

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'Electronique

Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïque

Thèse de Doctorat Sciences en Electronique

**Investigation des méthodes méta-heuristiques dans
la commande GMPPT**

Nedjma AOUCHICHE

Sous la Direction de M. Mohamed Salah AIT CHEIKH Professeur à l'ENP
et M. Ali MALEK Directeur de Recherche au CDER.

Présentée et soutenue publiquement le 29/05/2019.

Composition du Jury:

Président	: M. Mourad HADDADI,	Professeur	ENP
Examineur	: M. Cherif LARBES,	Professeur	ENP
Examinatrice	: Mme. Akila BOUKHELIFA,	Professeur	USTHB
Examineur	: M. Abdelaziz TALHA,	Professeur	USTHB
Examineur	: M. Amar HADJARAB,	Directeur de Recherche	CDER

ENP 2019

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'Electronique

Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïque

Thèse de Doctorat Sciences en Electronique

**Investigation des méthodes méta-heuristiques dans
la commande GMPPT**

Nedjma AOUCHICHE

Sous la Direction de M. Mohamed Salah AIT CHEIKH Professeur à l'ENP
et M. Ali MALEK Directeur de Recherche au CDER.

Présentée et soutenue publiquement le 29/05/2019.

Composition du Jury:

Président	: M. Mourad HADDADI,	Professeur	ENP
Examineur	: M. Cherif LARBES,	Professeur	ENP
Examinatrice	: Mme. Akila BOUKHELIFA,	Professeur	USTHB
Examineur	: M. Abdelaziz TALHA,	Professeur	USTHB
Examineur	: M. Amar HADJARAB,	Directeur de Recherche	CDER

ENP 2019

ملخص

بشكل عام ، يتعرض المولد الكهروضوئي المتصل بالشبكة الكهربائية لعدد من العوامل الجوية والبيئية التي تؤثر سلباً على أدائه. من بين هذه المشاكل، هناك تلك الناتجة عن ظاهرة التظليل الجزئي والتي تمنع التشغيل السليم لنظام PV . تقدم هذه الدراسة تركيبة لتقنيتين، الأولى هي البحث عن النقطة الحد الأقصى للطاقة (GMPPT) لحقل من 100 كيلوواط نقطة. التقنية الثانية التكوين الموزعة تبحث عن نقطة الحد الأقصى من الطاقة (DMPPT) لحقل 1 ميغا واط. هذه التركيبة تهدف لتفادي الاعطال المتعلقة بالتظليل الضوئي وتطوير عالية النظام الكهروضوئي. هذه الاطروحة تقترح تقنية جديدة تعتمد على الخوارزم الملقب فراشة الليل- الشعلة الامثل (MFO) . لهذا أجريت دراسة مقارنة بين الخوارزميات المتمثلة في: المواصلات التصاعدي (IC)، المنطق غامض المعتمد على المواصلات التصاعدي (FL- IC)، الخوارزم الامثل لسرب الأجسام (PSO) و MFO . أثبت النتائج قدرة الطريقة المقترحة على تعقب GMPPT للنظام PV الموصول بالشبكة التوزيع الكهربائي.

الكلمات المفتاحية : المحطة الفوتو ضوئية، محول مستمر/ متناوب، المنطق غامض، التظليل الجزئي، المتحكم GMPPT ، نهج التلوي ارشادي الامثل.

Abstract

Generally, the grid connected PV generator is exposed to a number of atmospheric and environmental factors that negatively affect its performance. Among these disadvantages, there are those resulting from the phenomenon of partial shading and which prevent the proper functioning of PV system. This study principally aims at extensively presenting the PSC problem and proposes a combination of two techniques, the first one is the Global Maximum Power Point Tracking (GMPPT) for 100 kW array. The second technique is the Distributed Maximum Power Point Tracking configuration (DMPPT) for 1 MW PV plant under PSC. This combination aims to overcome the drawbacks related to PSC and enhance the PV system performance. A novel technique GMPPT controller is proposed using Moth-Flame Optimization algorithm (MFO) as solution for PSC. A comparative study is performed among different MPPT algorithms such as: Classical Incremental Conductance algorithm (IC), Fuzzy Logic approach based on IC (FL), Particles Swarms Optimization method (PSO) and MFO. Simulation results prove the capability of the proposed approach for seeking the GMPPT of the PV grid connected system.

Keywords: PV Plant, Inverter, fuzzy logic, Partial Shading, Controller GMPPT, Meta-heuristic optimization approach.

Résumé

Généralement, le générateur PV raccordé au réseau électrique est exposé à un nombre de facteurs atmosphériques et environnementaux qui affectent négativement son rendement. Parmi ces inconvénients, il y a ceux qui sont issus de phénomène de l'ombrage partiel et qui empêchent le bon fonctionnement de système PV. Cette étude présente une combinaison de deux techniques, la première est la recherche de point de puissance maximale globale (GMPPT) pour un champ de 100 kW. La seconde technique est la configuration distribuée la recherche de point de puissance maximale (DMPPT) pour un champ de 1MW. Cette combinaison permet d'éviter les problèmes liés au OP et améliorer les performances de système PV. Un nouveau, utilisant l'algorithme d'optimisation hétérocère-flamme (MFO), est proposé comme solution. Une étude comparative a été effectuée en les techniques suivantes : L'incrémentatation de conductance (IC), la logique floue basée incrémentatation de conductance (FL-IC), optimisation d'essaim de particules (PSO) et MFO. Les résultats de simulation démontrent l'aptitude de l'approche proposé à traquer le GMPPT de système PV connecté au réseau.

Mots clés : Centrale PV, Onduleur, logique floue, Ombrage partiel, Contrôleur MPPT, approche méta-heuristique optimale.

Dédicace

Je dédie cette thèse de doctorat à la mémoire de mes parents Mr. Mokrane AOUCHICHE et Mme. Taklit KHIAR que ALLAH ait pitié de leurs âmes et les accueille dans son vaste paradis.

REMERCIEMENT

Je tiens à remercier Monsieur **Mohamed Salah AÏT CHEIKH**, Professeur au Laboratoire des Dispositifs de Communications et de Conversion Photovoltaïque à l'Ecole Nationale Polytechnique, et Monsieur **Ali MALEK**, Directeur de Recherche au CDER, d'avoir accepté de diriger ma thèse de doctorat.

Je remercie vivement Monsieur **Mohamed BECHERIF**, Professeur associé HDR à l'Université de Technologie Belfort Montbéliard (UTBM) et Monsieur **Mohamed Ahmed IBRAHEEM**, Professeur associé à la Faculté de l'engineering Shoubra, Université de Banha, pour l'aide précieuse qu'ils m'ont apporté.

Je remercie aussi Monsieur **Daniel HISSEL**, Professeur et Directeur du FCLAB de m'avoir permis de passer mon stage au laboratoire FEMTO-ST de l'UTBM.

Je tiens également à exprimer ma gratitude à Monsieur **Mourad HADDADI**, Professeur au Laboratoire des Dispositifs de Communications et de Conversion Photovoltaïque à l'Ecole Nationale Polytechnique d'avoir accepté de présider ce jury de soutenance.

Je suis très reconnaissante quant à l'honneur que m'ont fait Monsieur **Cherif LARBES**, Professeur au Laboratoire des Dispositifs de Communications et de Conversion Photovoltaïque à l'Ecole Nationale Polytechnique, Monsieur **Amar HADJARAB**, Directeur de Recherche et chef de Division Solaire Photovoltaïque au CDER, Monsieur **Abdelaziz TALHA**, Professeur à l'USTHB et Madame **Akila BOUKHELIFA**, Professeur à l'USTHB, en acceptant d'être les membres du jury de cette thèse et d'évaluer ce travail.

J'adresse mes sincères remerciements à ma sœur Mme. Dalila AOUCHICHE sous aide et son soutien et toute personne qui m'a aidé et encouragé pour réaliser ce travail.

Je dédie cette thèse de doctorat à la mémoire de ma défunte mère que ALLAH ait pitié de son âme et l'accueille dans son vaste paradis.

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des abréviations

INTRODUCTION GENERALE	12
1. CHAINE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE	17
1.1 Introduction.....	17
1.2 Développement du marché mondial des installations PV	17
1.3 Normes internationales et le cadre législatif algérien pour les systèmes PV connectés aux réseaux	18
4.4.1 Standards internationaux	18
4.4.1 Cadre réglementaire algérien régissant l'exploitation de l'énergie PV	18
1.4 Système Photovoltaïque.....	19
4.4.1 Champ photovoltaïque.....	20
1.4..1 L'effet photovoltaïque	20
1.4..2 Energie solaire.....	21
4.4.1 Cellule photovoltaïque	22
1.4..1 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	23
1.4..2 Circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque.....	23
4.4.1 Générateur photovoltaïque	25
1.4..1 Propriétés	25
1.4..2 Modélisation mathématique d'un module photovoltaïque	27
1.4..3 Comportement de module PV sous divers températures et éclairagements homogènes	27
1.4..4 Protection des cellules et des modules	28
1.4..5 Ombrage partiel du générateur PV	30
1.5 Centrale photovoltaïque connectée au réseau	31
4.4.1 Eléments composants la centrale PV	31
4.4.1 Types des centrales PV	32
1.6 Conclusion	32
2 CONVERTISSEUR DC/DC ET ONDULEURS PHOTOVOLTAIQUES.....	34
2.1 Convertisseur DC/DC.....	34
2.1.1 Convertisseur abaisseur (Buck).....	35
2.1.1.1 Modèle du circuit équivalent	35
2.1.1.2 Approximation des Petites ondulations	36

2.1.1.3	Rapport de conversion du hacheur Buck	38
2.1.2	Convertisseur survolteur (Boost)	39
2.1.2.1	Modèle équivalent de convertisseur Boost	40
2.1.2.2	Rapport de conversion du hacheur Boost	41
2.1.3	Convertisseur élévateur - abaisseur (Buck-Boost).....	42
2.1.3.1	Modèle équivalent de convertisseur	42
2.1.3.2	Rapport de conversion du hacheur Buck-Boost.....	44
2.2	Onduleur photovoltaïque	44
2.2.1	Histoire	45
2.2.2	Principe de fonctionnement d'un onduleur.....	47
2.2.3	Les onduleurs sans transformateurs	50
2.2.4	Onduleurs avec transformateur	54
2.2.4.1	Onduleur PV avec transformateur HF.....	54
2.2.4.2	Onduleur PV avec transformateur BF	54
2.2.5	Onduleurs triphasés	55
2.2.5.1	Onduleur FB triphasé.....	55
2.2.6	Rendements des onduleurs.....	56
2.3	Conclusion	56
3	METHODES DE RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE GLOBALE (GMPPT)	59
3.1	Etat de l'art de la recherche du point de puissance maximale globale (GMPPT).....	59
3.2	Algorithmes de la poursuite de point de puissance globale (GMPPT)	61
3.2.1	Algorithme de l'incrémentation de conductance (IC).....	61
3.2.2	Algorithme de la logique floue basé IC (FL-IC)	65
3.2.3	Algorithme d'optimisation de groupe de particules (PSO)	68
3.2.4	Algorithme d'optimisation papillon nocturne-Flamme (MFO)	70
3.3	Configuration distribuée de la poursuite de point de puissance maximale	75
3.3.1	DMPPT à base de Convertisseurs DC/DC	76
3.3.2	DMPPT à base de Micro-onduleurs	77
3.4	Conclusion	78
4	MODELISATION ET INTERPRETATION DES RESULTATS DE SIMULATIONS	80
4.1	Problématique	80
4.2	Modélisation de Système Photovoltaïque de 100 kW et de 1MW connectés au réseau	80
4.3	Effet de l'ombrage partiel.....	82

4.4	Résultats de simulations	84
4.4.1	Recherche de GMPPT d'un système PV de 100 kW	84
4.4.2	Comportement de système PV lors de la décroissance de l'ensoleillement	86
4.4.3	Recherche de DMPPT d'un système PV de 1 MW	87
4.5	Conclusion	88
5	CONCLUSION GENERALE.....	89
	BIBLIOGRAPHIE	91

Liste des Tableaux

Tableau 2.1	Etats de fonctionnement des interrupteurs l'onduleur à demi-pont.....	48
Tableau 2.2	Réalisation des différents niveaux pour l'onduleur NPC.....	53
Tableau 3.1	Règles de FL-IC.....	67
Tableau 3.2	Paramètre de l'algorithme MFO.....	75
Tableau 4.1	Caractéristiques du module PV.	80
Tableau 4.2	Performances PV sous différents modèles d'ombrage partiel.	82
Tableau 4.3	Comportement dynamique pour les techniques GMPPT durant [0s, 2s].....	84

Liste des Figures

Figure 1.1	Marché mondial du PV 2000-2017 (MW)	17
Figure 1.2	Centrale photovoltaïque raccordée au réseau.	20
Figure 1.3	Répartition spectrale du rayonnement.....	21
Figure 1.4	Jonction NP connectée à une charge.....	22
Figure 1.5	Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale.....	23
Figure 1.6	Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque	24
Figure 1.7	Champ PV de N_p branches parallèles ayant chacune N_s modules en séries	25
Figure 1.8	Caractéristiques $I(V)$ d'un module PV	26
Figure 1.9	Influence de rayonnement et de la température sur $I=f(V)$ et $P=f(V)$	28
Figure 1.10	Protection des cellules et des modules par les diodes	29
Figure 1.11	Tracés de I-V et P-V du champ PV de 100 kW.....	30
Figure 1.12	Schéma synoptique d'une centrale PV connectée au réseau électrique	32
Figure 2.1	Schéma d'un quadripôle électrique	34
Figure 2.2	Phases de fermeture et d'ouverture d'un commutateur	34
Figure 2.3	Circuit idéal de convertisseur Buck	35
Figure 2.4.a	Convertisseur Buck avec S fermé	35
Figure 2.4.b	Convertisseur Buck avec S ouvert	36
Figure 2.5	Forme d'onde de la tension d'inductance $v_l(t)$ pour un buck	38
Figure 2.6	Rapport de conversion M en fonction du rapport cyclique d pour un Buck	39
Figure 2.7	Convertisseur élévateur (Boost)	39
Figure 2.8.a	Convertisseur boost avec S fermé	40
Figure 2.8.b	Convertisseur boost avec S ouvert	40
Figure 2.9	Le rapport de conversion M en fonction de d	42
Figure 2.10	Circuit équivalent de convertisseur Buck-Boost	43
Figure 2.11.a	Convertisseur buck- boost avec S fermé	43
Figure 2.11.b	Convertisseur buck- boost avec S ouvert.....	43
Figure 2.12	Différentes structures des onduleurs PV	45
Figure 2.13	Schéma de l'onduleur.....	47
Figure 2.14	Onduleur monophasé à demi-pont.....	48
Figure 2.15	Signaux liés à la PWM pour un onduleur monophasé à demi-pont.....	49

Figure 2.16	Topologie d'onduleur H5 (SMA)	50
Figure 2.17	Topologie du HERIC	51
Figure 2.18	Topologie de l'onduleur REFU	52
Figure 2.19	Onduleur NPC	53
Figure 2.20	Onduleur HB avec un transformateur HF	54
Figure 2.21	Onduleur FB doté d'un transformateur BF	55
Figure 2.22	Onduleur triphasé doté deux convertisseurs boost	56
Figure 3.1	Types des méthodes MPPT	61
Figure 3.2	Organigramme de l'algorithme IC.....	64
Figure 3.3	Organigramme de la FL-IC	65
Figure 3.4	Contrôleur FL-IC	66
Figure 3.5	Fonctions d'appartenance des E, CE et dD	67
Figure 3.6	Organigramme de la PSO	69
Figure 3.7	Orientation transversale du papillon nocturne	70
Figure 3.8	Organigramme de l'algorithme MFO	71
Figure 3.9	Déplacement du papillon en spirale logarithmique vers la flamme.....	73
Figure 3.10	Positions possibles de papillon par rapport à celle de la flamme	74
Figure 3.11	Modèle simulink du contrôleur MPPT de type IC amélioré par la MFO	75
Figure 3.12	DMPPT à base de convertisseur DC/DC doté de contrôleur MPPT	76
Figure 3.13	DMPPT approche d'un système PV connecté au réseau doté de micro-onduleur	77
Figure 4.1	Système PV de 100 kW connecté au réseau	81
Figure 4.2	Système PV de 1 MW connecté au réseau	81
Figure 4.3	PV Branche of 1.5 kW	83
Figure 4.4	I(V) et P(V) de branche PV de 1.5 kW et de champs PV de 100kW	83
Figure 4.5	Réponse dynamique de système PV de 100 kW raccordé au réseau lors l'ombrage partiel.....	85
Figure 4.6	Réponse dynamique (Step down) de PV système de 100 kW raccordé au réseau durant l'ombrage partiel.....	86
Figure 4.7	Comportement dynamique de la puissance pour un système de 1 MW connecté au réseau sous différentes irradiations	87

Liste des abréviations :

α_1	: Facteur d'idéalité de la diode 1 (A)
α_2	: Facteur d'idéalité de la diode 2 (A)
D	: Rapport cyclique
DMPPT	: Distributed Maximum power point tracking
E	: Erreur
FL	: Logique floue
GMPPT	: Global Maximum power point tracking
IC	: Incrémentation de conductance
ICC	: Courant de court-circuit (A)
I_{d1}	: Courant de génération-recombinaison (A)
I_{d2}	: Courant de diffusion dans les zones neutres(A)
I_m	: Courant optimal (A)
I_{ph}	: Courant de photo-génération(A)
I_{PV}	: Courant photovoltaïque
I_S	: Courant de saturation(A)
k	: Constante de Boltzmann (JK^{-1})
MFO	: Algorithme d'optimisation hétérocère-flamme
MPP	: Maximum power point
MPPT	: Maximum power point tracking
P&O	: Perturbation et observation
P_{PV}	: Puissance photovoltaïque (kW)
PSO	: Optimisation d'essaim de particules
q	: Charge de l'électron (C)
R_s	: Résistance série (Ω)
R_p	: Résistance shunt (Ω)
T	: Température de jonction (K)
V_m	: Tension optimale (V)
V_{PV}	: Tension photovoltaïque (V)
VOC	: Tension de circuit ouvert (V)

INTRODUCTION GENERALE

La demande en énergie électrique ne cesse de croître. A cet effet, plusieurs stratégies ont été mises en place afin de valoriser d'autres sources d'énergies, en l'occurrence l'énergie photovoltaïque, en plus de celles fournies par le réseau [1,2]. Cette énergie est inépuisable, non polluante pour l'environnement, silencieuse. Ces avantages ont encouragé les industriels et les scientifiques à développer ce domaine [3–6]. Ce progrès est dû grâce au nombre impressionnant des travaux de recherche qui ont permis de réduire le coût de production PV et d'augmenter le nombre des installations PV à travers le monde ce qui a permis d'enrichir ce marché [7,8].

L'Algérie possède un potentiel solaire des plus importants avec un ensoleillement annuel moyen évalué à 2000 heures et estimé à environ 1700 kWh/m²/an dans le nord du pays et 2650 kWh/m²/an dans le sud. Ces valeurs donnent un aperçu de la puissance énergétique de l'Algérie, ce qui correspond à une capacité électrique 8 fois supérieure aux réserves de gaz naturel du pays ainsi qu'au plus grand champ solaire du monde. Bien sûr, les autorités devront consentir de lourds investissements pour son développement. Dans ce contexte, pour des problèmes écologiques de produire du courant alternatif afin de l'injecter dans le réseau. D'où l'intérêt et la motivation de ce projet de recherche qui sera détaillé par la suite.

Ce travail porte, donc, sur l'étude et la conception des différents éléments d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique plus particulièrement le contrôleur MPPT. La modélisation et la simulation sont effectuées sous MatlabTM/ Simulink. Les problématiques qui seront considérées sont :

- L'extraction de la puissance maximale à l'aide d'algorithmes performants,
- L'élaboration d'un algorithme qui prend en compte le problème de l'ombrage afin de traquer le point de puissance maximal global (GMPP).

La principale tâche des systèmes PV connectés au réseau électrique conventionnel consiste à injecter l'électricité photovoltaïque. Dans un cas pareil, l'énergie produite par les modules est directement consommée par les charges des installations locales et le possible excédent d'énergie produite sur la consommation instantanée est injecté dans le réseau [9,10]. Toutefois, la connexion des systèmes PV au réseau de distribution peut

avoir quelques difficultés, qui peuvent nuire à son fonctionnement. Parmi ces problèmes, il y a le phénomène d'ombrage partiel (OP) [11]. Par conséquent, il est nécessaire d'étudier le comportement dynamique des systèmes PV contre les perturbations causées par ce phénomène et proposer des solutions pour éviter les déconnexions injustifiées.

Selon l'actuelle littérature, les méthodes de poursuite du point global de puissance maximale (Global Maximum Power Point Tracking (GMPPT)) sont les méthodes les plus appropriées pour résoudre les problèmes de l'ombrage partiel [11–17]. De nombreux contrôleurs ont été développés, afin d'améliorer les performances des systèmes PV, essentiellement en termes de capacité à traquer rapidement le GMPP en présence de plusieurs maximums locaux durant l'ombrage [12,18–22].

La configuration Distribuée de la recherche du point de puissance Maximale (DMPPT) est une autre solution qui a été traitée par plusieurs chercheurs. Solórzano et al. (2014) avaient présenté une procédure de diagnostic de pannes dans les systèmes PV avec architecture DMPPT [23]. Muthuramalingam et al. (2014) avaient étudié la configuration DMPPT et ont effectué la comparaison expérimentale des techniques hybrides : P&O – ANFIS et PSO – ANFIS [24]. Carbone (2015) a suggéré un DMPPT avec un stockage centralisé des centrales PV [25].

L'apport majeur de la thèse est la proposition d'un algorithme GMPPT pour traiter le problème d'OP. L'algorithme suggéré, d'optimisation hétérocère-flamme (MFO), est basé sur l'optimisation de la puissance à la sortie du convertisseur boost. Dans ce document, une brève présentation du modèle du panneau PV utilisé est donnée. Ensuite, une analyse comparative est effectuée afin de mettre en évidence les performances dynamiques de la MFO par rapport aux autres algorithmes tels que : IC, FL-IC et PSO. Cette partie présente des cas d'étude des algorithmes GMPPT et DMPPT afin d'améliorer le comportement de dynamique du système PV en termes de capacité à poursuivre et atteindre le GMPP, rapidité, robustesse et de stabilité.

Le reste de ce document inclut un chapitre sur le système PV et les problèmes liés au phénomène de l'ombrage. Il est suivi d'un deuxième chapitre qui traite des convertisseurs DC/DC et de différents onduleurs PV. Le troisième chapitre passe en revue les différentes techniques GMPPT utilisées. Le quatrième chapitre présente les résultats

des performances des techniques proposées. Le document s'achève par une conclusion qui résume les résultats, les objectifs et les perspectives de ce travail.

Partie 1

Chapitre 1

Chapitre 1 : CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

1.1 Introduction

Actuellement, l'énergie photovoltaïque (PV) est considérée comme l'une des concrètes solutions qui peuvent remplacer énergies fossiles qui sont en voie d'extinction. Cette énergie est propre, renouvelable et inépuisable ces avantages ont été exploités pour le développement de la production d'électricité issue des sources renouvelables. [10,26].

1.2 Développement du marché mondial des installations PV

Le développement technologique dans le domaine PV a atteint un taux remarquable en 2013, le marché PV global a augmenté de 40 GW pour aboutir à une performance de 404.5GW en 2017 [27].

En 2017, La Chine est le leader mondial en nombre d'installations PV cumulées (32%). Les USA occupent la seconde place (13%) suivie du Japon (12 %) et l'Allemagne (11%). Par contre, la majorité des pays en voie de développement tels que l'Afrique, le moyen orient et l'Amérique latine n'ont pas atteint ce niveau de progrès car ce domaine reste nouveau pour ces pays [27].

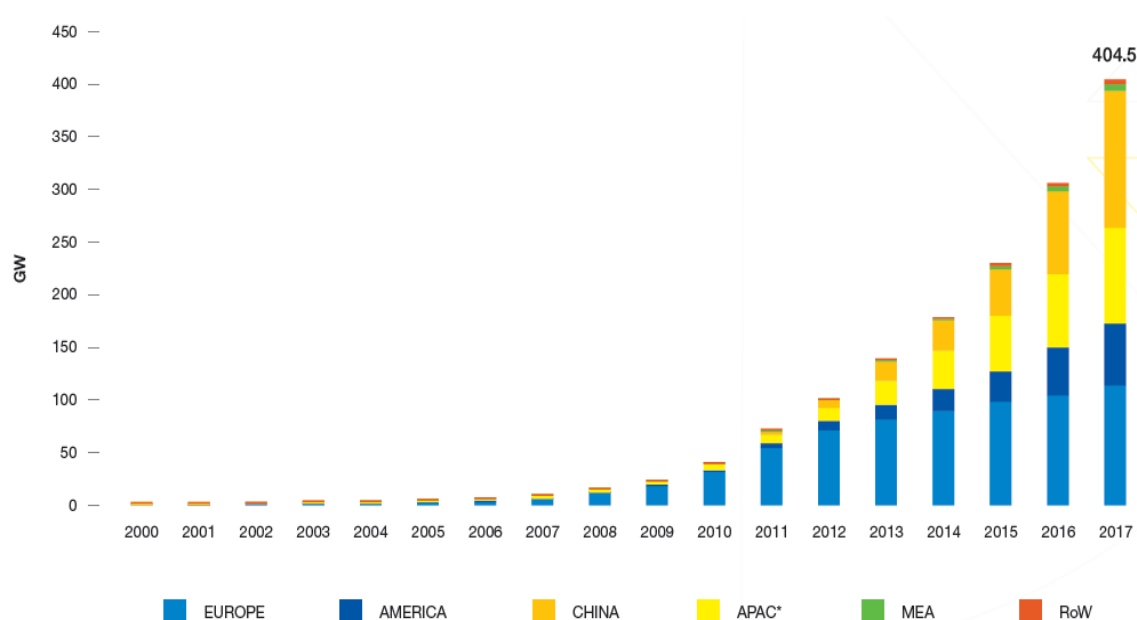


Figure 1.1 – Marché mondial du PV 2000-2017 (MW) [27].

1.3 Normes internationales et cadre législatif algérien pour les systèmes PV connectés aux réseaux

1.3.1 Standards internationaux

Vu le développement très rapide de l'énergie PV, les systèmes PV connectés au réseau doivent être conformes avec une série de normes et exigences qui assurent la sécurité d'utilisation et la performance de la production. Ces exigences sont d'un grand impact sur la conception et les performances des onduleurs PV. L'industrie des PV reste sensible quant aux régulations du réseau et à l'adaptation des produits PV avec ces standards. Ces normes, appliquées sur les marchés d'Europe et des États-Unis, concernent par exemple : la qualité de la puissance produite, la régulation et la réponse à des conditions de réseau anormales et de l'îlotage [28].

Parmi les standards les plus pertinents, on peut citer :

- IEEE 1547 -2003, CEI 61727, UL 1741 qui contrôlent les interconnexions des systèmes PV avec le réseau électrique [29,30].
- CEI 61000 concerne la compatibilité électromagnétique. Cette norme définit les valeurs limites des courants harmoniques injectés dans le réseau public [29,30].
- IEEE 1574, UL 1741, CEI 61727 et VDE 0126-1-1 sont des normes de sécurité qui définissent les conditions de déconnexion de système PV du réseau électrique. Ces normes régissent la qualité de la puissance fournie par le système PV [29–33].

1.3.2 Cadre réglementaire algérien régissant l'exploitation de l'énergie PV

Afin d'introduire l'exploitation de l'énergie PV dans la production de l'électricité en Algérie, le législateur Algérien a élaboré un cadre réglementaire comprenant plusieurs textes régissant le domaine des énergies renouvelables tel que:

- La loi 99-09 du 28 Juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie [34].
- La loi n° 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations ainsi que ses textes d'application [35]. Parmi les dispositions les cette loi définit les essentielles dispositions que contient cette loi, en peut citer :
 - L'attribution de primes aux producteurs utilisant les énergies renouvelables.
 - Le producteur a le droit de connecter son installation aux réseaux de transport ou de distribution de l'électricité ;

- Le concessionnaire est dans l'obligation d'acheter la totalité de l'électricité produite dans le cadre du régime spécial.
- Le placement prioritaire sur le marché pour sa production de l'électricité qui sera rémunérée;
- Loi n° 04-09 du 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables qui effectuée à travers [36]:
 - Les instruments de promotions des énergies renouvelables et un système d'incitation à l'utilisation de ce type d'énergies.
 - Instauration de mécanismes et des modalités de certification d'origine.
 - la promotion des énergies renouvelables par programme national quinquennal qui s'inscrit dans les perspectives d'aménagement du territoire et de développement durable à l'horizon 2020.
- L'application du programme national de développement, des énergies nouvelles et renouvelables et de l'efficacité énergétique pour la période 2011-2030, confiées à la Sonelgaz pour le marché national, prévoit 12 000 MW à l'horizon 2030 à partir des énergies renouvelables, décret exécutif n°13-218 du 9 Chaâbane 1434 correspondant au 18 juin 2013, JO n° 33 [37].

D'après ce décret, les Conditions d'accès aux avantages sont :

- raccordement au réseau de transport ou de distribution d'électricité.
- assujettissement aux mêmes conditions financières que celles du régime commun lors du raccordement avec les réseaux de transport ou de distribution d'électricité,

1.4 Système photovoltaïque

Selon le type de système PV s'il est autonome ou connecté au réseau et selon la nature de la charge à alimenter, ce système comprend un générateur PV qui alimente la charge via le convertisseur DC/DC et DC/AC [9]. Les systèmes PV autonomes sont équipés de batteries qui permettent de stocker l'électricité et de la restituer en cas de nécessité. Un régulateur est alors indispensable dans une installation PV car il assure la protection contre les surcharges ou les décharges profondes de la batterie comme il permet aussi de ramener le pourcentage de fonctionnement du système PV au point de puissance maximale (MPP). L'onduleur est élément clé dans un système PV connecté au réseau ou autonome qui

alimente une charge à courant alternatif. L'onduleur convertit le courant issu du générateur PV en courant alternatif.

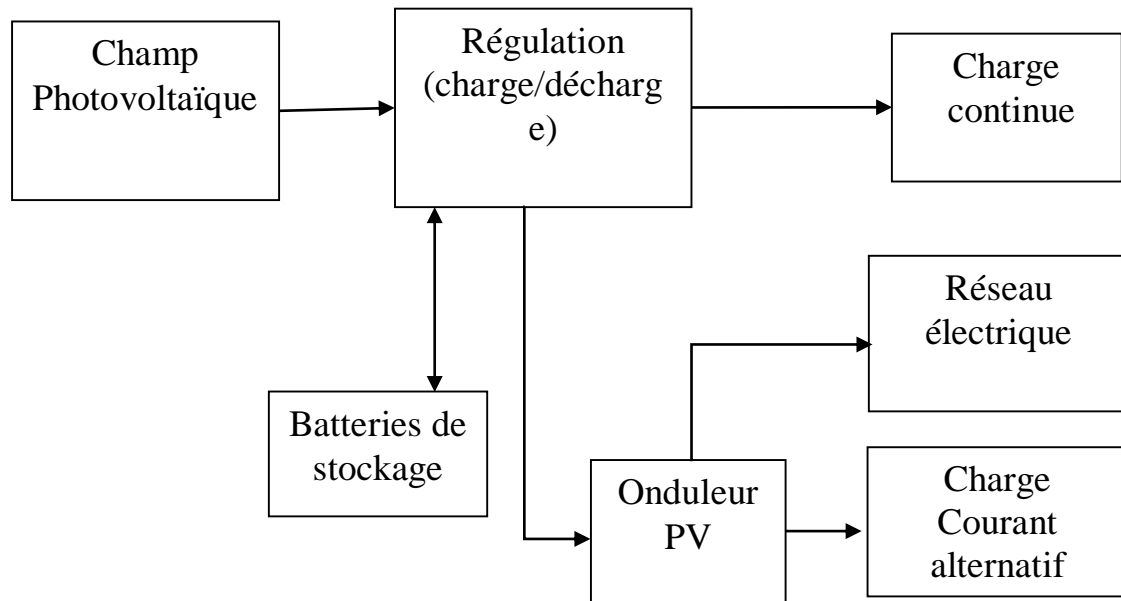


Figure1.2 – Centrale photovoltaïque raccordée au réseau.

