

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique Université
A. MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie Département de Génie Electrique

Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme de Master en Electromécanique

Thème

Optimisation d'un système photovoltaïque relié au réseau dans des conditions d'ombrage partiel

Préparé par :

BOUFADENE Tikinas, BORDJI Abdelghani

Dirigé par :

Pr BELAID Sofia

Dr DEBOUCHA Houssam

Année Universitaire : 2022/2023

AVANT-PROPOS

L'intérêt croissant pour les énergies renouvelables ces derniers temps est due à la prise de conscience globale qu'il est nécessaire de revoir nos politiques énergétiques à cause du réchauffement climatique pour réduire drastiquement nos émissions de gaz à effets de serre et prévenir une pénurie d'énergie majeure. Le saut des prix du gaz et du pétrole dû à des crises géopolitiques locales ou des pandémies mondiales montre l'enjeu majeur qu'est l'énergie.

Les énergies fossiles sont naturellement formées durant plusieurs siècles lors de la gestation de la Terre. La longue période de gestation nécessaire à leurs formations en fait une source qui se fait de plus en plus rare. Leur utilisation devrait être d'ordre exceptionnel pour soutenir les installations d'énergie renouvelable lors des périodes à faible ensoleillement ou à faible vent dans des réseaux à sources multiples où l'on tirera parti de leur potentiel maximal [1].

D'autre part, on constate qu'il reste une grande partie de la population mondiale (estimée à plus de 2.5 milliards) qui n'est toujours pas reliée à un réseau électrique, et une grande majorité d'entre eux ne le sera pas dans un avenir proche pour des raisons de rentabilité due à l'éloignement, la faible densité de population et au manque de moyens. Alors, pour couvrir les besoins de bases en électricité pour la lumière, la réfrigération, le traitement de l'eau ou les télécommunications de ces régions, les systèmes autonomes auront un rôle majeur à jouer, ce qui permettra d'améliorer la santé publique et le secteur économique [1].

L'énergie solaire photovoltaïque fut à l'origine développée pour l'industrie aérospatiale et s'est imposée à partir des années 1970 comme source alternative d'énergie due aux chocs pétroliers survenus [1]. Au départ porté par de petites sociétés et de simples individus sensibles à l'environnement, ce

secteur a connu une croissance et un développement à faible échelle. Mais depuis la fin des années 1990, le photovoltaïque connaît une croissance accélérée et est devenu aujourd'hui une industrie moderne où les investissements viennent de partout (géants de l'électronique et du pétrole, gouvernements...). Ceci a amené une amélioration conséquente en termes de qualité des panneaux solaires, de durabilités et de technologies de stockages, qui deviennent de plus en plus fiables. Le secteur le plus porteur est aujourd'hui celui de la connexion au réseau [1].

En parlant de rentabilité pure, l'énergie solaire photovoltaïque est aussi une excellente solution technique hors des zones électrifiées pour un grand nombre d'applications où elle procure une autonomie irremplaçable [1]. Le principal facteur qui stimule le marché mondial du solaire photovoltaïque est la baisse du coût des matériaux et des systèmes associés [2]. En 2020, les prix des modules solaires photovoltaïques ont diminué de plus de 80 % par rapport à 2010 [2]. Cette baisse peut être principalement attribuée à l'amélioration de l'efficacité des matériaux, à l'optimisation de la production et aux économies d'échelle.

La capacité solaire photovoltaïque installée au monde devrait enregistrer un bond de plus de 22,91 %, atteignant près de 3228,73 GW d'ici 2027, contre 766 GW en 2020 (3,1 % de la production mondiale d'électricité provenait du photovoltaïque). L'épidémie de COVID-19 a affecté négativement la chaîne d'approvisionnement au premier et au deuxième trimestre 2020 mais les ajouts mondiaux de capacité solaire photovoltaïque étaient estimés à environ 107 GW, ce qui représente une croissance stable par rapport à 2019. En 2021, la part de l'électricité mondiale venant du photovoltaïque est passée à 3,6 % [2].

Il existe un très bon potentiel pour la mise en œuvre de projets solaires à grande échelle en Algérie dont plus de 80% de sa surface est couverte par le désert du Sahara. De plus, l'irradiation moyenne quotidienne est de 6,57

kWh/m², soit un total annuel oscillant entre 2000 kWh/m² et 2650 kWh/m². En 2019, la capacité installée totale de tous les projets opérationnels d'énergie renouvelable connectés au réseau étaient de 686 MWc dont 423 MWc en PV. Le projet « Solar 1000 MW » consiste en la construction de centrales solaires photovoltaïques, réparties en lots variant de 50 à 300 MWc sur le territoire algérien [3].

Le paysage énergétique change de manière accélérée ces dernières années et l'énergie photovoltaïque est l'un des leaders de ce changement ce qui nous pousse à chercher des solutions de plus en plus efficace pour pallier à ses inconvénients et en faire une source encore plus fiable car à l'échelle du temps humain nul source n'est inépuisable tel que notre étoile.

Remercîment

Nous tenons tout d'abord à remercier nos familles qui nous ont soutenus tout au long de notre aventure qui a commencé il y a environ une vingtaine d'années, du premier jour en école primaire à celui de notre soutenance en passant par le lycée et l'examen du baccalauréat, et qui se solde par ce présent travail qu'est l'aboutissement de tant d'années d'études et d'efforts. Nous voulons aussi remercier tous les enseignants croisés qui ont su nous guider sur ce voyage. Un grand merci à nos encadreurs, Pr Belaid Sofia et Dr Deboucha Houssam, pour les efforts fournis, spécialement au Docteur qui fut d'une aide précieuse à l'aboutissement de ce projet de fin d'études. Nous tenons aussi à remercier nos amis qui ont toujours été à nos côtés.

Résumer

Les systèmes photovoltaïques ont connu une immense croissance ces dernières années en raison de l'intérêt croissant pour les sources d'énergie renouvelables due à la croissance de la demande d'énergie. En conséquence, il convient d'appliquer des stratégies de contrôle nouvelles et modernes pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la stabilité des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. Pour ce faire, l'ensemble du système photovoltaïque doit être testé dans différentes conditions météorologiques et de réseau.

Ce travail donc présente l'optimisation d'un système photovoltaïque connecté au réseau dans des conditions d'ombrage partiel. La recherche s'est basée dans un premier temps, à l'étude d'un panneau photovoltaïque connecté à un convertisseur élévateur avec une commande de suivi du point de puissance maximal (MPPT). Cette méthode de commande peut être regroupée en trois groupes principaux qui sont : Recherche local, Calcul souple et Balayage à plage de tension réduite. Pour cela, on a on a réalisé 3 implémentations de MPPT chacune appartenant à un groupe de commande différent : P&O, PSO et M-MPT. Les résultats sont dictés par un changement de profil afin de pouvoir les comparer sous différentes conditions. La seconde partie du travail concerne une étude pratique de la connexion du PV au réseau électrique par l'intermédiaire d'un onduleur, un filtre de réseau L, une synchronisation du réseau base de (PLL) et un contrôleur tension et de courant. Chaque composant du système a été modélisé, testé et validé à l'aide du logiciel MATLAB/SIMULINK.

Abstract

Photovoltaic systems have experienced immense growth in recent years due to the growing interest in renewable energy sources driven by rising energy demand. As a result, new and modern control strategies are needed to improve the efficiency, reliability, and stability of grid-connected photovoltaic systems. To achieve this, the entire photovoltaic system needs to be tested under different weather and grid conditions.

This work, therefore, presents the optimization of a grid-connected photovoltaic system under partial shading conditions. The research was based initially on the study of a photovoltaic panel connected to a step-up converter with maximum power point tracking(MPPT) control.

This work, therefore, presents the optimization of a grid-connected photovoltaic system under partial shading conditions. The research was based initially on the study of a photovoltaic panel connected to a step-up converter with maximum power point tracking(MPPT) control. This control method can be grouped into three main groups, which are Local Search, Soft Computing, and Reduced Voltage Range Scanning. To this end, three MPPT implementations were carried out, each belonging to a different control group: P&O, PSO, and M-MPT. The results are dictated by a change of profile so that they can be compared under different conditions. The second part of the work concerns a practical study of the connection of PV to the electrical grid via an inverter, a grid filter L, a PLL-based grid synchronization, and an active and reactive power controller. Each system component was modeled, tested, and validated using MATLAB/SIMULINK software.

Table des matières

Introduction Générale	1
------------------------------------	---

Chapitre 1

Introduction	4
1.1 Rayonnement solaire	4
1.2 L'énergie solaire	5
1.2.1 Avantages de l'énergie solaire photovoltaïque	7
1.2.2 Inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque	7
1.3 Energie photovoltaïque	8
1.3.1 Effet photovoltaïque	8
1.3.2 Cellule photovoltaïque	8
1.3.3 Types de cellule	9
1.3.3.1 Le silicium monocristallin	9
1.3.3.2 Le silicium polycristallin	9
1.3.3.3 Le silicium amorphe	9
1.3.3.4 Le tellure de cadmium	10
1.4 Panneaux photovoltaïques	10
1.5 Générateur photovoltaïque	11
1.5.1 Caractéristiques du générateur	12
1.6 Protections classique d'un GPV	12
1.7 Définition d'un ombrage	13
1.7.1 Effet de l'ombrage sur un système photovoltaïque	14
1.8 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau	15
1.8.1 Système PV connecté au réseau via un multi étage	16
1.8.2 Système PV connecté au réseau via un seul étage	16
Conclusion	17

Chapitre 2

Introduction	19
Modélisation des cellules photovoltaïques	19

2.1	Etages d'adaptations	20
2.1.1	Convertisseur DC/DC.....	20
2.1.1.1	Convertisseur abaisseur	20
2.1.1.1	Convertisseur élévateur	21
2.1.1.2	Convertisseur abaisseur-élévateur	21
2.1.1	Convertisseur DC/AC.....	21
2.2	Structure de contrôle du système photovoltaïque relia au réseau	22
2.3	Suivi du Point de Puissance Maximale	22
2.3.1	Méthodes de recherche locale.....	24
2.3.1.1	Perturber et Observer (P&O)	24
2.3.1.2	Conductance Incrémentale CI	27
2.3.2	Méthodes de calcul souple.....	29
2.3.2.1	Optimisation par essais particulière.....	29
2.3.3	Méthodes de balayage à plage de tension réduite.....	32
2.3.3.1	Méthode du Trapèze de Puissance Maximale (MPT).....	33
2.3.3.2	Méthode du Trapèze de Puissance Maximale Modifiée (M-MPT).....	35
2.4	Les puissances active et réactive et le contrôleur de liaison DC.....	37
2.4.1	Dans le cadre de référentiel synchrone :	38
2.4.2	Contrôle du convertisseur de puissance alimentant le réseau	39
2.5	Synchronisation du générateur photovoltaïque avec le réseau.....	40
2.5.1	Méthodes de synchronisation	41
2.5.1.1	Boucle à verrouillage de phase (PLL)	41
2.6	Anti-ilotage	42
2.7	Filtre réseau	43

Chapitre 3

Introduction	46
3.1 Simulation du système photovoltaïque relié au réseau	46
3.2 Dimensionnement de l'hacheur élévateur.....	50

3.3	Structure de contrôle de l'onduleur	52
1.8.3	3.3.1 Génération du PWM	53
3.4	Synchronisation du réseau	53
3.4.1	Boucle de contrôle	53
3.5	Simulation des commandes MPPT	55
3.5.1	Méthode P&O	56
a)	Profil 1 (Pattern 1)	58
b)	Profil 2 (Pattern 2)	58
c)	Profil 3 (Pattern 3)	58
d)	Profil 4 (Pattern 4)	58
3.5.2	Méthode PSO	59
a)	Profil 1 (Pattern 1)	60
b)	Profil 2 (Pattern 2)	60
c)	Profil 3 (Pattern 3)	60
d)	Profil 4 (Pattern 4)	60
3.5.3	Méthode M-MPT	60
a)	Profil 1 (Pattern 1)	61
b)	Profil 2 (Pattern 2)	62
c)	Profil 3 (Pattern 3)	62
d)	Profil 4 (Pattern 4)	63
3.5.4	Comparaison entre les méthodes MPPT	64
3.6	La tension de référence et la tension de liaison continu	66
3.7	Tension de sortie du convertisseur DC/AC :	66
3.8	La forme d'onde de la tension et le courant triphasés injectés au réseau	67
3.9	Puissance de sortie	68
	Conclusion Générale	70
	Perspectives	71

Liste des figures

Figure 1.1: Eclairage solaire [5].....	5
Figure 1.2: Rayonnement solaire annuel [6]	6
Figure 1.4: Composition d'un panneau photovoltaïque [16].....	10
Figure 1.5: Caractéristique pour une mise en série [12]	11
Figure 1.6: Caractéristique pour une mise en parallèle [12]	11
Figure 1.7: Caractéristiques P(V) et I(V) sous STC [26].....	12
Figure 1.8: Schématisation d'un GPV élémentaire avec des diodes bypass et diode anti-retour [4]	13
Figure 1.9: Diode de contournement dans une installation photovoltaïque en série.....	14
Figure 1.10: Schéma équivalent d'un panneau photovoltaïque ombragé [16].....	15
Figure 1.11: Installation photovoltaïque relié au réseau	15
Figure 1.12: Système PV connecté au réseau via un double étage	16
Figure 1.13: Système PV connecté au réseau via un seul étage.....	17
Figure 2.1:Modèle d'une cellule photovoltaïque réel.....	19
Figure 2.2: Principe de fonctionnement d'un hacheur.....	20
Figure 2.3: Schéma d'un convertisseur abaisseur.....	20
Figure 2.4: Schéma d'un convertisseur élévateur.....	21
Figure 2.5: Schéma d'un convertisseur abaisseur-élévateur.....	21
Figure 2.6: Catégories des algorithmes MPPT	24
Figure 2.7: Pente dP_{pv}/dV_{pv} sur la courbe P-V.....	25
Figure 2.8: Organigramme de la méthode P&O	26
Figure 2.9: Onde de la puissance et du rapport cyclique avec un changement de rapport de 0.01	27
Figure 2.10: Onde de la puissance et du rapport cyclique pour un changement de rapport de 0.05	27
Figure 2.11: Organigramme de la méthode CI	28
Figure 2.12: Déplacement d'une particule [33].....	30
Figure 2.13: Organigramme de la méthode PSO	32
Figure 2.14: Diagramme illustratif du principe de l'algorithme MPT [36].....	33
Figure 2.15: Organigramme de la méthode MPT	34
Figure 2.16:Diagramme illustratif du principe de l'algorithme M-MPT [38].....	35
Figure 2.17: Organigramme de la méthode M-MPT	37

Figure 2.18: Structure de contrôle du cadre référentiel synchrone	39
Figure 2.19: Diagramme type du Grid Feeding	39
Figure 2.20: Structure d'une PLL.....	42
Figure 3.1: Représentation d'une installation photovoltaïque reliée au réseau.....	46
Figure 3.2: Circuit réalisé du système PV relié au réseau.....	47
Figure 3.3: Simulation des Panneaux	47
Figure 3.4: Liaison des panneaux KC200GT en série.....	48
Figure 3.5 : Représentation de la liaison des panneaux	48
Figure 3.6: Profils d'irradiations réalisés.....	49
Figure 3.7: Ondulation du courant [58].....	50
Figure 3.8: Circuit réalisé.....	51
Figure 3.9: Contrôle de l'onduleur.....	52
Figure 3.10: Contrôleur de tension.....	54
Figure 3.11: Contrôleur de courant	55
Figure 3.12: Implémentation de la commande MPPT	56
Figure 3.13: Tensions du GPV avec la méthode P&O.....	57
Figure 3.14: Puissances du GPV avec la méthode P&O	57
Figure 3.15: Tensions du GPV pour la méthode PSO.....	59
Figure 3.16: Puissances du GPV pour la méthode PSO.....	59
Figure 3.17: Tensions du GPV avec la méthode M-MPT	61
Figure 3.18: Puissances du GPV avec la méthode M-MPT	61
Figure 3.19: Transition 1	62
Figure 3.20: Transition 2	62
Figure 3.21: Transition 3	63
Figure 3.22: Transition 4	63
Figure 3.23: Temps de réponse des commandes MPPT réalisées pour chaque profil	65
Figure 3.24: Rendements des commandes MPPT réalisées pour chaque profil.....	65
Figure 3.25: La tension de référence (rouge) et la tension de liaison DC (bleu) en régime établi	66
Figure 3.26: Tension entre phase à la sortie de l'onduleur de sortie de l'onduleur	67
Figure 3.27: La tension triphasée injectée au réseau.....	67
Figure 3.28: Courant triphasé injectée au réseau	68
Figure 3.29: Le courant triphasé injecté dans le réseau	68
Figure 3.30: La puissance injectée au réseau	69

Liste des tableaux

<i>Tableau 2.1: Comparaison des méthodes de contrôle.....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau 2.2: Comparaison entre les algorithmes de synchronisation</i>	<i>41</i>
<i>Tableau 3.1: Caractéristique d'un panneau KC200GT.....</i>	<i>49</i>
<i>Tableau 3.2: Paramètres du système réalisé</i>	<i>50</i>
<i>Tableau 3.3: Comparaison des performances des algorithmes sous différentes conditions..</i>	<i>64</i>

Liste des abréviations

MPPT : Maximum Power Point Tracking

GPV : Générateur photovoltaïque *STC* : Condition Standard de Test *PV* : Photovoltaïque

DC : Courant continu

AC : Courant alternatif

PLL : Boucle à verrouillage de phase *CCM* : Mode de conduction continu *DCM* : Mode de conduction direct *GMP* : Point de puissance globale

MLI : Modulation de largeurs d'impulsions

PCC : Point de couplage commun

PWM : Modélisation de la largeur d'impulsion *LMPP* : Point de puissance maximale locale

MPP : Point de puissance maximale

dV : Variation de tension

dI : Variation de courant

ΔV : Le pas de tension maximale

ΔP (*dP*) : Variation de la puissance

T_{max} : Temps de pas dynamique *T_s* : Temps d'échantillonnage *I_{min}* : Courant minimal

I_{pv} : Courant du panneau photovoltaïque *V_{pv}* : Tension du panneau photovoltaïque *V_{min}* : Tension minimale

V_{max} : Tension maximale

V_{LLrms} : Tension efficace

V_{mpp} : Tension au point de puissance maximale

GMPPT : Suivi du point de puissance maximale globale

P_{GMPP} : Puissance maximale globale P_{max} : Puissance maximale des panneaux V_{GMPP} : Tension maximale globale I_{GMPP} : Courant maximale globale

V_{OC} : Tension de circuit ouvert I_{SC} : Courant de court-circuit $D (d)$: Pas (Step)

N_S : Nombre de cellule en série

N_P : Nombre de cellule en parallèle

Introduction Générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. À l'heure actuelle, une part considérable de la production mondiale d'énergie provient de sources fossiles. Cependant, l'utilisation de ces sources engendre des émissions de gaz à effet de serre, contribuant ainsi à une augmentation de la pollution. De manière préoccupante, une consommation excessive de ces ressources naturelles épuise dangereusement les réserves, posant ainsi un risque pour les générations futures.

Par énergie renouvelable, on parle d'énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. À la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables se composent de plusieurs filières technologiques qui exploitent différentes sources d'énergie pour produire une énergie utile spécifique. Dans ce travail, nous nous concentrons sur l'étude de la filière de l'énergie solaire photovoltaïque.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donnent lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale [4].

La caractéristique I-V du GPV dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. De plus, son point de fonctionnement dépend directement de la charge qu'il alimente. Afin d'extraire en chaque instant le maximum de

Introduction Générale

puissance disponible à ses bornes, nous introduisons deux étages d'adaptations entre le générateur et la charge pour coupler les deux éléments le plus parfaitement possible.

Le problème du couplage parfait entre un générateur photovoltaïque et une charge de type continue n'est pas encore réellement résolu. Un des verrous technologiques qui existe dans ce type de couplage est le problème du transfert de la puissance maximale du générateur photovoltaïque (GPV) à la charge qui souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Le point de fonctionnement qui en découle est alors parfois très éloigné du point de puissance maximale (MPP). La littérature propose une grande quantité de solutions sur l'algorithme de contrôle qui effectue une recherche de point de puissance maximale lorsque le GPV est couplé à une charge à travers un convertisseur statique [4].

Dans ce mémoire, l'ensemble constitué par un GPV, deux étages d'adaptations et un réseau est abordé dans sa globalité. Ainsi, nous avons étudié le problème de l'extraction du maximum de puissance lors d'un ombrage partiel d'un générateur.

Dans le chapitre 1, on décrit les systèmes photovoltaïques. On parle de l'énergie solaire, de l'histoire des panneaux, de leurs compositions ainsi que des méthodes de protection et des effets de l'ombrage.

Dans le chapitre 2, on verra les systèmes photovoltaïques sous toutes leurs formes. On a introduit la modélisation des différents composants d'un système. En allant des cellules, jusqu'au réseau en passant par les différentes commandes des étages d'adaptations.

Le chapitre 3 est consacré à la réalisation de ce système, à l'étude des résultats obtenus lors de simulation réaliser pour différentes méthodes d'optimisations MPPT afin de les comparées.

On termine le travail par une conclusion générale et des perspectives.

Chapitre 1

Généralités sur l'énergie photovoltaïque

Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) provient de la conversion directe de l'énergie provenant de photons, comprise dans le rayonnement solaire, en énergie électrique, par le biais de capteurs fabriqués avec des matériaux sensibles aux longueurs d'ondes du visible (nommés cellules PV). L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique statique courant-tension $I(V)$ non linéaire et présentant un point de puissance maximale (MPP). Cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. Le point de fonctionnement du GPV peut donc varier entre les points extrêmes correspondant au courant de court-circuit ISC et la tension en circuit ouvert VOC. La détermination du point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge à laquelle il est connecté [4].

1.1 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le Soleil: de l'ultraviolet aux ondes radio en passant par la lumière visible. Il contient aussi des rayons cosmiques de particules animées d'une vitesse et d'une énergie extrêmement élevées. Une partie de ce rayonnement est filtrée par la couche d'ozone avant d'atteindre la troposphère. Il rend possible la vie sur Terre par apport d'énergie lumineuse et d'énergie thermique.

Le rayonnement ultraviolet contribue à la désinfection naturelle des eaux de surface. La polarisation de la lumière solaire (ou lunaire, de nuit), par des matériaux tels que l'eau ou les cuticules végétales, est utilisée par de nombreuses espèces pour s'orienter. Les rayons infrarouges sont ceux utilisés pour créer de l'électricité. Ils sont captés grâce à des capteurs ou à des centrales solaires photovoltaïques.

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique (représenté sur la figure suivante) compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10

micromètres (μm). [5]

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites

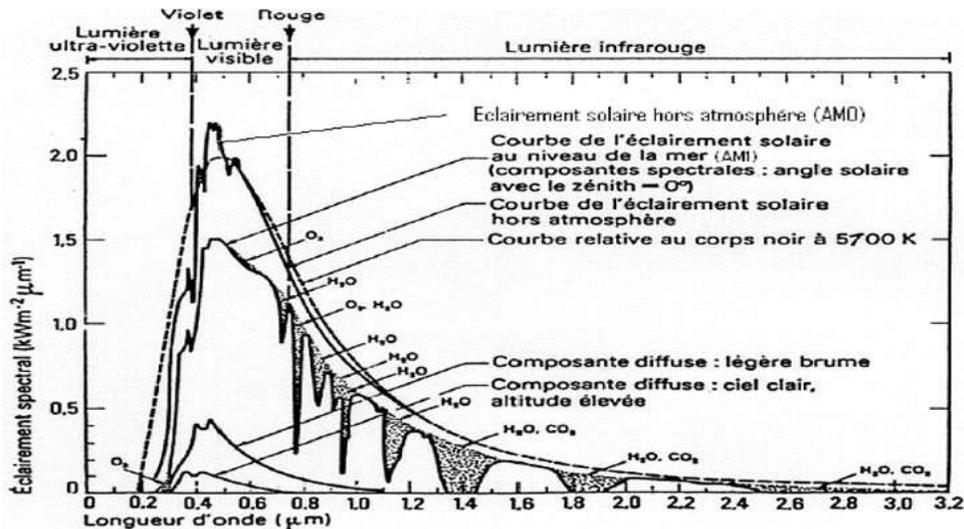


Figure 1.1: Eclairement solaire [5]

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi [5] :

- Ultraviolet UV $0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$ 6.4%
- Visible $0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$ 48.0%
- Infrarouge IR $0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$ 45.6%

1.2 L'énergie solaire

L'énergie solaire est la fraction de l'énergie électromagnétique provenant du Soleil, traversant l'atmosphère qui en absorbe une partie, et parvenant à la surface de la Terre. Elle est à l'origine de la plupart des énergies sur Terre, à l'exception de l'énergie nucléaire et de la géothermie profonde.

Le flux maximum d'énergie solaire reçu au sol terrestre se trouve généralement dans les déserts où les conditions météorologiques et géographiques sont optimales :

basse latitude, vaste espace, ensoleillement ininterrompu, ciel clair, grande sécheresse de l'air. Le Sahara, le plus grand désert chaud du monde, est la région de la Terre qui reçoit le plus amplement la chaleur et la lumière du Soleil. C'est en effet la contrée du globe où la durée de l'insolation moyenne est la plus élevée (jusqu'à 4 300 h/an soit entre 97 et 98 % du jour) et où l'irradiation solaire moyenne est la plus grande, qui atteint plus de 280 W/m² en moyenne sur l'année.

