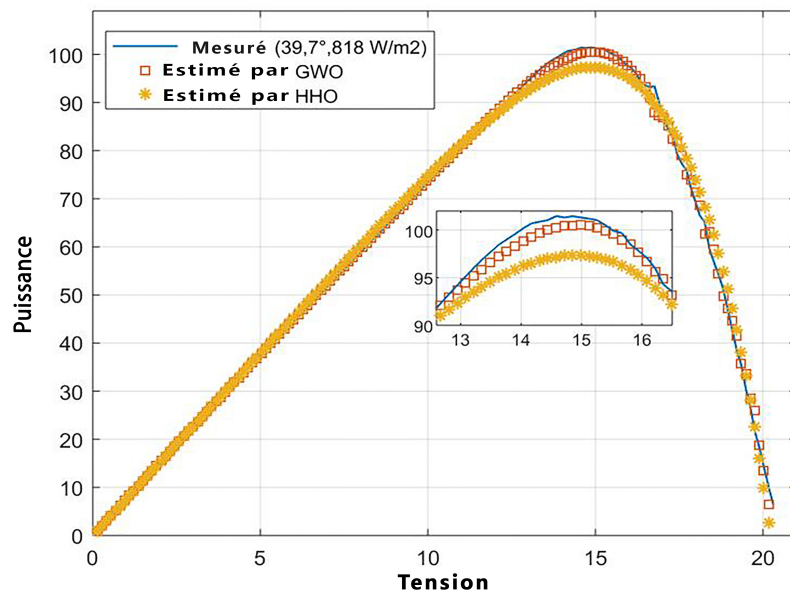


FIG. 3.19 : La simulation et les mesures expérimentales pour les caractéristiques des cellules P- V [PX-170]

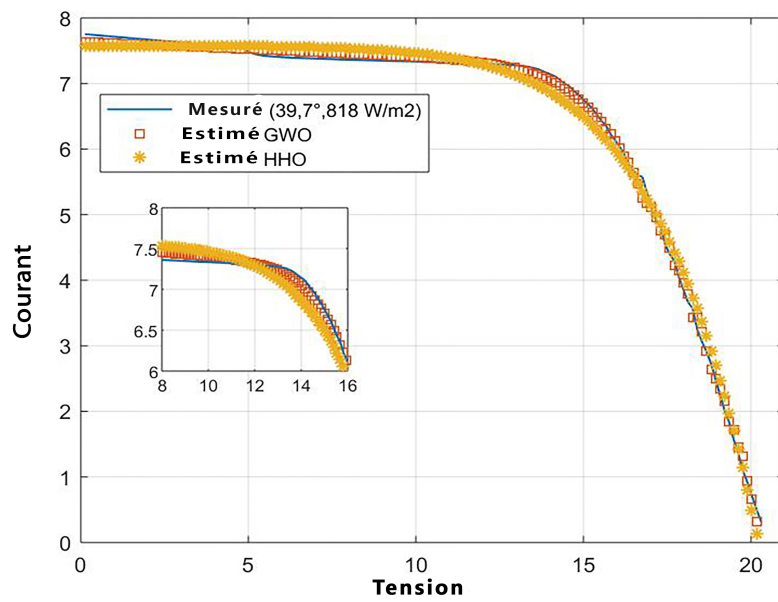


FIG. 3.20 : La simulation et les mesures expérimentales pour les caractéristiques des cellules I - V [PX-170]

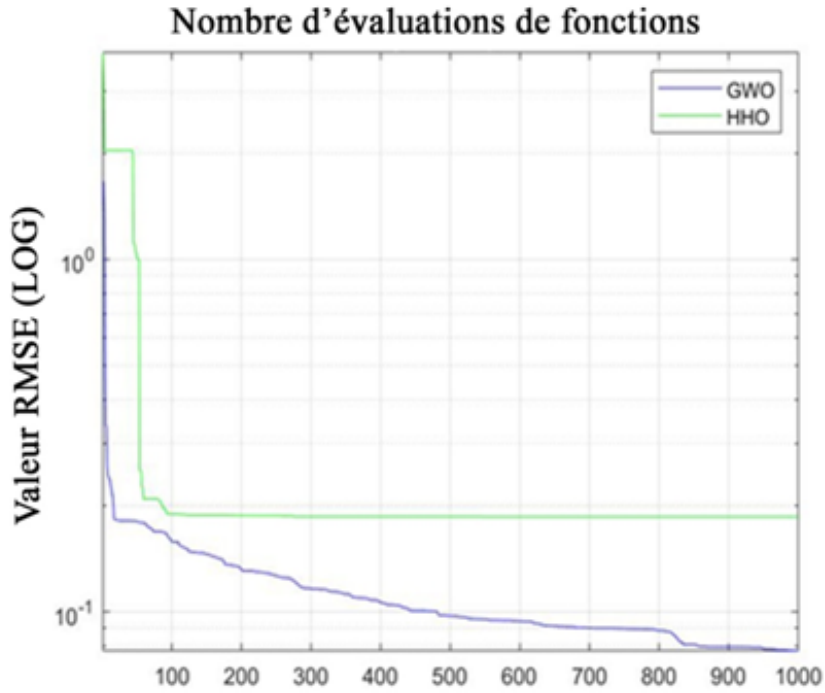


FIG. 3.21 : Graphiques de convergence

- Comparaisons entre les courbes expérimentales et simulées pour le module polycristalin (SDM) on STC :

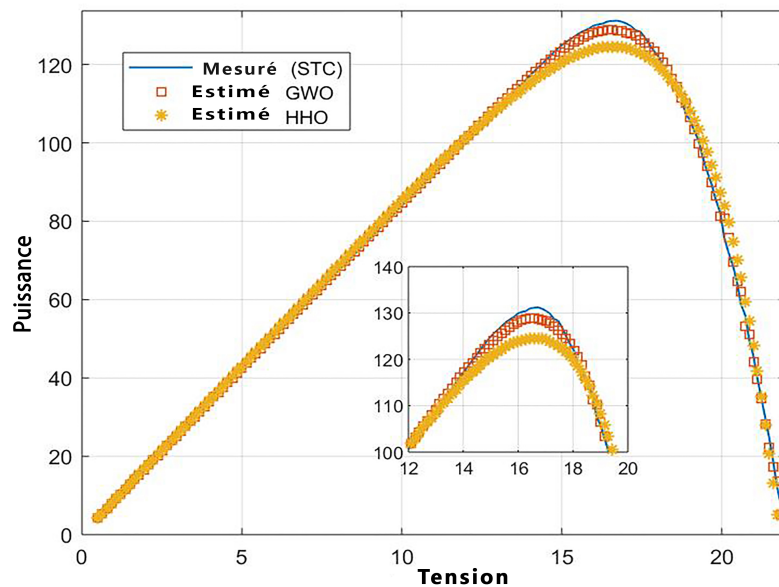


FIG. 3.22 : The Simulation and experimental measurements for [PX-170] P-Vcell characteristics On STC

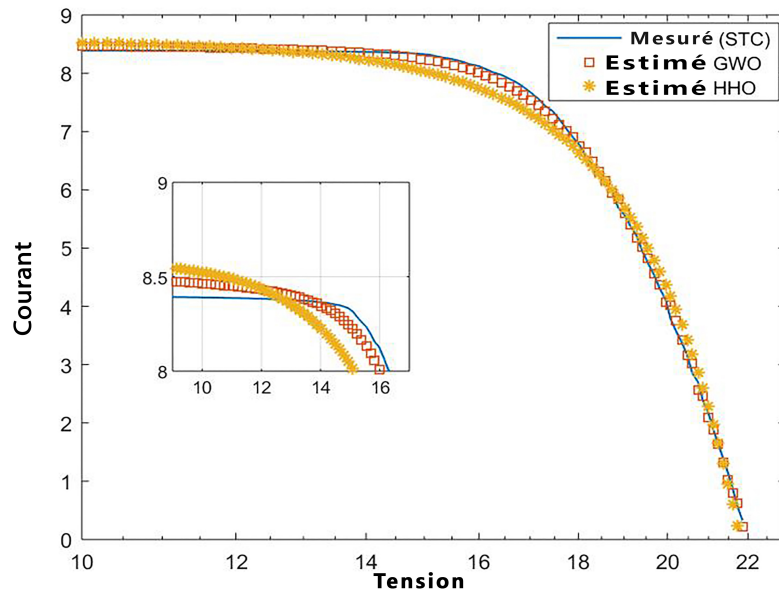


FIG. 3.23 : La simulation et les mesures expérimentales pour les caractéristiques des cellules I – V [PX-170] On STC

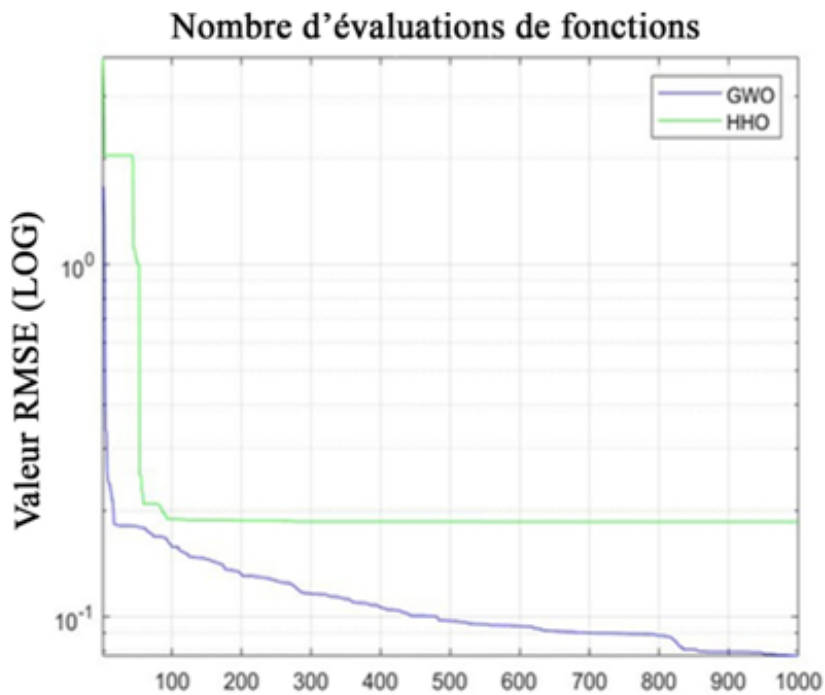


FIG. 3.24 : Graphiques de convergence On STC

3.5.5 Discussion des résultats d'optimisation

Les résultats numériques pour le modèle POLYCRISTALLIN à différents niveaux d'irradiation obtenus par les techniques d'optimisation sont présentés dans le tableau 3.7. Il

Chapitre 3. Approches Métaheuristiques pour l'Extraction des Paramètres PV sous Différentes Conditions Climatiques .

montre également les réglages fins pour le module basés sur les résultats de l'optimisation numérique pour le module dans le tableau 3.9. En se basant sur les résultats de tests approfondis antérieurs, les bornes supérieures et inférieures données dans le tableau 3.8 peuvent être utilisées comme valeurs typiques pour l'espace de recherche lors de l'utilisation d'algorithmes évolutifs pour estimer les paramètres des panneaux solaires. De plus, les valeurs du facteur de pondération (W). Le tableau 3.9 montre que le MASE dans GWO satisfait à de meilleures normes que ceux obtenus dans HHO également. Cela est dû au fait que GWO oscille parfois à proximité d'un maximum ou d'un minimum régional. Il ne serait pas conseillé dans cette situation de modéliser et de construire des dispositifs de suivi du point de puissance maximale pour des sources photovoltaïques dans des conditions d'ombre partielle, lorsque de nombreux points de puissance maximale se produisent. Le nombre de divisions de tension a été jugé être mille. Cependant, dans toute la plage I-V, la zone de 20 à 30 a montré des tendances de convergence substantielles, surtout à des niveaux d'irradiation solaire plus faibles. Il a été démontré que la résistance en série a un effet majeur sur les courbes I-V de sortie, mais les courants de diode inverse et les valeurs de R_p 4 ont pratiquement peu d'effet sur ces caractéristiques. Le tableau 3.9 affiche les valeurs obtenues pour les modules PV polycristallins dans diverses conditions environnementales. Ces chiffres montrent que la méthode recommandée peut être utilisée pour calculer avec précision les caractéristiques PV à tous les niveaux d'irradiation. Cependant, étant donné que les variations d'irradiation solaire sont à leur minimum et qu'il y a suffisamment de temps pour effectuer les tests nécessaires sans rencontrer de changements significatifs pouvant affecter les paramètres calculés, il est préférable d'effectuer les mesures autour de midi pour éviter les erreurs dans la collecte de données. Ces messages d'erreur dans les paramètres calculés affectent toutes les sources PV, indépendamment qu'elles soient connectées ou non au réseau. Cela est dû au fait que la résistance série équivalente, ou R_e , des sources PV peut être déterminée à l'aide de l'équation 3.6.

$$R_e = N_s * R_{sm} / N_p \quad (3.6)$$

où R_{sm} est la résistance en série du module approprié et N_s et N_p sont les nombres de modules en série et en parallèle, respectivement. Cette formule montre comment les erreurs d'estimation dans les paramètres du module affectent les paramètres globaux de la source PV aussi bien pour les générateurs résidentiels que pour les petites fermes solaires à petite échelle. Par exemple, pour de modestes générateurs domestiques avec deux chaînes, l'erreur dans la résistance globale de la source serait trente fois plus grande que l'erreur dans la résistance du module. Cela souligne l'importance de calculer avec précision les paramètres PV en utilisant l'approche recommandée.

3.5.6 Vérification expérimentale des paramètres estimés

En utilisant l'approche recommandée, un environnement de simulation MATLAB a été créé pour démontrer la précision et l'importance. Les éléments de la bibliothèque avec des paramètres basés sur des données réelles et des courbes (I-V, P-V) sont comparés aux mêmes caractéristiques de sortie observées. Ces données démontrent de manière non équivoque que les résultats réels et simulés présentent une excellente concordance lors de l'utilisation des paramètres estimés. Ces résultats valident la méthodologie qui a été proposée pour utiliser GWO et HHO pour calculer les paramètres PV à partir de données réelles. Les caractéristiques de sortie s'écartent significativement des conclusions, nécessitant une évaluation supplémentaire des approches d'estimation basées sur les fiches techniques et les mesures expérimentales utilisant les paramètres des fiches techniques et les mesures réelles. Cela montre que l'utilisation de la fiche technique pour estimer le PV produit des conclusions erronées qui ne s'appliqueraient pas à d'autres recherches sur les systèmes électriques, et l'approche recommandée offre un bon substitut.

3.6 Conclusion

Dans cette étude, nous avons développé et testé des méthodes avancées pour l'estimation des paramètres de modules photovoltaïques (PV) en contexte saharien, en tenant compte de divers modèles et algorithmes d'optimisation. Nous avons appliqué nos techniques à des modèles à une diode et deux diodes, en particulier sur les cellules PV RTC FRANCE et le module Photowatt PWP 201, ainsi que le modèle IF-P155-36 basé sur des mesures expérimentales. La méthode proposée s'appuie sur des algorithmes d'optimisation évolutifs, tels que *Grey Wolf Optimization* (GWO), *Harris Hawks Optimization* (HHO), et un écosystème artificiel chaotique logistique amélioré (LCAEO), ce dernier se distinguant par l'absence de dépendance à des paramètres spécifiques et l'utilisation d'opérations simples d'addition et de multiplication.

Les résultats obtenus montrent une précision accrue et une robustesse face aux variations environnementales, avec des performances particulièrement remarquables pour le GWO et le LCAEO. En effet, dans des conditions de température de 39.7°C et d'irradiance de 818 W/m^2 , le GWO a atteint une erreur quadratique absolue moyenne (MASE) de 0.08816, tandis que le HHO a donné une valeur légèrement supérieure de 0.13330. De même, à 25°C et 1000 W/m^2 , GWO a obtenu une valeur MASE de 0.0693 contre 0.1426 pour HHO. Concernant le LCAEO, les valeurs de RMSE obtenues pour la cellule RTC sont de 7.7310^{-4} pour le modèle à une diode et de 7.7110^{-4} pour le modèle à deux diodes, avec une valeur de 2.0510^{-3} pour le module photowatt PWP.

Les graphiques de convergence démontrent l'apport significatif des cartes chaotiques dans l'amélioration de la diversité et de la vitesse de convergence de la recherche, soulignant l'efficacité des algorithmes d'optimisation dans l'extraction fiable des paramètres photovoltaïques polycristallins pour des environnements désertiques difficiles. En conclusion, cette étude apporte une contribution notable en proposant des méthodes optimisées et applicables, renforçant ainsi la fiabilité des systèmes PV pour des applications en conditions extrêmes.

Chapitre 4

Stratégie de Contrôle pour l'Optimisation du Point de Puissance Maximale MPPT

4.1 Aperçu des stratégies de contrôle MPPT existantes

Afin d'utiliser pleinement les sources d'énergie renouvelables telles que les panneaux photovoltaïques (PV) et les éoliennes, les techniques de gestion et les algorithmes d'optimisation du suivi du point de puissance maximale (MPPT) sont cruciaux. Ces techniques visent à maintenir les paramètres de fonctionnement du système à ou près de son point de puissance maximum (MPP), c'est-à-dire lorsque l'efficacité de conversion d'énergie est à son maximum. Perturber et observer (P&O), l'une des méthodes de contrôle MPPT les plus populaires, est souvent utilisée. P&O surveille l'évolution de la puissance de sortie après avoir modifié lentement la tension ou le courant de fonctionnement. Si la puissance augmente, elle avance dans la même direction ; si la puissance chute, elle se déplace dans l'autre sens. Bien que P&O soit simple et largement utilisé, il a tendance à rebondir sur le MPP, en particulier dans les situations où l'environnement est en constante évolution. La technique Incremental Conductance (IncCond), plus avancée que la P&O, est une autre stratégie largement utilisée. IncCond détermine la conductance (I/V) et la conductance incrémentielle (dI/dV) du système photovoltaïque. Il peut évaluer si le système fonctionne au MPP en comparant ces données. Ensuite, des modifications sont effectuées pour approcher ou maintenir le MPP, améliorant ainsi la précision du suivi par rapport au P&O. Cependant, comme IncCond nécessite des calculs continus, cela peut s'avérer plus difficile sur le plan informatique. Model Predictive Control (MPC), une autre approche sophistiquée, utilise des modèles mathématiques du système d'énergie renouvelable. MPC choisit des actions de contrôle qui optimisent la production d'énergie en fonction de ses prédictions de la puissance de sortie dans différentes situations de fonctionnement. Cette approche fonctionne particulièrement bien dans les systèmes non linéaires ou lorsqu'il s'agit de variables environnementales changeantes rapidement. MPC peut fournir des performances et une efficacité supérieures dans l'optimisation de la production d'énergie, bien qu'il soit plus

difficile à exécuter. L'utilisation de techniques de contrôle MPPT et d'algorithmes d'optimisation garantit que les systèmes d'énergie renouvelable fonctionnent constamment aux niveaux d'efficacité maximaux. Ces approches varient des approches simples et souvent utilisées comme Perturber et Observer à des approches plus complexes comme la conductance incrémentale et le contrôle prédictif de modèle, chacune présentant des avantages et des inconvénients. La complexité du système, l'imprévisibilité de l'environnement et le degré de performance et d'efficacité prévu influencent tous le choix de l'approche MPPT.

4.1.1 Sélection de techniques d'optimisation appropriées pour le contrôle MPPT dans les environnements sahariens

En raison des difficultés particulières que présente cette zone rude et sèche, il est crucial de choisir des stratégies d'optimisation appropriées pour la gestion du suivi du point de puissance maximale (MPPT) dans des conditions sahariennes. La chaleur extrême, de grandes quantités de sable et de poussière et un fort rayonnement solaire sont autant de caractéristiques des contextes sahariens, et tous ces facteurs peuvent avoir une influence négative sur l'efficacité des systèmes d'énergie renouvelable, en particulier les installations photovoltaïques (PV). MPPT robuste et adaptable Ces techniques sont cruciales dans les conditions sahariennes où la poussière et le sable peuvent s'accumuler sur les panneaux solaires, réduisant ainsi leurs performances. Bien qu'ils soient couramment utilisés, les algorithmes Perturb and Observe (P&O) et Incremental Conductance (IncCond) peuvent avoir du mal à maintenir une surveillance précise dans certaines circonstances. De ce fait, des méthodes plus sophistiquées comme le Model Predictive Control (MPC) ou les approches basées sur l'Intelligence Artificielle (IA) et le Machine Learning (ML) sont très utiles. Lorsqu'il apporte des modifications en temps réel pour améliorer la production d'électricité, MPC peut prendre en compte les circonstances ambiantes changeantes ainsi que les particularités uniques des régions sahariennes. Afin d'optimiser avec précision la gestion du MPPT, les systèmes d'IA et de ML peuvent continuellement apprendre et s'adapter aux difficultés particulières posées par l'environnement saharien. De plus, les conditions sahariennes sont réputées pour leurs températures très élevées, qui peuvent augmenter considérablement la capacité de chauffage des modules photovoltaïques. Pour garantir le fonctionnement optimal des panneaux, le contrôle MPPT doit être combiné avec des mesures de gestion thermique et de refroidissement dans de telles circonstances. Compléter l'algorithme MPPT choisi avec des stratégies telles que des systèmes de refroidissement passifs et actifs peut aider à éviter la surchauffe et à fournir des performances fiables. En conclusion, le choix de stratégies d'optimisation appropriées pour la gestion du MPPT en milieu saharien doit prendre en compte les conditions climatiques difficiles, l'accumulation de poussière et les températures élevées de la région. Afin de surmonter ces difficultés et d'augmenter l'efficacité et la fiabilité des systèmes d'énergie renouvelable dans les conditions sahariennes, il est nécessaire d'utiliser des tactiques robustes, adaptables et technologiquement sophistiquées telles que le MPC, l'IA et le ML, en conjonction avec des technologies de gestion thermique efficaces.

4.2 Conception et mise en œuvre des algorithmes d'optimisation pour le contrôle MPPT

4.2.1 Algorithme MPPT P&O

L'algorithme de la perturbation et observation (P&O) est généralement le plus appliqué dans le contrôle de l'algorithme MPPT pour les panneaux PV **Selmi2014**. Il présente une structure simple, un faible coût, une mise en œuvre facile, un nombre réduit de paramètres, la possibilité d'introduire des améliorations et peut aboutir à une efficacité de haut niveau. Cet algorithme dépend de l'étude de la relation entre la puissance de sortie du module PV et sa tension.

Le comportement du panneau PV indiquant le point de puissance maximale (MPP) et le principe de fonctionnement est présenté dans la Figure 4.1. La figure indique que le changement de la puissance PV est expliqué comme suit : lorsque le point de fonctionnement du module PV est sur le côté gauche de la courbe ($\Delta P/\Delta V > 0$), ce qui signifie que la puissance de sortie du module PV augmente, la perturbation de la tension du module PV devrait être augmentée vers le MPP. Si le point de fonctionnement du module se trouve sur le côté droit de la courbe ($\Delta P/\Delta V < 0$), la perturbation de la tension du module PV doit être réduite pour atteindre la MPP.

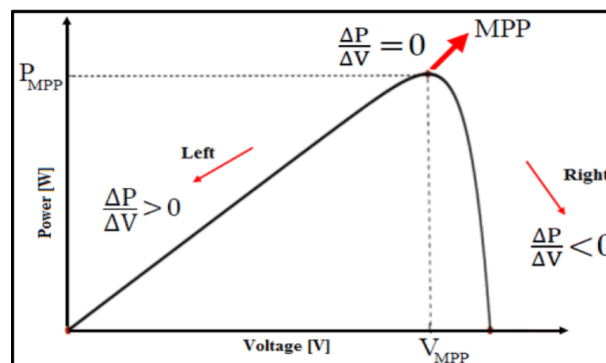


FIG. 4.1 : Courbe caractéristique de puissance du panneau PV et principe de fonctionnement de l'algorithme P&O.

La Figure 4.2 présente le schéma bloc de la mise en œuvre de l'algorithme P&O. Tout d'abord, la tension et le courant actuels du réseau PV sont mesurés. Après cela, le produit de la tension et du courant donne la puissance réelle du module PV. Ensuite, l'état est vérifié pour savoir si ($\Delta P = 0$), ou non. Si ce statut est satisfaisant, alors le point de fonctionnement est au MPP (Maximum Power Point). Si ce statut n'est pas satisfaisant, un autre état est vérifié, à savoir si ($\Delta P > 0$). Si cet état est satisfait, alors ($\Delta V > 0$), est vérifié. Si ($\Delta V > 0$), cela indique que le point de fonctionnement se trouve à gauche du MPP. Si ($\Delta V > 0$), n'est pas satisfait, cela indique que le point de fonctionnement se trouve à droite du MPP. Ce processus est continuellement répété jusqu'à ce qu'il atteigne le MPP. Ainsi, il existe un compromis constant entre les incréments et le taux d'échantillonnage dans l'algorithme P&O.