1.4.1 Champ photovoltaïque

Le champ PV permet de convertir l'énergie solaire en électricité. Il est formé des panneaux PV dont le nombre dépend de la puissance souhaitée. Ces derniers sont formés à partir des modules reliés en série et ou en parallèle.

1.4.1.1 Effet photovoltaïque

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière ; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être " arrachés / décrochés " :

Si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque [10].

L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium.

1.4.1.2 Energie solaire

Le soleil exerce sur notre planète une action vitale, véritable source de vie. Il est le centre du système qui porte son nom (Système solaire auquel la Terre appartient). Sa lumière met 8mn et 18s pour parcourir les 150 millions de kilomètres espace soleil/terre. La puissance émise par le soleil est estimée à $1.7 \cdot 10^{23}$ kW dont une partie atteint le globe terrestre qui est de l'ordre de $8.5 \cdot 10^{13}$ kW. 70% (environ $6 \cdot 10^{13}$ kW) de cette puissance pénètre l'atmosphère. L'énergie solaire est transmise à la terre sous forme de rayonnement électromagnétique dont longueur d'onde est de $0.22\mu\text{m}$ à $10 \mu\text{m}$. La répartition spectrale de ce rayonnement solaire est donnée par la figure 1.3 [26,38]. Ces rayonnements arrivent au sol, soit directement soit après certaines atténuations ou déperditions résultantes des phénomènes d'absorption et/ou de diffusion [26].

On décompose le rayonnement global (total) terrestre en rayonnement direct (rayonnement provenant directement du soleil) et en rayonnement diffus (rayonnement provenant de l'atmosphère); Un capteur incliné d'un angle donné par rapport à l'horizontale subit une autre composante du rayonnement : la part renvoyée vers l'atmosphère après réflexion diffuse par le sol [26].

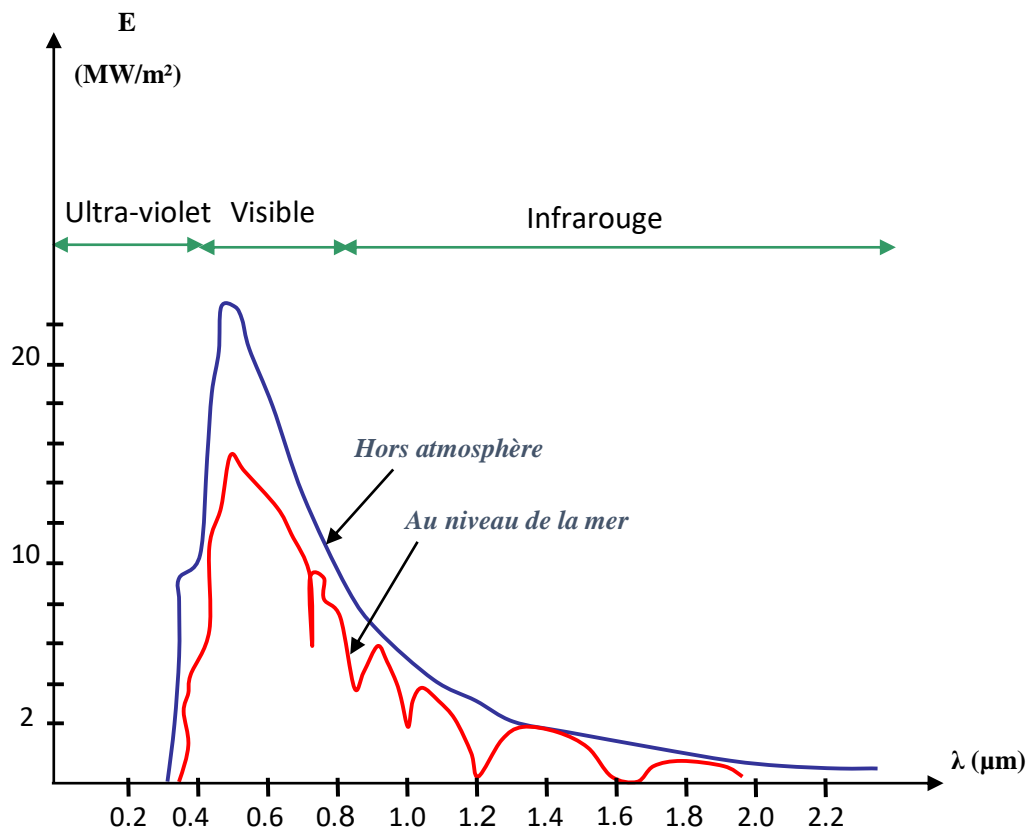


Figure1.3 – Répartition spectrale du rayonnement.

1.4.2 Cellule photovoltaïque

Il est possible d'utiliser directement l'énergie reçue du soleil grâce à des capteurs soit sous forme électrique, soit thermique.

Le champ photovoltaïque responsable de la conversion d'énergie solaire incidente en énergie électrique par l'effet photovoltaïque, est constitué de plusieurs modules assemblés en série et/ou parallèle selon la puissance demandée.

Actuellement la majorité des cellules solaires commercialisées sont fabriquées en silicium sous forme monocristallin, poly cristallin. La différence entre les constructeurs se situe dans la taille et la forme des cellules et celle des modules ainsi que dans la manière d'encapsulation des cellules.

La cellule photovoltaïque est principalement constituée à partir de silicium dopé (semi-conducteur : jonction PN). Lorsqu'une cellule est exposée au rayonnement électromagnétique solaire, les photons de la lumière transmettent leur énergie aux atomes de la jonction. Cette énergie permet aux atomes de libérer des électrons, générant ainsi des électrons (charges N) et des trous (charges P), la figure 1.4. Ces charges sont alors maintenues séparées par un champ électrique qui constitue une barrière de potentiel.

Une fois les charges P et N isolées, il suffit de fermer le circuit entre ces deux zones P et N pour mettre en mouvement les électrons et créer ainsi un courant électrique. L'effet photovoltaïque ainsi réalisé permet de convertir l'énergie du rayonnement (photon) en énergie électrique (Volt).

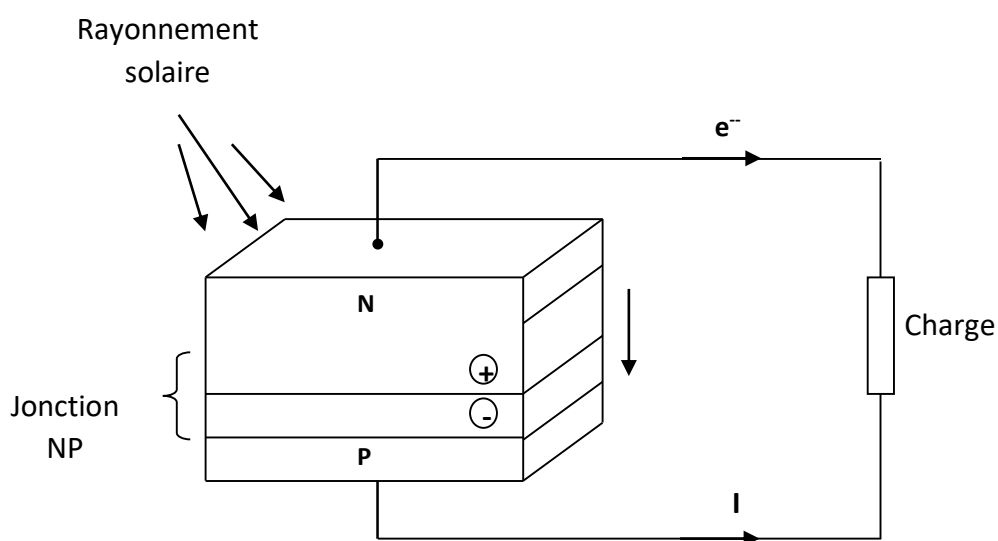


Figure 1.4 – Jonction NP connectée à une charge.

1.4.2.1 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

La figure 1.6 représente une cellule photovoltaïque idéale [2]. Le courant que fournit une cellule photovoltaïque à la charge est donné par l'équation (1.1) [39].

$$I(V) = I_{ph} - I_{obs}(V) \quad (1.1)$$

Avec : I_{ph} : densité de courant photo-généré et I_{obs} : densité de courant d'obscurité.

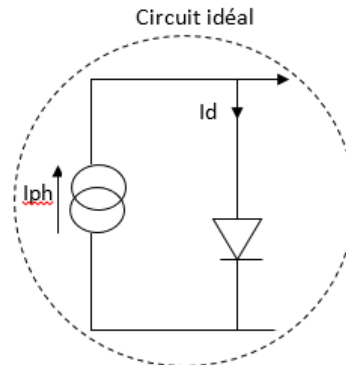


Figure1.5 – Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale.

$$I_d(V) = I \times \left(\exp\left(\frac{q \times V}{i \times k \times T}\right) - 1 \right)$$

(1.2)

L'équation (I-1) s'écrit comme suit [39]:

$$I(V) = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{qV}{kT}\right) - 1 \right)$$

(1.3)

Avec : I_s : courant de saturation de la diode, q : charge élémentaire, k : constante de Boltzmann, T : température et i est le paramètre intrinsèque de l'idéalisme de la diode. Ainsi, dans une cellule photovoltaïque, deux courants s'opposent : le courant d'éclairement et un courant de diode appelé courant d'obscurité qui résulte de la polarisation du composant. La caractéristique d'une cellule sous obscurité est identique à celle d'une diode [39].

1.4.2.2 Circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque

La figure 1.6 propose un modèle électrique de la cellule photovoltaïque prenant en compte les différents facteurs limitatifs. On y retrouve le générateur de courant I_{ph} , correspondant au courant photo-généré ainsi que des résistances complémentaires, R_s et R_p , et deux diodes d_1 et d_2 . R_c est la résistance de charge [25,40,41].

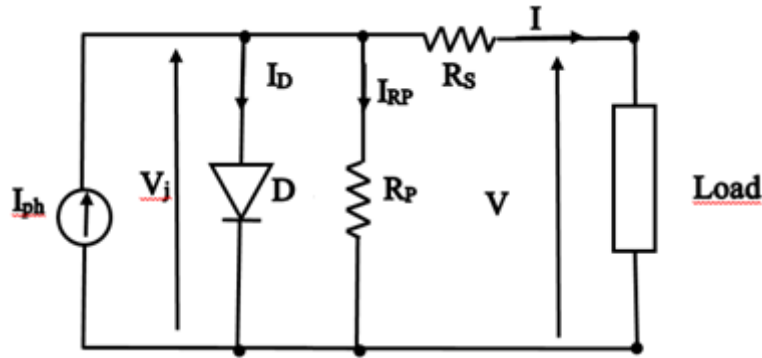


Figure1.6 – Circuit électrique équivalent d’une cellule photovoltaïque.

La résistance série (R_s) est due à la résistivité des différentes couches de la cellule : Émetteur, base et contacts métalliques (en particulier leur interface avec le semi-conducteur).

Ce terme doit idéalement être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. Ceci peut être réalisé en optimisant le contact métal/semi-conducteur, et en diminuant la résistivité du matériau utilisé [42]. Cependant, un dopage trop élevé entraîne une augmentation de la recombinaison des porteurs. La résistance parallèle ou de court-circuit R_p traduit quant à elle, la présence d’un courant de fuite à travers l’émetteur. Elle peut aussi être due à un court-circuit sur les bords de la cellule. Cette valeur devra être la plus élevée possible.

Nous avons également tenu compte d’un modèle faisant appel à une diode [39,42].

$$I(V) = I_{ph} - I_d - V_j/R_p$$

Le modèle mathématique de schéma électrique de la cellule PV est donnée par [25,43–45] :

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\left[\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{\alpha \cdot k \cdot T} \right]} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \tag{1.4}$$

$$I_{ph}(T) = I_{ph}|_{(T=298\text{K})} \left[1 + (T - 298 \cdot K) \cdot (5 \cdot 10^{-4}) \right] \tag{1.5}$$

I_{ph} : courant de photo-génération ;

I_d : courant de diffusion dans les zones neutres ;

R : résistance parallèle ;

R_s : résistance série ;

I_s : courant de saturation ;

α :facteur d’idéalité de la diode ;

1.4.3 Générateur photovoltaïque

Le module PV est un ensemble de cellules PV connectées en série. Vu le rendement faible de la cellule PV, il est plus intéressant d'utiliser les modules PV dans les installations électrique à base d'énergie photovoltaïque [46].

Selon la puissance qu'on souhaite produire, le générateur PV est ensemble de N_p branches PV connectées en parallèle. Chaque branche PV est constituée N_s modules PV connectés en série (figure 1.7). La puissance fournie par ce générateur PV s'écrit selon l'équation (1.6) Les tensions de fonctionnement des équipements électriques sont normalisées (12, 24, 48V, etc...) et une seule cellule PV ne permet pas de les alimenter directement. Ainsi, afin d'accroître la puissance disponible et l'énergie produite par des cellules PV, les fabricants assemblent en série et en parallèle les cellules PV.

[10]:

$$P_{PV} = N_S \cdot V_{PV} \cdot N_P \cdot I_{PV} \quad (1.6)$$

N_p : nombre de branches PV connectées en parallèle.

N_s nombre de module PV connectés en série.

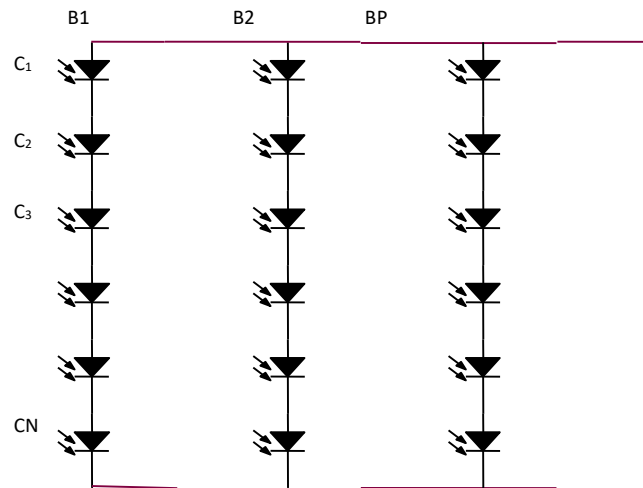


Figure 1.7 – Champ PV de N_p branches parallèles ayant chacune N_s modules en séries.

1.4.3.1 Propriétés

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairement et, de façon générale, des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Nous rappelons brièvement dans ce paragraphe

le comportement du générateur soumis à diverses contraintes. Ces notions sont en effet nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur PV et ensuite effectuer des optimisations.

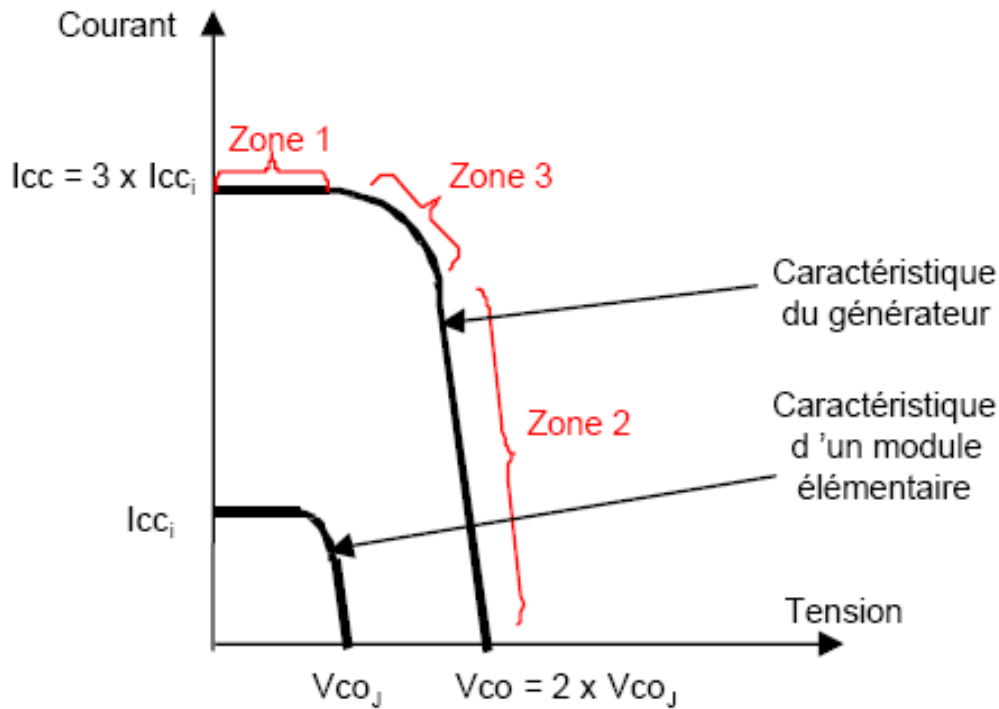


Figure 1.8 – Caractéristiques $I(V)$ d'un module PV.

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit I_{CC} et de la tension à vide V_{CO} sont plus ou moins importantes (figure 1.8). La caractéristique, d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules, a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (irradiation et température uniformes). Nous pouvons décomposer la caractéristique $I(V)$ d'un générateur photovoltaïque en 3 zones :

- Une zone assimilable à un générateur de courant I_{CC} proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par $1/R_{SH}$ (Zone 1).
 - Une zone assimilable à un générateur de tension V_{CO} d'impédance interne équivalente à R_S (Zone 2),
 - Une zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de R_S à R_{SH} (Zone 3).
- C'est dans la Zone 3 qu'est situé le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale. Ce point est appelé point de puissance optimale, caractérisé par le couple (V_{OPT}, I_{OPT}) , et seule une charge dont la caractéristique passe par

ce point, permet d'extraire la puissance maximale disponible dans les conditions considérées [47].

1.4.3.2 Modélisation mathématique d'un module photovoltaïque

L'équation (1.7) représente le modèle mathématique qui définit le comportement du module PV [45][46] :

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\left[\frac{q \cdot (V + N_s \cdot I \cdot R_s)}{\alpha \cdot N_s \cdot k \cdot T} \right]} - 1 \right] - \frac{V + N_s \cdot I \cdot R_s}{N_s \cdot R_p} \quad (1.7)$$

N_r : Nombres de cellules photovoltaïques liées en série.

1.4.3.3 Comportement de module PV sous divers températures et éclairagements homogènes

Les influences de l'éclairement et de la température sur la puissance pouvant être délivrée par un panneau PV sont importantes. Les variations du courant et de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairagements à température maintenue constante (la figure 1.9.a) montrent clairement l'existence de maxima sur les courbes de puissance correspondant aux Points de Puissance Maximale P_{max} (V_{OPT} , I_{OPT}). Lorsque l'irradiation varie pour une température donnée, le courant de court-circuit I_{sc} ou I_{cc} varie proportionnellement à l'irradiation.

Dans un même temps, la tension de circuit ouvert V_{oc} (à vide) varie très peu (la figure 1.9.a). Par contre, si la température croît à irradiation constante, la tension V_{oc} décroît alors que le courant I_{sc} croît légèrement (la figure 1.9.b). De ces données, on peut estimer qu'en fonction des conditions de fonctionnement auxquelles on va soumettre le panneau, on peut en déduire la puissance qu'il va pouvoir délivrer [47,50,51]. Il faut cependant prendre quelques précautions quant à l'utilisation de ces données pour estimer la quantité d'énergie délivrée par un générateur [47,50,51].

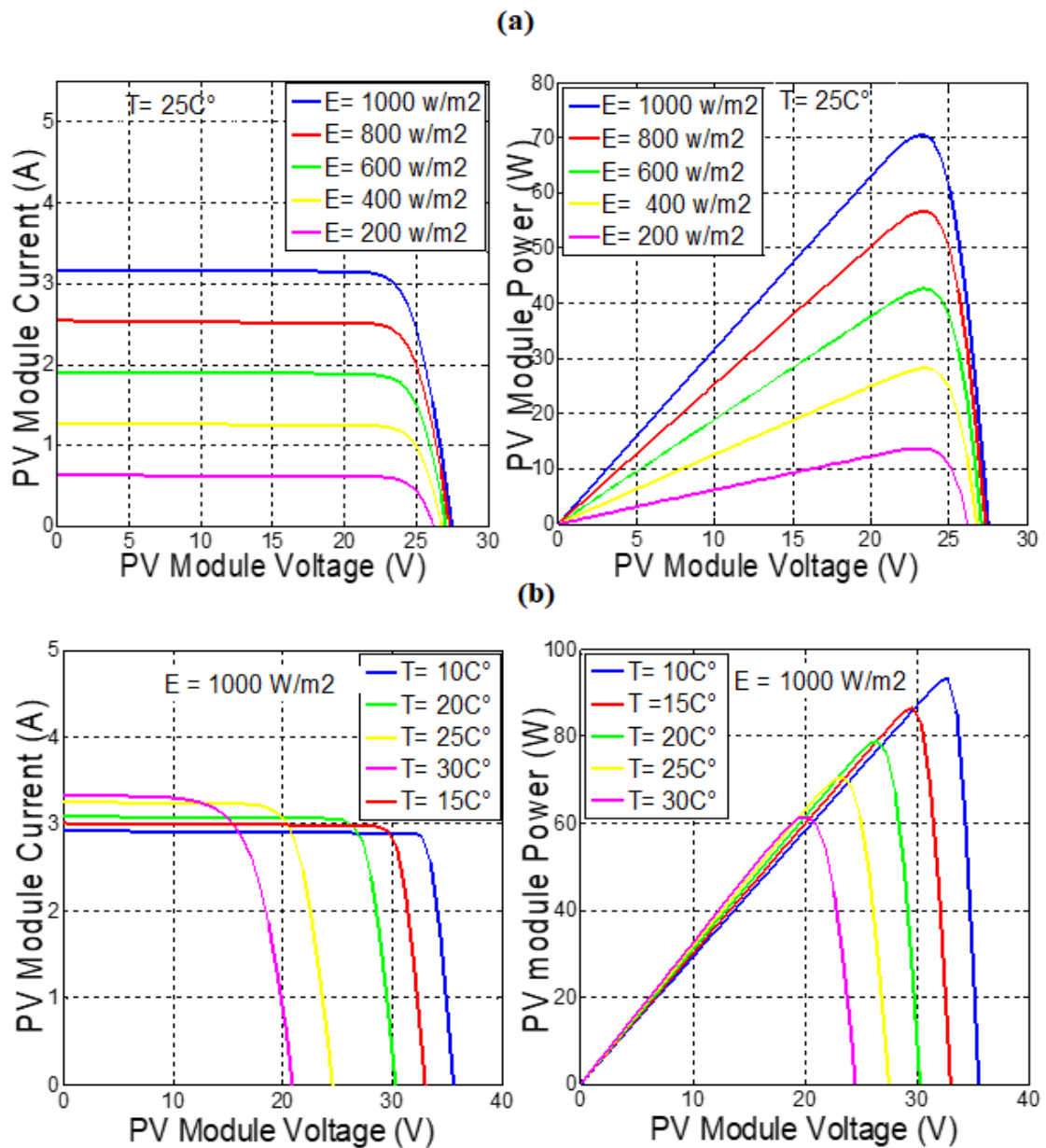


Figure 1.9.(a,b) – Influence de rayonnement et de la température sur $I=f(V)$ et $P=f(V)$.

1.4.3.4 Protection des cellules et des modules

La cellule photovoltaïque est un élément très fragile, en cas d’occultation ou un court-circuit accidentel, la cellule peut subir une tension inverse trop élevée ou être traversée par un courant trop important [10].

Afin de protéger les cellules et les modules photovoltaïques, on utilise des diodes de protection qui doivent être montées en série ou en parallèle.

- **Les diodes parallèles (shunt) :** Pour la protection des cellules contre les tensions inverses.

➤ **Les diodes en série** : Pour la protection d'une branche de modules ou de cellules contre le courant inverse.

Les figures 1.10.a et 1.10.b illustrent le principe de protection des cellules et des modules par utilisation des diodes [10].

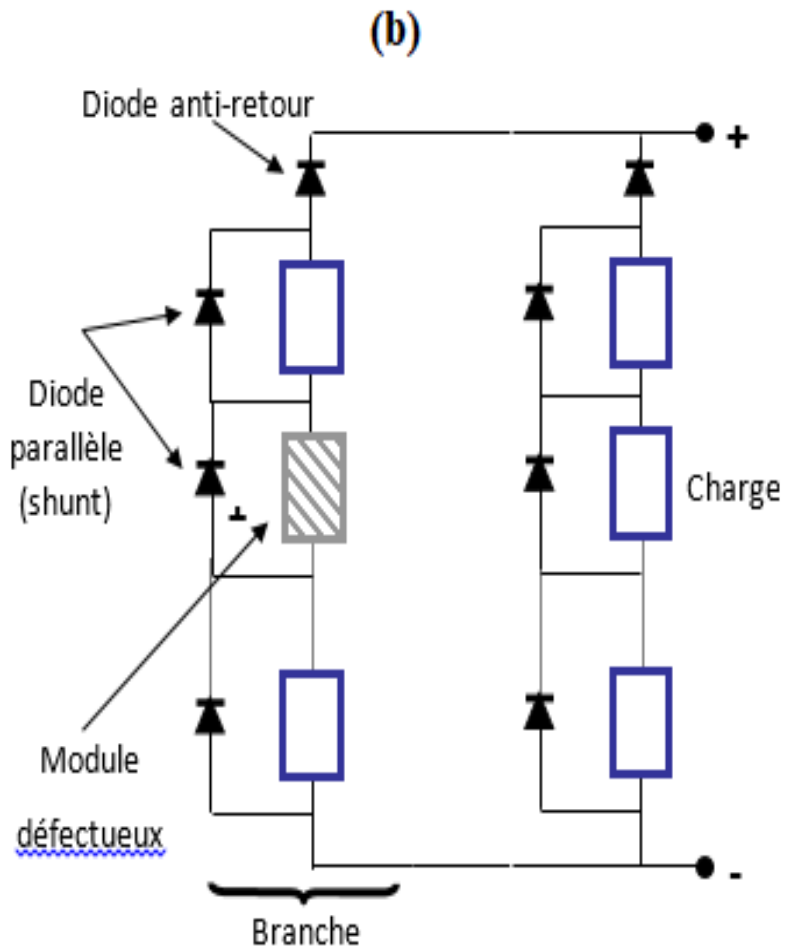
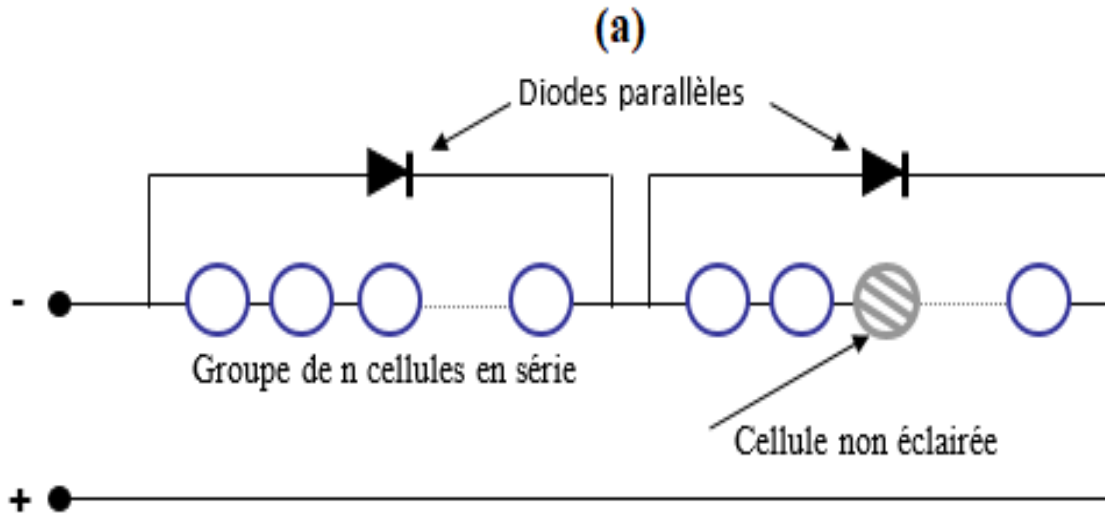


Figure 1.10.(a,b) – Protection des cellules et des modules par les diodes.

1.4.3.5 Ombrage partiel du générateur PV

Dans de conditions environnementales normales, la puissance PV fournie par le système PV est optimale. Cependant, si le générateur PV est soumis à des contraintes environnementales telles que l'ombrage partiel, sa performance sera réduite. Le phénomène de l'ombrage est répartition disproportionnée du rayonnement sur la surface du générateur PV. Ce phénomène peut être engendré par des causes atmosphériques comme le passage des nuages ou par des obstacles qui se trouvent dans l'environnement du générateur PV tels que les câbles électriques, les branches d'arbres, les immeubles ou le dépôt de saleté sur une partie de la surface du générateur PV etc....[52]. L'ombrage perturbe le bon fonctionnement du système PV car les modules ombragés ont impact négatif sur le reste des modules uniformément éclairés. Parmi les problèmes rencontrés, il y a la réduction du rendement du système PV, le miss-matching et les hotspots qui peuvent être évités en utilisant les diodes bypass [53,54].

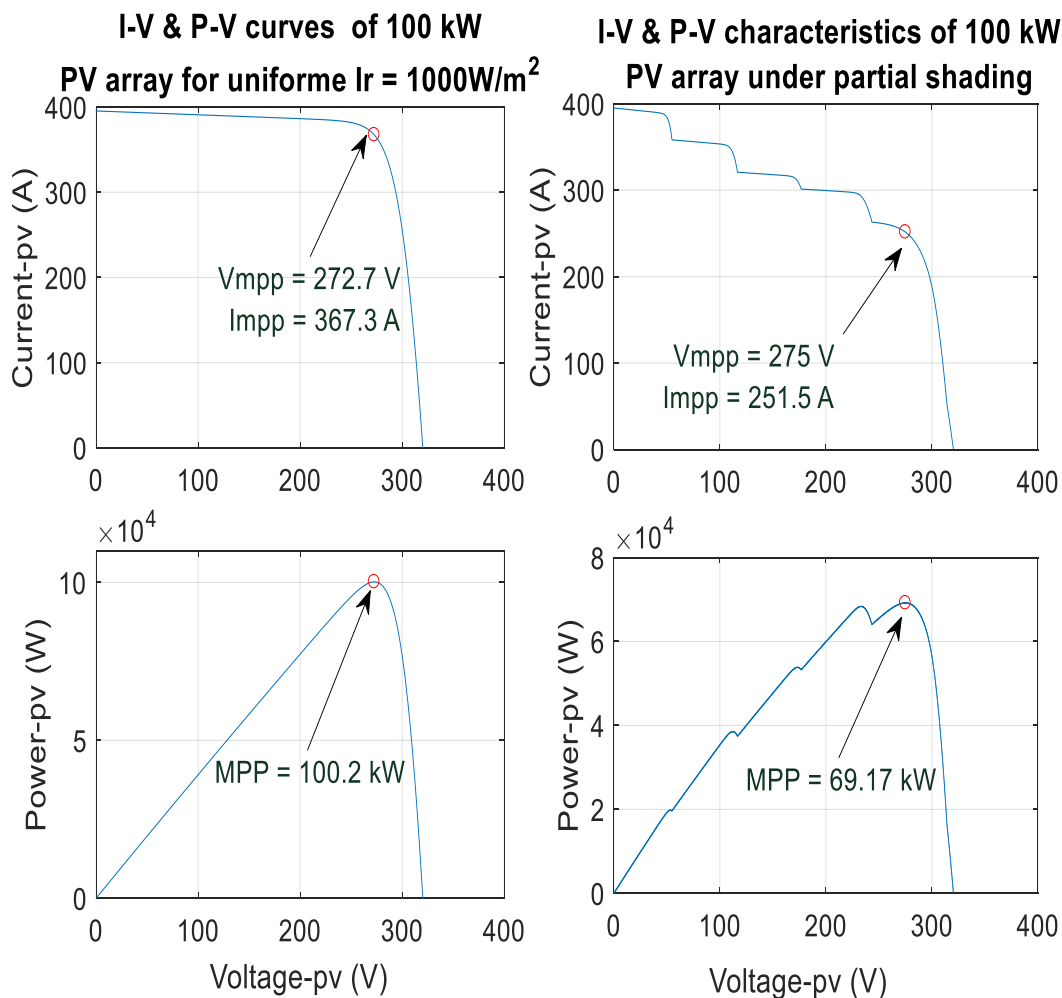


Figure 1.11 – Tracés de I-V et P-V du champ PV de 100 kW.