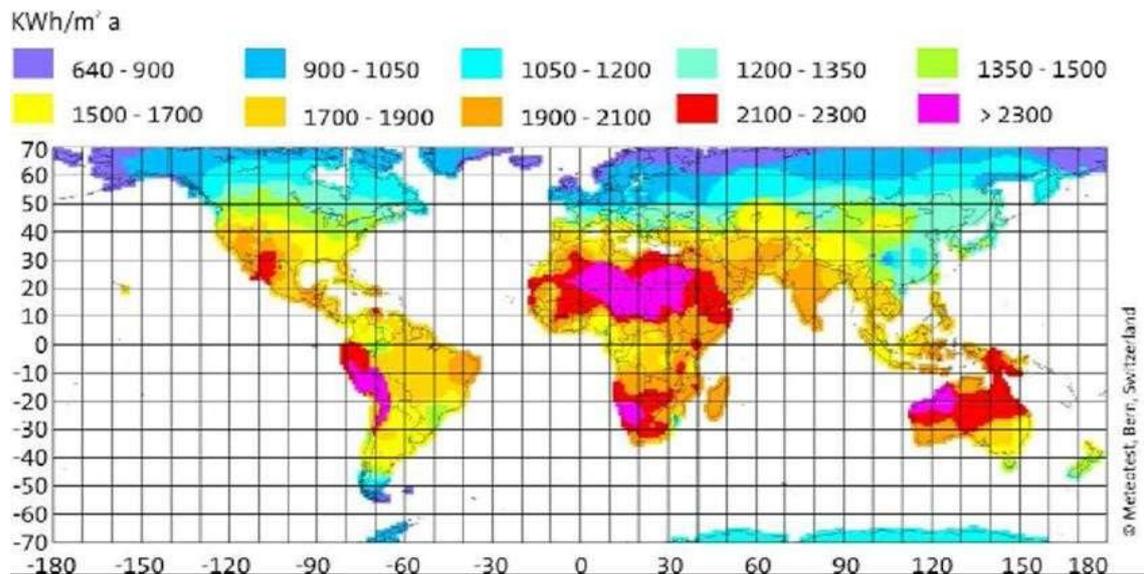


Figure 1.2: Rayonnement solaire annuel [6]

Albert Einstein a découvert en travaillant sur l'effet photoélectrique que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie est portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon étant donnée par la relation [6]:

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

Où :

h : la constante de Planck ($6,626\ 070\ 15 \times 10^{-34}$ J/s)

c : la vitesse de la lumière ($\approx 3 \cdot 10^8$ m/s)

λ : la longueur d'onde [m].

ν : la fréquence [s⁻¹].

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande [6].

Une façon commode d'exprimer cette énergie est :

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} = h \cdot \nu \quad (I-2)$$

1.2.1 Avantages de l'énergie solaire photovoltaïque

Selon les caractéristiques de l'installation solaire, certains avantages peuvent être observés par rapport à d'autres sources d'énergie. L'énergie solaire est une énergie renouvelable et, par conséquent, elle est inépuisable à notre échelle du temps.

- ✓ *Faible pollution et respect de l'environnement* : la production d'électricité dans le cas de l'énergie photovoltaïque ou de l'énergie solaire thermique est propre.
- ✓ *Installations avec un coût d'installation et de maintenance réduit* : le coût d'une installation solaire par rapport à d'autres types d'installations énergétiques est très faible. De même, la maintenance d'une installation solaire n'est pas très coûteuse.
- ✓ *C'est favorable pour les sites isolés* : dans les cas où l'accès au réseau électrique est difficile, l'énergie solaire est une très bonne option.

1.2.2 Inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque

Malgré tous les avantages, il convient d'analyser soigneusement les inconvénients. Certains peuvent impliquer qu'une installation solaire soit inefficace. Les aspects à considérer sont :

- ✓ *L'efficacité énergétique est faible par rapport à d'autres sources d'énergie* : le rendement entre la quantité d'énergie reçue et celle émise dans un panneau solaire est faible par rapport à d'autres sources d'énergie telles que l'énergie nucléaire.
- ✓ *La performance est fonction de la météo* : cette dépendance fait de cette

source d'énergie une option irréalisable dans les zones où le ciel est habituellement nuageux.

- ✓ *Des limitations sur le temps solaire* : on garde à l'esprit que dans certaines régions, l'ensoleillement est limité. De plus, l'inclinaison de la Terre varie durant l'année. Cette variation influe sur la performance des panneaux solaires.
- ✓ *Des limitations pour stocker l'énergie générée* : parce que les heures où l'énergie électrique peut être obtenue ne coïncident pas toujours avec les heures où il est nécessaire de stocker l'énergie. Pour cela, il y a des batteries solaires et des réservoirs pour stocker l'énergie thermique, mais l'efficacité est encore très faible.

1.3 Energie photovoltaïque

1.3.1 Effet photovoltaïque

La conversion photovoltaïque est la transformation directe d'une énergie électromagnétique (rayonnement) en énergie électrique de type continu directement utilisable à travers un matériau semi-conducteur appelé cellule photovoltaïque [7].

1.3.2 Cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice grâce au transport d'un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et de son vieillissement. La figure suivante illustre une cellule PV typique où sa constitution est détaillée. Les performances de rendement énergétique atteintes industriellement sont de 13 à 14 % pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11% à 12 % avec du polycristallin et enfin 7 à 8 % pour

l'amorphe [8]. Elle est l'élément de base d'un générateur PV.

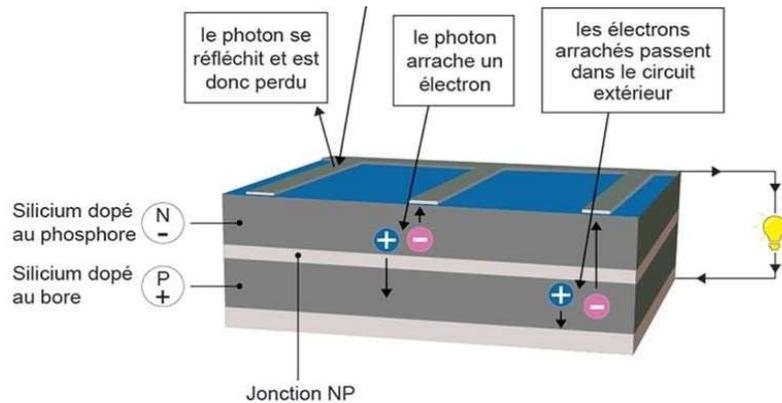


Figure 1.3: Cellule photovoltaïque [9]

Ce matériau comporte deux parties : l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit, dites respectivement dopées de type N et dopées de type P. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau N diffusent dans le matériau P (c'est ce qu'on appelle une jonction P-N) [10]. D'autres structures, comme les hétérojonctions et les Schottky peuvent également être utilisées.

1.3.3 Types de cellule

On distingue, en fonction des techniques utilisées, 4 types de semi-conducteurs utilisés :

1.3.3.1 Le silicium monocristallin

Les cellules sont à base de cristaux de silicium encapsulés dans une enveloppe en plastique ou en verre. Elles possèdent un très bon rendement (12 à 18 %) mais leur coût est relativement élevé.

1.3.3.2 Le silicium polycristallin

Les cellules sont à base de poly-cristaux de silicium, moins coûteux à fabriquer que le silicium monocristallin, mais qui ont un rendement de l'ordre de 11 à 15 %.

1.3.3.3 Le silicium amorphe

Les cellules sont réalisées avec du silicium amorphe au fort pouvoir énergisant et présenté en bandes souples et minces permettant une parfaite intégration architecturale. Le rendement est plus faible que ceux des panneaux en silicium

cristallin.

1.3.3.4 Le tellure de cadmium

Les cellules sont à base de minces couches de tellure de cadmium placées sur un support de verre ; ils sont moins coûteux à fabriquer, mais ont un rendement (10 à 12 %) plus faible que celui du silicium monocristallin, mais plus élevé que ceux en silicium amorphe.

1.4 Panneaux photovoltaïques

Un panneau photovoltaïque est un module photovoltaïque fonctionnant comme un générateur électrique de courant continu en présence de rayonnement solaire. Il est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement [11].

Les modules sont généralement des parallélépipèdes rigides et minces (quelques centimètres d'épaisseur), dont la surface est de l'ordre du mètre carré et sa masse est d'environ 20 Kg. Divers éléments (branchements électriques, fixations, éventuel cadre pour assurer une étanchéité) sont inclus. Il existe également des modules sous forme de membranes souples et résistantes, ainsi que des modules à concentration, plus complexes mais exploitant mieux l'élément le plus cher du module, la cellule photovoltaïque. La figure 1.4 montre la composition d'un panneau.

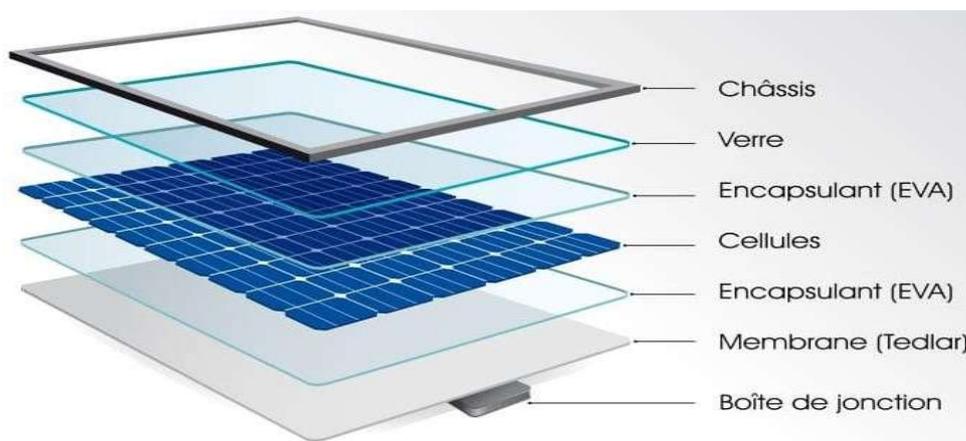


Figure 1.4: Composition d'un panneau photovoltaïque [16]

1.5 Générateur photovoltaïque

L'association de plusieurs panneaux en série/parallèle donne lieu à un GPV. S'ils se connectent en série, les tensions s'additionnent, augmentant la tension totale du générateur. D'une autre part, s'ils se connectent en parallèle, c'est le courant qui augmentera.

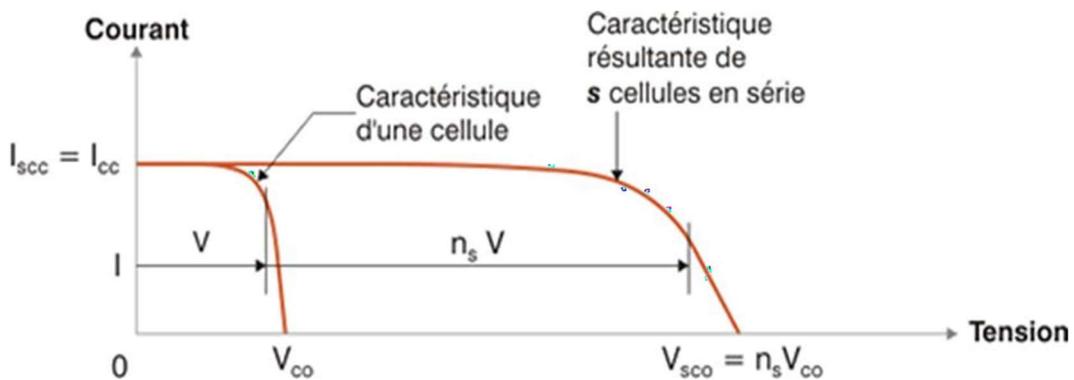


Figure 1.5: Caractéristique pour une mise en série [12]

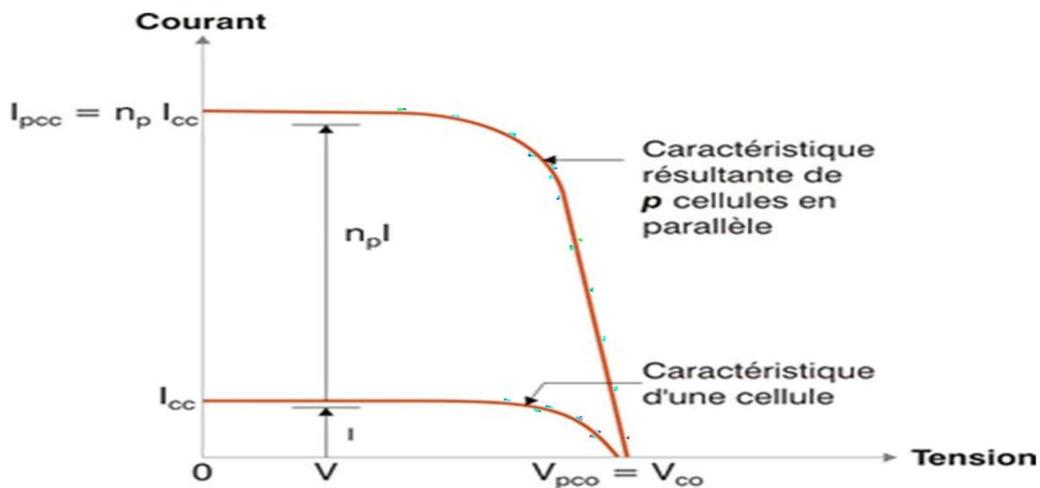


Figure 1.6: Caractéristique pour une mise en parallèle [12]

On distingue deux types d'installations :

- ✓ *Non autonomes ou "Grid-connected"* : reliées au réseau de distribution. Dans ces systèmes, les consommateurs standards de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur. Le surplus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté au réseau public et les demandes de puissance sont attachées sur le réseau [13].

✓ *Autonomes ou "Stand-alone"* : ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la charge en tout temps. L'autonomie du système est-elle assurée par un système de stockage d'énergie [13]. Le système autonome présente de nombreux avantages :

- Système fiable
- Maintenance peu coûteuse
- Longue durée de vie

1.5.1 Caractéristiques du générateur

La puissance délivrée a pour expression $P=V*I$, pour chaque point, on peut calculer la puissance P et tracer sa courbe en fonction de la tension. On peut aussi représenter une caractéristique $I(V)$. Ces caractéristiques varient selon les conditions climatiques.

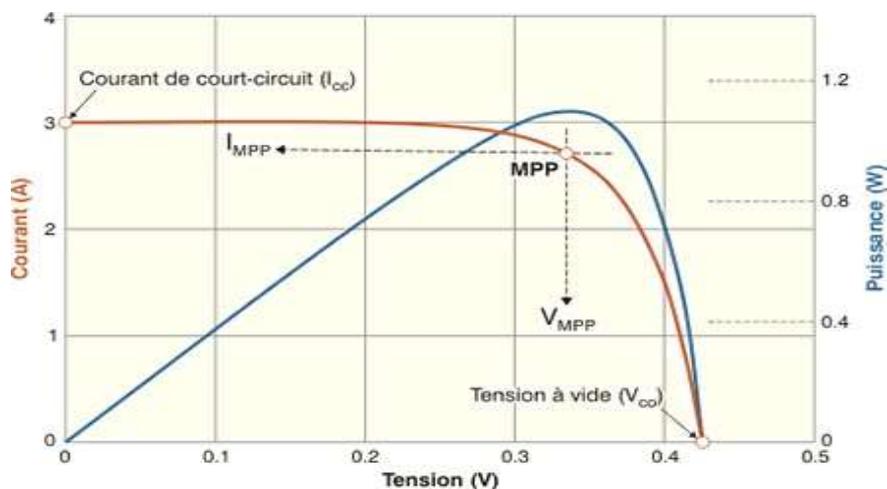


Figure 1.7: Caractéristiques $P(V)$ et $I(V)$ sous STC [26]

1.6 Protections classique d'un GPV

Lorsque nous réalisons une installation, nous devons assurer sa protection électrique afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela, deux types de protections sont utilisées dans les installations

actuelles :

- ✓ La protection en cas de connexion en parallèle de modules PV pour éviter les courants négatifs dans les GPV (diode anti-retour).
- ✓ La protection lors de la mise en série de modules PV permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass) et éviter les points chauds.

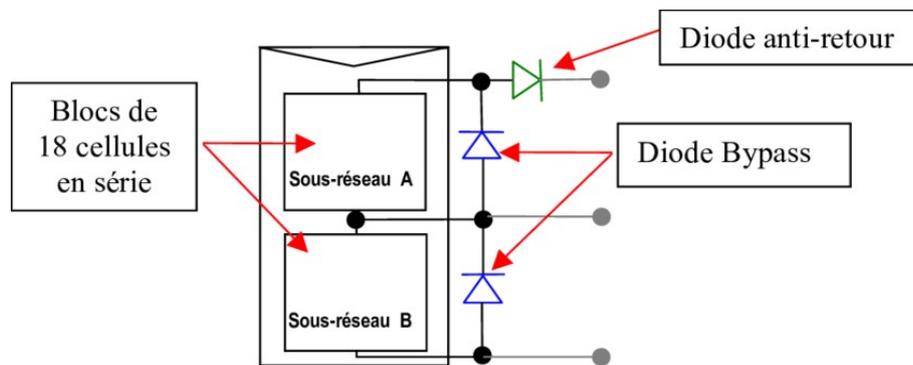


Figure 1.8: Schématisation d'un GPV élémentaire avec des diodes bypass et diode anti-retour [4]

La température intérieure d'un panneau solaire peut atteindre facilement les 100°C. En conséquence, on fait en sorte qu'elle ne dépasse jamais les 75°C. Pour cela, on a un système de refroidissement automatique, avec des ventilateurs qui permettent de placer la cellule PV à l'intérieur du panneau, placée derrière une couche plastique robuste qui protège contre les jets de pierre [14]. On peut aussi réaliser un ensemble de conduites qui répandent une fine couche d'eau sur la surface en verre des panneaux des systèmes photovoltaïques sur les toits et les installations au sol, ce qui peut nous faire gagner de 8 % à 12 % [15].

1.7 Définition d'un ombrage

Dans le dictionnaire, l'ombre est une zone sombre créée par un corps opaque qui intercepte les rayons lumineux ; absence de lumière dans une telle zone. Aujourd'hui, nous parlerons d'ombre sur des panneaux solaires qui est lorsqu'un obstacle, de quelque nature soit-il, empêche la lumière d'atteindre notre installation correctement (bâtiment, arbre, etc.).

Un ombrage sur les capteurs photovoltaïques entraîne une perte de puissance.

Cette perte de production varie en fonction de la taille et de la densité de l'obstacle. Mieux vaut quantifier l'importance de la perte avant d'entreprendre de poser ses panneaux photovoltaïques.

On peut distinguer deux types d'ombrages : l'un total et l'autre partiel ; on appelle ombrage total (complet) ce qui vient couvrir le panneau entièrement (bâche, nuage, branche cassée, saleté, etc.). L'ombrage partiel quant à lui laisse passer en partie des rayons du soleil (le panneau n'est pas totalement recouvert).

Pour des cellules photovoltaïques montées en série (ce qui est le cas en général), la cellule la plus faible va avoir un impact sur le rendement des autres cellules. Toutefois, les panneaux photovoltaïques sont aujourd'hui équipés de diodes bypass, ce qui permet de limiter l'impact d'une ombre sur une partie du panneau [16].

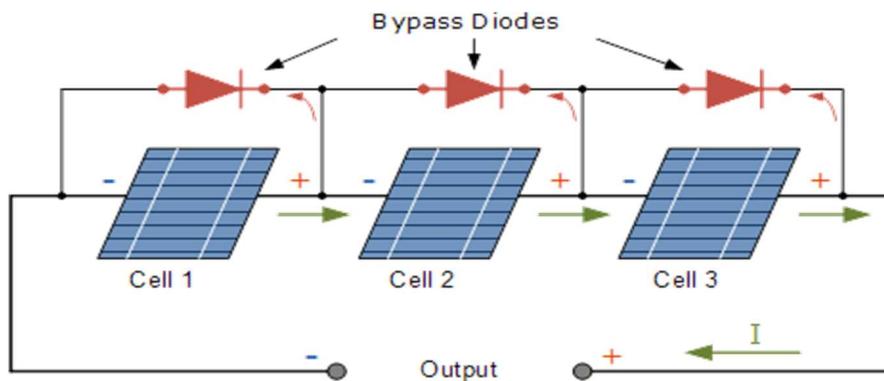


Figure 1.9: Diode de contournement dans une installation photovoltaïque en série

1.7.1 Effet de l'ombrage sur un système photovoltaïque

La figure ci-dessous montre une connexion série d'un ensemble de cellules éclairées avec un autre ensemble ombragé. Notez que le photo-courant βI_{ph} des cellules ombragées est plus petit que le courant photonique I_{ph} des cellules éclairées. Alors, si le courant du module I_{ms} est faible par rapport aux I_{ph} , alors la diode I_{DS} est polarisée en direct et il n'y a aucun risque [16].

Mais, si I_{ms} est élevé par rapport à I_{ph} , alors, la diode est polarisée en inverse ; La diode polarisée en inverse I_{DS} offre une résistance élevée, consomme de l'énergie et réduit considérablement la charge courant I lui-même. Cela provoque une baisse de la tension de sortie. Si la différence des niveaux d'éclairage est élevée, I_{DS} peut

être endommagé en raison d'une surchauffe [16].

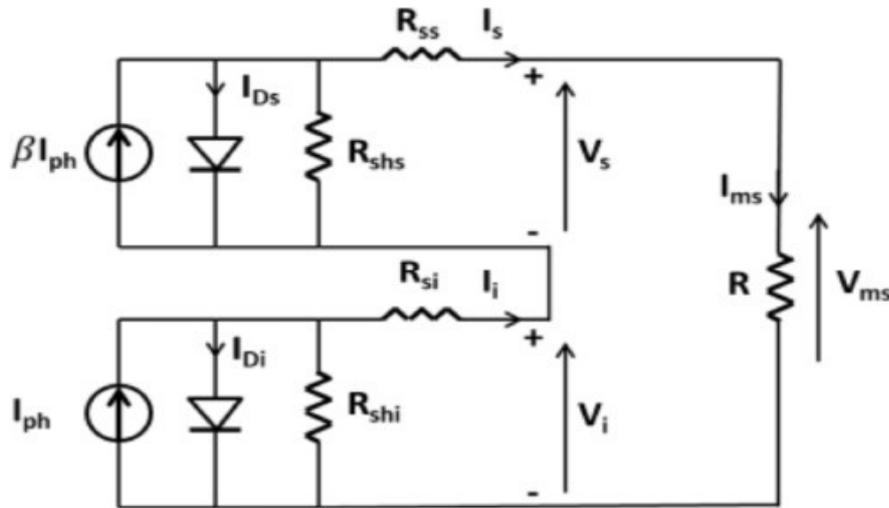


Figure 1.10: Schéma équivalent d'un panneau photovoltaïque ombragé [16]

1.8 Systemes photovoltaïques connectés au réseau

Il y a essentiellement deux structures de chaîne de conversion PV connectées au réseau. Une structure où le générateur est connecté au réseau à travers un seul convertisseur DC/AC (onduleur) et une autre où il est connecté au réseau à travers deux convertisseurs : un DC/DC (hacheur) et un DC/AC (onduleur) connectés entre eux par un bus continu intermédiaire. Dans ces systèmes, la structure avec bus continu est la plus utilisée par rapport à celle avec un seul convertisseur car plus avantageuse. [17]

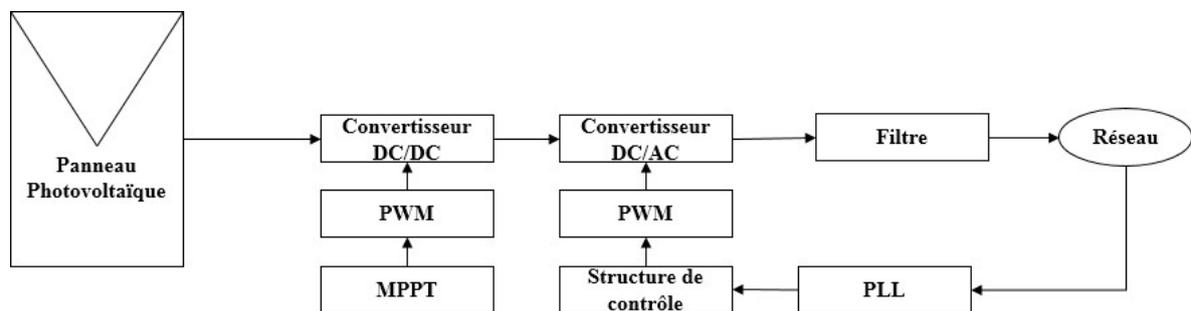


Figure 1.11: Installation photovoltaïque relié au réseau

On distingue deux topologies principales:

1.8.1 Système PV connecté au réseau via un multi étage

La topologie la plus commune pour ce genre d'installation et une installation à double étage. Comme le montre la figure 1.12, l'un de ces deux étages est un hacheur, tandis que l'autre est un onduleur. Dans ce cas, la MPPT est gérée par l'hacheur qui est généralement élévateur et l'onduleur pour la correction du facteur de puissance. Dans un système à deux étages, une tension continue ou un courant de sortie est modulée pour suivre une onde sinusoïdale redressée produite par l'hacheur. Lorsque la sortie est une tension continue, le convertisseur est conçu pour gérer uniquement la puissance nominale, et l'onduleur régule le courant du réseau par modulation de la largeur d'impulsion. Alors que l'onduleur fonctionne à la fréquence du réseau et transforme l'onde sinusoïdale redressée en une onde sinusoïdale complète, l'hacheur dans le scénario opposé doit gérer le double de la puissance nominale et gérer le courant du réseau. Les convertisseurs sont reliés par un bus continu. Cette structure donne un meilleur rendement pour un cout plus élevé.