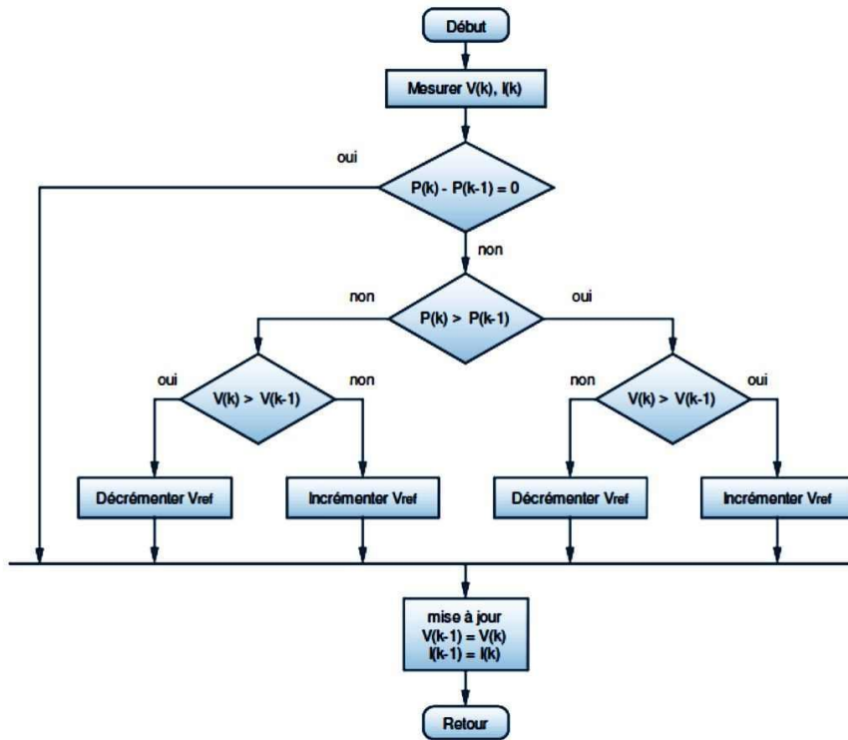


FIG. 4.2 : Organigramme de Perturb et observer l'algorithme

4.2.2 Algorithme d'optimisation de groupe de particules (PSO)



FIG. 4.3 : Vole d'oiseaux

Inspirés du comportement social des animaux, tels que les poissons et les oiseaux, James Kennedy & Russell Eberhart **KennedyEberhart1995** ont élaboré en 1995 une

technique d'optimisation stochastique appelée algorithme d'optimisation de groupe de particules (Particle Swarm Optimization, PSO).

PSO, en tant que méthode méta-heuristique, est utilisée pour optimiser une fonction difficile à exprimer analytiquement. L'algorithme PSO maintient un groupe d'individus (appelés particules), où chaque particule représente une solution candidate. Les particules suivent un comportement simple : elles imitent le succès des particules voisines et leurs propres succès obtenus.

La position d'une particule est donc influencée par la meilleure particule d'un voisinage P_{best} ainsi que par la meilleure solution trouvée par toutes les particules de l'ensemble de la population G_{best} . La position des particules x_i est ajustée en utilisant :

Notations et Paramètres Les positions et les vitesses des particules sont mises à jour en fonction des équations suivantes :

- $\mathbf{X}_i(t)$: La position de la particule i à l'itération t .
- $\mathbf{V}_i(t)$: La vitesse de la particule i à l'itération t .
- $\mathbf{P}_{best,i}$: La meilleure position historique de la particule i .
- \mathbf{G}_{best} : La meilleure position trouvée par l'ensemble de l'essaim.

Équations de Mise à Jour Les positions et vitesses des particules sont mises à jour à chaque itération selon les équations suivantes :

$$\mathbf{V}_i(t+1) = w \cdot \mathbf{V}_i(t) + c_1 \cdot \text{rand}() \cdot (\mathbf{P}_{best,i} - \mathbf{X}_i(t)) + c_2 \cdot \text{rand}() \cdot (\mathbf{G}_{best} - \mathbf{X}_i(t)), \quad (4.1)$$

$$\mathbf{X}_i(t+1) = \mathbf{X}_i(t) + \mathbf{V}_i(t+1), \quad (4.2)$$

où :

- w est le facteur d'inertie qui aide à contrôler l'impact de la vitesse précédente sur la vitesse actuelle.
- c_1 et c_2 sont des coefficients de pondération pour l'accélération, typiquement dénommés coefficients cognitif et social, respectivement.
- $\text{rand}()$ est une fonction qui génère un nombre aléatoire dans l'intervalle $[0,1]$.

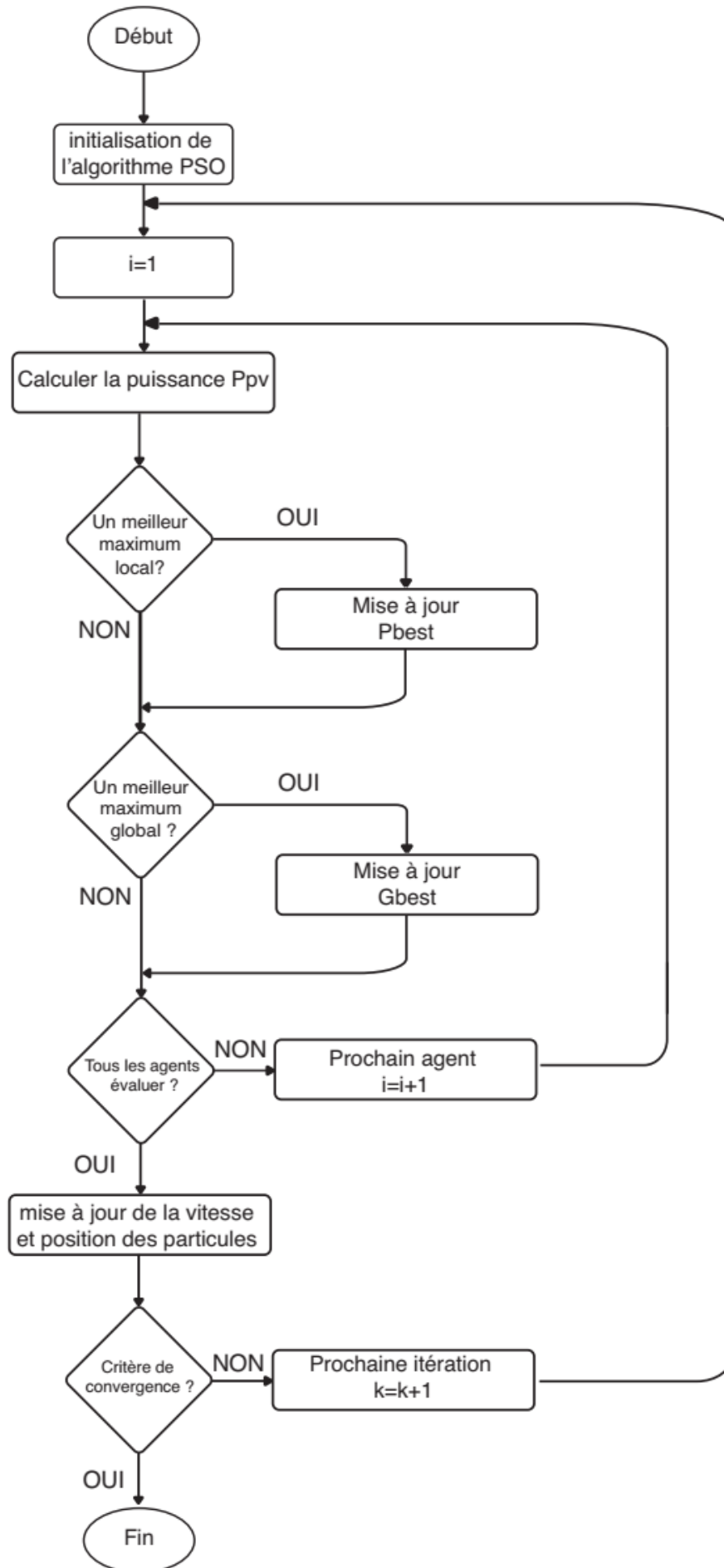


FIG. 4.4 : Organigramme de l'algorithme PSO

4.2.3 l'Algorithme MPPT d'Optimisation de Libellule (Dragonfly Algorithm)

L'algorithme de libellule (Dragonfly Algorithm, DA), qui a été récemment développé par Seyedali Mirjalili en 2015 [118], est inspiré des comportements d'essaimage statique (la chasse) et dynamique (la migration) des libellules dans la nature. Ces deux comportements sont similaires aux explorations et exploitations des méthodes d'optimisation méta-heuristiques.

Le DA imite le comportement des insectes libellules dans la nature. En général, les groupes de libellules sont à la fois statiques et dynamiques. Les groupes dynamiques, ou les soi-disant essaims migrants, se forment lorsque de grands groupes volent dans une seule direction et voyagent sur de longues distances, comme le montre la figure 4.5.

Les essaims statiques, dans lesquels les libellules chassent leurs proies, suivent une autre stratégie : les libellules volent en petits groupes généralement autour d'une petite zone bien définie et à proximité de la terre, comme le montre la figure 4.6. Par nature, chaque individu du groupe est attiré par les sources de nutrition et distrait les fuyitifs. Ces deux comportements sont à la base de l'algorithme DA.

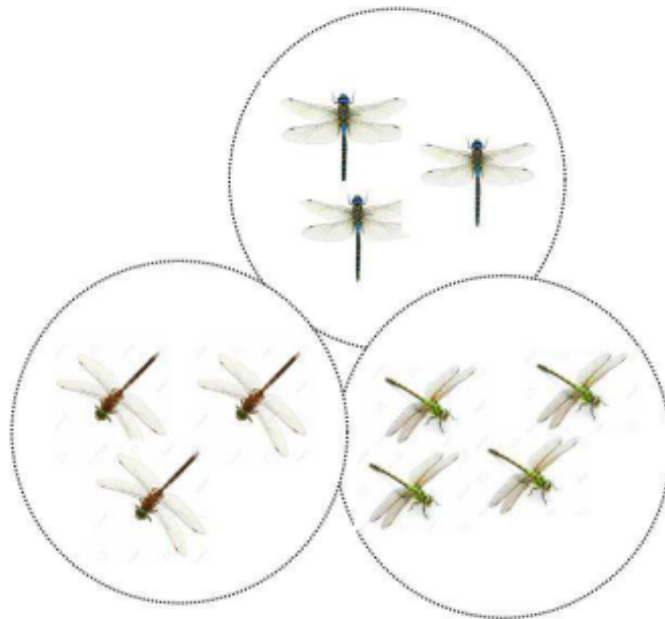


FIG. 4.5 : Essaims de libellules dynamiques [119]

Principe de Fonctionnement Les libellules suivent des schémas de vol qui leur permettent de naviguer efficacement dans leur environnement, évitant les obstacles et chassant des proies ou des partenaires. Ces comportements sont modélisés dans DA par deux phases principales : l'attraction vers les partenaires et la distraction par les ennemis.

Modélisation des Comportements Le mouvement des libellules est simulé selon les règles suivantes :

- **Séparation** : Dans cette étape, les individus sont détachés des autres individus



FIG. 4.6 : Essaims de libellules statiques [119]

pour éviter la collision avec leurs voisins. Cette séparation est donnée par l'équation suivante [119] :

$$S = \sum_{j=1}^n \frac{X - X_j}{\|X - X_j\|} \quad (4.3)$$

où X et X_j sont respectivement les emplacements de l'individu actuel et du $j^{\text{ème}}$ individu voisin ; n est le nombre de voisins.

- **Alignement** : Dans cette étape, la vitesse de chaque individu coïncide avec celle des autres. L'alignement est donné par l'équation suivante :

$$A = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n V_j \quad (4.4)$$

où A représente l'alignement, V_j est la vitesse du $j^{\text{ème}}$ individu voisin, et n est le nombre de voisins.

- **Cohésion** : L'attraction des individus vers le centre du groupe de l'essaim est donnée par :

$$C = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n X_j \quad (4.5)$$

où C représente le centre de l'essaim et X_j est la position du $j^{\text{ème}}$ individu voisin. n est le nombre total de voisins.

- **Attraction** : Cette étape est représentée par :

$$F = X^+ - X_i \quad (4.6)$$

où F est la force d'attraction, X^+ désigne la position de la source nutritionnelle, et X_i est la position de l'individu actuel.

- **Distraction** : L'énergie de chaque individu est calculée à l'aide de l'équation :

$$E = X - X^- \quad (4.7)$$

où X^- dénote la position de l'ennemi et X est la position de l'individu.

La position de chaque individu est mise à jour sur la base du vecteur de pas ΔX calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$\Delta X = sS + aA + cC + fF + eE + w\Delta X_i(t) \quad (4.8)$$

où s , a , et c représentent les poids de séparation, d'alignement et de cohésion, respectivement ; f et e sont, respectivement, les facteurs de nourriture et de menace ennemie ; w est le poids d'inertie, et t est le compteur d'itérations.

La mise à jour du vecteur de position est déterminée comme suit :

$$X_{t+1} = X_t + \Delta X \quad (4.9)$$

Dans le cas de l'absence de solutions voisines établies, les libellules volent à proximité de l'espace de recherche en utilisant une marche aléatoire de Lévy. La mise à jour de la position des libellules est donnée par l'équation suivante [120] :

$$X_{t+1} = X_t + \text{Lévy}(d)X \quad (4.10)$$

où t est l'itération actuelle, et d est la dimension du vecteur de position.

La fonction Lévy est donnée par :

$$\text{Lévy}(x) = 0.01 \frac{r_1 \sigma}{r_2^{\frac{1}{\beta}}} \quad (4.11)$$

où r_1 et r_2 sont des nombres aléatoires dans l'intervalle $[0, 1]$, β est une constante, et σ est donnée par l'équation suivante.

$$\sigma = \left(\frac{\Gamma(1 + \beta) \sin\left(\frac{\pi\beta}{2}\right)}{\Gamma\left(\frac{1+\beta}{2}\right) \beta 2^{\frac{\beta-1}{2}}}\right)^{\frac{1}{\beta}} \quad (4.12)$$

où $\Gamma(x)$ est la fonction Gamma définie par $\Gamma(x) = (x - 1)!$.

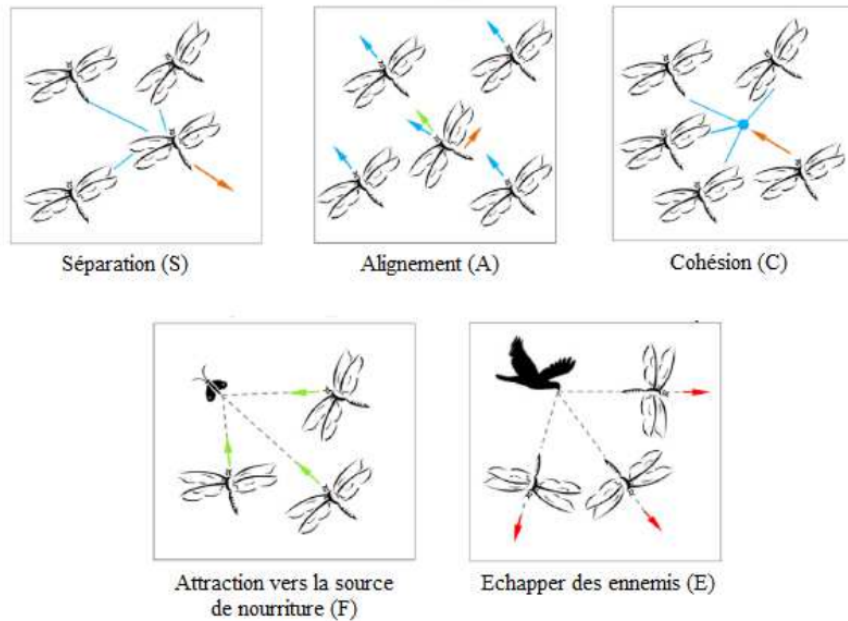


FIG. 4.7 : Mise à jour de la position des individus des libellules

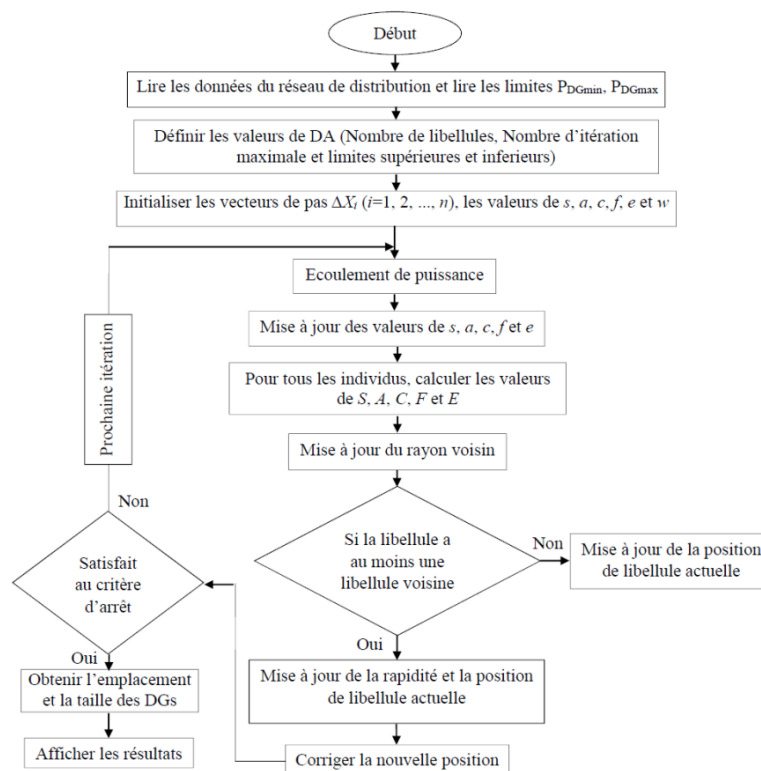


FIG. 4.8 : Organigramme d'optimisation de l'Algorithme Libellule (Dragonfly Algorithm)

4.2.4 Algorithme d'Optimisation des Colonies de Fourmis (ACO)

L'Algorithme d'Optimisation des Colonies de Fourmis (ACO) est une méthode d'optimisation méta-heuristique inspirée du comportement des fourmis dans la nature. Cet algorithme a été développé par Marco Dorigo en 1992 et vise à résoudre des problèmes

d'optimisation combinatoire, tels que le problème du voyageur de commerce (TSP) et le routage dans les réseaux.

Les fourmis, en explorant leur environnement, déposent des traces chimiques appelées phéromones le long de leur chemin. D'autres fourmis sont plus susceptibles de suivre les chemins avec des concentrations de phéromones plus élevées, créant ainsi une boucle de rétroaction positive où les chemins les plus courts sont renforcés par la fréquence de passage des fourmis.



FIG. 4.9 : Une colonie de fourmis

1. Formulation Mathématique de l'ACO Dans ACO, une fourmi k située au noeud i choisit de se déplacer vers un noeud j voisin en fonction d'une probabilité, définie par :

$$p_{ij}^k(t) = \begin{cases} \frac{(\tau_{ij}(t))^\alpha \cdot (\eta_{ij})^\beta}{\sum_{l \in N_i} (\tau_{il}(t))^\alpha \cdot (\eta_{il})^\beta} & \text{si } j \in N_i \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (4.13)$$

où : - $\tau_{ij}(t)$ est la quantité de phéromone sur l'arête (i, j) au temps t , - $\eta_{ij} = \frac{1}{d_{ij}}$ est la visibilité de l'arête, d_{ij} étant la distance entre les noeuds i et j , - α et β sont des paramètres contrôlant l'importance relative de la phéromone et de la visibilité, - N_i est l'ensemble des noeuds voisins du noeud i .

2. Mise à Jour des Phéromones Une fois que toutes les fourmis ont construit leurs solutions, les phéromones sont mises à jour pour favoriser les chemins courts. La mise à jour des phéromones est effectuée comme suit :

$$\tau_{ij}(t+1) = (1 - \rho) \cdot \tau_{ij}(t) + \sum_{k=1}^m \Delta\tau_{ij}^k \quad (4.14)$$

où : - ρ est le taux d'évaporation des phéromones (entre 0 et 1), - $\Delta\tau_{ij}^k$ est la quantité de phéromone déposée par la fourmi k sur l'arête (i, j) , donnée par :

$$\Delta\tau_{ij}^k = \begin{cases} \frac{Q}{L^k} & \text{si la fourmi } k \text{ utilise } (i, j) \text{ dans sa solution} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (4.15)$$

où Q est une constante et L^k est la longueur de la solution construite par la fourmi k .

3. Organigramme de l'Algorithme ACO

L'organigramme de l'algorithme ACO est présenté dans la figure suivante.

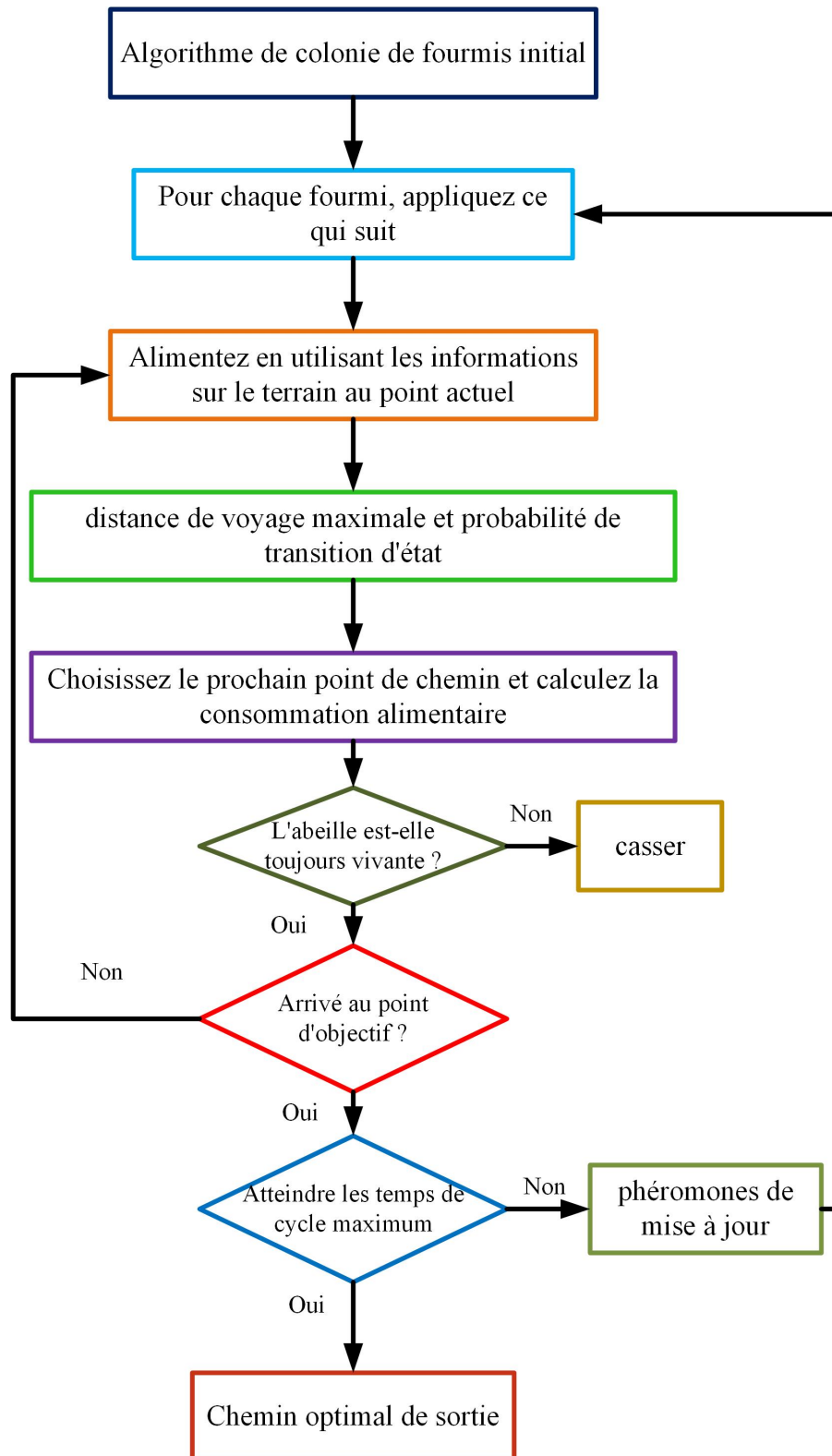


FIG. 4.10 : Organigramme de l'Algorithme d'Optimisation des Colonies de Fourmis (ACO)

Dans cet organigramme, chaque fourmi construit une solution en suivant les arêtes en fonction des probabilités définies par les phéromones et les visibilitées. Ensuite, les phéromones sont mises à jour pour renforcer les chemins courts. Ce processus est répété jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit atteint.