1.5 Centrale Photovoltaïque connectée au réseau

Une centrale PV, connectée au réseau électrique, est une installation qui fournit de l'électricité à d'énergie photovoltaïque. Cette source est complémentaire à l'électricité conventionnelle produite par le réseau électrique. La puissance produite PV par le générateur PV doit être adapté aux caractéristiques du réseau avant qu'elle ne soit directement injectée sur ce réseau [52].

Pour cette raison, il est nécessaire d'étudier, d'une part l'influence de l'insertion de sources photovoltaïques au réseau de distribution, d'autre part le comportement dynamique des systèmes PV en régime permanent et face aux différentes perturbations. Il est nécessaire de proposer des solutions pour éviter des déconnexions injustifiées [55]. Il est aussi envisagé de développer des solutions permettant d'augmenter les performances des onduleurs PV afin d'augmenter leur taux d'insertion au réseau de distribution [55].

1.5.1 Éléments composants la centrale PV

Comme le montre la figure 1.12, la centrale PV raccordée au réseau est principalement constituée de :

- Module PV qui capte et convertit l'énergie PV en énergie électrique. Cet élément a été cité précédemment dans ce chapitre.
- Convertisseur DC/DC transforme la tension du module PV à une autre tension pour alimenter la charge. Il commande la puissance fournie par le circuit électrique avec une grande souplesse et haute efficacité. Il existe plusieurs types de convertisseurs statiques tels que: Boost, Buck and Boost-Buck.
- Contrôleur MPPT traque le point de puissance maximale (MPP). Les performances du contrôleur MPPT dépendent essentiellement de la rapidité d'atteindre le MPP, et la façon d'osciller autour du MPP et la robustesse face aux changements climatiques [51].
- Onduleur PV est un élément clé d'interface réseau qui transforme la puissance électrique continue en puissance alternative.

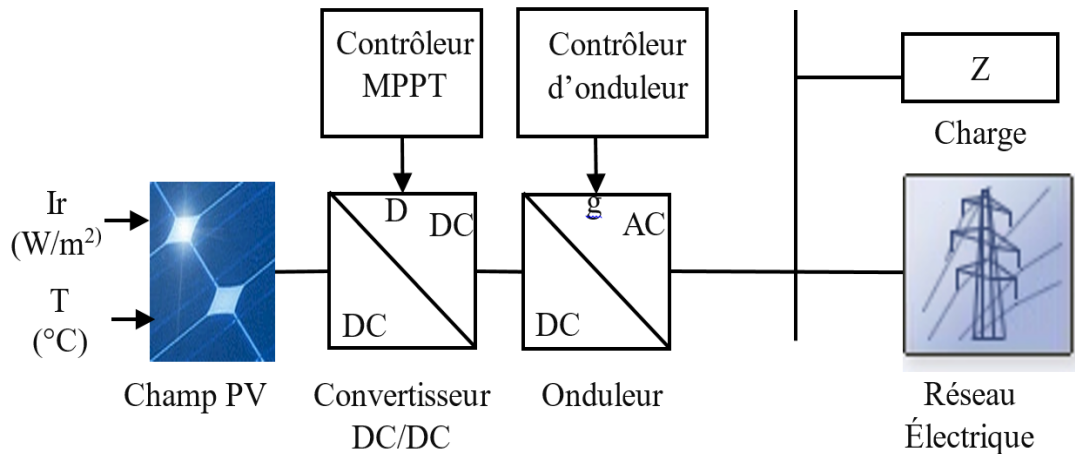


Figure 1.12 – Schéma synoptique d'une centrale PV connectée au réseau électrique.

1.5.2 Types des centrales PV

Selon les besoins et les surfaces dont on dispose pour la construction de ces centrales, on peut distinguer les types suivants :

- Les fermes PV qui sont construites sur des terrains de sorte que les modules PV soient interconnectés et orientés dans une direction optimale par rapport au soleil. Certaines de ces fermes sont dotées de systèmes de poursuite de soleil. On peut trouver des fermes PV virtuelles dont les modules PV sont réparties sur plusieurs sites [52].
- Centrale PV rattachée au bâtiment est construite sur un bâtiment qui sert de support si l'ongle et l'inclinaison sont favorables [52].
- Centrale PV intégrée au bâtiment se substitue aux éléments servants d'enveloppe au bâtiment [52]. Ce type d'installation contribue à la réduction du coût de construction et apporte un plus à l'environnement sur le plan esthétique.

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre, on a montré le rôle important de système photovoltaïque dans la production de la puissance PV. On a parlé de la technologie de la cellule PV et du module PV et on a donné le modèle mathématique de chacun. On a traité le comportement du générateur PV face à l'éclairement, la température et le phénomène de l'ombrage partiel. Ce chapitre s'achève par une partie dédiée à la centrale PV connectée au réseau électrique. On a cité les dispositifs dont elle est constituée et des types de centrale PV qui peuvent exister.

Chapitre 2

Chapitre 2 : CONVERTISSEUR DC/DC ET ONDULEURS PHOTOVOLTAÏQUES

2.1 Convertisseur DC/DC

Le convertisseur DC/DC permet le contrôle de la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé.

Le convertisseur DC/DC est en fait un quadripôle (la figure 2.1), jouant le rôle d'organe de liaison entre deux parties d'un réseau [56].

Le convertisseur DC/DC se compose de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs.

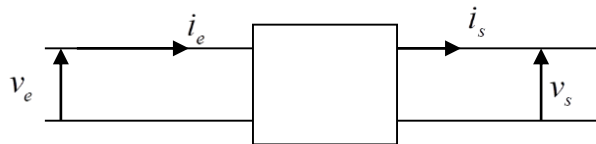


Figure 2.1 – Schéma d'un quadripôle électrique.

Le commutateur est un dispositif semi-conducteur en mode (bloqué-saturé), habituellement un transistor MOSFET. Si le dispositif semi-conducteur est bloqué, son courant est zéro et par conséquent sa dissipation de puissance est nulle. Si le dispositif est dans l'état saturé, la chute de tension à ses bornes sera presque zéro et par conséquent la puissance perdue sera très petite] [57].

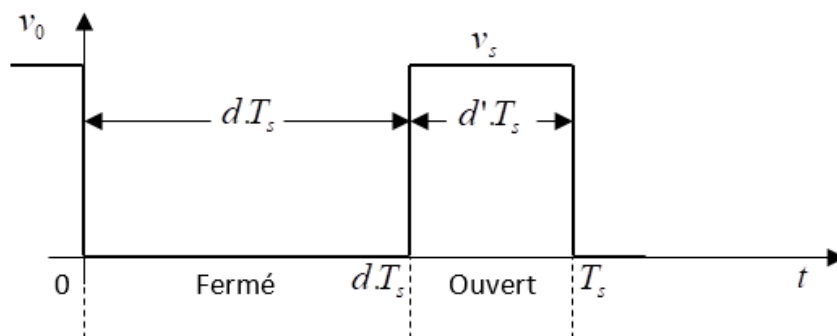


Figure 2.2 – Phases de fermeture et d'ouverture d'un commutateur.

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor commutera à une fréquence constante f_s avec un temps de fermeture $= d.T_s$ et un temps d'ouverture $= (1 - d)T_s$, où :

- T_s est la période de commutation qui est égale à $1/f_s$.

- d le rapport cyclique du commutateur ($d \in [0,1]$).

2.1.1 Convertisseur abaisseur (Buck) :

La figure 2.3 montre le convertisseur abaisseur dit Buck. Quand l'interrupteur S est en état de conduction, la diode est polarisée en inverse et le courant de l'inductance qui ne s'annule pas permet de charger l'inductance et d'alimenter la charge R durant $t \in [0, d.T_s]$. Lorsque l'interrupteur S est désactivé, la diode est en état de conduction afin de supporter le courant de l'inductance qui va à la charge R quand $t \in [dT_s, T_s]$ [2, 7, 8].

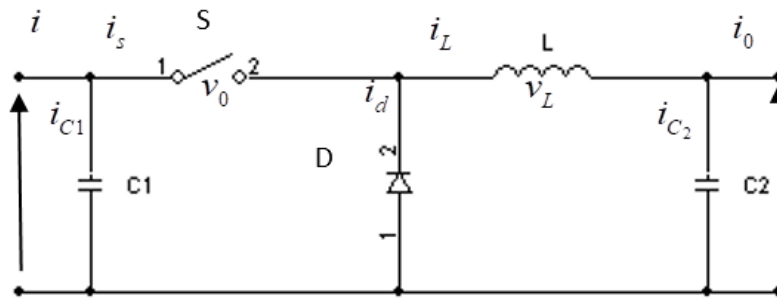


Figure 2.3 – Circuit idéal de convertisseur Buck.

2.1.1.1 Modèle du circuit équivalent

La figure 2.4.a correspond au schéma du circuit équivalent d'un convertisseur abaisseur avec S fermé. La figure 2.4.b représente le convertisseur abaisseur avec S ouvert pendant l'intervalle $d'T_s$ du temps où d' indique le complément du rapport cyclique de commutation d défini comme [2, 57]:

$$d' = 1 - d \tag{2.1}$$

Pour $t \in [0, d.T_s]$:

$$\left\{ \begin{aligned} i_{c1}(t) &= C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_l(t), \end{aligned} \right. \tag{2.2}$$

$$\left\{ \begin{aligned} i_{c2}(t) &= C_2 \frac{dv_0(t)}{dt} = i_l(t) - i_0(t), \end{aligned} \right. \tag{2.3}$$

$$\left\{ \begin{aligned} v_l(t) &= L \frac{di_l(t)}{dt} = v_i(t) - v_0(t). \end{aligned} \right. \tag{2.4}$$

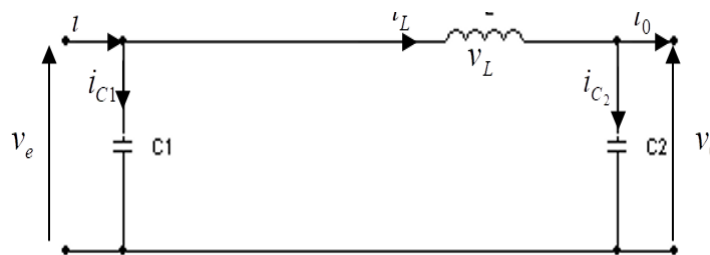


Figure 2.4.a – Convertisseur Buck avec S fermé.

La loi de Kirchhoff appliquée à la figure 2.4 (commutateur fermé) donne les équations suivantes :

Pour $t \in [dT_s, T_s]$:

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t), & (2.5) \end{cases}$$

$$\begin{cases} i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_l(t) - i_o(t), & (2.6) \end{cases}$$

$$\begin{cases} v_l(t) = L \frac{di_l(t)}{dt} = -v_o(t). & (2.7) \end{cases}$$

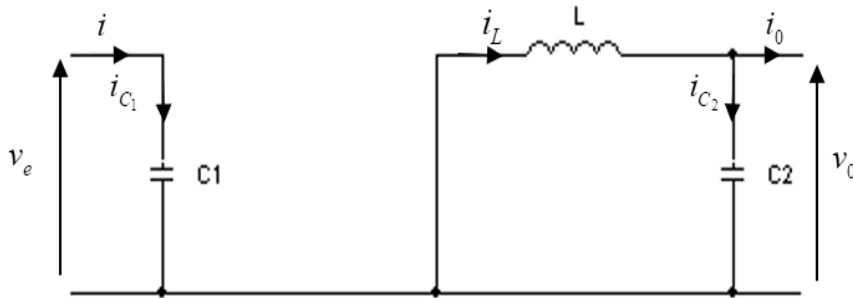


Figure 2.4.b – Convertisseur abaisseur avec S ouvert.

2.1.1.2 Approximation des Petites ondulations

Les variables dans les équations (2.2) à (2.7) ont une composante constante et des harmoniques. La valeur de la composante constante est pratiquement égale à la valeur moyenne de la variable. Par conséquent l'ondulation peut être négligée et le signal peut être rapproché à sa composante constante.

Cette approximation s'appelle l'approximation des petites ondulations ou l'approximation de l'ondulation linéaire, elle facilite beaucoup l'analyse mathématique des hacheurs.

$$\begin{cases} i_{c1} = I - I_l & (2.8) \\ i_{c2} = I_l - I_o & (2.9) \\ v_l = V_i - V_o & (2.10) \end{cases}$$

Les équations (2.5) à (2.7) pour dT_s deviennent (2.11) à (2.13).

$$\begin{cases} i_{c1} = I & (2.11) \\ i_{c2} = I_l - I_o & (2.12) \\ v_l = -V_o & (2.13) \end{cases}$$

Etude en régime continu :

Les valeurs de la composante constante de la tension d'inductance et du courant de condensateur sont définies comme la moyenne de leur signal original.

$$V_l = \langle v_l \rangle = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} v_l(t) dt, \quad (2.14)$$

$$I_c = \langle i_c \rangle = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} i_c(t) dt \quad (2.15)$$

Utilisant la relation $v_l = L \frac{di_l}{dt}$ et $i_c = C \frac{dv_c}{dt}$ obtient :

$$i_l(T_s) - i_l(0) = \frac{1}{L} \int_0^{T_s} v_l(t) dt, \quad (2.16)$$

$$v_c(T_s) - v_c(0) = \frac{1}{C} \int_0^{T_s} i_c(t) dt \quad (2.17)$$

$$i_l(t + T_s) = i_l(t), \quad (2.18)$$

$$v_c(t + T_s) = v_c(t) \quad (2.19)$$

Quand l'état d'équilibre est atteint, les valeurs initiales et finales pendant une période de changement d'état doivent être égales :

Il est maintenant possible de récrire les équations (2.16) et (2.17) comme suit :

$$\frac{1}{L} \int_0^{T_s} v_l(t) dt = 0 \quad (2.20)$$

$$\frac{1}{C} \int_0^{T_s} i_c(t) dt = 0 \quad (2.21)$$

En comparant les équations (2.20) et (2.21), pour les valeurs moyennes de v_l et i_c dans (2.16) et (2.17) il est évident que les valeurs de la composante constante pour la tension d'inductance et le courant de condensateur doivent être nulles.

$$V_l = \langle v_l \rangle = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} v_l(t) dt \quad (2.22)$$

$$I_c = \langle i_c \rangle = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} i_c(t) dt \quad (2.23)$$

2.1.1.3 Rapport de conversion du hacheur Buck

Les équations (2.10) et (2.13) qui explicitent la tension aux bornes de l'inductance dans les deux périodes, fermeture et ouverture de l'interrupteur S, donnent la figure 2.5.

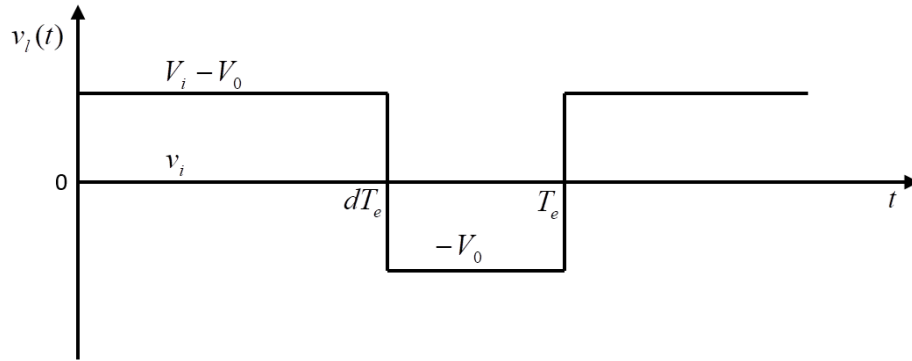


Figure 2.5 – Forme d'onde de la tension d'inductance $v_l(t)$ pour un « Buck ».

Selon la loi de Faraday, la tension moyenne d'inductance sur une période T_s de fonctionnement en régime permanent est égale à zéro (la figure 2.5), on a donc [57]:

$$v_l(t) = d(V_i - V_0) + d'(-V_0) = 0 \quad (2.24)$$

En utilisant les équations (2.8), (2.9) et (2.10), (2.11) et en appliquant le principe de l'équilibre des charges capacitives, on obtient les expressions pour les courants moyens du condensateur.

$$\langle i_{c1}(t) \rangle = d(I - I_l) + d'I = 0, \quad (2.25)$$

$$\langle i_{c2}(t) \rangle = d(I - I_l) + d'(I_l - I_0) = 0. \quad (2.26)$$

L'avantage de la combinaison de (2.24) et (2.26) mène à trois équations simples qui décrivent les caractéristiques du courant continu à l'état d'équilibre d'un hacheur dévolteur.

$$dV_i = V_0 \quad (2.27)$$

$$I = dI_l \quad (2.28)$$

$$I_l = I_0 \quad (1.29)$$

Le rapport de conversion $M(d)$ du Buck est donné par l'équation (2.30) :

$$M(d) = \frac{V_0}{V_i} = d. \quad (2.30)$$

La figure (2.6) illustre cette relation linéaire.

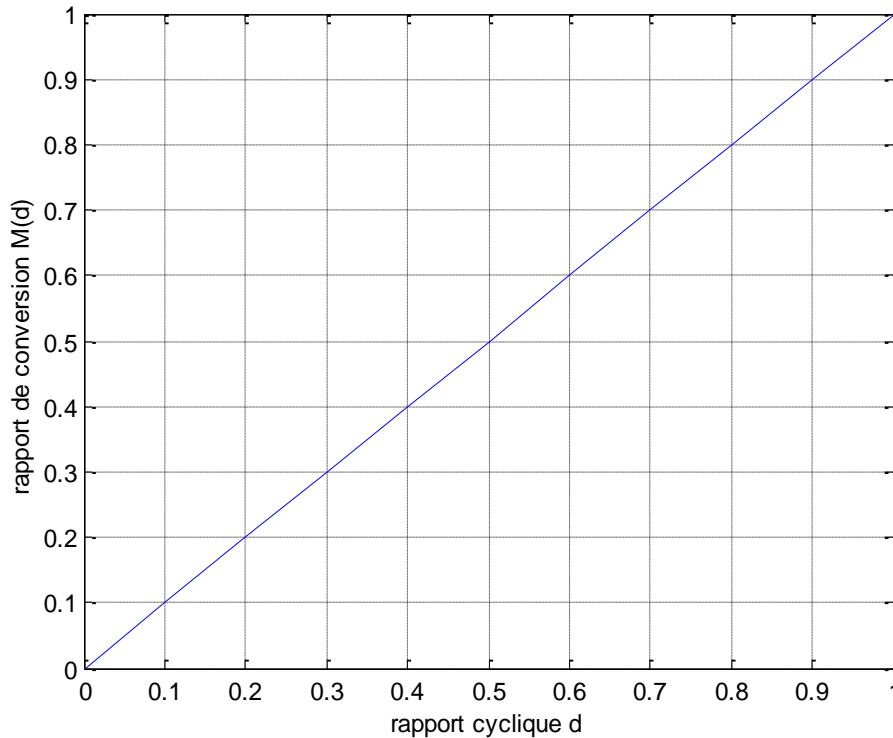


Figure 2.6 – Rapport de conversion M en fonction du rapport cyclique d pour un « Buck » [57].

2.1.2 Convertisseur survolteur (Boost)

Ce convertisseur « Boost » fonctionne comme suit : lorsque l'interrupteur S est fermé, l'inductance se charge et le courant $i(t)$, provenant du panneau solaire, augmente progressivement et ce durant $t \in [0, d.T_s]$. Quand S s'ouvre, la rupture du courant provoque une surtension d'où l'utilité de la diode qui protège S en empêchant le retour du courant. Le condensateur sert à lisser la tension de sortie. L'inductance L libère une énergie qui s'ajoute à celle de la source pour alimenter la charge via la diode D durant $t \in [d.T_s, T_s]$ [14,58].

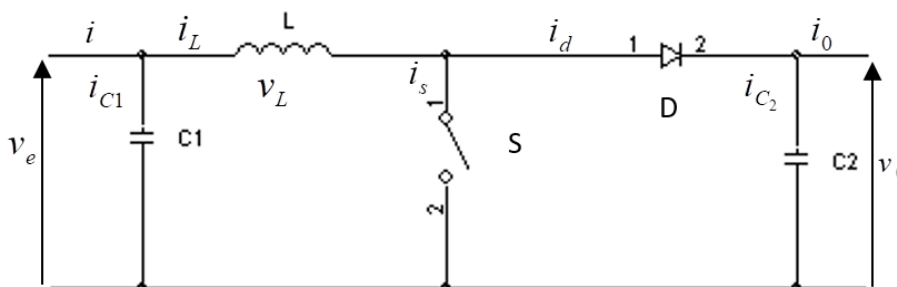


Figure 2.7 – Convertisseur élévateur (Boost).

2.1.2.1 Modèle équivalent de convertisseur (Boost) :

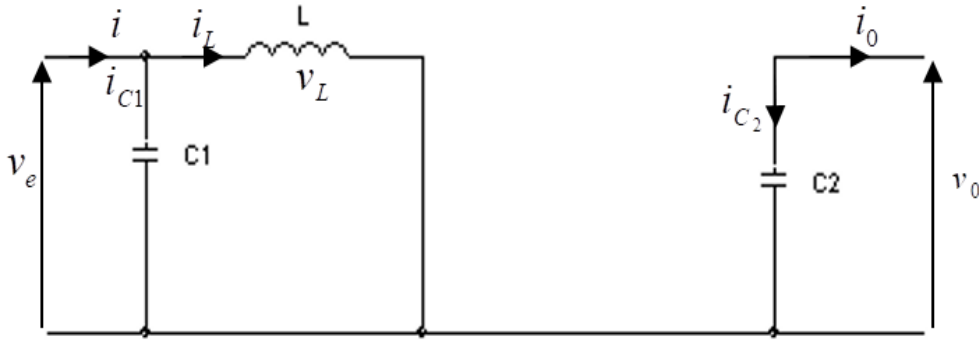


Figure 2.8.a – Convertisseur « Boost » avec S fermé.

Selon la figure 2.8.a, pendant la période de commutation $d \cdot T_s$, S, à l'état fermé, connecte l'entrée à la masse à travers l'inductance et un très grand courant commence à circuler. La diode est polarisée en inverse ainsi aucun courant d'inductance ne traverse la charge.

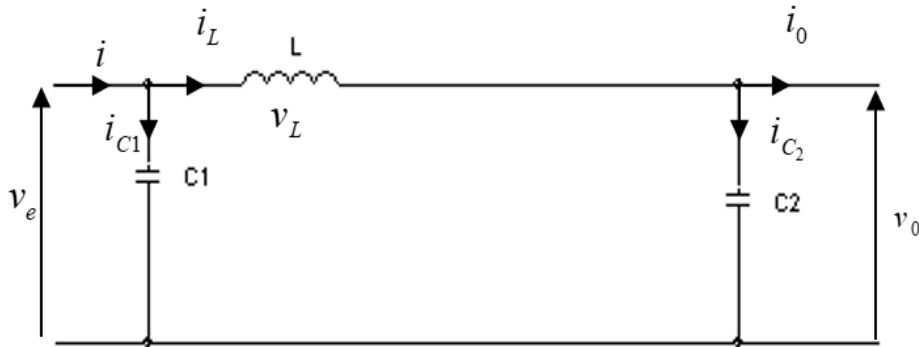


Figure 2.8.b – Convertisseur « Boost » avec S ouvert.

La figure 2.8.b montre que pendant la deuxième période $d' \cdot T_s$, où S est ouvert, la nature de l'inductance s'oppose à la discontinuité de l'écoulement du courant, et le courant, élevé par la diode maintenant polarisée en direct, mène à une haute élévation tension qui est appliquée à la charge [2, 15]. Pour calculer les fonctions de transfert de l'état et rapport de conversion $M(d)$, convertisseur « Boost », on doit tenir en compte les deux intervalles de temps $d \cdot T_s$ et $d' \cdot T_s$ [57].

Pour $t \in [0, d \cdot T_s]$, on a:

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = -i_0(t), \\ v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_i(t). \end{cases} \quad (2.31)$$

Pour $t \in [dT_s, T_s]$, on a :

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_l(t), \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_l(t) - i_0(t), \\ v_l(t) = L \frac{di_l(t)}{dt} = v_i(t) - v_0(t). \end{cases} \quad (2.32)$$

2.1.2.2 Rapport de conversion du hacheur Boost

L'approximation d'ondulation permet de négliger l'ondulation de commutation dans les signaux du convertisseur et de remplacer la valeur de ces signaux par leurs valeurs moyennes. Ceci simplifie les équations (2.31) et (2.32) à :

$$\begin{cases} i_{c1} = I - I_l \\ i_{c1} = -I_0, \\ v_l = V_i. \end{cases} \quad (2.33)$$

$$\begin{cases} i_{c1} = I - I_l \\ i_{c1} = I_l - I_0, \\ v_l = V_i - V_0. \end{cases} \quad (2.34)$$

Pour trouver les valeurs moyennes de i_{c1} , i_{c2} et V_i pendant toute la durée T_s les équations (2.33) et (2.34) sont substituées en utilisant l'équation (2.35):

$$x(t) = \frac{1}{T_s} \int_t^{t+T_s} x(\tau) d\tau = \frac{1}{T_s} \left[\int_t^{t+\alpha T_s} x|_{[0, \alpha T_s]}(\tau) d\tau + \int_{t+\alpha T_s}^{t+T_s} x|_{[\alpha T_s, T_s]}(\tau) d\tau \right]. \quad (2.35)$$

En régime permanent :

$$\begin{cases} \langle i_{c1}(t) \rangle = d(I - I_l) + d'(I - I_l) = 0, \\ \langle i_{c2}(t) \rangle = d(-I_0) + d'(I_l - I_0) = 0. \\ \langle v_l(t) \rangle = dV_i + d'(V_i - V_0) = 0. \end{cases} \quad (2.36)$$

Avec $d = 1 - d'$ on peut simplifier les équations à :

$$I = I_l \quad (2.37)$$

$$I_0 = d'I_l \quad (2.38)$$

$$V_i = d'V_0. \quad (2.39)$$

Comme le montre la figure 2.9, $M(d)$ est donné par l'équation (2.40) :

$$M(d) = \frac{V_0}{V_i} = \frac{1}{d'} = \frac{1}{1-d}. \quad (2.40)$$

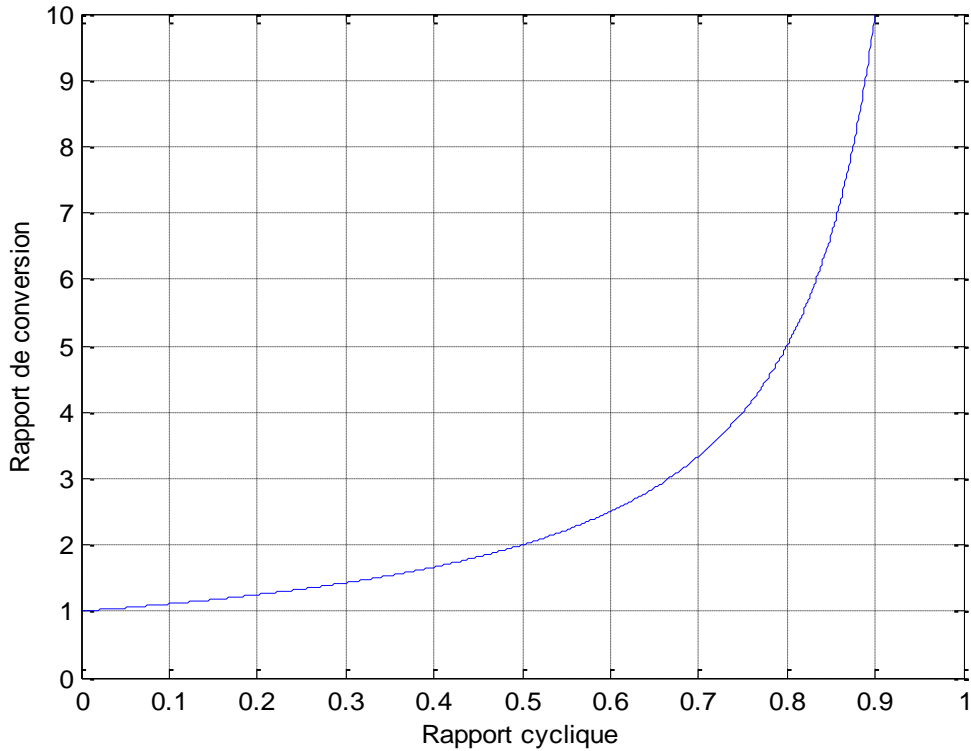


Figure 2.9 – Rapport de conversion M en fonction de d [57].

2.1.3 Convertisseur élévateur - abaisseur « Buck-Boost »

Ce convertisseur est constitué d'un interrupteur S, une diode D, un condensateur C et une charge R. Il peut être employé pour transformer idéalement n'importe quelle tension continue d'entrée en n'importe quelle tension continue désirée de sortie [57,59–61].

2.1.3.1 Modèle équivalent de convertisseur

Quand S est fermé pendant l'intervalle dT_s de la période T_s de commutation. Le courant commence à circuler de la source d'entrée jusqu'à la masse à travers l'inductance (figure 2.10). Quand l'interrupteur S s'ouvre au début de l'intervalle $d'T$, le courant est maintenu grâce à la nature de l'inductance, mais cette fois il circule à travers la diode et la charge. La

variation du rapport cyclique d changera le rapport de conversion M entre les tensions d'entrée et de sortie V_0/V_i .

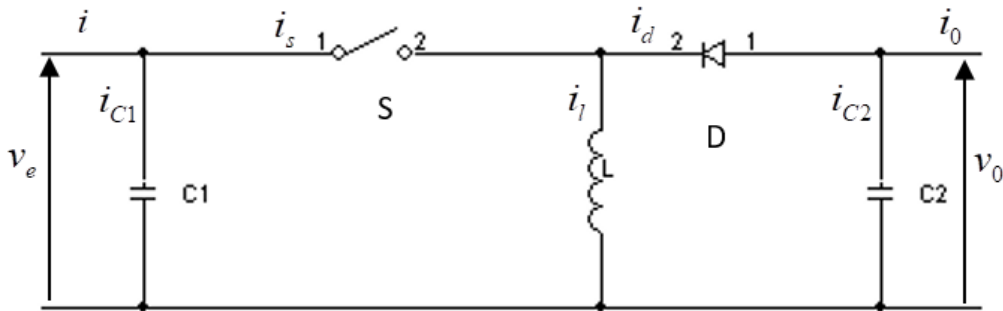


Figure 2.10 – Circuit équivalent de convertisseur Buck-Boost.