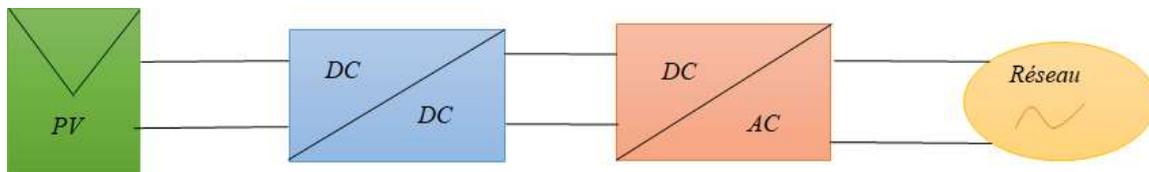


Figure 1.12: Système PV connecté au réseau via un double étage

1.8.2 Système PV connecté au réseau via un seul étage

L'onduleur d'un système à un étage, comme le montre la figure 1.13, assume toutes les responsabilités, y compris la MPPT, la régulation du courant du réseau et l'amplification de la tension, si nécessaire. Cette configuration présente l'inconvénient que l'onduleur doit être construit pour supporter deux fois la puissance nominale et son rendement dépend de la tension générée par le panneau photovoltaïque qui peut varier durant la journée.

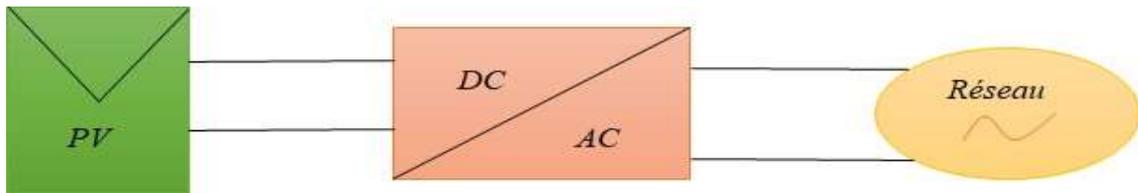


Figure 1.13: Système PV connecté au réseau via un seul étage

Conclusion

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par la cellule photovoltaïque basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule et la température.

L'association de plusieurs cellules en série et/ou parallèle donnent lieu à un module photovoltaïque qui a une caractéristique courant-tension non linéaire présentant un point de puissance maximale.

Les performances d'un module photovoltaïque sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire et la température du module. Nous allons dans ce qui suit réaliser la modélisation d'une installation photovoltaïque et parler de tout ce qui fait qu'une installation photovoltaïque soit reliée au réseau.

Chapitre 2

Modélisation et optimisation d'un système photovoltaïque

Introduction

Pour développer un circuit équivalent précis pour un panneau photovoltaïque, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément. C'est pour cela que la réalisation d'un modèle mathématique fiable et précis est nécessaire pour tester toutes les parties de notre système et concevoir des algorithmes de contrôle adéquat.

Dans cette partie, nous allons d'abord réaliser la modélisation d'un PV sous toutes ses formes pour ensuite présenter les différentes techniques de commande de la MPPT et les étages d'adaptations ainsi que la commande nécessaire pour le relier au réseau.

Modélisation des cellules photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque idéale peut être décrite comme une source parfaite de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse reçue, en parallèle avec une diode. En addition au modèle idéal, le modèle réel tient compte des propriétés résistives de la cellule qui sont modélisées par une résistance série R_s mais aussi des courants de fuites modéliser par une résistance parallèle R_p .

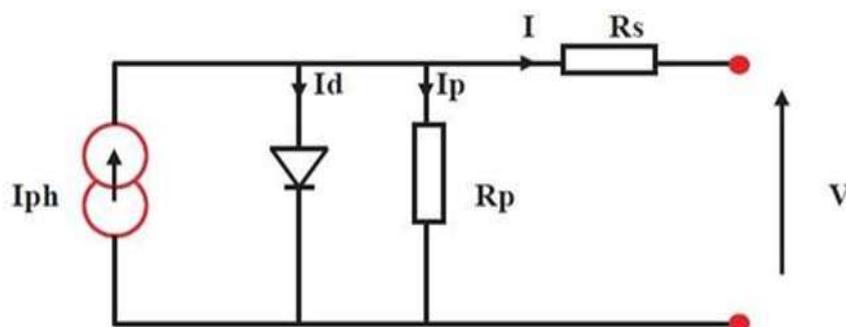


Figure 2.1: Modèle d'une cellule photovoltaïque réel

Le model photovoltaïque idéal ne tient pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. La caractéristique

courant-tension d'un module PV est décrite par la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\left(\frac{Q(V+I*Rs)}{Ns*n*K*T} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I * Rs}{Rp}$$

2.1 Etages d'adaptations

2.1.1 Convertisseur DC/DC

Communément appelé « hacheur », c'est un convertisseur permettant de convertir une tension (ou courant) continue d'un niveau donné à un autre, toujours en continu [18]. Il est principalement composé d'une inductance, de condensateurs, d'un interrupteur contrôlable et d'une diode. Généralement, les convertisseurs DC/DC peuvent être classés en deux principales catégories : isolées et non-isolées. Les systèmes non-isolés sont les plus utilisés dans les systèmes PV en raison de leur simplicité et de leur coût par rapport aux systèmes isolés, qui eux nécessitent une transformation de fréquence. Ainsi, il existe trois types d'hacheurs non-isolés fréquemment utilisés qu'on verra ici-bas.

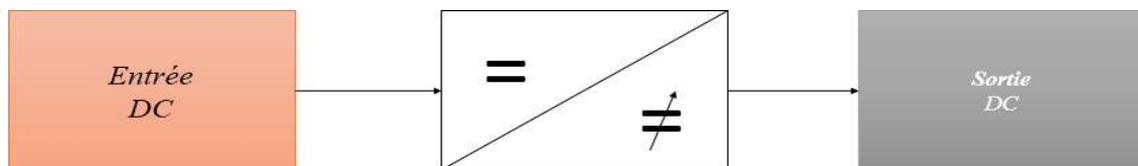


Figure 2.2: Principe de fonctionnement d'un hacheur

2.1.1.1 Convertisseur abaisseur

L'hacheur abaisseur, comme son nom l'indique, est un convertisseur ayant la fonction de réduire la tension de sortie par rapport à celle entrée. La conception de l'inductance du convertisseur abaisseur doit être supérieure à L_{min} pour assurer le fonctionnement dans le mode continu. La figure 2.3 représente le schéma d'un hacheur abaisseur.

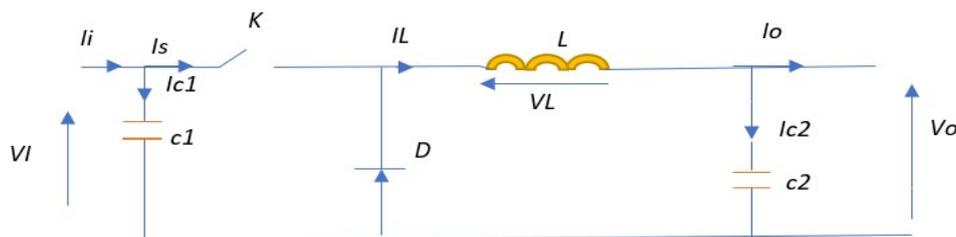


Figure 2.3: Schéma d'un convertisseur abaisseur

2.1.1.1 Convertisseur élévateur

L'hacheur élévateur, ou survolteur, est un convertisseur ayant la fonction d'augmenter la tension de sortie par rapport à celle entrée. Il existe généralement deux modes de conduction : le mode de conduction continue (CCM) et le mode de conduction discret (DCM) dépendent de la valeur de l'inductance. L'inductance du convertisseur élévateur doit être supérieure à L_{\min} pour assurer le fonctionnement dans le CCM. La figure 2.4 représente le schéma du convertisseur élévateur.

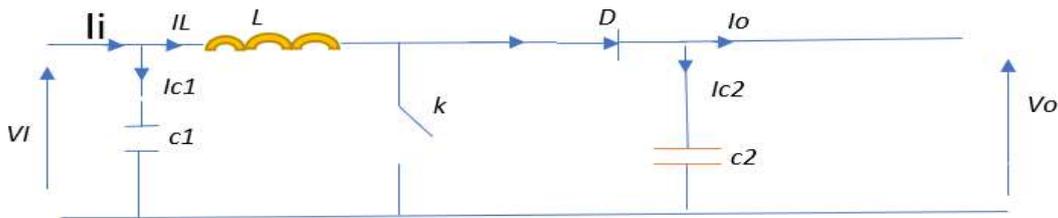


Figure 2.4: Schéma d'un convertisseur élévateur

2.1.1.2 Convertisseur abaisseur-élévateur

Le convertisseur abaisseur-élévateur peut à la fois fournir une tension moins ou plus élevée à sa sortie. Ceci dépend de la valeur du rapport cyclique [18]. L'inductance de l'hacheur abaisseur-élévateur doit être supérieure à L_{\min} pour assurer le fonctionnement dans le CCM. La figure 2.5 représente le schéma d'un convertisseur abaisseur-élévateur.

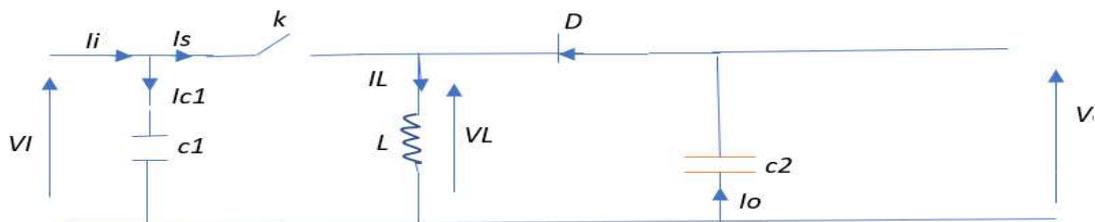


Figure 2.5: Schéma d'un convertisseur abaisseur-élévateur

2.1.1 Convertisseur DC/AC

Ces dernières années, l'énergie photovoltaïque (PV) a connu un développement significatif, devenant ainsi un élément essentiel de l'environnement énergétique. Actuellement, de nombreux travaux sont menés dans le domaine des énergies renouvelables, ce qui a conduit au progrès de l'électronique, notamment des

convertisseurs statiques DC/AC. Ces convertisseurs sont essentiels pour les systèmes PV connectés au réseau.

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau ont différentes topologies selon la connexion du générateur PV avec le réseau électrique. En général, quatre types de système PV connecté au réseau sans batterie de stockage sont identifiés [19] :

- ✓ Onduleur ;
- ✓ Onduleur central ;
- ✓ Onduleur de chaîne ;
- ✓ Onduleur multi-chaîne.

2.2 Structure de contrôle du système photovoltaïque reliait au réseau

La structure de contrôle d'un système photovoltaïque peut être divisée en deux parties principales [20] :

- **Le contrôleur d'entrée (contrôleur MPPT)**

Sa fonction principale est d'extraire la puissance maximale du générateur photovoltaïque à l'aide du convertisseur DC/DC. Il existe plusieurs types qu'on détaillera plus tard.

- **Le contrôleur côté réseau**

Ce contrôleur est mis en œuvre à l'aide d'un onduleur DC/AC et d'un filtre L.

Il est responsable de :

- ✓ Contrôler les puissances active et réactive et le contrôleur de liaison DC ;
- ✓ La synchronisation du générateur photovoltaïque avec le réseau ;
- ✓ L'anti-îlotage.

2.3 Suivi du Point de Puissance Maximale

Suivi du Point de Puissance Maximale ou « Maximum Power Point Tracking (MPPT) » est un procédé de contrôle visant à toujours avoir un générateur photovoltaïque donnant une puissance maximale quel que soit les conditions

d'utilisation.

À rayonnement et température constants, la puissance du module varie en fonction de la tension de sortie. Le contrôleur MPPT a pour rôle de produire un signal de commande pour le commutateur du convertisseur DC/DC, qui contrôle la tension de sortie du générateur photovoltaïque afin de garantir qu'il fournisse sa puissance maximale au système, quelles que soient les valeurs de température et d'irradiation.

Les algorithmes de calcul souple ou les algorithmes métaheuristiques sont largement utilisés dans la littérature pour suivre le pic maximal globale (GMP) dans des conditions d'ombrage partiel comme une solution alternative aux méthodes de recherche locale [21].

- **Les méthodes MPPT**

Les conditions atmosphériques (irradiation, température) ne sont pas fixes et changent constamment, ce qui affecte le pic de puissance maximale globale dans la courbe P-V.

Un contrôleur de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est crucial pour garantir l'extraction de la puissance maximale quelles que soient les conditions météorologiques. De nombreux algorithmes MPPT ont été proposés dans la littérature, qui diffèrent les uns des autres en termes de rendement énergétique et de structure [22]. Cependant, certaines de ces méthodes utilisées pour le MPPT dans les systèmes photovoltaïques sont mises en évidence dans la figure 2.6, et sont réparties en trois catégories principales :

- ✓ Méthodes de recherche locale.
- ✓ Méthodes de calcul souple.
- ✓ Méthodes de balayage à plage de tension réduite.

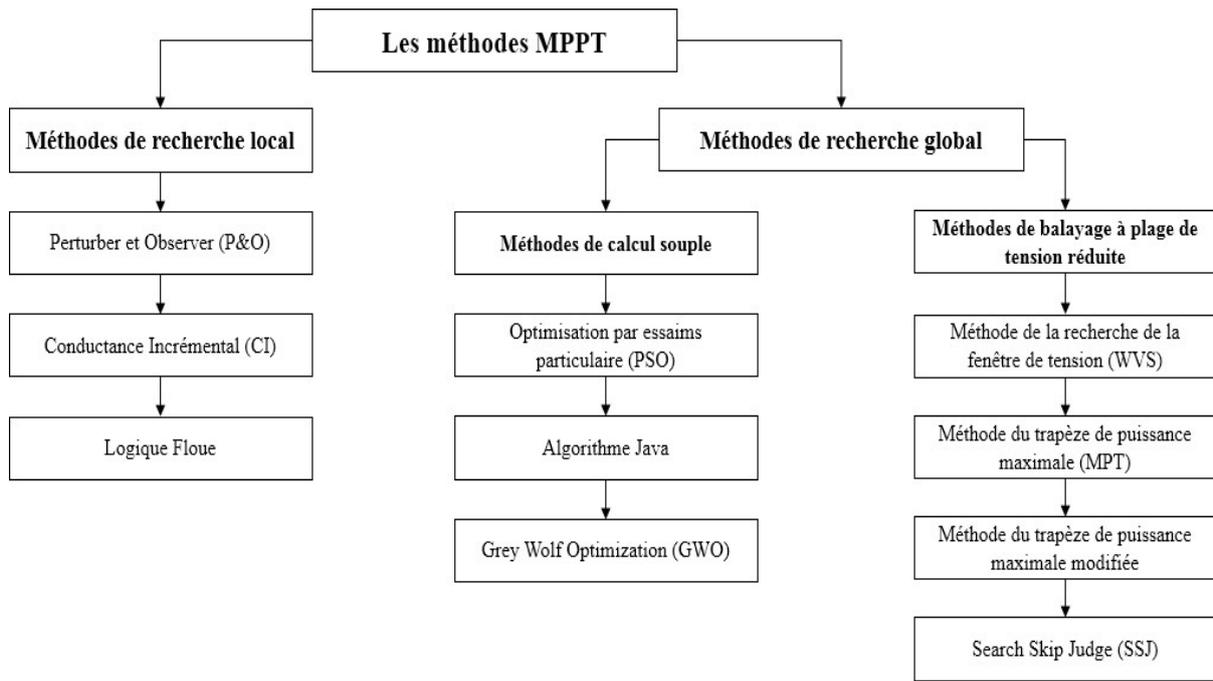


Figure 2.6: Catégories des algorithmes MPPT

2.3.1 Méthodes de recherche locale

Les algorithmes de recherche locale, qui comprennent la perturbation et l'observation (P&O) et la conductance incrémentale (CI) entre autres, sont bien connus et constituent les méthodes les plus couramment utilisées pour le MPPT dans les systèmes PV en raison de leur structure simple [23]. Cependant, ces algorithmes ne sont capables que d'effectuer une recherche locale (lorsqu'un seul pic est présent dans la courbe P-V) en raison de leur codage inhérent pour différencier le pic maximal global GMP et le pic maximal local LMP, ce qui peut entraîner une perte d'énergie considérable en cas de conditions d'ombrage partiel [24]. Par conséquent, les méthodes de recherche globale sont indispensables pour rechercher le GMP lorsque des conditions d'ombrage partiel se produisent.

2.3.1.1 Perturber et Observer (P&O)

La commande MPPT la plus discutée dans la littérature est Perturber et Observer (P&O) [25-26], son concept de base implique l'application d'une perturbation dans la variable qu'est le rapport cyclique (D) et l'observation de la puissance par rapport au rapport cyclique $\Delta P/\Delta D$ qui est soit positive $\Delta P/\Delta D > 0$ ou négative $\Delta P/\Delta D < 0$. La figure 2.7 montre la caractéristique $\Delta P/\Delta V$.

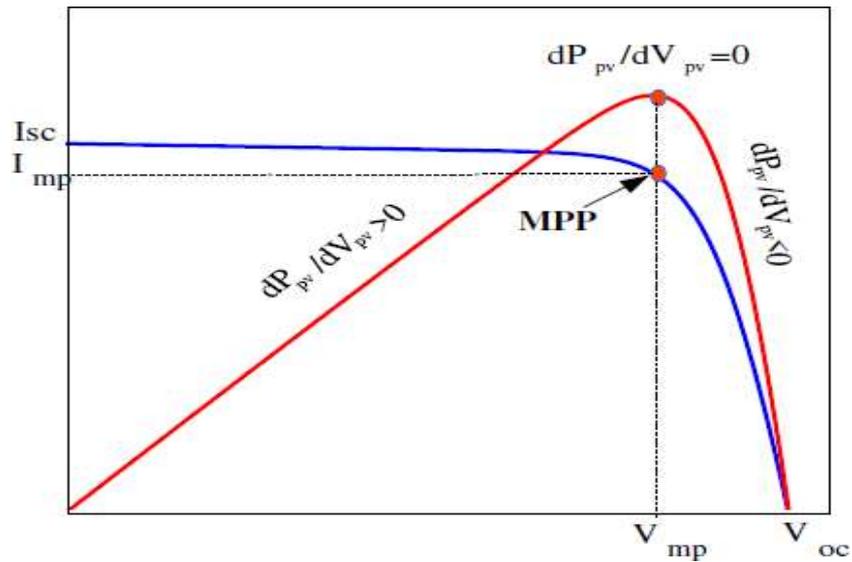


Figure 2.7: Pente dP_{pv}/dV_{pv} sur la courbe $P-V$

Si une perturbation donnée est appliquée et que $\Delta P/\Delta D > 0$, la perturbation déplace le point de fonctionnement vers MPP, alors P&O poursuivra la perturbation dans la même direction. Si $\Delta P/\Delta D < 0$, le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque s'éloigne du MPP, et les P&O doivent inverser la direction de la perturbation pour se rapprocher du MPP.

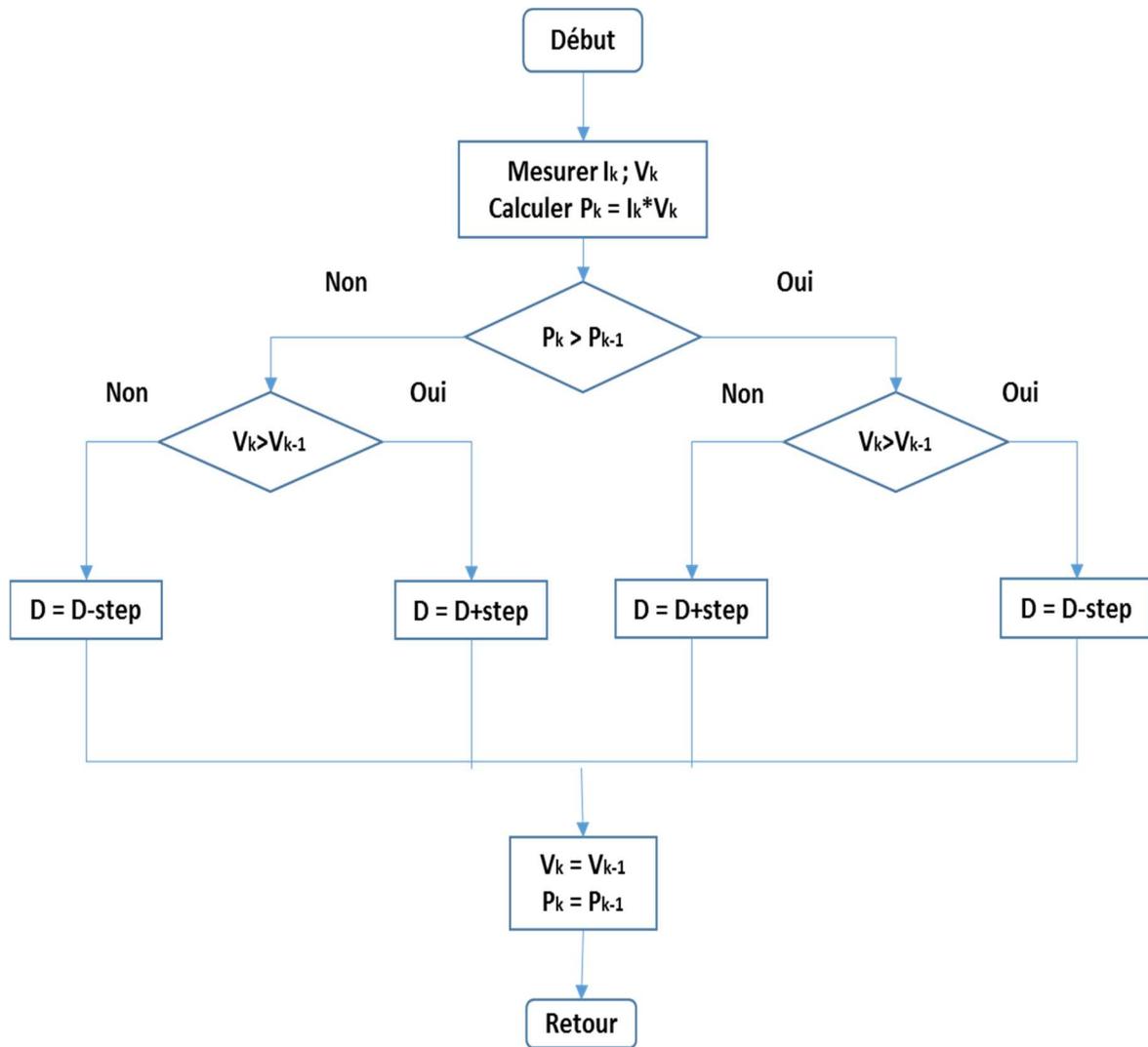


Figure 2.8: Organigramme de la méthode P&O

L'organigramme de la technique P&O est présenté sur la figure 2.8. Deux facteurs principaux, le temps d'échantillonnage (T_s) et la variation du rapport cyclique (Step), doivent être pris en compte dans la mise en œuvre de la méthode P&O. Les figures 2.9 et 2.10 illustrent l'effet d'une variation par palier du rapport cyclique. Les figures montrent qu'une forte variation du rapport cyclique entraîne une accélération du temps de suivi, le temps de réponse de la méthode P&O avec une variation de 0,05 pas étant de 0,2 s, tandis que le temps de réponse avec une variation de 0,01 pas est de 0,4 s. Par ailleurs, une forte variation du pas entraîne une forte oscillation autour de la MPP en régime permanent. Par conséquent, les pertes d'énergie sont plus importantes. Le second paramètre, T_s , est également une clé importante dans la mise en œuvre. Il s'agit d'un délai d'échantillonnage de la

tension et du courant à chaque nouveau cycle de travail envoyé pour une lecture précise. Le temps d'échantillonnage est déterminé en fonction de la dynamique du convertisseur DC/DC.