4.2.5 Algorithme d'Optimisation sans Dérivée (DFO) pour le Contrôle de Point de Puissance Maximale (MPPT)

L'algorithme d'optimisation sans dérivée (DFO) est une approche utilisée pour trouver le point de puissance maximale (MPP) dans les systèmes photovoltaïques sans nécessiter de calculs de dérivées. Cette méthode est particulièrement adaptée aux environnements où le gradient de la fonction objectif n'est pas disponible ou est difficile à calculer, comme dans le cas des systèmes photovoltaïques soumis à des conditions environnementales variables (par exemple, un environnement saharien). L'objectif principal de cet algorithme est de maximiser la puissance produite par le système en ajustant la tension ou le courant d'opération en fonction des variations des conditions d'ensoleillement et de température.

Modélisation Mathématique du MPPT Sans Dérivée Pour un panneau photovoltaïque, la puissance de sortie P est donnée par :

$$P = V \cdot I \quad (4.16)$$

où V est la tension de sortie et I le courant de sortie. L'objectif du MPPT est de maximiser P par rapport à V en cherchant une condition optimale V^* telle que :

$$\frac{dP}{dV} = 0. \quad (4.17)$$

L'algorithme DFO ajuste la tension V sans utiliser de calculs de dérivées, mais en s'appuyant sur une approche itérative de recherche de l'optimum. L'étape d'itération peut être définie par :

$$V_{k+1} = V_k + \alpha_k \cdot d_k, \quad (4.18)$$

où α_k est le pas de mise à jour et d_k représente la direction de recherche.

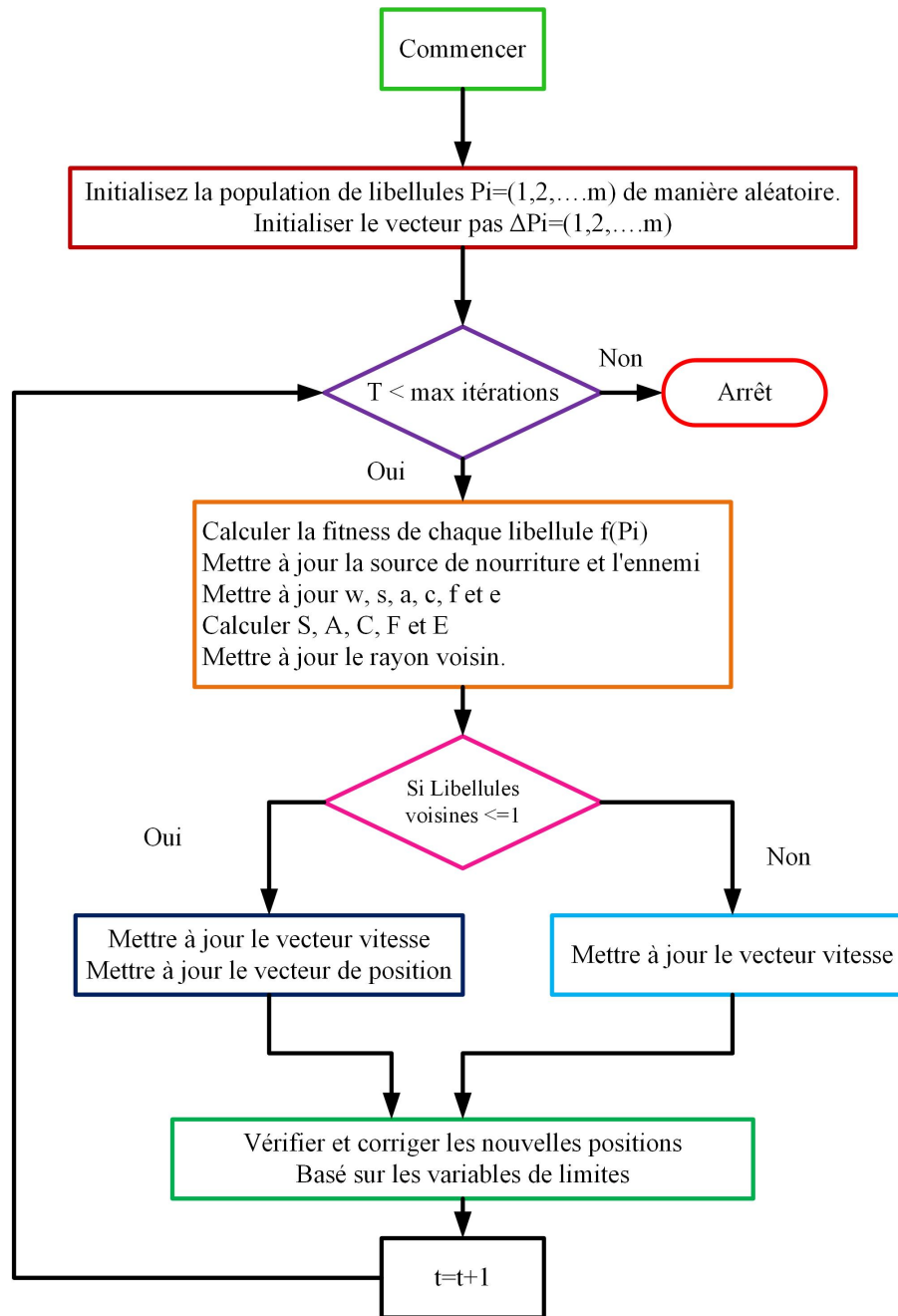


FIG. 4.11 : Organigramme de l'Algorithme DFO pour le MPPT

4.2.6 l'algorithme Dandelion Optimization (Thechnique proposé)

Dans cette section, nous présentons une analyse complète de l'algorithme DO proposé. Nous commençons par élucider les bases biologiques et les forces motrices qui motivent l'adoption de l'approche DO. Ensuite, nous fournissons une formulation mathématique précise de DO, englobant ses composants essentiels. Par la suite, nous introduisons et exposons les terminologies clés pertinentes à DO. Enfin, nous réalisons une évaluation comparative de la complexité computationnelle entre DO et les algorithmes alternatifs, aboutissant à nos remarques conclusives.

Inspiration

Herba taraxacum est le nom scientifique du pissenlit, une plante vivace de la famille des Asteraceae. La hauteur maximale de ces plantes dépasse 20 cm. Les têtes de pissenlit ressemblent à des inflorescences. Typiquement, les graines se composent d'un akène, d'un bec et de nombreux poils crêtés. Lorsque les noyaux sont complètement mûrs, le vent les disperse pour produire une nouvelle vie. Pour que les semis d'Asteraceae se déplacent, les poils en couronne sont essentiels. Ces mèches ralentissent la chute des graines, leur permettant d'être emportées plus loin par la brise. Le pissenlit commun est l'une des plantes qui utilisent la brise pour disperser ses graines. Ses graines peuvent voyager des centaines de kilomètres si le vent est favorable. En se déplaçant, une graine de pissenlit forme deux tourbillons qui exercent une traînée ascendante [121] [122]

À mesure que les graines tombent à des vitesses plus lentes, les deux tourbillons ci-dessus grandissent et s'alignent symétriquement. La chute douce de la graine est garantie par un tourbillon régulier, dans lequel le fruit pointe vers le bas et le filament est parallèle au sol. Pour que les graines de pissenlit couvrent des distances significatives, elles doivent être maintenues à une hauteur raisonnablement constante. Le tourbillon divisé est maintenu à une séparation régulière sous la couronne du pissenlit. Il est intéressant de noter que l'absorbance de la couronne du pissenlit semble être précisément régulée pour préserver l'anneau de tourbillon. Les poils couronnés sont composés de filaments minces qui se ramifient à partir d'une poignée centrale dans un motif semblable aux rayons d'une roue de vélo. Le nombre de tiges dans ces noyaux varie continuellement entre 90 et 110. En raison de cette régularité, le vortex de séparation au-dessus d'une graine de pissenlit est stable, ce qui aide également la graine à maintenir sa stabilité lors d'un vol de détachement prolongé.

La vitesse du vent et le climat sont les deux facteurs clés qui affectent la distance parcourue par les graines de pissenlit. Une graine voyagera loin ou restera proche de chez elle selon la vitesse du vent. Le temps a un impact sur la capacité des graines de pissenlit à rester en suspension et leur propension à se disperser vers des lieux proches ou éloignés. Les trois étapes que doit franchir une graine de pissenlit sont énumérées ci-dessous.

Lorsqu'une graine de pissenlit est en phase de croissance, un tourbillon se forme au-dessus d'elle, et elle grandit en raison d'une force de traction dans des conditions venteuses et ensoleillées. Il pleut et il n'y a pas de tourbillons au-dessus des graines en divergence. Seules les explorations locales sont possibles dans cette situation. Après avoir atteint une certaine hauteur, les graines commencent à descendre lentement pendant la phase de descente. Les graines de pissenlit tombent finalement de manière aléatoire à un endroit lors de la phase d'atterrissage, où elles vont germer de nouveaux pissenlits à la suite de l'influence de la brise et du climat. Les pissenlits augmentent leur population en dispersant leurs noyaux à la génération suivante en trois étapes. Les trois étapes mentionnées ci-dessus servent de sources d'information principales pour cet essai. Les sous-sections suivantes montrent comment émuler ces actions dans DO.

Mathematical model

Les formules mathématiques pour DO sont spécialement traitées dans cette section. L'Institut National des Standards et de la Technologie (NIST) a examiné l'utilisation des examens standardisés aux États-Unis, et les résultats sont les suivants.

Initialization

Basé sur le chargement de population, DO, comme d'autres algorithmes métaheuristiques inspirés de la nature, satisfait à la progression de la population et à l'optimisation réitérative. Dans l'algorithme DO proposé, dont la population est donnée comme chaque graine de pissenlit, une résolution potentielle est supposée être représentée par

$$population = \begin{bmatrix} x_1^1 & \dots & x_1^{Dim} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{pop}^1 & \dots & x_{pop}^{Dim} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

où "pop" représente la taille de la population et "Dim" la dimension de la variable. La borne inférieure (LB) et la borne supérieure (UB) du problème fourni sont utilisées pour créer chaque solution candidate de manière aléatoire, et l'expression du i^{th} individu X_i est,

$$X_i = rand(UB - LB) + lb \quad (4.20)$$

où "rand" représente un nombre aléatoire entre zéro et un, et "i" est un entier entre 1 et "pop". LB et UB sont exprimés comme

$$LB = [lb_1, \dots, lb_{Dim}] \quad (4.21)$$

$$UB = [ub_1, \dots, ub_{Dim}] \quad (4.22)$$

Au démarrage, DO considère la personne ayant la valeur d'adéquation la plus élevée comme le premier choix, ce qui est grossièrement considéré comme la meilleure situation pour la graine de pissenlit à cultiver. L'équation précise du premier élite X_{elite} , en utilisant la valeur minimale comme exemple,

$$f_{best} = \min(f(X_i)) \quad (4.23)$$

$$X_{elite} = X(find(f_{best} == f(X_i))) \quad (4.24)$$

Où $\min()$ signifie deux catalogues ayant des valeurs équivalentes.

Phase de croissance

Avant que les graines de pissenlit ne se détachent de leur plante mère durant la période de croissance, elles doivent se disperser à une certaine hauteur. Les graines de pissenlit peuvent atteindre différentes hauteurs selon la vitesse du vent, l'humidité de l'air, etc. Voici les deux conditions météorologiques qui ont conduit à cet incident.

Cas 1

Les rafales de vent lors d'une journée venteuse peuvent être supposées avoir une distribution log-normale, $\ln Y (N, 2)$. Cette distribution augmente la probabilité que les graines de pissenlit se dispersent vers des zones éloignées car les nombres aléatoires sont plus uniformément répartis le long de l'axe. Ainsi, DO privilégie l'exploration dans ce cas. Les graines de pissenlit sont dispersées aléatoirement par le vent dans l'espace de recherche. Le vent perturbe rapidement la hauteur à laquelle une graine de pissenlit augmentera.

Plus le vent est fort, plus les graines de pissenlit volent haut et plus les noyaux sont dispersés loin. Les tourbillons au-dessus des graines de pissenlit sont continuellement modifiés par la vitesse du vent, les faisant monter en forme de spirale. Dans ce cas, l'expression mathématique pertinente est

$$X_{t+1} = X_t + \alpha * u_x * u_y * \ln Y * (X_s - X_t) \quad (4.25)$$

où X_t désigne l'emplacement de la graine de pissenlit au début de l'itération t . Le point dans l'espace de recherche qui a été choisi arbitrairement durant l'itération t est représenté par X_s . La formule pour l'emplacement qui a été créé aléatoirement est donnée dans l'équation. (4.26).

$$X_s = rand(1, Dim) * (UB - LB) + LB \quad (4.26)$$

La formule mathématique de la distribution lognormale $\ln Y$, où $\mu = 0$ et $\sigma = 1$, est

$$\ln Y = \begin{cases} \frac{1}{y\sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{1}{2\sigma^2} (\ln y)^2 \right], & y \geq 0 \\ 0, & y < 0 \end{cases} \quad (4.27)$$

y représente une variable qui suit la distribution normale standard $(0,1)N(0,1)$ dans l'équation 4.28 L'équation mathématique pour une contrainte adaptative utilisée pour modifier la longueur de la phase d'exploration est :

$$\alpha = rand(0) * \left(\frac{1}{T^2} t^2 - \frac{2}{T} t \right) + 1 \quad (4.28)$$

Ces oscillations obligent l'algorithme à se concentrer principalement sur l'exploration universelle au début et à passer ensuite à une exploration locale, ce qui est avantageux pour garantir une conjonction correcte après une exploration universelle approfondie. Les constantes de composantes de portance d'un pissenlit causées par la réalisation de tourbillons désolidarisés sont représentées par v_x et v_y . Pour déterminer la force agissant sur la mesure ajustable, utilisez l'équation (4.31) comme guide.

$$r = \frac{1}{e^\theta} \quad (4.29)$$

$$v_x = r * \cos\theta \quad (4.30)$$

$$v_y = r * \sin\theta \quad (4.31)$$

où θ est un nombre arbitraire compris entre $[-\pi, \pi]$.

Cas 2

Les graines de pissenlit peinent à se développer correctement avec le courant d'air les jours humides en raison de la résistance de l'air, de l'humidité et d'autres facteurs. Dans

ce cas, les communautés locales sont utilisées pour récolter les graines de pissenlit, et la formule mathématique associée est

$$X_{t+1} = X_t * k \quad (4.32)$$

où k contrôle l'étendue de la recherche locale du pissenlit, et l'équation Eq. (4.34) est utilisée pour déterminer le domaine.

$$q = \frac{1}{T^2 - 2T + 1}t^2 - \frac{2}{T^2 - 2T + 1}t + 1 + \frac{1}{T^2 - 2T + 1} \quad (4.33)$$

$$k = 1 - rand(0) * q \quad (4.34)$$

Avec une grande vitesse dans les premières étapes et une courte distance de parcours dans les étapes ultérieures, l'oscillation de k est clairement "concave vers le bas", ce qui est utile pour la manipulation locale de la méthode. Pour s'assurer que la population rencontre finalement l'agent de recherche idéal, le paramètre k se rapproche progressivement de 1 après chaque itération. Enfin, la représentation mathématique des graines de pissenlit à leur apogée est

$$X_{t+1} = \begin{cases} X_t + \alpha * u_x * u_y * \ln Y (X_s - X_t), & randn < 0 \\ X_t * k, & else \end{cases} \quad (4.35)$$

Un emplacement projeté où les graines de pissenlit vont pousser est montré dans le graphique. Les graines de pissenlit sont d'abord mises à jour lorsque le temps est clair en utilisant des données de position sélectionnées aléatoirement, mettant l'accent sur la phase d'exploration. Les processus x et y du vecteur de flux sont multipliés par le tourbillon au-dessus de la graine pour modifier la propulsion en spirale du pissenlit. Un autre exemple est la façon dont le voisinage utilise les graines de pissenlit à diverses fins. L'exploration et l'exploitation sont gérées dynamiquement par des entiers aléatoires distribués normalement. Pour mettre davantage l'accent sur la recherche globale, le point d'élimination est fixé à 1,5. Afin de fournir l'indice approprié pour la prochaine étape de l'optimisation itérative, cet arrangement encourage les graines de pissenlit à explorer soigneusement tout l'espace de recherche.

Phase descendante

La méthode DO suggérée met également l'accent sur l'enquête à ce niveau. Les graines de pissenlit montent à une certaine hauteur puis descendent progressivement. Une technique DO appelée la vague brune imite le mouvement des pissenlits en mouvement. Les gens peuvent facilement naviguer à travers plus de communautés de recherche lors de la mise à jour itérative puisque le mouvement brownien obéit à une distribution normale à chaque ajustement. La stabilité de la chute du pissenlit est indiquée en utilisant les données de position normales après la période de croissance. Cela favorise l'expansion de la population dans des quartiers prometteurs dans l'ensemble. L'équation mathématique correspondante est

$$X_{t+1} = X_t - \alpha * \beta_t * (X_{mean,t} - \alpha * \beta_t * X_t) \quad (4.36)$$

où "t" représente la vague brownienne et "n" est un entier arbitraire tiré de la norme. L'équation mathématique pour $X_{mean,t}$ représente la position moyenne de la population lors de la $i^{\text{ème}}$ itération.

$$X_{mean,t} = \frac{1}{pop} \sum_{i=1}^{pop} X_i \quad (4.37)$$

L'information répétée des individus, qui affecte directement le cours du développement individuel, nécessite des connaissances sur la position moyenne de la population. La trajectoire de la vague brownienne, qui est basée sur l'exploration de tous les mondes possibles, est également représentée dans le graphique. La mobilité incohérente oblige la population à se déplacer vers l'optimum global, et force ainsi les agents explorateurs à fuir fréquemment l'extrême local tout au long de la mise à jour itérative. La figure 6 illustre la phase descendante.

Phase d'atterrissage

Dans cette partie, la méthode DO met l'accent sur la manipulation. Basée sur les résultats des deux processus précédents, la Graine de Pissenlit marque sa page d'atterrissage de manière arbitraire. La technique doit obtenir la meilleure résolution globale à mesure que les répétitions augmentent. Le résultat de la solution optimale trouvée est le lieu approximatif où les graines de pissenlit ont la meilleure probabilité de survie. Les agents de recherche convergent précisément vers l'optimum global en utilisant la connaissance élite de l'élite actuelle à leur avantage local. La réponse optimale mondiale sera finalement trouvée comme résultat de la croissance de la population. Ce comportement est décrit dans l'Équation (4.38).

$$X_{t+1} = X_{elite} + levy(\lambda) * \alpha * (X_{elite} - X_t * \delta) \quad (4.38)$$

où X_{elite} désigne l'emplacement idéal de la graine de pissenlit lors de la $i^{\text{ème}}$ itération. L'Équation (4.39) est utilisée pour calculer la fonction du vol de Lévy, représentée par le symbole $levy()$.

$$levy(\lambda) = s \frac{\sigma}{|t|^{\frac{1}{\beta}}} \quad (4.39)$$

Un nombre aléatoire compris entre $[0, 2]$ est utilisé dans l'Équation (4.39); dans cette étude, la valeur est de 1,5. w et t sont des valeurs arbitraires entre zéro et un, tandis que s est une constante fixe de 0,01. La formule en mathématiques est,

$$\sigma = \left(\frac{(1 + \beta) \sin\left(\frac{\pi\beta}{2}\right)}{\left(\frac{1+\beta}{2}\right) \beta 2^{\left(\frac{\beta-1}{2}\right)}} \right) \quad (4.40)$$

où est fixé à une constante de 1,5. L'Équation (4.41) calcule comme une fonction linéairement croissante entre $[0, 2]$.

$$\delta = \frac{2t}{T} \quad (4.41)$$

Le rôle croissant linéaire est utile pour permettre aux individus de satisfaire parfaitement le meilleur général afin d'éviter une surexploitation. Le coefficient de vol de Lévy est utilisé à ce stade pour simuler la taille de chaque étape de mouvement. La raison en est que, étant donné une distribution gaussienne, les agents pourraient utiliser le coefficient de vol de Lévy pour se déplacer avec une forte probabilité vers différents emplacements, entraînant ainsi la croissance de davantage de zones de recherche locales avec moins d'itérations. La Figure 6 illustre la période de chargement.

Exécution de l'algorithme DO

Cette section fournit une explication détaillée du déroulement exact de l'exécution de DO. En créant des groupes de vecteurs dans l'espace de recherche de manière aléatoire, DO commence le processus d'optimisation. Le processus d'optimisation itératif est ensuite réalisé par les graines de pissenlit en trois phases : montée, descente et atterrissage. Il est crucial de se rappeler les règles pour développer de nouvelles populations avant l'itération suivante. Pour calculer la valeur d'adéquation, chaque graine de pissenlit est triée en ordre croissant de la plus haute à la plus basse, la plus petite valeur servant d'exemple. La personne avec la valeur de fitness la plus basse appartient à la génération élite de la population, et la population dans son ensemble est la population de départ. Ce type de méthode de tri protège l'héritage des données de haute qualité en empêchant le processus de réécrire le cours précis de l'optimisation pendant la phase de répétition. Avant de terminer le processus d'optimisation, la procédure fixe le nombre maximum d'itérations. La Figure 7 affiche un organigramme du processus d'optimisation DO.

Complexité informatique

La complexité computationnelle est un critère crucial pour évaluer l'efficacité d'un algorithme. Cette section examine la complexité temporelle et la complexité spatiale de l'algorithme DO proposé.

Complexité temporelle

La population initiale de l'algorithme DO projeté prend un temps $O(\text{pop Dim})$, où pop représente la taille de la population et Dim la dimension des variables, tout comme avec l'algorithme de sinus-cosinus, l'algorithme de l'essaim de papillons de nuit, l'algorithme d'optimisation des baleines, l'algorithme d'optimisation des troupeaux de chevaux, l'algorithme d'optimisation des mouettes, la distribution de vol de Lévy, l'optimisation des faucons de Harris, l'algorithme d'optimisation des chimpanzés, et l'optimiseur Aquila. Un temps $O(\text{pop } f)$ est nécessaire pour déterminer la valeur de fitness de la population, où f est la fonction de fitness utilisée pour spécifier la tâche. Le temps total requis pour les trois phases de montée, de descente et d'atterrissage est $O(T \text{ pop Dim})$, où T est le nombre maximum de répétitions. Trouver la solution optimale actuelle nécessite des itérations de temps $O(M)$. À l'étape d'itération, la complexité temporelle globale du DO est $O(M, T, \text{pop}, \text{Dim}, f)$. L'algorithme de l'essaim de papillons de nuit, l'algorithme d'optimisation des baleines, l'algorithme d'optimisation des mouettes, l'algorithme de sinus-cosinus, l'algorithme d'optimisation des faucons de Harris, l'optimiseur Aquila et l'algorithme de distribution de vol de Lévy ont tous une complexité temporelle globale $O(M T \text{ pop Dim } f)$ à l'étape d'itération. L'étape de mise à jour de la population de l'optimisation de la méthode Chimp prend un temps $O(K)$, tandis que la boucle complète prend un temps

$O(K M T \text{ pop Dim } f)$. L'optimisation des troupeaux de chevaux présente une complexité temporelle $O((T_{\text{pop}} 2^2 + T_{D_{\text{pop}}} 2) f M)$. En conséquence, le temps de calcul de l'algorithme DO est plus rapide que celui de l'algorithme d'optimisation des troupeaux de chevaux et de l'algorithme d'optimisation des chimpanzés, et son efficacité intentionnelle est au même niveau que celle d'autres algorithmes comme l'algorithme de sinus-cosinus.

Difficulté interplanétaire

La plus grande quantité d'espace que DO peut occuper à un moment donné peut être considérée comme l'initialisation de la population. En conséquence, la complexité spatiale de DO proposé est $O(\text{pop Dim})$.