Pour $t \in [0, dT_s]$, on a :

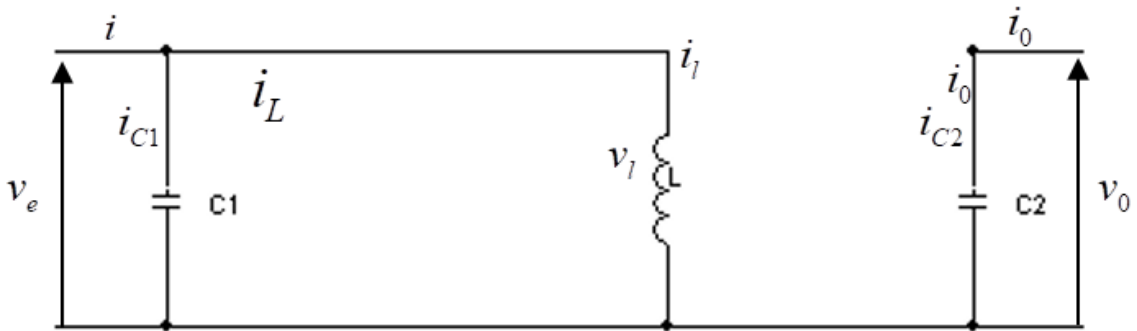


Figure 2.11.a – Convertisseur buck- boost avec S fermé.

$$\begin{cases} i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_l(t), \\ i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = -i_0(t), \\ v_l(t) = L \frac{di_l(t)}{dt} = v_l(t). \end{cases} \quad (2.41)$$

Pour $t \in [dT_s, T_s]$, on a :

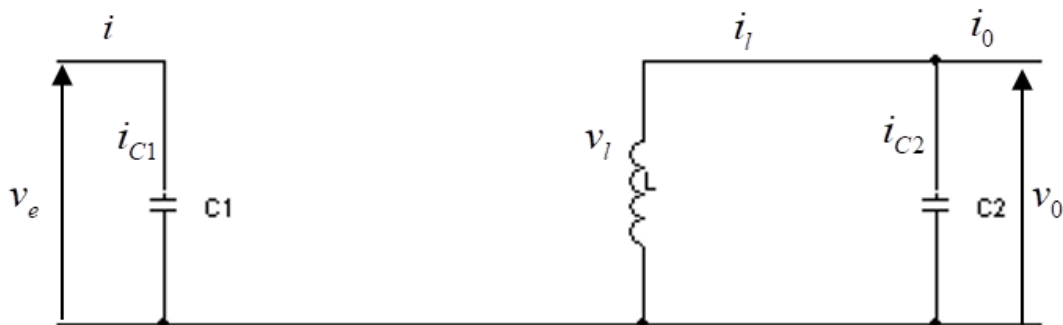


Figure 2.11.b – Convertisseur buck- boost avec S ouvert.

$$\begin{cases} i_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t), \\ i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_l(t) - i_0(t), \\ v_l(t) = L \frac{di_l(t)}{dt} = v_0(t). \end{cases} \quad (2.42)$$

2.1.3.2 Rapport de conversion du hacheur Buck-Boost

L'approximation de l'existence de petites d'ondulations permet de remplacer les variables dépendantes du temps dans (2.41) et (2.42) par leurs valeurs moyennes. Ceci donne pour dT :

$$\begin{cases} i_{c1} = I - I_l \\ i_{c2} = -I_0 \\ v_l = V_i \end{cases} \quad (2.43)$$

Et pour $d'T$:

$$\begin{cases} i_{c1} = I, \\ i_{c2} = -I_l - I_0 \\ v_l = V_0 \end{cases} \quad (2.44)$$

En régime permanent :

$$\begin{cases} \langle i_{c1}(t) \rangle = d(I - I_l) + d'I = 0, \\ \langle i_{c2}(t) \rangle = d(-I_0) + d'(-I_l - I_0) = 0. \\ \langle v_l(t) \rangle = dV_i + d'V_0 = 0. \end{cases} \quad (2.45)$$

Donc on peut exprimer le rapport de conversion à partir de l'équation (2.45) :

$$M(d) = \frac{V_0}{V_i} = \frac{d}{d'} = \frac{d}{1-d}. \quad (1.46)$$

2.2 Onduleur photovoltaïque

Un onduleur est un composant électronique central dans le système PV connecté au réseau. Il permet de transformer la puissance continue, produite par le générateur PV, en une puissance alternative afin de l'injecter dans réseau. Il comprend un contrôleur MPPT et une commande qui synchronise les caractéristiques du courant alternatifs issu de l'onduleur (amplitude, phase et fréquence) avec les propriétés du réseau électrique [62].

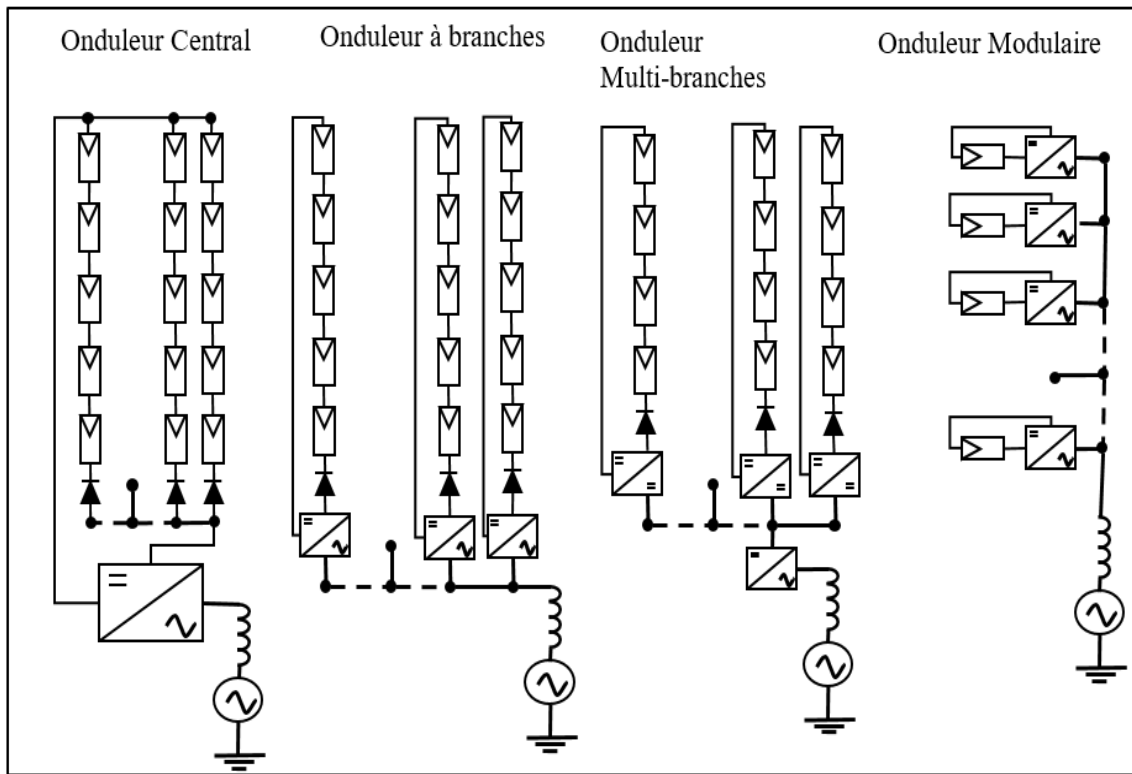


Figure 2.12– Différentes structures des onduleurs PV.

Selon la configuration du champ PV, l'onduleur peut avoir plusieurs topologies [10,63–65]:

1. Onduleur modulaire, appliqué pour de très petites installations ayant une puissance du rang de 50-400 W.
2. Onduleurs à branches, destinés aux champs PV de puissance qui varie de 0.4 kW à 2 kW.
3. Onduleurs à multi-branches, consacrés aux générateurs PV qui fournissent une puissance de 1.5-6 kW.
4. Onduleur central, de topologie triphasée, dédié aux grands champs photovoltaïques de puissance qui peuvent atteindre 1000 kW [2].

2.2.1 Histoire

Les premiers systèmes photovoltaïques connectés au réseau ont été introduits dans les années 80. Les onduleurs utilisés dans ces systèmes sont à base de thyristors. En 1990, la première série d'onduleurs PV, basés sur des transistors, a été introduite par SMA. Au milieu des années 90, la technologie des IGBT et des MOSFET a été largement appliquée pour tous les types d'onduleurs PV sauf pour l'onduleur intégré pour lequel la technologie

dominante est celle du MOSFET. Vu le coût très élevé de production de l'énergie photovoltaïque, l'efficacité est devenu le critère de choix de l'onduleur PV, ce qui a permis d'avoir une large diversité de structures d'onduleurs PV sur le marché.

En comparaison avec les onduleurs ordinaires, les onduleurs PV sont plus complexes de point de vue matériel et fonctionnalité, car le besoin d'augmenter la tension d'entrée, le filtre de déconnexions du réseau, le relais de la déconnexion du réseau et l'interrupteur DC sont les importants aspects responsables d'augmentation de la complexité de l'architecture de l'onduleur. Quant aux fonctions exigées d'un onduleur PV, il y a le MPPT, la synchronisation du réseau l'enregistrement des données.

Contrairement aux produits utilisés dans l'industrie, les topologies innovatrices développées récemment des onduleurs PV, ont pour fonction principale d'améliorer l'efficacité et de réduire le coût de la production. Comme la durée de vie d'un panneau PV dépassa 20 ans, des efforts sont consentis afin d'élever la durée de vie de l'onduleur PV pour qu'il puisse atteindre cette durée.

La première méthode adoptée pour élever l'efficacité est d'éliminer l'isolation galvanique typiquement issue des transformateurs à haute fréquence dans les convertisseurs DC/DC « Boost » ou par le transformateur de base fréquence en sortie ainsi l'efficacité augmente de 1 à 2%. La structure sans transformateur exige des solutions plus complexes, résultant de nouvelles topologies dans le but de garder le courant de fuite et l'injection du courant DC sous contrôle pour se conformer aux normes de sécurité.

La deuxième solution adoptée dans le développement des nouvelles topologies est l'habilité de montrer une haute efficacité même dans le cas de charge partielle c'est-à-dire durant les périodes où les niveaux d'ensoleillement sont réduits. . En réalité, l'efficacité européenne est définie par le fait qu'elle prend en considération les niveaux d'irradiation à travers l'Europe. Actuellement, il y a plusieurs fabricants sur le marché tels que : **SMA, Sunways, Conergy, Ingeteam, Danfoss Solar, Refu**, etc., offrant une large gamme d'onduleurs PV sans transformateurs avec une haute efficacité européenne dépassant 97% et une efficacité maximale 98% [28].

Les onduleurs sont classés, selon leurs topologies, en trois catégories :

- Les onduleurs monophasés sans transformateurs.
- Les onduleurs monophasés avec les transformateurs
- Les onduleurs triphasés.
- Ces catégories sont détaillées dans ce chapitre.

2.2.2 Principe de fonctionnement d'un onduleur

L'onduleur PV est convertisseur CD/AC dont Le rôle principal de fournir un signal de sortie AC à partir d'une alimentation de puissance DC. On trouve deux types d'onduleurs sur le marché [10,63–65] :

- Les onduleurs de source-courant (Current-Source Inverter (CSI)), qui sont utilisés pour applications industrielles de moyenne tension et qui exige une forme d'onde de la tension de haute qualité.
- Les onduleurs de source-tension (Voltage-Source Inverter (VSI)), qui sont les plus répondu vue leur performances [62].

L'onduleur est formé d'un ensemble d'interrupteurs de commutation qui génèrent des valeurs discrètes. A partir de ces valeurs, la forme d'onde de la tension de sortie est obtenue. Il y a deux modes de génération de la tension de sortie AC qui sont la modulation de largeur d'impulsion (Pulse Width Modulation (PWM)) et la modulation à [62,66]. La tension AC de sortie n'est pas parfaitement sinusoïdale car la composante fondamentale est associée à des harmoniques qui engendrent une circulation de courant continu indésirable. Pour parer à ce problème, la fréquence, l'amplitude et la phase doivent être contrôlées [62].

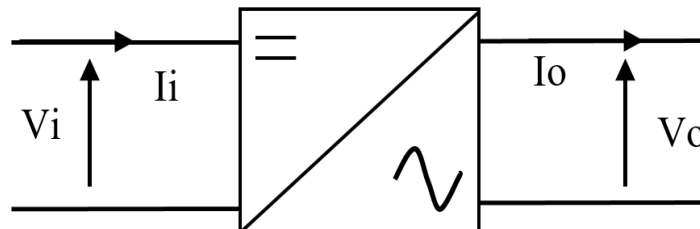


Figure 2.13 Schéma de l'onduleur.

Pour donner un aperçu sur le fonctionnement d'un onduleur, on a choisi un onduleur de type monophasé à demi-pont, la figure 2.14. Les deux interrupteurs de commutation K_+ et K_- sont des composants actifs qui peuvent être des thyristors, transistors de puissance ou des IGBT. Ces interrupteurs travaillent alternativement car dans le cas contraire la source de tension continue V_i risque d'être court-circuitée. Les condensateurs C_+ et C_- sont des filtres des courants harmoniques, choisis afin d'avoir un point neutre N de sorte que chaque condensateur maintienne une tension constante $V_i/2$. L'utilisation de générateur PWM assure le bon fonctionnement des interrupteurs de commutation [62].

Le tableau 2.1 donne les états de conductions K_+ et K_- .

Tableau 2. 1 Etats de fonctionnement des interrupteurs l'onduleur à demi-pont.

Tension de sortie	Interrupteur passant	Signe de la tension	Le courant circule A travers les composants
$V_i/2$	K+	$I_o > 0$	K+
		$I_o < 0$	D+
$-V_i/2$	K-	$I_o > 0$	D-
		$I_o < 0$	K-

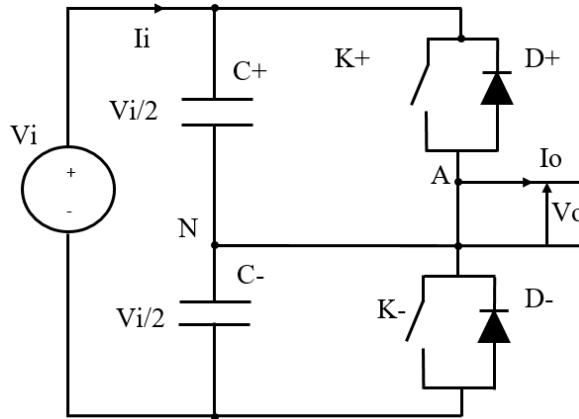


Figure 2.14 Onduleur monophasé à demi-pont.

D'après la figure 2.15 [62], $V_o = V_{AN}$ est la tension AC de sortie de forme sinusoïdale grâce à la technique PWM qui compare un signal modulant V_m (la tension de sortie AC désirée) à une porteuse de forme d'onde triangulaire V_p (porteuse). Le signal de sortie PWM prend la valeur de 1 si $V_m > V_p$, le commutateur K_+ conduit et K_- est bloqué. Lorsque $V_m < V_p$, la PWM prend la valeur 0, K_+ est bloqué et K_- est en état de conduction. Les indices de modulation M_a et de fréquence M_f sont respectivement donnés par les équations (2.1) et (2.2) [62].

$$M_a = \frac{A_m}{A_p} \tag{2.56}$$

$$M_f = \frac{f_m}{f_p} \tag{2.57}$$

A_{o1} est l'amplitude de la fondamentale du signal de sortie AC qui est donnée par l'équation (2.57) [62].

$$A_{o1} = A_{AN1} = \frac{V_i}{2} M_a \tag{2.57}$$

$$h = J * M_f \pm k \quad J = 1,2,3,\dots \tag{2.58}$$

Avec $k = 2, 4, 6, \dots$ pour $J = 1, 3, 5, \dots$ et $k = 1, 3, 5, \dots$ pour $J = 2, 4, 6, \dots$

Les deux interrupteurs K+ et K- sont en état de conduction pour un demi-cycle de la période du signal de sortie AC. Les harmoniques, caractérisant la tension de sortie AC de l'onduleur, sont définie à des fréquences $h = 3, 5, 7, 9, \dots$

L'amplitude de la fondamentale A_{o1} de la tension sortie V_o est donnée par :

$$A_{o1} = A_{ANI} = \frac{4V_i}{2\pi} \tag{2.59}$$

Les amplitudes des harmoniques sont déduites à partir de :

$$A_{oh} = \frac{A_{o1}}{h} \tag{2.60}$$

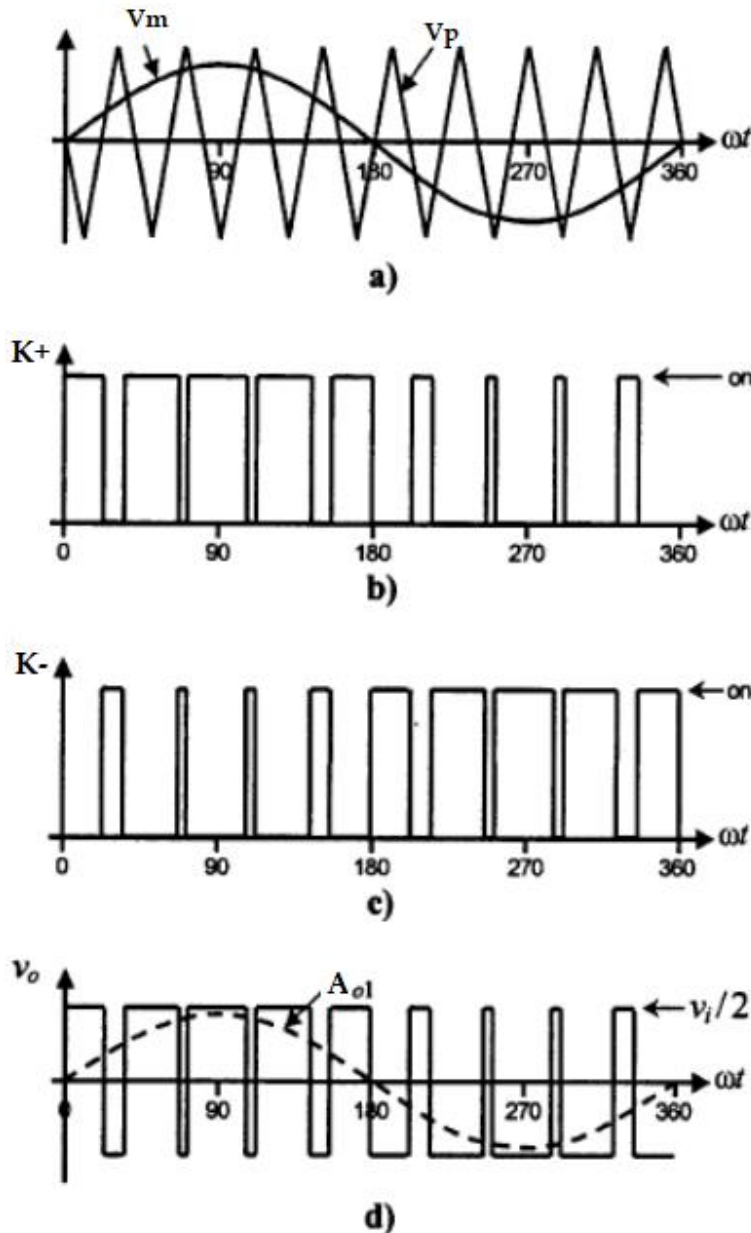


Figure 2.15 Signaux liés à la PWM pour un onduleur monophasé à demi-pont.

2.2.3 Onduleurs sans transformateurs

Les onduleurs PV sans transformateur sont très répandus du le marché. Il existe trois classes qui sont : les onduleurs à double pont ou demis pont (BF, HB), les onduleurs de type NPC et les onduleurs multicellulaire série FC [62]. En général, ces onduleurs n'utilisent pas des convertisseurs DC/DC. On dénombre différents types d'onduleurs HB , parmi lesquels on trouve :

- **H5** : nouvelle topologie d'onduleur SMA. D'après la figure 2.16, cette topologie, comme son nom l'indique, est basée sur la topologie classique avec un cinquième interrupteur qui permet d'éviter l'échange de la puissance réactive entre L1 et L2 et C_{pv} durant l'état zéro de la tension de sortie afin d'augmenter l'efficacité. H5 assure l'isolation du module PV du réseau durant l'état zéro de la tension [7].

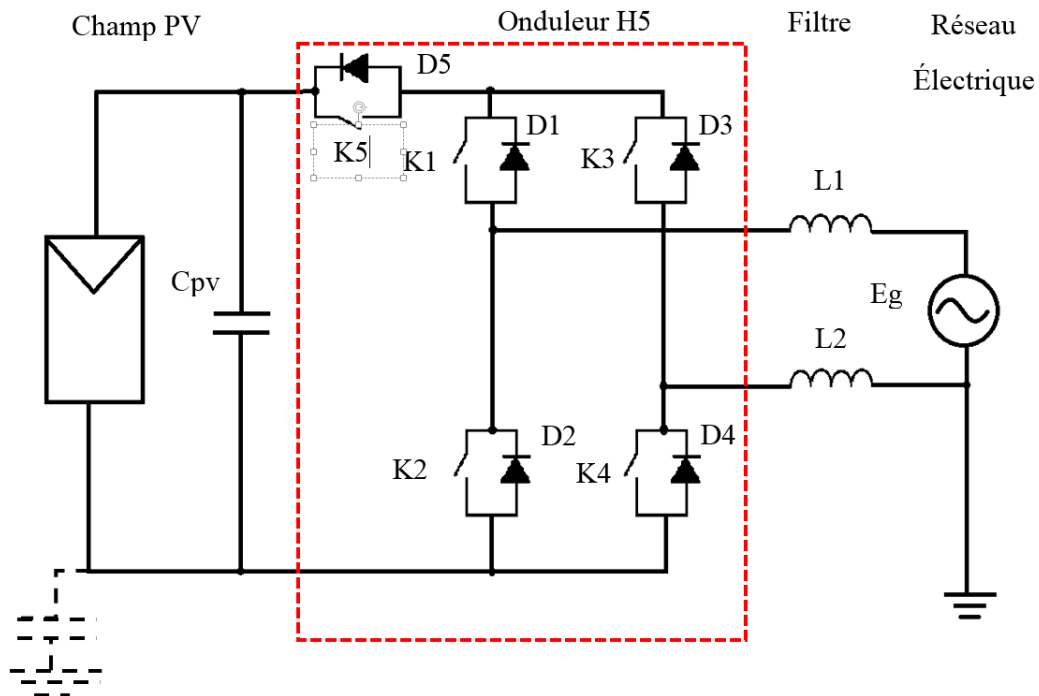


Figure 2.16 – Topologie d'onduleur H5 (SMA).

- **Onduleur HERIC (Sunways) :**

C'est modèle d'onduleur fiable et d'haute efficacité (highly efficient and reliable inverter concept). Cette nouvelle topologie qui a été inspirée du pont H classique en ajoutant une patte bypass dans la partie AC utilisant deux IGBT montés en tête bêche comme montré dans la figure 2.17 [6,7]. L'onduleur HERIC a un comportement similaire ç celui du H5.

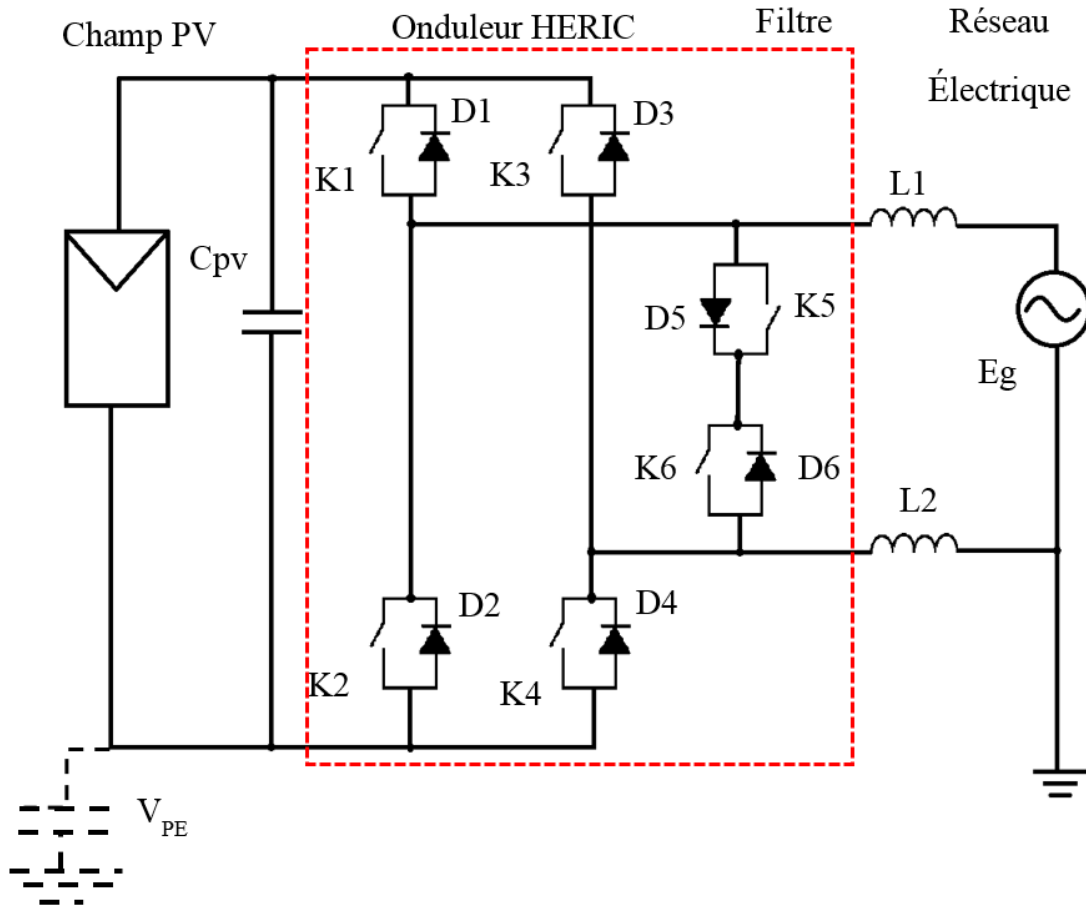


Figure 2.17 – Topologie du HERIC.

• **Onduleur FERU :**

topologie dérivée du pont HB classique. Cet onduleur utilise un demi pont, doté d'un convertisseur DC-DC et d'une branche bypass placée dans la partie AC de l'onduleur, la figure 2.18 [4,7]. Les principales caractéristiques de cette topologie sont [67] :

- Le Bypass AC : appliqué différemment que dans le cas de l'onduleur HERIC, vu que les commutateurs utilisés sont unidirectionnels et chacun est constitué d'un IGBT avec une diode en série
- Introduction du convertisseur boost qui n'est activé que si la tension d'entrée DC est inférieure à celle de réseau.
- S1 (S2) sont activés en haute fréquence au moment où le boost est désactivé: $V_{PV} > |V_g|$.
- S3 (S4) sont actives en haute fréquence quand le boost est activé: $V_{PV} < |V_g|$.
- S+(S-) sont actives à la fréquence du réseau selon la polarité de la tension.

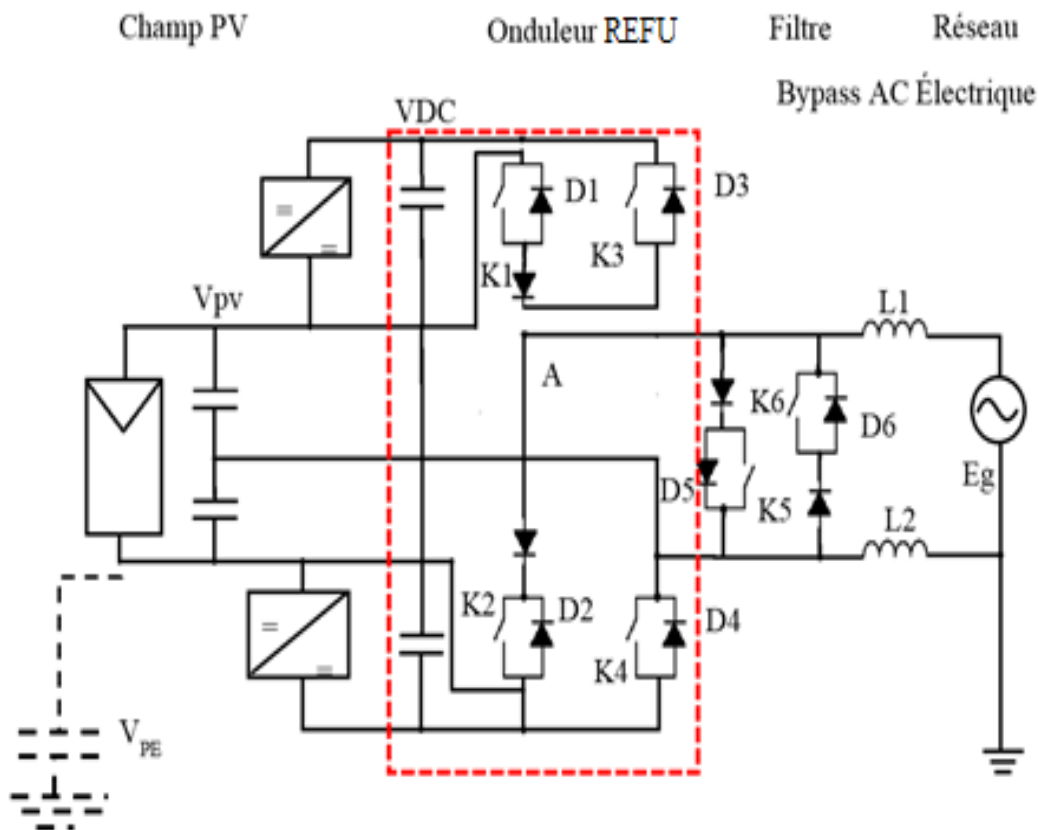


Figure 2.18 – Topologie de l’onduleur REFU.

2.2.3.1 Structures d’onduleurs clampés par le neutre NPC

L’onduleur clampés par le neutre ((Neural Point Clamped (NPC)) est apparu en 1981 [10]. L’onduleur est d’une grande qualité car il a une topologie changeante comme il possède une une importante performance surtout face aux interférences (EMI) causée par la commutation des interrupteurs avec de faibles courants fuite [28].

L’idée principale de fonctionnement du NPC est de maintenir la sortie liée au point central du bus DC The main concept en utilisant D5 ou D6 selon le signe du courant, durant l’état zéro de la tension (la figure 2.19).

K1 (K4) sont actives la haute fréquence et K2 (K3) au la fréquence du réseau.

Deux états état s d’absence de tension sont possibles (zero voltage): K2, D5 = ON et k3, D6 = ON. Les interrupteurs K1 et K3 opèrent en opposition in for $E_g > 0, I_g < 0$. Quand $E_g < 0, I_g >$, les interrupteurs K2 et K4 sont en opposition [28].

Dans le cas d’une utilisation de cette structure en onduleur, les niveaux de tensions en sortie réalisables sont au nombre de 3 : $-V_{pv}/2, 0$ et $V_{pv}/2$.

Tableau 2.2 Réalisation des différents niveaux pour l'onduleur NPC.

Tension de sortie	Interrupteurs passants	Sens du courant	Le courant circule A travers les interrupteurs
$V_{pv}/2$	K1 et K2	$I_g > 0$	K1 et K2
		$I_g < 0$	D1 et D2
0	K2 et K3	$I_g > 0$	D5 et K2
		$I_g < 0$	D6 et K3
$-V_{pv}/2$	K3 et K4	$I_g > 0$	D4 et D3
		$I_g < 0$	K4 et K3

Les possibilités pour réaliser les différents niveaux sont résumées dans le tableau 2.2.

Les interrupteurs K1 et K3 (respectivement K2 et K4) sont commandés de manière complémentaire. Tous les interrupteurs ne sont pas actifs pendant la totalité de la période de modulation : deux (02) interrupteurs sur quatre (04) sont dans un état bloqué :

- Si la modulante est positive, alors l'interrupteur K2 est toujours passant et K4 bloqué. Si K1 est amorcé alors l'interrupteur K3 doit être bloqué, la tension en sortie est alors $V_{pv}/2$. Au contraire si K1 est à l'état OFF et K3 est ON, la tension de sortie est égale à 0V.
- De même si le signal modulant est négatif, les interrupteurs figés sont K1 à l'état bloqué et K3 à l'état passant. Si K2 est amorcé et K4 bloqué alors la tension de sortie est fixée 0V et si K2 est à l'état OFF et K4 est ON, la tension de sortie est égale à $-V_{pv}/2$ [5] [7].

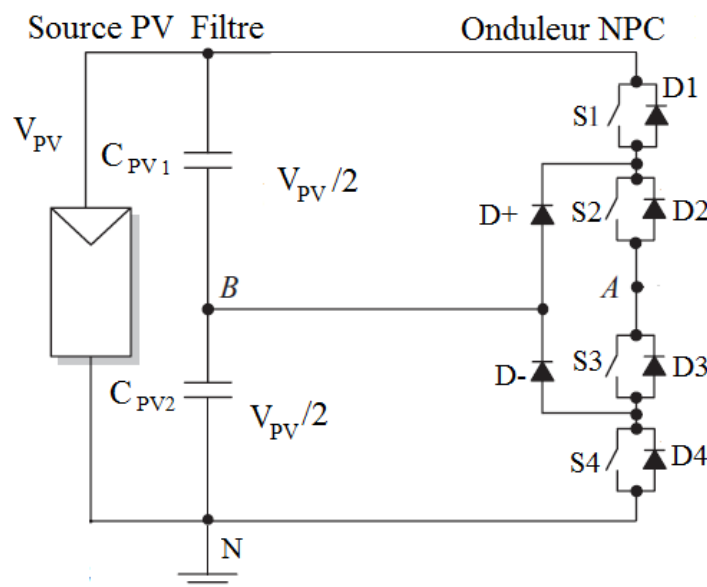


Figure 2.19 – Onduleur NPC.