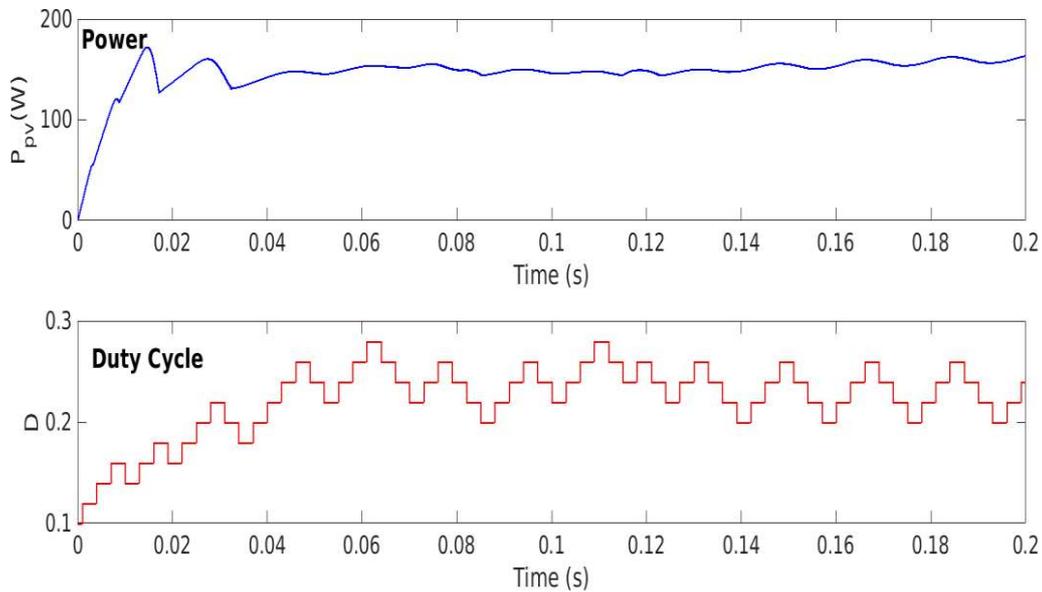


Figure 2.9: Onde de la puissance et du rapport cyclique avec un changement de rapport de 0.01

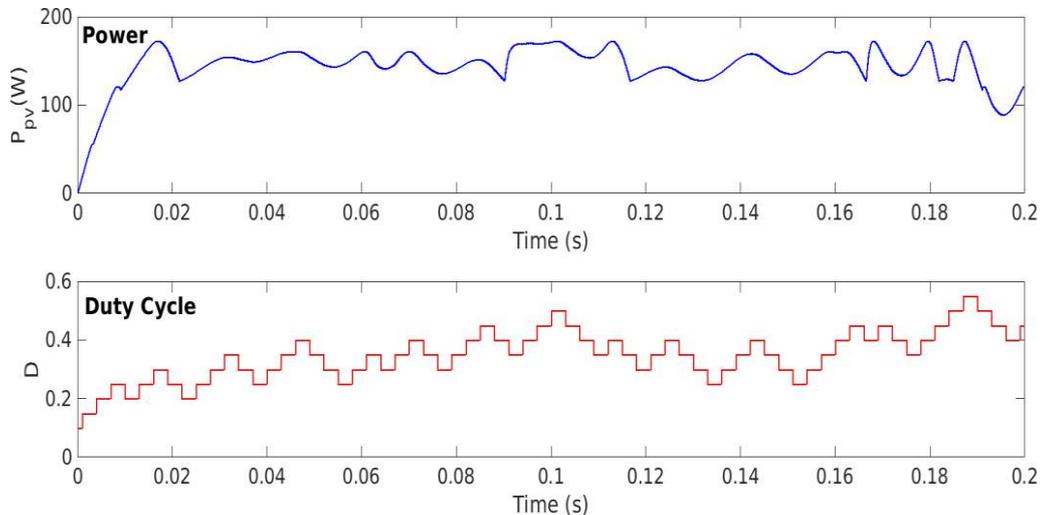


Figure 2.10: Onde de la puissance et du rapport cyclique pour un changement de rapport de 0.05

2.3.1.2 Conductance Incrémentale CI

L'algorithme de conductance incrémentale (CI) utilise la valeur de l'inductance (I/V) et l'inductance variable (dI/dV) pour obtenir le pic de puissance maximale (MPP), où la pente ($dP/dV = 0$) au MPP. Selon le MPP [27-28], la dérivée est positive du côté gauche et négative du côté droit.

Voici une autre façon d'écrire la dérivée de puissance :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(V_{pv} * I_{pv})}{dV_{pv}} = \frac{I_{pv} * dV_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{V_{pv} * dI_{pv}}{dV_{pv}}$$

$$= I_{pv} + \frac{V_{pv} * dI_{pv}}{dV_{pv}} \approx I_{pv} + \frac{V_{pv} * \Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} \quad (II-2)$$

Où

$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ représente l'inductance et $\Delta G = \frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}}$ représente la variation d'inductance

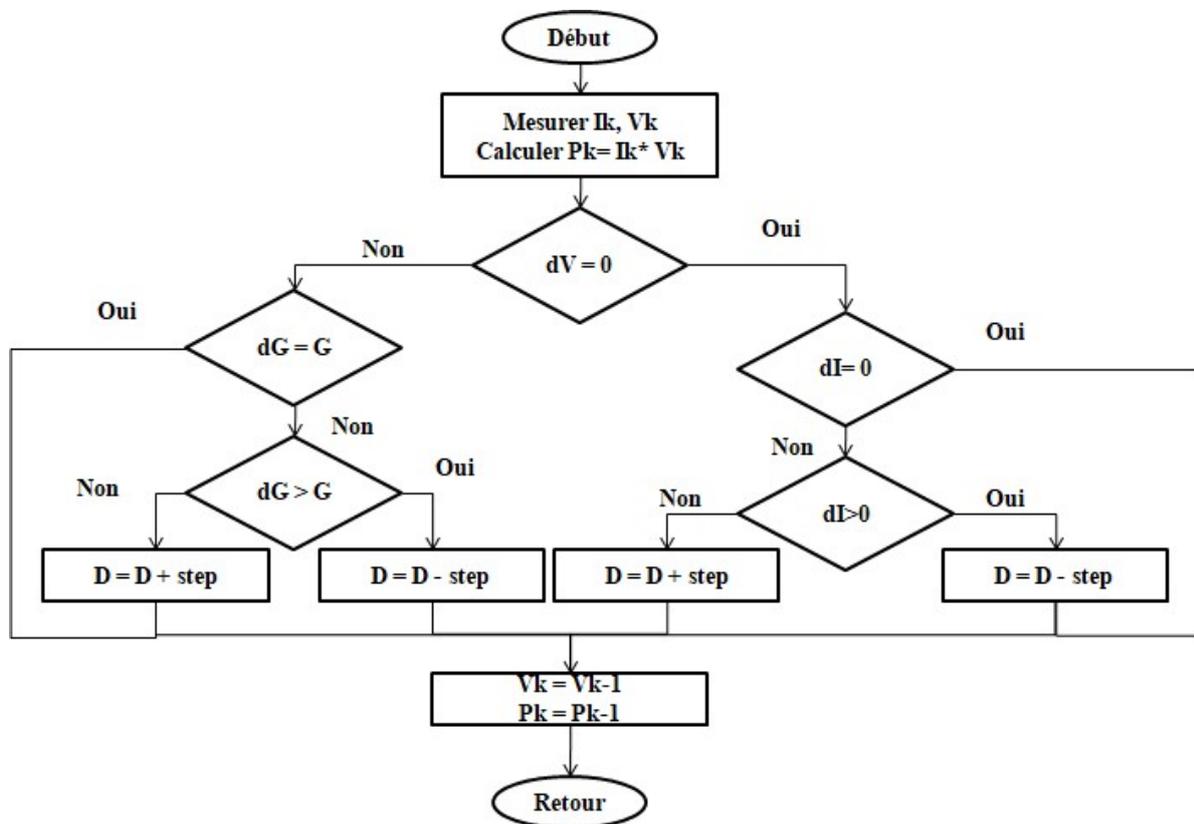


Figure 2.11: Organigramme de la méthode CI

La comparaison entre la conductance incrémentale (dG) et la conductance instantanée (G) est le concept clé. La tension de fonctionnement du panneau peut être augmentée ou diminuée jusqu'à ce que le MPP soit obtenu en fonction du résultat [29]. L'organigramme opérationnel de la CI est présenté à la figure 2.11.

2.3.2 Méthodes de calcul souple

Comme le problème MPPT peut être considéré comme un problème d'optimisation [30], où l'objectif de la fonction est de maximiser la puissance produite par le module photovoltaïque, des algorithmes de calcul souple ou des algorithmes métaheuristiques sont fréquemment utilisés dans la littérature pour suivre le problème du point maximum global (GMP) dans des conditions d'éclipses partielles [31]. La section suivante aborde certains des algorithmes de calcul souple publiés dans la littérature.

2.3.2.1 Optimisation par essais particulaire

L'optimisation basée sur la population par l'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO), développé par Kennedy et Eberhart en 1995 [32], a révolutionné le domaine des algorithmes bio-inspirés. Il améliore un problème en essayant itérativement d'améliorer une solution sur la base d'une mesure de qualité spécifiée. Elle résout un problème en disposant d'une population de solutions potentielles, appelées particules, et en déplaçant ces particules dans l'espace de recherche selon une formule mathématique simple sur la position et la vitesse de la particule. Leur mouvement est influencé par la meilleure position locale de chacune, mais il est également orienté vers les positions les plus connues de l'espace de recherche, qui sont mises à jour lorsque de meilleures positions sont découvertes par d'autres particules. Cela devrait permettre à l'expérience de se concentrer sur les meilleures solutions.

- Concept de base de la PSO

La méthode utilise de grands groupes de particules sous la forme de vecteurs progressant dans la zone de recherche. Chaque particule i est identifiée par sa position X_i et un vecteur de changement de position appelé vitesse V_i . La particule $i^{\text{ème}}$ est désignée par la notation $X_i = (X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{iN})$. La décision centrale de la méthode consiste à définir V_i .

Selon la socio-psychologie, chaque personne est influencée par son comportement passé et par celui de ses voisins pour décider de son propre déplacement. [33]

En d'autres termes, chaque particule se déplace en fonction des deux valeurs les plus favorables suivantes à chaque itération :

- ✓ La meilleure position passée de la particule, appelée p_{best} .
- ✓ La meilleure position obtenue parmi n'importe quel voisin est appelée g_{best} .

La meilleure valeur est une meilleure position locale, appelée l_{best} , lorsqu'une particule considère une partie de la population comme ses voisins topologiques (voisins dans l'espace de recherche).

Ces deux valeurs les plus élevées sont combinées à chaque itération pour ajuster la vitesse et créer un nouveau mouvement pour la particule. P_{best} est donc considéré comme le composant cognitif concernant l'expérience individuelle et g_{best} (ou l_{best}) est considéré comme le composant social concernant la communication sociale.

Il est évident qu'un voisinage social g_{best} (un individu X_2 ayant, par exemple, des voisins les individus X_1 et X_3) donne de meilleurs résultats qu'un voisinage spatial l_{best} (fonction de la proximité des individus dans l'espace de recherche). [33]

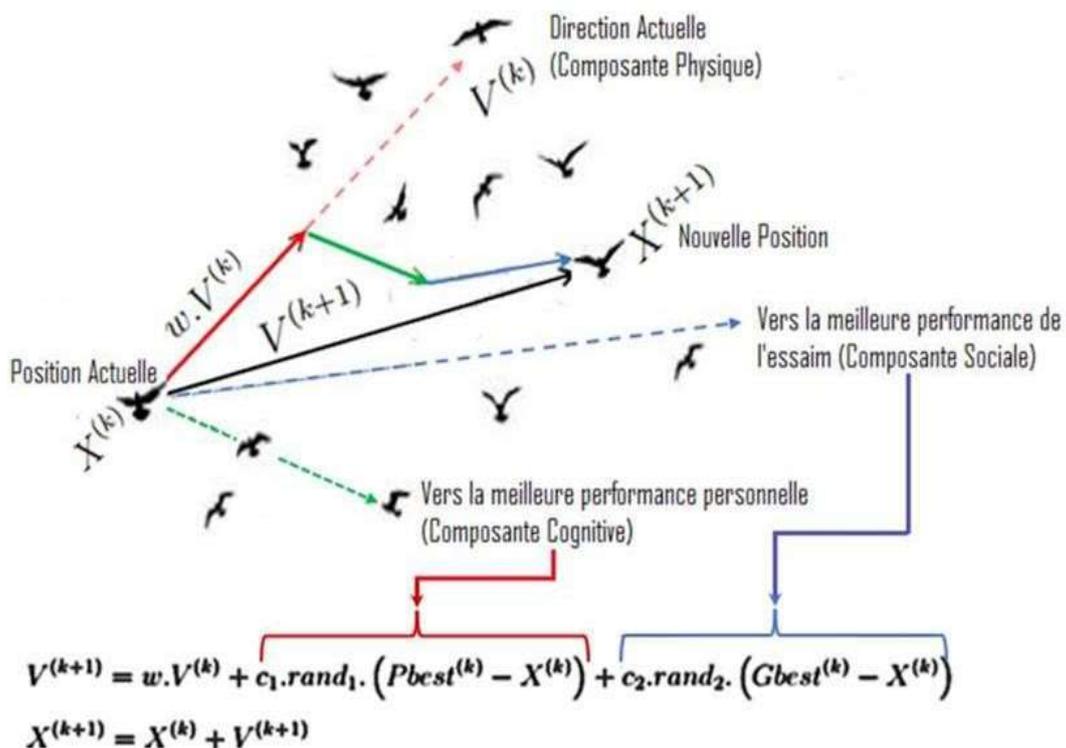


Figure 2.12: Déplacement d'une particule [33]

Le déplacement d'une particule est défini par les trois composantes suivantes: [33]

- ✓ *Une composante physique*: la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement.
- ✓ *Une composante cognitive*: la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée.
- ✓ *Une composante sociale*: la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et ainsi, à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins.

Il faut ensuite choisir les voisinages et leur structure, il en existe de deux types :
[33]

- ✓ *Les voisinages géographiques*: les voisins d'une particule sont ses voisines les plus proches. Ce type de voisinage impose l'utilisation d'une distance pour recalculer à chaque itération (ou toutes les k itérations) les voisins de chaque particule.
- ✓ *Les voisinages sociaux*: les voisinages sont établis à l'initialisation et ne sont pas modifiés ensuite. Il existe différentes structures de voisinages sociaux.

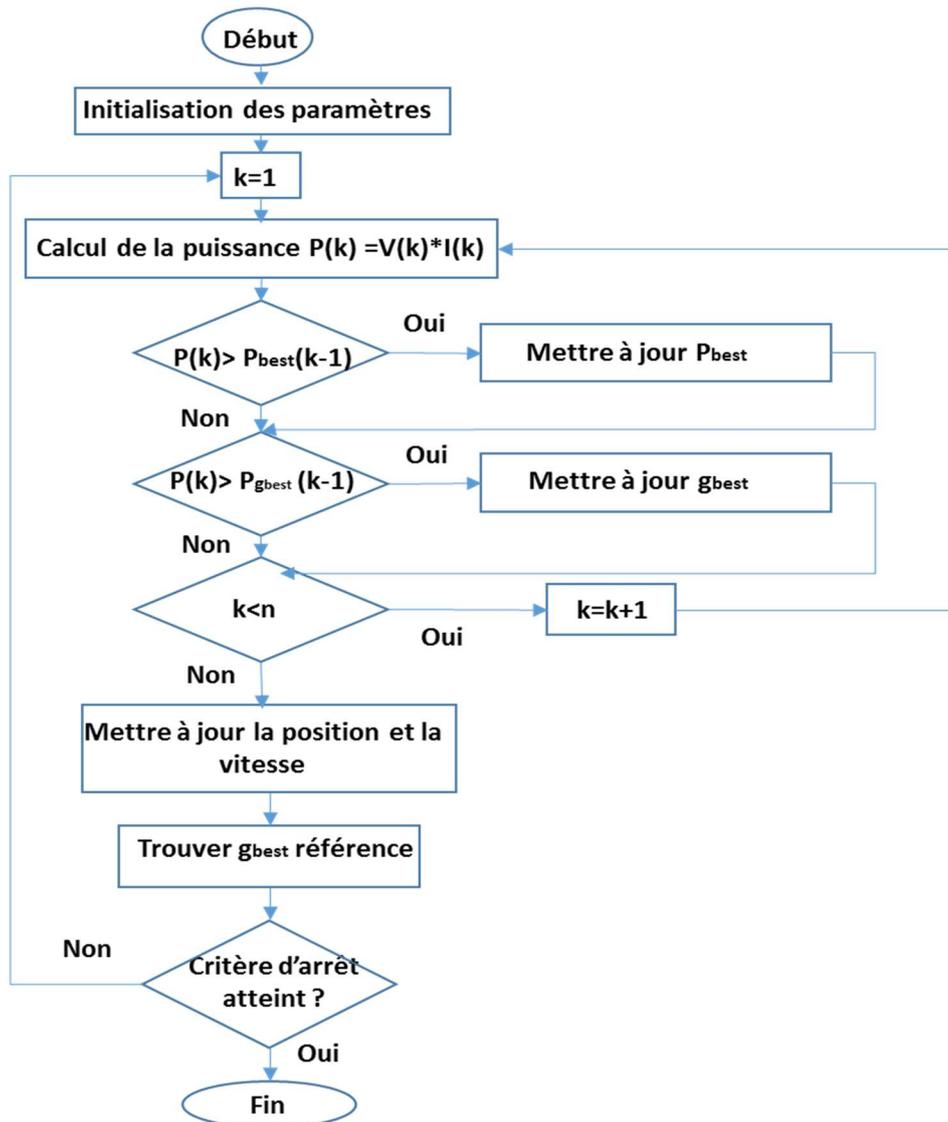


Figure 2.13: Organigramme de la méthode PSO

2.3.3 Méthodes de balayage à plage de tension réduite

Les méthodes GMPPT à plage de tension réduite, qui visent à accélérer le temps de suivi en réduisant la plage de balayage de la tension, ont été développées récemment [34]. Cette tâche est réalisée en utilisant les caractéristiques du réseau photovoltaïque dans des conditions d'ombrage partiel et total. Au lieu de rechercher le GMPP dans l'ensemble de la courbe PV, seules les zones susceptibles de le contenir seront analysées. En conséquence, le temps de suivi est accéléré et la plage de tension analysée est réduite. Quelques suggestions pour le balayage à tension réduite sont présentées dans la section suivante.

2.3.3.1 Méthode du Trapèze de Puissance Maximale (MPT)

Il est proposé un algorithme GMPPT à puissance maximale (MPT) dans [36]. La figure 2.14 est utilisée comme illustration pour illustrer le processus de recherche du MPT pour le GMPP.

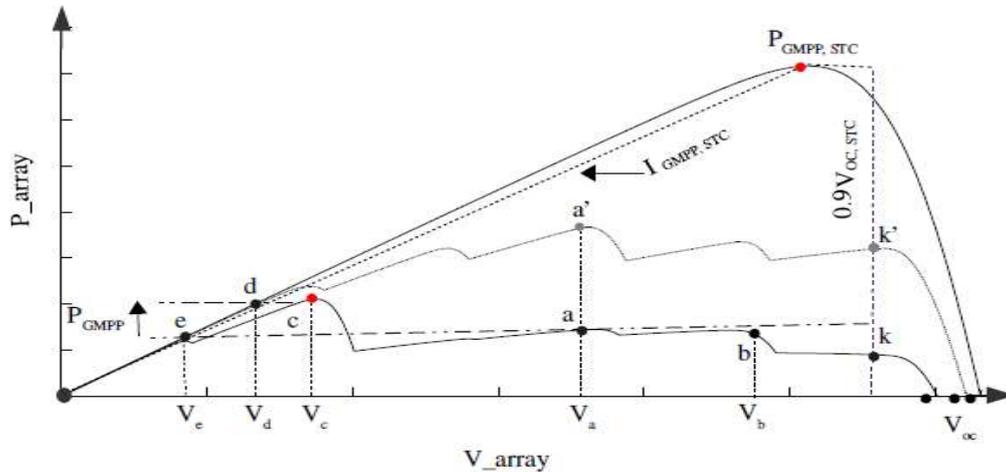


Figure 2.14: Diagramme illustratif du principe de l'algorithme MPT [36]

Où V_{OC} est la tension en circuit ouvert, $P_{GMPP, STC}$, $I_{GMPP, STC}$ sont respectivement le point de puissance maximale et le courant correspondant dans les conditions d'essai standard STC ($1000W/m^2$, $25\text{ }^{\circ}C$). Selon la simulation approfondie effectuée dans l'étude [37], toutes les distributions GMPP possibles se trouvent à l'intérieur du trapèze formé par la ligne verticale $V_{array} = V_K = 0,9 V_{OC, STC}$, la ligne horizontale $V_{array} = P_{GMPP, STC}$, la pente de l'hypoténuse $I_{array} = I_{GMPP, STC}$ et l'axe des x (V_{OK}). Le processus de balayage est limité par une limite supérieure de tension fixe de $0,9 V_{OC, STC}$ et une limite inférieure de tension V_{min} , qui sont mises à jour constamment pendant le balayage comme suit :

$$V_{min} = P_{GMPP} / I_{GMPP, STC} \quad (II-3)$$

La figure 2.14 montre que lorsque le PSC passe du point a' puis au point a, cela permet de détecter une différence de puissance. Ainsi, le balayage commence à se diriger vers V_{oc} jusqu'à V_{max} , puis vers la gauche jusqu'à V_{min} . Pendant le processus de balayage, V_{min} est constamment mis à jour conformément au P_{GMPP} enregistré, où V_{min} est mis à jour de V_e à V_d comme montrer ci-dessus. La plage de tension de balayage à la fin est $[V_d, V_k]$. Ce processus utilise un temps de pas

dynamique T_{max} , qui est choisi pour garantir que le pas de tension maximal (ΔV) reste inférieur à la distance minimale entre deux pics locaux adjacents ($V_{min, MPP}$), la valeur de $V_{min, MPP}$ est déterminée par des simulations approfondies, qui ont révélé que $V_{min, MPP}$ peut être choisi comme V_{MPP} à 100 W/m² et 75°C [37]. Donc, le T_{max} peut être exprimé comme suit :

$$T_{max} = V_{min, MPP} * C_{pv} / I_{C,max} \quad (II-4)$$

Où C_{PV} est le condensateur du bus DC de l'onduleur connecté au réseau et $I_{C,max}$ est le courant maximum du bus DC. Dans le cas de $I_{C,max}$, l'échelon de tension maximal est $V_{min,MPP}$. En revanche, lorsque I_C n'est pas maximal, le processus de balayage peut être retardé. La figure suivante résume le déroulement de l'algorithme MPT.

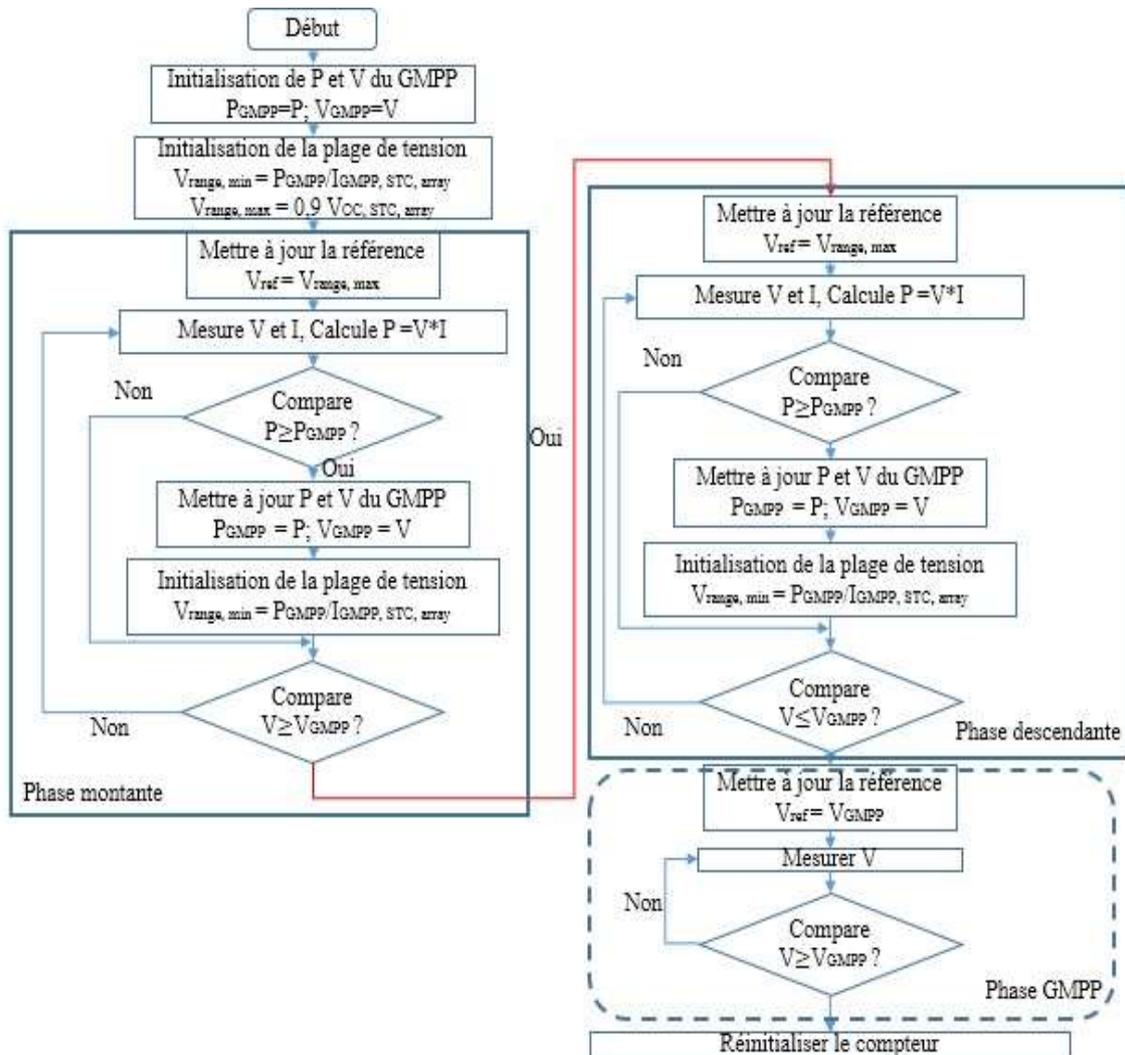


Figure 2.15: Organigramme de la méthode MPT

2.3.3.2 Méthode du Trapèze de Puissance Maximale Modifiée (M-MPT)

La valeur de la limite supérieure de tension (V_{max}) de la méthode MPT est fixe ($0,9V_{OC,STC}$). Cependant, la valeur de V_{max} change lorsque la température est élevée ou que l'ombre est trop grande. Le MPT échoue dans ce cas car la tension ne peut pas atteindre $0,9 V_{OC,STC}$. Ainsi, une méthode modifiée M-MPT GMPPT (Maximum Power Trapezium) est suggérée [38]. Pour mieux comprendre le fonctionnement principal de la méthode proposée, nous examinons le même exemple que celui qui suit.