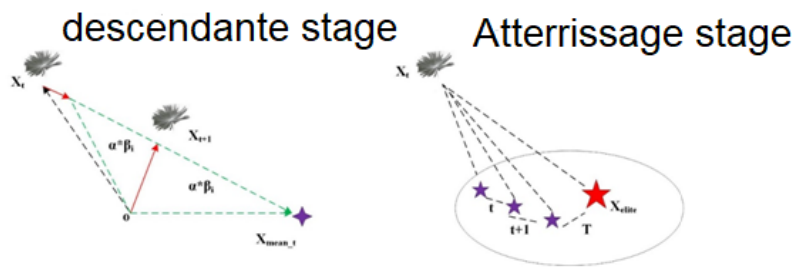


FIG. 4.12 : Descente et atterrissage de fleur de pissenlit

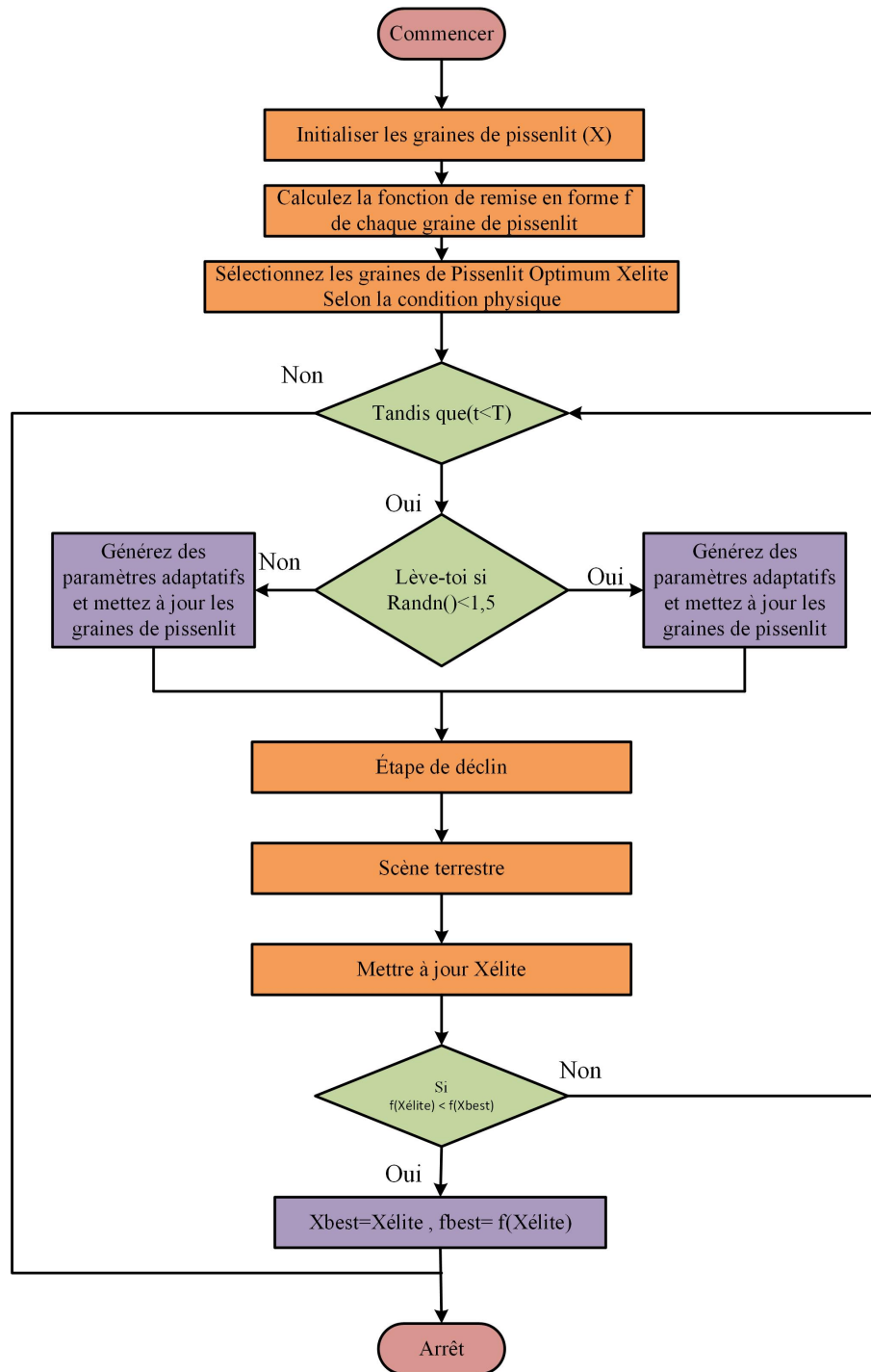


FIG. 4.13 : Organigramme de l'algorithme DO

Procédure de conception du système Conception du convertisseur La décision d'utiliser la technique DO pour le MPPT dans les systèmes PS a été prise sur la base de plusieurs facteurs. Tout d'abord, lorsqu'elle est utilisée avec le convertisseur Boost, elle fournit une réponse en état stable. De plus, elle offre un suivi de GM avec moins d'itérations, des performances pratiquement sans oscillation, le temps d'établissement le plus court et la vitesse de suivi la plus efficace. En outre, la technique DO permet de convertir une tension basse en une tension haute tout en éliminant le courant de ripple. Sa polyvalence dans les applications de tension est également remarquable puisqu'elle peut

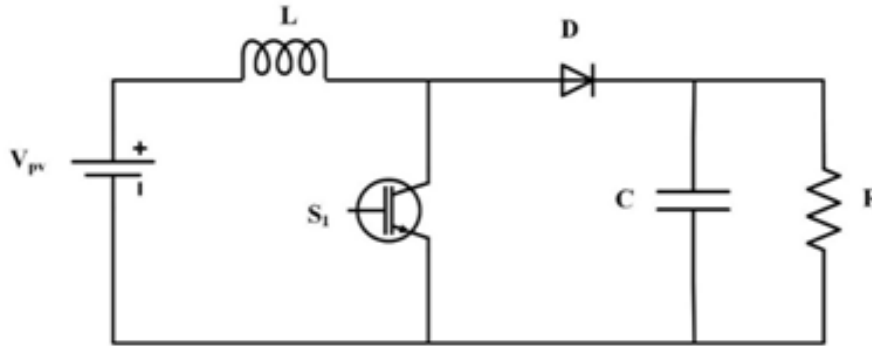


FIG. 4.14 : Schéma de circuit du convertisseur Boost

élever la tension. Auparavant, les convertisseurs Boost et les charges de batteries étaient couramment utilisés. Comme les batteries maintiennent une tension de sortie constante, les convertisseurs Boost DC-DC fonctionnent efficacement lorsqu'ils sont connectés à des batteries. La conception des convertisseurs Boost permet un flux de courant continu à travers la source d'entrée, indépendamment de l'état de l'interrupteur. Pour assurer une forme d'onde de courant lisse, le circuit du convertisseur Boost dans la Figure démontre l'efficacité de l'utilisation de filtres LC des deux côtés, entrée et sortie.

Tableau Paramètres du convertisseur Boost

N°	Spécification	Valeur
1	Tension d'entrée	30.7V à STC
2	Tension de sortie	90V à STC
3	Inductance (L)	3mH
4	Condensateur de filtrage (C)	100 μ F
5	Résistance de charge (R)	30 Ω
6	Fréquence de commutation	10kHz

TAB. 4.1 : Spécifications Électriques

Le convertisseur Boost est reconnu pour sa capacité à maintenir un faible niveau de ripple de la tension de sortie, grâce à l'intégration d'un filtre passe-bas du second ordre. Ce filtre, composé d'inducteurs et de condensateurs, est intégré directement dans le convertisseur. La conception de l'inducteur garantit un comportement sans ripple et minimise les interférences électromagnétiques. Par conséquent, l'adoption de ce convertisseur produit intrinsèquement peu de bruit et améliore l'efficacité du système d'énergie PV. Le paramètre du convertisseur Boost est indiqué dans le Tableau 4.1.

Structure de conception du système Le modèle global du système proposé est présenté dans la Figure 4.15. Dans un système photovoltaïque solaire, une chaîne solaire composée de plusieurs panneaux solaires génère de l'énergie électrique en courant continu. Cette énergie est acheminée vers un convertisseur Boost DC-DC qui augmente la tension pour répondre aux exigences d'une charge résistive. Pour optimiser la production d'énergie, un contrôleur MPPT surveille en continu la tension et le courant de la chaîne solaire, ajustant le rapport cyclique du convertisseur Boost. Le contrôleur MPPT génère un signal de Modulation de Largeur d'Impulsion (PWM) qui commande la grille d'un MOSFET

Chapitre 4. Stratégie de Contrôle pour l'Optimisation du Point de Puissance Maximale MPPT

dans le convertisseur Boost, contrôlant ainsi le processus de conversion de tension. Ce système assure une livraison de puissance efficace en extrayant la puissance maximale des panneaux solaires et en la convertissant en tension appropriée pour la charge et la batterie.

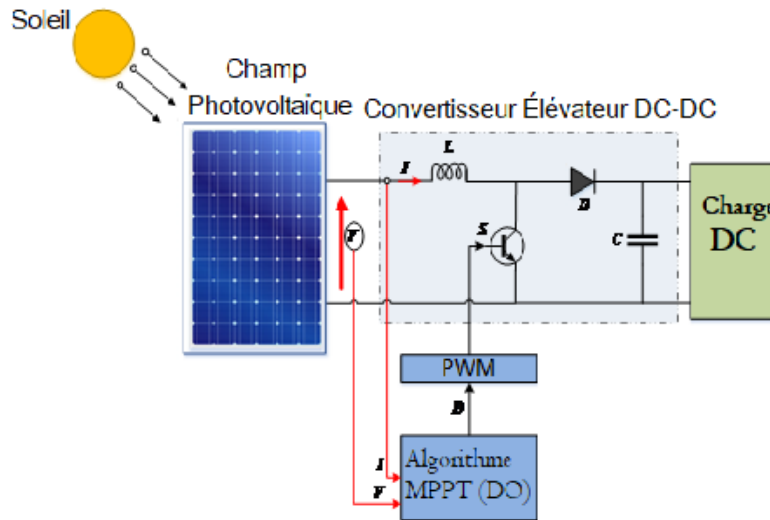


FIG. 4.15 : Diagramme Fonctionnel du Fonctionnement Global du Système

4.3 Résultats et discussions

Cette section fournira un aperçu concis des résultats générés par l'algorithme proposé, ainsi que ceux de quatre autres algorithmes distincts qui ont été testés dans le même dispositif. Les algorithmes P&O, PSO, DFO et ACS ont été sélectionnés pour la comparaison avec les résultats de simulation obtenus à partir de l'algorithme DO proposé. Une analyse comparative a été réalisée, évaluant les algorithmes sur divers critères de performance. Pour valider les résultats, trois cas différents ont été considérés. Le Cas-1 s'est concentré sur les modèles PV solaires avec des conditions d'irradiance uniformes (UIC), tandis que le Cas-2 et le Cas-3 ont examiné les modèles PV solaires avec le PSC. Le Tableau 4.2 affiche les valeurs d'irradiance correspondant aux modules solaires pour ces trois modèles. La performance de l'algorithme DO proposé ainsi que des quatre autres algorithmes sous les trois cas distincts est décrite ci-dessous.

Tableau Valeurs d'irradiance pour trois cas différents

Cases	Irradiance(W/m ²)			Pmax(W)
	Module 1	Module 2	Module 3	
Case 1 (UIC)	1000	1000	1000	250
Case2 (PSC)	1000	300	600	104.5
Case3(PSC)	1000	800	300	136

TAB. 4.2 : Valeurs d'irradiance pour trois cas différents

Cas 1 : Fonctionnement dans des conditions d'irradiation uniformes Les résultats de l'algorithme DO proposé, ainsi que ceux de quatre autres algorithmes sous conditions d'irradiance uniforme (UIC), sont décrits dans cette section. La puissance attendue au point de puissance maximale (MPP) pour le modèle, dans ce cas, est de 250W. La Figure 4.16 montre les formes d'onde de la tension PV, de la puissance et du rapport cyclique pour l'algorithme DO proposé. La Figure 4.24 présente les formes d'onde de la tension PV, de la puissance et du rapport cyclique pour l'algorithme DO proposé, ainsi que pour les quatre autres algorithmes. Le Tableau 4.3 présente un résumé des résultats obtenus avec l'algorithme DO proposé en comparaison avec les quatre autres algorithmes. La performance de ces algorithmes a été évaluée en fonction du temps de convergence, du temps de stabilisation, de la capacité à suivre le GMPP et de l'efficacité. Les résultats indiquent que l'algorithme DO proposé surpasse les autres dans toutes les mesures.

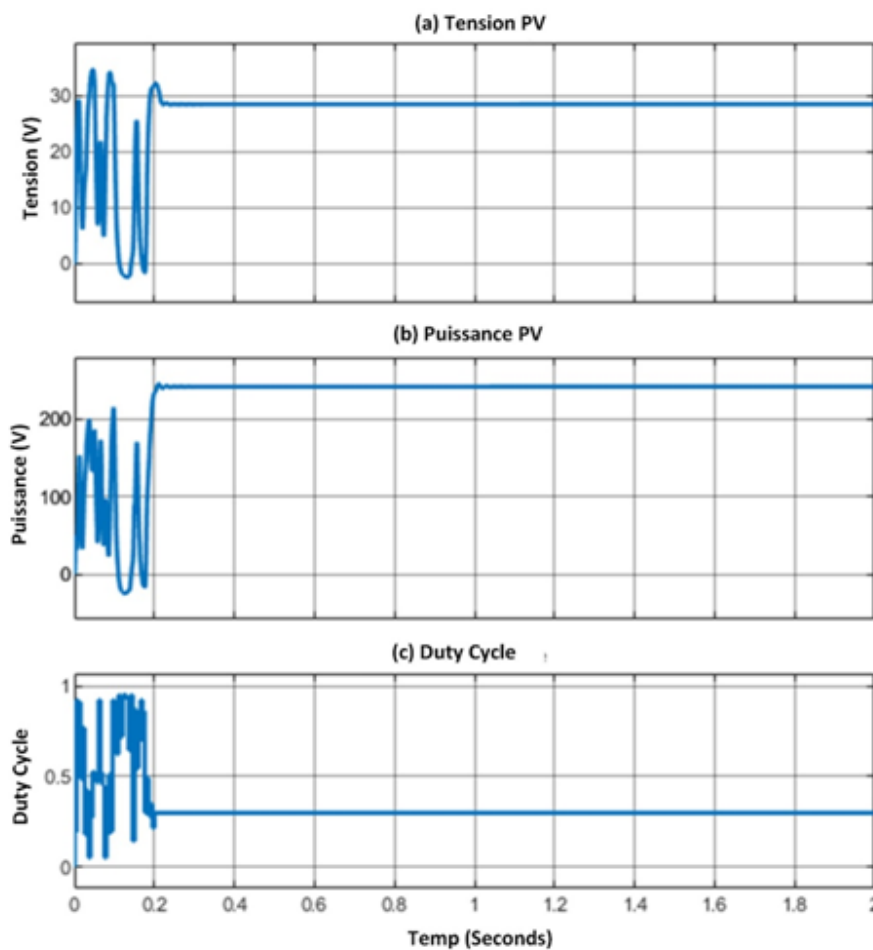


FIG. 4.16 : Tension PV, puissance PV et duty cycle de l'algorithme DO pour le cas 1

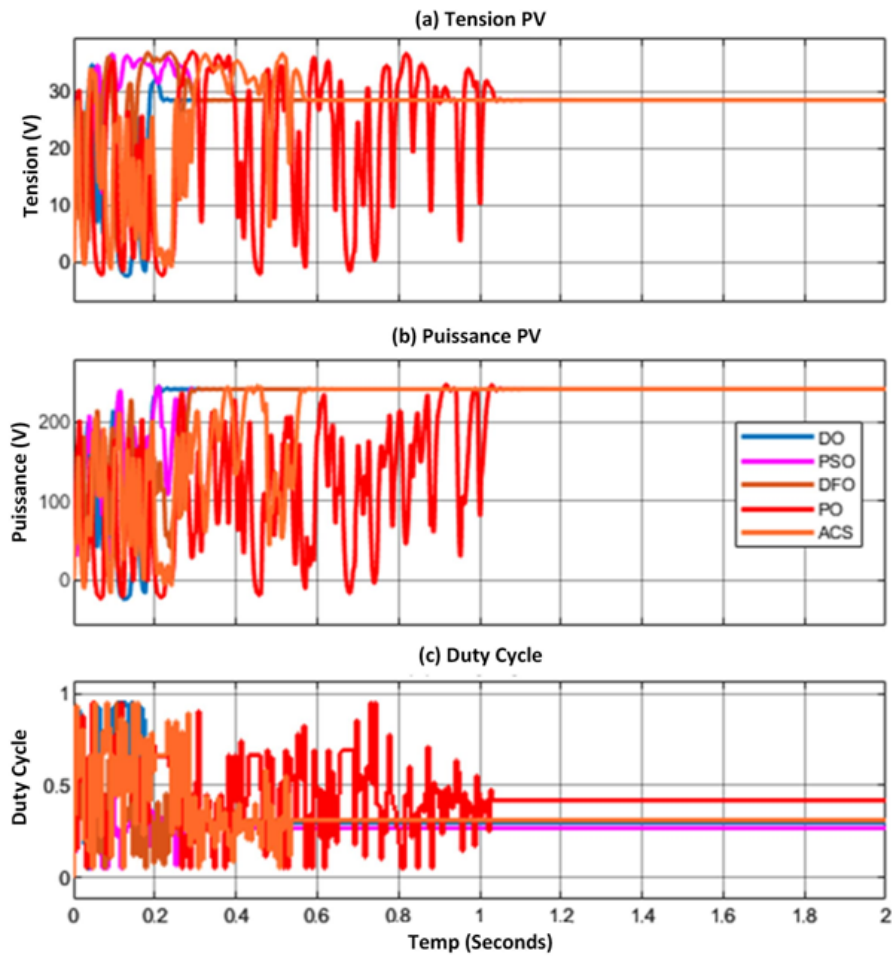


FIG. 4.17 : Tension PV, puissance PV et rapport cyclique pour le cas 1 avec DO et quatre autres algorithmes

Méthode	Temps de convergence (s)	Temps de stabilisation MPP (s)	suivi de mpp ?	Puissance au MPP	Puissance suivie (W)	Efficacité (%)
P&O	1.02	1.06	Yes	250	245.25	98.1
PSO	0.28	0.32	Yes	250	236.5	94.6
DFO	0.33	0.36	Yes	250	249.7	99.9
ACS	0.55	0.58	Yes	250	249.5	99.8
DO	0.2	0.23	Yes	250	249.7	99.9

TAB. 4.3 : Tableau Récapitulatif des performances de toutes les méthodes du cas 1

L'algorithme DO démontre des avantages sur différentes dimensions par rapport aux autres algorithmes. Les performances sont évaluées ci-dessous selon des critères de performance individuels.

1. **Temps de convergence** : L'algorithme DO affiche le temps de convergence le plus court, soit 0,2 seconde. En comparaison, l'algorithme P&O nécessite 1,02 seconde, le PSO 0,28 seconde, le DFO 0,33 seconde et l'ACS 0,55 seconde. Le temps de convergence plus court de l'algorithme DO indique qu'il peut s'adapter plus rapidement aux changements dans les entrées ou les conditions du système. Cette adaptation plus rapide permet à l'algorithme DO d'atteindre un point de fonctionnement stable plus tôt, améliorant ainsi ses performances.
2. **Temps de stabilisation au MPP** : Le temps de stabilisation pour l'algorithme DO est de 0,23 seconde, ce qui est le plus bas parmi les algorithmes listés. En contraste, l'algorithme P&O nécessite 1,06 seconde, le PSO 0,32 seconde, le DFO 0,36 seconde et l'ACS 0,58 seconde pour se stabiliser au niveau de puissance désiré. Le temps de stabilisation plus court de l'algorithme DO suggère qu'il peut atteindre la stabilité et maintenir la sortie de puissance souhaitée plus rapidement que les autres algorithmes.
3. **Suivi de puissance** : L'algorithme DO excelle dans le suivi de puissance, atteignant une sortie de puissance de 249,7 watts, ce qui est identique à l'algorithme DFO. Il surpasse l'algorithme P&O (245,25 watts), l'algorithme PSO (236,5 watts) et l'algorithme ACS (249,5 watts). Cela démontre la capacité de l'algorithme DO à suivre et à maintenir précisément le niveau de puissance désiré. Un suivi de puissance précis est crucial pour maximiser la conversion et l'utilisation de l'énergie, rendant l'algorithme DO plus fiable et efficace.
4. **Efficacité** : L'algorithme DO atteint une efficacité de 99,9 %, ce qui est la plus élevée parmi les algorithmes listés. Il surpasse l'algorithme P&O (efficacité de 98,1 %), l'algorithme PSO (efficacité de 94,6 %), l'algorithme DFO (efficacité de 99,9 %) et l'algorithme ACS (efficacité de 99,8 %). La plus grande efficacité de l'algorithme DO signifie sa capacité à convertir une grande partie de l'énergie disponible en puissance utilisable, minimisant les pertes et améliorant l'efficacité globale du système.

Cas 2 : Fonctionnement dans des conditions d'ombrage partiel (PS Scénario 1) Le Cas 2 appartient au modèle PSC avec trois pics, et la puissance au GMPP pour le Cas 2 est de 104,5 W. Les formes d'onde de la tension PV, de la puissance PV, et du rapport cyclique pour l'algorithme DO proposé sous le Cas 2 sont présentées dans la Figure 4.18. Les formes d'onde de la tension PV, de la puissance PV, et du rapport cyclique pour l'algorithme proposé et les quatre autres algorithmes sous le Cas 2 sont montrées dans la Figure 4.19. Le Tableau 4.4 fournit un résumé complet des résultats des algorithmes selon divers critères de performance. Il est évident d'après les données présentées dans le Tableau 4.4 que l'algorithme proposé surpasse les quatre autres algorithmes en termes de tous les critères de performance.

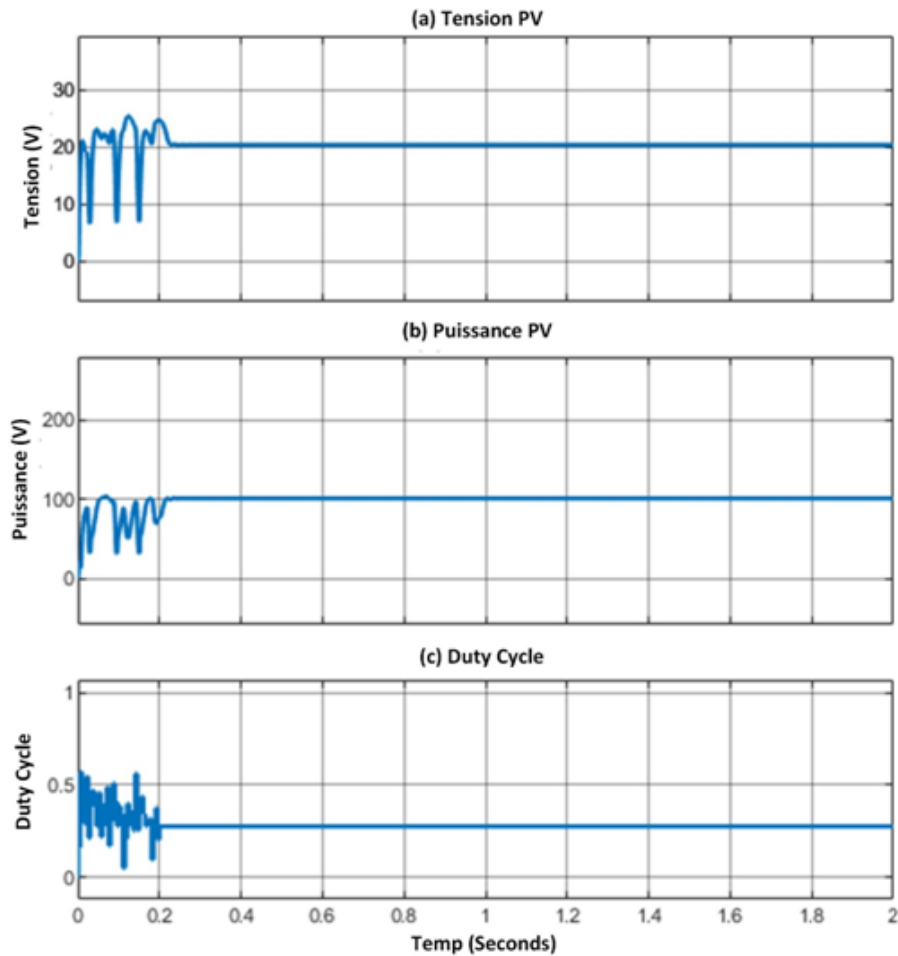


FIG. 4.18 : Tension PV, puissance PV et duty cycle de l'algorithme DO pour le cas 2

Les performances de toutes les méthodes sous le Cas 2 sont discutées ci-dessous.

1. Temps de convergence : L'algorithme DO a un temps de convergence de 0,21 seconde, ce qui est le plus bas parmi les algorithmes listés. L'algorithme DFO a un temps de convergence légèrement supérieur de 0,22 seconde. En contraste, l'algorithme P&O nécessite 0,76 seconde, le PSO 0,42 seconde, et l'ACS 0,51 seconde. Le temps de convergence plus court de l'algorithme DO indique sa capacité à s'adapter rapidement aux changements des entrées ou des conditions du système, résultant en une convergence plus rapide vers un point de fonctionnement stable.
2. Temps de stabilisation au GMPP : Le temps de stabilisation pour l'algorithme DO est de 0,23 seconde, ce qui est le plus bas parmi les algorithmes listés. L'algorithme DFO a le deuxième temps de stabilisation le plus bas de 0,26 seconde. D'autre part, l'algorithme P&O nécessite 0,8 seconde, le PSO 0,46 seconde, et l'ACS 0,54 seconde pour se stabiliser au niveau de puissance de sortie désiré. Le temps de stabilisation plus court de l'algorithme DO indique sa capacité à se stabiliser et à maintenir la sortie de puissance désirée plus rapidement.

