République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA
Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique



MEMOIRE DE MASTER

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Electrotechnique

Option : Réseau Electrique

Thème

Contrôle et Simulation des Systèmes PV connectés au réseau électrique

Présenté par :

YOUSFI Abderrahmane Tarek

Dirigés par :

Dr. FEKKAK Bouazza

Promotion :2020/2021

REMERCIMENT

Au commencement, grâce à ***ALLAH*** *Tout-Puissant, louez-le pour la force, la volonté, la patience et le succès grâce auxquels nous avons pu accomplir ce modeste travail, et les prières et la paix sur Son Messager, le fidèle envoyé.*

Nos remerciements les plus profonds au ***Dr.Bouazza Fekkak****pour sa suggestion et sa gestion, ainsi que pour ses efforts énormes et son soutien constant pour nous, appréciation et gratitude pour le grand confinement et la confiance accordés tout au long de notre projet de fin d'étude*

Nous aimerions témoigner notre gratitude aux professeurs et enseignants de la Faculté des Sciences et de technologie qui ont assuré notre formation universitaire

Nous adressons de même nos sincères remerciements au Président et aux membres du jury pour avoir consacré leur temps à l'étude de ce travail.

Nos remerciements spéciaux vont du fond du cœur à nos chers parents pour tout ce qui a été fait pour nous. Bien sûr, sans oublier de remercier en profondeur tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

MERCI

Dédicace

Je dédie d'abord ce modeste travail a mes parents

Yousfi fodhil et B.chafia

Pour leurs incessants encouragements, pour leur soutien durant cette période et les moyens quiils mettent a ma disposition

Leurs extrêmes exigences leur joie de vivre et leurs savoir-faire incommensurables je ferais mon maximum pour ne pas les décevoir à l'avenir

A Mes Frères : zohire et malouka

A ma sœur : lina

A mon promoteur : Ms Bouazza Fekkak

A tous Ceux Qui me sont proches et qui me sont chers.

Abderrahmane Tarek

Résumé

Ce mémoire présente l'analyse, la modélisation et le contrôle d'un système photovoltaïque (PV) connecté au réseau alimentant deux charges locales. Pour cela, les modèles moyens du convertisseur boost et de l'onduleur source de tension triphasé (3-phVSI) sont utilisés. Leur avantage en terme de vitesse de calcul permet de simplifier et d'accélérer la simulation afin de développer leurs lois de commande. Une technique de contrôle MPPT (Maximum Power Point Tracking) basée sur la mesure de fraction de Tension de Circuit Ouvert (Fractional Open Circuit Voltage) (FOCV) est modifiée et combinée à un hacheur élévateur DC-DC. L'approche de contrôle Watt-Var est présentée pour commander l'onduleur de tension triphasée (VSI 3-ph). Le modèle proposé est implémenté dans le logiciel MATLAB/Simulink et des études de simulation sont présentées. Les résultats de simulation démontrent la haute performance et la faisabilité du système proposé avec sa stratégie de contrôle.

Mot clé : Réseau, Système photovoltaïque, Convertisseur boost, MPPT, Control Watt-Var .

ملخص

يقدم هذا البحث التحليل والنمذجة والتحكم في نظام الفولتية الكهروضوئية المتصل بالشبكة والذي يوفر حملين محليين. لهذا الغرض ، يتم استخدام النماذج المتوسطة لكل من محول التعزيز وعاكس مصدر الجهد ثلاثي الأطوار .(3-phVSI) تسمح ميزتها من حيث السرعة الحسابية بتبسيط وتسريع المحاكاة من أجل تطوير قوانين التحكم الخاصة بهم. تم تعديل تقنية التحكم في تقنية التحكم في تتبع الحد الأقصى (MPPT) لجهد الدائرة المفتوحة (FOCV) ودمجها مع محول تعزيز DC-DC. تم تقديم نهج التحكم Watt-Var لعنصر التحكم 3 .VSI ph-يتم التحقق من صحة خوارزميات التحكم المقترحتين في نماذج (التبديل) التفصيلية. يتم تنفيذ النموذج المقترح في برنامج MATLAB / Simulink ويتم تقديم دراسات المحاكاة. تظهر نتائج المحاكاة الأداء العالي وجدوى النظام المقترح مع إستراتيجية التحكم الخاصة به.

الكلمات المفتاحية: الشبكة،نظامالكهروضوئية،محولالتعزيز ،MPPT،نهج التحكمWatt-Var

ABSTRACT

This work presents the analysis, modeling and control of a grid connected photovoltaic (PV) system supplying two local loads. For this purpose, the average models of both boost converter and three-phase voltage source inverter (3-phVSI) are used.Their advantage interm of computational speed allows simplifying and accelerating the simulation in order to develop their control laws. A Fractional Open Circuit Voltage (FOCV) algorithm based Maximum Power Point Tracking (MPPT) control technique is modified and combined with a DC-DC boost converter. The Watt-Var control approach is presented for the 3-ph VSI control. The proposed model is implemented in the MATLAB/Simulink software and simulation studies are presented. The simulation results show the high performance and feasibility of the proposed system with its control strategy.

Keywords: Grid, PV, Boost converter, MPPT, Watt-Var Control

SOMMAIRE

Sommaire ……...

Abréviation …….

Nomenclature…….

Liste des tableaux ……

Liste des figures ……

Introduction générale……..……1

Chapitre I : Généralités sur les systèmes Photovoltaïques

I.1 Introduction 5

I.2. Différents types de systèmes PV 5

I.2.1. Systèmes PV à couplage direct.....5

I.2.2. Systèmes PV Autonomes 6

I.2.3. Systèmes PV raccordés au réseau.....7

I.3. Structure et principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque 8

I.4. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV) 11

I.4.1. Association en série.....11

I.4.2. Association en parallèle.....12

I.4.3. Association mixte 12

I.4.4. Protection des modules PV.....13

I.5 Les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque.....14

I.5.1 Les avantages de l'énergie photovoltaïque.....14

I.5.2 Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque 14
I.6. Conclusion : 14

Chapitre II : Modélisation des composants d'un système photovoltaïque

II.1. Introduction : 17
II.2. Modélisation de la cellule solaire 17
I.2.1. Modèle à deux diodes 17
I.2.2. Modèle à une diode 18
II.3. Modélisation du GPV 19
II.3.1. Modélisation du GPV en utilisant un modèle mathématique 19
II.3.2. Modélisation du GPV en utilisant des données expérimentales 20
II.3.2.1. Qualité de l'ajustement et estimation des paramètres 23
II.3.2.2. Création du modèle du GPV Avec la table « 2D Lookup-Table » 24
II.3.3. Caractéristique courant-tension (I-V) à irradiation et température variables 24
II.3.3.1. Influence de la température 24
II.3.3.2. Influence de l'Irradiation 25
II.3.3.3. Caractéristique puissance-tension (P-V) à irradiation et température variables 25
II.4. Optimisation de l'énergie produite par GPV 26
II.4.1. Connexion via un étage d'adaptation 27
II.4.1.1. Etage d'adaptation DC-DC 28
II.4.2. Algorithmes de contrôle MPPT 30
II.4.2.1. Premières commandes MPPT 31
II.4.2.2. Commandes MPPT à algorithmes performants 32
II.4.2.3. MPPT basées sur des relations de proportionnalité 36
II.4.2.4. MPPT basées sur la logique floue 38
II.4.2.5. MPPT basées sur les réseaux de neurones 38
II.5. Conclusion 38

Chapitre III : Système photovoltaïque connectés au réseau

III.1 Introduction 40

III.2. Présentation du Système 40

III.2.1. Modélisation du convertisseur DC/AC (Onduleur) [46]. 41

III.2.1.1. Structure d'onduleur de tension triphasé 42

III.2.2. Controle de la tension du bus continu [1] 46

III.2.2.1. Réglage du contrôleur PI 46

III.2.2.2. Calcul de la tension du Bus continu 47

III.2.3. Notion de la PLL triphasée [1]. 47

III.2.4. Commande du hacheur élévateur 50

III.2.4.1.Choix de l'algorithme MPPT 51

III.2.5. Résultats de Simulation et Discussion 52

III.2.5.1. Résultats de Simulation 54

III.2.5.2. Discussion 56

III.3. Conclusion 57

Conclusion Générale ……...59

Références bibliographiques.

Liste des abréviations

PCC	Point de collecte commune (Point of Common Collecting)
PV	Photovoltaique
DC	Courant continu (Direct current)
AC	Courant Alternatif (Alternating current)
STC	Conditions de Test Standard (Standard Test Conditions)
GPV	Générateur Photovoltaique
VSI	Onduleur de Tension (Voltage Source Inverter)
INC	Incrémentation de Conductance (Incremental Conductance)
MPPT	Suivi du Point de Puissance Maximale (Maximum Power Point Tracking)
MPP	Point de puissance Maximale (Maximum Power Point)
PI	Proportional Integral Regulator
PLL	Phase Locked Loop
P&O	Perturb and Observe
FOCV	Fraction de Tension de Circuit Ouvert (Fractional Open Circuit Voltage)
FSCC	Fraction de Courant de Court-Circuit (Fractional Short Circuit Current)

NOMENCLATURE ET SYMBOLES

Lecture	Désignation	Unité
N	Facteur de non idéalité de la jonction de la diode	(-)
K	Constante de Boltzmann	(-)
n_1	Facteur de qualité de la diode 1	(-)
n_2	Facteur de qualité de la diode 1	(-)
n_s	Nombre de cellules en série	(-)
n_p	Nombre de cellules en parallèle	(-)
N_{pp}	Nombre cellules en parallèles de tous les modules	(-)
N_{ss}	Nombre cellules en séries de tous les modules	(-)
$T_{\alpha\beta}$	Transformation de Clarke	(-)
D	Rapport Cyclique	(-)
s	Opérateur de Laplace	(-)
$P(\theta_m)$	Transformation de Park	(-)
$[P(\theta_m)]^{-1}$	Transformation de Park Inverse	(-)
q	Charge de l'électron	(C)
R_{sh}	La résistance shunt	(Ω)
R_{sr}	La résistance série	(Ω)
Iph	Photo-courant	(A)
I_C	Courant de sortie	(A)
Vc	Tension de sortie	(V)
V_{oc}	Tension de circuit ouvert	(V)
I_{cc}	Courant de court-circuit	(A)
I_{01}	Courant de saturation de la diode 1	(A)
I_{02}	Courant de saturation de la diode 2	(A)
T	Température effective de la cellule	(°K)
Tref	Température de référence de la cellule	(°K)
v_{abc}	Tensions Triphasées de sortie du VSI	(V)

i_{abc}	Courants Triphasées du Réseau	(A)
e_{dq}	Composantes Direct et en Quadrature du vecteur (e) exprimé dans le repère (d,q)	(A)
v_{dq}	Composantes Direct et en Quadrature du vecteur (v) exprimé dans le repère (d,q)	(V)
$v_{\alpha\beta}$	Composantes Alpha et Beta du vecteur (v) exprimé dans le repère (α, β	(V)
i_{dq}	Composantes Direct et en Quadrature du vecteur (i) exprimé dans le repère (d,q)	(A)
u_{abc} *	Tensions Triphasées de Références pour le contrôle du VSI	(V)
u_{dq} *	Composantes Direct et en Quadrature du vecteur (u*) exprimé dans le repère (d,q)	(V)
L	Inductance du Filtre entre le système PV et le réseau	(H)
ω	Fréquance Angulaire du Réseau	$\left(\frac{\text{rad}}{\text{s}}\right)$
V_{pv}	Tension du GPV	(V)
J_{pv}	Courant du GPV	(A)
V_{LL}	Tension Composée du Réseau	(V)
G	Irradiation	$(\frac{\text{W}}{\text{m}^2})$
I_{dc}	Courant DC à la sortie du GPV	(A)
V_{dc}	Tension du Bus Continu	(V)
V_{dc}*	Tension de référence du Bus Continu	(V)
V_a	Tension de la 1ere Phase du réseau	(V)
V_m	Amplitude de la Tension du réseau	(V)
θ	Angle de phase réel de la tension de la première phase du réseau	(rd)
θ'	Angle de phase estimé détecté par PLL	(rd)
L_{in}	Inductance d′entrée du hacheur élévateur	(H)
C	Capacité de sortie du hacheur élévateur	(F)
C_{in}	Capacité d′entrée du hacheur élévateur	(F)
Vo	Tension sortie du hacheur élévateur	(V)
Vin	Tension d′entrée du hacheur élévateur	(V)
V_{mpp}	Tension au MPP	(V)
P_{max}	Puissance Maximale	(W)
P_{dc}	Puissance DC délivrée par le GPV	(W)
P	Puissance Active	(W)
Q	Puissance Réactive	(VAR)

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre I :

Tableau.I.1. Performances des différentes filières silicium……10

Chapitre II :

Tableau.II.1: Module CS5C-80M (P_{uma} ,V_{mmp}, I_{mmp} à STC)…….….21

Tableau.II.2: P_{max} et V_{mpp} pour differentes irradiation (G) (T=22°C)……..22

Tableau.II.3: Caractéristiques électriques du module PV BP Solar BP SX 150S……..24

Chapitre III :

Tableau.III.1. Parameters électriquesduModule KC200GT au STC ……...……52

Tableau.III.2. Valeurs de P_{max} et V_{mpp} pour différentes irradiation G……....52

LISTE DES FIGURES

Chapitre I :

Figure.I.1 : Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti retour……6

Figure.I.2. Installation PV autonome avec stockage……7

Figure. I.3. Installation photovoltaïque couplée au réseau sans stockage…….7

Figure.I.4. Structure d'une cellule photovoltaïque**[21]**……9

Figure.I.5. Caractéristique I(V) d'une cellule PV……10

Figure I.9. Caractéristique résultante d'un groupement de ns cellules en série……...12

Figure I.10. Caractéristique résultante d'un groupement de np cellules en parallèle……..12

Figure.I.11. Caractéristique résultante d'un groupement mixte……..13

Figure.I.12. Architecture d'un panneau PV avec diodes de protection et activation de la diode by-pass lors de la défaillance d'une cellule……..13

Chapitre II :

Figure.II.1. Modèle électrique équivalent à deux diodes de la cellule PV……17

Figure.II.2. Modèle électrique équivalent à une diode de la cellule PV……...18

Figure II.3. Modèle électrique équivalent simplifié de la cellule PV……18

Figure.II.4. Schéma équivalent d'un GPV…….20

Figure.II.5. Etapes pour la création du modèle de Simulation……..21

Figure.II.6. Graphe 2 D de la fonction I=f(V)…….21

Figure.II.7. Graphe en 3 D de la fonction I=f(V,G)…….....23

Figure.II.8. Modèle Simulink du PVG avec le bloc « 2D-Lookup Table »…….24

Figure II.3. Courbes (I-V) pour une température variable et un ensoleillement de1kW /m^2..25

Figure.II.10. Courbes (I-V) pour un ensoleillement variable et une température de 25°C.....25

Figure.II.11. Courbes (P-V) pour une température variable et un ensoleillement de1 kW /m^2.....
.26

Figure.II.12. Courbes (P-V) pour un ensoleillement variable et une température de 25°C…26

Figure.II.13. Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe……27

Figure.II.14. Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation…….28

Figure.II.15. Schéma de base d'un convertisseur Boost……29

Figure.II.16. Convertisseur Boost durant l'état On…….29

Figure.II.17. Convertisseur Boost durant l'état Off……..30

Figure.II.18. Chaîne de conversion PV contrôlée par une commande MPPT……...31

Figure.II.19. Principe de la première commande MPPT numérique…….32

Figure.II.20. Relation entre la puissance et le rapport cyclique……32

Figure.II.21. Algorithme de la commande Hill Climbing…….33

Figure.II.22. Caractéristique puissance-tension d'un panneau PV……33

Figure.II.23. Algorithme de la méthode P&O **[43]**……34

Figure.II.24. Signe de dP/dV à différentes positions sur la courbe caractéristique P-V du GPV…….35

Figure.II.25. Algorithme d'incrémentation de la conductance…….……..36

Figure.II.26. Caractéristique des courbes (I,V) et (P,V)……37

Chapitre III :

Figure.III.1. Bloc général du système PV connecté au réseau……40

Figure.III.2. Symboles du convertisseur DC-AC triphasé……..41

Figure.III.3. Structure d'un onduleur triphasée **[46]**……42

Figure.III.4. Onduleur triphasé connecté au réseau……..43

Figure.III.5. Système de contrôle à découplage……..44

Figure.III.6. Diagramme de la stratégie de contrôle du système PVconnecté au réseau**[1]**..45

Figure.III.7. Diagramme du controle de la tension du Bus continu……...46

Figure.III.8. Schéma fonctionnel de base d'une PLL……..48

Figure.III.9. Structure de la PLL triphasée……..48

Figure.III.10. Topologie du hacheur élévateur avec l'Universal bridge…….50

Figure.III.11. Algorithme Modifié sur la base de l'algorithme FOCV…….51

Figure.III.12. Profils d'Irradiation et de Température……..53

Figure.III.13. Tension et Puissance du coté continu…….....53

Figue.III.14. Tensions et Puissances du réseau et de l'onduleur…….55

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction Générale

La consommation mondiale d'énergie électrique augmente de manière exponentielle et pour répondre à cette demande croissante, il est nécessaire d'installer autant de centrales électriques. Mais comme les réserves de combustibles fossiles contribuent au réchauffement de la planète et il n'est qu'une question de temps avant qu'elles s'épuisent, de nombreux pays examinent actuellement leurs politiques énergétiques nationales et cherchent à adopter d'autres solutions **[1] [2].** Les énergies renouvelables font partie des sources d'énergie qui offrent un autre moyen d'éviter cette échéance en matière d'énergie fossile. Elles devraient également jouer un rôle important en tant que source d'énergie électrique verte dans les futures demandes en énergie **[3][4].**Parmi ces différentes sources d'énergie renouvelables, on trouve les systèmes de production d'énergie Photovoltaïque (PV). L'une de ses applications les plus importantes est le système PV connecté au réseau.