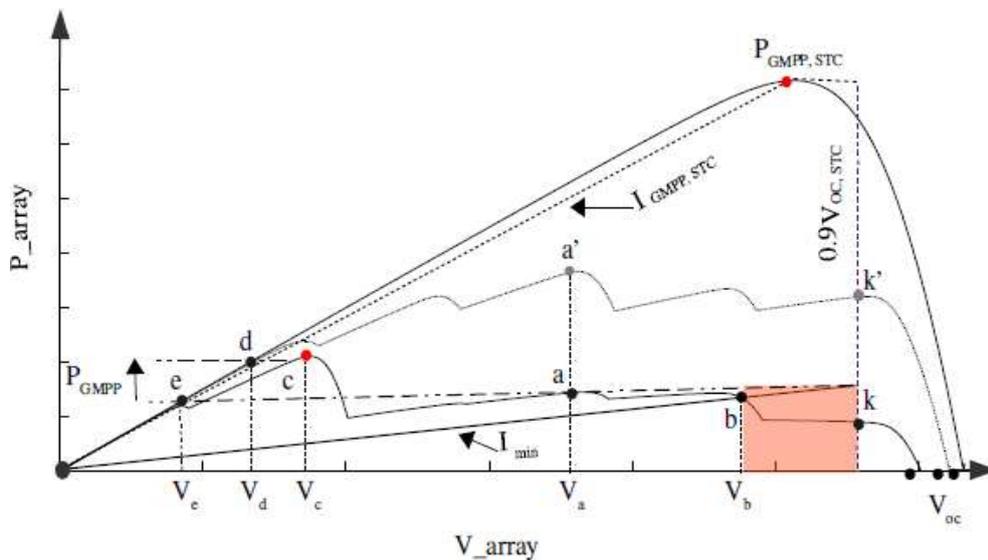


Figure 2.16: Diagramme illustratif du principe de l'algorithme M-MPT [38]

- *Limite inférieure du courant*

En joignant l'origine O et le point d'intersection de la quantité maximale d'énergie économisée et de $0,9V_{OC,STC}$, qui correspond au point k, on obtient la ligne de courant I_{min} , représentée graphiquement à la figure 2.16 et qui peut être exprimé par :

$$I_{min} = P_{GMPP} / 0,9V_{OC,STC} \quad (II-5)$$

La tension derrière le point k est inférieure à $0,9V_{OC,STC}$, et le courant est inférieur au courant au point a, comme le montre la figure 2.16, puisque le courant diminue de façon monotone, sous uniforme et PSC. Par conséquent, il n'est pas

nécessaire de balayer derrière k, et la zone colorée $[V_b ; V_k]$ est donc exclue du balayage.

- *Limite inférieure de la tension*

L'intersection de la ligne horizontale P_{GMPP} enregistrée pendant le balayage et de la ligne de pente de $I_{GMPP, STC}$, donne la limite de tension minimale V_{min} , qui correspond à V_e dans la figure 2.18, et qui est satisfait :

$$V_{min} = P_{GMPP} / I_{GMPP, STC} \quad (II-6)$$

Selon l'équation de V_{min} , et comme le montre la figure 2.16, V_{min} est mis à jour pendant le processus de balayage de V_e à V_d . Comme V_d est la limite inférieure de la tension et que le courant est à peu près égal à $I_{GMPP, STC}$, il n'est pas nécessaire de balayer derrière le point b parce qu'il n'y a pas de puissance plus élevée qu'au point c.

- *Point initial*

La méthode M-MPT effectue systématiquement un balayage vers la droite avant d'effectuer un balayage vers la gauche, mais il est recommandé d'évaluer d'abord la condition indiquée dans l'équation suivante :

$$V_{in} > V_{min} \quad (II.7)$$

Si la condition est vraie, il est conseillé de balayer vers la gauche car un GMPP supérieur à celui qui a été sauvegardé peut se produire. Dans le cas contraire, il n'y a pas de GMPP supérieur à la valeur sauvegardée et il n'est donc pas nécessaire d'effectuer un balayage vers la gauche. Par conséquent, le temps de suivi est réduit et la procédure de balayage est simplifiée.

Pour résumer les étapes de l'algorithme M-MPT, on considère l'exemple présenté dans la figure. Tout d'abord, le point de fonctionnement fonctionnait au

point a', puis le PSC est passé à a, ce qui a permis de détecter une différence de puissance. Au début, la puissance au point a est enregistrée comme P_{GMPP} , et les limites supérieure et inférieure sont respectivement calculées selon les équations II.7 et II.8, qui sont mises à jour en permanence pendant le balayage. La recherche du GMPP commence à balayer vers le V_{OC} jusqu'au point b, où l'équation II.10 est vraie. Le balayage vers la gauche commence au point d. Et enfin, le point de fonctionnement continue à fonctionner au point c par la méthode P&O. À la fin du balayage, la plage de tension balayée est réduite $[V_d ; V_b]$, la zone située derrière b et d n'étant pas balayée. Par conséquent, le temps de suivi est minimisé.

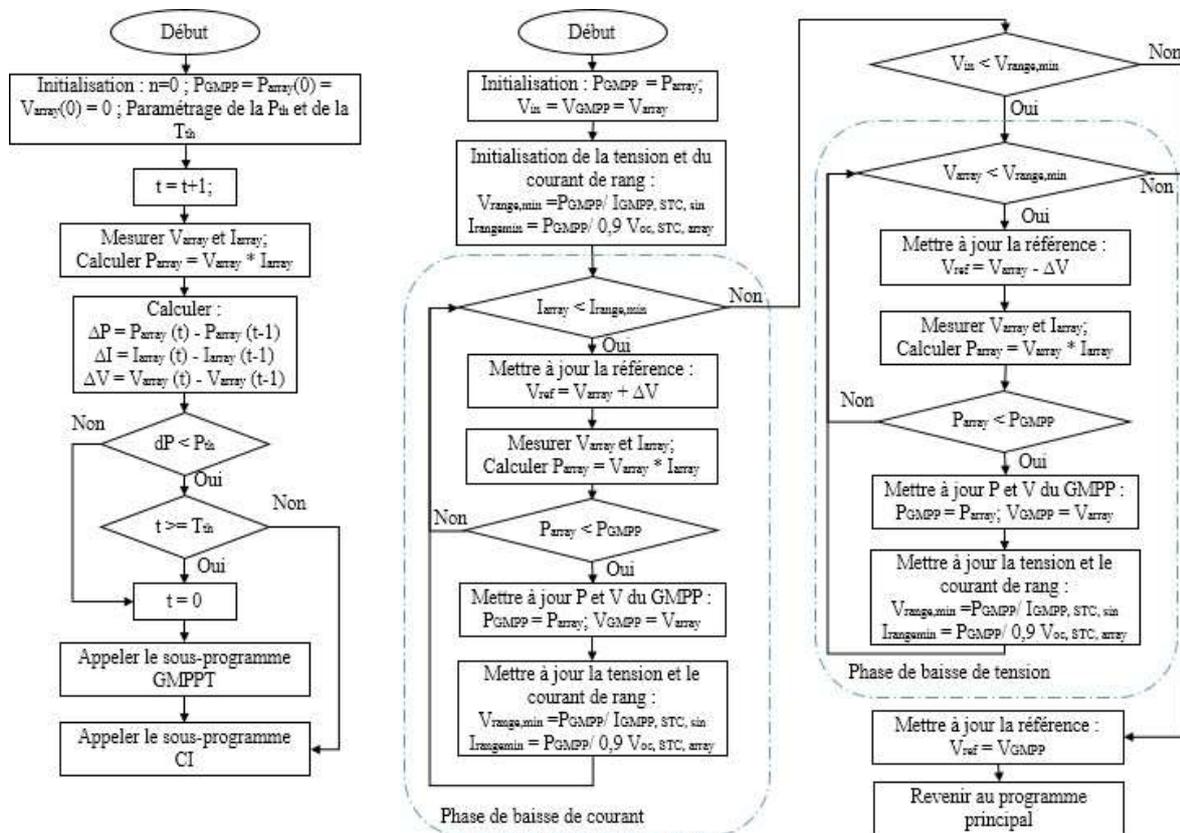


Figure 2.17: Organigramme de la méthode M-MPT

2.4 Les puissances active et réactive et le contrôleur de liaison DC

Le système de contrôle d'un onduleur connecté au réseau est responsable de la gestion de l'injection de puissance dans le réseau, obtenue à partir d'un générateur distribué. Généralement, une structure de contrôle basée sur deux boucles en cascade est utilisée. Un certain nombre de combinaisons peuvent être utilisées, qui

comprennent la boucle de puissance extérieure et intérieure, la boucle de courant intérieure [39] et la boucle de tension extérieure [37]. Mais la stratégie la plus répandue, est celle qui utilise une boucle extérieure plus lente de contrôle de la tension du bus continu (V_{dc}), et une boucle de contrôle du courant interne, plus rapide. [14]

La boucle de contrôle de la tension est chargée d'équilibrer le flux de puissance du système. S'il y a plus de puissance disponible du côté DC, le contrôleur présent dans cette boucle modifie le courant de référence afin d'injecter plus de courant alternatif dans le réseau. La boucle de courant s'occupe du maintien de la qualité de l'énergie et de la réduction des harmoniques présentes dans le courant, afin qu'il puisse être injecté dans le réseau.

Le système de contrôle peut être conçu dans l'un des trois cadres de références suivants : le cadre de référence naturel, le cadre de référence stationnaire et le cadre de référence synchrone.

2.4.1 Dans le cadre de référentiel synchrone :

La structure de commande dans le cadre dq est illustrée à la figure ici-bas. Comme pour la commande dans le cadre référence naturelle, la référence de courant actif (I_d^*) est générée par le contrôleur de tension du circuit intermédiaire. Le régulateur de puissance réactive fixe la référence de courant réactif (I_q^*). L'angle de phase des tensions du réseau (Θ) est utilisé pour transformer les tensions du réseau (U_a, U_b, U_c) et les courants du réseau (i_a, i_b, i_c) en un cadre dq qui tourne de manière synchrone avec la tension du réseau. Ainsi, les variables du régulateur deviennent des valeurs en courant continu, ce qui simplifie la conception du contrôleur et du filtre. Les régulateurs de courant dans le cadre de référence synchrone sont généralement mis en œuvre à l'aide d'un contrôleur PI car ils ont de bonnes performances lorsqu'ils contrôlent des variables continues [40].

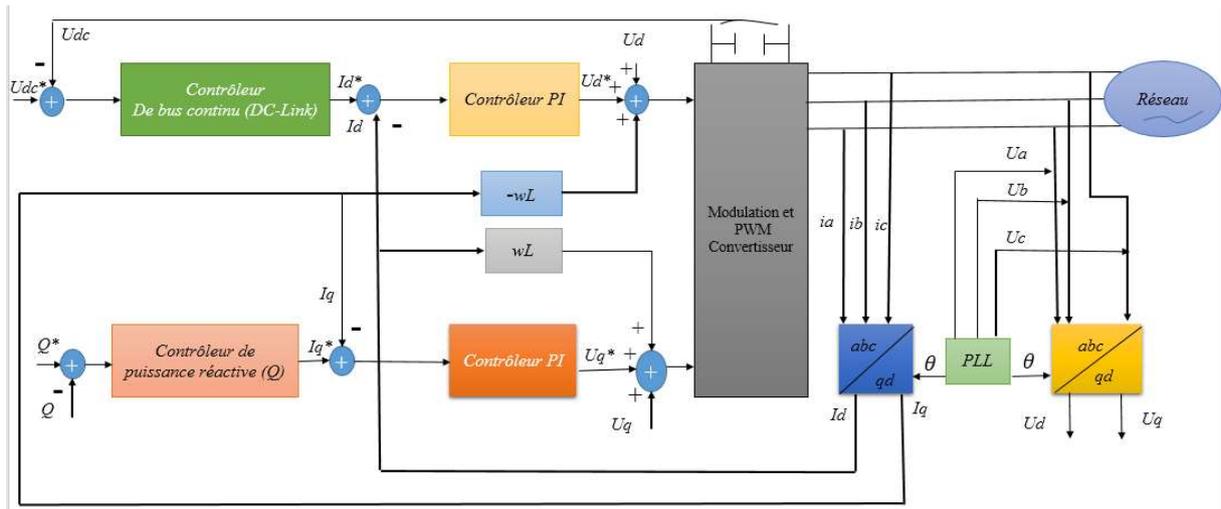


Figure 2.18: Structure de contrôle du cadre référentiel synchrone

2.4.2 Contrôle du convertisseur de puissance alimentant le réseau

Les convertisseurs de puissance alimentant le réseau (Grid Feeding) sont principalement conçus pour fournir une quantité spécifiée de puissance active et réactive à un réseau sous tension. Ses composants ne contribuent pas à l'équilibrage de la puissance. Ces convertisseurs alimentant un réseau sont commandés en courant et peuvent être représentés comme une source de courant idéale connectée au réseau en parallèle avec la présence d'une impédance de sortie élevée. Ils sont adaptés pour fonctionner en parallèle avec d'autres convertisseurs de puissance alimentant le réseau en mode connecté au réseau. [41]

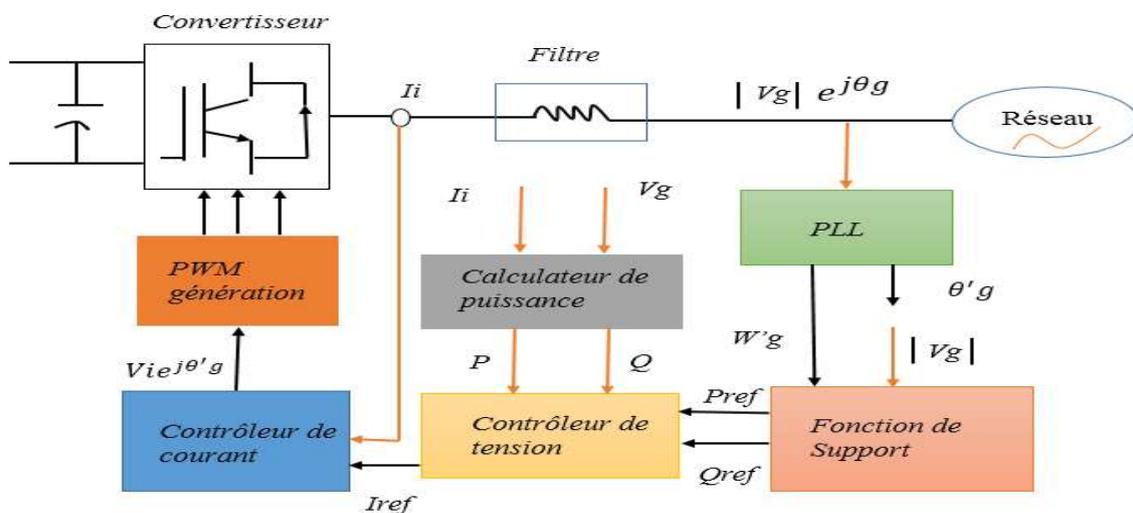
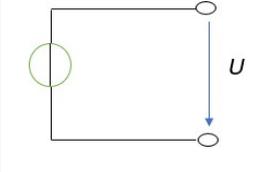
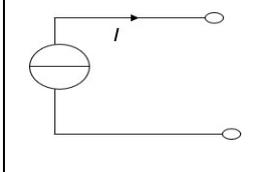
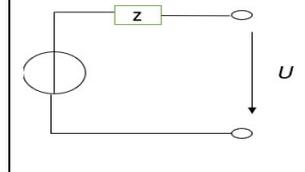


Figure 2.19: Diagramme type du Grid Feeding

Le tableau suivant compare les différentes méthodes de contrôle qu'il y a :

Tableau 2.1: Comparaison des méthodes de contrôle

	<i>Grid Forming</i>	<i>Grid Feeding</i>	<i>Grid Supporting</i>
Type de source	Source de tension idéale	Source de courant idéal	Source de tension non-idéale
Type de contrôle	Cst : tension/fréquence	PQ control	Droop control
Impédance de sortie	$Z = 0$	$Z = \infty$	Finie, $Z \neq 0$
Fréquence de sortie	Fixe	Synchronisé au réseau	Chute de fréquence
Application	Isolé	Connecté au réseau	Isolé ou connecté au réseau
Circuit équivalent			

2.5 Synchronisation du générateur photovoltaïque avec le réseau

L'un des principaux problèmes des systèmes photovoltaïques connectés au réseau est la synchronisation du système photovoltaïque avec le réseau. L'angle de phase (θ) du vecteur de tension du réseau est le principal résultat de la procédure de synchronisation. Pour les algorithmes de contrôle des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, l'angle de phase de la tension du réseau est crucial. Il est utilisé pour réguler les puissances active et réactive, calculer et réguler la tension et le courant du réseau, et transformer les variables de rétroaction (transformation $dq \rightarrow abc$ ou $\alpha\beta \rightarrow abc$) en un cadre de référence approprié pour les algorithmes de contrôle. Même lorsque le signal est déformé ou déséquilibré, l'algorithme de synchronisation du système PV connecté au réseau doit pouvoir déterminer l'angle de phase.

2.5.1 Méthodes de synchronisation

La littérature a présenté plusieurs techniques de synchronisation. Une vue d'ensemble des principales techniques de synchronisation est fournie dans [40-43]. En outre, une comparaison de ces techniques est effectuée. Les avantages, les inconvénients et l'évaluation des performances sont également abordés. La boucle à verrouillage de phase (PLL) [42-43], la méthode de croisement à zéro et le filtrage des tensions du réseau sont les trois principales techniques de synchronisation. Une comparaison des algorithmes de synchronisation est présentée dans le tableau 2.2. Les algorithmes de synchronisation PLL sont les plus appropriés pour les applications connectées au réseau car ils démontrent leur capacité à surmonter les défaillances du réseau et à fournir un signal de synchronisation clair même lorsque le signal est déformé ou déséquilibré [44].

Tableau 2.2: Comparaison entre les algorithmes de synchronisation

<i>Algorithme</i>	<i>Points forts</i>	<i>Points faibles</i>
<i>Filtre dq</i>	Simplicité	Sujet aux variations de fréquences
<i>Filtre $\alpha\beta$</i>	Simplicité	Réseau non stable
<i>dq PLL</i>	Fonctionne quel que soit le type de réseau	Lent
<i>PLL adaptative</i>	L'amplitude, la fréquence et l'angle de déphasage	Structure complexe

2.5.1.1 Boucle à verrouillage de phase (PLL)

L'oscillateur commandé en tension (VCO) est utilisé comme générateur de signal primaire de la PLL pour fournir un signal qui suit le signal de tension de la grille. La figure 2.42 illustre l'architecture globale de la technique PLL telle qu'elle est utilisée dans la trame dq. Le détecteur de phase, le filtre de boucle et le VCO sont les trois principaux composants de l'algorithme PLL [40-42-45].

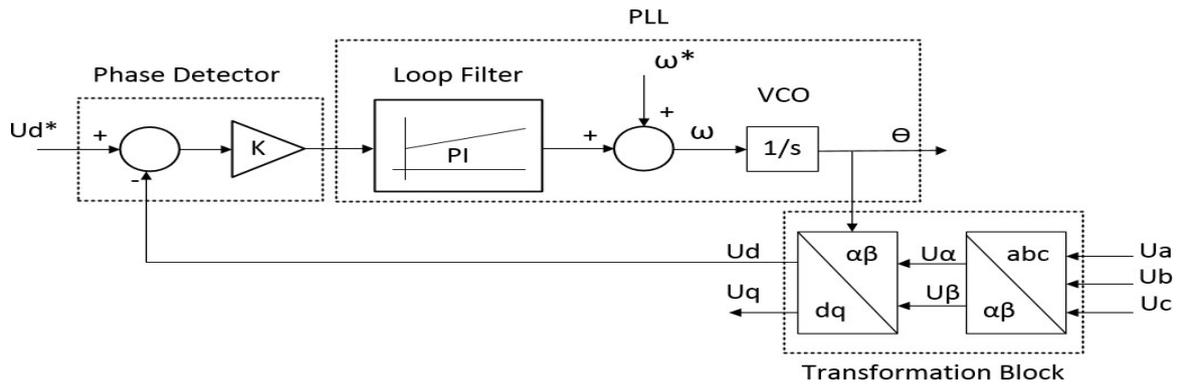


Figure 2.20: Structure d'une PLL

- ✓ *Le détecteur de phase* : le détecteur de phase émet un signal proportionnel à la différence de phase entre le signal de référence et le signal généré par le bloc de transformation ($abc \rightarrow dq$).
- ✓ *Le filtre en boucle* : Ce bloc présente un filtre passe-bas, généralement un contrôleur PI, pour atténuer les composantes AC à haute fréquence de la sortie du détecteur de phase. La sortie de ce bloc est la fréquence du réseau.
- ✓ *VCO* : ce bloc intègre la fréquence du réseau pour obtenir le déphasage de la tension du réseau (Θ).

D'après [46], les méthodes de synchronisation peuvent être évaluées sur la base du temps de dynamique/convergence, de la précision, de la capacité de rejet des distorsions, de l'immunité au bruit, de l'adaptabilité de la phase et de la fréquence, de la charge de calcul, de l'utilisation monophasée ou triphasée et de la simplicité de la structure (conception, réglage et mise en œuvre).

2.6 Anti-îlotage

L'anti-îlotage est l'une des principales exigences de protection pour tout système photovoltaïque connecté au réseau [47-48]. L'îlotage se produit lorsque le système photovoltaïque continue d'alimenter la charge locale alors qu'il est isolé électriquement du réseau électrique en raison d'une défaillance du réseau ou d'un accident. En cas d'îlotage, il est important d'éteindre le système photovoltaïque pour le protéger ainsi que les autres équipements connectés. En outre, le système photovoltaïque isolé présente un risque pour les travailleurs qui s'attendent à ce que

la zone ne soit pas alimentée.

Différentes techniques de détection de l'îlotage sont présentées et comparées dans [40-49- 50]. Ces techniques peuvent être classées en deux groupes principaux: les techniques locales et les techniques à distance.

Les techniques locales peuvent être divisées en techniques passives ou actives. Les techniques passives dépendent de l'observation des paramètres du système au point de couplage commun (PCC).

Ces paramètres peuvent être la tension, le courant, la fréquence, la distorsion harmonique ou la puissance, qui varient considérablement lorsque le système est isolé [49-51-52]. En revanche, les techniques actives introduisent une petite perturbation dans certains paramètres et surveillent ensuite l'effet afin de déduire la présence du réseau. [50-52]

Les techniques à distance pour la détection de l'îlotage sont basées sur un système de communication entre le réseau et le système PV. Les techniques à distance sont plus fiables que les techniques locales. Cependant, elles sont plus coûteuses à mettre en œuvre. [51]

2.7 Filtre réseau

La tension et le courant de sortie de l'onduleur présentent une distorsion harmonique totale (THD) élevée en raison des harmoniques de haute fréquence générées par la fréquence de commutation [53]. Cependant, une faible DHT est l'une des exigences les plus importantes pour les systèmes connectés au réseau [46-49]. Par conséquent, un filtre passe-bas est généralement utilisé pour atténuer les harmoniques de haute fréquence. Le THD actuel est défini comme suit [55] :

$$THDi = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} i_n^2}}{i_1} \quad (\text{II-10})$$

Où i_1 est la valeur efficace du courant fondamental et i_n est la valeur efficace du n ème courant harmonique.

Le filtre L, le filtre LC ou le filtre LCL peuvent être utilisés pour un système photovoltaïque connecté au réseau. Bien que le filtre L soit simple, il nécessite une

fréquence de commutation élevée pour atténuer suffisamment les harmoniques. Cependant, la fréquence de commutation est limitée dans les applications à haute puissance. Pour obtenir une atténuation suffisante à une fréquence de commutation basse, il faut utiliser une inductance plus grande. Cependant, cela entraînera une mauvaise dynamique du système en raison de la chute de tension dans l'inducteur. [56-57]

Le filtre LC est facile à concevoir et présente un meilleur facteur d'atténuation que le filtre

L. Cependant, pour réduire les pertes et le coût, la capacité doit être élevée, ce qui n'est pas recommandé car cela peut provoquer un courant d'appel. Cependant, pour réduire les pertes et le coût, la capacité doit être élevée, ce qui n'est pas recommandé car cela peut provoquer un courant d'appel. En outre, la fréquence de résonance du filtre LC dépend de l'impédance du réseau qui varie dans le temps et, par conséquent, le filtre LC n'est pas adapté aux applications connectées au réseau. [56-57]

Comparé au filtre L et au filtre LC, le filtre LCL, avec la même taille de composant, peut fournir un THD plus faible et un meilleur découplage entre le filtre et l'impédance du réseau. Par conséquent, le filtre LCL est la solution la plus intéressante pour les applications connectées au réseau [56-57]. Cependant, le filtre LCL nécessite des stratégies de contrôle plus complexes et plusieurs contraintes doivent être prises en compte lors de la conception du filtre LCL. Ces contraintes comprennent "le phénomène de résonance, l'ondulation du courant à travers les inducteurs, l'impédance totale du filtre, l'atténuation des harmoniques de courant à la fréquence de commutation et la puissance réactive absorbée par le condensateur". [56]

Chapitre 3

Simulation du système global

Introduction

Ce chapitre présente la simulation du système photovoltaïque global connecté au réseau. Le modèle présenté dans la figure 3.1 est une représentation des principaux composants du système, à savoir : une chaîne de panneaux PV connectés en série, un hacheur de type élévateur, un onduleur à trois étages et un filtre L. La commande réalisée pour nos deux convertisseurs est une commande de recherche du point de puissance maximal (MPPT) pour l'hacheur et un contrôleur de tension et de courant pour l'onduleur. La synchronisation est réalisée par une boucle à verrouillage de phase (PLL). On a amorcé les gâchettes des convertisseurs avec à l'aide d'un PWM. Nous avons aussi relié notre système à une charge.