3. Suivi de puissance : L'algorithme DO excelle dans le suivi de puissance, atteignant une sortie de puissance de 104,2 watts, ce qui est la plus élevée parmi les algorithmes listés. Il surpasse l'algorithme P&O (95,7 watts), l'algorithme PSO (101,9 watts), l'algorithme DFO (103,9 watts) et l'algorithme ACS (99,7 watts). L'algorithme P&O n'a pas réussi à suivre le GMPP, restant piégé au LMPP. Cela indique que l'algorithme DO peut suivre avec précision et maintenir le niveau de puissance désiré, garantissant une conversion et une utilisation efficaces de l'énergie.
4. Efficacité : L'algorithme DO atteint une efficacité de 99,8 %, ce qui est la plus élevée parmi les algorithmes listés. Il surpasse l'algorithme P&O (efficacité de 91,6 %), l'algorithme PSO (efficacité de 97,6 %), l'algorithme DFO (efficacité de 99,5 %) et l'algorithme ACS (efficacité de 95,5 %). La plus grande efficacité de l'algorithme DO indique sa capacité à convertir une grande partie de l'énergie disponible en puissance utilisable, minimisant les pertes et maximisant l'efficacité globale du système.

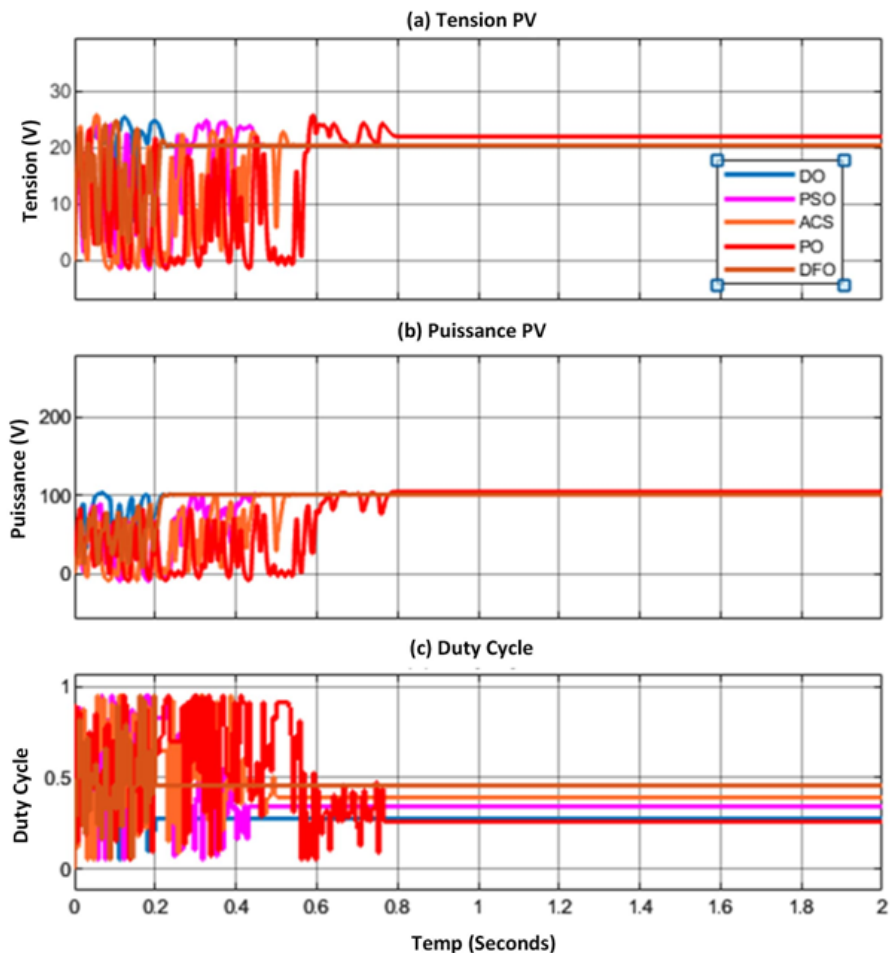


FIG. 4.19 : Tension PV, puissance PV et rapport cycle pour le cas 2 avec DO et quatre autres algorithmes

Méthode	Temps de convergence (s)	Temps de stabilisation MPP (s)	suivi de mpp ?	Puissance au MPP	Puissance suivie (W)	Efficacité (%)
P&O	0.76	0.8	No	104.5	95.7	91.6
PSO	0.42	0.46	Yes	104.5	101.9	97.6
DFO	0.22	0.26	Yes	104.5	103.9	99.5
ACS	0.51	0.54	Yes	104.5	99.7	95.5
DO	0.21	0.23	Yes	104.5	104.2	99.8

TAB. 4.4 : Performances de toutes les méthodes dans le cas 2

Cas 3 : Opération sous le PSC (PS Scénario 2) Le Cas 3 concerne le modèle PSC avec trois pics, et la puissance au GMPP est estimée à 136 W. Les formes d'onde de la tension, de la puissance et du rapport cyclique pour l'algorithme DO proposé sous le Cas 3 sont illustrées dans la Figure 4.20. D'autre part, la Figure 4.21 représente la tension PV, la puissance et le rapport cyclique sous le Cas 3 pour cinq algorithmes MPPT, y compris l'algorithme proposé.

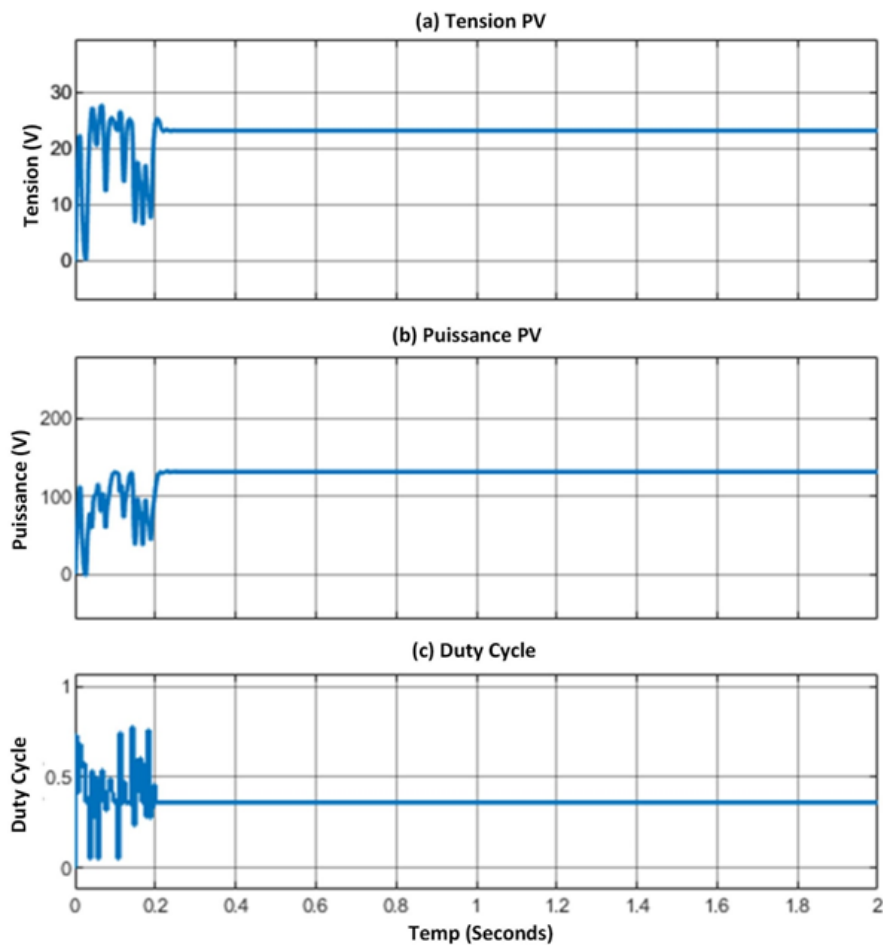


FIG. 4.20 : Tension PV, puissance PV et duty cycle de l'algorithme DO dans le cas 3

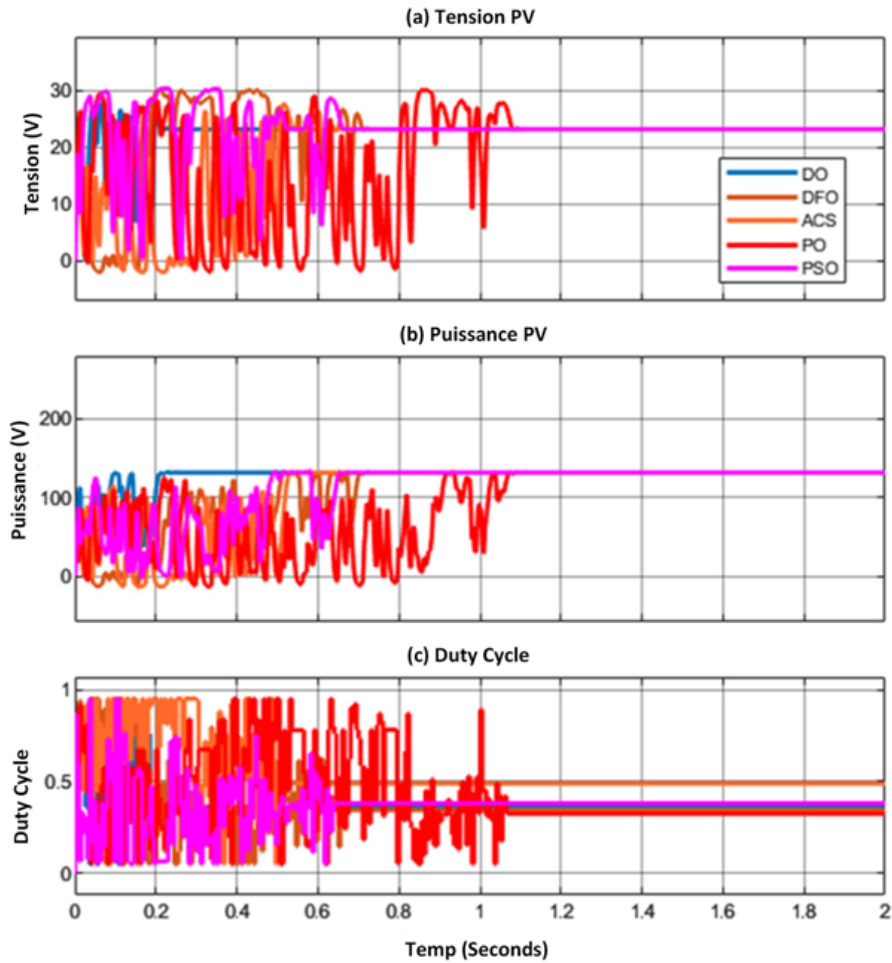


FIG. 4.21 : Tension PV, puissance PV et Duty cycle dans le cas 3 avec DO et quatre autres algorithmes

Méthode	Temps de convergence (s)	Temps de stabilisation MPP (s)	suivi de mpp ?	Puissance au MPP	Puissance suivie (W)	Efficacité (%)
P&O	1.06	1.1	No	136	125.8	92.5
PSO	0.64	0.68	Yes	136	135.1	99.4
DFO	0.68	0.74	Yes	136	135.5	99.7
ACS	0.5	0.54	Yes	136	133	97.8
DO	0.21	0.24	Yes	136	135.8	99.9

TAB. 4.5 : Tableau des performances de toutes les méthodes du cas 3

Les performances de toutes les méthodes sous le Cas 3 sont détaillées ci-dessous :

1. Temps de convergence : L'algorithme DO présente le temps de convergence le plus court, soit 0,21 seconde, parmi les algorithmes listés. En contraste, l'algorithme P&O nécessite 1,06 seconde, le PSO 0,64 seconde, le DFO 0,68 seconde et l'ACS 0,5 seconde. Le temps de convergence plus court de l'algorithme DO indique sa capacité

à s'adapter rapidement aux changements des entrées ou des conditions du système, lui permettant d'atteindre un point de fonctionnement stable plus rapidement.

2. Temps de stabilisation au GM : Le temps de stabilisation pour l'algorithme DO est de 0,24 seconde, ce qui est le plus bas parmi les algorithmes listés. L'algorithme ACS a un temps de stabilisation légèrement supérieur de 0,54 seconde. D'autre part, l'algorithme P&O nécessite 1,1 seconde, le PSO 0,68 seconde et le DFO 0,74 seconde pour se stabiliser au niveau de puissance de sortie désiré. L'algorithme P&O échoue à nouveau à suivre le GMPP et reste bloqué au LMPP. Le temps de stabilisation plus court de l'algorithme DO indique sa capacité à stabiliser et à maintenir la sortie de puissance désirée plus rapidement.
3. Suivi de puissance : L'algorithme DO excelle dans le suivi de puissance, atteignant une sortie de puissance de 135,8 watts, ce qui est la plus élevée parmi les algorithmes listés. L'algorithme PSO présente une puissance légèrement inférieure de 135,1 watts. Il surpasse l'algorithme P&O (125,8 watts), l'algorithme DFO (135,5 watts) et l'algorithme ACS (133 watts). Cela indique que l'algorithme DO peut suivre avec précision et maintenir le niveau de puissance désiré, garantissant une conversion et une utilisation efficaces de l'énergie.
4. Efficacité : L'algorithme DO atteint une efficacité de 99,9 %, ce qui est la plus élevée parmi les algorithmes listés. Il surpasse l'algorithme P&O (efficacité de 92,5 %), l'algorithme PSO (efficacité de 99,4 %), l'algorithme DFO (efficacité de 99,7 %) et l'algorithme ACS (efficacité de 97,8 %). La plus grande efficacité de l'algorithme DO indique sa capacité à convertir une grande partie de l'énergie disponible en puissance utilisable, minimisant les pertes et maximisant l'efficacité globale du système. En résumé, l'algorithme DO surpasse les autres algorithmes en termes de temps de convergence, de temps de stabilisation au GM, de sortie de puissance, de suivi de puissance et d'efficacité. Ses temps de convergence et de stabilisation rapides garantissent une réponse rapide et une stabilité.

Chapitre 4. Stratégie de Contrôle pour l'Optimisation du Point de Puissance Maximale MPPT

Méthode	Schéma d'irradiance	Temps de convergence (s)	Temps de stabilisation MPP (s)	suivi de mpp ?	Puissance au MPP	Puissance suivie (W)	Efficacité (%)
P&O	Case 1	1.02	1.06	Yes	250	245.25	98.1
	Case 2	0.76	0.8	No	104.5	95.7	91.6
	Case 3	1.06	1.1	No	136	125.8	92.5
PSO	Case 1	0.28	0.32	Yes	250	236.5	94.6
	Case 2	0.42	0.46	Yes	104.5	101.9	97.6
	Case 3	0.64	0.68	Yes	136	135.1	99.4
DFO	Case 1	0.33	0.36	Yes	250	249.7	99.9
	Case 2	0.22	0.26	Yes	104.5	103.9	99.5
	Case 3	0.68	0.74	Yes	136	135.5	99.7
ACS	Case 1	0.55	0.58	Yes	250	249.5	99.8
	Case 2	0.51	0.54	Yes	104.5	99.7	95.5
	Case 3	0.5	0.54	Yes	136	133	97.8
DO	Case 1	0.2	0.23	Yes	250	249.7	99.9
	Case 2	0.21	0.23	Yes	104.5	104.2	99.8
	Case 3	0.21	0.24	Yes	136	135.8	99.9

TAB. 4.6 : Performances de toutes les méthodes dans tous les cas

Le Tableau 4.6 présente les performances de différents algorithmes (P&O, PSO, DFO, ACS et DO) sous divers arrangements d'irradiance et évalue leur période de convergence, période de stabilisation au GMPP, capacité de suivi du GMPP, puissance au GMPP, puissance suivie et efficacité. Parmi les algorithmes, l'algorithme DO démontre systématiquement une performance supérieure dans tous les trois cas. Il affiche la période de convergence et la période de stabilisation au GMPP les plus courtes dans tous les cas, indiquant sa capacité à s'adapter rapidement aux conditions changeantes et à se stabiliser à la sortie de puissance désirée. En termes de puissance au GMPP, l'algorithme DO atteint constamment la sortie de puissance la plus élevée, garantissant une génération de puissance efficace. Il excelle également dans le suivi de puissance, maintenant précisément le niveau de puissance désiré. De plus, l'algorithme DO atteint systématiquement la plus haute efficacité, convertissant une portion significative de l'énergie disponible en puissance utilisable. En résumé, l'algorithme DO surpasse les autres algorithmes en termes de période de convergence, période de stabilisation au GMPP, puissance au GMPP, suivi de puissance et efficacité dans tous les trois cas. Sa convergence rapide, sa sortie de puissance élevée, son suivi de puissance précis et son efficacité exceptionnelle en font le choix privilégié pour les algorithmes de génération et de suivi de puissance. La supériorité constante de l'algorithme DO à travers différents arrangements d'irradiance souligne sa robustesse et son efficacité pour maximiser la génération de puissance et atteindre une performance optimale.

4.4 PSO MPPT basé sur le mode Glissant pour système solaire photovoltaïque

Introduction

Une nouvelle méthode de suivi du point de puissance maximale (MPPT) d'optimisation par essaim de particules (PSO) pour les systèmes solaires photovoltaïques (PV) est présentée dans ce chapitre. Il est basé sur des modes glissants. La méthode suggérée suit et maintient continuellement le point de puissance maximale (MPP) dans diverses situations environnementales dans le but de maximiser la production d'énergie du système photovoltaïque. Afin de garantir des performances fiables et un suivi précis du MPP même face à des incertitudes et des perturbations, l'approche de contrôle par mode glissant est utilisée. L'algorithme PSO est utilisé par le contrôleur pour modifier le point de fonctionnement du système PV afin d'optimiser l'extraction de la plus grande quantité d'électricité possible des panneaux solaires. Grâce à l'utilisation d'études de simulation et d'un modèle de système photovoltaïque standard, la stratégie envisagée est mise en pratique et évaluée. Les résultats montrent qu'en termes de précision de suivi et d'efficacité d'extraction d'énergie, l'approche PSO MPPT basée sur le mode glissant est plus performante que les méthodes MPPT traditionnelles. Il démontre un temps de réaction plus rapide, une stabilité améliorée et moins d'erreurs en régime permanent, ce qui augmente les avantages totaux du système photovoltaïque. De plus, la méthode proposée présente une résilience exceptionnelle aux fluctuations de température et au rayonnement solaire, ce qui la rend appropriée pour des utilisations pratiques. Grâce à une étude comparative avec d'autres algorithmes MPPT déjà utilisés, l'efficacité de l'algorithme est confirmée, démontrant sa supériorité pour atteindre une production d'énergie optimale pour les systèmes solaires photovoltaïques.

Système proposé

La Figure 4.22 présente le schéma du MPPT (Maximum Power Point Tracking) pour un système photovoltaïque solaire, utilisant le Mode Glissant et l'optimisation par Essaim de Particules (PSO). Les panneaux solaires convertissent la lumière du soleil en électricité, dirigée vers un convertisseur CC-CC qui ajuste les niveaux de tension et de courant. Le Contrôle par Mode Glissant surveille en continu les conditions de fonctionnement, générant un signal pour conduire le convertisseur vers le point de puissance maximale (MPP). L'optimisation par PSO affine ce signal en ajustant les paramètres de contrôle de manière itérative. Le Contrôleur MPPT intègre ces sorties pour assurer un suivi précis du MPP. En fin, l'électricité ainsi optimisée est distribuée à la charge, permettant une utilisation efficace de l'énergie solaire.

Panneau Photovoltaïque

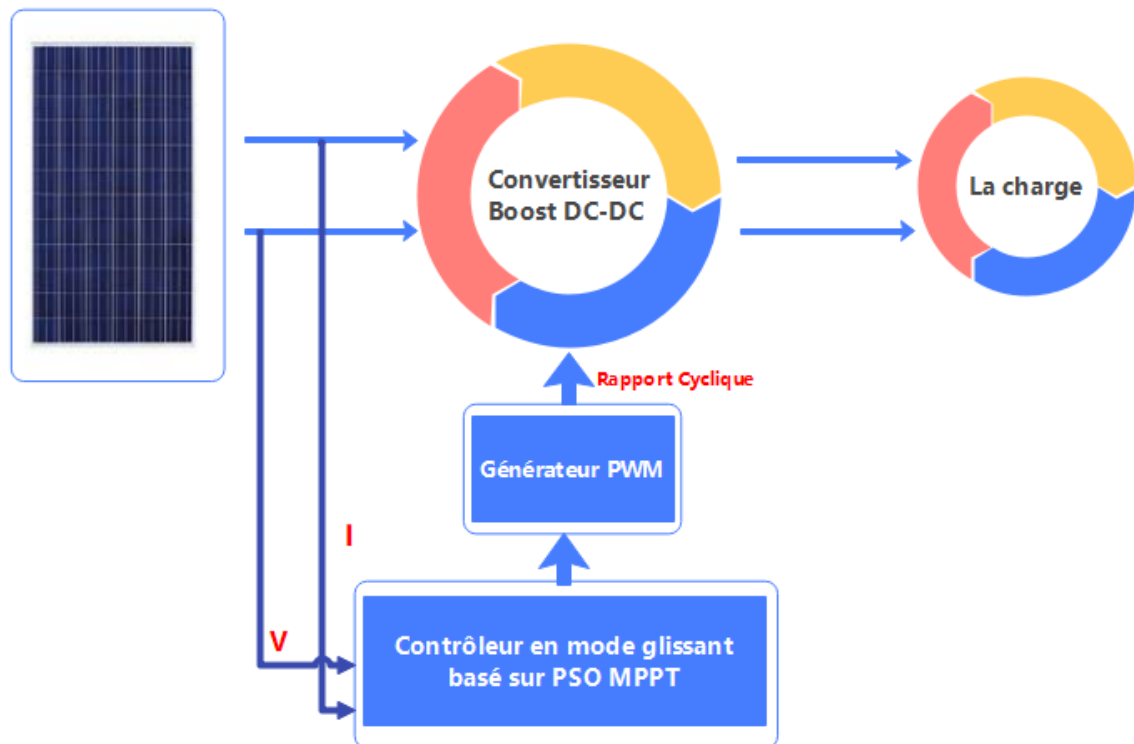


FIG. 4.22 : Représentation schématique du contrôle de mode glissant basé sur PSO MPPT

4.4.1 Stratégie de contrôle du MPP

Dans les systèmes d'énergie solaire, le contrôle du point de puissance maximale, ou MPPT, est une méthode qui maximise la quantité d'énergie pouvant être extraite des panneaux photovoltaïques. Pour ce faire, il ajuste dynamiquement l'impédance de charge pour maintenir les panneaux fonctionnant à leur point de puissance maximale (MPP) malgré les variations météorologiques, notamment la température et les niveaux d'ensoleillement. Afin de remplir le MPP, l'algorithme MPPT vérifie et modifie en permanence la tension et le courant auxquels il fonctionne. Cela améliore la collecte d'énergie et améliore l'efficacité du système car cela correspond au MPP. En maintenant les panneaux à leur MPP, la technologie MPPT (Maximum Power Point Tracking) maximise la production d'énergie et améliore l'efficacité globale des systèmes photovoltaïques. La technique de contrôle PSO MPPT et mode glissant est illustrée à la Fig 4.23.