2.2.4 Onduleurs avec transformateur

L'onduleur avec transformateur est dispositif robuste et efficace. Il est doté une isolation galvanique qui protège contre les interférences. Le système PV ayant un onduleur avec transformateur nécessite hacheur boost contrairement à l'onduleur sans transformateur [6].

2.2.4.1 Onduleur PV avec transformateur HF

D'après la figure 2.20, l'onduleur PV est de type HB, cet onduleur d'un hacheur boost et d'un transformateur de haute fréquence (HF). Le générateur PV fournit une tension qui passe par l'étage DC/AC via un transformateur de haute fréquence (HF), qui diminue ou augmente la tension à un niveau de tension nécessaire pour l'onduleur (le primaire du transformateur est piloté par un relais non représenté sur le schéma), et un pont redresseur qui convertit le courant AC de haute fréquence en courant DC.

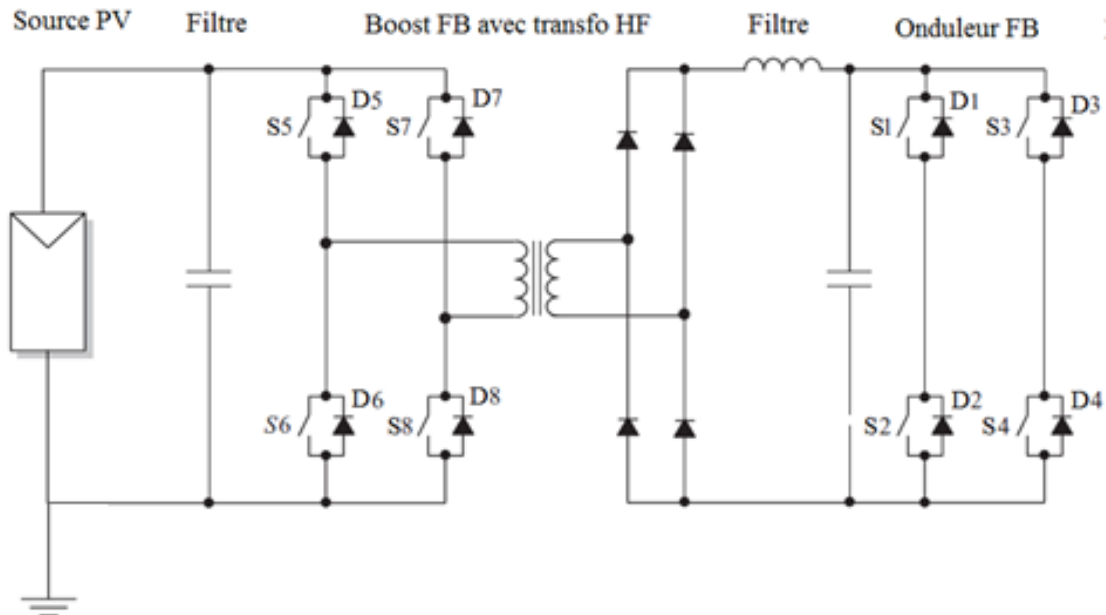


Figure 2.20 – Onduleur HB avec un transformateur HF

2.2.4.2 Onduleur PV avec transformateur BF

La figure 2.21 représente le schéma synoptique d'un onduleur FB avec un transformateur utilisé en basse fréquence (BF). La tension DC fournie par le générateur PV est transmise à l'onduleur via le convertisseur DC/DC. L'onduleur convertit cette tension en une tension AC grâce à la PWM [28].

Un transformateur BF adopte la tension AC de l'onduleur à de celle du réseau tout en garantissant une isolation galvanique de l'onduleur PV et de réseau [28].

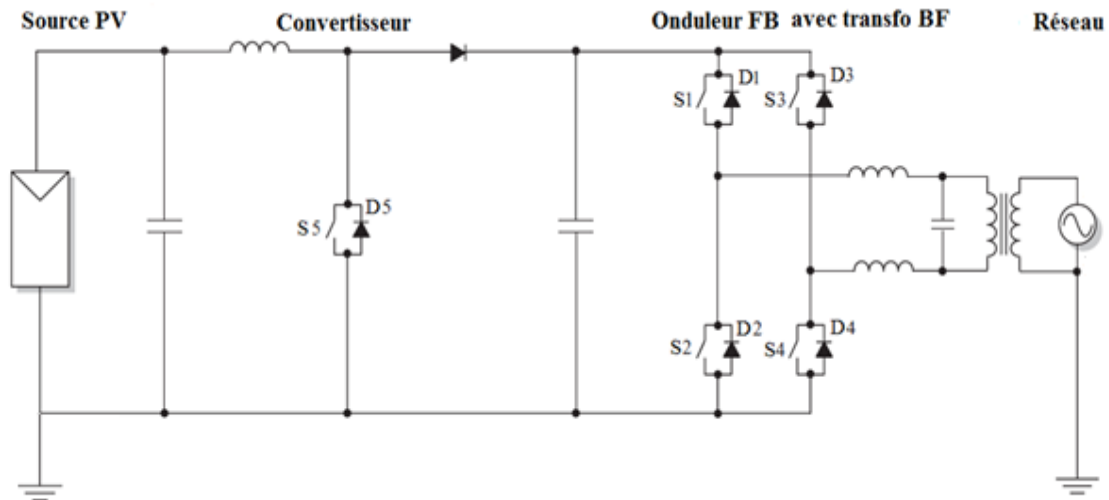


Figure 2.21 – Onduleur FB doté d'un transformateur BF.

2.2.5 Onduleurs PV triphasés

Les onduleurs PV triphasés sont utilisés pour des installations PV raccordées au réseau de tension DC élevée au environ de 600 V. En général, le type d'onduleur triphasé le plus répandu c'est celui qui possède 4 fils. Cette propriété lui permet d'agir comme trois onduleurs monophasés. Parmi ces onduleurs, il y a :

2.2.5.1 Onduleur FB triphasé

L'Onduleur FB triphasé utilise deux convertisseurs Boost (Figure 2.22). Le générateur PV est connecté en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques. Le circuit électrique est alors séparé en deux circuits raccordés en parallèle. Le premier circuit est composé uniquement d'un pont de l'IGBT triphasé (3 demi-ponts). Le deuxième circuit est composé d'un convertisseur double Boost alimentant un pont de l'IGBT triphasé (3 demi-ponts). Le point milieu des condensateurs situés juste avant le pont triphasé est raccordé au neutre du réseau. Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir des ondes sinusoïdales en sortie des deux ponts triphasés avant leur raccordement sur le réseau triphasé.

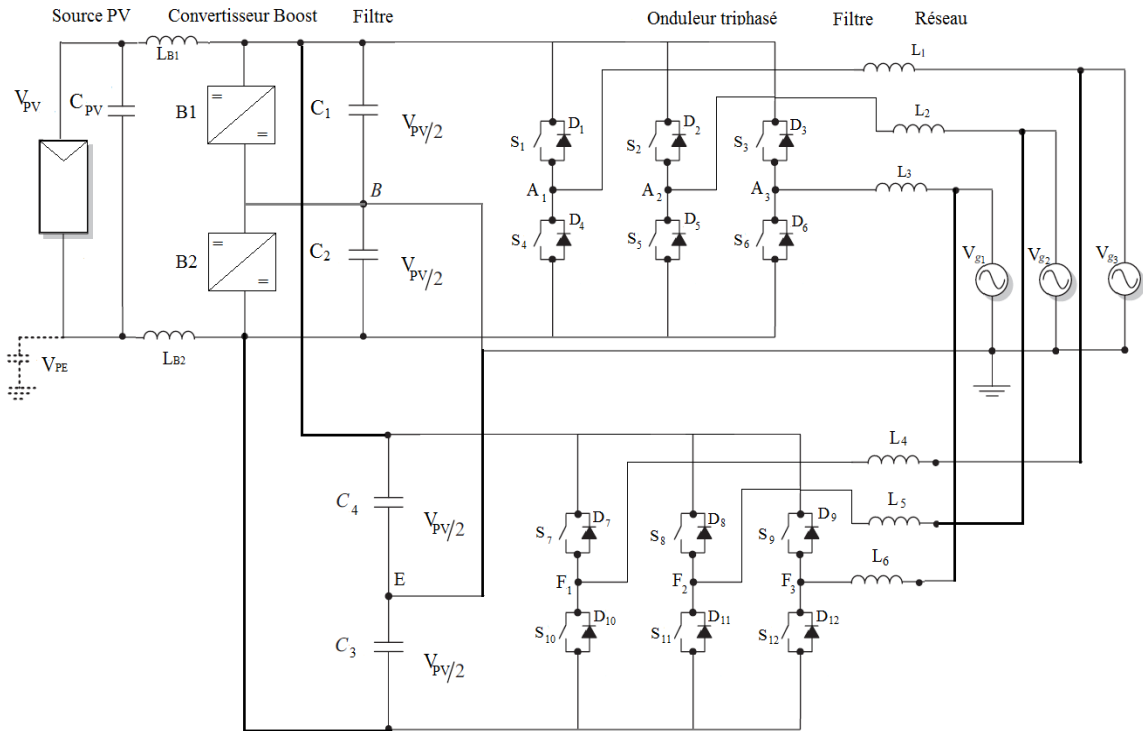


Figure 2.22 – Onduleur triphasé doté deux convertisseurs boost.

2.2.6 Rendements des onduleurs

Le rendement total d'un onduleur est le produit du rendement du système de poursuite MPP et du convertisseur. Il dépend de plusieurs facteurs :

- La puissance de l'onduleur.
- Le niveau de tension d'entrée DC.
- Les performances de recherche de Pm (MPPT).
- De la technologie utilisée pour la conversion DC/AC (BF, HF, composants,...).
- De la présence ou non d'un transformateur.

Le rendement maximal d'un onduleur est atteint dès que la puissance des modules connectés est de 30 à 60% de la puissance de l'onduleur.

2.3 Conclusion

Les structures des convertisseurs DC/DC et des onduleurs PV connaissent actuellement un essor important. Un nombre élevé de nouvelles topologies sont apparues sur le marché avec une haute efficacité dépassant les 98%. Cette caractéristique régit le marché mondial bien plus que le coût. Croire ce facteur d'efficacité reste encore difficile avec la technologie d'actualité. Donc l'intégration des dispositifs de puissance est un facteur majeur qui régit

ce secteur d'énergie car il influe directement sur la réduction du coût à long terme. L'autre perspective dans l'amélioration des performances et de la sécurité dans l'utilisation des onduleurs, c'est la détection rapide du problème d'ilotage qui permettra de déconnecter immédiatement l'onduleur du réseau. Dans chapitre, on a parlé de quelques de ces hacheurs DC/DC et des onduleurs les plus cités dans la littérature. On a donné leurs caractéristiques ainsi que leurs principes de fonctionnement.

Chapitre 3

Chapitre 3 : METHODES DE POURSUITE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE GLOBALE (GMPPT)

3.1 Etat de l'art de la recherche du point de puissance maximale globale (GMPPT)

Récemment, diverses recherches ont été menées sur le comportement dynamique des contrôleurs de de poursuite de point de puissance globale (Global Maximum Power Point Tracking (GMPPT)) pour le système PV [19,68,69]. Nombreux contrôleurs ont été développées afin d'améliorer leurs performances, essentiellement en termes de capacité de traquer le point de puissance globale (GMPP) tous en évitant les autres maximums locaux présents durant l'ombrage partiel (OP) [8,70].

Au fil des années, beaucoup de chercheurs avaient proposé de nombreuses solutions pour résoudre les problèmes liés à la OP [22,71]. Parmi ces chercheurs, on cite Carotenuto et al. (2015) ont présenté l'algorithme génétique pour la reconfiguration dynamique de système PV. Cette technique est censée déterminer le raccordement électrique optimal pour un système PV intégré [72]. Pareek a et al. (2016) ont mis au point une nouvelle méthode pour prévoir que l'interconnexion des modules PV connectés au générateur PV totalement interconnecté (Total-Cross-Tied (TCT)). Cette méthode est basée sur certaines règles pour modules PV ombragé ou non ombragé de la connexion qui est utilisée pour la configuration totale ou partielle du système PV [73].

Les méthodes classiques de MPPT tels que l'Intermentale de la Conductance (IC) et l'algorithme de perturbation et d'observation (P&O) ont de bonnes performances dynamiques pour des conditions d'éclairement uniforme [51]. Cependant, ce n'est pas le cas durant l'OP car la réponse dynamique de P-V est caractérisée par des maximums locaux. Par conséquent, IC et P&O risquaient d'être écroués dans le maximum local [18,19,74]. Bizon (2016) avait proposé un nouvel algorithme GMPPT basé sur la base Perturbed Extremum Seeking Scheme (GPESC)[75]. Liu, et al. (2014) ont introduit un algorithme qui consiste à appliquer les règles de la segmentation après avoir effectué le pas variable l'approche de l'Observation et de la Perturbation (P&O) afin de modifier la vitesse de la technique GMPPT [76].

Selon l'actuelle littérature, les méthodes GMPPT sont les méthodes les plus appropriées pour résoudre les problèmes de l'OP [11,18]. Parmi les articles qui ont utilisé les

algorithmes GMPPT basés sur l'intelligence artificielle : Shahad et al. (2016) ont utilisé l'approche de la logique floue (Fuzzy Logic (FL)) pour traquer le GMPP. Une étude comparative a été réalisée pour valider la robustesse de l'algorithme [70]. Stephane et al. (2014) ont mis au point un nouvel algorithme de Takagi-Sugeno (TS) axée sur la FL basée IC [29]. Dans cet article, les auteurs ont proposé une étude de cas pour vérifier les performances de l'algorithme proposé.

D'autres recherches, qui avaient utilisé différents types d'approches méta-heuristique pour la GMPPT, ont été réalisées tels que : Huynh et al. (2013) ont utilisé un algorithme de Dynamic Particle Swarm Optimisation (DPSO). Selon les résultats de simulations, cet algorithme est supérieur aux les algorithmes PSO et (P&O) [77]. Mao et al. (2016) ont développé l'algorithme artificiel modifié d'essaim de poissons (Modified Artificial Fish Swarm algorithm (MAFSA)) dont l'objectif est d'atteindre le GMPP sous OP. Les résultats expérimentaux ont révélé que l'approche proposée surpasse les techniques GMPPT proposées [74]. Mohanty et al. (2016) ont proposé l'approche d'optimisation de loups gris (Wolf Grey optimisation (GWO)). Selon l'étude expérimentale, la GWO est plus performante que la P&O et PSO améliorée (IPSO) [78].

La configuration Distribuée de la poursuite du point de puissance Maximale (DMPPT) est une autre solution importante qui a été traitée par plusieurs chercheurs, Femia et al. (2008) ont étudié l'impact de paramètres du système sur l'efficacité et la régularité de la technique DMPPT [79]. Solórzano et al. (2014) ont présenté une procédure de diagnostic de pannes dans les systèmes PV avec architecture DMPPT [23]. Muthuramalingam et al. (2014) ont étudié la configuration DMPPT et ont effectué la comparaison expérimentale des techniques hybrides (P&O – ANFIS et PSO – ANFIS) [24]. Carbone (2015) a suggéré la configuration DMPPT avec un stockage centralisé des centrales PV [25].

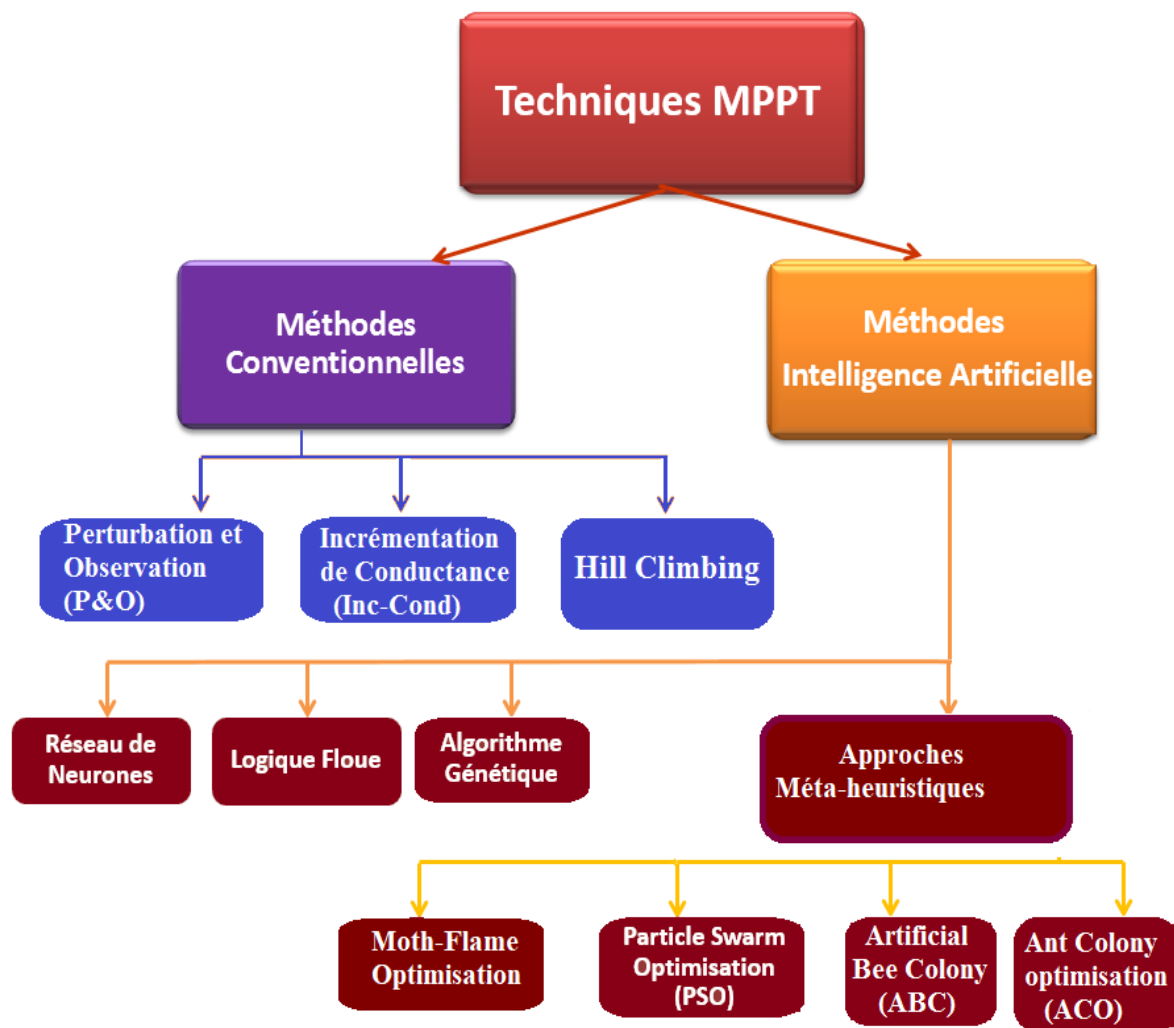


Figure 3.1 Types des méthodes MPPT

3.2 Algorithmes de la poursuite de point de puissance globale (GMPPT)

Dans cette thèse, nous avons proposé un nouvel algorithme GMPPT qui améliore les performances dynamique de système PV tout en évitant les problèmes causés par le phénomène d'OP. L'algorithme proposé est l'algorithme d'optimisation papillon nocturne-flamme (Moth-flame Optimization algorithm (MFO)) basée sur l'optimisation de la puissance à la sortie du convertisseur « Boost ». Dans ce travail, nous avons proposé une étude comparative est effectuée qui prouve la supériorité des performances dynamiques de la MFO par rapport aux autres algorithmes tels que : IC, FL et PSO. Pour cela, nous présentons ces méthodes GMPPT.

3.2.1 Algorithme d'incrément de conductance (IC)

L'algorithme de l'incrément de conductance (IC) est une méthode classique qui consiste à mesurer la tension et le courant du générateur PV et à calculé la dérivée de la

puissance PV (dp/dt). En fonction du signe de la dp/dt , IC définit la position du point de fonctionnement par rapport au MPP [80,81]. Ceci mène à l'ensemble d'équations suivant : [16, 17]

$$\frac{dP}{dt} = 0 \quad \text{pour } V = V_{mp}; \quad (3.1)$$

$$\frac{dP}{dt} > 0 \quad \text{pour } V < V_{mp}; \quad (3.2)$$

$$\frac{dP}{dt} < 0 \quad \text{pour } V > V_{mp} \quad (3.3)$$

Sachant que $P = I \cdot V$, la dérivée du produit par rapport à V donne :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I \frac{dV}{dV} + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{dI}{dV}. \quad (3.4)$$

La combinaison des équations (3.1) et (3.4) mène à l'état du MPP ($V = V_{mp}$) en fonction de la tension V et le courant I du module :

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}. \quad (3.5)$$

Donc pour déterminer La position du MPP, on a qu'à mesurer les accroissements de conductances dI/dV et les conductances I/V de rangée. Ce qui a permet de développer l'algorithme IC comme représenté sur la figure 3.2.

L'algorithme est mis en application avec un microprocesseur commandant l'entrée d du convertisseur DC-DC directement ou en plaçant la tension de référence V_{ref} pour un circuit de contrôleur de contre-réaction de tension.

Comme vu sur la figure 3.2, la méthode IC utilise juste deux sondes pour la mesure de la tension V de fonctionnement et du courant I du module. Les changements par accroissement nécessaires dV et dI sont obtenus en comparant les valeurs mesurées les plus récentes pour V et I à ceux mesurées durant le cycle précédent :

$$dV(k) \approx V(k) - V(k-1), \quad (3.6)$$

$$dI(k) \approx I(k) - I(k-1). \quad (3.7)$$

La fonction centrale pour trouver le MPP utilise les conditions

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}, \quad (3.8)$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}. \quad (3.9)$$

Si (3.8) est vrai, le système fonctionne au MPP et aucun changement de la tension de fonctionnement n'est nécessaire. Si (3.8) est faux, l'équation (3.9) avec (3.2) et (3.3) sont employés pour déterminer si le système fonctionne à une tension plus grande ou inférieure à V_{mp} . La tension de fonctionnement est ajustée en conséquence. Si le système fonctionnait au MPP pendant le cycle précédent, le changement par accroissement de la tension de fonctionnement sera zéro ($dV(k) = 0$). Ceci mènerait à une division par l'erreur zéro.

Pour éviter un arrêt du système, cette condition est vérifiée d'abord et mène, si vrai, à un autre branche dans l'algorithme avec d'autres essais sur les changements possibles des conditions de fonctionnement du panneau. Puisque la tension n'a pas changé, les seules informations utiles sur les changements possibles peuvent être obtenues de la mesure du courant et de son changement par accroissement dI . Si dI est égal à zéro, les conditions de fonctionnement n'ont pas changé et donc l'ajustement de la tension du système est évité. Si $dI \neq 0$, les équations (3.2) et (3.3) sont employés pour déterminer si le système fonctionne au-dessus ou au-dessous de V_{mp} et un ajustement correspondant à la tension de fonctionnement sera réalisé en conséquence.

Pour éviter que la différence dV de la tension du panneau devienne nulle, provoquée lorsque le MPP est atteint dans les précédents cycles ou par une stabilisation de point de fonctionnement, ce qui conduit en une division par zéro. L'algorithme fait un test de dV , s'il est nulle il test si le $dI = 0$ si le cas alors le MPP est atteint et l'algorithme ne fait aucun changement, dans le cas contraire l'algorithme test le signe de dI pour déterminer la position de l'MPP et d'ajuster la tension de référence correspondante, la figure 3.2 donne l'organigramme de cet algorithme [80,81].

L'avantage de cet algorithme est qu'il n'oscille pas autour de l'MPP, à cause de test de $dI = 0$, l'algorithme se stabilise une fois le MPP est atteint et le signe de dI donne la vraie direction à empruntée pour la recherche du MPP une fois le système est stable, ce qui donne une réponse rapide de système pour des changements brusques des conditions atmosphériques[18].

Toutefois à cause de l'approximation des dérivés dV et dI et l'utilisation d'un pas d'action constante, la condition $\frac{I}{V} = -\frac{dI}{dV}$ est rarement vraie ce qui conduite à des oscillations autour de l'MPP, pour remédier à ce problème une erreur marginale ε est ajoutée à la

condition de l'MPP, c'est à dire que le MPP est atteint si $\left| \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \right| \leq \epsilon$, la valeur de ϵ est limitée entre le problème de non fonctionnement dans le MPP exacte et le problème de l'amplitude des oscillations.

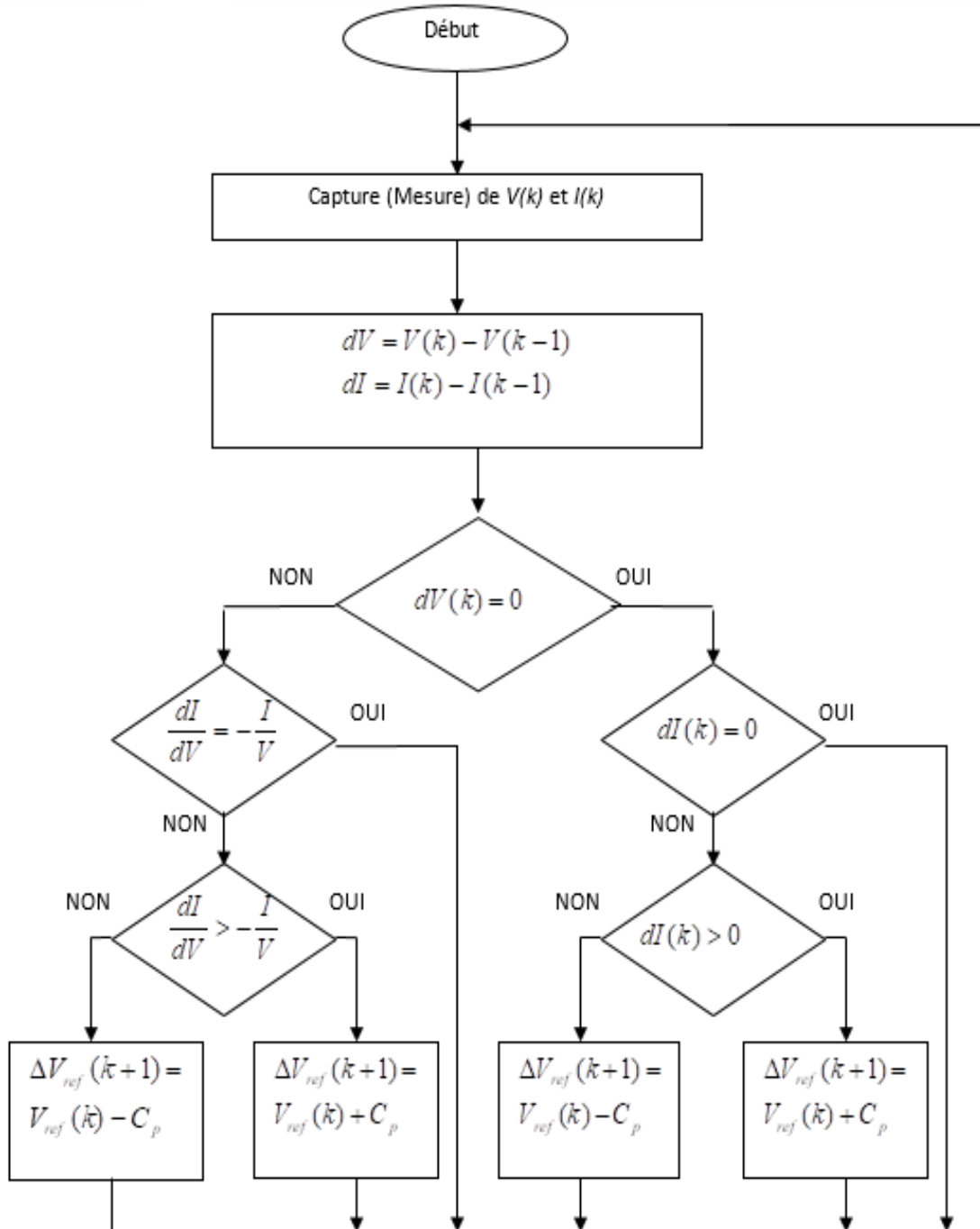


Figure 3.2 – Organigramme de l’algorithme IC [57].

C_p : Le pas de la correction de la puissance de sortie vers le MPP.

3.2.2 Algorithme de la logique floue basé IC (FL-IC)

La technique de la logique floue (FL) repose sur l'intelligence artificielle. Cette technique est une extension de la logique booléenne qui assure une flexibilité de raisonnement humain. La logique floue d'élargir l'espace de recherche de solution ce qui permet d'avoir un système robuste dont la réponse est efficace est rapide. Selon la figure 3.3, le FL-IC est proposé comme une forme perfectionné de l'algorithme classique de l'IC en lui associant la logique floue qui permet de définir la variation de pas C_p . Cette modification a pour but de rendre l'algorithme IC plus efficace et plus robuste [82,83].

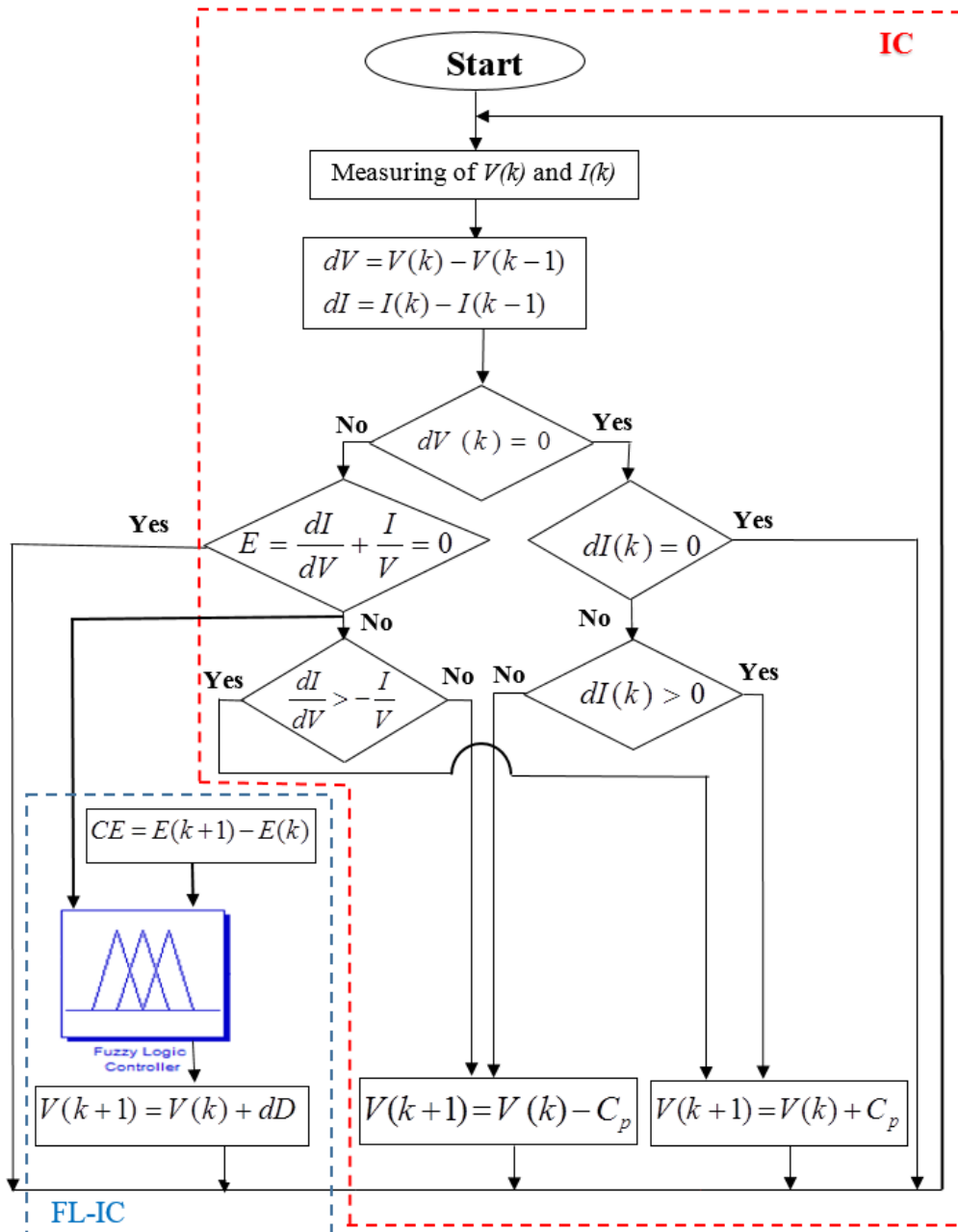


Figure 3.3 – Organigramme de la FL-IC.