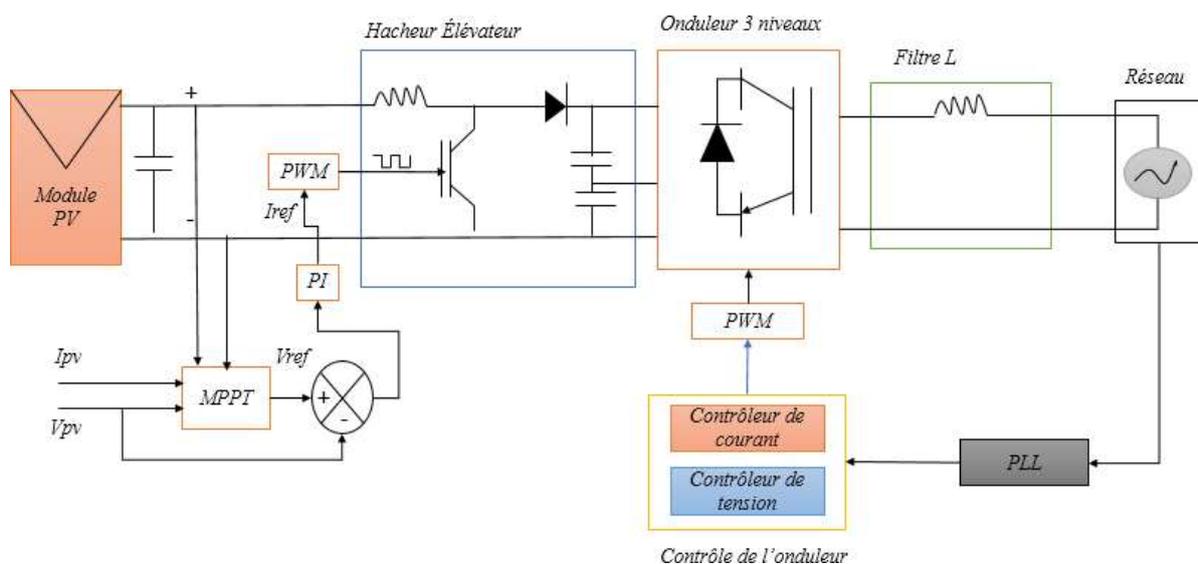


Figure 3.1: Représentation d'une installation photovoltaïque reliée au réseau

3.1 Simulation du système photovoltaïque relié au réseau

Le modèle MATLAB/Simulink du système photovoltaïque illustré à la figure 3.2 est exécuté pour tester les performances des méthodes étudiées. Un bloc Look-Up table 2D est utilisé pour décrire les propriétés électriques du module, il présente dans ce cas différentes valeurs de courant pour différentes valeurs de tension,

d'irradiation. Afin d'adapter le point de fonctionnement à la tension de référence déterminée par le contrôleur MPPT, un régulateur PI est intégré dans la boucle de contrôle.

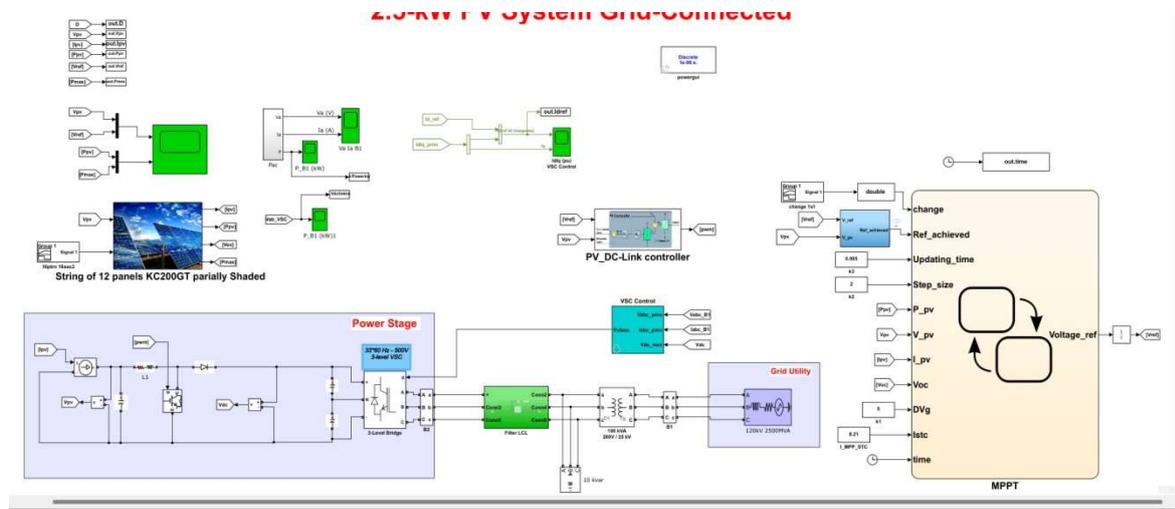


Figure 3.2: Circuit réalisé du système PV relié au réseau

Cette schématisation est réalisée dans le but d'étudier comment différente commande MPPT influe sur le comportement du système lors d'un ombrage partiel. Pour cela, nous allons présenter 3 différentes méthodes MPPT. Les figures suivantes représentent les panneaux réalisés.

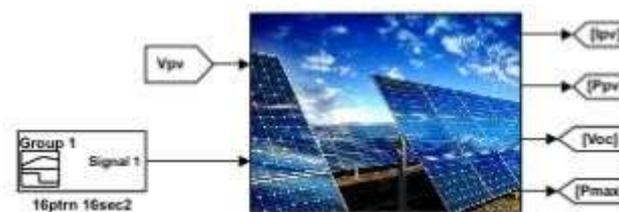


Figure 3.3: Simulation des Panneaux

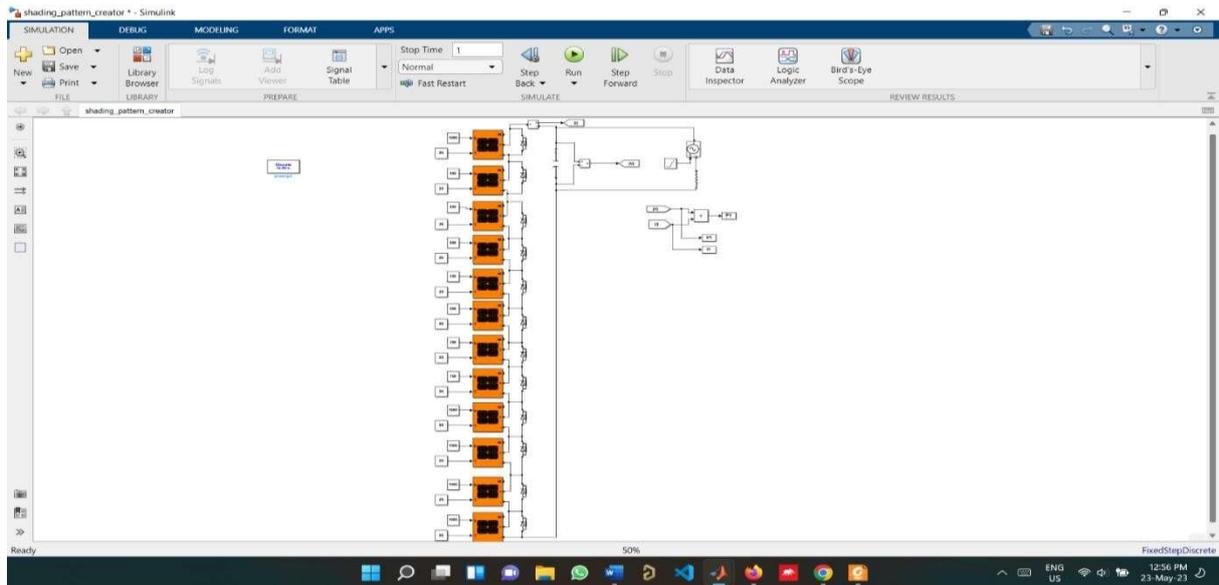


Figure 3.4: Liaison des panneaux KC200GT en série

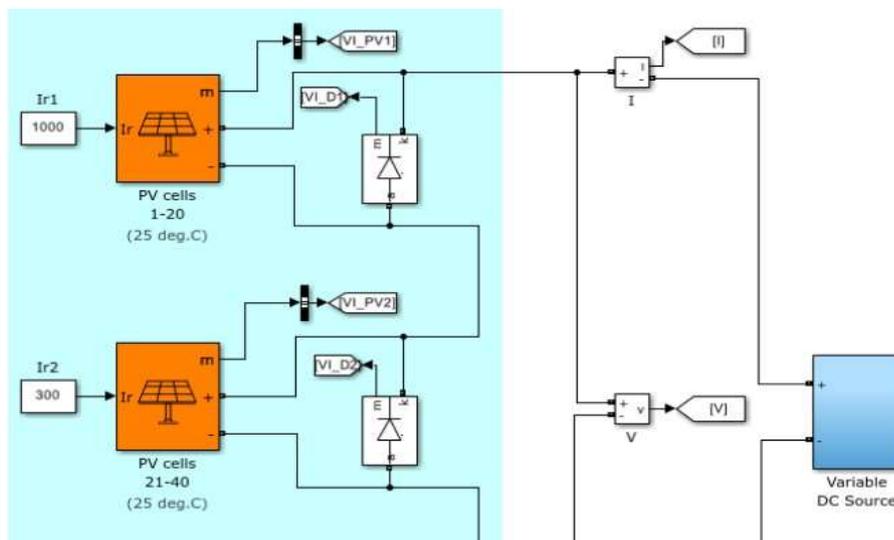


Figure 3.5 : Représentation de la liaison des panneaux

On a simulé avec une chaîne de 12 panneaux KC200GT en série. Chaque panneau ayant une irradiation différente pour simuler des conditions d'ombrage partiel. Le tableau suivant montre les caractéristiques de nos panneaux sous conditions standards :

Tableau 3.1: Caractéristique d'un panneau KC200GT

<i>Grandeurs</i>	<i>Valeurs</i>
Puissance nominale	200 W
Tension au MPP (V_{MPP})	26.3 V
Courant de la puissance maximale (I_{MPP})	7.61 A
Courant de court-circuit (I_{SC})	8.21 A
Tension de circuit ouvert (V_{OC})	32.9 V
Nombre de cellules en série (N_s)	54
Nombre de cellules en parallèles (N_p)	1
Coefficient de sensibilité de la tension à la température	-0.123 V/°C
Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température	0.00318 A/°C
Eclairement	1000 W/m ²
Température	25 °C

Les profils 1,2 et 4 sont sous ombrage partiel à température constante tant dis que le 3^{ème} est sous ensoleillement uniforme. Comme le montre cette figure, le 1^{er} profil (pattern 1) est vert avec un GMPP de 764W et 110V. Le 2^{ème} profil (pattern 2), en rouge, a quant à lui un GMPP de 1218W et 220V. Pour le 3^{ème} (bleu), on simule sous STC et donc on a des valeurs maximales du panneau, c'est-à-dire 2400W et 315V. Le dernier profil (bleu claire) présente approximativement les caractéristiques GMPP suivantes : 845W et 320V. Le point de départ est désigné par 'A' ($0.5V_{OC}$). Ces profils sont présentés dans la figure 3.6.

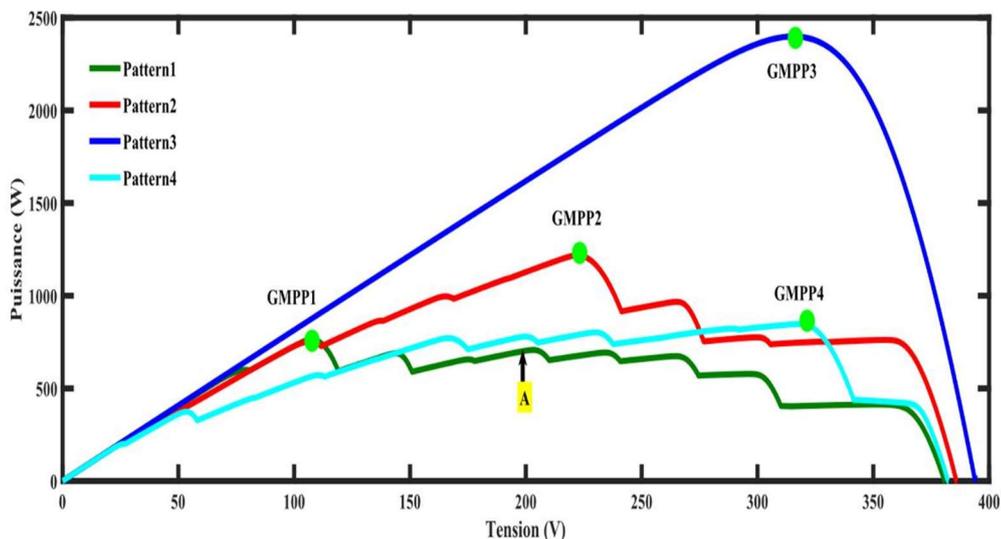


Figure 3.6: Profils d'irradiations réalisés

Le tableau suivant nous montre les paramètres des panneaux PV, du hacheur élévateur, des contrôleurs et autres paramètres du système :

Tableau 3.2: Paramètres du système réalisé

Puissance max (P_{\max})	2400 W
Tension à l'entrée du hacheur (V_{pv})	400V
Courant à l'entrée du hacheur (I_{pv})	91.32 A
Inductance du hacheur élévateur (L)	2 mH
Capacité à l'entrée du hacheur (C_{in})	1000 μ F
Tension à la sortie du hacheur (V_{dc})	500V
Capacité à la sortie du hacheur (C_{out})	2950 μ F
Inductance coté réseau L_g	6 mH
Fréquence de commutation f_{sw}	30 Hz
Fréquence du réseau f_g	60 Hz
Charge	200W

3.2 Dimensionnement de l'hacheur élévateur

L'inductance de lissage (L) est utilisée pour limiter l'ondulation du courant dans le convertisseur et dans la source V_{pv} . Le condensateur de filtrage permet de limiter les ondulations de tension dues au découpage en sortie du convertisseur [58].

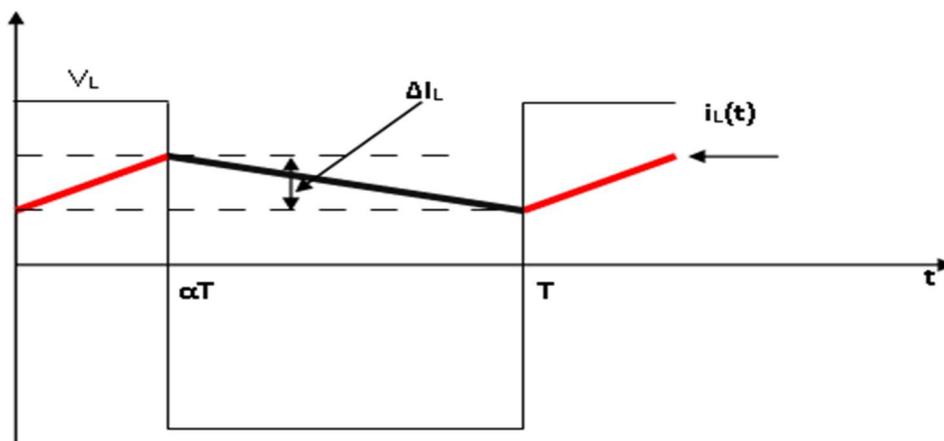


Figure 3.7: Ondulation du courant [58]

✓ Pour $0 < t < \alpha T$:

$$iL(t) = \frac{V_{pv}}{L} t + I_{L0} \quad (III-1)$$

✓ A $t = \alpha T$:

$$iL(t) = \frac{V_{pv}}{L} \alpha T + I_{L0} \quad (III-2)$$

✓ D'où :

$$\Delta I_L = I_{Lmax} - I_{L0} = \frac{\alpha V_{pv}}{L * fp} \quad (III-3)$$

Nous pouvons donc écrire :

$$\Delta I_L = \frac{\alpha(1-\alpha)V_s}{L * fp} \quad (III-4)$$

Tel que :

$$T = \frac{1}{fp} \quad (III-5)$$

L'inductance de lissage est calculée en fonction de l'ondulation du courant souhaitée. L'ondulation maximale est obtenue pour un rapport cyclique de 0.5. Elle est donc :

$$\Delta I_{Lmax} = \frac{V_s}{4L * fp} \quad (III-6)$$

Par conséquent, l'inductance minimale pour un hacheur survolteur est donnée par la relation suivante :

$$L_{min} = \frac{V_s}{4fp * \Delta I_{Lmax}} \quad (III-7)$$

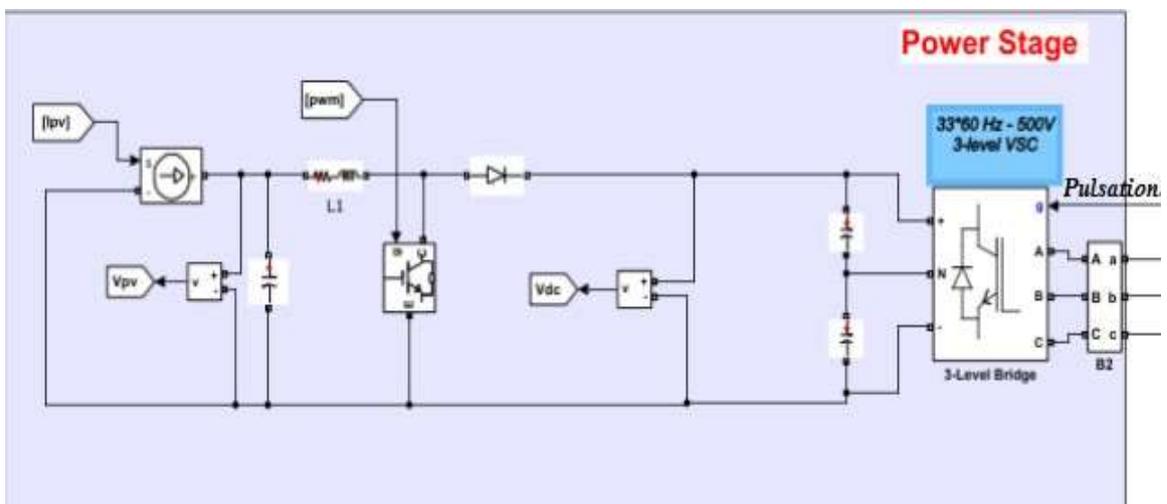


Figure 3.8: Circuit réalisé

3.3 Structure de contrôle de l'onduleur

Outre l'optimisation de la production du générateur photovoltaïque, le contrôle de l'onduleur est d'une importance capitale. La structure de contrôle de l'onduleur gère tout, de la synchronisation du réseau à la gestion du flux de puissance et à la modulation de la largeur d'impulsion de l'onduleur. La commande s'effectue dans un cadre de référence synchrone dans le modèle créé. Les données de tension et de courant sont converties du cadre naturel au cadre de référence dq à l'aide des équations III-8 et III-9. Dans cette partie, la structure prévue est décrite, en commençant par la méthode d'apprentissage de la phase de tension du réseau. La figure 3.9 illustre la réalisation des commandes.

$$\begin{bmatrix} Vd \\ Vq \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \sin \omega t & \sin \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \omega t & \cos \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} \quad (\text{III} - 8)$$

$$\begin{bmatrix} id \\ iq \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \sin \omega t & \sin \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \omega t & \cos \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} ia \\ ib \\ ic \end{bmatrix} \quad (\text{III} - 9)$$

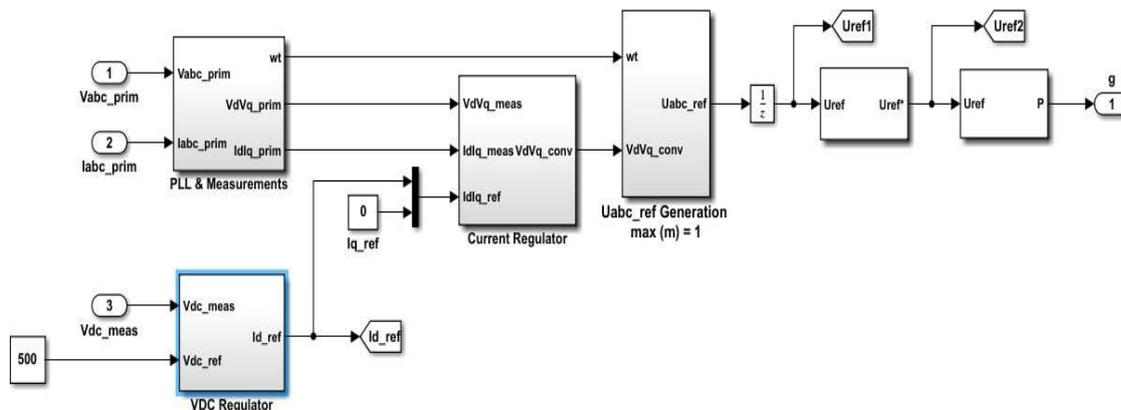


Figure 3.9: Contrôle de l'onduleur

1.8.3 3.3.1 Génération du PWM

Maintenant, en utilisant la modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale, les signaux de référence de tension appropriés $V_{d_{des}}$ et $V_{q_{des}}$, acquis à partir du contrôleur de courant, sont utilisés pour créer des impulsions pour les 12 interrupteurs présents dans l'onduleur. L'angle de phase produit par la PLL est utilisé pour convertir ces références de tension requises en cadre naturel ou en valeurs triphasées. L'onde porteuse est une onde triangulaire à une fréquence de 30 KHz. Pour créer des impulsions de grille pour les commutateurs IGBT de l'onduleur, les formes d'onde de tension nécessaires sont opposées à l'onde porteuse.

3.4 Synchronisation du réseau

Les boucles à verrouillage de phase sont utilisées pour obtenir les informations de phase du réseau. Les données de phase requises sont recueillies. Les valeurs de tension et de courant subissent une transformation dq en utilisant l'angle de phase.

La phase du vecteur de tension du réseau est extraite à l'aide de la PLL. L'angle de phase de la tension est crucial pour les algorithmes de contrôle des systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Les interrupteurs de l'onduleur sont commandés, les puissances actives et réactives sont calculées et régulées, et à l'aide de la variation des grandeurs de tension et de courant du réseau.

3.4.1 Boucle de contrôle

Pour équilibrer le flux de tension et courant continu et alternatif et afin d'améliorer la qualité de l'énergie envoyée dans le réseau, il y a deux boucles de contrôle : la boucle interne dans une boucle de courant et la boucle externe dans une boucle de tension. La figure 3.10 présente un contrôleur de boucle de tension.

La tension du bus continu est maintenue constante par la boucle de tension. La tension V_{dc} mesurée présente des fluctuations lorsque la puissance d'entrée du générateur PV change en raison de variations de l'irradiation. Afin de faire

correspondre la puissance générée par le générateur à la puissance envoyée au réseau, le courant de référence de la puissance active doit être modifié par le contrôleur de la boucle de tension.

Les signaux de référence de tension nécessaires sont fournis par la boucle de contrôle du courant, qui est basée sur la référence du courant actif et la référence du courant réactif (considérée comme nul dans ce cas parce que le système ne fournit que de la puissance active au réseau). La boucle du contrôleur de courant a été créée à l'aide des équations III.10 et III.11. Le contrôleur de la boucle de courant est illustré à la figure 3.11.

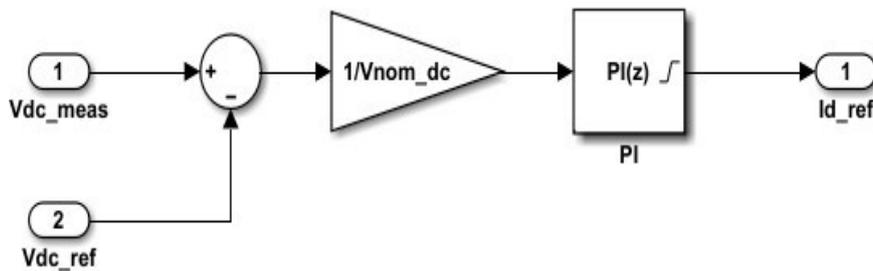


Figure 3.10: Contrôleur de tension

Les équations suivantes nous aident à concevoir le contrôleur de courant :

$$Vd_{Conv} = Vd_{mes} - \omega * L * i_q + \left(Kp + \frac{Ki}{s} \right) (i_{(ref)} - i_d) \quad (III-10)$$

$$Vq_{Conv} = Vq_{mes} + \omega * L * i_d + \left(Kp + \frac{Ki}{s} \right) ((ref) - i_q) \quad (III-11)$$

Où :

- ✓ Vd_{des} et Vq_{des} sont les références de tension souhaitées sur les axes d et q.
- ✓ Vd_{mes} et Vq_{mes} sont les tensions mesurées sur les axes d et q.
- ✓ i_d et i_q sont les courants mesurés sur les axes d et q.
- ✓ $i_{d(ref)}$ est le courant de référence obtenu à partir de la boucle de contrôle de tension
 $e_{i_{q(ref)}} = 0$.