Une solution typique serait de développer un système PV connecté au réseau électrique, qui sera à la fois à la portée du consommateur et contribue à la stabilité et à la qualité du système électrique de distribution**[1].**

Cependant, ces systèmes, une fois connectés au réseau posent généralement deux problèmes. Le premier est la réalisation de contrôleurs afin de maximiser leurs puissances délivrées quelles que soient les conditions climatiques ou les variations de charge**[4][5][6].** Le deuxième problème est la synchronisation avec le réseau de distribution électrique **[7][8][9].**

Dans ce mémoire on va décrire les performances dynamiques des systèmes PV connectés au réseau. On se limitera principalement aux systèmes PV de petites tailles connectés à un réseau de distribution électrique via le PCC.

En outre, des efforts considérables ont été déployés pour contrôler ce genre de systèmes. Les structures de stratégies de contrôle les plus courantes appliquées aux onduleurs de tension triphasée (3-ph VSI) utilisés dans ces systèmes, sont basées sur le contrôle de l'angle de puissance (PAC), également appelé contrôle de l'angle de tension(VAC) **[8].** Contrôle de tension orientée(VOC) **[3][4].** Contrôle PQ**[10][11][12]**.Ou encore contrôle du courant découplé **[7][13]**.

Un autre contrôle actif utilisant une approche nommé « backstepping adaptative au système non linéaire »a été présenté dans **[5]**.L'approche de contrôle des puissances actives et réactives découplées (Watt-Var) **[14][15][9][1]**. est optée dans notre recherche. Cette approche vise à injecter une puissance active maximale et une puissance réactive nulle dans le

réseau de distribution afin d'obtenir un facteur de puissance unitaire **[5][16][17]**. En outre, cette commande permet au (3-ph VSI) de conserver une tension constante du bus continu et de la transformer en une tension alternative adaptée aux paramètres du réseau électrique **[9].** En ce qui concerne le contrôle du hacheur, un algorithme basé sur la mesure de la fraction de la tension de circuit ouvert (FOCV) qu'on a développé et modifié est proposé comme une technique MPPT. Cette dernière est utilisée afin de forcer le PVG à fonctionner à son point de puissance maximale (MPP)**[1]**. La boucle à verrouillage de phase triphasé (3-ph PLL) est utilisée pour assurer la synchronisation avec le réseau**[14][18][19][8][20]**.

CHAPITRE I

GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES

I.1 Introduction

Les systèmes PV connectés au réseau sont devenus aujourd'hui essentiels pour compléter voire remplacer la production d'énergie conventionnelle dans les pays industrialisés ou en voie de développement **[3] [4]**. Cette participation des systèmes PVconnectésauréseauaaugmenté principalement à cause des effets environnementaux défavorables des sources d'énergie conventionnelles **[2]**. En plus, le système PV connecté au réseau constitue l'une des solutions la plus convenable aux besoins énergétiques dans le futur sur le plan pratique**[21].**

On distinct deux types d'installations connectées au réseau:

- Installation centralisée : Génération de la puissance PV à grande échelle centralisée dans les stations de puissance PV **[22] [23]**.
- Installation décentralisée : Génération de puissance distribuée dans les unités situées directement dans le lieu du consommateur **[24] [25] [26] [1]**.

Concernant l'installation décentralisée, la topologie la plus utilisée d'un point de vue économique (dimensionnement) et technique (loi de commande), c'est la configuration à bus DC qui sert d'intermédiaire entre l'hacheur et l'onduleur. Cette configuration assure le contrôle de la puissance générée par le GPV en dépit des perturbations du réseau **[26]**. Le système de contrôle pour une telle configuation, peut être subdivisé sur les deux convertisseurs DC-DC et DC-AC, ce qui facilite par conséquence la synthèse des lois de commande **[21]**.

I.2. Différents types de systèmes PV

Un système photovoltaïque (PV) est un ensemble de composants conçus pour produire de l'électricité pour de nombreux usages, à partir du rayonnement solaire.

L'ensemble de ces composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs AC ou DC determine le type du système PV**[27]**. On distingue plusieurs types de couplages :

I.2.1. Systèmes PV à couplage direct

Actuellement, il reste encore beaucoup d'applications où une des charges est alimentée directement par le générateur PV (GPV) Figure.I.1. Ce choix est principalement lié à la simplicité de l'opération **[28]**.

Lorsque la batterie est en période de charge ou déjà chargée, la tension de la batterie a tendance à dépasser la tension délivrée par le GPV. Le courant passerait alors de la batterie vers le GPV et cela pourrait l'endommager. C'est pourquoi on met une diode qui bloque le passage du courant et ce, lorsque le système ne comprend que le GPV et la batterie. Cette diode empêche aussi la décharge de la batterie lorsque l'ensoleillement est faible. Cependant, l'inconvénient de cette configuration, est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou de réglage de la tension de la batterie.

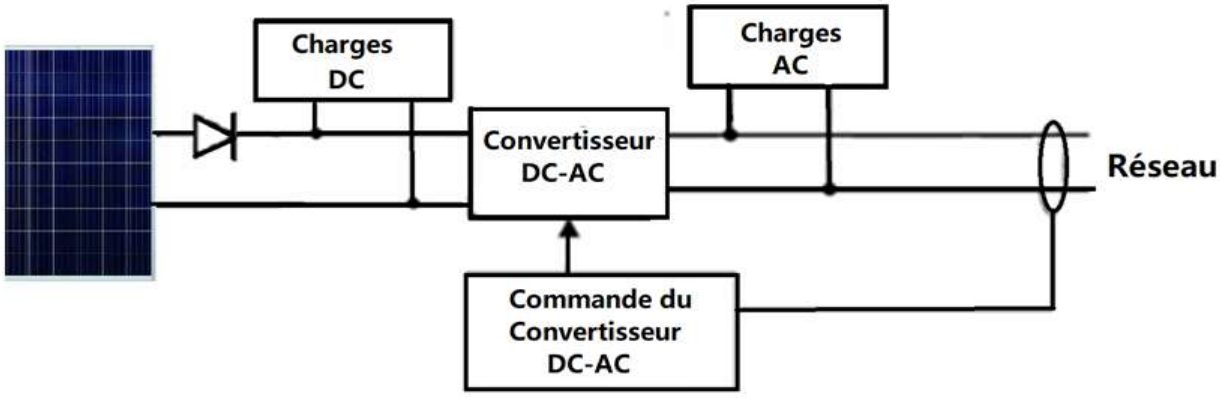


Figure.I.1. *Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti retour.*

I.2.2. Systèmes PV Autonomes

Les systèmes PV autonomes ne sont pas raccordés au réseau électrique. Ils sont utilisés de façon autonome, avec des génératrices diesel ou des éoliennes et sont complètement indépendants du réseau électrique. Des batteries sont très importantes pour de tels systèmes. Un groupe de batteries est utilisé pour stocker l'énergie excédentaire qui n'est pas utilisée par l'onduleur. L'énergie stockée peut être utilisée à tout autre moment lorsque le champ PV ne fournit plus d'énergie **[29]**. Ce type de système est généralement installé chez les particuliers (à petite échelle), ou dans les zones rurales où il n'existe pas de raccordement au réseau. Cependant, ces systèmes comportent quelques inconvénients :

- Les systèmes PV autonomes ne peuvent produire de l'électricité que pendant la journée, une source alternative est nécessaire pour la nuit ou les jours de faible irradiation solaire ;
- L'énergie peut être stockée dans des batteries, mais cette application est limitée par le coût et la disponibilité des batteries, leur maintenance et leur faible durée de vie ;

- ❖ Les systèmes PV autonomes dépendent des conditions météorologiques. Ainsi, si l'on a plusieurs jours successifs défavorables à la production d'électricité, le consommateur risque également d'être privé d'électricité lorsque son dispositif de stockage sera complètement déchargé. Au contraire, si les conditions sont favorables à la production et que toute la capacité de stockage est totalement utilisée, il doit arrêter de produire et donc délester sa production.

La chaîne de conversion d'une installation PV autonome est donnée par la Figure.I.2.

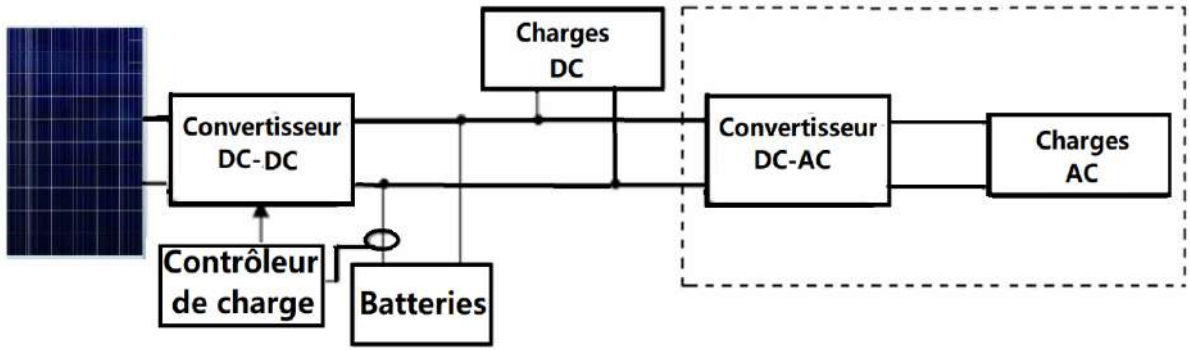


***Figure.I.2**. Installation PV autonome avec stockage.*

I.2.3. Systèmes PV raccordés au réseau

La Figure.I.3 illustre un système PV connecté au réseau. Le réseau influe sur le fonctionnement de ces systèmes. Il n'est pas nécessaire d'utiliser des batteries, car l'électricité excédentaire peut être injectée dans le réseau **[1] [4] [30] [31]**. Les systèmes PV raccordés au réseau installés dans des habitations et disposant d'une capacité égale au moins à 10 kW suffisent aux besoins de la plupart des consommateurs. La puissance supplémentaire produite par le champ PV étant injectée dans le réseau. Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau **[1] [9].** Un contrat est nécessaire entre le consommateur et le fournisseur d'électricité avant que le système PV ne soit raccordé au réseau public. Un tel système peut aussi intégrer un système de stockage comme présenté dans **[31]**.

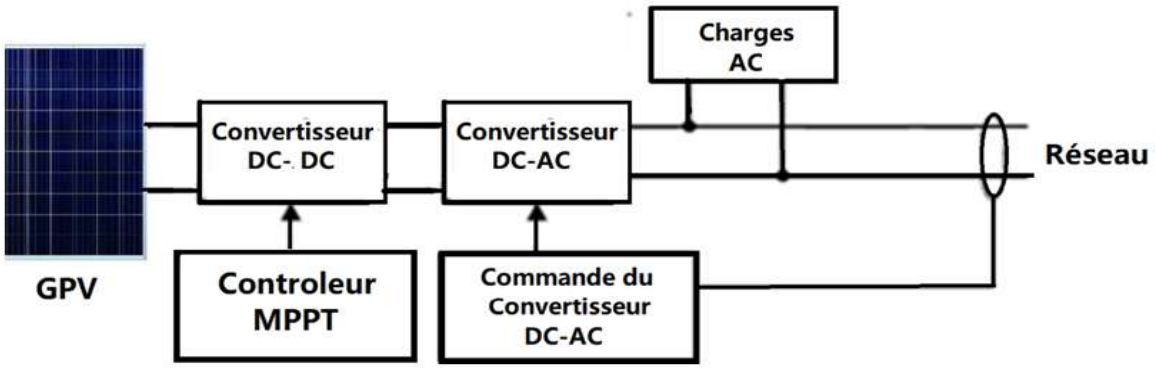


Figure. I.3. *Installation photovoltaïque couplée au réseau sans stockage.*

Le principal avantage des systèmes couplés au réseau est qu'ils permettent de revendre l'énergie produite et non consommée sur place au fournisseur du réseau. Par contre, l'onduleur dans ses versions les plus économiques ne peut fonctionner qu'en présence du réseau, une éventuelle panne de ce dernier désactive entièrement le système de production.

On distingue deux types de structures connectées au réseau :

- Les systèmes à connexion directe au réseau qui est constituée d'un GPV connecté au réseau électrique à l'aide d'un onduleur. Il existe dans la littérature de nombreux exemples **[32] [33]**.
- Les systèmes à bus continu intermédiaire, où Le GPV est connecté à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur DC-DC. Un filtre est placé à la sortie de l'onduleur et ce, pour réduire le taux d'harmoniques (THD) de la tension modulée délivrée par cet onduleur. L'injection de la puissance produite se fait par la détection de l'angle de phase et l'amplitude de la tension du réseau électrique, qui peuvent être estimés à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase (PLL) **[34] [1]**.

I.3. Structure et principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque (PV), aussi appelée photopile, est la juxtaposition de deux semi-conducteurs, l'un dopé P et l'autre dopé N. À la jonction des deux couches se forme un champ électrique. Sous un ensoleillement plus ou moins important, les photons ou grains de lumière, venant avec une énergie suffisante entrent en collision avec les atomes du cristal. Ils parviennent à faire passer les électrons de la bande de valence à la bande de conduction du matériau semi-conducteur, créant ainsi des paires d'électrons-trous. Ceux-ci, sous l'effet de la barrière de potentiel, vont s'accumuler sur chacune des faces extérieures des zones P et N **[35] [36].**

Ainsi, une différence de potentiel entre les deux faces de la cellule est créée. Les grilles métalliques à l'avant et à l'arrière de la cellule PV collectent les électrons et les trous qui vont donc fournir à un circuit extérieur le courant électrique produit **[37].** Si le photon est très énergétique, il ne peut tout de même extraire qu'un seul électron. L'énergie excédentaire est perdue en chaleur.

La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode, tandis qu'une plaque métallique (contact arrière) recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode. La Figure.I.4 illustre la constitution d'une cellule PV en silicium.

Comme pour le cas d'une diode classique, une cellule PV peut donc être réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée positivement et l'autre dopée négativement. Entre les deux zones se développent une jonction PN avec une barrière de potentiel.

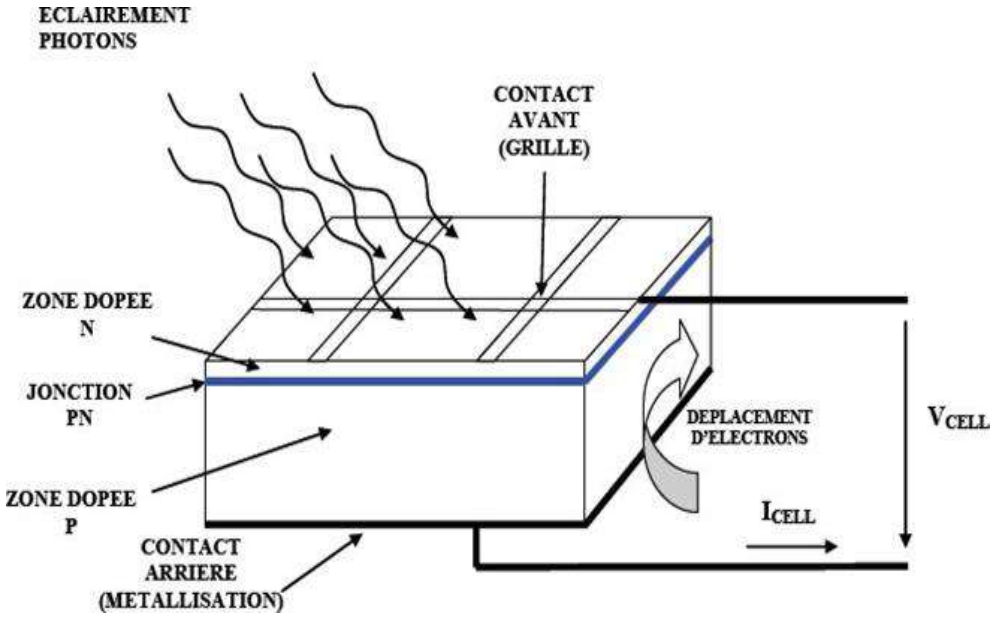


Figure.I.4. *Structure d'une cellule photovoltaïque* ***[21].***

Lorsque les photons sont absorbés par la cellule, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des paires électrons-trous. Ceci crée alors une différence de potentiel (de 0.6 à 0.8 Volt) entre les deux couches que l'on peut mesurer entre les bornes positives et négatives de la cellule, nommée tension de circuit ouvert (V_{co}) fortement dépendante de la température. Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, ce courant est nommé courant de court-circuit (I_{cc}) dépendant fortement du niveau d'éclairement (E). A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6V pour un courant nul. La **Figure.I.5** illustre la caractéristique non linéaire I(V)

d'une cellule PV à base de silicium pour un éclairement et une température donnée, avec la présence d'un point de puissance maximal (PPM) caractérisé par sa tension et son courant optimaux (V_{mpp} et I_{mpp}) **[38].**

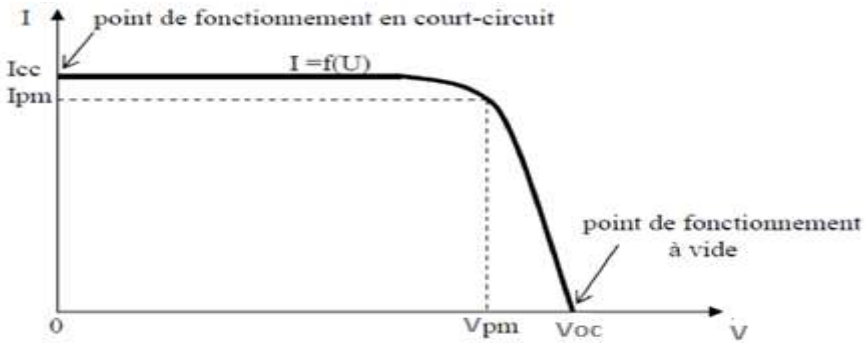


Figure.I.5. *Caractéristique I(V) d'une cellule PV.*

Différents types de technologies de fabrication des cellules photovoltaïques existent sur le marché, en effet, les cellules photovoltaïques basées sur le silicium cristallin dominent le marché avec plus de 90%. On distingue deux catégories des cellules fabriquées à partir du silicium cristallisé, celles à partir de silicium monocristallin et celles à partir de silicium poly-cristallin. Le silicium monocristallin est plus cher que le silicium poly-cristallin mais de rendement plus élevé. Le silicium est aussi utilisé dans la technologie dite amorphe, lors de sa transformation, le silicium produit un gaz, qui sera projeté sur une feuille de verre. Ce type de cellules présente l'avantage d'être intégré sur des supports souples ou rigides, il est utilisé généralement pour les calculatrices et les montres. Le Tableau.I.1 montre les performances des différentes filières silicium qui sont actuellement sur le marché.