Le contrôleur FL-IC est proposé comme un contrôleur GMPPT qui permet de ramener le point de fonctionnement au point GMPP avec efficacité et rapidité [82].

Les règles sont énoncées en langage humain. Ces règles sont déduites empiriquement ce qui définit les performances dynamiques du contrôleur FL-IC [40,84].

Comme illustré à la figure 3.4, la structure du contrôleur de FL-IC qui est constitué de :

- Une unité de fuzzification qui convertit les variables réelles en variables linguistiques.
- Un moteur d'inférence floue régi par des règles, comme l'indique le tableau 3.1, utilisant les variable linguistiques suivants : (BP : Big positif), (SP : petit positif), (ZE : zéro), (SN : légèrement négative), (BN : Big négatif) [85,86].
- Une unité de défuzzification emploie la méthode centroïde qui permet de restituer la sortie réelle dD. 1 [40,84,86].

Les entrées du contrôleur FL-IC $E(k)$ et $CE(k)$ sont données par l'équation (3.10) , 3.11).

La sortie du contrôleur ΔD représente la variation du pas de rapport cyclique D qui régi par l'équation (3.11) [85,87,88].

$$E(k) = \frac{I(k) - I(k - 1)}{V(k) - V(k - 1)} + \frac{I(k)}{V(k)} \tag{3.10}$$

$$CE(k) = E(k) - E(k - 1) \tag{3.11}$$

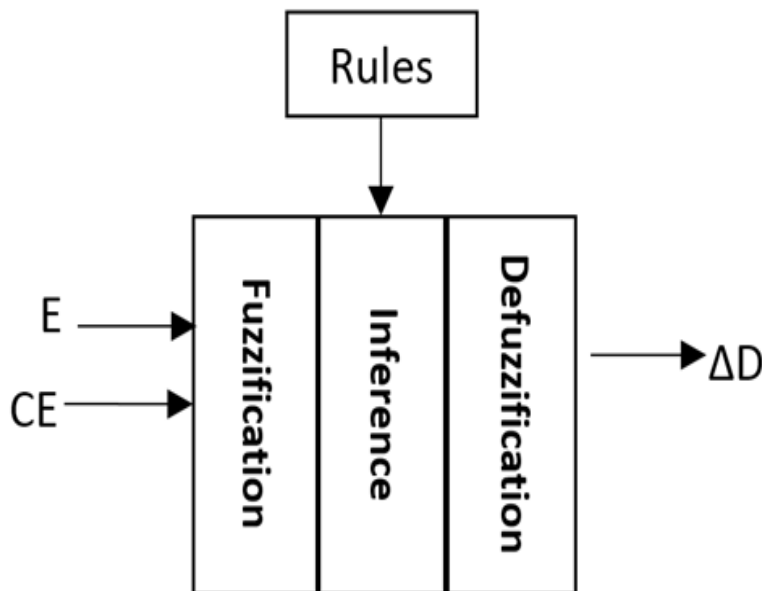


Figure 3.4 – Contrôleur FL-IC.

D'après la figure 3.5, on a choisi la forme triangulaire symétrique pour les fonctions d'appartenance de E, CE et dD. Cette forme est la plus adéquate [43].

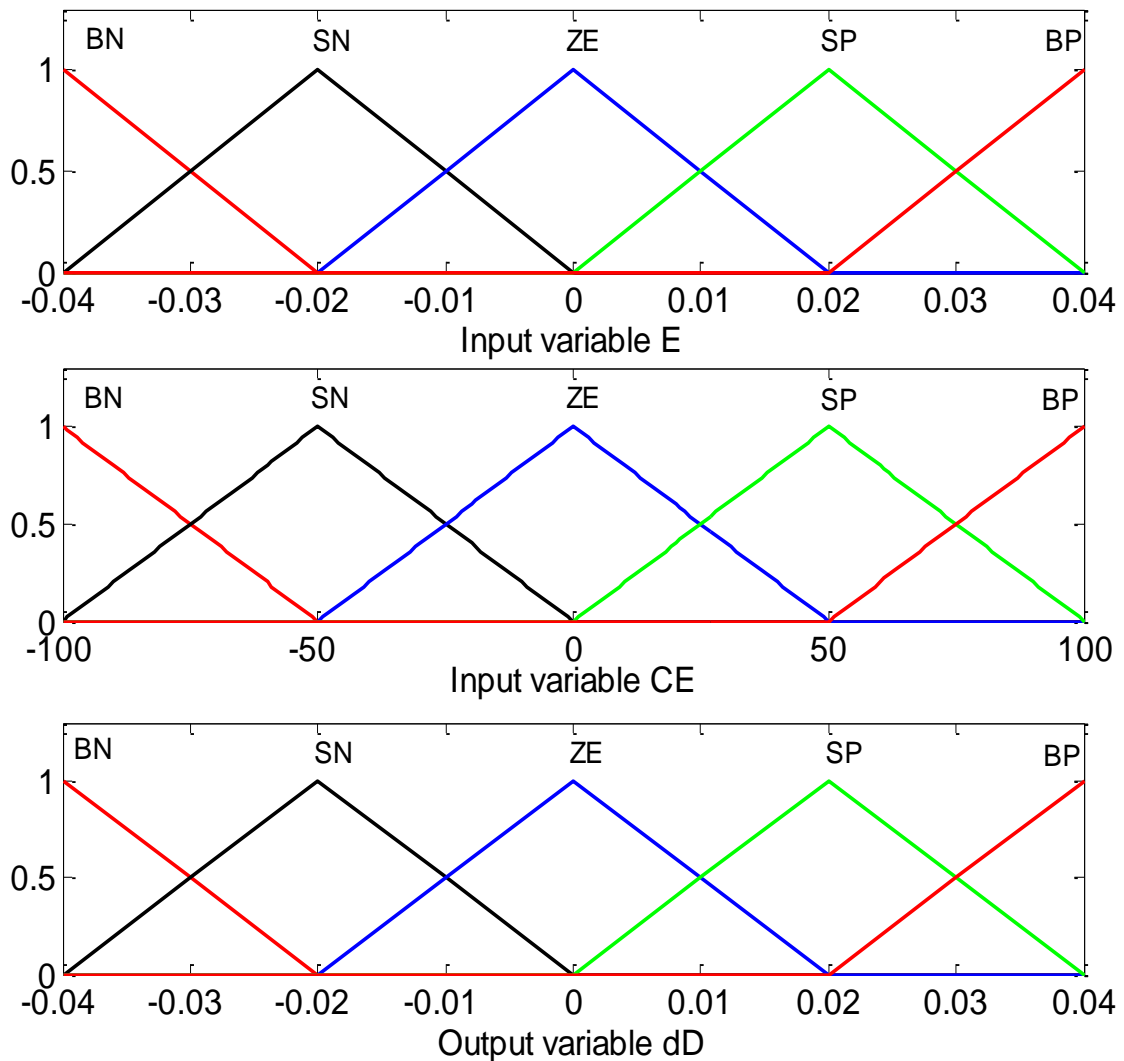


Figure 3.5 – Fonctions d'appartenance des E, CE et dD.

Tableau 3.1 – Règles de FL-IC

E \ CE	BN	SN	ZE	SP	BP
BN	ZE	ZE	BP	BP	BP
SN	ZE	ZE	SP	SP	SP
ZE	SP	ZE	ZE	ZE	SN
SP	SN	SN	SN	ZE	ZE
BP	BN	BN	BN	ZE	ZE

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

Inspirés de comportement social des animaux tels que les poissons et les oiseaux, James Kennedy & Russell Eberhart ont élaboré en 1995 une technique d'optimisation stochastique appelée algorithme d'optimisation de groupe de particules (Particle swarm optimization (PSO)) [61, 62]. La PSO est un algorithme très efficace dans la recherche globale et il est facile à implémenter avec peu de paramètres à ajuster.

A l'instar de plusieurs techniques méta-heuristiques qui existent, cette méthode d'optimisation est basée sur le travail collectif et auto-organisationnel des particules appartenant au même groupe [89,90]. Cette technique obéit à des règles de déplacement (dans l'espace des solutions), permettant à ces particules de converger graduellement de leurs positions aléatoires vers une position locale optimale (optima) [18]. D'après la figure 3.6, la PSO change la position de la particule selon sa meilleure position personnelle obtenue (PBest) la meilleure position obtenue dans le voisinage auquel la particule appartient (GBest) et sa vitesse corrigée. Cet algorithme est basé sur les règles d'actualisation suivantes [18,89,90] :

$$V_i(t + 1) = w * (V_i(t) + c_1 * rand_1(PBest_i(t) - D_{fitness_i}(t)) + c_2 * rand_2 * (GBest_i(t) - P_i(t))) \quad (3.12)$$

$$P_i(t + 1) = P_i(t) + V_i(t + 1) \quad (3.13)$$

- c_1 : Poids de l'information locale.
- c_2 : Poids de l'information globale.
- P : Position de la particule qui correspond à $D_{fitness}$.
- $PBest$: Meilleure position de la particule qui représente le Local_Dbest.
- $GBest$: Meilleure position de l'essaim qui correspond à Global_Dbest.
- $rand$: variable aléatoire.
- V : vitesse.

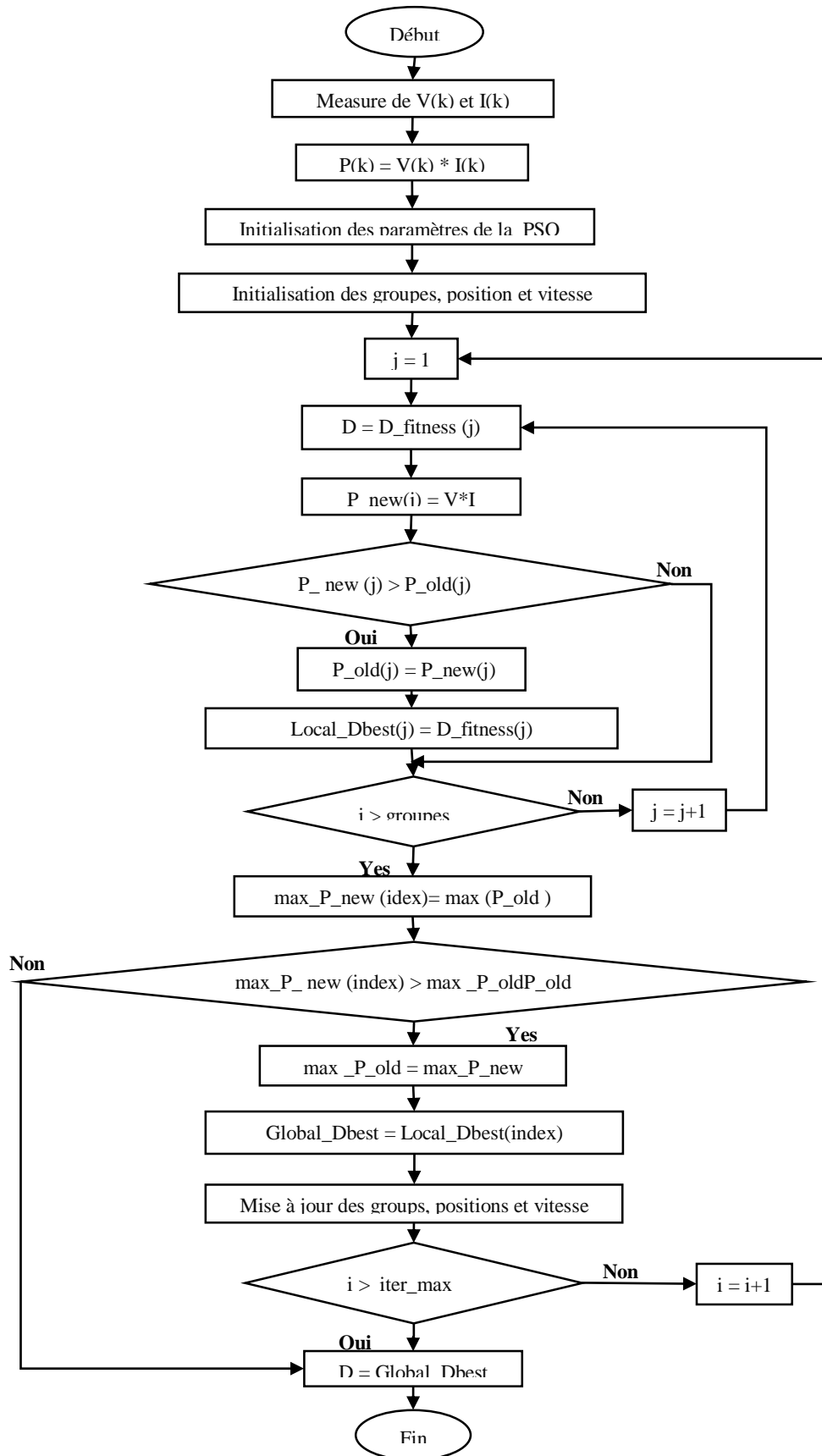


Figure 3.6 – Organigramme de la PSO.

3.2.4 Algorithme d'optimisation papillon nocture–Flamme (MFO)

L'approche de papillon nocture–Flamme (Moth-flame optimisation (MFO)) est nouvelle technique méta-heuristique d'optimisation. Cette technique a été élaborée par Seydali Mirjalili en se basant sur le comportement des papillons nocturnes (hétérocères) à converger vers une source de lumière [91]. D'après la figure 3.7, ce papillon nocturne est un insecte qui prend la lune comme un repère dans sa navigation suivant un angle fixe. Ce processus est appelé orientation transversale [91–93]. Cependant, ce papillon est trompé par la lumière artificielle. Etant la source de lumière la plus proche, elle devient le nouveau repère mais cette source de lumière bouge avec le mouvement de l'insecte ce qui le force à corriger sans cesse sa trajectoire. Ce qui mène le papillon nocturne à voler en spirale vaine, voire mortelle autour de cette lumière [91–93]. L'approche MFO est basée sur le comportement fatal de l'insecte qui mène à sa mort contrairement aux autres algorithmes méta-heuristiques développés auparavant qui se basent sur l'instinct de survie de l'animal et son comportement dans son environnement lors de son déplacement ou lors de la chasse. La figure 3.8 représente l'organigramme de l'approche MFO. Les papillons et les flammes sont considérés comme des solutions. On note que les papillons sont les agents de recherche qui se déplacent dans l'espace de solution alors que les flammes sont les meilleures positions des papillons. La technique MFO actualise les positions des papillons (M) et des flammes (F) dans l'espace de solution jusqu'à atteindre les positions optimales. Les matrices M et F qui sont dimension $n*d$, représentent respectivement les populations de papillons et de flammes données par Eq 3.14 et Eq 3.15.

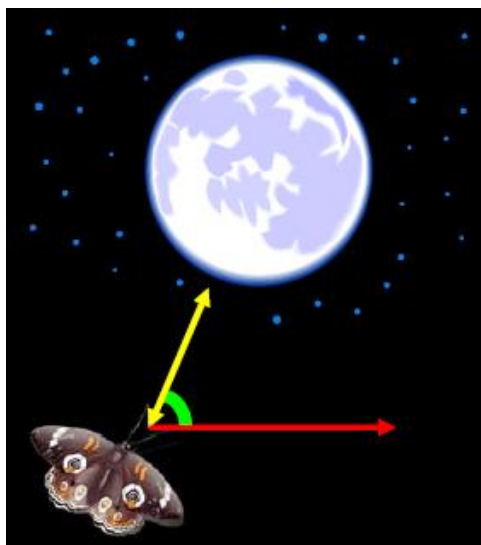


Figure 3.7 – Orientation transversale du papillon nocturne.

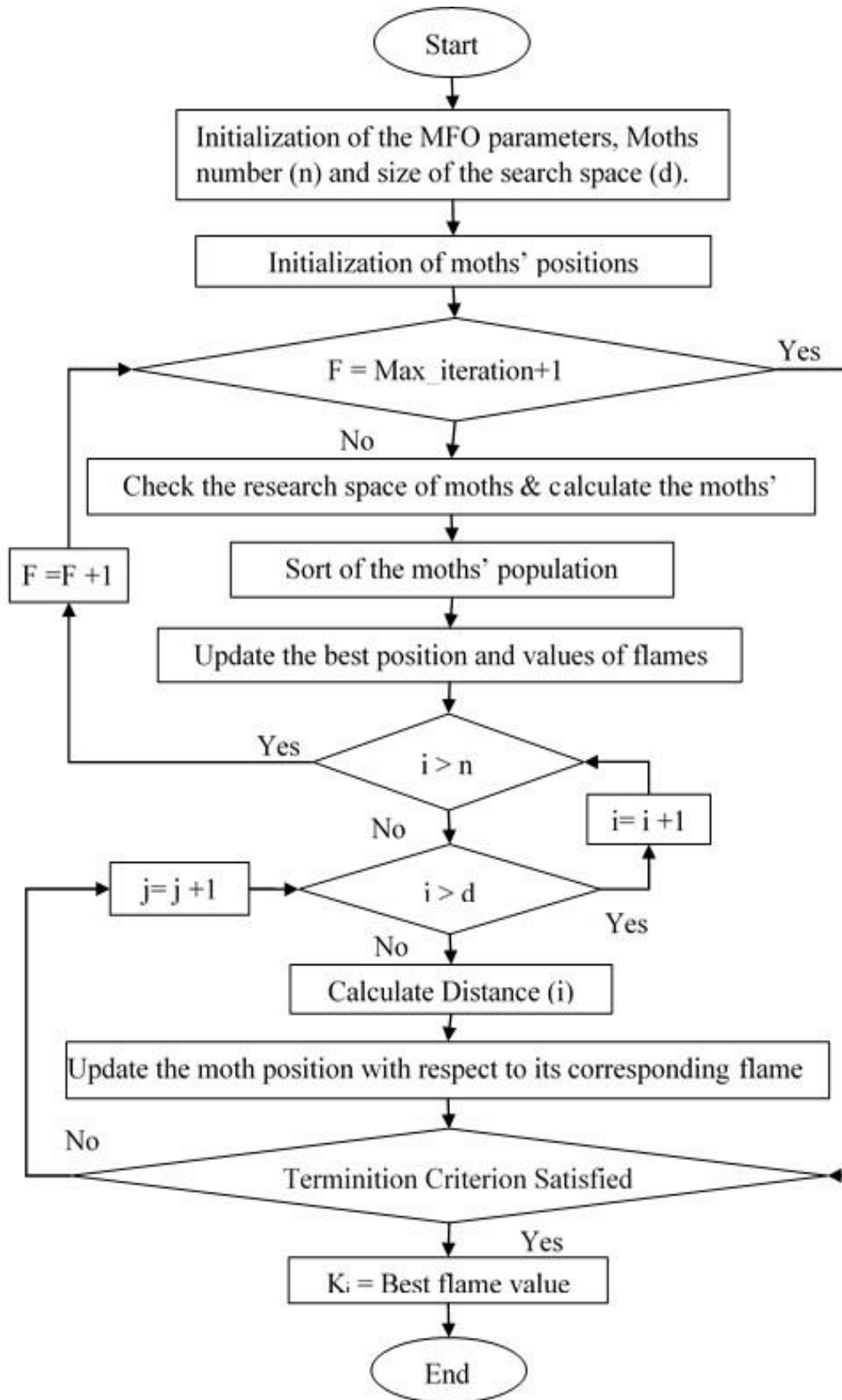


Figure 3.8 – Organigramme de l’algorithme MFO.

$$M = \begin{bmatrix} M(1,1) & \dots & M(1,d) \\ \vdots & M(i,j) & \vdots \\ M(n,1) & \dots & M(n,d) \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$F = \begin{bmatrix} F(1,1) & \dots & F(1,d) \\ \vdots & F(i,j) & \vdots \\ F(n,1) & \dots & F(n,d) \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

n : nombre des papillons de nuit.

d : dimension de l'intervalle de solution de positions de papillons et de flammes.

Les vecteurs OM et OF sont les vecteurs d'actualisation de M et F en appliquant la fonction objective (fobj) suivant les équations (Eq (3.13-3.19)).

$$OM = [OM1 \dots OMi \dots OMn] \quad (3.16)$$

$$OF = [OF1 \dots OFi \dots OFn] \quad (3.17)$$

$$F = \text{sort}(M_{t-1}, M_t) \quad (3.18)$$

$$OF = \text{sort}(OM_{t-1}, OM_t) \quad (3.19)$$

Pour atteindre les solutions optimales, La MFO suit les étapes suivantes :

1. Initialisation des positions des papillons :

$$M(i,j) = \text{rand}(n,d) * (ub - lb) + lb \quad (3.20)$$

2. Vérifier l'espace de recherché des papillons and calculer fitness des papillons :

$$M(i,:) = (M(i,:) * (\sim(Fub + Flb))) + ub * Fub + lb * Flb \quad (3.21)$$

$$OM(i) = \text{fobj}(M(i,:)) \quad (3.22)$$

3. Mise à jour des meilleures des positions et des valeurs des flammes :

$$\text{Best - flame - score} = OF(1) \quad (3.23)$$

$$\text{Best - flame - position} = F(1,:) \quad (3.24)$$

4. Mise à jour des positions des papillons en considérant les positons des flammes :

Comme le montrent les figures 3.9 et 3.10, la MFO effectue une mise à jour des papillons de nuit en se basant sur fonction spirale logarithmique représentée par l'équation (Eq (3.25)). Le déplacement en spirale commence à partir de la position initiale du papillon et

s'achève au dernier point de la spirale qui devrait être la position de la flamme. La variation de la plage de spirale ne doit pas dépasser de l'espace de recherche [91].

$$M(i,j) = S(M(i,j), F(i,j)) = \text{Dst}(i) * \exp(b.* t). * \cos(t.* 2 * \pi) + F(i,j) \quad (3.25)$$

$$\text{Dst}(i) = | F(i,j) - M(i,j) | \quad (3.26)$$

Dst : distance séparant le papillon de la flamme qui lui correspond.

S : fonction spirale [91,93].

On remarque que l'axe vertical de la position représenté dans les figures 3.9 et 3.10 ne montre qu'une dimension d'un seul problème (dim). Elle est considérée comme une seule variable mais la MFO peut modifier toutes les variables d'un problème. Les positions possibles pouvant être choisies comme les positions actualisées d'un papillon explorant l'espace de recherche d'une dimension définie autour de la flamme.

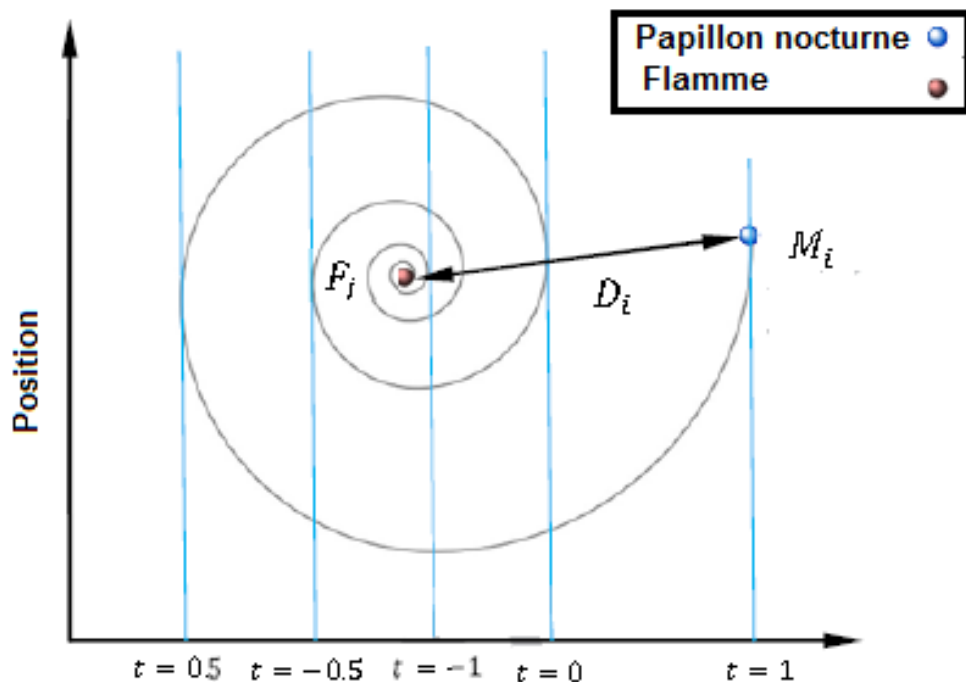


Figure 3.9 – Déplacement du papillon en spirale logarithmique vers la flamme.

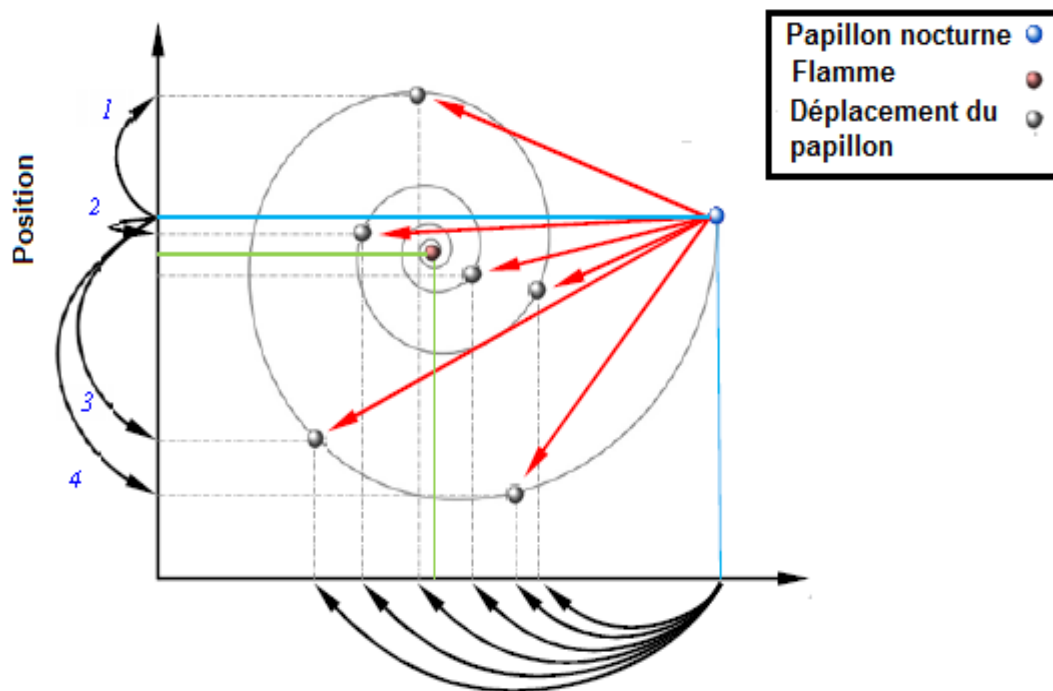


Figure 3.10 – Positions possibles de papillon par rapport à celle de la flamme.

On propose l'approche méta-heuristique MFO comme une amélioration de l'algorithme incrémental conductance. La MFO recherche la valeur de gain K_i de régulateur afin de minimiser l'erreur $(dI/dV + I/V)$.

Selon la figure 3.11, Le modèle de système PV connecté au réseau adopté dans cette thèse est un modèle de de la librairie mathworks simulink®. Ce système PV est doté d'un contrôleur MPPT qui utilise l'algorithme de l'incrémental de conductance associé à un régulateur intégral. La contribution majeure de ce travail consiste à optimiser la valeur du rapport cyclique par une nouvelle méthode méta-heuristique qui est la MFO. On a proposé de modifier la valeur du gain de régulateur intégral K_i en appliquant la MFO de sorte à avoir une valeur optimale de rapport cyclique qui permet au point de fonctionnement de système PV d'atteindre le GMPP.

Le tableau 3.2 représente les paramètres de l'algorithme MFO, appliqués dans dans la partie des simulations détaillée dans le chapitre4.

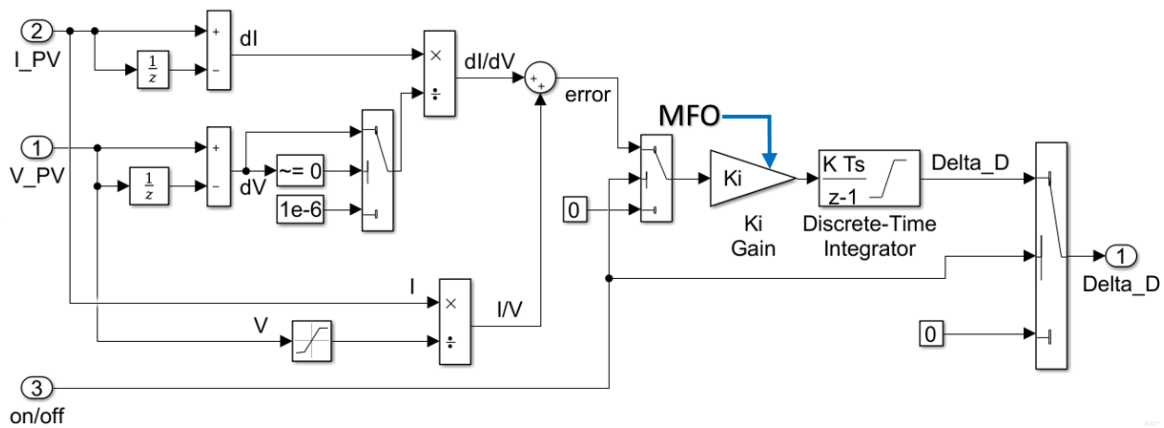


Figure 3.11 – Modèle simulink du contrôleur MPPT de type IC amélioré par la MFO.

Tableau 3.2 –Paramètre de l’algorithme MFO.

Paramètres	Symbole	Valeur
Nombre d’agents	swarms	20
Nombre des iterations	iter_max	5
Minorant (Lower bound)	lb	0
Majorant (Upper bound)	ub	10
Nombre de variable (dimension de problème)	dim	9

3.3 Configuration distribuée de la poursuite de point de puissance maximale

La Configuration distribuée de la poursuite de point de puissance maximale (Distributed Maximum Power Point Tracking (DMPPT)) est méthode développée afin de parer aux contraintes liées aux changements atmosphériques tels que l’ombrage partiel. Ces inconvénients ne favorisent pas les applications PV de s’adapter à ce phénomène climatique [25,66,94].

Dans la littérature, on trouve deux approches qui sont proposées. La première est basée sur l’utilisation d’un micro-onduleur pour chaque panneau PV, comme le montre la figure 3.12. Ce micro-onduleur est doté d’un contrôleur MPPT, qui lui permet de convertir la puissance DC en puissance AC afin d’alimenter le réseau électrique et à forcer le panneau PV à opérer au point MPP [23,66,95].

3.3.1 DMPPT à base de Convertisseurs DC/DC

La figure 3.12 montre une configuration DMPPT à base de convertisseurs DC/DC. Cette configuration est caractérisée par [66,79,94,96]:

- DMPPT assure un rendement plus élevé par rapport à une autre configuration standard dans le cas de désadaptation (mismatching).
- Un taux élevé de conversion de tension (par exemple de 20-30 V à 350-450 V).
- Une haute efficacité de conversion de puissance.
- Conversion de la puissance passe par l'étage DC/DC puis par l'étage DC/AC.
- Le contrôleur MPPT du dc/dc convertisseur couplé à un module PV peut ne pas fonctionner à son MPP. Par conséquent, la puissance globale extraite du générateur PV via cette DMPP peut être inférieure à la somme des puissances PV disponibles au niveau de chaque module PV.
- Le coût élevé.