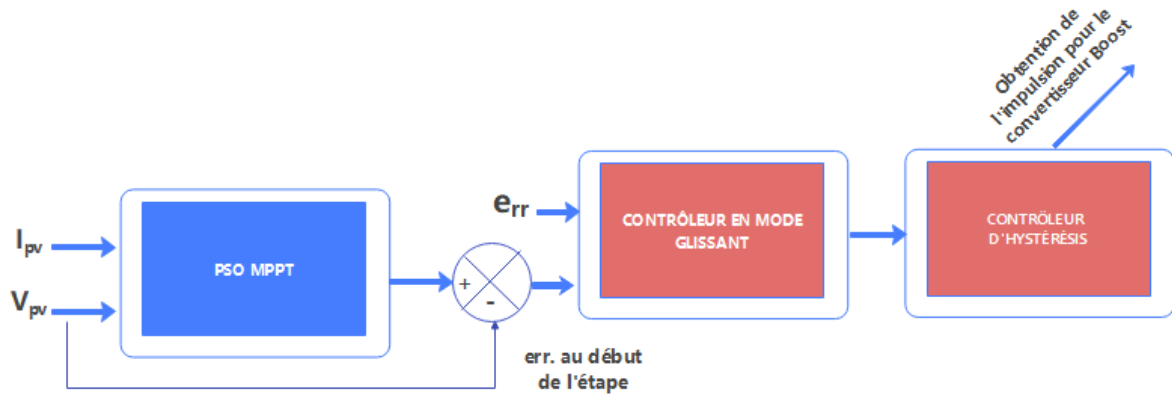


FIG. 4.23 : PSO MPPT et stratégie de contrôle en mode glissant

PSO MPPT L'approche PSO a été développée sur la base du comportement social animal et est bioinspirée. Un ensemble de particules aléatoires, chacune représentant une résolution potentielle, est utilisée pour démarrer le processus. Cela continuera jusqu'à ce que le problème soit résolu. Pour ajuster la vitesse de chaque particule individuelle, les équations de mise à jour prennent en compte le passé des événements individuels et collectifs, ou les expériences de la population et de chaque particule individuelle. L'histoire de la population dans son ensemble ainsi que celle des particules individuelles est prise en compte dans ces équations. L'objectif principal est de créer des particules qui rechercheront activement dans l'espace de recherche la meilleure réponse possible. À la fin de chaque cycle, l'approche estime les performances de chaque particule à l'aide d'une fonction de fitness. Ensuite, l'algorithme ajuste la vitesse de chaque particule de telle sorte qu'elle soit égale à la meilleure performance de la particule à ce jour (P_{best}) plus le score moyen le plus élevé de toutes les autres particules (G_{best}). L'architecture topologique de l'algorithme, ou la façon dont les particules interagissent les unes avec les autres, est un élément crucial qui affecte grandement l'efficacité globale de l'algorithme. Les équations présentées ci-dessous peuvent être utilisées pour définir l'approche PSO standard.

$$v_i(k + 1) = wv_i(k) + c_1r_1(P_{best} - x_i(k)) + c_2r_2(g_{best} - x_i(k)) \quad (4.42)$$

$$x_i(k + 1) = x_i(k) + v_i(k + 1) \quad (4.43)$$

$i = 1, 2, 3, \dots, N$

Les variables de cette équation sont : r_1 et r_2 sont des quantités variables arbitraires dont les valeurs sont uniformément distribuées dans la plage $[0, 1]$; c_1 et c_2 désignent respectivement les coefficients de raisonnement et commun; w indique le poids d'inertie; et ξ et v_i représentent respectivement la vitesse et l'emplacement de la particule i . Le signe p_{best} indique la position idéale de la particule i , tandis que la notation g_{best} indique le meilleur emplacement pour l'ensemble de l'essaim.

$$p_{besti} = x_{ik} \quad (4.44)$$

$$f(x_{ik}) > f(p_{besti}) \tag{4.45}$$

où f représente une fonction objectif qui doit être optimisée à son plein potentiel.

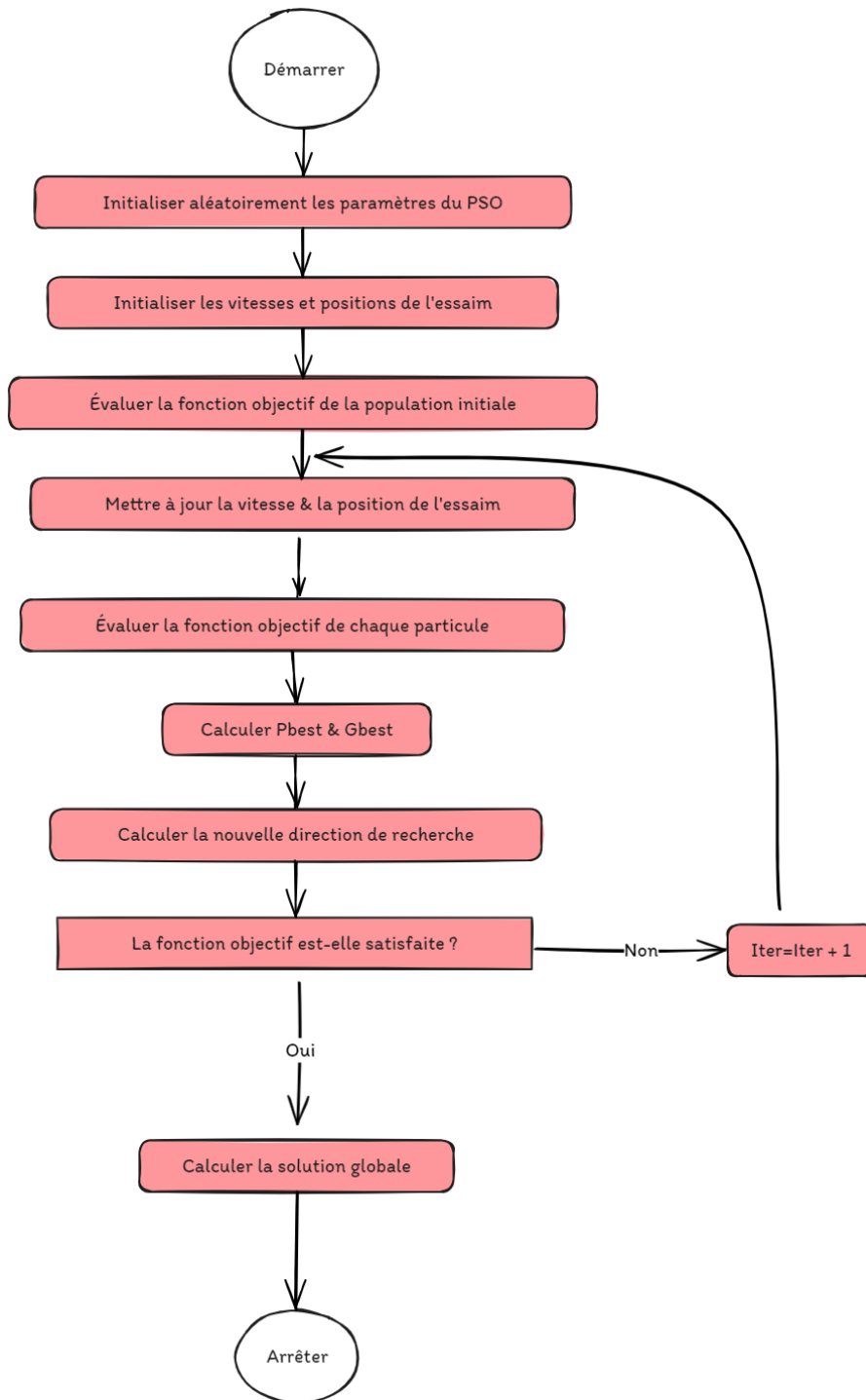


FIG. 4.24 : Organigramme de l'optimisation des essaims de particules MPPT

4.4.2 Contrôle du mode Glissant MPPT

L'une des principales familles de règles de contrôle est le contrôle dynamique des structures, dont le contrôle par mode glissant est un exemple. Dans les années 1950, le contrôle par mode coulissant a été créé. Habituellement, un élément du système de contrôle de structure utilise le processus de commutation du contrôleur pour apporter les modifications structurelles nécessaires. Le but de cette méthode est de s'assurer que la trajectoire du schéma est restreinte par un contrôle discontinu afin qu'il puisse croître et rester longtemps sur une surface appelée "surface de glissement", (x) , où le comportement qui en résulte est cohérent avec une dynamique prédite. Un type de contrôle non linéaire appelé SMC est principalement utilisé pour les systèmes dont les structures sont susceptibles de changer. Par conséquent, nous avons désormais la commande sliding mode dans notre boîte à outils. En conséquence, K représente la tension de sortie prévue et x_2 représente la tension de sortie. La surface de glissement peut être caractérisée comme ayant les propriétés que possède la surface de commande du mode de glissement, qui est indiquée par. La surface de glissement est indiquée dans l'espace d'état par $x_2 = K$.

$$\dot{x}_2 < 0 \quad \text{si } x_2 > k \quad (4.46)$$

$$\dot{x}_2 > 0 \quad \text{si } x_2 < k \quad (4.47)$$

L'équation 4.48 est un outil utile pour déterminer le chemin qu'un système du premier ordre suivra. Elle aura pour effet immédiat de contrôler le taux de convergence.

$$\dot{x}_2 = -\lambda(x_2 - k) \quad (4.48)$$

Nous obtenons notre équation de séquence de service d en fusionnant les données des paragraphes précédents, ce qui nous permet de contrôler la variable de sortie. Le cycle de service du hacheur boost sera représenté par la lettre d .

$$d(t) = 1 - \left(v_{pv} + \sqrt{v_{pv}^2 + ax_2(x_2 - k)} \right) / (2x_2) \quad (4.49)$$

Où

$$a = -4\lambda \left(LC\lambda - \frac{L}{R} \right) \quad (4.50)$$

4.5 Résultats des simulations

Un modèle de simulation d'un système photovoltaïque solaire piloté par MPPT (Maximum Power Point Tracking) en mode glissant basé sur PSO a été construit à l'aide du programme MATLAB Simulink. Le système solaire, d'une puissance nominale de 250 watts et fonctionnant à une tension de 29 volts, est connecté à la charge via un convertisseur élévateur. Les résultats de la simulation ont été examinés dans un certain nombre de situations. Le contrôleur MPPT en mode coulissant PSO du système PV, tel qu'il apparaît dans l'environnement de modélisation Simulink, est illustré à la Figure 4.25. Toutes les 0,2 secondes, le niveau d'irradiation du système photovoltaïque (PV) varie périodiquement. Plus précisément, l'irradiance est réglée à 1 000 W/m² pendant les 0,2 premières

Chapitre 4. Stratégie de Contrôle pour l'Optimisation du Point de Puissance Maximale MPPT

secondes. Elle diminue à 800 W/m^2 entre 0,2 et 0,4 seconde, puis à 600 W/m^2 entre 0,4 et 0,6 seconde. La méthode MPPT en mode glissant Particle Swarm Optimization (PSO) est utilisée pour enregistrer et évaluer les mesures correspondantes de la tension, du courant, de la puissance, de la tension de charge, du courant et de la puissance PV tout au long de chaque intervalle de temps. Les données sont présentées graphiquement dans la figure 4.26, qui montre les changements de tension PV et de charge au fil du temps. La figure 4.27 montre comment le PV et le courant de charge varient, et la figure 4.28 montre comment le PV et la puissance de charge fluctuent. Le comportement dynamique du système photovoltaïque et sa charge associée sous différents niveaux d'irradiation est représenté graphiquement dans ces figures. En examinant ces chiffres, on peut acquérir une compréhension plus approfondie du fonctionnement du système et améliorer la technique de contrôle MPPT pour un rendement et une efficacité accrues.

Nous procéderons après avoir terminé l'implémentation du système sur Simulink, ce qui nous permet d'évaluer la robustesse et la rapidité du système. Il est très efficace et maintient un haut degré de cohérence même en fonctionnement continu. Malgré l'existence de perturbations du système, la commande par mode glissant est robuste et simple à construire. Voici les caractéristiques les plus importantes de cette approche :

- Le choix de la technique de commutation a permis au système de se comporter de manière dynamique. Une réponse en boucle fermée insensible aux perturbations et aux modifications de paramètres (cela garantit la résilience du système).
- Il y a beaucoup de flexibilité dans le choix du lieu, selon la situation.
- Elle est rapide, mais elle a aussi la capacité de se transformer en une situation instable.

Irradiance	Tension(V)		Courant(A)		Puissance(W)	
	PV	La charge	PV	La charge	PV	La charge
1000	31	120	8.06	2.04	250	245
800	30.5	110	6.55	1.77	200	195
600	30.2	90	4.96	1.61	150	145

TAB. 4.7 : Performances du MPPT à mode glissant PSO

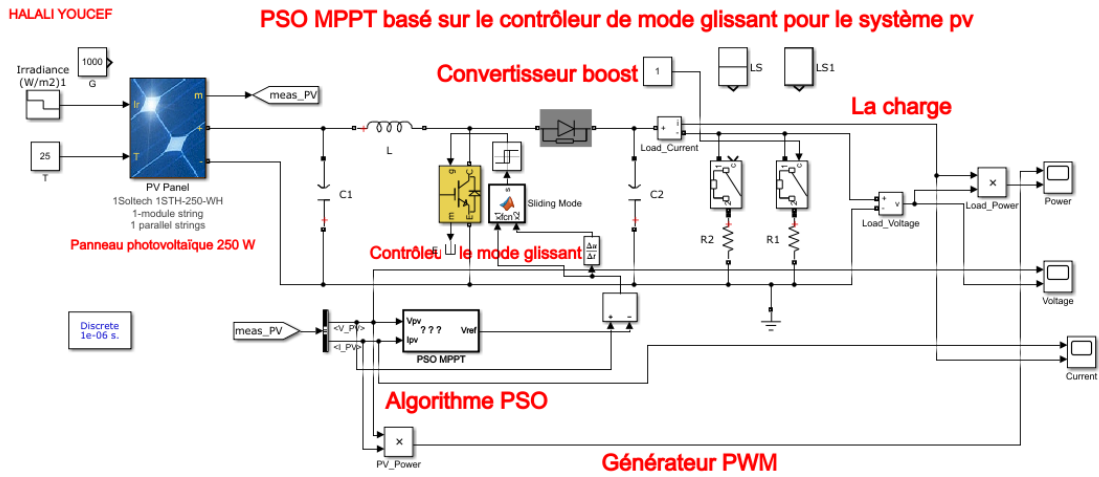


FIG. 4.25 : Mode glissant MPPT pour système photovoltaïque

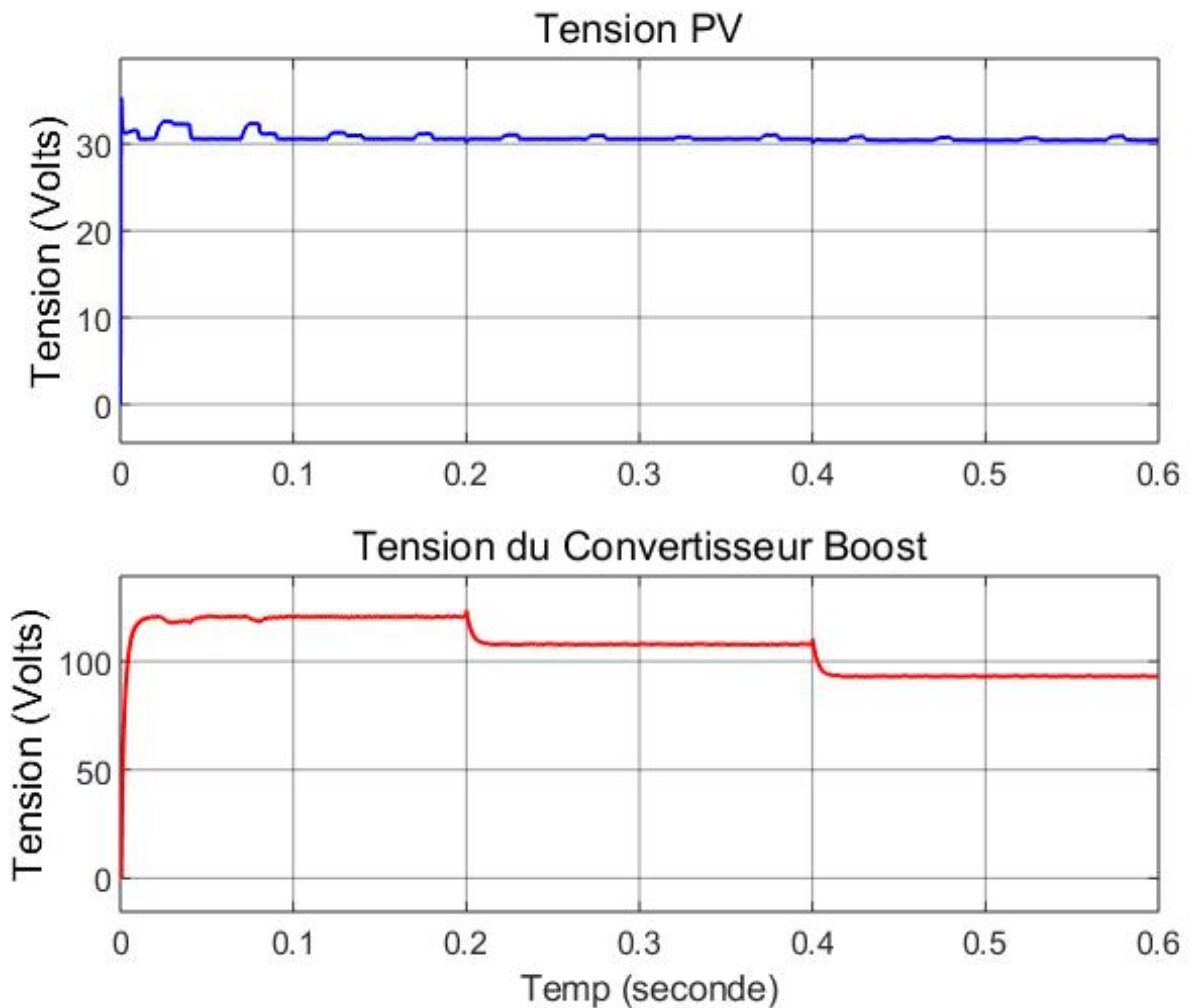


FIG. 4.26 : Tension PV et tension de charge

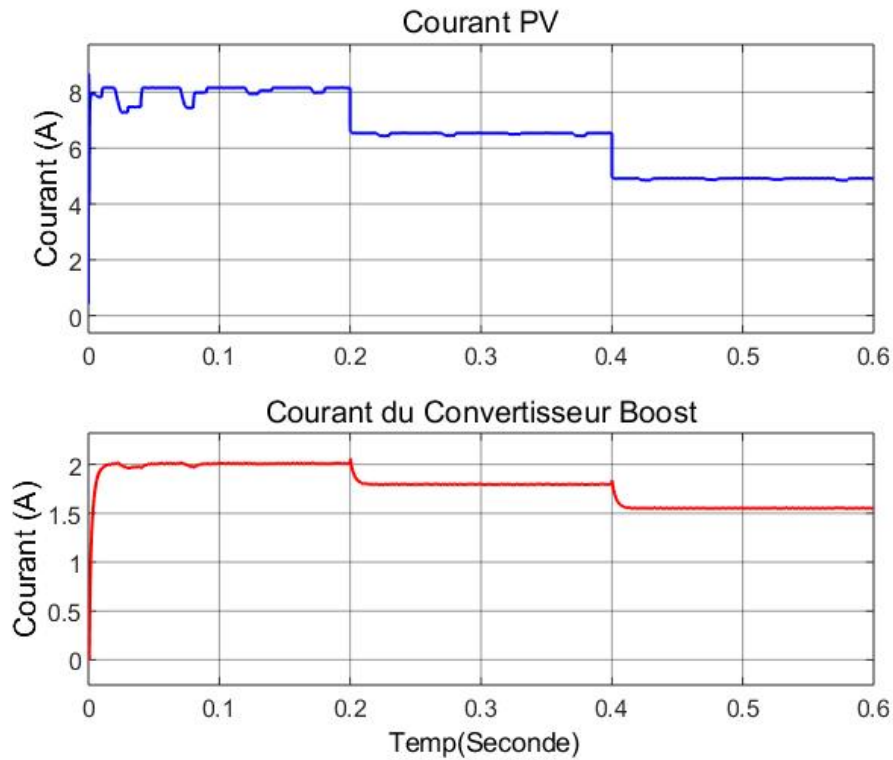


FIG. 4.27 : Courant PV et courant de charge

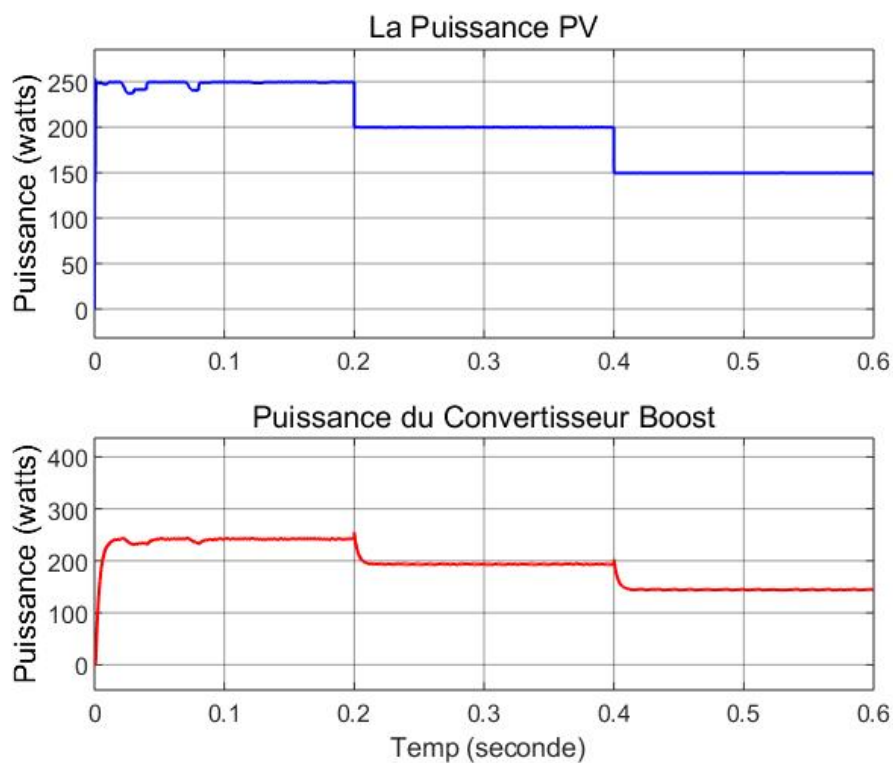


FIG. 4.28 : Puissance et puissance de charge

L'efficacité d'une approche de suivi du point de puissance maximale (MPPT) en mode glissant PSO est présentée dans le tableau pour une gamme de situations d'irradiation.

Le tableau offre des données complètes sur la puissance de sortie, la tension et le courant pour le panneau solaire et toutes les charges connectées. La première colonne du tableau montre les niveaux d'irradiance en unités W/m^2 . Les performances du système sont directement impactées par l'irradiance, qui est une mesure de l'énergie solaire incidente sur la surface du panneau photovoltaïque. Trois niveaux d'irradiation sont examinés dans le tableau : $1\ 000\ W/m^2$, $800\ W/m^2$ et $600\ W/m^2$. Les valeurs de tension du panneau PV et de la charge, exprimées en volts (V), sont indiquées respectivement dans les deuxième et troisième colonnes. La tension est un facteur clé dans le calcul de la production et de la consommation d'énergie puisqu'elle représente la différence de potentiel électrique entre les composants. Les valeurs du panneau PV et du courant de charge, exprimées en ampères (A), sont indiquées respectivement dans les quatrième et cinquième colonnes. Le flux de charge électrique est représenté par le courant, qui affecte la production et la consommation d'énergie du système. La puissance de sortie du panneau PV et la charge, exprimées en watts (W), sont indiquées dans les deux dernières colonnes. La tension et le courant se combinent pour fournir de l'énergie, qui correspond à la véritable énergie électrique produite ou utilisée. Les valeurs de tension, de courant et de puissance de la route et du système photovoltaïque sont enregistrées à chaque niveau d'irradiation. Ces données permettent d'examiner l'efficacité et les performances du système dans diverses situations d'irradiation. En analysant le tableau, nous constatons que les valeurs de tension du panneau PV et de la charge présentent une légère réduction à mesure que l'irradiance diminue de $1000\ W/m^2$ à $600\ W/m^2$. La moindre quantité d'énergie solaire disponible est la cause de cette chute de tension. De plus, les valeurs de courant des deux composants chutent, ce qui suggère une réduction du flux de charge électrique. De la même manière, lorsque le niveau d'irradiation diminue, la production d'énergie du panneau photovoltaïque diminue également. Étant donné que le panneau photovoltaïque produit de l'électricité à partir de l'énergie solaire incidente, cette diminution de la production d'électricité est prévue. En conséquence, la puissance de sortie de la charge diminue en conséquence. Le tableau montre les performances globales du système MPPT à mode glissant PSO dans différentes circonstances d'irradiation. Les valeurs de tension, de courant et de puissance enregistrées fournissent une évaluation approfondie de l'efficacité et du rendement du système pour optimiser la production d'énergie et garantir des performances optimales. Les chercheurs et les ingénieurs peuvent améliorer les techniques de conception et de contrôle des systèmes MPPT afin de maximiser la récupération d'énergie des sources solaires en étudiant ces données et en améliorant les performances du système dans diverses situations de fonctionnement.

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous concentrons sur l'étude et la mise en œuvre de deux stratégies avancées de suivi du point de puissance maximale (MPPT) pour les systèmes photovoltaïques, visant à améliorer leur efficacité énergétique, en particulier dans des conditions environnementales variables comme les ombrages partiels. La production d'énergie photovoltaïque est fortement influencée par les variations d'irradiance et de température, des paramètres fluctuants dans des environnements réels. Les techniques MPPT proposées dans cette étude permettent une adaptation dynamique, garantissant que le système fonctionne toujours à son point de puissance maximale globale (GMPP), optimisant ainsi l'extraction d'énergie.