Tableau.I.1. *Performances des différentes filières silicium.*

Technologie	**Rendement typique**	**Influence de la température**	**Taux de dégradation**
Monocristallin	12 à 16 %	-0.442% par °C	ır an
Poly-cristallin	11 à 14 %	-0.416% par °C	-0.35% par an
Amorphe	6 à 7 %	-0.175% par °C	ır an

Dans la suite, on cite d'autres types de cellules photovoltaïques qu'on peut rencontrer, telles que :

- La cellule photovoltaïque multi-jonction : Ces cellules sont constituées de plusieurs couches minces associant de matériaux semi-conducteurs. Par exemple, Une cellule triple jonction est constituée des semi-conducteurs GaAs (arséniure

de gallium), Ge (germanium) et GaInP2 (Phosphure d'indium gallium). Le rendement des cellules multi-jonction est très élevé, il dépasse parfois les 40% ; à cause de leur coût de fabrication très élevé, ces cellules sont généralement utilisées dans les applications spatiales.

- La cellule photovoltaïque CIGS : La technique consiste à déposer un matériau semi- conducteurà base de cuivre,d'indium,de galliumet de séléniumsur un support. Ces nouvelles techniques de haute performance utilisent des métaux rares comme l'indium dont la production mondiale est faible, ce qui rend le coût de fabrication élevé.
- La cellule photovoltaïque organique : Les cellules photovoltaïques organiques sont des cellules dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Le rendement de ces cellules est encore inférieur à 3% mais leur coût est faible à cause du faible prix de la matière première.

I.4. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV)

Dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m² ; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150cm² est d'environ 2.3W sous une tension de 0.5V. Cette faible puissance est insuffisante pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Le générateur PV (ou champ PV) est donc constitué de panneaux photovoltaïques constitués de modules identiques. Lorsque les modules sont assemblés en série, les tensions s'additionnent ; alors que si elles sont montées en parallèle, les courants s'additionnent. Ces modules doivent avoir les mêmes caractéristiques.

I.4.1. Association en série

Dans un groupement de n_s cellules en série, la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, alors que le courant traversant les cellules reste le même. La Figure.I.6montre la caractéristique résultante (Icc_{ns},Vco_{ns}) .

Avec : $I_{cc_{ns}} = I_{cc}\ et\ V_{co_{ns}} = n_s * V_{co}$

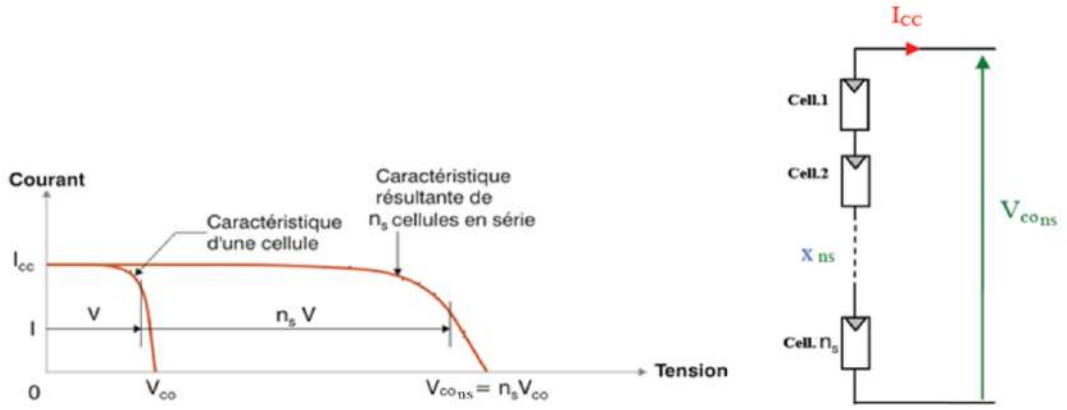


Figure I.6. *Caractéristique résultante d'un groupement de ns cellules en série.*

I.4.2. Association en parallèle

Dans le cas d'un groupement de n_p cellules en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par l'addition des courants. La Figure.I.7illustre la caractéristique résultante.

Avec : $I_{cc_{np}} = n_p * I_{cc}$ *et* $V_{co_{np}} = V_{co}$

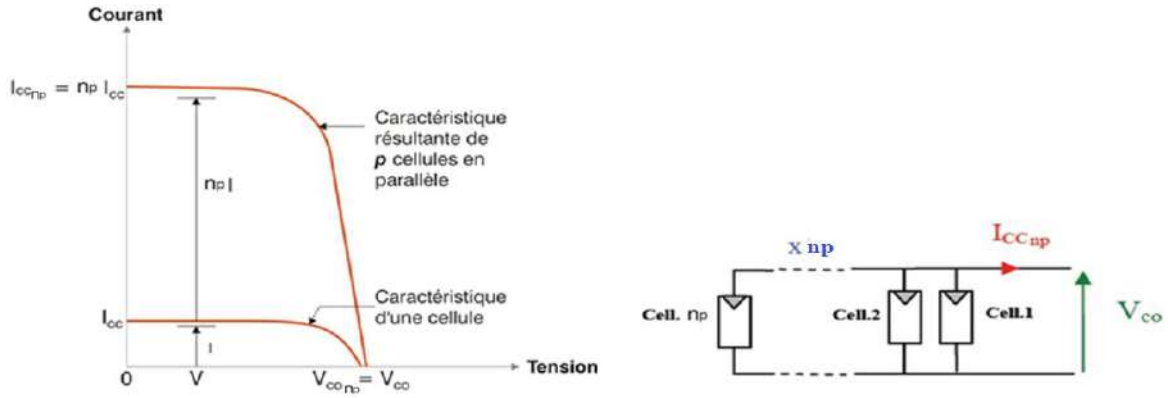


Figure I.7. *Caractéristique résultante d'un groupement de np cellules en parallèle.*

I.4.3. Association mixte

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules photovoltaïques regroupés par panneaux photovoltaïques Figure.I.8. La caractéristique électrique globale courant/tension du GPV se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des cellules élémentaires supposées identiquesqui lecomposent par deux affinités de rapport Ns parallèlement à l'axe des tensions et de rapport Np parallèlement à l'axe des courants, ainsi que l'illustre la Figure.I.11, ns et np étant respectivement les nombres de cellules en série et en parallèle **[39].**

Avec **:**

I_{gcc}= n_p*I_{cc}: Courant de court-circuit du module résultant ;

V_{gco}=n_s*V_{co} : Tension du circuit ouvert du module résultant.

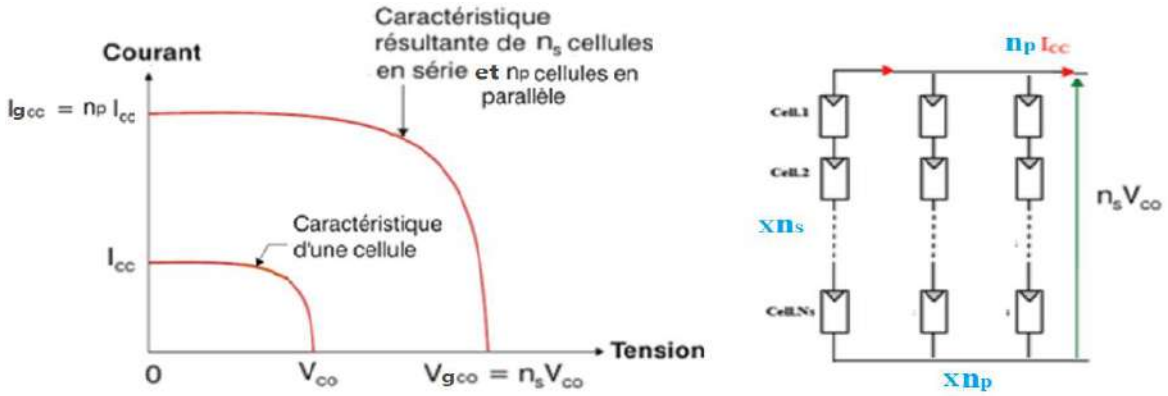


Figure.I.8. *Caractéristique résultante d'un groupement mixte*

I.4.4. Protection des modules PV

Une installation photovoltaïque est destinée à produire de l'énergie électrique pendant des années, il est donc indispensable d'ajouter des protections électriques aux modules pour éviter des défauts destructeurs liés à l'association en série et en parallèle des cellules. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés **[39].**

La diode anti-retour empêche la circulation d'un courant négatif dans les GPV lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle. Cette diode est indispensable lorsque la charge est une batterie pour qu'elle ne débite pas sur le module PV pendant la nuit.

Les diodes by-pass servent à isoler un ensemble de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène pour éviter l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées.

La Figure.I.9montre l'architecture d'un panneau photovoltaïque avec les diodes de protection, et la mise en évidence du courant de circulation dans le cas de la défaillance d'une cellule.

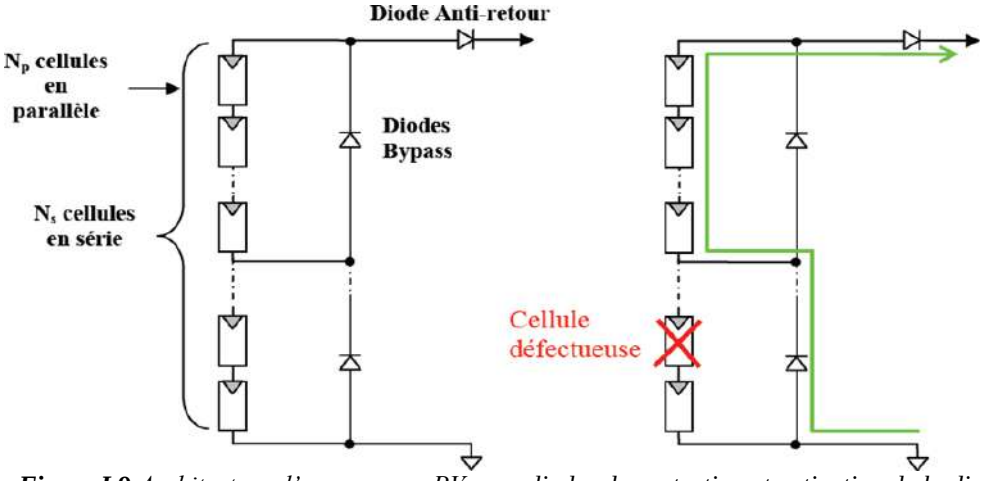


Figure.I.9.*Architecture d'un panneau PV avec diodes de protection et activation de la diode by-pass lors de la défaillance d'une cellule.*

I.5 Les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque

I.5.1 Les avantages de l'énergie photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque offre de multiples avantages:

- ✓ La production de cette électricité renouvelable est propre. Elle n'est pas toxique.
- ✓ Les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables.
- ✓ L'énergie photovoltaïque est particulièrement attractive pour les sites urbains, dus à leur petite taille, et leur opération silencieuse.
- ✓ La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville.
- ✓ L'électricité photovoltaïque est produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur.
- ✓ Les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux pires conditions climatiques (notamment à la grêle).
- ✓ La durée de vie des panneaux photovoltaïques est très longue. Certains producteur garantissent les panneaux solaires pour une durée de 25 ans

I.5.2 Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque

- ✓ Production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement, toujours variable.
- ✓ Le coût très élevé.
- ✓ Faible rendement de conversion.
- ✓ S'il faut stocker l'énergie avec des batteries, le coût de l'installation augmente.
- ✓ Pollution à la fabrication.

Malgré ces inconvénients, le marché photovoltaïque ne cesse pas de trouver des applications et de s'agrandir. En plus, la technologie photovoltaïque est dans un processus de maturation dans laquelle les inconvénients pourraient s'attendrir, surtout en ce qui concerne les coûts de fabrication.

I.6. Conclusion :

Ce chapitre s'est consacré à présenter les différents composants d'un système photovoltaïque. On a étudié le principe de l'effet photovoltaïque, la cellule PV et ses paramètres. Ensuite on a fait un rappel sur les systèmes PV et leurs performances.

La configuration à bus DC qui sert d'intermédiaire entre le hacheur et l'onduleur est la plus simple dans le cas des systèmes PV à consommation réduite. Les lois de commande dédiées assurent le contrôle de la puissance générée par le GPV en dépit des perturbations du réseau. En effet, le système de contrôle pour une telle configuration, peut être subdivisé sur les deux

convertisseurs DC-DC et DC-AC, ce qui facilite par conséquence la synthèse de leurs lois de commande.

CHAPITRE II

MODÉLISATION DES COMPOSANTS D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE

II.1. Introduction :

La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. A ce niveau, la condition qui s'impose c'est de connaître les critères d'entrées (donnée de base) c'est à-dire les données météorologiques au site, les données relatives aux utilisateurs, et les données relatives aux équipements. Dans ce chapitre, nous représenterons d'abord le modèle d'un générateur photovoltaïque, le modèle de l'hacheur et l'onduleur et en fin du réseau.

II.2. Modélisation de la cellule solaire

Pour développer un modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque, il est nécessaire de faire un choix judicieux des circuits électriques qui le constituent et de comprendre la configuration physique et les caractéristiques électriques des éléments de la cellule. Dans la suite nous présentons deux modèles d'une cellule photovoltaïque, à savoir le modèle à deux diodes et le modèle à une diode.

I.2.1. Modèle à deux diodes

La Figure.II.1représente le circuit équivalent d'une cellule solaire, réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes de courants de saturation I_{01} et I_{02} et de facteurs de diode n_1 et n_2, une source de courant produisant le courant de court-circuit de la cellule qui dépend de l'éclairement solaire. La résistance série R_{sr} tient compte de la résistivité du matériau et du contact semi-conducteur-métal. Sa valeur peut être déterminée par l'inverse de la pente de la caractéristique $I_c(V_c)$ pour la tension à circuit ouvert V_{co}. La résistance shunt R_{sh} traduit la présence d'un courant de fuite dans la jonction.

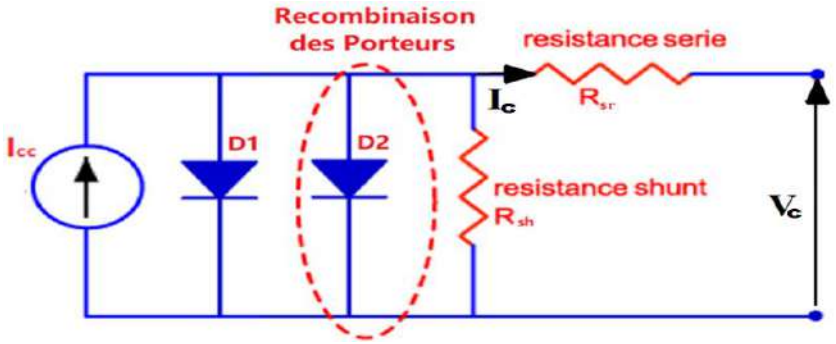


Figure.II.1. *Modèle électrique équivalent à deux diodes de la cellule PV.*

Le courant I_c délivré par la cellule est donné par l'expression suivante **[40]** :

$$I_c = I_{cc} - I_{01}\left[e^{q\left(\frac{V_c+I_c.R_{sr}}{n_1 k.T}\right)} - 1\right] - I_{02}\left[e^{q\left(\frac{V_c+I_c.R_{sr}}{n_2 kT}\right)} - 1\right] - \frac{V_c+I_c.R_{sr}}{R_{sh}} \textbf{(II.1)}$$

I.2.2. Modèle à une diode

La cellule photovoltaïque est aussi représentée par le modèle « standard » à une diode. Ce modèle comporte une diode en moins par rapport au modèle à deux diodes comme le montre la Figure.II.2**[38].**

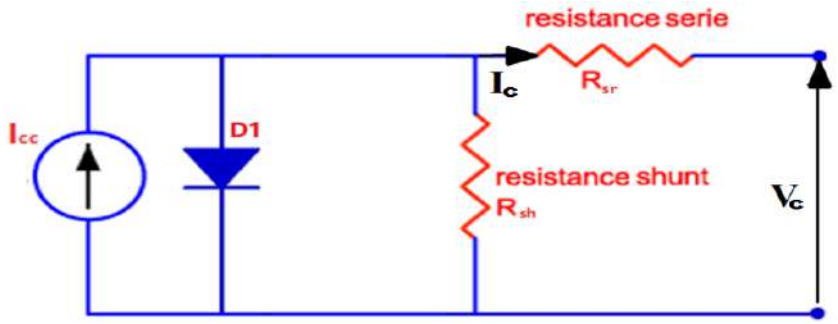


Figure.II.2. *Modèle électrique équivalent à une diode de la cellule PV.*

L'expression du courant I devient alors :

$$I_c = I_{ph} - I_{01}\left[e^{q\left(\frac{V_c+I_c.R_{sr}}{n_1 k.T}\right)} - 1\right] - \frac{V_c+I_c.R_{sr}}{R_{sh}} \textbf{(II.2)}$$

La résistance shunt (R_{sh}) est très grande par rapport à la résistance série (R_{sr}), son effet est donc très faible de telle sorte que l'on peut la négliger. Ce modèle qui est largement utilisé, devient plus simple à étudier. Figure II.3 illustre le modèle simplifié de la cellule photovoltaïque **[39].**

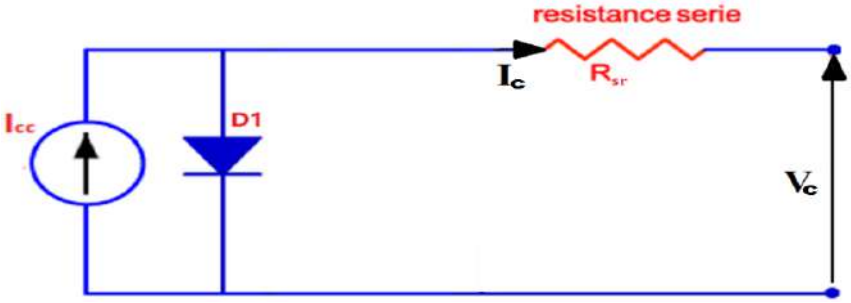


Figure II.3. *Modèle électrique équivalent simplifié de la cellule PV.*

L'équation **(II.2)** devient alors :

$$I_c = I_{cc} - I_{01}[e^{q\left(\frac{V_c+I_c.R_{sr}}{n_1 k.T}\right)} - 1] \textbf{(II.3)}$$