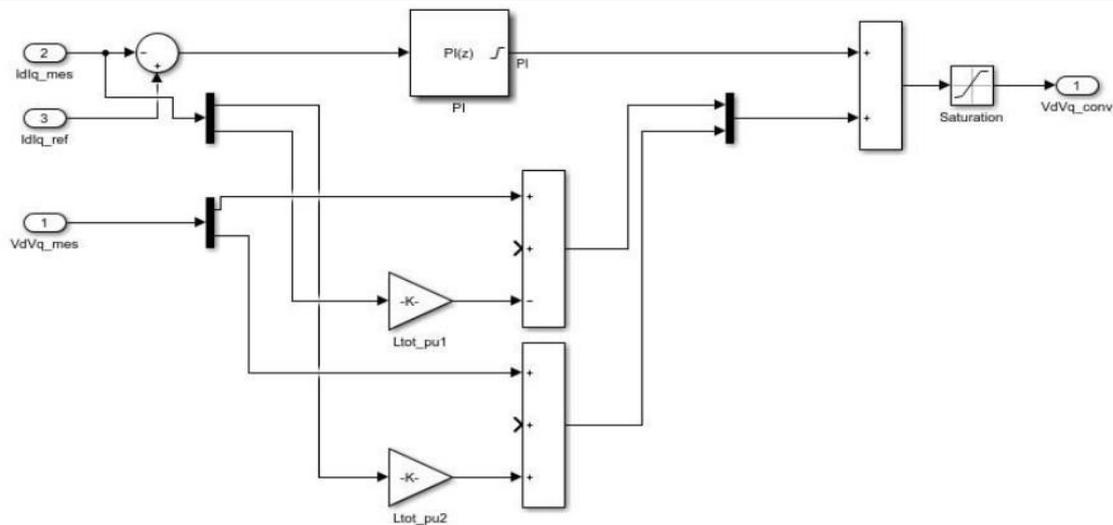


Figure 3.11: Contrôleur de courant

3.5 Simulation des commandes MPPT

La commande MPPT cherche à toujours tirer le maximum possible de la puissance que peut produire le panneau. Pour cela, elle est utilisée pour la commande du hacheur afin d'avoir une conversion toujours optimale. La liaison entre les deux se fait via un contrôleur PI.

Nous avons réalisé 3 simulations d'algorithmes MPPT : P&O, PSO et M-MPT. Les résultats seront dictés par un changement de profil toutes les 0.5 secondes pour la première et dernière méthode et 1 seconde pour la PSO. Sur les diagrammes résultants, les courbes rouge (V_{ref} et P_{max}) représentent la valeur de référence et celles bleu (V_{pv} et P_{pv}) les valeurs réelles. La création de ces commandes a été faite à l'aide de l'outil state flow. C'est un outil de contrôle utilisé pour modéliser des systèmes réactifs par le biais d'organigrammes. La figure 3.12 montre la liaison du flow chart de la MPPT au système.

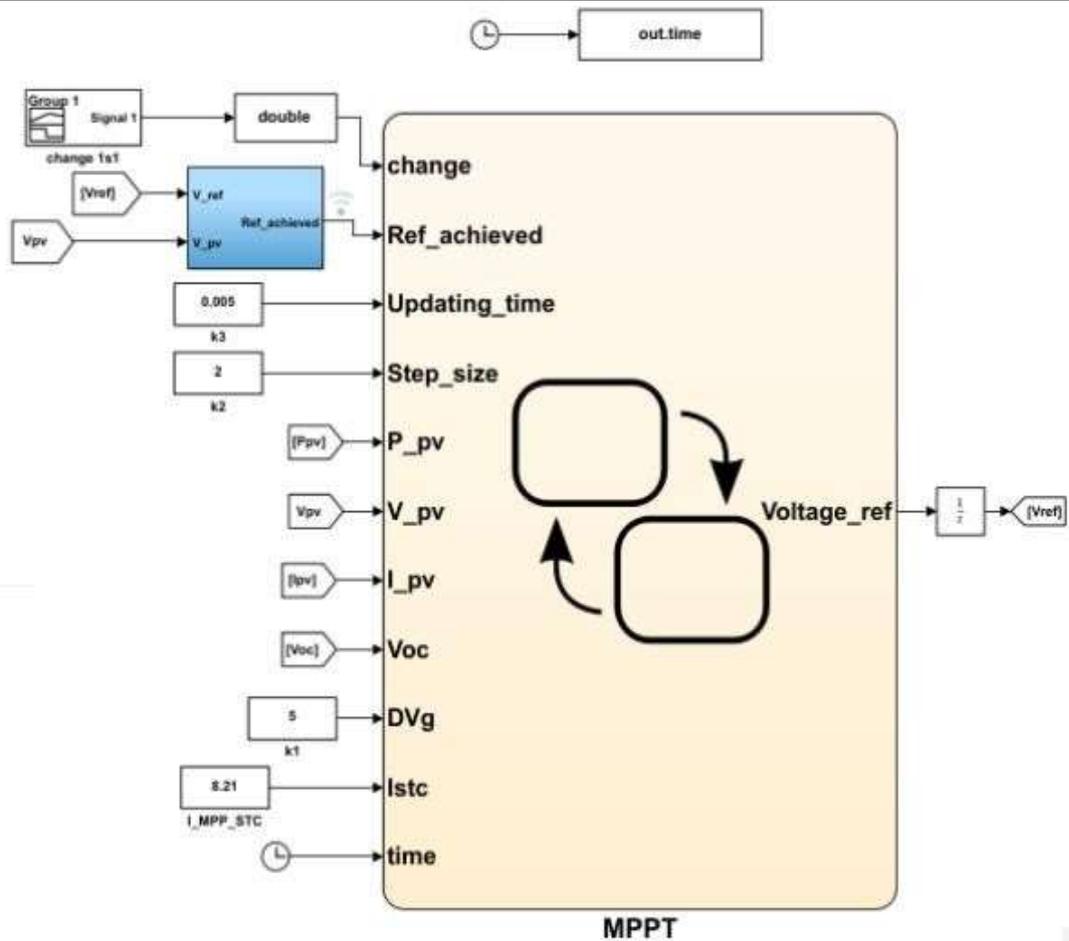


Figure 3.12: Implémentation de la commande MPPT

3.5.1 Méthode P&O

Notre première simulation a été faite à l'aide d'un algorithme de recherche local, on a choisi P&O, qui consiste comme expliquer précédemment à perturber le signal de sortie de la tension et à observer les résultats pour se rapprocher au maximum du point de puissance maximale. Nous avons utilisé un pas de 2 V et un observateur pour reconnaître l'arrivé au nouveau point. La perturbation se stabilise au tour du premier pic rencontré.

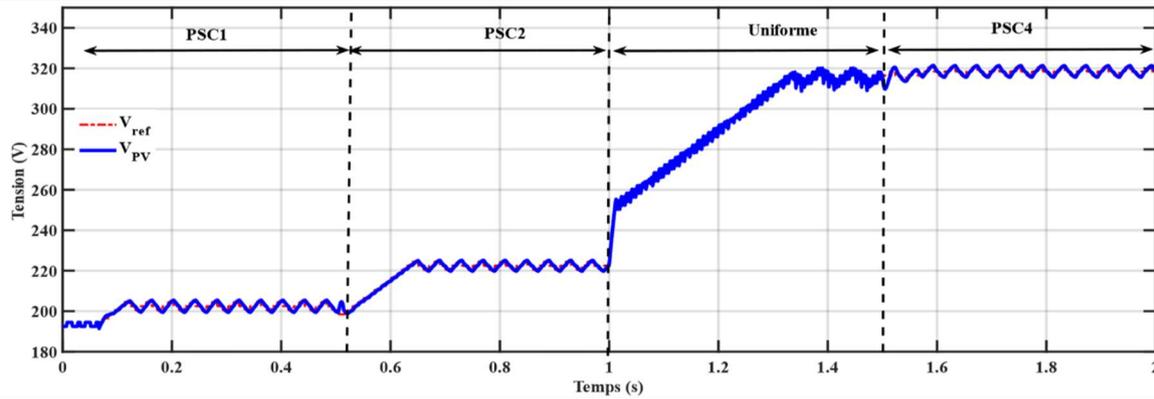


Figure 3.13: Tensions du GPV avec la méthode P&O

La figure 3.13 montre les résultats obtenus du point de vue de la tension. On constate que cette dernière tourne autour d'une seule valeur à chaque variation de profil. Cette valeur équivaut à la tension du point de puissance trouvée.

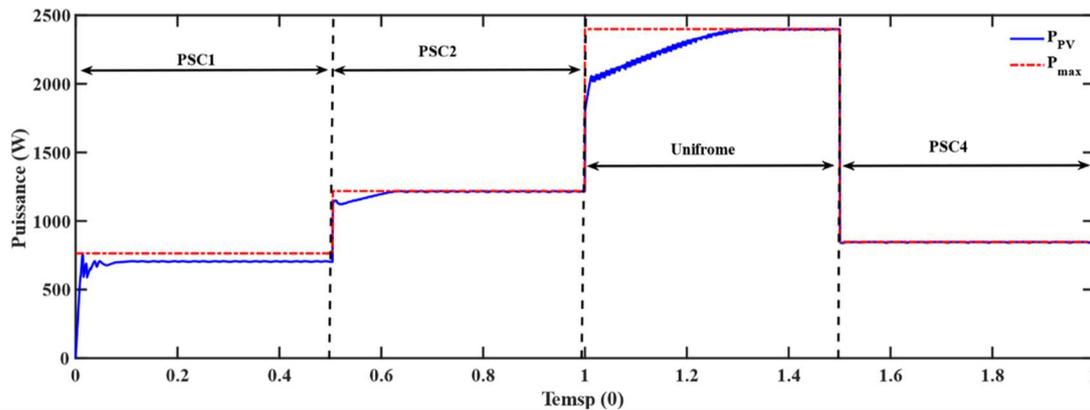


Figure 3.14: Puissances du GPV avec la méthode P&O

Les résultats obtenus pour le comportement de la puissance sont montrés sur la figure 3.14. La puissance suit le comportement de la tension avec des périodes transitoires qui diffèrent selon la différence entre les GMPP. Plus la différence est grande plus la transition est longue.

Le temps de recherche de la puissance maximale varie selon la valeur du pas de calcul ; une plus grande perturbation équivaut à un résultat obtenu rapidement mais peu précis. Tandis qu'une faible oscillation prendra plus de temps à être exécuter mais nous procurera de meilleurs résultats. Alors que le temps de réponse dépend de la variation de la tension, plus celle-ci est grande plus le temps de réponse est important.

a) Profil 1 (Pattern 1)

Notre simulation commence au point 'A' à une tension de 180V. Un changement de condition s'opère et un ombrage partiel apparaît. Ce changement mène à une variation de la tension qui elle mène au changement de la puissance. Pour passer du point 'A' au nouveau point de fonctionnement optimal, il y a un temps d'attente qu'on appelle temps de réponse. Il est de 0.1s pour cette première transition avec une tension optimale $V_{MPP} = 200V$. L'algorithme n'atteint pas P_{GMPP} .

b) Profil 2 (Pattern 2)

Celui-ci, reflète la transition qui parvient lors d'un changement d'ombrage. Notre système passe du point de fonctionnement trouvé dans le premier profil à un nouveau dû à la variation de la tension. Comme on peut le constater, la tension augmente ce qui prouve une augmentation de l'irradiation. Le temps de réponse est supérieur à celui précédemment trouvé (0.15s) car la variation est plus importante entre les points de puissance. La nouvelle tension est de 220V. Le P_{GMPP} est atteint.

c) Profil 3 (Pattern 3)

On retrouve une courbe montrant le passage d'un état d'ombrage partiel à celui d'un ensoleillement uniforme sous conditions standards. La puissance a logiquement nettement augmenté, pareil pour la tension, ce qui nous donne une nouvelle période de transition (période de recherche). Le temps de réponse est ici plus important, ce qui confirme une importante variation de tension, qu'est normale du fait que nous sommes dans des conditions de fonctionnement STC. La tension optimale est de 315V. Le P_{GMPP} est atteint.

d) Profil 4 (Pattern 4)

Pour le dernier profil, on voit la transition d'un signal uniforme à celui d'un ombrage partiel. La baisse de puissance n'est pas accompagnée d'une baisse de tension car comme on peut le voir le temps de réponse est quasi-nul. La tension au point de fonctionnement V_{MPP} est de 330V. Le P_{GMPP} est atteint.

La méthode P&O est une méthode ayant l'avantage d'avoir un temps de réponse assez rapide, qui équivaut à l'inconvénient de ne pas pouvoir donner avec certitude le GMPP du système, comme ici pour le premier profil.

3.5.2 Méthode PSO

Nous avons effectué une autre simulation cette fois-ci à base d'un algorithme métaheuristique. La PSO nous a permis d'analyser les performances de notre système pour toutes sa plage de fonctionnement (ne s'arrêtant pas au premier pic trouver) sous différents profils d'ombrage partiel en proposant plusieurs solutions possibles. À chaque changement de profil, celui-ci est analysé entièrement pour détecter les P_{best} , les comparer à chaque fois et trouver le G_{best} .

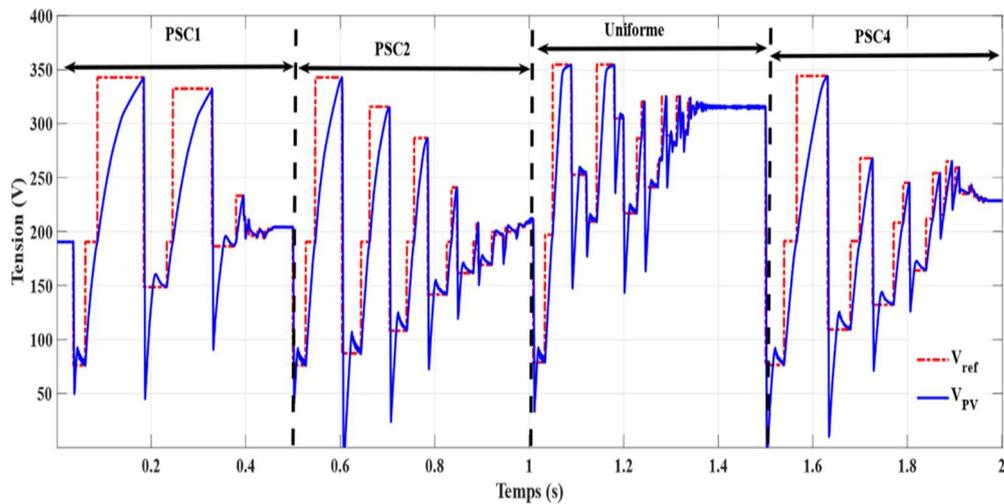


Figure 3.15: Tensions du GPV pour la méthode PSO

On constate que notre algorithme suit les fluctuations de la tension qui elle dépend de l'ensoleillement ne s'arrêtant pas au premiers pic rencontré. La variation est moins visible au fur et à mesure du temps.

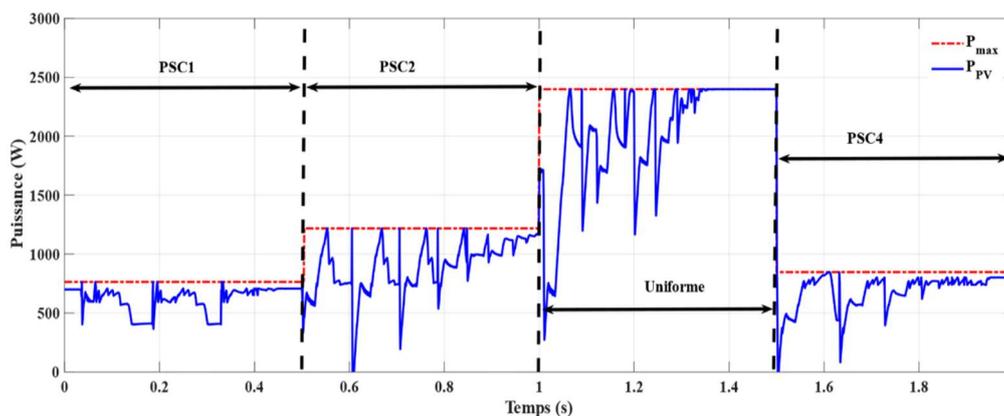


Figure 3.16: Puissances du GPV pour la méthode PSO

On remarque ici qu'avec la PSO notre système cherche constamment la meilleure valeur possible et par conséquent scanne l'entièreté de la plage de chaque profil pour à la fin en choisir la valeur maximale global. Le temps de réponse est ici

meilleur entre nos profils. La puissance devient de plus en plus stable.

a) Profil 1 (Pattern 1)

Notre simulation commence au point 'A' à une tension de 180V. Un changement de condition s'opère et un ombrage partiel apparaît. Ce changement mène à une variation de la puissance et de la tension. Pour passer du point 'A' au nouveau point de fonctionnement optimal, le temps de réponse est de 0.4 s pour cette première transition.

b) Profil 2 (Pattern 2)

Un changement de condition s'opère et un autre ombrage partiel est créé. Ce changement mène à une variation de la puissance et de la tension. Pour passer au nouveau point de fonctionnement optimal, l'algorithme analyse à nouveau tout le profil pour détecter les P_{best} et choisir le G_{best} . Le temps de réponse est aussi de 0.4 s pour cette transition.

c) Profil 3 (Pattern 3)

En passant à un profil uniforme. Le temps de réponse est légèrement inférieur et cette fois P_{GMPP} est atteint sans la moindre perte.

d) Profil 4 (Pattern 4)

Enfin, on repasse à une simulation sous ombrage partiel, avec un temps de réponse qui repasse à 0.4 secondes. Ce passage entraîne une chute de puissance mais aussi une baisse de la tension du point de fonctionnement.

La PSO a comme inconvénient de ne pas être toujours fiable et d'avoir des pertes de puissance car il est difficile de toujours atteindre les caractéristiques P_{GMPP} et V_{GMPP} quel que soit les conditions. C'est pour cela que cette méthode demande un choix méticuleux des solutions proposées car son efficacité en dépend.

3.5.3 Méthode M-MPT

Pour notre troisième et dernier essai, nous avons choisi un algorithme de balayage à plage de tension réduite qui est le M-MPT. Cette méthode permet d'avoir un temps de suivi minimisé en actualisant constamment les limites inférieure et supérieure du courant et de la tension pour chaque variation de l'ensoleillement et en comparant ces nouvelles valeurs à nos valeurs initiales. Pour savoir s'il doit

d'abord commencer par la gauche ou aller directement vers la droite, l'algorithme effectue une simple instruction qui est $V_{in} > V_{min}$.

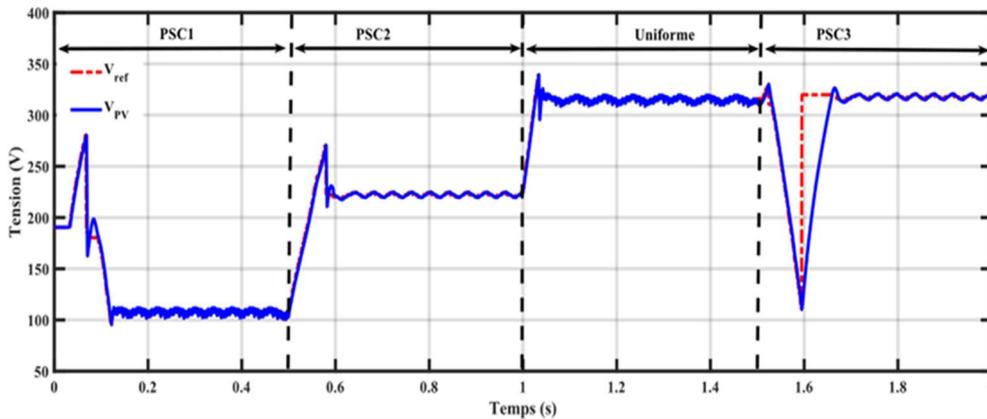


Figure 3.17: Tensions du GPV avec la méthode M-MPT

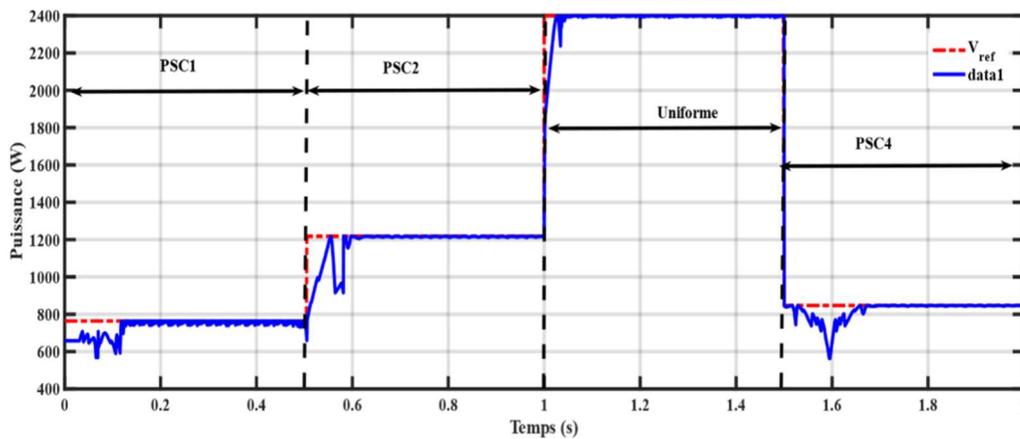


Figure 3.18: Puissances du GPV avec la méthode M-MPT

Comme les résultats le montre, l'algorithme balaye (cherche) pour une petite période, s'arrêtant à gauche une fois V_{min} atteint et à droite pour I_{min} . Une fois le balayage fini et le point de fonctionnement trouvé, on peut voir que l'algorithme s'arrête et fonctionne par la méthode P&O avec de faibles oscillations.

a) Profil 1 (Pattern 1)

On peut voir sur la figure 3.19 qu'on a un temps de réponse nettement plus faible que les méthodes précédentes (moins de 0.1s) pour le passage du point de commencement 'A' à celui du fonctionnement optimal sous ombrage. Les caractéristique GMPP sont atteintes.

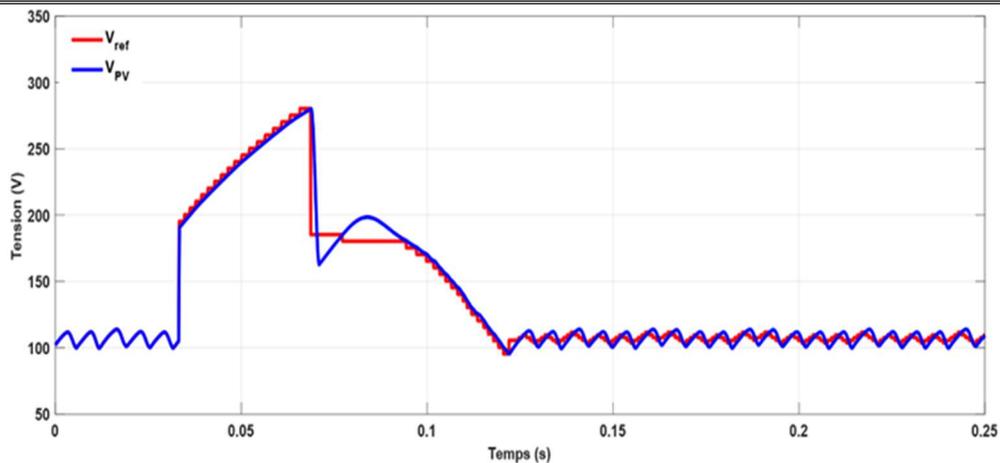


Figure 3.19: Transition 1

b) Profil 2 (Pattern 2)

Sur la figure 3.20, on retrouve la transition du premier profil au second avec un temps de réponse qui reste très faible (inférieur à 0.1s). Ici aussi les caractéristique GMPP sont atteintes.

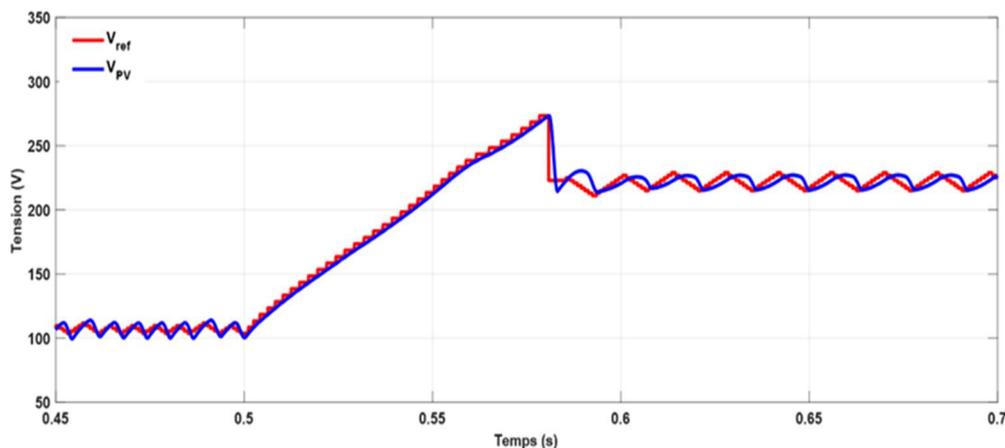


Figure 3.20: Transition 2

c) Profil 3 (Pattern 3)

Le passage à un profil uniforme est présenté sur la figure 3.21, le temps de réponse est encore plus faible (0.04 s). Logiquement on retrouve ici aussi les caractéristique GMPP spécifique à ce fonctionnement.