La première technique, basée sur l'algorithme d'optimisation Dandelion (DO), a été testée pour ses performances en termes de vitesse de convergence, temps de stabilisation et nombre d'itérations pour atteindre le GMPP. Sous des conditions d'ombrage partiel, cette méthode a démontré une efficacité de suivi supérieure, atteignant un temps de convergence de 0,2 seconde et une efficacité de 99,9 %, surpassant les méthodes conventionnelles telles que le P&O.

La seconde technique combine l'optimisation par essaim de particules (PSO) avec le contrôle par mode glissant, offrant une approche robuste qui s'adapte efficacement aux variations environnementales. Les résultats de simulation montrent que ce contrôle hybride garantit une meilleure précision de suivi du point de puissance maximale, une stabilité accrue et une réduction notable des erreurs en régime permanent.

En conclusion, ces deux techniques apportent des solutions fiables pour maximiser la production d'énergie des systèmes PV dans des conditions réelles, en améliorant leur robustesse et leur efficacité énergétique. Leurs performances prometteuses ouvrent des perspectives pour des applications réelles, et des tests expérimentaux sur prototypes matériels sont envisagés pour valider leur potentiel dans des scénarios de production solaire.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce mémoire, les problèmes d'estimation des paramètres et de suivi du point de puissance maximale (MPPT) ont été étudiés pour les systèmes photovoltaïques (PV). Plusieurs approches d'optimisation de l'intelligence artificielle sont analysées et sont utilisées pour résoudre les deux problèmes.

Pour rendre ça, dans le premier temps nous avons présenté les différents composants d'un système photovoltaïque, et on a étudié le principe de fonctionnement d'une cellule PV et ses paramètres. Ainsi, nous avons étudié les types de convertisseur DC/DC surtout BOOST à utiliser dans ce travail qui reçoit son rapport cyclique de la commande MPPT.

Ensuite, nous avons modélisé les systèmes photovoltaïques, y compris le modèle à une seule et double diode que nous avons utilisé dans notre étude, et nous avons également abordé les différentes méthodes d'estimation des paramètres, notamment la méthode d'optimisation logistique chaotique des écosystèmes artificiels (LCAEO), Grey Wolf Optimisation (GWO) et Harris Hawks Optimization (HHO).

Dans un deuxième temps, nous estimons les paramètres des cellules photovoltaïques RTC FRANCE et les modules photowattppw 201 RTC et modèle IF-P155-36 basé sur des mesures expérimentales considérées et proposons une stratégie MPPT. Ce que nous avons fait est le suivant :

- Proposer un modèle de diode unique et double diode pour trouver la valeur du courant correspondant à chaque tension en se basant sur la méthode Newton-Raphson, qui a prouvé son efficacité en l'appliquant au panneau photovoltaïque RTC FRANCE et les modules photowattppw 201 dont les paramètres ont été tirés de la littérature
- Suggérer l'algorithme LCAEO pour estimer les paramètres du panneau photovoltaïque RTC FRANCE (Cellule) et les modules photowattppw 201 sur la base de l'incertitude RMS, où les paramètres de l'algorithme ont été déterminés pour obtenir le meilleur résultat possible. Les paramètres obtenus ont été vérifiés à travers le modèle à une seule et double diode, et nous pouvons dire que l'algorithme LCAEO proposé a prouvé son efficacité dans le domaine de l'estimation des paramètres des panneaux photovoltaïques.
- L'implémentation d'une stratégie MPPT, ce stratégie utilise alternativement l'estimation du point de puissance maximale MPPE basée sur un modèle et les adaptatifs de perturbation et d'observation (DO et SMP SO), la méthode MPPT donne un bon point de départ et la précision est encore améliorée en ligne. Les résultats ont montré que la méthode combine les avantages des méthodes MPPT directes et indirectes : sa réponse dynamique est plus rapide que celle de la méthode P&O traditionnelle. De plus, la méthode MPPE basée sur un modèle a empêché le point de fonctionnement d'être bloqué à la meilleure valeur locale, et la puissance de sortie n'a pas oscillé autour du GMPP.

- **Contributions au domaine de l'optimisation des systèmes photovoltaïques en milieu saharien**

Cette recherche contribue de manière significative au domaine de l'optimisation des systèmes photovoltaïques en milieu saharien à travers ses méthodologies et ses résultats innovants. L'utilisation de l'algorithme LCAEO, intégré dans l'approche proposée, met en valeur le potentiel d'optimisation chaotique pour améliorer la précision et l'efficacité des calculs de paramètres pour les modèles PV. L'accent mis par l'étude sur les environnements sahariens est remarquable, car il aborde les défis uniques posés par les conditions d'irradiation de la région. L'introduction de la technique DO, spécialement conçue pour un MPPT efficace dans diverses situations environnementales, ajoute un outil précieux à la boîte à outils d'optimisation. La recherche démontre que les méthodes proposées surpassent les techniques existantes, fournissant une ressource précieuse pour la conception et la mise en œuvre de systèmes photovoltaïques efficaces dans les régions sahariennes.

- **Limites et domaines potentiels d'amélioration** Malgré ses succès, cette recherche présente certaines limites. Les méthodes proposées ont été évaluées principalement au moyen de simulations et, même si les résultats étaient prometteurs, les mises en œuvre dans le monde réel pourraient rencontrer des défis imprévus. De plus, l'étude s'est concentrée sur des technologies spécifiques de cellules/modules PV, limitant la généralisabilité des résultats. Des améliorations sont également possibles en termes d'évolutivité et d'adaptabilité à une gamme plus large de technologies photovoltaïques. Des recherches plus approfondies devraient explorer les implications pratiques et les défis de la mise en œuvre des méthodes proposées dans des environnements sahariens réels, en tenant compte de facteurs tels que l'accumulation de poussière sur les panneaux photovoltaïques et les variations de température.
- **Recommandations pour les recherches futures** Les recherches futures dans ce domaine devraient donner la priorité aux validations expérimentales dans des environnements sahariens réels afin de vérifier l'efficacité des méthodes proposées dans des conditions réelles. L'impact des facteurs environnementaux propres aux régions sahariennes, tels que les dépôts de sable et de poussière sur les panneaux photovoltaïques, devrait être étudié de manière approfondie. De plus, l'extension de l'étude pour englober un plus large éventail de technologies photovoltaïques améliorera l'applicabilité des méthodes proposées. Explorer l'intégration de techniques d'apprentissage automatique pour l'optimisation des paramètres pourrait être une autre voie de recherche future. Enfin, des efforts de collaboration entre chercheurs et acteurs industriels pourraient faciliter la transition de ces méthodes d'optimisation de concepts théoriques vers des solutions pratiques et évolutives pour les systèmes photovoltaïques en environnement saharien.

Bibliographie

- [1] A. T. TSIMANGATAKA, R. J. HERILANTO et J. O. RATOVOSSOA, “Analyse économique de l’énergie renouvelable : cas de Madagascar”, *Revue Internationale de la Recherche Scientifique et de l’Innovation (Revue-IRSI)*, t. 1, n° 1, p. 8-18, 2023.
- [2] J. DIVASÓN, J. F. CENICEROS, A. SANZ-GARCIA, A. PERNIA-ESPINOZA et F. J. Martinez-de PISON, “PSO-PARSIMONY : A method for finding parsimonious and accurate machine learning models with particle swarm optimization. Application for predicting force–displacement curves in T-stub steel connections”, *Neurocomputing*, t. 548, p. 126 414, 2023.
- [3] G. BONHOMME, “Sortir de l’addiction aux combustibles fossiles : une nécessité, mais quel défi !”, in *Annales des Mines-Réalités industrielles*, Cairn/Softwin, 2023, p. 103-106.
- [4] S. MANNA, D. K. SINGH, A. K. AKELLA et al., “Design and implementation of a new adaptive MPPT controller for solar PV systems”, *Energy Reports*, t. 9, p. 1818-1829, 2023.
- [5] P. VISCONTI, P COSTANTINI, C ORLANDO, A. LAY-EKUAKILLE et G CAVALERA, “Software solution implemented on hardware system to manage and drive multiple bi-axial solar trackers by PC in photovoltaic solar plants”, *Measurement*, t. 76, p. 80-92, 2015.
- [6] K. FRANKE, J. F. GARCIA, C. KLEINSCHMITT et F. SENSFUSS, “Assessing worldwide future potentials of renewable electricity generation : installable capacity, full load hours and costs”, *Renewable Energy*, t. 226, p. 120 376, 2024.
- [7] E. PENA, J. BECERRA, V. N. GOPALAKRISHNAN et T.-O. DO, “Facile one-pot synthesis of plasmonic gold nanoparticles decorated porphyrin-metal organic framework for photocatalytic hydrogen evolution”, *Molecular Catalysis*, t. 548, p. 113 470, 2023.
- [8] N. J. SALOMON, “Analyse des déterminants de la promotion des énergies renouvelables au Cameroun”, *African Scientific Journal*, t. 3, n° 11, p. 350-350, 2022.
- [9] Y. ZAHRAOUI, M. R. B. KHAN, I. ALHAMROUNI, S. MEKHILEF et M. AHMED, “Correction : Zahraoui et al. Current Status, Scenario, and Prospective of Renewable Energy in Algeria : A Review. Energies 2021, 14, 2354”, *Energies*, t. 16, n° 13, p. 5051, 2023.

- [10] I. BOUKHATEM et P.-Y. OEI, “Fossil gas lock-in risks : analysis of Algeria’s electricity sector and implications for a renewable energy transition”, in *Sustainability Nexus Forum*, Springer, 2024, p. 1-16.
- [11] M. BOUZNIT, M. P. PABLO-ROMERO et A. SÁNCHEZ-BRAZA, “Residential electricity consumption and economic growth in Algeria”, *Energies*, t. 11, n° 7, p. 1656, 2018.
- [12] F AMROUCHE, L BOUDJEMAA et O. BARI, “Hydrogen-natural gas blending for enhanced performance of the MS-5002C gas turbine in Southern Algeria”, *International Journal of Hydrogen Energy*, t. 106, p. 1144-1157, 2025.
- [13] Y. K. RAMGOLAM et K. M. S. SOYJAUDAH, “Holistic performance appraisal of a photovoltaic system”, *Renewable Energy*, t. 109, p. 440-448, 2017.
- [14] N BAILEK, K BOUCHOUICHA, M EL-SHIMY et A SLIMANI, “Updated status of renewable and sustainable energy projects in Algeria”, *Economics of Variable Renewable Sources for Electric Power Production. Lambert Academic Publishing, Germany*, 2017.
- [15] A. LUQUE, G. SALA, W. PALZ, G. dos SANTOS et P HELM, *Tenth EC Photovoltaic Solar Energy Conference : Proceedings of the International Conference, held at Lisbon, Portugal, 8–12 April 1991*. Springer, 2012.
- [16] M. MOKHTAR, T. M. NASSER et B. HAMID, “La Methode des Essaims de Particules et celle du Loup Gris pour L’optimisation d’un Systeme Hybride D’énergie Renouvelable en Algerie”, *Mars*, t. 26, n° 16.9, p. 26-8, 2020.
- [17] M. BOUZNIT, M. P. PABLO-ROMERO et A. SÁNCHEZ-BRAZA, “Economic growth, human capital, and energy consumption in Algeria : evidence from cointegrating polynomial regression and a simultaneous equations model”, *Environmental Science and Pollution Research*, t. 30, n° 9, p. 23 450-23 466, 2023.
- [18] A. HEBRI, “Le programme des énergies renouvelables en Algérie Vers une efficacité énergétique d’ici 2030.”, *Energy*, t. 8, n° 2, p. 351-362, 2018.
- [19] A. LINARES-RODRIGUEZ, J. A. RUIZ-ARIAS, D. POZO-VAZQUEZ et J. TOVAR-PESCADOR, “An artificial neural network ensemble model for estimating global solar radiation from Meteosat satellite images”, *Energy*, t. 61, p. 636-645, 2013.
- [20] H. Z. AL GARNI, “Optimal Design and Analysis of Grid-Connected Solar Photovoltaic Systems”, thèse de doct., Concordia University, 2018.
- [21] H. AOUATI, “Impact du changement climatique sur les ressources en eaux souterraines dans les hautes plaines sétifiennes–nord est Algérie”, thèse de doct., 2025.
- [22] I. OULIMAR, K. BOUCHOUICHA, N. BAILEK et M. BELLAOUI, “Statistical study of global solar radiation in the Algerian desert : a case study of Adrar town”, *Theoretical and Applied Climatology*, p. 1-12, 2024.
- [23] P. A. M. ELAMIN, “Potentiel des déchets organiques et valorisation énergétique au Maroc”, in *Conference Paper, Oujda, Maroc*, 2013.
- [24] M. NASRALLAH, “dépôt et caractérisation des couches minces de ZnO élaboré par spray pyrolyse”, thèse de doct., Université Echahid Chikh Larbi Tebessi-Tebessa, 2023.

- [25] B. ZAIDI, “Chapitre II : Cellules photovoltaïques en silicium”,
- [26] R. SARÉ, M. SARIA, D. U. COMBARI et al., “Modélisation à 3D des effets des pertes d’électrons à la jonction d’une cellule PV au silicium polycristallin sur ses performances”, *International Journal of Innovation and Applied Studies*, t. 40, n° 4, p. 1515-1530, 2023.
- [27] S. ZOGBO, “Modélisations, caractérisations et optimisations du transport électronique aux interfaces des cellules PV à contacts passivants”, thèse de doct., université Paris-Saclay, 2023.
- [28] F. LASNIER et T. G. ANG, *Photovoltaic engineering handbook*. Routledge, 2017.
- [29] L. CASTANER et S. SILVESTRE, *Modelling photovoltaic systems using PSpice*. John Wiley et Sons, 2002.
- [30] Y. MAHMOUD, W XIAO et H. ZEINELDIN, “A simple approach to modeling and simulation of photovoltaic modules”, *IEEE transactions on Sustainable Energy*, t. 3, n° 1, p. 185-186, 2011.
- [31] G. H. GRALA, L. L. PROVENSÌ, R. KRUMMENAUER, O. C. da MOTTA LIMA, G. P. de ALCANTARA et C. M. G. ANDRADE, “Investigation of the Use of Evolutionary Algorithms for Modeling and Simulation of Bifacial Photovoltaic Modules”, *Inventions*, t. 8, n° 6, p. 134, 2023.
- [32] A. SHRIVASTAVA, M. CHAKKARAVARTHY et M. A. SHAH, “A new machine learning method for predicting systolic and diastolic blood pressure using clinical characteristics”, *Healthcare Analytics*, t. 4, p. 100 219, 2023.
- [33] C. ZHU, J. YANG, J. ZHANG et al., “Single-atom materials : The application in energy conversion”, *Interdisciplinary Materials*, t. 3, n° 1, p. 74-86, 2024.
- [34] F. HARROU, Y. SUN, B. TAGHEZOUIT et A. DAIRI, *Artificial Intelligence Techniques for Solar Irradiance and PV Modeling and Forecasting*, 2023.
- [35] Y. LU, S. LIANG, H. OUYANG, S. LI et G.-g. WANG, “Hybrid multi-group stochastic cooperative particle swarm optimization algorithm and its application to the photovoltaic parameter identification problem”, *Energy Reports*, t. 9, p. 4654-4681, 2023.
- [36] M. I. GHOTO, M. H. BALOUCH, T. A. JUMMANI et A. A. MEMON, “Parameters extraction of photovoltaic cells using swarm intelligence-based optimization technique : research on single diode model and double diode model”, *Mehran University Research Journal Of Engineering & Technology*, t. 42, n° 2, p. 158-168, 2023.
- [37] J. S. KOH, R. H. TAN, W. H. LIM et N. M. TAN, “A modified particle swarm optimization for efficient maximum power point tracking under partial shading condition”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023.
- [38] X. CHEN, K. DING, H. YANG et al., “Research on real-time identification method of model parameters for the photovoltaic array”, *Applied Energy*, t. 342, p. 121 157, 2023.
- [39] K. TIFIDAT et N. MAOUHOUB, “An efficient method for predicting PV modules performance based on the two-diode model and adaptable to the single-diode model”, *Renewable Energy*, t. 216, p. 119 102, 2023.

- [40] M. d. J. d. S. RODRIGUES, P. F. TORRES, M. A. B. GALHARDO et al., “Theoretical–experimental evaluation of partially shaded solar photovoltaic arrays through Methodological Framework : a Case Study Involving two identical 1.5 kWp photovoltaic generators”, *Journal of Solar Energy Engineering*, t. 145, n° 1, p. 011 010, 2023.
- [41] W. ZHAO, N. YANG, J. LI et al., “Practical Verification and Comparative Analysis of One-and Two-Diode Models of Space Triple-Junction InGaP2/InGaAs/Ge Solar Cell”, *Journal of Electronic Materials*, t. 52, n° 4, p. 2580-2586, 2023.
- [42] P. K. PATHAK, A. K. YADAV, S. PADMANABAN, B. TWALA et I. KAMWA, “Design of smart battery charging circuit via photovoltaic for hybrid electric vehicle”, *IET Renewable Power Generation*, 2023.
- [43] F. DUBUISSON, “Développement, étude et mise en œuvre du contrôle hiérarchique intelligent pour un microréseau hybride dédié aux stations de télécommunication isolées”, thèse de doct., École de technologie supérieure, 2023.
- [44] Y. XIAN et X. WANG, “Fractal sorting matrix and its application on chaotic image encryption”, *Information Sciences*, t. 547, p. 1154-1169, 2021.
- [45] G. M. SHORO et D. A. HUSSAIN, “Power Electronic Converters for Single-Phase Grid Connected Photovoltaic System : An Overview”, *International Journal of Integrated Engineering*, t. 12, n° 6, p. 253-264, 2020.
- [46] S. FREEMAN et E. AGAR, “The impact of energy storage on the reliability of wind and solar power in New England”, *Heliyon*, 2024.
- [47] S. ZHAO, F. BLAABJERG et H. WANG, “An overview of artificial intelligence applications for power electronics”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, t. 36, n° 4, p. 4633-4658, 2020.
- [48] R. DE FLAVIIS et G. SACCHETTI, “Reparameterization of the Weibull model for practical uses in food science”, *Journal of Food Science*, t. 87, n° 5, p. 2096-2111, 2022.
- [49] R. VENKATESWARI et N. RAJASEKAR, “Review on parameter estimation techniques of solar photovoltaic systems”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, t. 31, n° 11, e13113, 2021.
- [50] B MANIRAJ et A. P. FATHIMA, “Parameter extraction of solar photovoltaic modules using various optimization techniques : A review”, in *Journal of Physics : Conference Series*, IOP Publishing, t. 1716, 2020, p. 012 001.
- [51] A. SINGH, J. SARKAR et R. R. SAHOO, “Experimental performance analysis of novel indirect-expansion solar-infrared assisted heat pump dryer for agricultural products”, *Solar Energy*, t. 206, p. 907-917, 2020.
- [52] A. A. Z. DIAB, H. M. SULTAN, T. D. DO, O. M. KAMEL et M. A. MOSSA, “Coyote optimization algorithm for parameters estimation of various models of solar cells and PV modules”, *Ieee Access*, t. 8, p. 111 102-111 140, 2020.
- [53] H. M. RIDHA, A. A. HEIDARI, M. WANG et H. CHEN, “Boosted mutation-based Harris hawks optimizer for parameters identification of single-diode solar cell models”, *Energy Conversion and Management*, t. 209, p. 112 660, 2020.

- [54] W. LONG, S. CAI, J. JIAO, M. XU et T. WU, “A new hybrid algorithm based on grey wolf optimizer and cuckoo search for parameter extraction of solar photovoltaic models”, *Energy Conversion and Management*, t. 203, p. 112-243, 2020.
- [55] J. LIANG, K. QIAO, M. YUAN et al., “Evolutionary multi-task optimization for parameters extraction of photovoltaic models”, *Energy Conversion and Management*, t. 207, p. 112-509, 2020.
- [56] A. E. KALOYEROS, Y. PAN, J. GOFF et B. ARKLES, “Silicon nitride and silicon nitride-rich thin film technologies : state-of-the-art processing technologies, properties, and applications”, *ECS Journal of Solid State Science and Technology*, t. 9, n° 6, p. 063-006, 2020.
- [57] S. JIAO, G. CHONG, C. HUANG et al., “Orthogonally adapted Harris hawks optimization for parameter estimation of photovoltaic models”, *Energy*, t. 203, p. 117-804, 2020.
- [58] L. M. P. DEOTTI, J. L. R. PEREIRA et I. C. da SILVA JUNIOR, “Parameter extraction of photovoltaic models using an enhanced Lévy flight bat algorithm”, *Energy Conversion and Management*, t. 221, p. 113-114, 2020.
- [59] S. SHARMA, R. KAPOOR et S. DHIMAN, “A novel hybrid metaheuristic based on augmented grey wolf optimizer and cuckoo search for global optimization”, in *2021 2nd International Conference on Secure Cyber Computing and Communications (ICSCCC)*, IEEE, 2021, p. 376-381.
- [60] C. XU, X. SUN, Y. LIANG, G. HUANG et F. YU, “An analytical effective-diode-based analysis of industrial solar cells from three-diode lumped-parameter model”, *IEEE Transactions on Electron Devices*, t. 68, n° 6, p. 2753-2758, 2021.
- [61] H. S. MOREIRA, J. L. de SOUZA SILVA, M. V. G. dos REIS, D. de BASTOS MESQUITA, B. H. K. de PAULA et M. G. VILLALVA, “Experimental comparative study of photovoltaic models for uniform and partially shading conditions”, *Renewable energy*, t. 164, p. 58-73, 2021.
- [62] R. A. MESSENGER et A. ABTAHI, *Photovoltaic systems engineering*. CRC press, 2018.
- [63] S. KHADER, A. HADAD et A. A. ABU-AISHEH, “The application of PSIM & Matlab/Simulink in power electronics courses”, in *2011 IEEE Global Engineering Education Conference (EDUCON)*, IEEE, 2011, p. 118-121.
- [64] W. DE SOTO, S. A. KLEIN et W. A. BECKMAN, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance”, *Solar energy*, t. 80, n° 1, p. 78-88, 2006.
- [65] T. U. TOWNSEND, “A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems”, thèse de doct., 1989.
- [66] O. A. AL-SHAHRI, F. B. ISMAIL, M. HANNAN et al., “Solar photovoltaic energy optimization methods, challenges and issues : A comprehensive review”, *Journal of Cleaner Production*, t. 284, p. 125-465, 2021.

- [67] M. CLERC et J. KENNEDY, “The particle swarm-explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space”, *IEEE transactions on Evolutionary Computation*, t. 6, n° 1, p. 58-73, 2002.
- [68] Y. SHI et al., “Particle swarm optimization : developments, applications and resources”, in *Proceedings of the 2001 congress on evolutionary computation (IEEE Cat. No. 01TH8546)*, IEEE, t. 1, 2001, p. 81-86.
- [69] J. KENNEDY, R. EBERHART et Y. SHI, “Swarm Intelligence Morgan Kaufmann Publishers”, *San Francisco*, 2001.
- [70] X.-S. YANG et L. PRESS, *Nature-inspired metaheuristic algorithms second edition*, 2010.
- [71] W. ZHAO, L. WANG et Z. ZHANG, “Artificial ecosystem-based optimization : a novel nature-inspired meta-heuristic algorithm”, *Neural Computing and Applications*, t. 32, n° 13, p. 9383-9425, 2020.
- [72] S. RHOUS et N. EL HAMI, “Optimisation du coût de l’emballage industriel par les algorithmes d’optimisations PSO, SA et GA”, 2022.
- [73] F. MICHAUD, “L’optimisation par essaim particulaire appliquée à la conception de composites à renforts lignocellulosiques”,
- [74] P. CASTÉRA, A. NDIAYE, C. FERNANDEZ et F. MICHAUD, “L’optimisation par essaim particulaire appliquée à la conception de composites à renforts lignocellulosiques”, *Revue des composites et matériaux avancés*, t. 18, n° 2, p. 185-190, 2008.
- [75] S. YUAN, Y. JI, Y. CHEN, X. LIU et W. ZHANG, “An Improved Differential Evolution for Parameter Identification of Photovoltaic Models”, *Sustainability*, t. 15, n° 18, p. 13 916, 2023.
- [76] M. ELYAQOUTI, E. ARJDAL, A. IBRAHIM et al., “Parameters identification and optimization of photovoltaic panels under real conditions using Lambert W-function”, *Energy Reports*, t. 7, p. 9035-9045, 2021.
- [77] M. BALATO et M. VITELLI, “A new control strategy for the optimization of distributed MPPT in PV applications”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 62, p. 763-773, 2014.
- [78] J. YANG, W. YUAN, Y. SUN, H. HAN, X. HOU et J. M. GUERRERO, “A novel quasi-master-slave control frame for PV-storage independent microgrid”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, t. 97, p. 262-274, 2018.
- [79] L. CASTANER et S. SILVESTRE, *Modelling photovoltaic systems using PSpice*. John Wiley et Sons, 2002.
- [80] J. MADDIKARI et D. K. DAS, “Design of an Adaptive Auto-tuned Proportional-Integral (PI) Adaptive MPPT Controller for a Solar Photovoltaic System”, 2023.
- [81] M. HANHART, L. WEIHS, L. ROLFF et al., “An Integrated 50 V Boost Controller With Digitally-Assisted MPPT for Submodule PV Applications”, *IEEE Open Journal of Power Electronics*, t. 4, p. 221-236, 2023.