Au début, on calcule le courant de court-circuit à une température T de la cellule :

$$I_{cc}(T) = I_{cc}(T_{ref}).[1 + \alpha.(T - T_{ref})] \qquad \textbf{(II.4)}$$

Le courant de court-circuit I_{cc} est proportionnel à l'intensité de l'ensoleillement, son expression pour un ensoleillement donné (E) est comme suite :

$$I_{cc}(E) = \left(\frac{E}{E_0}\right) I_{cc}(E_0) \approx I_{ph}(E) \textbf{(II.5)}$$

Le courant inverse de saturation (I_{01}) de la diode à la température de référence (T_{ref}) est donné par :

$$I_{01} = \frac{I_{cc}(T)}{[e^{\frac{qV_{co}(T)}{n_1 kT}} - 1]} \textbf{(II.6)}$$

La tension à circuit ouvert est donnée par l'expression suivante :

$$V_{co}(T) = V_{co}(T_{ref}).\left[1 + \beta.\left(T - T_{ref}\right)\right] \textbf{(II.7)}$$

La tension à circuit ouvert est la tension pour laquelle le courant débité par la cellule est nul, elle est déduite de **(II.6)**.

$$V_{co}(T) = \frac{n_1 KT}{q} \ln\left(\frac{I_{cc}(T)}{I_{01}} - 1\right) \textbf{(II.8)}$$

Le courant de saturation de la diode est donné par l'expression suivante :

$$I_0(T) = I_o(T_{ref})\left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{n}} . e^{\frac{-qE_g}{n_1 k}\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)} \textbf{(II.9)}$$

La résistance série (R_{sr}) du module PV à un grand impact sur la pente de la courbe I-V, par conséquence la valeur de R_{sr} est calculée en évaluant la pente dI_c/dV_c de la courbe I-V au point V_{co}. L'expression de R_{sr} est obtenue en résolvant l'équation différentielle **(II.10)**.

$$R_{sr} = -\frac{dV_c}{dI_{c(V_{co})}} - \frac{n_1 kT/q}{I_0 . e^{\frac{qV_{co}}{n_1 kT}}} \textbf{(II.10)}$$

II.3. Modélisation du GPV

Dans le but d'avoir un modèle simple à utiliser, nous avons procédé à la mise en œuvre d'un modèle du GPV sous MATLAB/Simulink **[41].**

II.3.1. Modélisation du GPV en utilisant un modèle mathématique

Le modèle est un module PV composé par N_{pp} cellules en parallèles de tous les modules et N_{ss} cellules en séries de tous les modules. Ce dernier comporte deux paramètres d'entrée (la température T et l'ensoleillement E) et deux paramètres de sortie (la tension V et le courant I), Figure.II.4.L'équation de la caractéristique I=f(V) peut être déduite comme suit :

$$I = N_{pp} I_{ph} - N_{pp} I_{o1} . e^{\left(\frac{(V_{d1} + (R_{sr} N_{ss}/N_{pp})I}{V_t a} - 1\right)} \textbf{(II.11)}$$

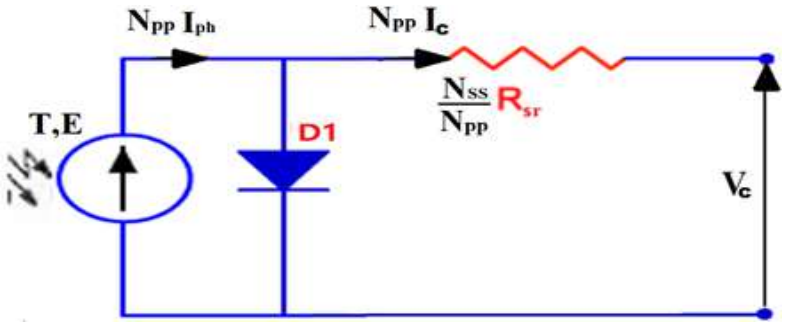


Figure.II.4. *Schéma équivalent d'un GPV..*

Pour résoudre l'équation de la caractéristique I=f(V) représentée par **(II.11)** pour un éclairement donné et une température de module donnée, nous utilisons la méthode de Newton, qu'est décrite par l'expression suivante **(II.12)** :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \textbf{(II.12)}$$

Avec :

$f'(x_n)$: Dérivée de la fonction $f(x_n)$;

x_n : Valeur actuelle ;

x_{n+1} : Valeur suivante.

En posant :

$$f(I) = N_{pp} I_{ph} - I - N_{pp} I_{o1} . e^{\left(\frac{(V_{d1}+(R_{sr} N_{ss}/N_{pp})I}{V_t a} - 1\right)} = 0 \textbf{(II.13)}$$

La substitution de **(II.12)** dans la formule **(II.13)** donne l'équation suivante, et le courant de sortie I est calculé itérativement par **(II.14)** :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{N_{pp} I_{cc} - I_n - I_{o1} . e^{\left(\frac{(V_{d1}+((R_{sr} . N_{ss}/N_{pp})I}{V_t a} - 1\right)}}{-1 - I_{o1}\left(\frac{q(R_{sr}}{V_t a}\right).e^{\left(\frac{(V_{d1}+(R_{sr} . N_{ss}/N_{pp})I}{V_t a} - 1\right)}} \textbf{(II.14)}$$

II.3.2. Modélisation du GPV en utilisant des données expérimentales

Nous proposons ici une autre approche pour caractériser les panneaux solaires, Figure.II.5. Il s'agirait de les modéliser à partir de données expérimentales, issues d'un module PV réel via un simulateur de panneau solaire programmable (Agilent E4360A), comme présenté dans**[1].** Ceci est fait en récupérant des données de courant et de tension (I, V). Ces derniers sont importés dans MATLAB afin de créer un modèle mathématique à réutiliser dans le bloc Simulink (Lookup-Table) **[1].** Ce bloc contient une table d'interpolation qui permet de connaître le courant de sortie (I) pour toute paire d'entrées de tension (V) et d'économie d'énergie (G).

Le matériel expérimental utilisé est :

- Un simulateur de module PV (Aillent E4360A), validé à partir de données expérimentales recueilliessurmodulePV réeldontlescaractéristiquestechniquessontprésentées au Tableau.II.1.

Tableau.II.1 : *Module CS5C-80M (P_{uma} ,V_{mmp}, I_{mmp} à STC).*

Puisssance Maximale	$\mathbf{P_{ma}}$	**$_x$80 W**
Tension à P_{max}	$\mathbf{V_{mmp}}$	**17.5 V**
Courant à P_{max}	$\mathbf{I_{mm}}$	**4.58 A**

Il y a trois étapes pour la modélisation d'un GPV. La première étape consiste à importer des données de test expérimental à partir d'un fichier Excel dans MATLAB. Il peut également être lu à partir d'une base de données sur un site Web ou directement à partir du matériel utilisé. La deuxième étape consiste à générer une surface adaptée à une interpolation décrite par une équation polynomiale ou personnalisée. « Curve Fitting Tools » est le puissant outil MATLAB qui permet d'obtenir cette interpolation. La troisième étape consiste à créer le modèle du GPV à l'aide de la table Look-up 2D.

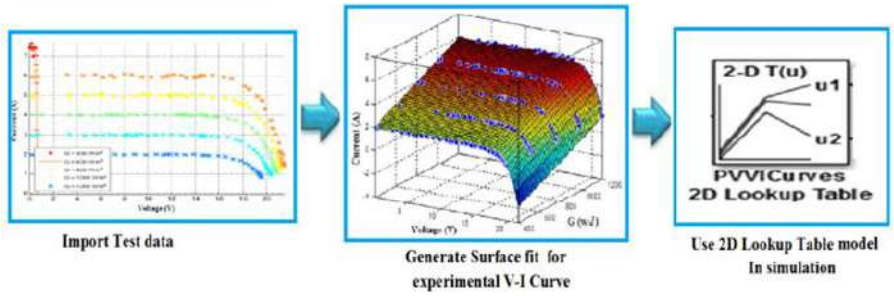


Figure.II.5. *Etapes pour la création du modèle de Simulation.*

a. Etape-1 : Importation des données du test expérimental

Dans cette étape, nous chargeons les données du test expérimental déjà enregistrées dans un fichier Excel dans MATLAB. La caractéristique (I, V) est ensuite tracée en 02 dimensions, pour 05 niveaux d'irradiation artificielle choisis Figure.II.6.

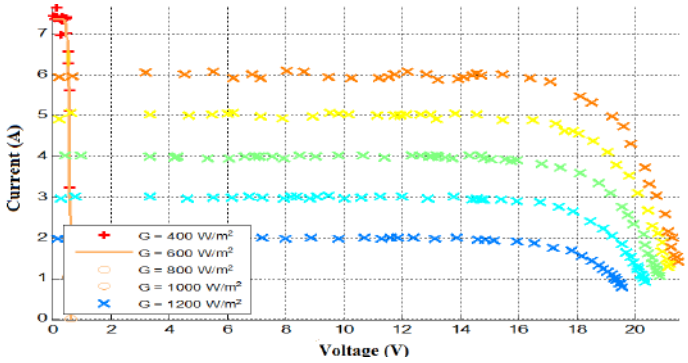


Figure.II.6*. Graphe 2 D de la fonction I=f(V)*

Selon le graphique présenté à la Figure.II.6, le modèle peut être écrit sous la forme suivante :

$$z = ay - be^{(mx-1)} - \frac{x+c}{d} \textbf{(II.15)}$$

Avec : x, y, z variables sur les axes X, Y, Z ; et a, b, c, d, m coefficients à déterminer.

Les valeurs (V_{max}) et (I_{max}) du GPV pour différentes irradiations (G) et T= 22°C, sont extraites des courbes de la Figure.II.3. Les valeurs de (P_{max}) sont donc déduites Tableau.II.2.

***Tableau.II.2**: P_{max} et V_{mpp} pour differentes irradiation (G) (T=22°C).*

G (W/m2)	P_{max} (W)	V_{mpp} (V))	I_{mps} (A)
1000	81.3	17.67	4. 6
600	48	17.9	2.68
800	64	17.8	3.6

b. Etape-2 : Génération d'une surface adaptée à la courbe (I, V)

En utilisant une interpolation représentée par **(II.15)**, nous générons une surface dont l'équation mathématique représente tous les points des courbes (I, V). En ajoutant une troisième dimension (G), on peut déterminer tous les coefficients du modèle.

c. Etape-3 : Création du modèle du GPV

Pour générer cette surface comme montré sur la Figure.II.7, il faut suivre certaines étapes :

1. Chargement des données pour 5 niveaux d'éclairement : 400 W/m^2, 600 W/m^2, 800 W/m^2, 1000 W/m^2 et 1200 W/m^2 ;
2. Utilisation de l'outil « Curve Fitting tool » qui permet d'avoir une approximation des données expérimentales par un modèle mathématique en ajustant les paramètres du modèle choisi ;
3. Utilisation du fichier « Matlab function » généré automatiquement pour créer la surface ;
4. Création des vecteurs d'éclairement et de tension ;
5. Utilisation de l'objet « Surface Fit » pour créer le tableau du courant ;
6. Sauvegarde des données.

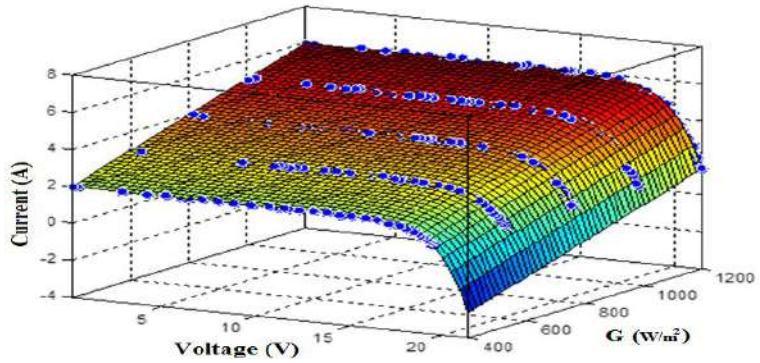


Figure.II.7.*Graphe en 3 D de la fonction I=f(V,G).*

Les coefficients de l'équation **(I.15)** sont donnés ci-dessous, avec 95% de limites de confiance :

$$a= 0.005 ; b= 3.674.10^{-6} ; c= 49.79 ; d= 7.36.10^{4} ; m= 0.7018.$$

II.3.2.1. Qualité de l'ajustement et estimation des paramètres

La qualité de l'ajustement d'un modèle statistique désigne le degré de corrélation du modèle aux données expérimentales. Elle résume généralement l'écart entre les valeurs mesurées et les valeurs obtenues avec le modèle décris au **(I.15) [1].** Les paramètres statistiques sont utilisés pour déterminer la qualité de l'ajustement, parmi ces paramètres on peut citer :

- Coefficient de détermination **« R^2 »**, qui varie entre 0 et 1, sert à estimer l'exactitude des prévisions. Il mesure la qualité de l'ajustement. Proche de 1, il indique un ajustement parfait et constitue donc un modèle très fiable pour les prévisions futures. Au contraire, plus près de 0, cela indiquerait que le modèle ne parvient pas à modéliser les données avec précision ;
- Root Mean Square Error **« RMSE »** fournit la vraie image de la qualité de la prédiction. RMSE plus proche de 0 est liée à un bon modèle prédictif ;
- Sum of Squared Errors « **SSE »** C'est une mesure de la discordance entre les données et le modèle d'estimation. Un SSE proche de zéro indique un ajustement serré du modèle par rapport aux données. Il est utilisé comme critère d'optimalité dans la sélection des paramètres et du modèle.

La qualité de l'ajustement du modèle adopté est décrite par les paramètres ci-dessous :

R^2= 0.9983 ; RMSE=0.06546 ; SSE=0.8784.

Ce qui montre que le modèle adopté est très significatif et peut représenter le modèle physique réel.

II.3.2.2. Création du modèle du GPV Avec la table « 2D Lookup-Table »

Le Générateur PV (GPV) est modélisé en tant que source de tension constante à l'aide du bloc **2D Lookup-Table**. Ce bloc a deux entrées : l'entrée d'irradiation (port 1) et une entrée de tension (port 2). Ce modèle génère un courant et reçoit la tension du système Figure.II.8.

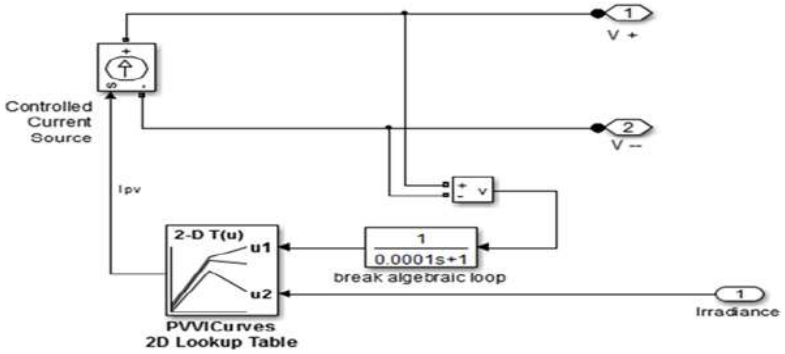


Figure.II.8. *Modèle Simulink du PVG avec le bloc « 2D-Lookup Table ».*

Durant la collecte des données, la température était à 22°C. Donc la composante de l'entrée température n'est pas prise en considération **[1].**

II.3.3. Caractéristique courant-tension (I-V) à irradiation et température variables

Le Module Solario BP SX 150S est choisi comme modèle de simulation sous MATLAB. Le module est constitué de 72 cellules solaires en silicium multi-cristallin en série et fournit 150W de puissance maximale. Le Tableau.II.3montre ses caractéristiques électriques fournies par la fiche technique du fabricant.

Tableau.II.3*: Caractéristiques électriques du module PV BP Solar BP SX 150S..*

Caractéristiques électriques	**Valeurs**
Puissance maximale (Pmax)	1500 W
Tension à Pmax(Vmpp)	34.5 V
Courant à Pmax(Impp)	4.35 A
Tension à circuit ouvert(Vco)	43.5 V
Courant de court-circuit (Icc)	4.75 A
Coefficient de température de Icc	0.065 ± 0.015 %/ °C
Coefficient de température de Vco	-160 ± 20 mV/ °C

II.3.3.1. Influence de la température

La température est un paramètre important dans le comportement des modules PV à cause de leur exposition au flux énergétique solaire. Une augmentation de la température va engendrer une diminution de la largeur de la bande interdite de la jonction PN qui se traduit par une légère augmentation du courant, et une diminution significative de la tension dû à une forte augmentation du courant direct de la diode. La Figure II.9illustre les courbes (I-V)

simulées pour une température variable de 0°C à 75°C avec un ensoleillement constant de 1kW /m^2.

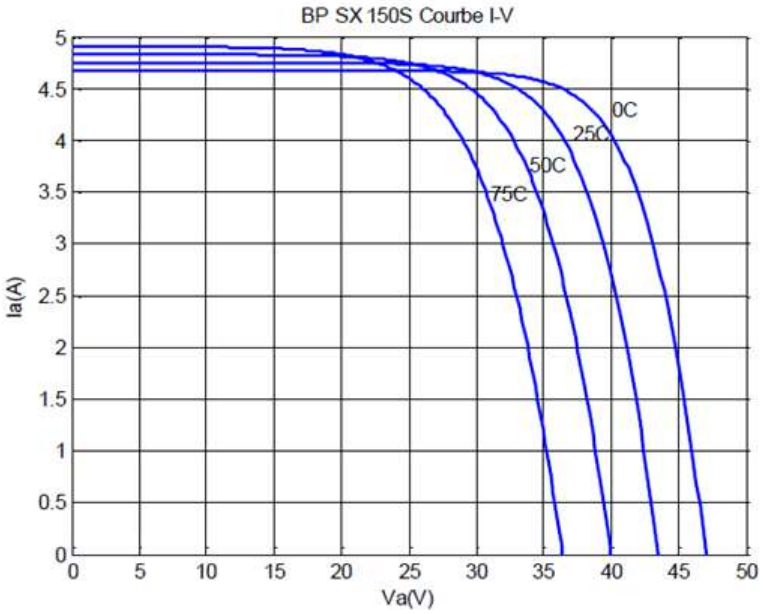


Figure II.9. *Courbes (I-V) pour une température variable et un ensoleillement de1kW /m^2.*

II.3.3.2. Influence de l'Irradiation

La Figure II.10présente les courbes (I-V) simulées pour une température constante de 25°C et un ensoleillement variable. Cette figure montre que le courant de court-circuit est proportionnel à la valeur de l'ensoleillement, tandis que la tension de circuit ouvert change légèrement avec l'ensoleillement.