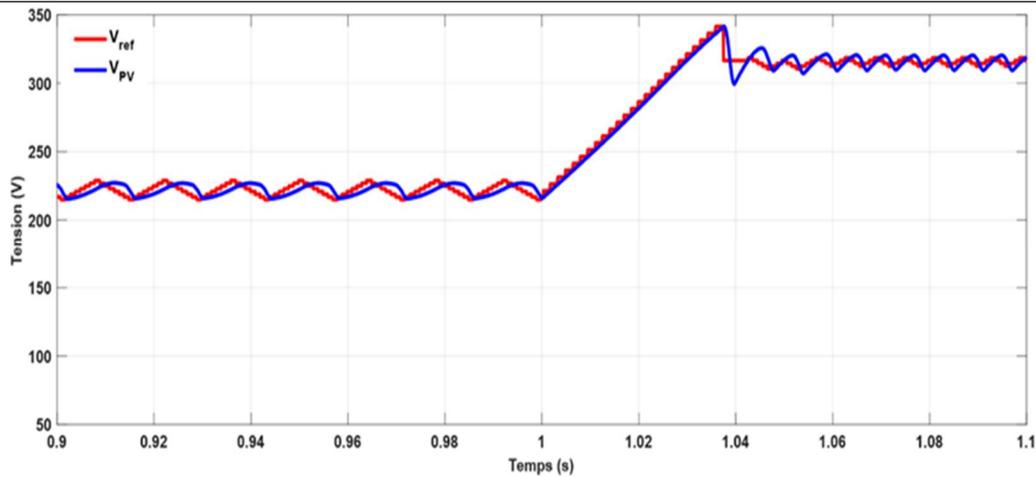


Figure 3.21: Transition 3

d) Profil 4 (Pattern 4)

Le dernier profil est celui du retour vers une installation ombragée, le temps de réponse a augmenté par rapport au profils précédents mais reste relativement faible (environs 0.18s). Cette augmentation est juste due au fait que l'algorithme a trouvé une plus grande plage a examiné.

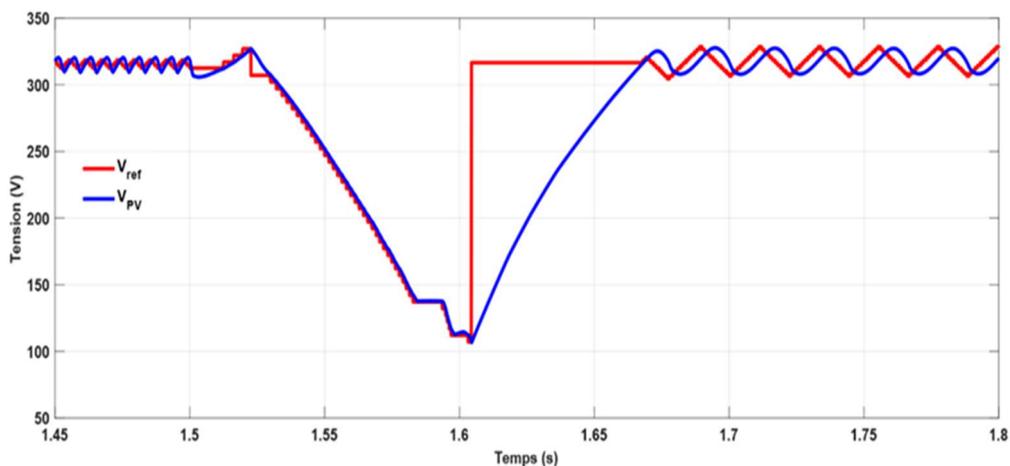


Figure 3.22: Transition 4

La méthode M-MPT est une méthode dont l'algorithme cherche constamment à réduire la plage de tension. Ne dépendant pas de facteur externe humain pour son exécution (comme les solutions proposées pour la PSO), elle permet d'avoir un meilleur temps de réponse que la PSO et une meilleure précision que la P&O. le tout réalisé de manière plus simplifier que beaucoup d'autres méthodes.

3.5.4 Comparaison entre les méthodes MPPT

Nos essais réalisés et nos résultats interprétés, on effectue maintenant une comparaison entre les 3 méthodes de recherches du point de puissance maximale étudiées :

- ✓ La P&O présente un meilleur temps de réponse que la PSO mais reste peu précise car elle s'arrête au premier pic trouvé. Elle répond aussi mal aux changements de profils.
- ✓ La PSO nous donne plus de certitude que la P&O en analysant l'entièreté de la plage de fonctionnement de chaque profil pour en tirer la meilleure puissance possible avec une tension optimale. L'inconvénient majeur est son temps de réponse qui est supérieur à celui des autres méthodes étudiées. On peut aussi y rajouter sa difficulté de réalisation.
- ✓ La M-MPT est une méthode qui remédie aux problèmes des 2 autres préalablement étudiées toutes en améliorant les avantages de chacune. Ayant un temps de réponse meilleur que la P&O et une meilleure précision que la PSO, cette méthode fonctionne aussi bien pour un ensoleillement stable ou changeant.

Tableau 3.3: Comparaison des performances des algorithmes sous différentes conditions

Algorithmes	Puissance au	$P_{GMPP1}=764W$	$P_{GMPP2}=1218W$	$P_{GMPP3}=2400W$	$P_{GMPP4}=845W$
	GMPP				
	Transitions	PSC1	PSC2	Uniforme	PSC4
P&O	Temps de réponse (s)	0.1	0.15	0.3	0.02
	GMPP atteint ?	Non	Oui	Oui	Oui
	Rendement η	0.9	0.94	0.96	0.94
PSO	Temps de réponse(s)	0.4	0.4	0.35	0.4
	GMPP atteint ?	Non	Non	Oui	Non
	Rendement η	0.94	0.94	0.98	0.94
M-MPT	Temps de réponse(s)	>0.1	>0.1	0.04	0.18
	GMPP atteint ?	Oui	Oui	Oui	Oui
	Rendement η	0.98	0.98	0.98	0.98

Le rendement est calculer par $\eta = \frac{P_{pv}}{P_{max}}$

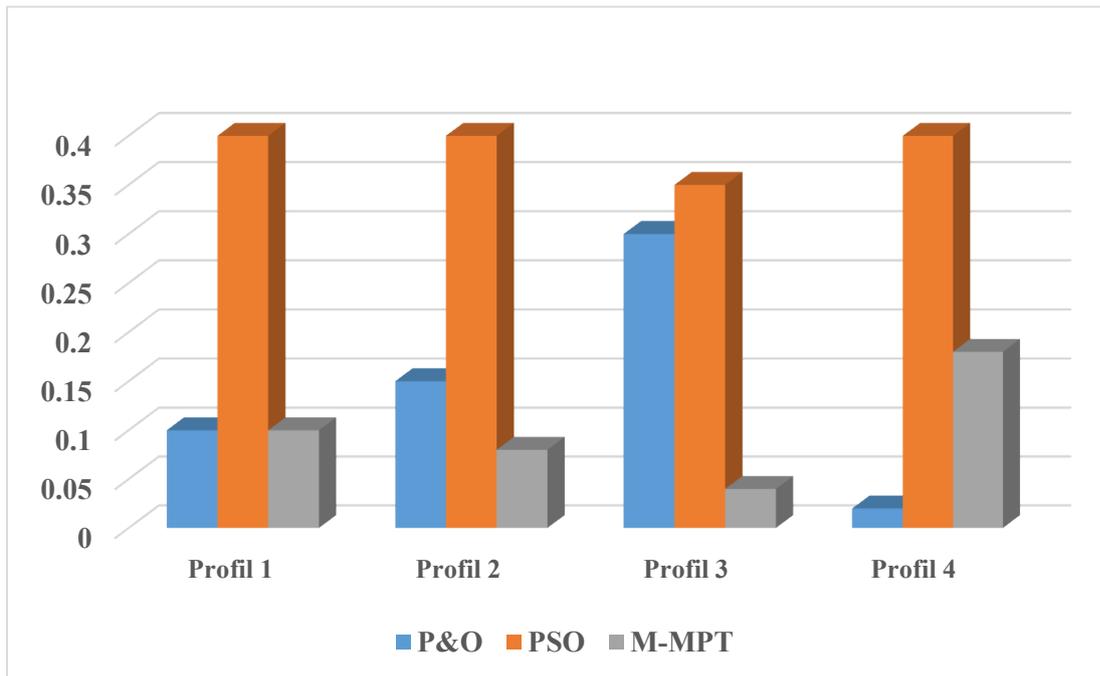


Figure 3.23: Temps de réponse des commandes MPPT réalisées pour chaque profil

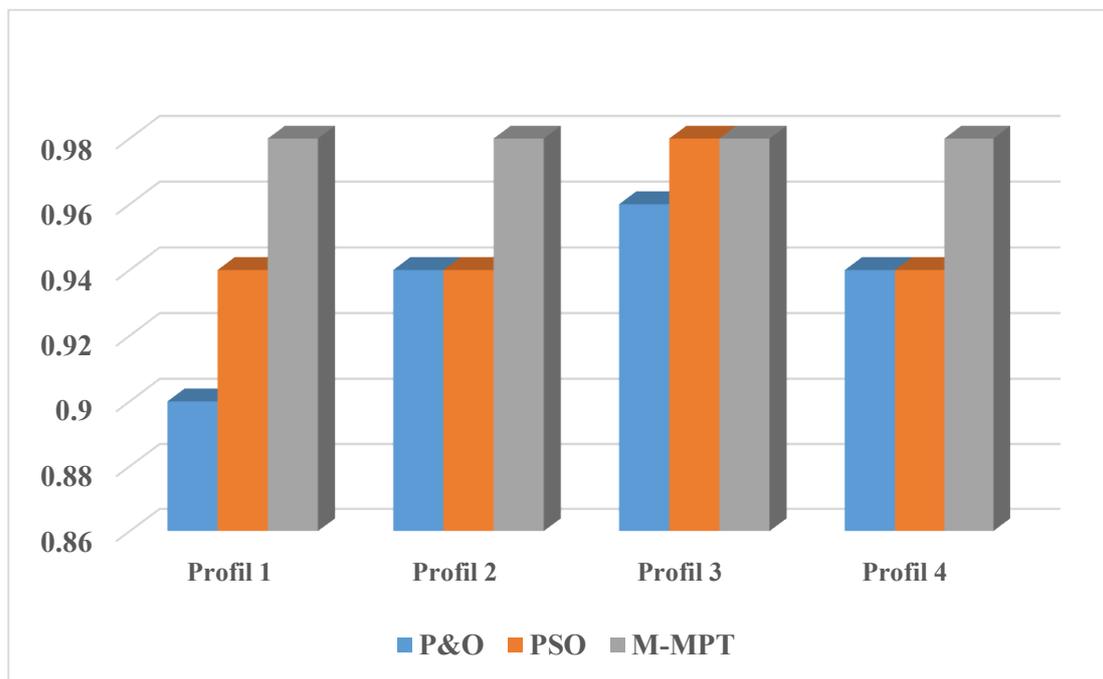


Figure 3.24: Rendements des commandes MPPT réalisées pour chaque profil

La simulation de la partie reliée au réseau est réalisée au niveau des profils 1 et 3 seulement avec l'utilisation d'une charge de 200W et un transformateur de 25KVA et un Filtre L

3.6 La tension de référence et la tension de liaison continu

La tension du bus continu est contrôlée par le régulateur de tension de sorte que la puissance disponible à partir du générateur photovoltaïque soit égale à la puissance fournie au réseau. Le signal de référence pour le contrôleur de tension et la tension de bus continue sont illustrées sur la figure 3.25. Lorsque les conditions ambiantes changent, la tension réelle de bus continue change également, mais le contrôleur de tension la ramène à la valeur souhaitée.

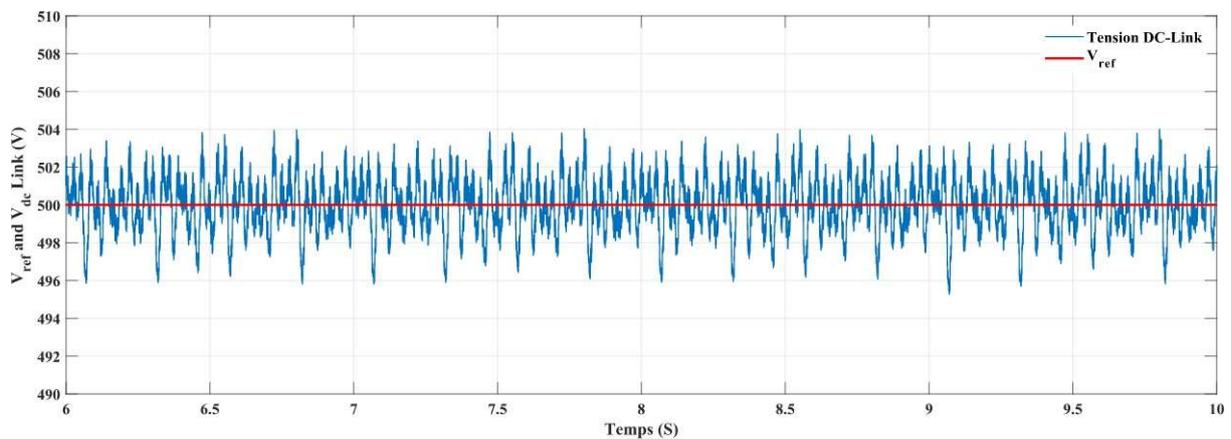


Figure 3.25: La tension de référence (rouge) et la tension de liaison DC (bleu) en régime établi

3.7 Tension de sortie du convertisseur DC/AC :

L'onduleur prend la tension du bus continue et la transforme en un signal alternatif. Ce dernier est un signal à trois niveaux. La figure 3.26 décrit la tension de sortie d'un onduleur à trois niveaux. Le signal représenté est sous forme d'impulsions dont la largeur varie en fonction de l'amplitude de l'onde sinusoïdale de référence. La fréquence fondamentale de ce signal est égale à la fréquence du réseau, qui est de 60 Hz.

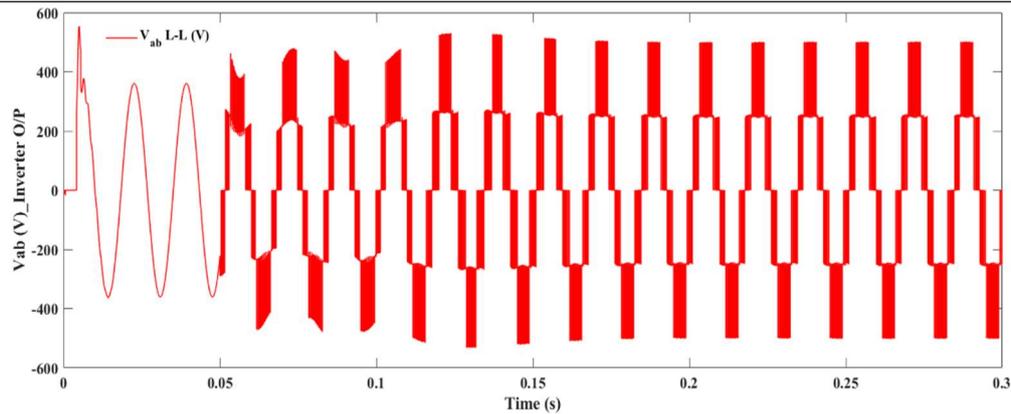


Figure 3.26: Tension entre phase à la sortie de l'onduleur de sortie de l'onduleur

3.8 La forme d'onde de la tension et le courant triphasés injectés au réseau

Après la synchronisation de la sortie de l'onduleur avec le réseau et l'utilisation d'un transformateur de 25 KVA, l'onduleur s'accroche à la tension du réseau et la forme d'onde de la tension triphasée résultante est illustrée sur la figure 3.27. Les signaux ont une fréquence de 60 Hz et une tension efficace (V_{eff}) de 20 KV.

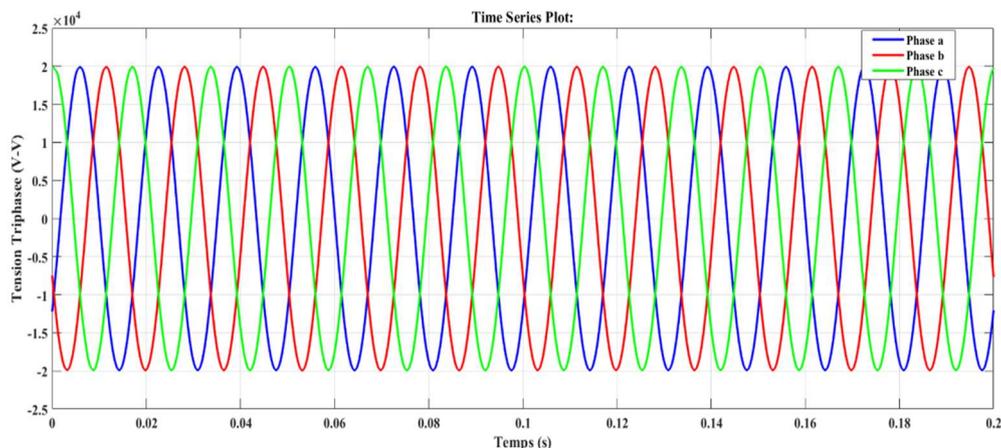


Figure 3.27: La tension triphasée injectée au réseau

Le courant triphasé injecté dans le réseau est illustré sur les figures 3.28 et 3.29. Pour le profil 3 l'intensité du courant pour chaque phase est d'environ 7.6A. Le courant diminue dès que les conditions météorologiques changent, c'est pour cela que pour le profil 1 le courant a connu une chute de 7.6A à 6.9A.

On remarque que notre courant de sortie n'est pas lisse. Ceci est due à l'utilisation d'un filtre L qui ne supprime pas entièrement les harmoniques.

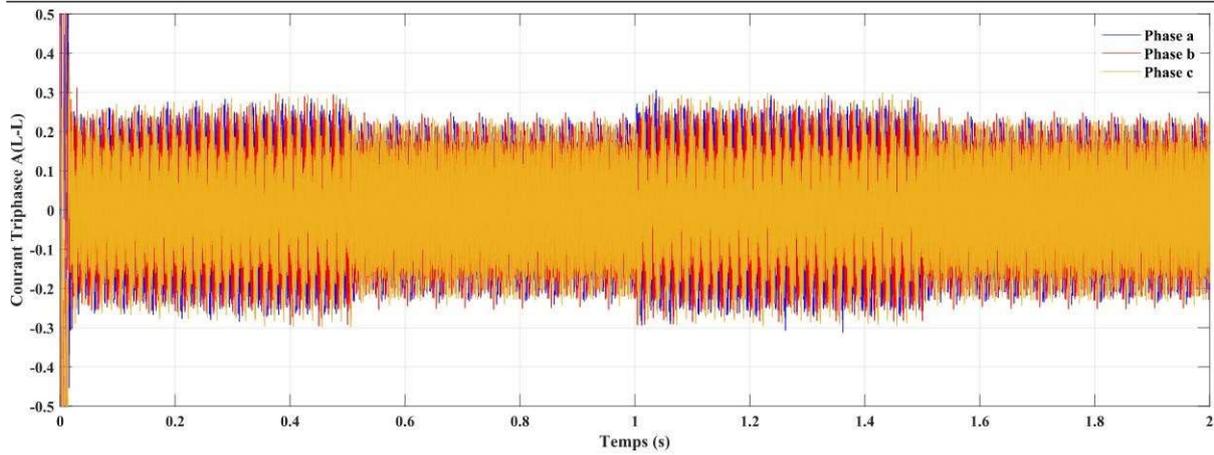


Figure 3.28: Courant triphasé injectée au réseau

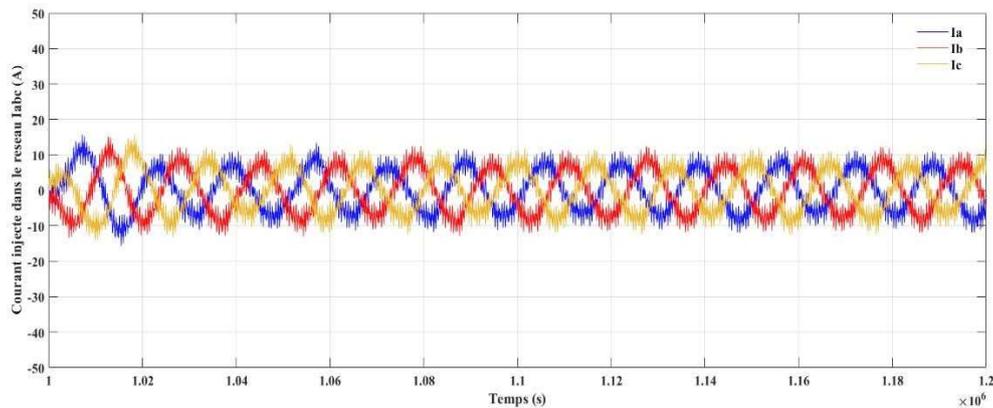


Figure 3.29: Le courant triphasé injecté dans le réseau

3.9 Puissance de sortie

La puissance totale fournie par nos panneaux est égale à 2.4KW dans les conditions standards, la puissance injectée au réseau dépend d'un profil à l'autre. La figure 3.30 représente les résultats obtenus pour les deux profils 3 et 1 respectivement. On remarque que la courbe se stabilise entre [0.1s et 0.5s] ainsi qu'entre [1s et 1.5s], elle donne une puissance maximale de 2.2KW. Par contre du temps allant de [0.5s à 1s] et [1.5s à 2s], la puissance maximale a connu une chute de 0.5Kw suite à un changement de profil (conditions météorologiques).

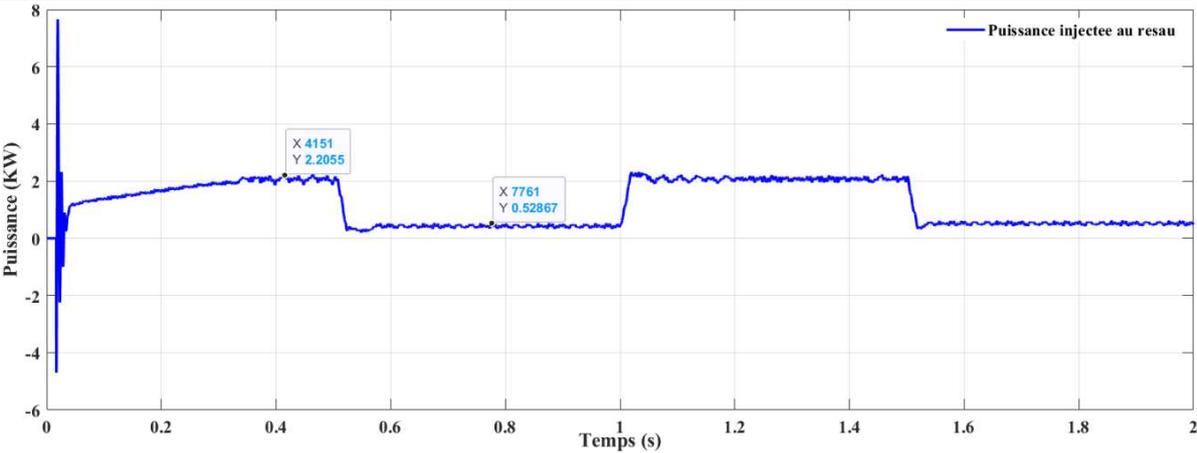


Figure 3.30: La puissance injectée au réseau

Conclusion Générale

L'étude présentée ici a exploré en détail l'optimisation d'un système photovoltaïque connecté au réseau sous ombrage partiel en utilisant des techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT). L'ombrage partiel, où une partie des modules solaires peut être couverte par des obstacles tels que des arbres, des bâtiments ou des structures environnantes, représente un défi majeur pour la performance des systèmes photovoltaïques, car il entraîne une réduction significative de la production d'énergie, ce qui a un impact direct sur la performance globale du système.

À travers cette étude, nous avons examiné différentes stratégies de commande MPPT pour maximiser le rendement énergétique dans des conditions d'ombrage. Nous avons constaté que l'utilisation de techniques avancées de suivi du point de puissance maximale, telles que la Perturbation et Observation (P&O), l'Optimisation par Essaims Particulaires (PSO), Méthode du Trapèze de Puissance Maximale Modifiée (M-MPT), et d'autres méthodes basées sur des algorithmes intelligents, permet d'optimiser la production d'énergie du système.

Les commandes MPPT ont démontré leur efficacité et limite en ajustant en temps réel les paramètres du système photovoltaïque pour s'adapter aux variations d'ensoleillement et d'ombrage. Ces commandes permettent de suivre la trajectoire du point de puissance maximale du panneau solaire, en ajustant la tension ou le courant d'entrée pour maximiser la production d'énergie, même lorsque certaines parties du système sont ombragées.

Il est important de souligner que la sélection de la commande MPPT appropriée dépend des caractéristiques spécifiques du système photovoltaïque, telles que la configuration des panneaux solaires, les caractéristiques du convertisseur et les contraintes environnementales. Une analyse minutieuse doit être réalisée pour choisir la méthode la plus adaptée à chaque situation.

En conclusion, l'utilisation de commandes MPPT dans les systèmes

Conclusion Générale

photovoltaïques connectés au réseau sous ombrage partiel permet d'améliorer considérablement la performance globale en maximisant la production d'énergie. Ces commandes offrent une solution efficace pour atténuer les effets négatifs de l'ombrage et optimiser l'utilisation des ressources solaires disponibles. Cependant, il convient de noter que l'optimisation d'un système photovoltaïque ne se limite pas uniquement à la commande MPPT, mais nécessite également une conception soignée, une planification adéquate et une surveillance continue pour assurer un rendement énergétique optimal.

Dans l'ensemble, les travaux réalisés dans ce mémoire fournissent une base solide pour la mise en œuvre de systèmes photovoltaïques connectés au réseau sous ombrage partiel avec des commandes MPPT. Les résultats obtenus peuvent contribuer à l'amélioration de l'efficacité énergétique, à la réduction des coûts et à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables dans le contexte de la transition énergétique mondiale.

Perspectives

Pour les travaux à effectuer plus tard afin d'améliorer ce travail :

- Effectuer des expériences pratiques pour vérifier les résultats de la simulation.
- Une étude comparative de différents algorithmes de contrôle et architectures matérielles est réalisée à l'aide du modèle développé.
- Effectuer des études d'analyse des défaillances du système à l'aide du modèle développé.
- Modéliser et réaliser un filtre LCL pour supprimer les harmoniques des courants.
- Améliorer la commande PSO pour annuler les pertes et avoir un meilleur rendement.