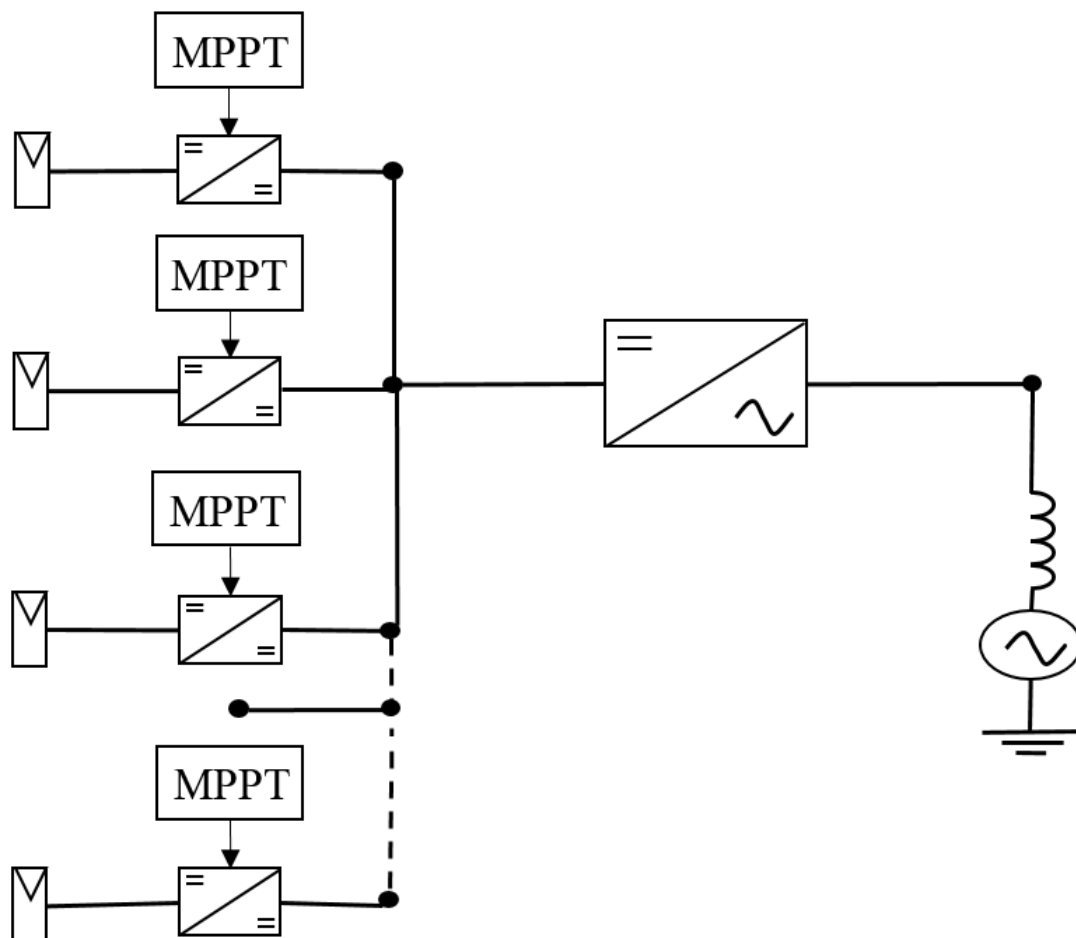


Figure 3.12 – DMPPT à base de convertisseur DC/DC doté de contrôleur MPPT

3.3.2 DMPPT à base de Micro-onduleurs

Comme illustré dans la figure 3.13, la configuration DMPPT à base de micro-onduleurs est une association est une combinaison de modules PV et de micro-onduleur doté de contrôleur MPPT et raccordée au réseau électrique. Les avantages de cette configuration sont [94][96]:

- Perte très réduite d'énergie PV disponible en cas de mismatching.
- Chaque module fonctionne indépendamment des autres modules PV connectés au réseau sans affecter fonctionnement leur. Ce qui permet d'isoler le module PV défaillant.
- Réduction de coût de l'installation PV en supprimant l'étage DC/DC. En d'autres termes, uniquement le matériel de standard AC qui sera utilisé dans ce genre de configuration.
- Réduction de la dimension de l'installation PV raccordée au réseau.
- Suppression des diodes de blocage ce qui réduit les conceptions supplémentaires et par conséquent la perte d'énergie.

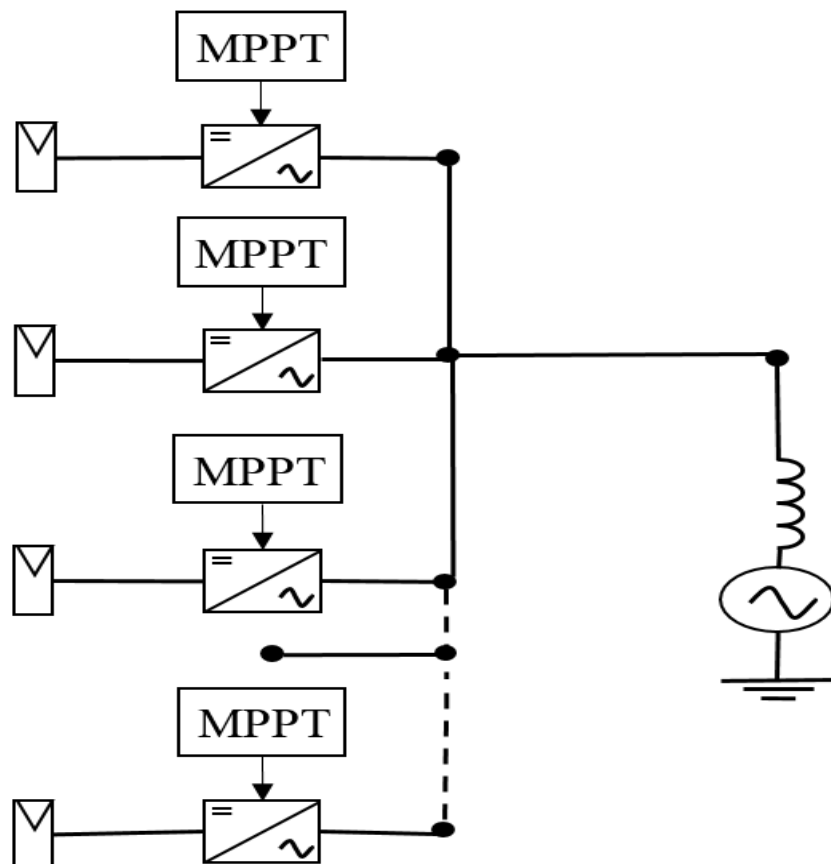


Figure 3.13 – Approche DMPPT d'un système PV connecté au réseau doté de micro-onduleur.

3.4 Conclusion

Ce chapitre est consacré aux méthodes MPPT, qui nous permettent d'améliorer le rendement de système PV connecté au réseau. Nous nous sommes intéressés au problème causé par le phénomène de l'ombrage partiel. A cet effet, on a passé en revue les différentes méthodes GMPPT citées dans la littérature actuelle et qui traite le problème de l'ombrage partiel. Les types de techniques qui ont été traités sont : la GMPPT conventionnelle (IC), la GMPPT basée sur l'intelligence artificielle (FL) et la GMPPT qui adopte une approche méta-heuristique. On a cité aussi la solution dite DMPPT qui permet d'éviter les inconvénients associée à des phénomènes de désadaptation et de dysfonctionnement des installations PV connectées au réseau électrique. Quelques configurations DMPPT ont été détaillées dans ce chapitre. On remarque que chaque méthode présente des avantages et des inconvénients.

La suite de notre travail sera consacrée à l'étude comparative des méthodes IC, FL, PSO et MFO en termes de d'efficacité rapidité et robustesse.

Chapitre 4

CHAPITRE 4 : MODELISATION ET INTERPRETATION DES RESULTATS DE SIMULATIONS

4.1 Problématique

L'énergie en provenance du soleil est transformée en énergie électrique continue par un générateur photovoltaïque, qui par la suite est transformée en courant alternatif par un convertisseur statique "Onduleur" pour être injectée dans le réseau de distribution. L'élément clé de la chaîne de conversion et la régulation des flux énergétique est certainement l'onduleur qui doit assurer plusieurs fonctionnalités allant de l'adaptation des deux sources, qui sont de nature différente jusqu'aux différentes protections non tolérables par le réseau de distribution.

Les problématiques qui doivent être traitées dans cette thèse sont :

- Choix du modèle approprié de l'onduleur PV connecté au réseau BT.
- Choix de la meilleure structure de convertisseur qui permet la croissance du rendement globale du la chaîne de conversion photovoltaïque.
- Conception d'une commande GMPPT qui fait face aux différents changements climatiques.

4.2 Modélisation de système photovoltaïque connecté au réseau

Le champs PV utilisé dans cette étude est un ensemble de modules PV interconnectés en série et en parallèle afin d'avoir la tension V_{PV} et la puissance P_{PV} souhaitée. Chaque module est constitué de 96 cellules PV connectées en série. Les caractéristiques de module utilisé dans cette étude sont données par le tableau 4.1.

Tableau 4.1 Caractéristiques du module PV.

Caractéristiques de module						
Modèle	Nombre de Cellules	V _m (V)	I _m (A)	MPP (W)	ISC (A)	VOC (V)
SunPower SPR-305 WHT	96	54.7	5.58	305.22	5.96	64.2

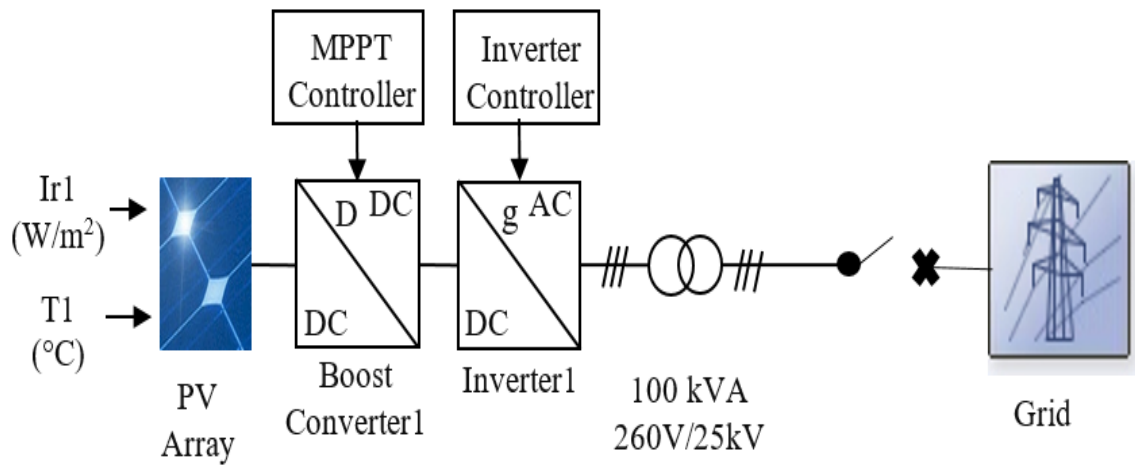


Figure 4.1 – système PV de 100 kW connecté au réseau.

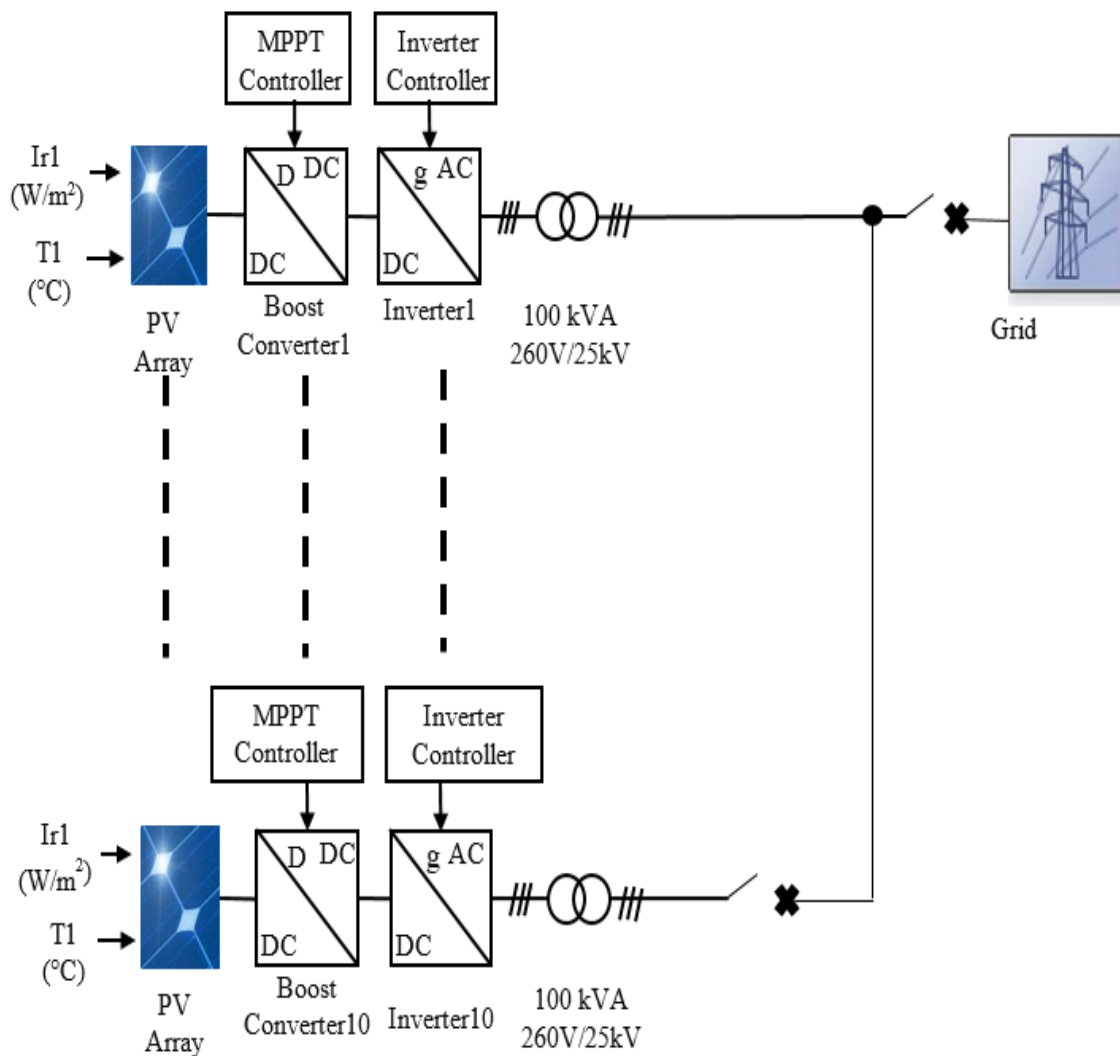


Figure 4.2 – système PV de 1 MW connecté au réseau.

La figure 4.1 représente le PV système de 100 kW raccordé au réseau. Le champ PV est composé de deux blocs, le premier est de 54 kW, il est modélisé de sorte à avoir 36 branches en parallèle. Le deuxième bloc de 46 kW comprend 30 branches connectées en parallèle.

La figure 4.1 représente le PV système de 100 kW raccordé au réseau. Le champ PV est composé de deux blocs, le premier est de 54 kW, il est modélisé de sorte à avoir 36 branches en parallèle. Le deuxième bloc de 46 kW comprend 30 branches connectées en parallèle.

La figure 4.2 représente une centrale PV de 1 MW. La topologie adoptée c'est la topologie distribuée qui consiste à attribuer à chaque branche PV de 100kW son propre onduleur. Cette centrale PV comprend dix (10) branches PV, le convertisseur DC/DC de chacune de ces brnache PV est doté d'un controleur GMPPT afin de traquer localement le GMPP.

4.3 Effet de l'ombrage partiel

Le système proposé pour la simulation de l'ombrage est représenté par Fig.1. En première étape, La simulation est faite pour une branche S1 de 5 modules connectés en serie.

La seconde étape est consacrée au champ PV de 100 kW. Il est constitué de 66 PV branches (S1-S66) interconnectés en parallèle comme le montre fig.5. Les tests sont effectués dans le cas de conditions uniformes de l'rayonnement et dans le cas de l'ombrage partiel de ou 30 PV branches sont ombrés et le restes du champ est uniformément éclairé.

Tableau 4.2 Performances PV sous différents modèles d'ombrage partiel.

		Branche PV			Générateur PV		
Numéro du modèle	Modèle d'ombrage partiel	V _m (V)	I _m (A)	MPP (kW)	V (V)	I _m (A)	MPP (kW)
1	[1000,1000,1000,1000,1000]	272.8	5.568	1.519	272.7	367.3	100.2
2	[1000,800,600,500,300]	229.1	2.883	0.605	275	251.5	69.17
3	[900,600,600,400,300]	222.8	2.284	0.509	274.7	214.5	5.882

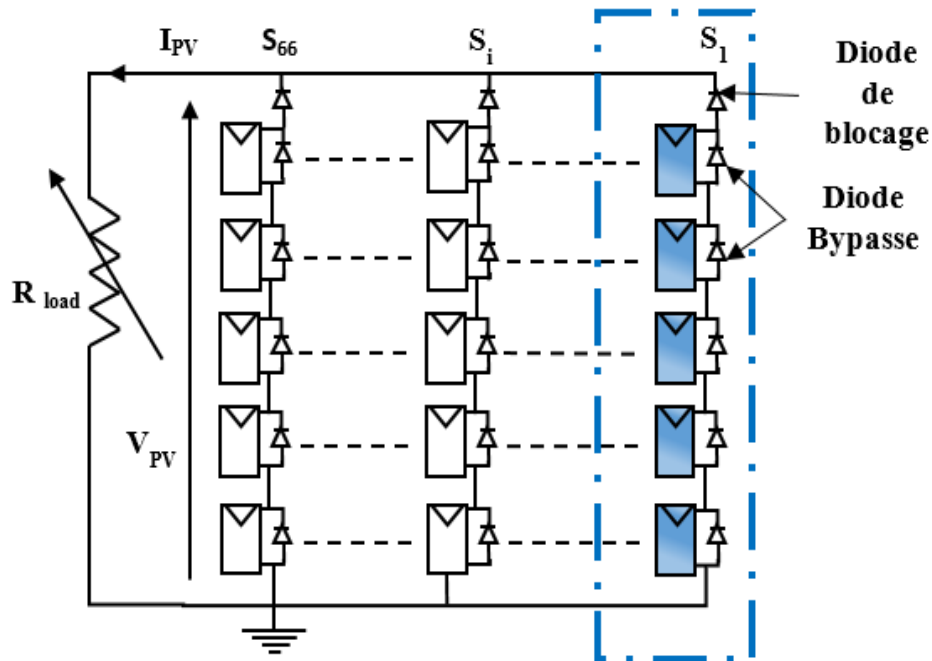


Figure 4.3 – Branche PV de 1.5 kW.

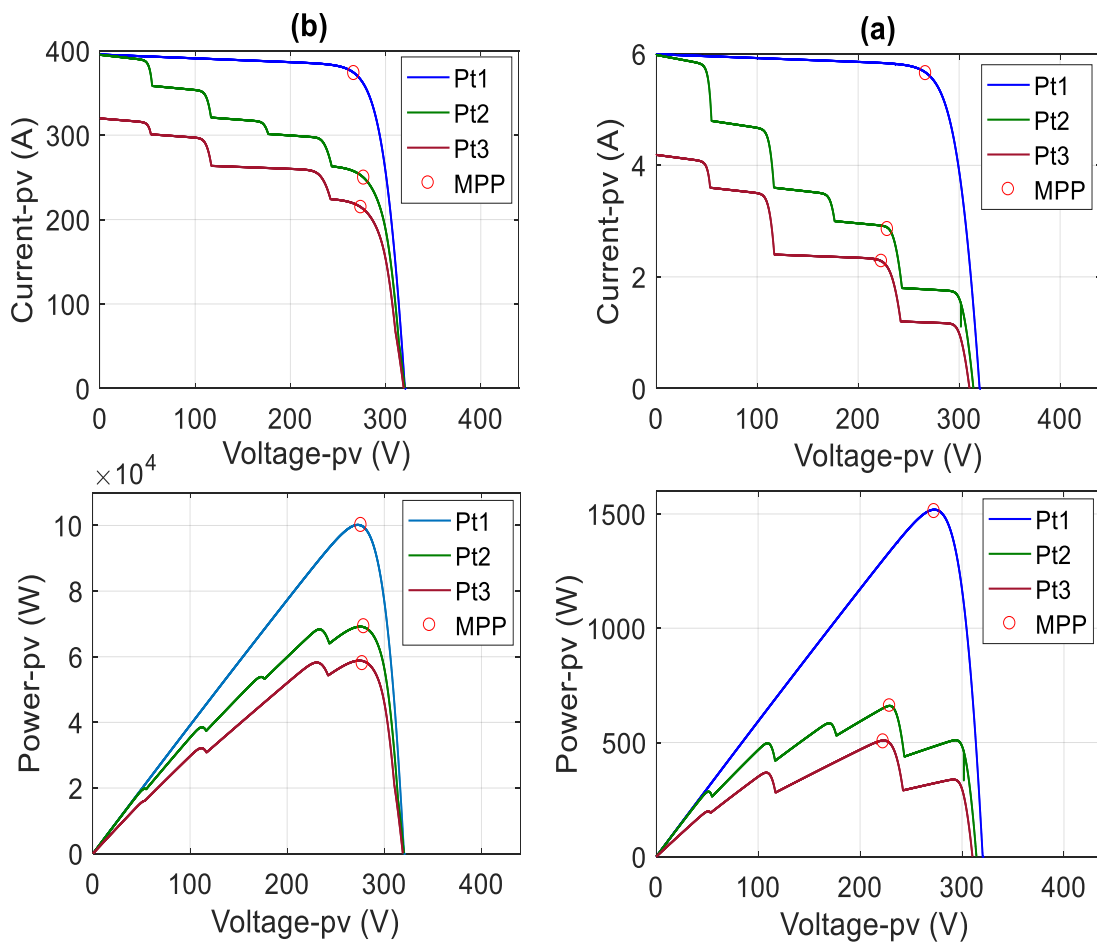


Figure 4.4 – I(V) et P(V) de branche PV de 1.5 kW et de champs PV de 100kW.

La figure 4.4.a. représente les courbes de I(V) et P(V) de PV branche S1 de 1.5 kW qui est constitué de 5 modules. La figure 4.4.b donne les caractéristiques de I(V) et P(V) de

générateur PV de 100kW qui comprend 66 PV branches (S1-S66). Ces courbes ont été obtenues sous un rayonnement uniforme de 1000 W/m² qui correspond au pattern (Pt1) et sous ombrage qui correspond aux patterns Pt2 et Pt3 comme le montre Table.2. Pour chaque pattern, le tableau 4.2 donne les valeurs de tension V_m de courant I_m et la Puissance MPP qui correspondent au point de puissance global GMPP.

4.4 Résultats de simulations

4.4.1 Recherche de GMPPT d’un système PV de 100 kW

Pour tester ce système, une simulation a été faite dans des conditions d’ombrage partiel et à 25C° avec un rayonnement uniforme. La figure 4.5 fournit la réponse dynamique de la P_{pv}, V_{pv}, Duty cycle. Les techniques MPPT appliquées sont : P&O, IC, FL_PO et la PSO. Selon la figure 4.1, le champ PV est constitué d’un bloc de 54 kW uniformément éclairé à 1000W/m² et un autre bloc de 45 kW ombré.

Tableau 4.3 – Comportement dynamique pour les techniques GMPPT durant [0s,2s]

	IC	FL	PSO	MFO
Rise Time (s)	0.06320	0.05340	0.04900	0.049710
Settling Time at 5% (s)	0.16270	0.0726	0.05670	0.05464
Overshoot (%)	1.4087	0.0928	0.0127	0.0029
Extracted power (kW)	66.59	68.7639	69.0874	69.1680
Peak power (kW)	68.1291	69.01	69.15	69.17
Steady error (%)	3.772	0.630	0.162	0.046
GMPPT efficiency (%)	96.22	99.33	99.83	99.91
Convergence	-	+	++	+++

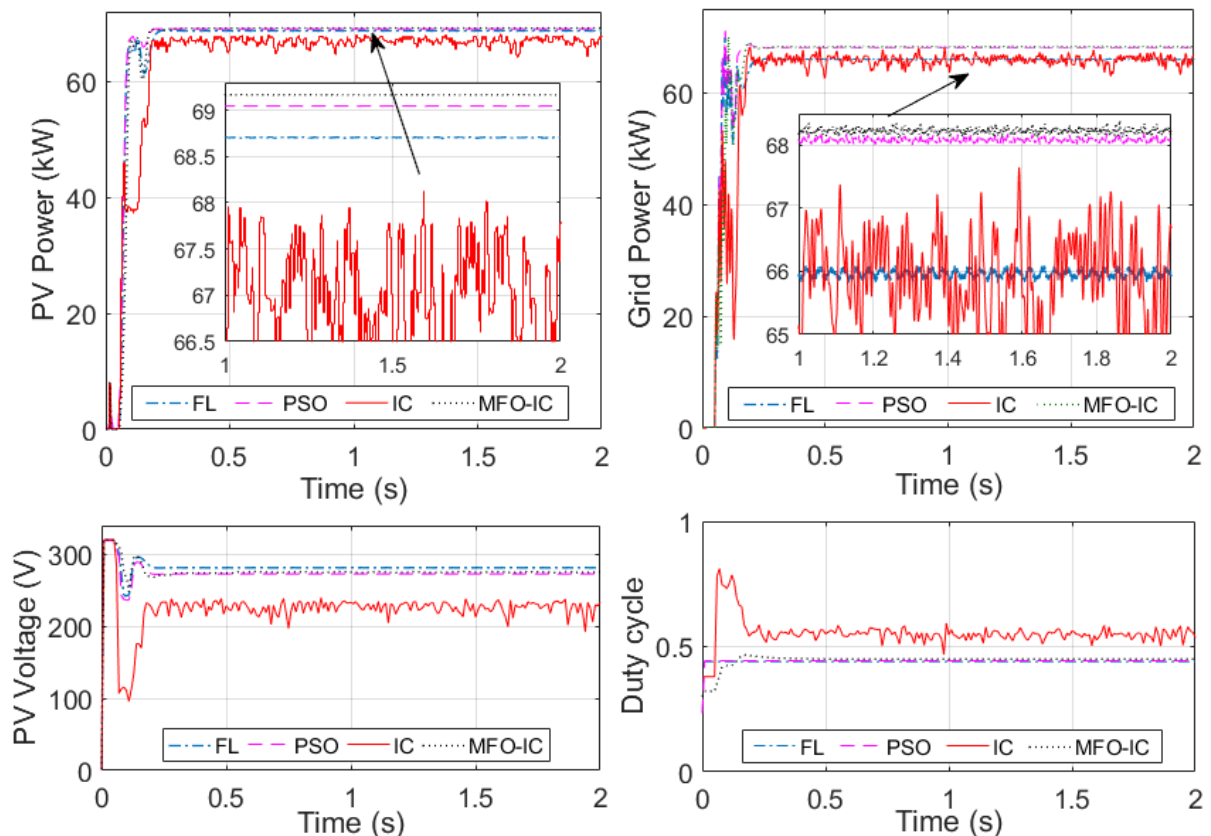


Figure 4.5 – Réponse dynamique de système PV de 100 kW raccordé au réseau lors l’ombrage partiel

L’objectif de cette étude est de tester les l’aptitude des méthodes proposées à traquer le point global de puissance maximale (GMPPT) lors de l’ombrage partiel.

La figure 4.5 montre les performances dynamiques de puissance PV, tension PV, de rapport cyclique et de puissance au niveau du réseau. Tout d’abord, le système PV proposé est testé sous ombrage partiel constant qui correspond au modèle Pt2 à $T = 25\text{ C}^\circ$. Selon la figure 4.5 et le tableau 4.3, la technique IC présente des paramètres statistiques les moins bons et son comportement dynamique est caractérisé par d’importantes ondulations qui ont un effet négatif sur le fonctionnement du système PV. Le FL fournit un temps de réponse le plus court et suit correctement la variation de l’éclairement. La technique PSO est en mesure de suivre correctement le GMPP. Cependant, sa performance dynamique est légèrement inférieure à la MFO. Les paramètres statistiques donnés dans le tableau 4.3 ont été améliorés en appliquant la MFO. Par conséquent, la puissance extraite de PV (69.15kW) est plus proche de la puissance optimale de PV (69,20 kW) donnés par le tableau 4.3 avec une efficacité et une erreur statique de 99,91 % et de 0,046 % respectivement. Les résultats de simulation montrent que la MFO est supérieure aux autres méthodes proposées en termes de poursuite de GMPP, d’efficacité et de la stabilité [86].

4.4.2 Comportement de système PV lors de la décroissance de l’enseillement.

Cette étape consiste à faire une analyse comparative des réponses dynamique des quatre algorithmes GMPPT suggérés sous l’ombrage partiel. A cet effet, le test effectué sous $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ à l’aide de Pt2 et Pt3 cités dans la figure 4.6 montre qu’entre 0 s et 2 s, l’ombrage correspond au modèle Pt2 et pendant [2 s, 4 s]. Le modèle Pt3 est appliqué au champ photovoltaïque. Le cas de la chute instantanée de l’enseillement ce produit à $t = 2$ s. Selon la figure 4.6, les algorithmes : FL, PSO et MFO montrent leur aptitude sont capables à poursuivre suivre la fluctuation de l’enseillement pour trouver le GMPP. Toutefois, on onte que l’algorithme IC présente la plus faible performance car son comportement dynamique est caractérisé par des ondulations qui représentent un inconvénient pour le bon fonctionnement du système PV. On remarque que la MFO et la PSO sont meilleures que les techniques FL-IC et IC en termes d’efficacité rapidité et de robustesse. Le comportement dynamique des MFO est légèrement supérieur à celle de la PSO [86].

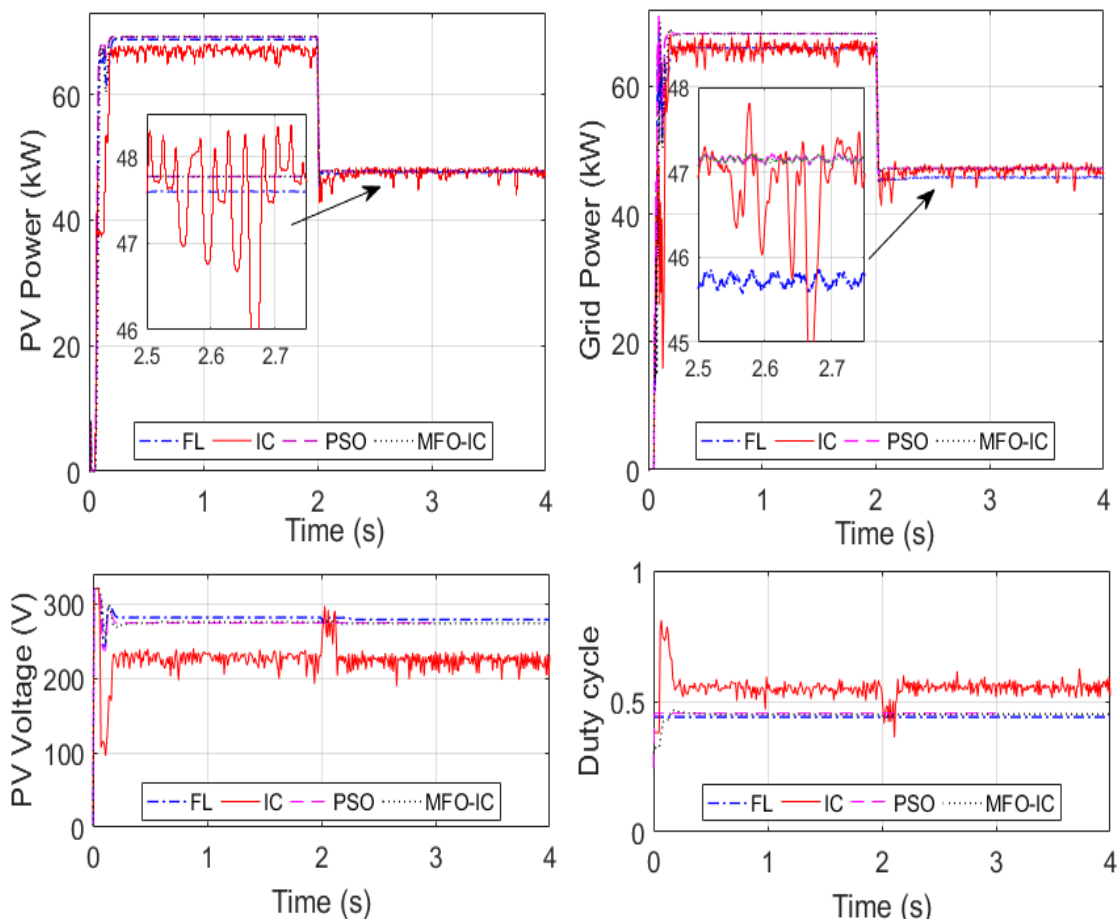


Figure 4.6 – Réponse dynamique (Step down) de PV système de 100 kW raccordé au réseau durant l’ombrage partiel

4.4.3 Recherche de DMPPT d'un système PV de 1 MW

Selon la figure 4.2, le troisième cas d'étude propose système PV de 1MW connecté au réseau avec la configuration DMPPT. La centrale photovoltaïque de 1 MW se compose de 10 champs PV connectés en parallèle. Chacun de ces champs fournit un maximum de 100 kW pour un ensoleillement de 1000 W/m². Le champ PV est composé de 66 branches PV connectées en parallèle. Chaque branche PV est connecté au réseau via son propre convertisseur « Boost » et un onduleur triphasé. La DMPPT porte sur le contrôle de chaque convertisseur « Boost » par le contrôleur GMPPPT individuel afin d'extraire le GMPP de chaque Champ PV.