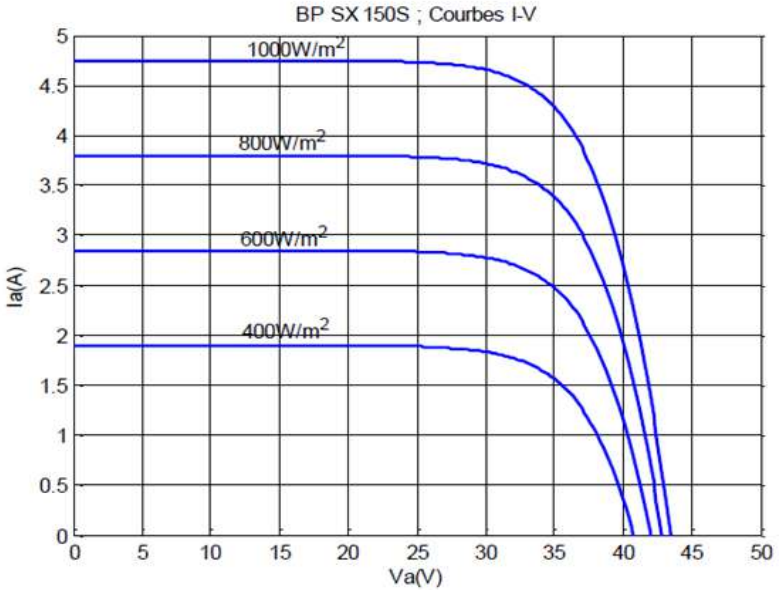


Figure.II.10. *Courbes (I-V) pour un ensoleillement variable et une température de 25°C.*

II.3.3.3. Caractéristique puissance-tension (P-V) à irradiation et température variables

La Figure.II.11illustre les courbes (P-V) pour un ensoleillement constant de 1 kW/m^2 et une température variable allant de 0°C à 75°C.

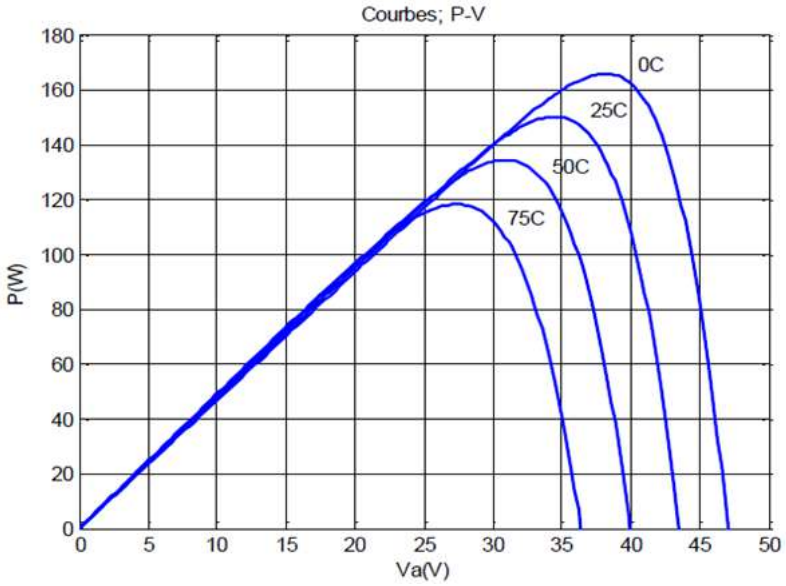


Figure.II.11. *Courbes (P-V) pour une température variable et un ensoleillement de1 kW /m²*

La Figure.II.12montre les courbes (P-V) pour une température constante de 25°C et un ensoleillement variable de 200 W/m² à 1000 W/m².

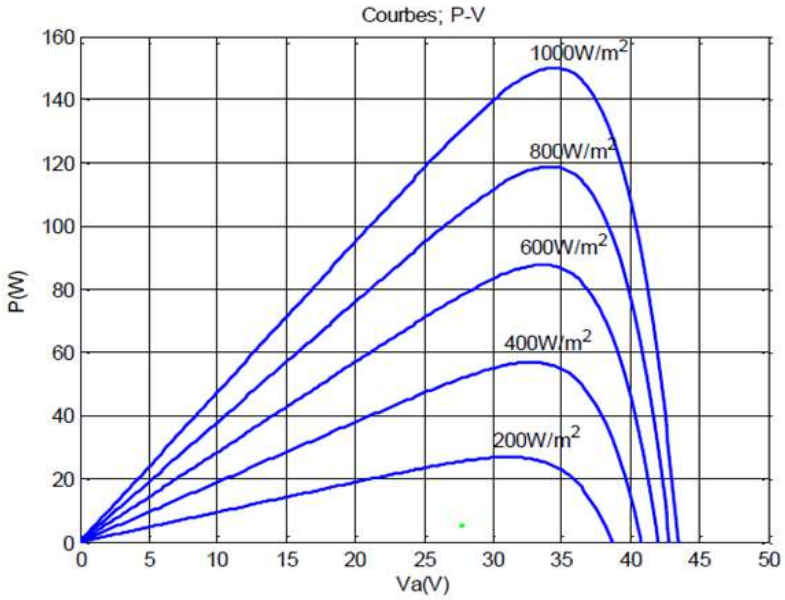


Figure.II.12. *Courbes (P-V) pour un ensoleillement variable et une température de 25°C.*

II.4. Optimisation de l'énergie produite par GPV

La connexion directe d'un GPV à la charge est la technique de fonctionnement la moins chère et la plus répandue. Le point de fonctionnement du GPV dépend de l'impédance de la charge à laquelle il est connecté, il résulte de l'intersection entre la caractéristique I-V du GPV et la caractéristique I-V de la charge.

Cette configuration n'offre aucun type de limitation et/ou de réglage de la tension de la charge. Le transfert de la puissance maximale disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas donc garanti, comme l'illustre la Figure.II.13**[38].**

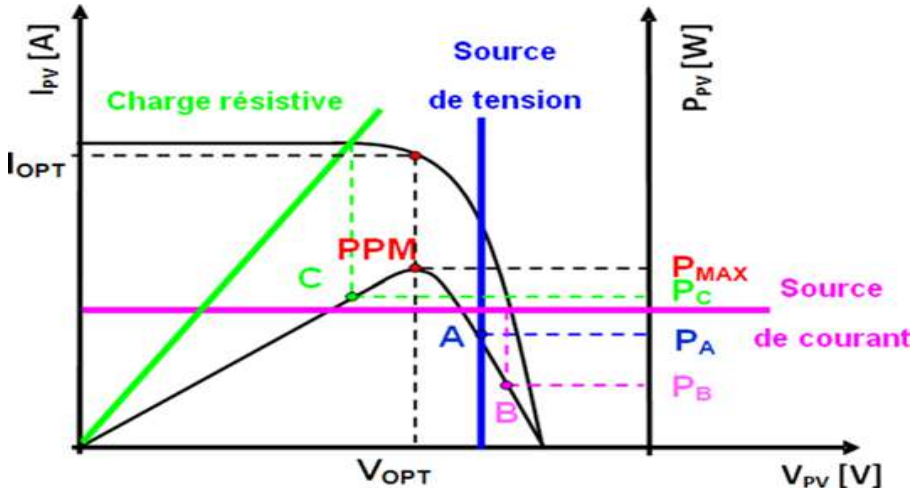


Figure.II.13. *Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe.*

D'après la Figure.II.13, trois types de charges peuvent être connectées directement à un GPV:

- Une charge de type source de tension continue ;
- Une charge de type source de courant continu ;
- Une charge purement résistive.

Pour les points de fonctionnement A, B et C, la puissance fournie par le générateur est respectivement P_A, P_B et P_C de valeurs inférieures à la puissance maximale P_{MAX}. La différence de puissance sera donc perdue et dissipée dans le générateur sous forme de chaleur. D'autre part, certains types de charges ont besoin d'une source de tension alternative, or le GPV fournit un courant continu, la connexion directe est donc impossible dans ce cas. L'utilisation de la connexion directe est donc limitée, vu les pertes de production qu'elle entraine.

II.4.1. Connexion via un étage d'adaptation

Comme nous l'avons décrit précédemment, un GPV présente des caractéristiques I(V) non linéaires avec des points de puissance maximale (PPM). Ces caractéristiques dépendent aussi du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. En plus, d'après la Figure.II.10, la valeur de la puissance nominale délivrée par le GPV diffère beaucoup de celle réellement transférée à la charge. Il est donc nécessaire d'utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge comme montré à la Figure.II.14et ce, pour extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge. Cet étage a pour rôle d'adapter l'impédance de la charge vu de la source afin de transférer le

maximum de puissance fournie par le générateur en utilisant un contrôle judicieux de cet étage.

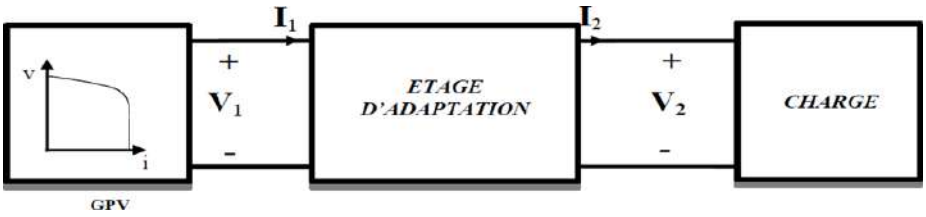


Figure.II.14. *Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation.*

II.4.1.1. Etage d'adaptation DC-DC

En courant continu, un système photovoltaïque est principalement constitué d'un GPV, d'un étage d'adaptation DC-DC muni d'une commande Maximum Power Point Tracking (MPPT) et d'une charge **[41].** Cette structure autonome permet généralement d'alimenter une charge à courant continu ou une batterie.

La conception d'un étage d'adaptation DC-DC permet de relier aisément un GPV à une charge de type continu (DC) avec un rendement de conversion assez important. Afin que le point de fonctionnement soit maintenu au voisinage du PPM quelles que soient les conditions de fonctionnement (ensoleillement, température, variation de charge, etc.). En fait, la conception d'un étage d'adaptation DC-DC correspond à la modélisation des fonctions de base d'un convertisseur DC-DC (hacheur), à travers la notion de conservation de la puissance transférée par un convertisseur statique. Les types de convertisseurs DC-DC généralement utilisés sont :

1. Le convertisseur élévateur-abaisseur de tension (hacheur série-parallèle ou Buck-Boost) ;
2. Le convertisseur abaisseur de tension (hacheur série ou Buck) ;
3. Le convertisseur élévateur de tension (hacheur parallèle ou Boost).

Dans ce qui suit nous rappelons brièvement le principe de fonctionnement des hacheurs Buck-Boost et Buck. Cependant, le convertisseur élévateur de tension (hacheur parallèle ou Boost) sera détaillé en vue d'être utilisé dans la suite de notre travail.

II.4.1.1.1. Convertisseur Buck-Boost

Le convertisseur Buck-Boost est un convertisseur direct DC-DC permettant de convertir une tension continue en une autre tension continue de valeur plus faible ou plus grande, mais de polarité inverse **[41].**

II.4.1.1.2. Hacheurabaisseur (Buck)

Un hacheurabaisseur , ou hacheur série est un convertisseur direct DC-DC permettant de convertir une tension continue en une autre tension continue de valeur plus faible **[41].**

II.4.1.1.3. Hacheur élévateur (Boost)

Le hacheur de type élévateur est un convertisseur direct DC-DC permettant d'augmenter la tension disponible d'une source continue. La Figure.II.15représente le schéma de base d'un convertisseur Boost **[1].**

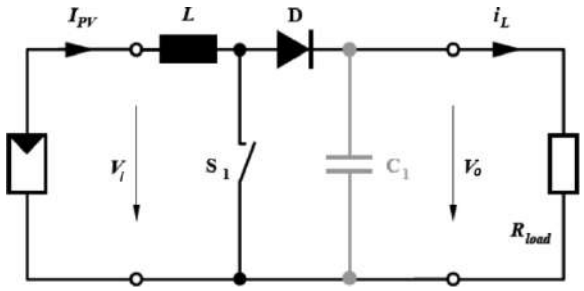


Figure.II.15. *Schéma de base d'un hacheur Boost.*

Le principe de fonctionnement d'un hacheurélévateur est divisé en deux phases distinctes selon l'état de l'interrupteur S :

- Lorsque l'interrupteur S est fermé (état passant), le courant dans l'inductance va augmenter, et une énergie sous forme magnétique est stockée. La diode est donc bloquée, et la charge sera déconnectée, Figure.II.16. L'expression de Vi est donc :

$$V_i = L\frac{dI_L}{dt} \textbf{(II.16)}$$

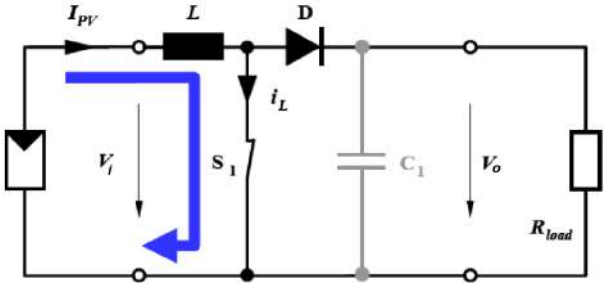


Figure.II.16. *Hacheurélévateur durant l'état On.*

A la fin de l'état passant, le courant I_L a augmenté de la valeur ΔI_{Lon} exprimée par :

$$\Delta I_{Lon} = \int_0^{DT} dI_L = \int_0^{DT} \frac{Vi}{L} dt = \frac{Vi\ DT}{L} \textbf{(II.17)}$$

D est le rapport cyclique qui représente la fraction de la période T lorsque l'interrupteur S est passant. Le rapport cyclique D est compris entre [0, 1[.

- Lorsque l'interrupteur est ouvert, l'inductance est alors en série avec le générateur et sa tension va s'ajouter à celle du générateur : c'est l'effet survolteur. L'énergie cumulée dans l'inductance va être donc transférée vers la capacité, Figure.II.17.

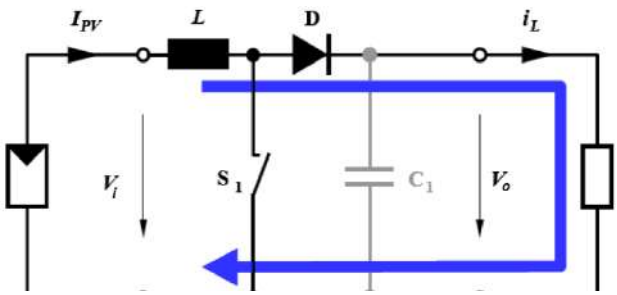


Figure.II.17. *hacheurélévateur durant l'état Off.*

L'expression de Vi est alors :

$$V_i - V_o = L.\frac{dI_L}{dt} \textbf{(II.18)}$$

La variation de I_L durant l'état bloqué est :

$$\Delta I_{L_{off}} = \int_0^{(1-D)T} dI_L = \int_0^{(1-D)T} \frac{V_i - V_o}{L} dt = \frac{(V_i - V_o)(1-D)\mathrm{T}}{L} \textbf{(II.19)}$$

La quantité d'énergie emmagasinée dans chacun de ces composants est la même au début et à la fin d'un cycle de fonctionnement. Par conséquent, le courant I_L est le même au début et à la fin de chaque cycle de commutation. Ce qui permet d'écrire :

$$\Delta I_{Lon} + \Delta I_{Loff} = \frac{Vi\ DT}{L} + \frac{(V_i - V_o)(1-D)\mathrm{T}}{L} = 0 \quad \textbf{(II.20)}$$

Le rapport entre Vi et Vo est donc:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1-D} \textbf{(II.21)}$$

Dans ce cas, il faut éviter d'atteindre la valeur maximale du rapport cyclique afin d'éviter une surtension à la sortie de le hacheurélévateur.

II.4.2. Algorithmes de contrôle MPPT

Pour que le système photovoltaïque fonctionne à des points de puissance maximale de leurs caractéristiques, il existe des lois de commande spécifiques qui répondent à ce besoin. Cette commande est nommée dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » ou « Maximum Power Point Tracking (MPPT) » en Anglais **[41].** Le principe de ces commandes est de chercher le point de puissance maximale (PPM) en gardant une bonne adaptation entre le générateur et sa charge pour assurer le transfert de la puissance maximale. La Figure.II.18représente une chaîne de conversion photovoltaïque élémentaire associée à une commande MPPT.

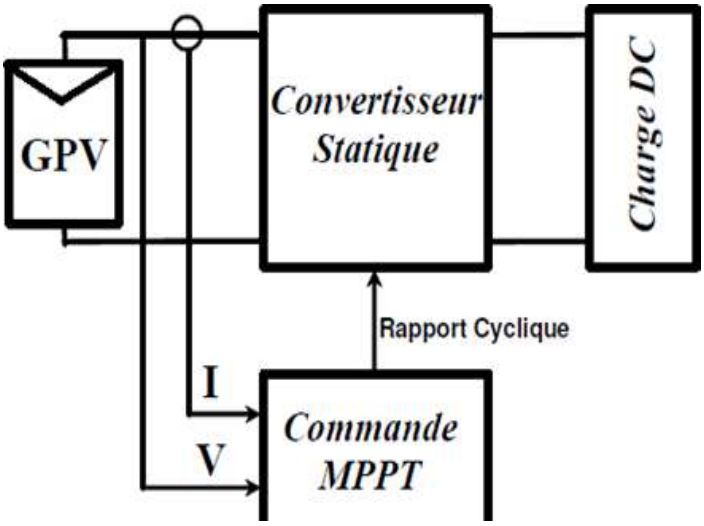


Figure.II.18. *Chaîne de conversion PV contrôlée par une commande MPPT.*

La technique de contrôle consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le point de fonctionnement du générateur à sa valeur optimale quelque soient les instabilités météorologiques ou les variations brutales de la charge.