- [82] N. F. IBRAHIM, M. M. MAHMOUD, H. ALNAMI et al., “A new adaptive MPPT technique using an improved INC algorithm supported by fuzzy self-tuning controller for a grid-linked photovoltaic system”, *Plos one*, t. 18, n° 11, e0293613, 2023.
- [83] L. GEVORKOV, J. L. DOMINGUEZ-GARCIA, L. T. ROMERO et A. F. MARTINEZ, “Modern MultiPort Converter Technologies : A Systematic Review”, *Applied Sciences*, t. 13, n° 4, p. 2579, 2023.
- [84] R. A. KHAN, H.-D. LIU, C.-H. LIN, S.-D. LU, S.-J. YANG et A. SARWAR, “A novel high-voltage gain step-up DC–DC converter with maximum power point tracker for solar photovoltaic systems”, *Processes*, t. 11, n° 4, p. 1087, 2023.
- [85] J. G. KASSAKIAN, D. J. PERREAULT, G. C. VERGHESE et M. F. SCHLECHT, *Principles of power electronics*. Cambridge University Press, 2023.
- [86] Z. MASSAQ, “Design of High–performance Fuzzy–Predictive Controllers for a Photovoltaic/Battery Pumping System”, *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, t. 13, n° 1, p. 442-453, 2023.
- [87] E. ROMAN, R. ALONSO, P. IBAÑEZ, S. ELORDUIZAPATARIETXE et D. GOITIA, “Intelligent PV module for grid-connected PV systems”, *IEEE Transactions on Industrial electronics*, t. 53, n° 4, p. 1066-1073, 2006.
- [88] F. YAHIAOUI, F. CHABOUR, O. GUENOUNOU et al., “An experimental testing of optimized fuzzy logic-based MPPT for a standalone PV system using genetic algorithms”, *Mathematical Problems in Engineering*, t. 2023, 2023.
- [89] R. KHADEMI et M. A. MOHAMMADI, “Maximum Power Point Tracking of the Photovoltaic System Based on Adaptive Fuzzy-Neural Method”, *Energy Engineering and Management*, t. 6, n° 4, p. 26-31, 2023.
- [90] M. ALEXANDRU, V. BANU, X. JORDÀ et al., “SiC integrated circuit control electronics for high-temperature operation”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, t. 62, n° 5, p. 3182-3191, 2014.
- [91] P. BHATNAGAR et R. NEMA, “Maximum power point tracking control techniques : State-of-the-art in photovoltaic applications”, *Renewable and sustainable energy reviews*, t. 23, p. 224-241, 2013.
- [92] E. MAMARELIS, G. PETRONE et G. SPAGNUOLO, “A two-steps algorithm improving the P&O steady state MPPT efficiency”, *Applied Energy*, t. 113, p. 414-421, 2014.
- [93] K. KOBAYASHI, I. TAKANO et Y. SAWADA, “A study on a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions”, in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No. 03CH37491)*, IEEE, t. 4, 2003, p. 2612-2617.
- [94] V. SALAS, E. OLÍAS, A BARRADO et A LAZARO, “Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems”, *Solar energy materials and solar cells*, t. 90, n° 11, p. 1555-1578, 2006.
- [95] T. ABDERRAHIM, T. ABDELWAHED et M. RADOUANE, “Improved strategy of an MPPT based on the sliding mode control for a PV system”, *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, t. 10, n° 3, p. 3074-3085, 2020.

- [96] A. NEDJMA, “Conception of optimal MPPT controller based artificial intelligence of a Photovoltaic system”, 2020.
- [97] M. LOUCIF et A. MECHERNENE, “Maximum power point tracking for wind turbine with nonlinear direct powers control of DFIG integrated to grid using VOC”, *Przeegląd Elektrotechniczny*, t. 99, 2023.
- [98] H. P. CORRÊA, “Contribuições à modelagem, controle e integração de dispositivos fotovoltaicos a sistemas elétricos de potência”, 2023.
- [99] V. K. DUNNA, K. P. B. CHANDRA, P. K. ROUT et B. K. SAHU, “Design and real-time validation of higher order sliding mode observer-based integral sliding mode MPPT control for a DC microgrid”, *IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, t. 45, n° 4, p. 418-425, 2022.
- [100] D. REKIOUA et D. REKIOUA, “MPPT methods in hybrid renewable energy systems”, *Hybrid Renewable Energy Systems : Optimization and Power Management Control*, p. 79-138, 2020.
- [101] S SUBHA et S NAGALAKSHMI, “Design of cloud computing-based control algorithm for hybrid power system in smart grid applications”, *IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, t. 44, n° 1, p. 22-29, 2021.
- [102] T. HINOKUMA, H. FARZANEH et A. SHAQOUR, “Techno-economic analysis of a fuzzy logic control based hybrid renewable energy system to power a university campus in Japan”, *Energies*, t. 14, n° 7, p. 1960, 2021.
- [103] F. BELGACEM, M. MOSTEFAI, M. YAHIA et A. BELGACEM, “Optimization of Photovoltaic Water Pumping System Based on BLDC Motor for Agricultural Irrigation with Different MPPT Methods”, *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, t. 66, n° 4, p. 315-324, 2022.
- [104] I. SAJID, A. GAUTAM, A. SARWAR et al., “Optimizing photovoltaic power production in partial shading conditions using dandelion optimizer (DO)-based MPPT method”, *Processes*, t. 11, n° 8, p. 2493, 2023.
- [105] H. YUCEF, G. TOUHAMI, O. OMAR, G. A. ESSAMA et L. SLIMANE, “Sliding Mode based PSO MPPT for Solar PV System.”, *Przeegląd Elektrotechniczny*, t. 2024, n° 1, 2024.
- [106] H. KARIEM, E. TOUTI et T. FETOUH, “The efficiency of PSO-based MPPT technique of an electric vehicle within the city”, *Measurement and Control*, t. 53, n° 3-4, p. 461-473, 2020.
- [107] A. A. ALZUBAIDI, L. A. KHALIQ, H. S. HAMAD, W. K. AL-AZZAWI, M. S. JABBAR et T. A. SHIHAB, “MPPT implementation and simulation using developed P&O algorithm for photovoltaic system concerning efficiency”, *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, t. 11, n° 5, p. 2460-2470, 2022.
- [108] A. NADEEM, H. A. SHER, A. F. MURTAZA et N. AHMED, “An online fractional open-circuit voltage maximum power point tracking (MPPT) algorithm based on sliding mode control”, in *2020 international symposium on recent advances in Electrical Engineering & Computer Sciences (RAEE & CS)*, IEEE, t. 5, 2020, p. 1-6.

- [109] B. LEI, G. XU, M. FENG et al., *Classification, parameter estimation and state estimation : an engineering approach using MATLAB*. John Wiley & Sons, 2017.
- [110] S. M. EBRAHIMI, E. SALAHSHOUR, M. MALEKZADEH et F. GORDILLO, “Parameters identification of PV solar cells and modules using flexible particle swarm optimization algorithm”, *Energy*, t. 179, p. 358-372, 2019.
- [111] J. MA, K. L. MAN, T. TING, N. ZHANG, C.-U. LEI et N. WONG, “Low-cost global mppt scheme for photovoltaic systems under partially shaded conditions”, in *2013 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)*, IEEE, 2013, p. 245-248.
- [112] J.-H. JUNG et S. AHMED, “Real-time simulation model development of single crystalline photovoltaic panels using fast computation methods”, *Solar Energy*, t. 86, n° 6, p. 1826-1837, 2012.
- [113] X. LIN et Y. WU, “Parameters identification of photovoltaic models using niche-based particle swarm optimization in parallel computing architecture”, *Energy*, t. 196, p. 117054, 2020.
- [114] D. H. WOLPERT et W. G. MACREADY, “No free lunch theorems for optimization”, *IEEE transactions on evolutionary computation*, t. 1, n° 1, p. 67-82, 1997.
- [115] S. JIAO, G. CHONG, C. HUANG et al., “Orthogonally adapted Harris hawks optimization for parameter estimation of photovoltaic models”, *Energy*, t. 203, p. 117804, 2020.
- [116] X. LIN et Y. WU, “Parameters identification of photovoltaic models using niche-based particle swarm optimization in parallel computing architecture”, *Energy*, t. 196, p. 117054, 2020.
- [117] L. M. P. DEOTTI, J. L. R. PEREIRA et I. C. da SILVA JUNIOR, “Parameter extraction of photovoltaic models using an enhanced Lévy flight bat algorithm”, *Energy Conversion and Management*, t. 221, p. 113114, 2020.
- [118] B. S. YILDIZ, “A comparative investigation of eight recent population-based optimisation algorithms for mechanical and structural design problems”, *International Journal of Vehicle Design*, t. 73, n° 1-3, p. 208-218, 2017.
- [119] M. AMROUNE, T. BOUKTIR et I. MUSIRIN, “Power system voltage stability assessment using a hybrid approach combining dragonfly optimization algorithm and support vector regression”, *Arabian Journal for Science and Engineering*, t. 43, p. 3023-3036, 2018.
- [120] S. M. TALEB, E. T. YASIN, A. A. SAADI et al., “A Comprehensive Survey of Aquila Optimizer : Theory, Variants, Hybridization, and Applications”, *Archives of Computational Methods in Engineering*, p. 1-47, 2025.
- [121] S. AKYOL, M. YILDIRIM et B. ALATAS, “CIDO : Chaotically initialized dandelion optimization for global optimization”, *International Journal of Advanced Networking and Applications*, t. 14, n° 6, p. 5696-5704, 2023.

- [122] S. HA, B. JEONG, H. JANG, C. PARK et B. KU, “A framework for determining the life cycle GHG emissions of fossil marine fuels in countries reliant on imported energy through maritime transportation : A case study of South Korea”, *Science of The Total Environment*, t. 897, p. 165 366, 2023.

Annexes

Annexe A

Les données expérimentales I-V de RTC France Cell silicon

Les données expérimentales I-V de RTC France Cell [5]

Mesure	G	T	Ims	Vms
1	1000	25	0.764	-0.2057
2	1000	25	0.762	-0.1291
3	1000	25	0.7605	-0.0588
4	1000	25	1.018	6.0538
5	1000	25	0.76	0.0646
6	1000	25	0.759	0.1185
7	1000	25	0.757	0.1678
8	1000	25	0.757	0.2132
9	1000	25	0.7555	0.2545
10	1000	25	0.754	0.2924
11	1000	25	0.7505	0.3269
12	1000	25	0.7465	0.3585
13	1000	25	0.7385	0.3873
14	1000	25	0.728	0.4137
15	1000	25	0.7065	0.4373
16	1000	25	0.6755	0.459
17	1000	25	0.632	0.4784
18	1000	25	0.573	0.496
19	1000	25	0.499	0.5119
20	1000	25	0.413	0.5265
21	1000	25	0.3165	0.5398
22	1000	25	0.212	0.5521
23	1000	25	0.1035	0.5633
24	1000	25	-0.01	0.5736
25	1000	25	-0.123	0.5833
26	1000	25	-0.21	0.59

Annexe B

Les données expérimentales I-V de PhotoWatt Module Polycrystalline

Les données expérimentales I-V de PhotoWatt Module Polycrystalline [48]

Mesure	G	T	I _{ms}	V _{ms}
1	1000	45	1.0315	0.57
2	1000	45	1.03	0.72
3	1000	45	1.026	0.86
4	1000	45	1.022	1.01
5	1000	45	1.018	1.15
6	1000	45	1.0155	1.29
7	1000	45	1.014	1.44
8	1000	45	1.01	1.58
9	1000	45	1.0035	1.73
10	1000	45	0.988	1.87
11	1000	45	0.963	2.02
12	1000	45	0.9255	2.16
13	1000	45	0.8725	2.31
14	1000	45	0.8075	2.45
15	1000	45	0.7265	2.60
16	1000	45	0.6345	2.74
17	1000	45	0.5345	2.89
18	1000	45	0.4275	3.03
19	1000	45	0.3185	3.18
20	1000	45	0.2085	3.32
21	1000	45	0.101	3.47
22	1000	45	-0.008	3.62
23	1000	45	-0.111	3.76
24	1000	45	-0.209	3.91
25	1000	45	-0.303	4.05

Annexe C

Les données expérimentales I-V de
Le module photovoltaïque
Polycristalin Module (IF-P155-36)

Les données expérimentales I-V de Le module photovoltaïque Polycristalin Module (IF-P155-36 STC)

Mesure	G	T	I _{ms}	V _{ms}
1	1000	25	8.641	0.58
2	1000	25	8.640	0.72
3	1000	25	8.640	0.87
4	1000	25	8.639	1.01
5	1000	25	8.638	1.15
6	1000	25	8.638	1.30
7	1000	25	8.637	1.44
8	1000	25	8.636	1.59
9	1000	25	8.636	1.73
10	1000	25	8.635	1.88
11	1000	25	8.634	2.02
12	1000	25	8.634	2.17
13	1000	25	8.633	2.31
14	1000	25	8.632	2.46
15	1000	25	8.632	2.60
16	1000	25	8.631	2.75
17	1000	25	8.630	2.89
18	1000	25	8.629	3.04
19	1000	25	8.629	3.18
20	1000	25	8.628	3.33
21	1000	25	8.627	3.47
22	1000	25	8.627	3.62
23	1000	25	8.626	3.76
24	1000	25	8.625	3.91
25	1000	25	8.624	4.05
26	1000	25	8.624	4.20
27	1000	25	8.623	4.35
28	1000	25	8.622	4.49
29	1000	25	8.622	4.64
30	1000	25	8.621	4.78
31	1000	25	8.620	4.93
32	1000	25	8.619	5.07
33	1000	25	8.618	5.22
34	1000	25	8.618	5.37
35	1000	25	8.617	5.51

Annexe C. Les données expérimentales I-V de Le module photovoltaïque Polycristalin Module (IF-P155-36)

Mesure	G	T	I _{ms}	V _{ms}
36	1000	25	8.616	5.66
37	1000	25	8.616	5.80
38	1000	25	8.615	5.95
39	1000	25	8.614	6.10
40	1000	25	8.613	6.24
41	1000	25	8.613	6.39
42	1000	25	8.612	6.54
43	1000	25	8.611	6.68
44	1000	25	8.610	6.83
45	1000	25	8.610	6.98
46	1000	25	8.609	7.12
47	1000	25	8.609	7.27
48	1000	25	8.608	7.42
49	1000	25	8.608	7.56
50	1000	25	8.608	7.71
51	1000	25	8.607	7.86
52	1000	25	8.607	8.00
53	1000	25	8.607	8.15
54	1000	25	8.606	8.30
55	1000	25	8.606	8.44
56	1000	25	8.606	8.59
57	1000	25	8.606	8.74
58	1000	25	8.605	8.89
59	1000	25	8.605	9.03
60	1000	25	8.604	9.18
61	1000	25	8.604	9.33
62	1000	25	8.603	9.48
63	1000	25	8.603	9.62
64	1000	25	8.602	9.77
65	1000	25	8.602	9.92
66	1000	25	8.601	10.07
67	1000	25	8.600	10.22
68	1000	25	8.600	10.36
69	1000	25	8.599	10.51
70	1000	25	8.598	10.66
71	1000	25	8.598	10.81
72	1000	25	8.597	10.96
73	1000	25	8.596	11.10
74	1000	25	8.595	11.25
75	1000	25	8.594	11.40

Annexe C. Les données expérimentales I-V de Le module photovoltaïque Polycristalin Module (IF-P155-36)

Mesure	G	T	I _{ms}	V _{ms}
76	1000	25	8.593	11.55
77	1000	25	8.593	11.70
78	1000	25	8.592	11.84
79	1000	25	8.591	11.99
80	1000	25	8.589	12.14
81	1000	25	8.588	12.29
82	1000	25	8.586	12.44
83	1000	25	8.585	12.59
84	1000	25	8.583	12.74
85	1000	25	8.581	12.88
86	1000	25	8.579	13.03
87	1000	25	8.577	13.18
88	1000	25	8.575	13.33
89	1000	25	8.573	13.48
90	1000	25	8.570	13.63
91	1000	25	8.567	13.78
92	1000	25	8.563	13.93
93	1000	25	8.559	14.08
94	1000	25	8.550	14.23
95	1000	25	8.540	14.37
96	1000	25	8.526	14.52
97	1000	25	8.512	14.67
98	1000	25	8.496	14.82
99	1000	25	8.476	14.97
100	1000	25	8.448	15.12
101	1000	25	8.412	15.27
102	1000	25	8.388	15.42
103	1000	25	8.360	15.56
104	1000	25	8.325	15.71
105	1000	25	8.288	15.86
106	1000	25	8.236	16.01
107	1000	25	8.189	16.16
108	1000	25	8.142	16.31
109	1000	25	8.070	16.45
110	1000	25	8.019	16.60

Annexe C. Les données expérimentales I-V de Le module photovoltaïque Polycristalin Module (IF-P155-36)

Mesure	G	T	Ims	Vms
111	1000	25	7.965	16.75
112	1000	25	7.873	16.90
113	1000	25	7.804	17.04
114	1000	25	7.700	17.19
115	1000	25	7.596	17.33
116	1000	25	7.548	17.48
117	1000	25	7.400	17.62
118	1000	25	7.260	17.77
119	1000	25	7.137	17.91
120	1000	25	7.032	18.06
121	1000	25	6.828	18.20
122	1000	25	6.678	18.34
123	1000	25	6.546	18.48
124	1000	25	6.337	18.62
125	1000	25	6.162	18.76
126	1000	25	5.961	18.90
127	1000	25	5.810	19.04
128	1000	25	5.629	19.18
129	1000	25	5.450	19.32
130	1000	25	5.242	19.46
131	1000	25	4.979	19.59
132	1000	25	4.781	19.73
133	1000	25	4.619	19.87
134	1000	25	4.397	20.00
135	1000	25	4.045	20.13
136	1000	25	3.816	20.26
137	1000	25	3.577	20.39
138	1000	25	3.356	20.53
139	1000	25	3.154	20.66
140	1000	25	2.809	20.79
141	1000	25	2.525	20.91
142	1000	25	2.341	21.05
143	1000	25	2.257	21.19
144	1000	25	1.786	21.30
145	1000	25	1.516	21.43
146	1000	25	1.169	21.55
147	1000	25	0.929	21.68
148	1000	25	0.510	21.79
149	1000	25	0.288	21.92

Les données expérimentales I-V de Le module photovoltaïque Polycristalin Module (IF-P155-36) à 39.7°C et 818 W/m²

C.1 Les données expérimentales I-V de Le module photovoltaïque Polycristalin Module (IF-P155-36 à 39.7 °C et 818 W/m²)

)

Mesure	G	T	I _{ms}	V _{ms}
1	1000	25	6.561	0.13
2	1000	25	6.557	0.27
3	1000	25	6.552	0.41
4	1000	25	6.548	0.55
5	1000	25	6.544	0.69
6	1000	25	6.539	0.82
7	1000	25	6.535	0.96
8	1000	25	6.531	1.10
9	1000	25	6.526	1.24
10	1000	25	6.522	1.38
11	1000	25	6.517	1.51
12	1000	25	6.513	1.65
13	1000	25	6.509	1.79
14	1000	25	6.504	1.93
15	1000	25	6.500	2.07
16	1000	25	6.495	2.20
17	1000	25	6.491	2.34
18	1000	25	6.487	2.48
19	1000	25	6.482	2.62
20	1000	25	6.478	2.76
21	1000	25	6.474	2.90
22	1000	25	6.469	3.03
23	1000	25	6.465	3.17
24	1000	25	6.460	3.31
25	1000	25	6.456	3.45
26	1000	25	6.452	3.59
27	1000	25	6.447	3.72
28	1000	25	6.443	3.86
29	1000	25	6.439	4.00
30	1000	25	6.434	4.14
31	1000	25	6.430	4.28
32	1000	25	6.425	4.41
33	1000	25	6.421	4.55
34	1000	25	6.417	4.69
35	1000	25	6.411	4.83

Annexe C. Les données expérimentales I-V de Le module photovoltaïque Polycristalin Module (IF-P155-36)

Mesure	G	T	I _{ms}	V _{ms}
36	1000	25	6.398	4.97
37	1000	25	6.376	5.10
38	1000	25	6.357	5.24
39	1000	25	6.342	5.38
40	1000	25	6.330	5.52
41	1000	25	6.325	5.66
42	1000	25	6.320	5.80
43	1000	25	6.314	5.93
44	1000	25	6.307	6.07
45	1000	25	6.304	6.21
46	1000	25	6.301	6.35
47	1000	25	6.298	6.49
48	1000	25	6.295	6.62
49	1000	25	6.293	6.76
50	1000	25	6.291	6.90
51	1000	25	6.288	7.04
52	1000	25	6.286	7.18
53	1000	25	6.284	7.31
54	1000	25	6.282	7.45
55	1000	25	6.281	7.59
56	1000	25	6.279	7.73
57	1000	25	6.278	7.87
58	1000	25	6.276	8.00
59	1000	25	6.274	8.14
60	1000	25	6.273	8.28
61	1000	25	6.271	8.42
62	1000	25	6.270	8.56
63	1000	25	6.268	8.70
64	1000	25	6.266	8.83
65	1000	25	6.265	8.97
66	1000	25	6.263	9.11
67	1000	25	6.261	9.25
68	1000	25	6.260	9.39
69	1000	25	6.258	9.52
70	1000	25	6.256	9.66
71	1000	25	6.255	9.80
72	1000	25	6.253	9.94
73	1000	25	6.251	10.08
74	1000	25	6.249	10.21
75	1000	25	6.248	10.35

Annexe C. Les données expérimentales I-V de Le module photovoltaïque Polycristalin Module (IF-P155-36)

Mesure	G	T	I _{ms}	V _{ms}
76	1000	25	6.246	10.49
77	1000	25	6.244	10.63
78	1000	25	6.242	10.77
79	1000	25	6.240	10.90
80	1000	25	6.238	11.04
81	1000	25	6.236	11.18
82	1000	25	6.234	11.32
83	1000	25	6.232	11.46
84	1000	25	6.230	11.60
85	1000	25	6.228	11.73
86	1000	25	6.226	11.87
87	1000	25	6.223	12.01
88	1000	25	6.221	12.15
89	1000	25	6.219	12.29
90	1000	25	6.216	12.42
91	1000	25	6.213	12.56
92	1000	25	6.210	12.70
93	1000	25	6.207	12.84
94	1000	25	6.204	12.98
95	1000	25	6.200	13.11
96	1000	25	6.195	13.25
97	1000	25	6.191	13.39
98	1000	25	6.185	13.53
99	1000	25	6.177	13.67
100	1000	25	6.163	13.81
101	1000	25	6.140	13.94
102	1000	25	6.120	14.08
103	1000	25	6.101	14.22
104	1000	25	6.072	14.36
105	1000	25	6.040	14.50
106	1000	25	6.019	14.63
107	1000	25	5.978	14.77
108	1000	25	5.932	14.91
109	1000	25	5.903	15.05
110	1000	25	5.856	15.19

Annexe C. Les données expérimentales I-V de Le module photovoltaïque Polycristalin Module (IF-P155-36)

Mesure	G	T	I _{ms}	V _{ms}
111	1000	25	5.806	15.32
112	1000	25	5.747	15.46
113	1000	25	5.675	15.60
114	1000	25	5.603	15.74
115	1000	25	5.508	15.88
116	1000	25	5.445	16.01
117	1000	25	5.342	16.15
118	1000	25	5.227	16.29
119	1000	25	5.118	16.43
120	1000	25	5.014	16.57
121	1000	25	4.867	16.71
122	1000	25	4.756	16.84
123	1000	25	4.671	16.98
124	1000	25	4.538	17.12
125	1000	25	4.445	17.26
126	1000	25	4.230	17.40
127	1000	25	4.137	17.53
128	1000	25	3.995	17.67
129	1000	25	3.880	17.81
130	1000	25	3.681	17.95
131	1000	25	3.529	18.09
132	1000	25	3.381	18.22
133	1000	25	3.212	18.36
134	1000	25	3.071	18.50
135	1000	25	2.817	18.64
136	1000	25	2.669	18.78
137	1000	25	2.525	18.91
138	1000	25	2.355	19.05
139	1000	25	2.139	19.19
140	1000	25	2.021	19.33
141	1000	25	1.786	19.47
142	1000	25	1.636	19.61
143	1000	25	1.417	19.74
144	1000	25	1.230	19.88
145	1000	25	1.041	20.02
146	1000	25	0.859	20.16
147	1000	25	0.652	20.30
148	1000	25	0.424	20.43
149	1000	25	0.248	20.57