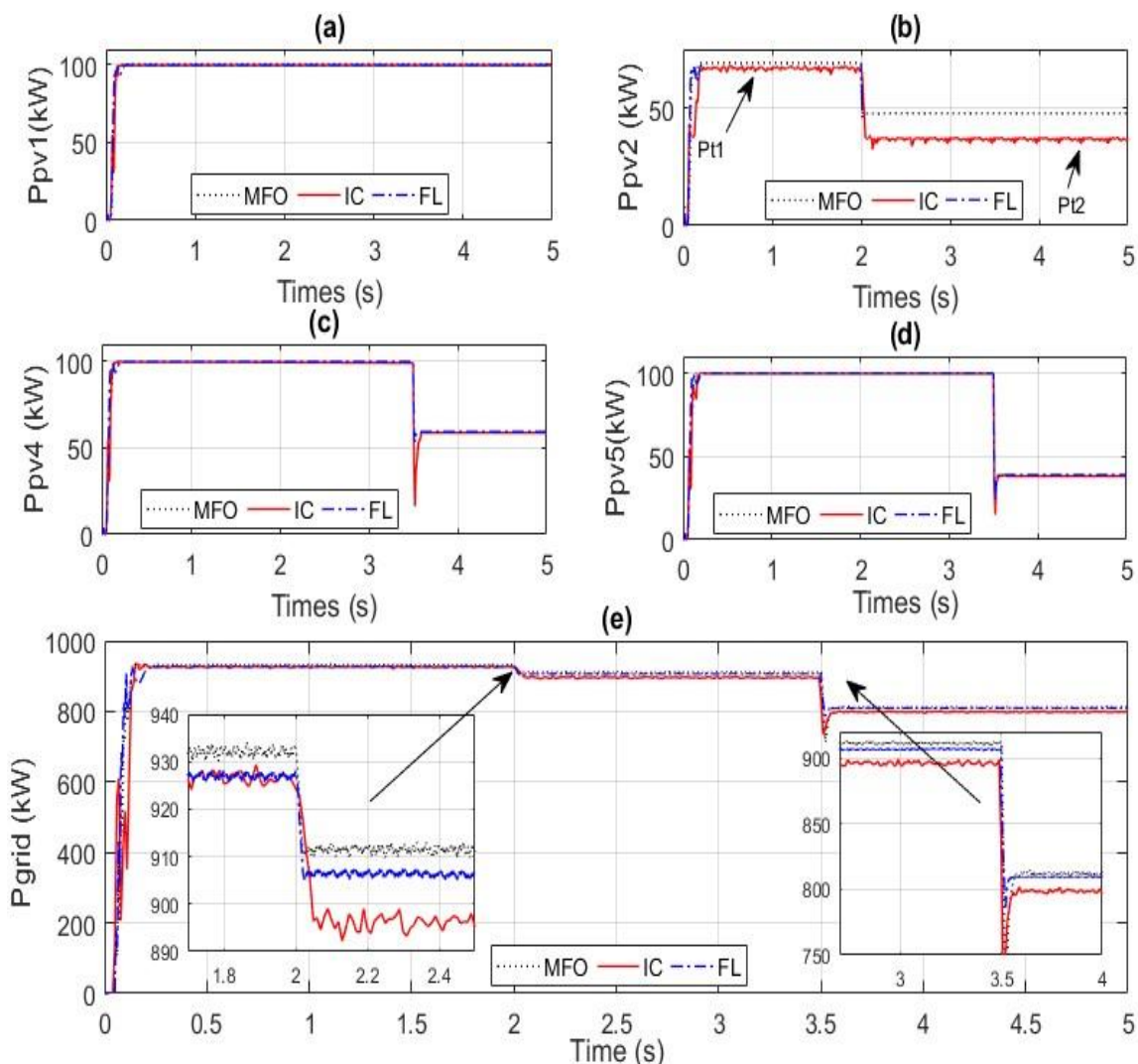


Figure 4.7 – Comportement dynamique de la puissance pour un système de 1 MW connecté au réseau sous différentes irradiations.

La figure 4.7 montre le fonctionnement de chaque système de champ PV individuel sous différentes irradiations. Pendant [0 s, 2 s], toutes les champs PV sont éclairées avec 1000 W/m² comme le montre la Figure 4.6.a, sauf pour le champ PV 2 dont le rayonnement

correspond à Pt1. Pendant [2 s, 5 s], cet éclairage diminue de Pt1 à Pt2, selon la figure 4.6.b et la figure 4.6.(c et d) affichent la réponse de la puissance PV des champs PV 4 et 5 respectivement. À $t = 3.5s$, leurs irradiances correspondantes diminuent soudainement à 400 W/m^2 et 600 W/m^2 respectivement. La figure 4.6.e montre que les méthodes suggérées suivent correctement la variation de l'ensoleillement et la MFO fournit une performance dynamique de puissance au niveau de réseau plus efficace que le comportement dynamique fourni par FL et IC. La MFO est supérieure en termes de stabilité de l'efficacité et la robustesse [86].

4.5 Conclusion

Ce chapitre est consacré à l'étude de la meilleure approche GMPPT qui rend le Système PV connecté au réseau performant surtout face aux problèmes liés au phénomène de l'ombrage. A cet effet, on a commencé par la modélisation de système PV connecté au réseau choisi pour l'étude. On a proposé deux modèles : le système PV connecté au réseau de 100kW et le système PV connecté au réseau de 1 MW .

La seconde étape consiste à présenter des scénarios de l'effet de l'ombrage. Les modèles d'ombrage partiel proposés sont utilisés dans l'étude comparative des différentes techniques GMPPT proposées afin de définir la meilleure méthode qui permet d'améliorer les performances de système PV connecté au réseau.

On a proposé une étude comparative de 4 types de méthodes MPPT qui consiste en : la méthode conventionnelle appelée algorithme de l'incrément de conductance (IC), le second algorithme est celui de la logique floue (FL) qui est basée sur l'intelligence artificielle. Les deux autres approches méta-heuristiques proposées sont : l'algorithme d'optimisation d'essaim de particules (PSO) et l'algorithme d'optimisation des papillons nocturnes-flamme (MFO). Ces méthodes ont été détaillées dans le chapitre 3.

Les résultats des simulations ont révélé que la MFO est meilleure par rapport aux autres méthodes proposées telles que l'IC, FL et PSO en termes d'aptitude à traquer le GMPP, d'efficacité, de stabilité et de robustesse. Le convertisseur DC / DC, contrôlé par contrôleur GMPPT à base de MFO, permet à l'échelle local de surmonter les inconvénients associés au phénomène de mismatch. Le DMPPT a pour objectif d'assurer la somme optimale des puissances maximales extraites les chaînes PV. Selon les résultats de la simulation, le DMPPT a révélé une grande performance en termes d'efficacité et de robustesse face à la variation atmosphérique brutale comme l'ombrage partiel.

CONCLUSION GENERALE

La maximisation de la production, compte tenu du caractère fluctuant de la source PV considérée, passe par le développement de commandes de types MPPT performantes, à hauts rendements, en particulier lors des changements climatiques.

Pour effectuer ce travail, nous avons effectué une étude théorique des composants de la chaîne photovoltaïque, entre autres, le générateur photovoltaïque, le convertisseur DC/DC et l'onduleur. On a donné l'état de l'art de différents types de technique GMPPT qui traite les problèmes causés par le phénomène de l'ombrage. Nous avons passé en revue quelques méthodes de la recherche du point de puissance maximale (MPPT), adoptées afin d'améliorer le rendement du système photovoltaïque.

Cette étude présente un état de l'art des travaux qui ont traité le problème lié au phénomène de l'ombrage partiel et fournit l'analyse comparative des différentes techniques GMPP. Ensuite, la technique de la MFO a été proposée comme une nouvelle approche pour une exploitation optimale de la source PV lors de l'ombrage partiel. Dans ce cas non désiré, les performances dynamiques de l'algorithme classique IC sont limitées parce que la puissance extraite n'atteint pas le GMPP.

La seconde étape avait pour objectif le test de la performance de ces méthodes. Pour cela, nous avons effectué les simulations en utilisant le logiciel SIMULINK de MATLAB® 2016b. Deux modèles ont été choisis pour cette étude. Ces modèles sont : un système PV de 100 kW connecté au réseau BT et la centrale PV de 1MW connectée au réseau BT. On a proposé une étude comparative entre quatre (04) techniques GMPPT à savoir l'IC, P&O, PSO et MFO.

L'analyse comparative a révélé que la MFO présente une performance dynamique par rapport aux autres algorithmes sélectionnés telles que l'IC, FL et PSO en termes d'aptitude à traquer le GMPP, d'efficacité, de stabilité et de robustesse.

Dans la deuxième étude de cas, le rapport propose la DMPPT technique et analyse de son impact sur le comportement dynamique d'une centrale PV de 1 MW raccordée au réseau. Le travail vise à présenter l'architecture DMPPT, qui fournit pour chaque chaîne kW PV 100 son propre convertisseur Boost et son onduleur triphasé. Ce convertisseur DC / DC est

contrôlé par contrôleur GMPPT à base de MFO qui permet à l'échelle local de surmonter les inconvénients associés au phénomène mis-match. Le DMPPT a pour objectif d'assurer la somme optimale des puissances maximales extraites les chaînes PV. Selon les résultats de la simulation, le DMPPT a révélé une grande performance en termes d'efficacité et de robustesse face à la modification brutale comme l'ombrage partiel.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] De Melo MF, Vizzotto WD, Kirsten AL, Costa MAD, García J. Photovoltaic grid-connected flyback micro-inverter and boost MPPT integrated to street lighting system based on LEDs. Conf Exhib - 2013 Int Conf New Concepts Smart Cities Foster Public Priv Alliances, SmartMILE 2013 2013. doi:10.1109/SmartMILE.2013.6708217.
- [2] Edalati S, Ameri M, Iranmanesh M, Tarmahi H, Gholampour M. Technical and economic assessments of grid-connected photovoltaic power plants: Iran case study. *Energy* 2016;114:923–34. doi:10.1016/j.energy.2016.08.041.
- [3] Kim JY, Jeon GY, Hong WH. The performance and economical analysis of grid-connected photovoltaic systems in Daegu, Korea. *Appl Energy* 2009;86:265–72. doi:10.1016/j.apenergy.2008.04.006.
- [4] Bakos GC. Distributed power generation: A case study of small scale PV power plant in Greece. *Appl Energy* 2009;86:1757–66. doi:10.1016/j.apenergy.2008.12.021.
- [5] Su Y, Chan L-C, Shu L, Tsui K-L. Real-time prediction models for output power and efficiency of grid-connected solar photovoltaic systems. *Appl Energy* 2012;93:319–26. doi:10.1016/j.apenergy.2011.12.052.
- [6] Ayompe LM, Duffy A, McCormack SJ, Conlon M. Validated real-time energy models for small-scale grid-connected PV-systems. *Energy* 2010;35:4086–91. doi:10.1016/j.energy.2010.06.021.
- [7] Li Y, Oruganti R. A Low Cost High Efficiency Inverter for Photovoltaic Applications. *IEEE J Photovoltaics* 2010:2853–8.
- [8] Tan Y, Meegahapola L, Muttaqi KM. Suboptimal MPPT control for power management in PV-diesel remote area power supply systems. 2014 IEEE Ind Appl Soc Annu Meet 2014:1–8. doi:10.1109/IAS.2014.6978418.
- [9] S P. Nouvelle architecture distribuée de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. Thèse de doctorat. Université de Toulouse III T-Paul Sabatier, 2010.
- [10] Bun L. Détection et localisation de défauts pour un système PV. Thèse de doctorat. Université de Grenoble, 2011.
- [11] Liu Y-H, Chen J-H, Huang J-W. A review of maximum power point tracking techniques for use in partially shaded conditions. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;41:436–53. doi:10.1016/j.rser.2014.08.038.
- [12] Bizon N. Global Maximum Power Point Tracking (GMPPT) of Photovoltaic array using the Extremum Seeking Control (ESC): A review and a new GMPPT ESC scheme. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;57:524–39. doi:10.1016/j.rser.2015.12.221.
- [13] Çak B. A novel voltage-current characteristic based global maximum power point tracking algorithm in photovoltaic systems 2016;112. doi:10.1016/j.energy.2016.05.121.
- [14] Pati AK, Sahoo NC. A new approach in maximum power point tracking for a photovoltaic array with power management system using Fibonacci search algorithm under partial shading conditions. *Energy Syst* 2016;7:145–72. doi:10.1007/s12667-015-0185-1.
- [15] Benyoucef A soufyane, Chouder A, Kara K, Silvestre S, sahed OA. Artificial bee colony based algorithm for maximum power point tracking (MPPT) for PV systems operating under partial shaded conditions. *Appl Soft Comput* 2015;32:38–48. doi:10.1016/j.asoc.2015.03.047.
- [16] Belhachat F, Larbes C. A review of global maximum power point tracking techniques of photovoltaic system under partial shading conditions. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;92:513–53. doi:10.1016/j.rser.2018.04.094.
- [17] Kaced K, Larbes C, Ramzan N, Bounabi M. Bat algorithm based maximum power point tracking for photovoltaic system under partial shading conditions. *Sol Energy* 2017;158:490–503. doi:10.1016/j.solener.2017.09.063.

- [18] Lyden S, Haque ME. Maximum Power Point Tracking techniques for photovoltaic systems: A comprehensive review and comparative analysis. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;52:1504–18. doi:10.1016/j.rser.2015.07.172.
- [19] Kheldoun A, Bradai R, Boukenoui R, Mellit A. A new Golden Section method-based maximum power point tracking algorithm for photovoltaic systems. *Energy Convers Manag* 2016;111:125–36. doi:10.1016/j.enconman.2015.12.039.
- [20] Ramli MAM, Twaha S, Ishaque K, Al-Turki YA. A review on maximum power point tracking for photovoltaic systems with and without shading conditions. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;67:144–59. doi:10.1016/j.rser.2016.09.013.
- [21] Titri S, Larbes C, Toumi K, Benatchba K. A new MPPT controller based on the Ant Colony Optimization Algorithm for Photovoltaic Systems under Partial Shading Conditions. *Appl Soft Comput J* 2017. doi:10.1016/j.asoc.2017.05.017.
- [22] Belhachat F, Larbes C. Global maximum power point tracking based on ANFIS approach for PV array configurations under partial shading conditions. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;77:875–89. doi:10.1016/j.rser.2017.02.056.
- [23] Solórzano J, Egido MA. Automatic fault diagnosis in PV systems with distributed MPPT. *Energy Convers Manag* 2013;76:925–34. doi:10.1016/j.enconman.2013.08.055.
- [24] Muthuramalingam M, Manoharan PS. Comparative analysis of distributed MPPT controllers for partially shaded stand alone photovoltaic systems. *Energy Convers Manag* 2014;86:286–99. doi:10.1016/j.enconman.2014.05.044.
- [25] Carbone R. PV plants with distributed MPPT founded on batteries. *Sol Energy* 2015;122:910–23. doi:10.1016/j.solener.2015.10.017.
- [26] KUMI EN. Technical and economic analysis of a 1mw grid-connected solar. Thesis Submitted to the School of Graduate Studies, KNUST. 2012.
- [27] beauvais A, Chevillard N, Paredes MG, Heisz M, Rossi R, Schmela M. Global market outlook for solar power / 2018 - 2022: Connecting african and european developers and investors. *Solar Power Europe* 2018.
- [28] Teodorescu R, Liserre M, Rodriguez P. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems* © Jhon Wiley & Sons, Ltd. ISBN : 978-0-470-05751-3. IEEE, John Wiley & Sons, Ltd.; 2011.
- [29] INTERNATIONAL STANDARD GROUP SAFETY PUBLICATION IEC 60332-1-1. IEC Central Office GENEVA, SWITZERLAND: 2004.
- [30] Systems P. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage Published. Main Library University of ZURICH., 2003.
- [31] INTERNATIONAL STANDARD/ IEC-61727 IEC. Central Office GENEVA, SWITZERLAND: 2004.
- [32] MOINE G. Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT ou HTA. *Guid Prat À L'usage Des Install Des Bur D'études Des Porteurs Proj* 2012:1–70.
- [33] Duvauchelle C, Gaidon B. Évolutions de la DIN VDE 0126 de la version de 1994 à la DIN VDE 0126-1-1 de 2006. *Etudes Sci Prénormatives Sur Le Raccord Au Réseau Electr D'Installations Tech Photovoltaïques-ESPRIT'ADEME* 2006.
- [34] Loi N° 99-09 du 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie. *J Off La République Algérienne* 1999:3–7.
- [35] Loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations. vol. 8. 2002.
- [36] Loi n° 04-09 du 27 Joumada Ethania 1425 correspondant au 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable. *J Off La République Algérienne* 2004:8–10.

- [37] Décret exécutif n° 13-218 du 9 Chaâbane 1434 correspondant au 18 juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité. *J Off La République Algérienne* 2013:4–6.
- [38] Bessemoulin P, Oliviéri J. Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette. *Physique Atmosphérique La Météorologie 8ème Série - N° 31 - Sept 2000*:42–59.
- [39] Nichiporuk O. Simulation , fabrication et analyse de cellules photovoltaïques ques à contacts arrières interdigtés. Thèse de Doctorat, l'institut national des sciences appliquees de Lyon, 2005.
- [40] Aouchiche N, Cheikh MSA, Becherif M, Ebrahim MA, Hadjarab A. Fuzzy Logic Approach Based Mppt for the Dynamic Performance Improvement for PV Systems. *5th Int Conf Electr Eng - Boumerdes (ICEE-B) 2017*. doi:doi:10.1109/icee-b.2017.8191986.
- [41] Bayod-Rújula ÁA, Cebollero-Abián JA. A novel MPPT method for PV systems with irradiance measurement. *Sol Energy* 2014;109:95–104. doi:10.1016/j.solener.2014.08.017.
- [42] Aouchiche N. Défauts liés aux systèmes photovoltaïques autonomes et techniques de diagnostic - Etat de l'art. *Rev Des Energies Renouvelables*, Vol 21, N°2, 247 - 265, 2018.
- [43] Soufi Y, Bechouat M, Kahla S. Fuzzy-PSO controller design for maximum power point tracking in photovoltaic system. *Int J Hydrogen Energy* 2016;1–9. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.07.212.
- [44] Layate Z, Bahi T, Abadlia I, Bouzeria H, Lekhchine S. Reactive power compensation control for three phase grid-connected photovoltaic generator. *Int J Hydrogen Energy* 2015;40:12619–26. doi:10.1016/j.ijhydene.2015.07.087.
- [45] Hajighorbani S, Radzi MAM, Kadir MZA, Shafie S. Novel hybrid maximum power point tracking algorithm for PV systems under partially shaded conditions. *10th Asian Control Conf (ASCC) 2015*. doi:doi:10.1109/ascc.2015.7244456.
- [46] Bouilouta A, Mellit A, Kalogirou SA. New MPPT method for stand-alone photovoltaic systems operating under partially shaded conditions. *Energy* 2013;55:1172–85. doi:10.1016/j.energy.2013.03.038.
- [47] Alonso C. Contribution à l' optimisation , la gestion et le traitement de l' énergie. Thèse d'Habilitation à Diriger les Recherches, Université PAUL SABATIER – TOULOUSE III, 2006.
- [48] Boukenoui R, Salhi H, Bradai R, Mellit A. A new intelligent MPPT method for stand-alone photovoltaic systems operating under fast transient variations of shading patterns. *Sol Energy* 2016;124:124–42. doi:10.1016/j.solener.2015.11.023.
- [49] Murtaza A, Chiaberge M, Spertino F, Boero D, De Giuseppe M. A maximum power point tracking technique based on bypass diode mechanism for PV arrays under partial shading. *Energy Build* 2014;73:13–25. doi:10.1016/j.enbuild.2014.01.018.
- [50] Meekhun D. Réalisation d' un système de conversion et de gestion de l' énergie d' un système photovoltaïque pour l' alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonome pour l' application aéronautique. Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2011.
- [51] Aouchiche N, Becherif M, HadjArab A, Aitcheikh MS, Ramadan HS, Cheknane A. Dynamic Performance Comparison for MPPT-PV Systems using Hybrid Pspice/Matlab Simulation. *Int J Emerg Electr Power Syst* 2016;17:529–39. doi:10.1515/ijeeps-2016-0074.
- [52] Cottier J-M, Mermoud A, Viloz M, Graf J. Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs. me d'action PACER – Energies renouvelables. Office fédéral des questions conjoncturelles; 1996.
- [53] Liu CL, Luo YF, Huang JW, Liu YH. A PSO-based MPPT algorithm for photovoltaic systems subject to inhomogeneous insolation. *6th Int Conf Soft Comput Intell Syst 13th Int Symp Adv Intell Syst SCIS/ISIS 2012* 2012:721–6. doi:10.1109/SCIS-ISIS.2012.6505229.
- [54] Chao KH. A high performance PSO-based global MPP tracker for a PV power generation system. *Energies* 2015;8:6841–58. doi:10.3390/en8076841.
- [55] Thi MC Le. Couplage onduleurs photovoltaïques et réseau , aspects contrôle / commande et rejet de perturbations. Thèse de Doctorat, Université de DE GRENOBLE, 2006.

- [56] Harrag A, Messalti S. Adaptive GA-based reconfiguration of photovoltaic array combating partial shading conditions. *Neural Comput Appl* 2016. doi:10.1007/s00521-016-2757-y.
- [57] Knopf H. Analysis, simulation and evaluation of maximum power point tracking (MPPT) methods for a solar powered vehicle. thesis of Master of Science in Electrical and Computer engineering. Portland State University, 1999.
- [58] Ballouti A, Djahli F, Bendjadou A, Belhaouchet N, Benhamadouche A. Mppt system for photovoltaic module connected to battery adapted for unstable atmospheric conditions using vhdl-ams. *Arab J Sci Eng* 2014;39:2021–31. doi:10.1007/s13369-013-0767-y.
- [59] Guenounou O, Dahhou B, Chabour F. Adaptive fuzzy controller based MPPT for photovoltaic systems. *Energy Convers Manag* 2014;78:843–50. doi:10.1016/j.enconman.2013.07.093.
- [60] Altin N, Ozdemir S. Three-phase three-level grid interactive inverter with fuzzy logic based maximum power point tracking controller. *Energy Convers Manag* 2013;69:17–26. doi:10.1016/j.enconman.2013.01.012.
- [61] Tsang KM, Chan WL. Model based rapid maximum power point tracking for photovoltaic systems. *Energy Convers Manag* 2013;70:83–9. doi:10.1016/j.enconman.2013.02.018.
- [62] RASHID M. POWER ELECTRONICS HandBook. Academic Press Series in Engineering J. David Irwin, Auburn University, Series Editor; 2011.
- [63] Petibon S. Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. Thèse de Doctorat. Université de TOULOUSE III, 2009.
- [64] Santos OL. Contribution to the DC-AC conversion in photovoltaic systems: Module oriented converters 2015. doi:10.13140/RG.2.1.3400.3368.
- [65] Houari A. Contribution à l'étude de micro-réseaux autonomes alimentés par des sources photovoltaïques. Thèse de Doctorat en Génie Electrique. Université de Lorraine, 2012.
- [66] Forrisi I. Contribution aux systèmes renouvelables connectés en réseau : contrôle , analyse de la stabilité et fiabilité. Thèse de Doctorat en Génie Electrique. Université de Lorraine, 2016.
- [67] Teodorescu R, Liserre M, Rodriguez P. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. IEEE, John Wiley & Sons, Ltd.; 2011.
- [68] Li S. A maximum power point tracking method with variable weather parameters based on input resistance for photovoltaic system. *Energy Convers Manag* 2015;106:290–9. doi:10.1016/j.enconman.2015.09.055.
- [69] Liu Y, Li M, Ji X, Luo X, Wang M, Zhang Y. A comparative study of the maximum power point tracking methods for PV systems. *Energy Convers Manag* 2014;85:809–16. doi:10.1016/j.enconman.2014.01.049.
- [70] Shah N, Rajagopalan C. Experimental evaluation of a partially shaded photovoltaic system with a fuzzy logic-based peak power tracking control strategy 2015:1–10. doi:10.1049/iet-rpg.2015.0098.
- [71] Yeung RS, Chung HS, Tse NC, Chuang ST. A global MPPT algorithm for existing PV system mitigating suboptimal operating conditions. *Sol Energy* 2017;141:145–58. doi:10.1016/j.solener.2016.11.017.
- [72] Carotenuto PL, Della Cioppa A, Marcelli A, Spagnuolo G. An evolutionary approach to the dynamical reconfiguration of photovoltaic fields. *Neurocomputing* 2015;170:393–405. doi:10.1016/j.neucom.2015.04.094.
- [73] Pareek S, Dahiya R. Enhanced power generation of partial shaded photovoltaic fields by forecasting the interconnection of modules. *Energy* 2016;95:561–72. doi:10.1016/j.energy.2015.12.036.
- [74] Mao M, Duan Q, Yang Z, Duan P. Modeling and global MPPT for PV system under partial shading conditions using modified artificial fish swarm algorithm. *IEEE Int Symp Syst Eng (ISSE)* 2016. doi:10.1109/syseng.2016.7753188.
- [75] Bizon N. Global Extremum Seeking Control of the power generated by a Photovoltaic Array under

- Partially Shaded Conditions. *Energy Convers Manag* 2016;109:71–85. doi:10.1016/j.enconman.2015.11.046.
- [76] Liu YH, Chen JH, Huang JW. Global maximum power point tracking algorithm for PV systems operating under partially shaded conditions using the segmentation search method. *Sol Energy* 2014;103:350–63. doi:10.1016/j.solener.2014.02.031.
- [77] Huynh DC, Nguyen TM, Dunnigan MW, Mueller MA. Global MPPT of solar PV modules using a dynamic PSO algorithm under partial shading conditions. *2013 IEEE Conf Clean Energy Technol* 2013:134–9. doi:10.1109/CEAT.2013.6775614.
- [78] Mohanty S, Subudhi B, Ray PK. A new MPPT design using grey Wolf optimization technique for photovoltaic system under partial shading conditions. *IEEE Trans Sustain Energy* 2016;7:181–8. doi:10.1109/TSTE.2015.2482120.
- [79] Femia N, Lisi G, Petrone G, Spagnuolo G, Vitelli M. Distributed Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Arrays : Novel Approach and System Analysis. *IEEE Trans Ind Electron* 2008;55:2610–21. doi:10.1109/TIE.2008.924035.
- [80] Othman AM, El-arini MMM, Ghitas A, Fathy A. Realworld maximum power point tracking simulation of PV system based on Fuzzy Logic control. *NRIAG J Astron Geophys* 2012;1:186–94. doi:10.1016/j.nrjag.2012.12.016.
- [81] Radjai T, Rahmani L, Mekhilef S, Gaubert JP. Implementation of a modified incremental conductance MPPT algorithm with direct control based on a fuzzy duty cycle change estimator using dSPACE. *Sol Energy* 2014;110:325–37. doi:10.1016/j.solener.2014.09.014.
- [82] Rezvani A, Gandomkar M. Modeling and control of grid connected intelligent hybrid photovoltaic system using new hybrid fuzzy-neural method. *Sol Energy* 2016;127:1–18. doi:10.1016/j.solener.2016.01.006.
- [83] Tabanjat A, Becherif M, Emziane M, Hissel D, Ramadan HS, Mahmah B. Fuzzy logic-based water heating control methodology for the efficiency enhancement of hybrid PV-PEM electrolyser systems. *Int J Hydrogen Energy* 2015;40:2149–61. doi:10.1016/j.ijhydene.2014.11.135.
- [84] Rajesh R, Mabel MC. Efficiency analysis of a multi-fuzzy logic controller for the determination of operating points in a PV system. *Sol Energy* 2014;99:77–87. doi:10.1016/j.solener.2013.10.036.
- [85] Ebrahim M, El-Metwally K, Bendary F, Mansour W. Transient stability enhancement of a wind energy distributed generation system by using fuzzy logic stabilizers. *Wind Eng* 2012;36:687–700. doi:10.1260/0309-524X.36.6.687.
- [86] Aouchiche N, Aitcheikh MS, Becherif M, Ebrahim MA. AI-based global MPPT for partial shaded grid connected PV plant via MFO approach. *Sol Energy* 2018;171:593–603. doi:10.1016/j.solener.2018.06.109.
- [87] El-Metwally KAM, Mohamed MAE, Bendary FMA, Ibrahim WMM. Fuzzy stabilizer design for renewable energy based distribution networks. *22nd Int Conf Exhib Electr Distrib (CIRED 2013)* 2013:0153–0153. doi:10.1049/cp.2013.0585.
- [88] Farhat M, Barambones O, Sbita L, De Durana JMG. A stable FLC-based MPPT technique for photovoltaic system. *Proc IEEE Int Conf Ind Technol* 2015;2015–June:890–5. doi:10.1109/ICIT.2015.7125210.
- [89] Sakthigokulrajana C, Ravi K. Combined role of derived array configurations and MPSO based MPPT in improving the energy yield under partial shading conditions. *J Build Eng* 2017;9:125–34. doi:10.1016/j.jobe.2016.12.006.
- [90] Shi J, Zhang W, Zhang Y, Xue F, Yang T. MPPT for PV systems based on a dormant PSO algorithm. *Electr Power Syst Res* 2015;123:100–7. doi:10.1016/j.epsr.2015.02.001.
- [91] Mirjalili S. Moth-flame optimization algorithm: A novel nature-inspired heuristic paradigm. *Knowledge-Based Syst* 2015;89:228–49. doi:10.1016/j.knosys.2015.07.006.
- [92] Allam D, Yousri DA, Eteiba MB. Parameters extraction of the three diode model for the multi-crystalline solar cell/module using Moth-Flame Optimization Algorithm. *Energy Convers Manag*

- 2016;123:535–48. doi:10.1016/j.enconman.2016.06.052.
- [93] Li Z, Zhou Y, Zhang S, Song J. Lévy-Flight Moth-Flame Algorithm for Function Optimization and Engineering Design Problems. *Math Probl Eng* 2016;2016:1–22. doi:10.1155/2016/1423930.
- [94] Femia N, Petrone G, Spagnuolo G, Vitelli M. Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems. n.d.
- [95] Balato M, Vitelli M. Electrical Power and Energy Systems Optimization of distributed maximum power point tracking PV applications : The scan of the Power vs . Voltage input characteristic of the inverter. *Int J Electr Power Energy Syst* 2014;60:334–46. doi:10.1016/j.ijepes.2014.03.058.
- [96] Shmilovitz D, Levron Y. Distributed Maximum Power Point Tracking in Photovoltaic Systems – Emerging Architectures and Control Methods 2012;53:142–55. doi:10.7305/automatika.53-2.185.