Plusieurs travaux sur les commandes de la recherche du point de puissance maximale apparaissent dans la littérature scientifique, et ce depuis les années 1970. Ces commandes diffèrent par leur principe de fonctionnement, leur précision et leur rapidité de recherche. Dans ce qui suit, nous citons les principales commandes rencontrées dans la littérature **[1].**

II.4.2.1. Premières commandes MPPT

En 1968, A.F. Boehringer a publié le premier article sur une commande MPPT adaptée à une source d'énergie renouvelable de type PV. La commande qui est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permet de maintenir le fonctionnement du système à son point de puissance maximale. A partir des mesures du courant I_{ph} délivré par le module PV et de la tension V_{ph}, la méthode consiste à calculer la puissance à l'instant t_i et la comparer à la valeur mémorisée à l'instant t_{i-1}. Par la suite, un nouveau rapport cyclique est calculé puis appliqué au convertisseur statique. La Figure.II.19illustre le principe de la première commande MPPT numérique **[41].**

Ce principe de commande est toujours valable, il est appliqué sur des algorithmes numériques plus performants, avec un temps de réaction et une précision de la recherche du PPM améliorés.

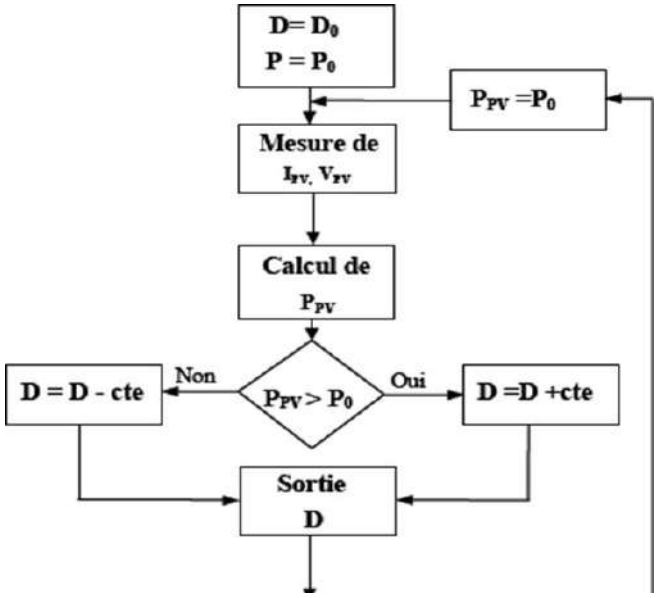


Figure.II.19. *Principe de la première commande MPPT numérique.*

II.4.2.2. Commandes MPPT à algorithmes performants

Différents types d'algorithmes MPPT sont rencontrés dans la littérature. Les trois méthodes les plus rencontrées sont Hill Climbing, Perturb & Observ (P&O) et l'incrément de conductance « IncCond » **[42].**Nous présentons leurs différents principes dans les parties suivantes.

La technique de commande « Hill Climbing » consiste à donner une perturbation sur le rapport cyclique qui se traduit par un déplacement du point de fonctionnement le long de la caractéristique puissance-rapport cyclique du générateur photovoltaïque. Théoriquement, la recherche doit s'arrêter lorsque le point de puissance maximale est atteint.

La Figure.II.20montre que si une incrémentation positive du rapport cyclique crée un accroissement de la puissance, le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM, la direction de la perturbation est donc maintenue. Si au contraire, il est donc à droite du PPM et la perturbation est inversée pour reprendre la convergence vers le PPM.

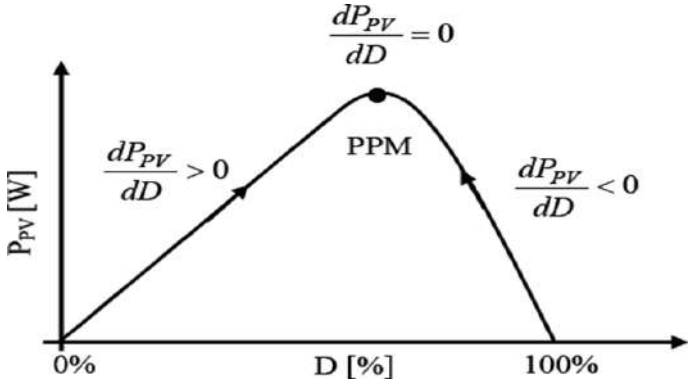


Figure.II.20. *Relation entre la puissance et le rapport cyclique*.

L'algorithme de cette méthode est illustré dans la Figure.II.21. La variable *slope* prend la valeur « 1 » ou « -1 » suivant la direction de recherche pour augmenter la puissance, et « a » est la variable d'incrément du rapport cyclique.

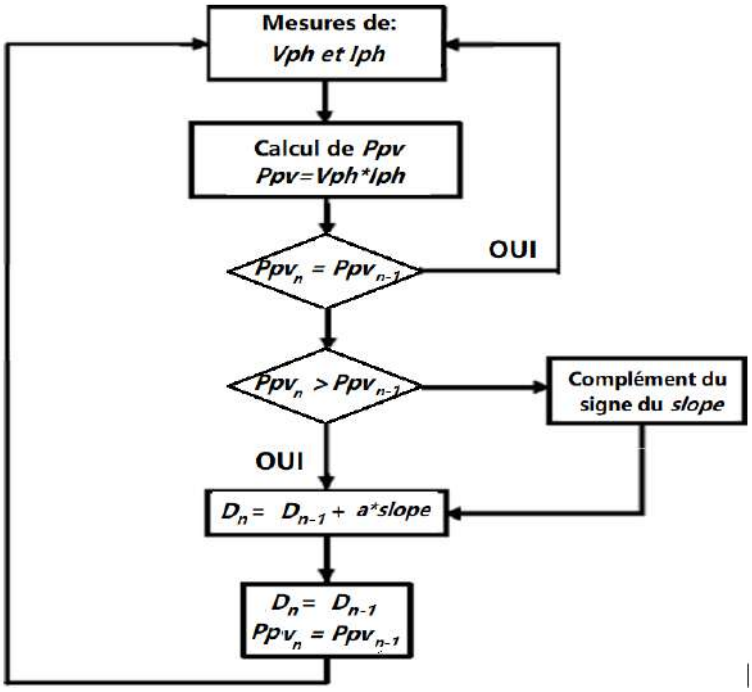


Figure.II.21. *Algorithme de la commande Hill Climbing*

II.4.2.2.1. Algorithme « Perturb and Observe, P&O »

Le principe de la commande P&O consiste à provoquer une perturbation de faible valeur sur la tension V_{pv}, ce qui engendre une variation de la puissance **[42].** La Figure.II.22montre que si une augmentation de la tension provoque un accroissement de la puissance, le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM, si au contraire la puissance décroit, il est à droite. De la même manière, on peut raisonner pour une diminution de la tension. En résumé, pour une perturbation de la tension, si la puissance augmente, la direction de la perturbation est maintenue. Sinon, elle est inversée pour que le point de fonctionnement converge vers le PPM.

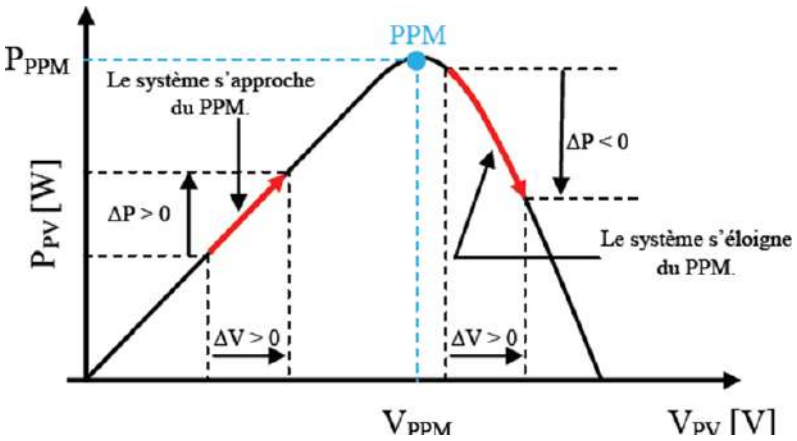


Figure.II.22. *Caractéristique puissance-tension d'un panneau PV.*

La Figure.II.23illustre l'organigramme de la commande MPPT de type P&O. Pour déterminer la puissance à chaque instant, deux capteurs sont nécessaires pour mesurer la tension et le courant.

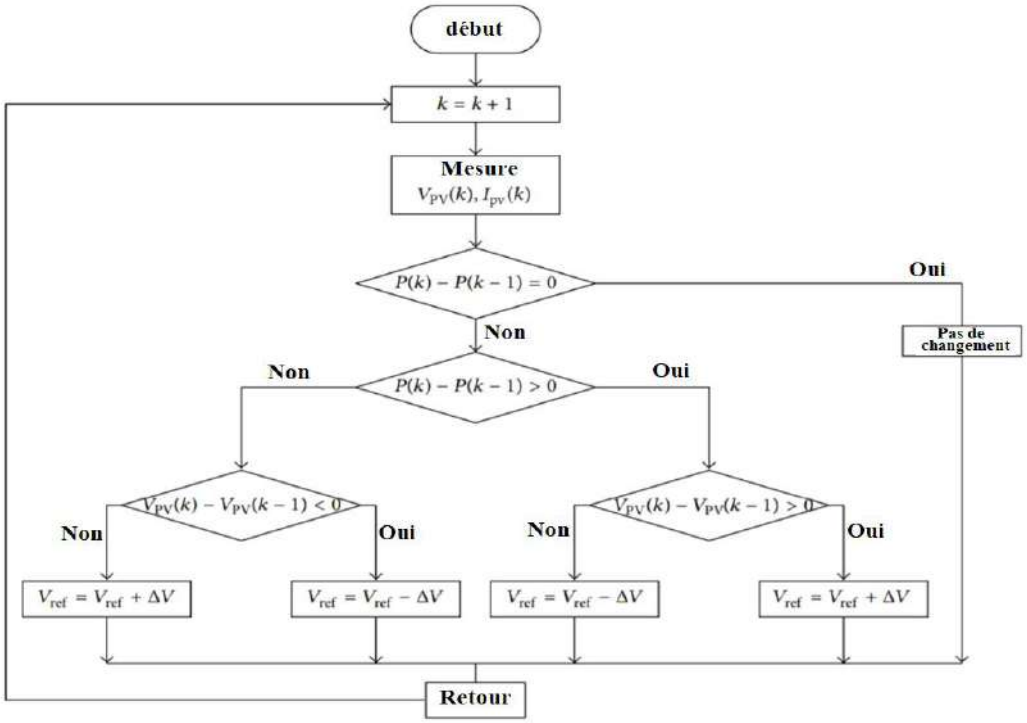


Figure.II.23. *Algorithme de la méthode P&O* ***[43].***

A cause de la facilité de son implémentation, la méthode P&O est fréquemment utilisée bien qu'elle présente des problèmes d'oscillations autour du PPM car la recherche doit être répétée périodiquement pour obliger le système à osciller autour du PPM. En plus, et pour des variations brusques des conditions climatiques ou/et de la charge, cette méthode présente parfois des erreurs d'interprétation dans la direction qu'il faut suivre pour atteindre le PPM.

II.4.2.2.2. Algorithme d'incrémentation de l'inductance (INC)

L'algorithme d'Incrémentation de la Conductance (IC) est basé sur le fait que le point de puissance maximale (MPP) n'est atteint que si$\frac{dP}{dV} = 0$ **[44].** Les caractéristiques du GPV illustrées à la Figure.II.24, prouvent encore que$\frac{dP}{dV}$est supérieur à zéro à gauche du MPP et inférieur à zéro à droite du MPP.

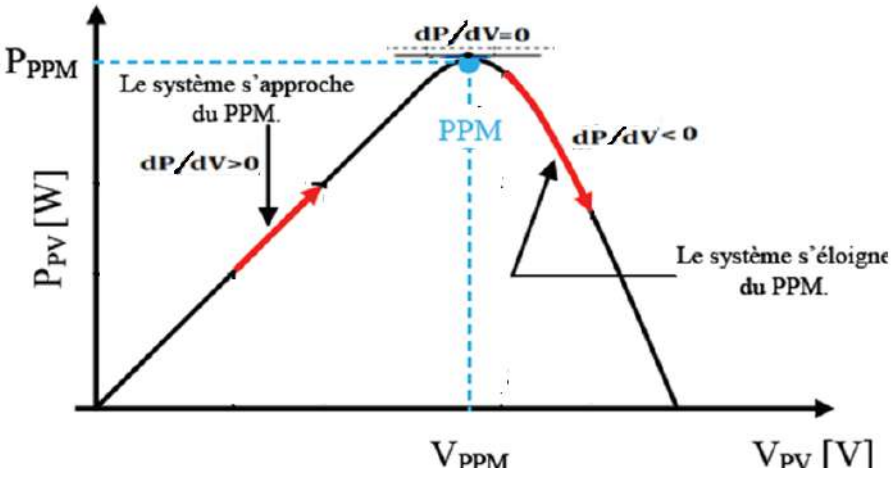


Figure.II.24. *Signe de dP/dV à différentes positions sur la courbe caractéristique P-V du GPV.*

Cela conduit à l'ensemble d'équations suivantes :

$$\begin{cases} {dP}/{dV} = 0 & pour V = V_m \\ {dP}/{dV} > 0 & pour V > V_m \\ {dP}/{dV} < 0 & pour V < V_m \end{cases} \textbf{(II.22)}$$

Sachant que : $P = V.I$, la dérivée de la puissance par rapport à la tension V donne la relation suivante :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VxI)}{dV} = I\frac{dV}{dV} + V\frac{dI}{dV} = I + V\frac{dI}{dV} \textbf{(II.23)}$$

Si P est maximale, cela implique que : $\frac{dP}{dV} = 0$, alors :

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \textbf{(II.24)}$$

Les variations incrémentielles requises dV et dI sont obtenues en comparant les dernières valeurs mesurées pour V et I avec celles mesurées au cours du cycle précédent :

$$dV(k) \approx V(k) - V(k-1) \textbf{(II.25)}$$

$$dI(k) \approx I(k) - I(k-1) \textbf{(II.26)}$$

La fonction centrale permettant de rechercher le MPP utilise les conditions suivantes :

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \textbf{(II.27)}$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \textbf{(II.28)}$$

Si la relation **(II.27)** est correcte, alors le MPP est atteint et aucun changement dans la tension V(k) n'est nécessaire. Si la relation **(II.27)** est fausse, selon que V (k) est supérieure ou inférieure à V_{mpp}, la tension V (k) est ajustée en fonction de l'organigramme suivant, présenté à la Figure.II.25.

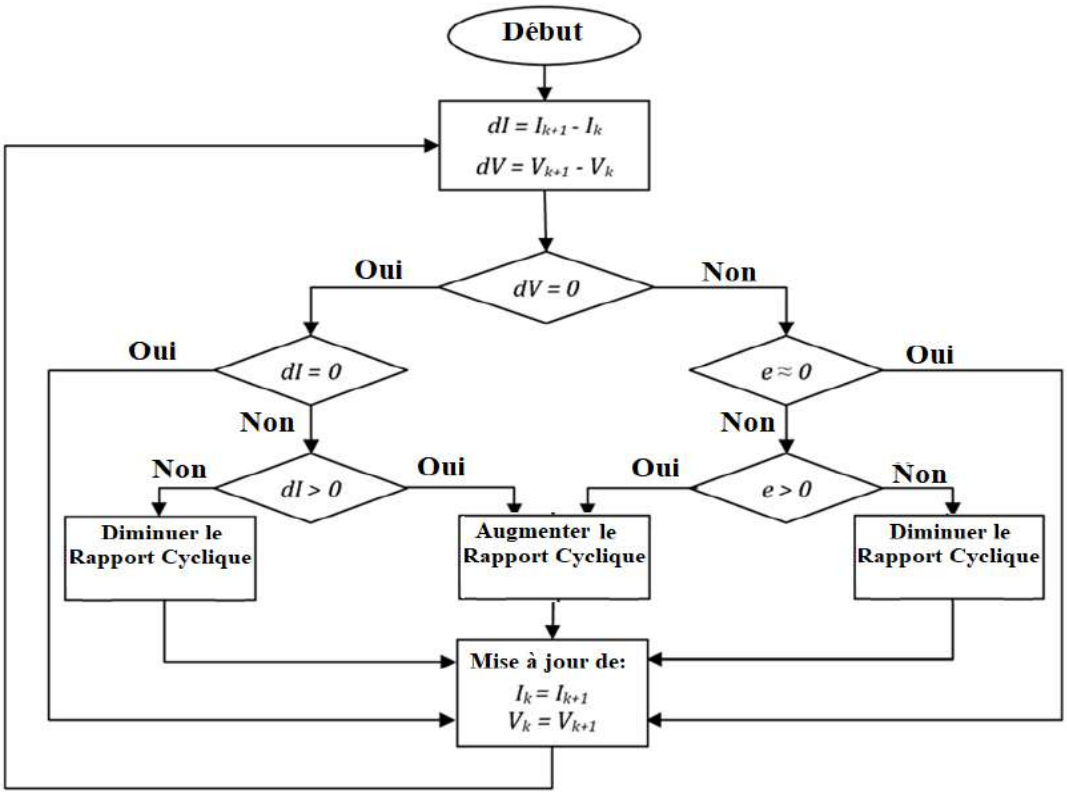


Figure.II.25. *Algorithme d'incrémentation de la conductance.*

La méthode (INC) surmonte l'inconvénient de la méthode Perturb&Observ dans le suivi de la puissance maximale dans les conditions atmosphériques à variation rapide. Cependant l'inconvénient majeur de cette méthode réside dans la taille de l'incrément qui détermine la rapidité de la poursuite du MPP. Une poursuite rapide peut être obtenue avec un incrément plus grand, mais le système ne pourrait pas fonctionner exactement au MPP et oscille autour de celui-ci. Il y a donc, comme pour la méthode P&O, un compromis entre rapidité et précision.

II.4.2.3. MPPT basées sur des relations de proportionnalité

Ces commandes sont basées sur des relations de proportionnalité entre les valeurs optimales du point de puissance maximale (V_{mpp} *et* I_{mpp}) et les paramètres à vide et en court-circuit du module PV (V_{co} *et* I_{cc}). On parle alors de commande en régulation de courant ou de tension.

II.4.2.3.1. Algorithme Fractional Open Circuit Voltage « FOCV »

Cette méthode consiste à comparer la tension délivrée par le panneau V_{pv} avec la tension optimale V_{opt} considérée comme référence. L'erreur entre les deux tensions est alors utilisée pour ajuster le rapport cyclique du convertisseur statique dans le but d'avoir une tension égale à celle de référence **[1].** La tension de référence est obtenue à partir de la relation linéaire entre V_{mpp} et V_{oc} du module PV comme présenté sur la Figure.II.26 :

$$V_{mpp} = K_v . V_{co} \quad \textbf{(II.29)}$$

Le coefficient K_v dépend du GPV utilisé et de la température de fonctionnement. Généralement, pour des GPV en silicium, K_v est compris entre 0.71 et 0.78.

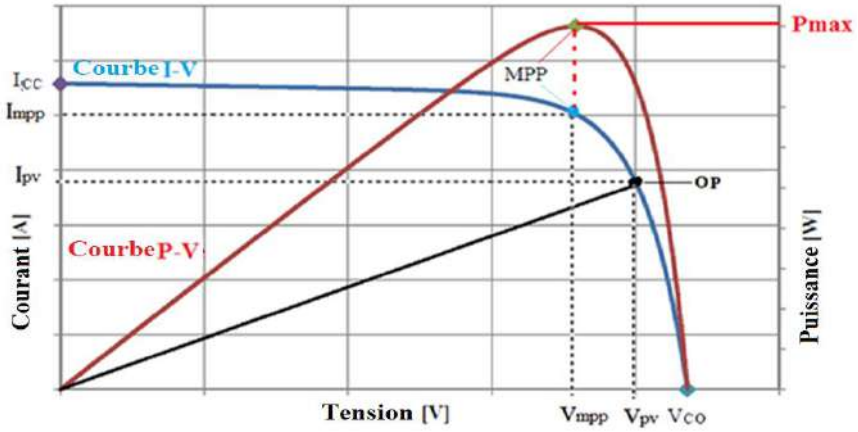


Figure.II.26. *Caractéristique des courbes (I,V) et (P,V).*

L'utilisation de cette technique nécessite un arrêt de production, ce qui engendre une perte d'énergie. Pour éviter ceci, nous avons modifié cette technique en vue d'améliorer ses performances, cette modification a été publiée dans le journal Solar energy **[1]**

II.4.2.3.2. Algorithme (Fractional Short Circuit Current FSCC)

Concernant cette méthode, le PPM peut être atteint en comparant le courant de court-circuit I_{cc} mesuré à un courant de référence égal à I_{mpp} . Ce courant est calculé par la relation suivante :

$$I_{mpp} = K_i . I_{cc} \quad \textbf{(II.30)}$$

Le coefficient K_i dépend du GPV utilisé et de l'irradiation, généralement compris entre 0.78 et 0.92.

Ces types de commandes nécessitent un seul capteur, ce qui les rend faciles à mettre en œuvre. Par contre, leur précision est faible à cause des procédés d'estimation de I_{cc} . De plus, à chaque mesure de courant, un arrêt de transfert de puissance est obligatoire.

II.4.2.4. MPPT basées sur la logique floue

Les commandes basées sur la logique floue sont de plus en plus utilisées suite à l'évolution des microcontrôleurs. Dans notre cas, le principe est basé sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur « *e* » et le changement d'erreur *Δe* et une variable de sortie *ΔD* qui représente la variation du rapport cyclique servant à piloter le convertisseur statique pour chercher le PPM. La valeur de ΔD est déterminée à l'aide d'une table de vérité et de l'évolution des paramètres d'entrée.

Cette méthode est performante surtout pendant le changement des conditions climatiques**[38],** cependant sa précision en statique est liée à la complexité de la table de vérité employée, d'où la nécessité de choisir un microcontrôleur performant qui tient compte des différents paramètres électriques du panneau.

II.4.2.5. MPPT basées sur les réseaux de neurones

Cette technique est de plus en plus utilisée dans divers domaines d'application, permettant de résoudre des problèmes complexes. Le nombre de nœuds au niveau des différentes couches peut varier selon le degré de précision souhaitée de la commande. Pour une commande MPPT, les variables d'entrées sont les paramètres caractéristiques d'un GPV associées à des données atmosphériques, la sortie est un signal représentant la valeur du rapport cyclique permettant de commander le convertisseur statique pour fonctionner au PPM.

L'inconvénient de cette méthode est qu'elle nécessite un entretien et une maintenance régulière. En effet, pour mettre à jour les relations entre les entrées et les sorties du réseau, l'apprentissage doit être révisé régulièrement.

II.5. Conclusion

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque complet a été élaborée à partir des modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, le MPPT, filtre et charge) ; cette modélisation est une étape essentielle permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constituants. Dans un système énergétique photovoltaïque, on désire toujours travailler au voisinage du point de puissance maximale MPP, afin de minimiser au maximum les pertes en énergie produite. Pour voir l'efficacité de la méthode d'optimisation P&O dans le rôle de suivre le point de puissance maximale on va simuler notre système choisi dans le 3ème chapitre.

CHAPITRE III

SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTÉS AU RÉSEAU

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, on présentera une étude de simulation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau adapté par une commande MPPT numérique « perturbation et observation ». Ce système est comprend un générateur photovoltaïque, un convertisseur survolteur « boost », une commande MPPT « perturbation et observation » ainsi qu'un réseau. Le contrôle de la puissance, ainsi que la simulation ont été effectués sous le logiciel MATLAB/Simulink.

III.2. Présentation du Système

La Figure.III.1 montre le système PV, composé de :

- Modules PV KC200GT, dont les paramètres sont montrés dans leTableau.III.1**[45],**
- Hacheur élévateur et un Onduleur triphasé sans transformateur ;
- Un filtre en sortie de l'onduleur
- Deux blocs de contrôleurs utilisés respectivement pour contrôler l'hacheur élévateur et contrôler l'onduleur triphasé pour satisfaire les exigences en amplitude et en fréquence le réseau électrique de distribution dont la tension efficace VLL = 380 V et fréquence f = 50 Hz,
- Disjoncteur (activé après 3 cycles) pour connecter deux charges résistives triphasées, avec :

  Charge1=1400W (entre l'onduleur et disjoncteur).

  Charge 2=190W (entre le disjoncteur et le réseau).

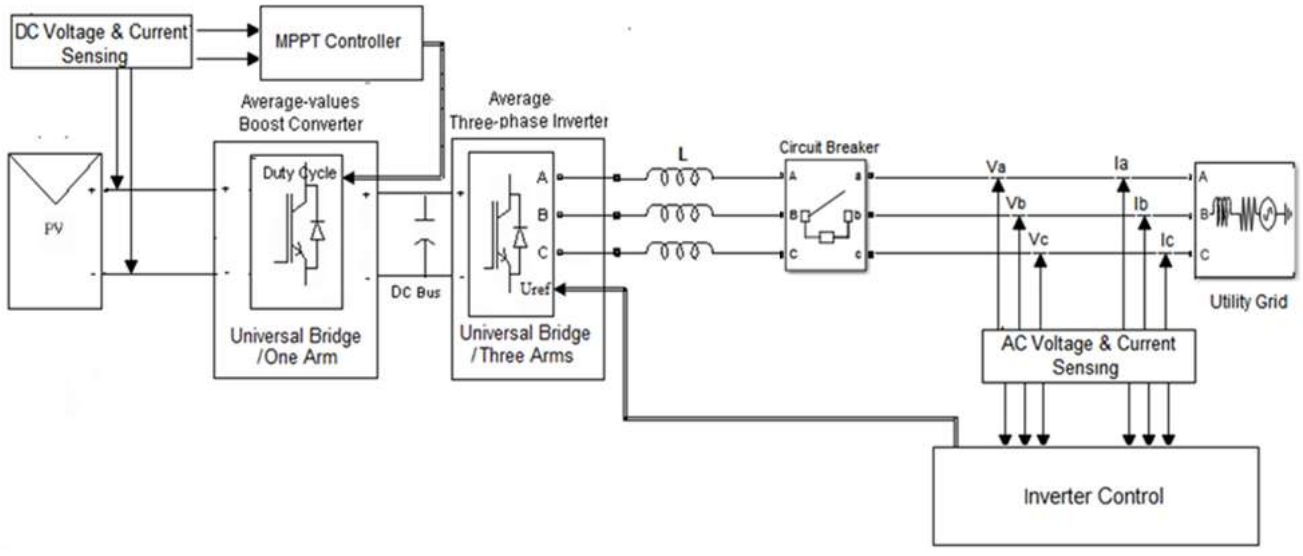


Figure.III.1. *Bloc général du système PV connecté au réseau.*

III.2.1. Modélisation du convertisseur DC/AC (Onduleur) [46].

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Le schéma de symbole d'onduleur triphasé est donné dans la Figure ci-dessous :



Figure.III.2. *Symboles du convertisseur DC-AC triphasé.*

Dans notre cas on choisit l'onduleur triphasé, Les tensions composées V_{ab},V_{bc},V_{ca}sont obtenues à partir de ces relations :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{ao} + V_{ob} = V_{ao} - V_{bo} \\ V_{bc} = V_{bo} + V_{oc} = V_{bo} - V_{co} \\ V_{ca} = V_{co} + V_{oa} = V_{co} - V_{ao} \end{cases} \textbf{(III.1)}$$

Avec : V_{ao}, V_{bo}, V_{co} sont les tensions à l'entrée de l'onduleur (continues). On a pris le point « O » comme référence pour ces dernières tensions. Les trois tensions à l'entrée continue sont données par les relations qui suivent :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{an} - V_{no} \\ V_{bo} = V_{bn} - V_{no} \\ V_{co} = V_{cn} - V_{no} \end{cases} \textbf{(III.2)}$$

Avec : V_{an}, V_{bn}, V_{cn} sont les tensions de phase de la charge, ou de sortie de l'onduleur et Vno est la tension du neutre de la charge par rapport au point « O ».

On a supposé que la charge est équilibrée c.à.d.

$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0$ **(III.3)**

En remplaçant (III.2) dans (III.3) on aura :

$$V_{no} = \frac{1}{3}(V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \textbf{(III.4)}$$

Puis en remplaçant (III.3) dans (III.4) on aura :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{1}{3}\,(2V_{ao} - V_{bo} - V_{co}) \\ V_{bn} = \frac{1}{3}\,(2V_{bo} - V_{ao} - V_{co}) \\ V_{cn} = \frac{1}{3}\,(2V_{co} - V_{ao} - V_{bo}) \end{cases} \textbf{(III.5)}$$

Si on suppose que :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{dc}\, S_a \\ V_{bo} = V_{dc}\, S_b \\ V_{co} = V_{dc}\, S_c \end{cases} \textbf{(III.6)}$$

S_i i est l'état de l'interrupteur $K_i$tel que :

S_i= 1 si $K_i$fermé.

S_i= 0 si $K_i$ouvert.

Donc :

$$\begin{bmatrix} Var \\ Vbr \\ Vcr \end{bmatrix} = \frac{Vdc}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Sa \\ Sb \\ Sc \end{bmatrix} \textbf{(III.7)}$$

Le courant modulé par l'onduleur est donné par :

$$I_{ond} = S_a\, i_a + S_b\, i_b + S_c\, i_c \qquad \textbf{(III.8)}$$

III.2.1.1. Structure d'onduleur de tension triphasé

Les onduleurs triphasés constitués de trois bras chaque bras se compose de deux interrupteurs. Les interrupteurs choisis, constituent bien une cellule de commutation. Leur fonctionnement doit être complémentaire afin de ne jamais court-circuiter la source continue V_e.Figure.III.3

Donc les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant.et se compose soit d'un thyristor et une diode en antiparallèle ou bien un transistor avec une diode en antiparallèle **[46].**

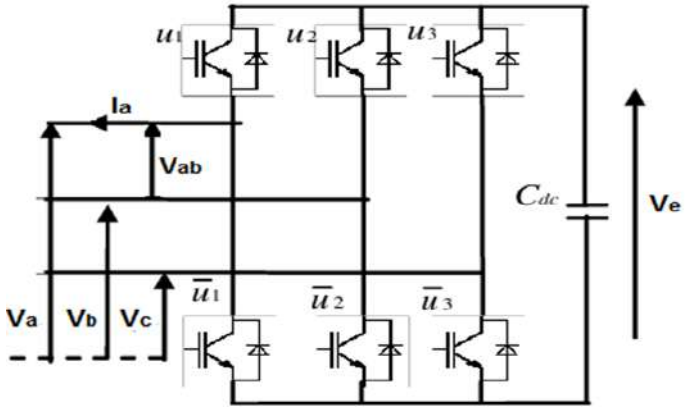


Figure.III.3. *Structure d'un onduleur triphasé* ***[46].***

II.2.1.1.1. Contrôle de l'onduleur de tension triphasé

Pour Contrôler de l'onduleur triphasé on va utiliser l'approche Watt-Var découplée.

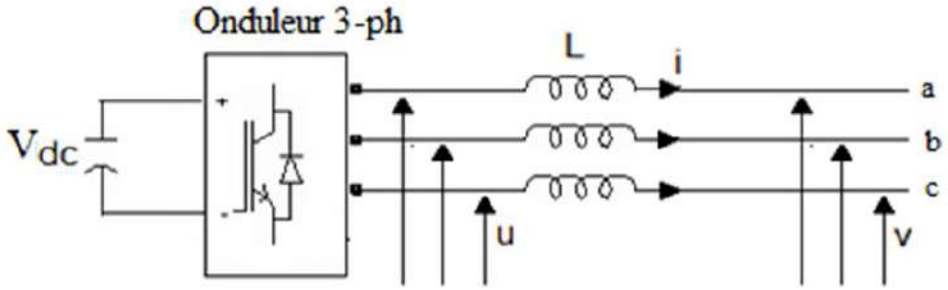


Figure.III.4. *Onduleur triphasé connecté au réseau.*

De la Figure.III.4, l'équation **(III.9)**concernant les tensions est déduite **[47].**

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} - L\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \textbf{(III.9)}$$

Les tensions triphasées(v_{abc}) sont mesurées au point de couplage commun (PCC) **[15].**

La partie résistive du filtre sera négligée. **[47].**

En Appliquant la méthode de transformation de Park (III.9) peut être écrite dans (III.10). **[47].**

$$\begin{cases} u_d = v_d - L\frac{di_d}{dt} + \omega_0 . L . i_q \\ u_q = v_q - L\frac{di_q}{dt} - \omega_0 . L . i_d \end{cases} \textbf{(III.10)}$$

Par ailleurs, les deux contrôleurs PI peuvent être dérivés comme suit :

$$\begin{cases} L\frac{di_d}{dt} = K_p\left(1+\frac{K_i}{s}\right).(i_{dref} - i_d) \\ L\frac{di_q}{dt} = K_p\left(1+\frac{K_i}{s}\right).(i_{qref} - i_q) \end{cases} \quad \textbf{(III.11)}$$

De (III.10) et (III.11), les deux composants d-q de la tension de référence triphasée (u_{abc_ref}) , qui sont utilisés pour contrôler l'onduleur triphasés sont déduites (III.12) :

$$\begin{cases} u_d = v_d - K_p\left(1+\frac{K_i}{s}\right)(i_{dref} - i_d) + \omega_0 L\, i_q \\ u_q = v_q - K_p\left(1+\frac{K_i}{s}\right)(i_{qref} - i_q) - \omega_0 L\, i_d \end{cases} \textbf{(III.12)}$$

La boucle de régulation de courant de l'onduleur triphasé décrite dans **(III.12)** peut être représentée dans la Figure.III.5,**[12].**

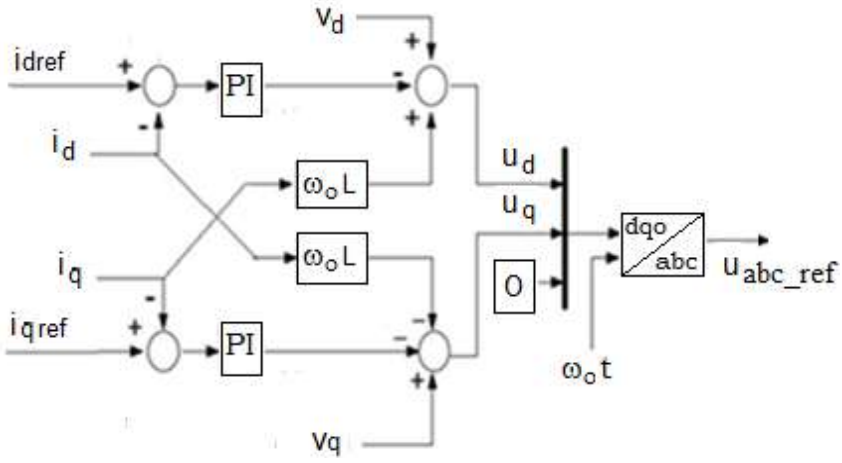


Figure.III.5. *Système de contrôle à découplage.*

Afin de réaliser un contrôle Watt-Var découplée, il est d'abord nécessaire de découpler le contrôle des composantes de courant directe et en quadrature(i_d , i_q), qui sont directement proportionnels aux puissances active et réactive respectivement Figure.III.8**[48].**L'objectif principal de cette méthode est de contrôler la puissance active et réactive à injecter dans le réseau.

Les puissances actives (P) et réactives (Q) écrites dans le domaine de Park sont données par**(III.13)** :**[12].**

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2} * (v_d * i_d + v_q * i_q) \\ Q = \frac{3}{2} * (v_q * i_d - v_d * i_q) \end{cases} \textbf{(III.13)}$$

Les puissances de référence active and reactive (P_{ref} et Q_{ref}) peuvent etre exprimées en replacant $i_d et i_q$ par les références des courants directe et quadrature (i_{dref} et i_{qref}) respectivement:

$$\begin{cases} P_{ref} = \frac{3}{2} * (v_d * i_{dref} - v_q * i_{qref}) \\ Q_{ref} = \frac{3}{2} * (v_q * i_{dref} + v_d * i_{qref}) \end{cases} \textbf{(III.14)}$$

De **(III.14)**, les courants de référence (i_{dref} , i_{qref}) peuvent être exprimés par **(III.15)**:**[14].**

$$\begin{bmatrix} i_{qref} \\ i_{dref} \end{bmatrix} = \frac{2}{3(v_d{}^2 + v_q{}^2)} \begin{bmatrix} v_d & v_q \\ v_q & -v_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{ref} \\ Q_{ref} \end{bmatrix} \textbf{(III.15)}$$

La puissance active de référence (P_{ref}) est obtenue par la régulation de l'écart entre le carré de la tension de référence (v_{dc_ref}) et la carré de la tension du bus continu (v_{dc}) à travers un controlleur PI , comme montré dans la Figure.III.5 et Figure.III.6respectivement. La puissance réactive de référence(Q_{ref}) est mis à zéro.

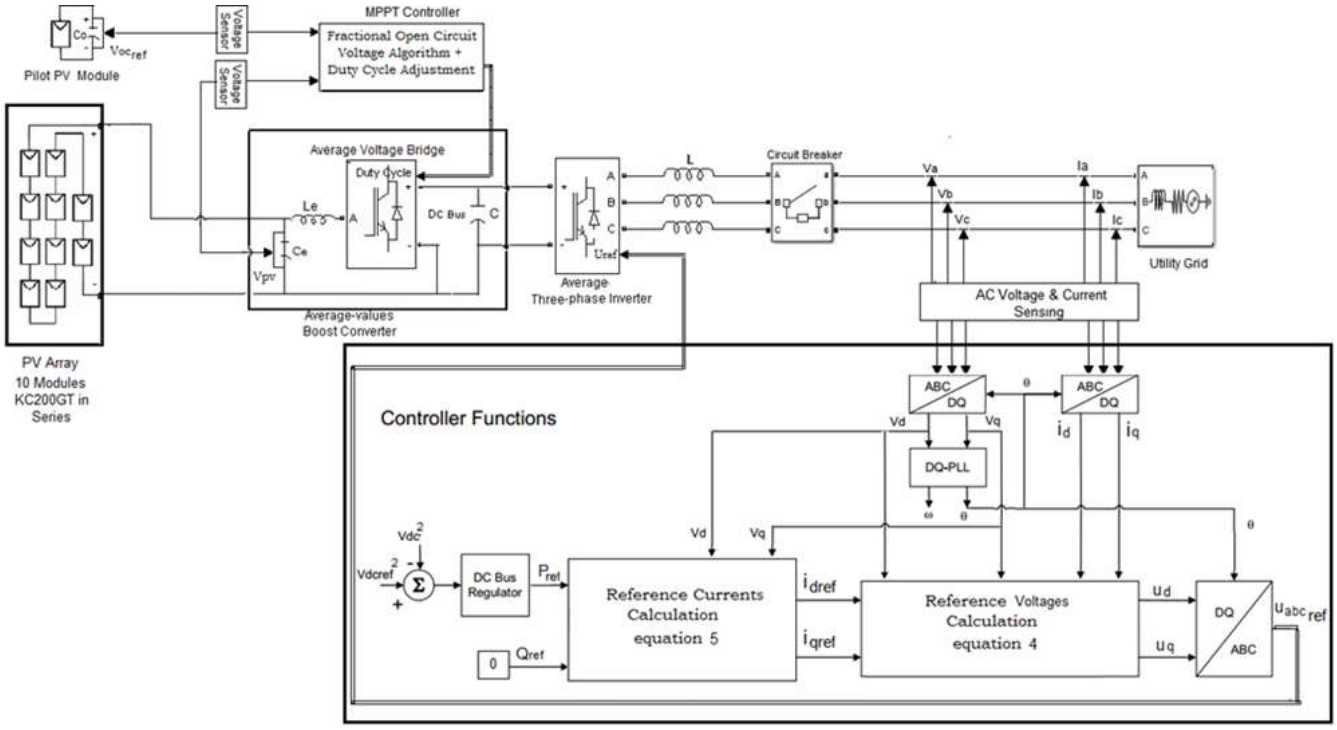


Figure.III.6. *Diagramme de la stratégie de contrôle du système PV connecté au réseau.* ***[1]***

Ces courants de références présentés par **(III.15)** sont découplés, afin d'obtenir les composantes (u_d , u_q) de la tension triphasés de référenceexprimés par **(III.12)**.

III.2.2. Controle de la tension du bus continu [1]

La quantité d'énergie électrique (W) accumulée dans le condensateur Figure.III.6est proportionnelle à sa capacité (C) et à la tension du bus continu (v_{dc}) selon **(III.16)**

$$W = c\frac{{V_{dc}}^2}{2} \textbf{(III.16)}$$

La puissance (P_{dc}) est la dérivée de (W) en fonction du temps et peut être exprimé dans **(III.17)**:

$$P_{dc} = \frac{dW}{dt} = \frac{d(C\frac{{V_{dc}}^2}{2})}{dt} \textbf{(III.17)}$$

En utilisant la transformation de Laplace, **(III.17)** deviens :

$${v_{dc}}^2 = P_{dc}.\frac{2}{C.S} \textbf{(III.18)}$$

Selon **(III.18)**, le schéma de la boucle de commande de la régulation du bus continu est représenté par la Figure.III.7**[1].**

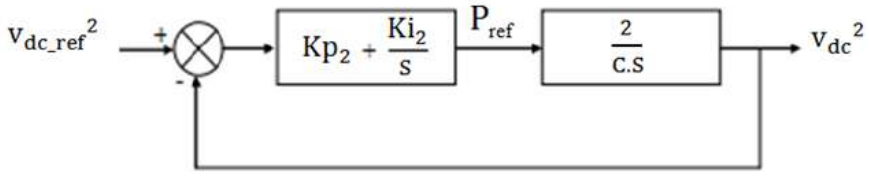


Figure.III.7. *Diagramme du contrôle de la tension du Bus continu.*

III.2.2.1. Réglage du contrôleur PI

De la Figure.III.7, il est clair que la fonction de transfert est représentée par **(III.19)** comme utilisée dans **[49] .**et**[1]**

$$\frac{{V_{dc}}^2}{{V_{dc_ref}}^2} = \frac{\left(Kp_2 + \frac{Ki_2}{s}\right).\frac{2}{C.S}}{1+\left(Kp_2 + \frac{Ki_2}{s}\right).\frac{2}{C.S}} \textbf{(III.19)}$$

(III.19) peut être réécrite comme suit :

$$\frac{{V_{dc}}^2}{{V_{dc_ref}}^2} = \frac{\frac{2Kp_2}{CS} + 2\frac{Ki_2}{CS^2}}{1+\frac{2Kp_2}{CS} + 2\frac{Ki_2}{CS^2}} = \frac{2Kp_2S + 2\,Ki_2}{CS^2+2Kp_2S + 2Ki_2} \textbf{(III.20)}$$

Après arrangement, **(III.20)**deviens :

$$\frac{{V_{dc}}^2}{{\dot{V}_{dc_ref}}^2} = \frac{4\frac{{Kp_2}^2}{2cKi_2}S + \frac{Kp_2 2Ki_2}{Ki_2 \quad C}}{\frac{Kp_2}{Ki_2}S^2 + 4\frac{{Kp_2}^2}{2cKi_2}S + \frac{Kp_2 2Ki_2}{Ki_2 \quad C}} \textbf{(III.21)}$$

Chaque terme de **(III.21)**est donc comparé avec la fonction de transfert générale (TF) donnée par **(III.22)**.

$$TF = \frac{4\xi^2 S + \frac{Kp_2}{Ki_2}\omega_i^2}{\frac{Kp_2}{Ki_2}S^2 + 4\xi^2 S + \frac{Kp_2}{Ki_2}\omega_i^2} \textbf{(III.22)}$$

On obtient :

$$\begin{cases} \omega_i^2 = \frac{2Ki_2}{C} \\ \xi = Kp_2\sqrt{\frac{1}{2CKi_2}} \end{cases} \textbf{(III.23)}$$

Généralement :

$$\begin{cases} \omega_i = \frac{\omega_n}{10} \\ \xi = 0.7 \end{cases} \textbf{(III.24)}$$

(III.24) est utilisé pour avoir un bon filtre et un bon coefficient d'amortissement, respectivement.

III.2.2.2. Calcul de la tension du Bus continu

L'onduleur triphasé nécessite une tension continue à son entrée, relativement constante et égale au moins à la valeur présentée dans **(III.25)[1].**

$$v_{dc} = \frac{2.\sqrt{2}.VLL}{\sqrt{3}.\ m} \textbf{(III.25)}$$

L'indice de modulation (m) est généralement compris entre 0,85 et 0,9.

III.2.3. Notion de la PLL triphasée[1].

Parmi les problèmes dont il faut résoudre avec une grande précaution, c'est le problème de la synchronisation. En effet, la synchronisation consiste à mettre en œuvre une stratégie de commande et de contrôle électronique de l'interconnexion de ce type de sources d'énergie avec le réseau électrique. Son but est de soutenir le système d'alimentation en cas de diverses perturbations qui peuvent survenir sur le réseau électrique (variation d'amplitude, saut de phase, harmoniques, déséquilibre). Elle est généralement basée sur une détection rapide et

précise de l'angle de phase de la tension de réseau électrique, qui peut être estimée à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase (PLL).

Dans cette partie de la thèse, nous exposerons plusieurs types de PLL ensuite, faire une analyse détaillée de la PLL synchrone triphasée **[50].**

Afin de connecter des sources à énergies renouvelables au réseau électrique, il faut synchroniser la tension du générateur de production d'énergie électrique avec celle du réseau en matière de phase et de fréquence tout en contrôlant celles relatives au réseau **[50].**

La Figure.III.8 montre le principe fonctionnel d'une PLL

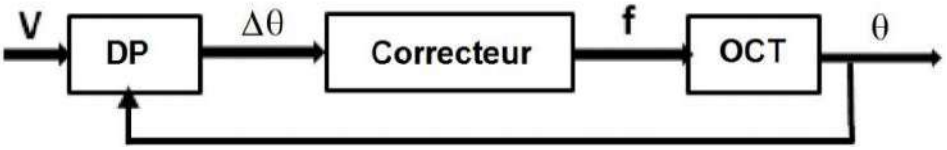


Figure.III.8. *Schéma fonctionnel de base d'une PLL.*

Dans la littérature, ils existent plusieurs configurations de la PLL (Phase Locked Loop) **[50].** Cependant, dans cette étude, nous citons celles qui sont les plus classiques à savoir :

- Le zero crossing, qui utilise une logique OU exclusif.
- La méthode de filtrage de la tension comme filtre αβ ou filtre dq **[50].**

Ces méthodes ont le même inconvénient : La sensibilité aux perturbations.

La structure de la PLL est un système bouclé dont son comportement et ses performances sont étudiés et évalués moyennant la théorie des asservissements. Cette structure présente des configurations très diversifiées et comme présentées sur la Figure.III.8. Elle comprend principalement trois blocs :

- Le détecteur de phase, 'DP' ;
- Le correcteur ;
- L'oscillateur commandé en tension, 'OCT'.

Les techniques avancées utilisées dans la technologie de la PLL ont pour principal objectif d'utiliser une poursuite robuste de la phase du réseau qui permet de pallier à l'existence des perturbations. Ainsi, la configuration que nous avons retenue dans cette étude correspond au schéma synoptique de la PLL présenté à la Figure.III.9**[20].**

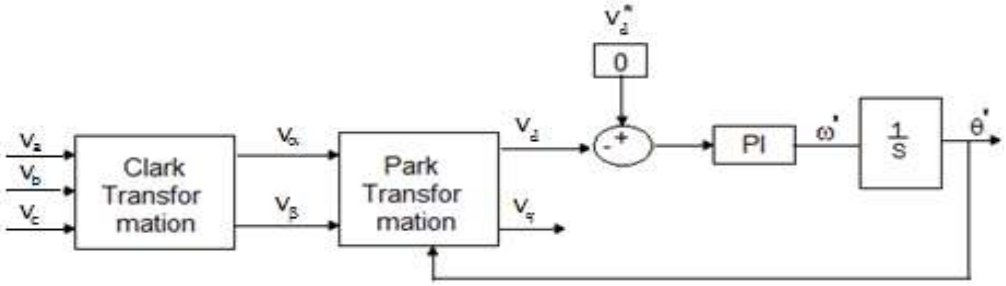


Figure.III.9. S*tructure de la PLL triphasée.*

Dans ce type de configuration de la PLL, nous supposons que les tensions du réseau sont équilibrées, et utilisées comme entrées dans la PLL et une fois contrôlées, sa sortie correspond à l'angle de phase de l'une des trois phases. Une fois ce dernier est détecté, nous faisons un décalage de 120 degrés pour chacune des deux autres phases.

Avec :

$$v_{abc} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_m \sin(\theta) \\ v_m \sin(\theta - 2\pi/3) \\ v_m \sin(\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix} \textbf{(III.26)}$$

La transformation de clarke dans le cas de la conservation de l'amplitude est donnée par **(III.27). [1].**

$$T_{\alpha\beta} = \frac{2}{3}\begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \textbf{(III.27)}$$

Ce qui nous permet d'écrire :

$$v_{\alpha\beta} = T_{\alpha\beta} \cdot v_{abc} \textbf{ (III.28)}$$

En replaçantv_{abc} et $T_{\alpha\beta}$ par leur valeurs decrites par **(III.26)** et **(III.27)**, donc **(III.28)** devient :

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_m \sin(\theta) \\ v_m \cos(\theta) \end{bmatrix} \textbf{(III.29)}$$

Ce système stationnaire, orthogonal, biphasé et équilibré est transformé en référentiel tournant orthogonal et ce, en appliquant la transformation de Park comme utilisée dans **[8].**

$$T_{dq} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \textbf{(III.30)}$$

Ce qui nous permet d'écrire :

$$v_{dq} = T_{dq} \cdot v_{\alpha\beta} \textbf{(III.31)}$$

En remplacant les valeurs de $V_{\alpha\beta}$ et T_{dq} par leurs valeurs decrites par **(III.29)** et **(III.30)**, alors **(III.31)**devient :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_m \sin(\theta - \theta') \\ -v_m \cos(\theta - \theta') \end{bmatrix} \textbf{(III.32)}$$

θ' est détecté par le système PLL triphasé utilisé dans la transformation de Park.

Le fait de mettre la référence v_d* à zéro (0) Figure.III.9, est responsable du suivi de l'angle de phase de v_a**[19].** Le contrôleur PI est utilisé pour éliminer l'erreur en regime permanent, lorsque la fréquence du réseau oscille au-dessous ou au-dessus de la fréquence nominale. La sortie du régulateur PI est ensuite intégrée en fonction du temps pour obtenir un angle de phase estimé (θ'). De plus, l'amplitude et la fréquence de la tension instantanée est également déterminée. En effet, quand la différence entre l'angle de phase du réseau (θ) et l'angle détecté par le système PLL (θ') est réduite à zéro (Δθ=0), la PLL devient active et $v_q = -v_m$ (déduite de **(III.32)**.

III.2.4. Commande du hacheur élévateur

Le hacheur en question, présenté dans la Figure.III.10,est achevé en utilisant simplement (Universal bridge) qu'on peut trouver sur les librairies de SimPowerSystemsAvec cette topologie on peut facilement passer de la version moyenne à la version détaillée du hacheur.

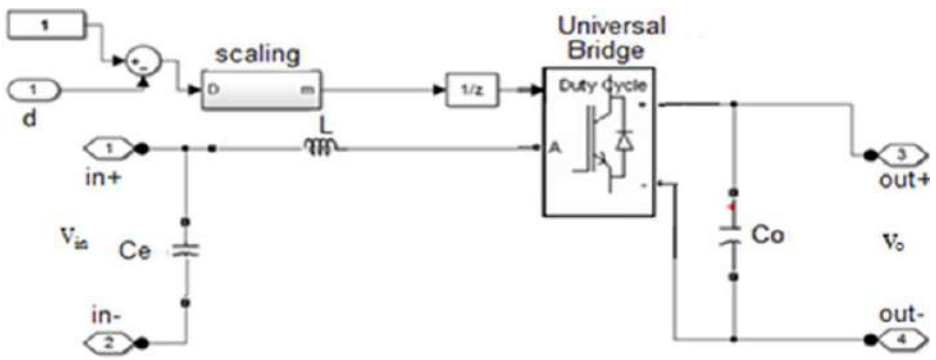


Figure.III.10. *Topologie du hacheur élévateur avec l'Universal bridge.*

III.2.4.1.Choix de l'algorithme MPPT

Un algorithme de la tension de circuit ouvert fractionnaire (FOCV) modifié sur la base de l'algorithme décrit dans le paragraphe est utilisé dans cette simulation en tant que contrôleur MPPT

L' inconvénients de cette méthode est que la tension V_{oc} du champ PV est mesurée périodiquement, en arrêtant momentanément les convertisseurs de puissance, principalement en cas de changement de température, car la tension varie très peu avec l'irradiance, cela entraîne une perte de puissance temporaire. Pour éviter cela, il est proposé d'utiliser un module PV pilote (comme référence) Figure.III.6 , contenant N_x cellules en série, placées à côté du générateur PV, incliné du même angle par rapport à l'horizontale, avec la même technologie et les mêmes caractéristiques, à partir desquelles sa tension de circuit ouvert de référence (V_{oc_ref}) peut être mesurée en continu via un deuxième capteur de tension. Cette valeur mesurée est multipliée par le nombre de cellules en série de tous les modules du générateur photovoltaïque (N_s . n_s) et divisé par le nombre de cellules série du module PV pilote (N_x). Le résultat obtenu n'est autre que la nouvelle valeur Voc de l'ensemble du générateur PV, qui est exprimée en **(III.33).**

$$V_{oc} = \frac{N_s \,.\, n_s}{N_x} \,.V_{oc_ref} \quad \textbf{(III.33)}$$

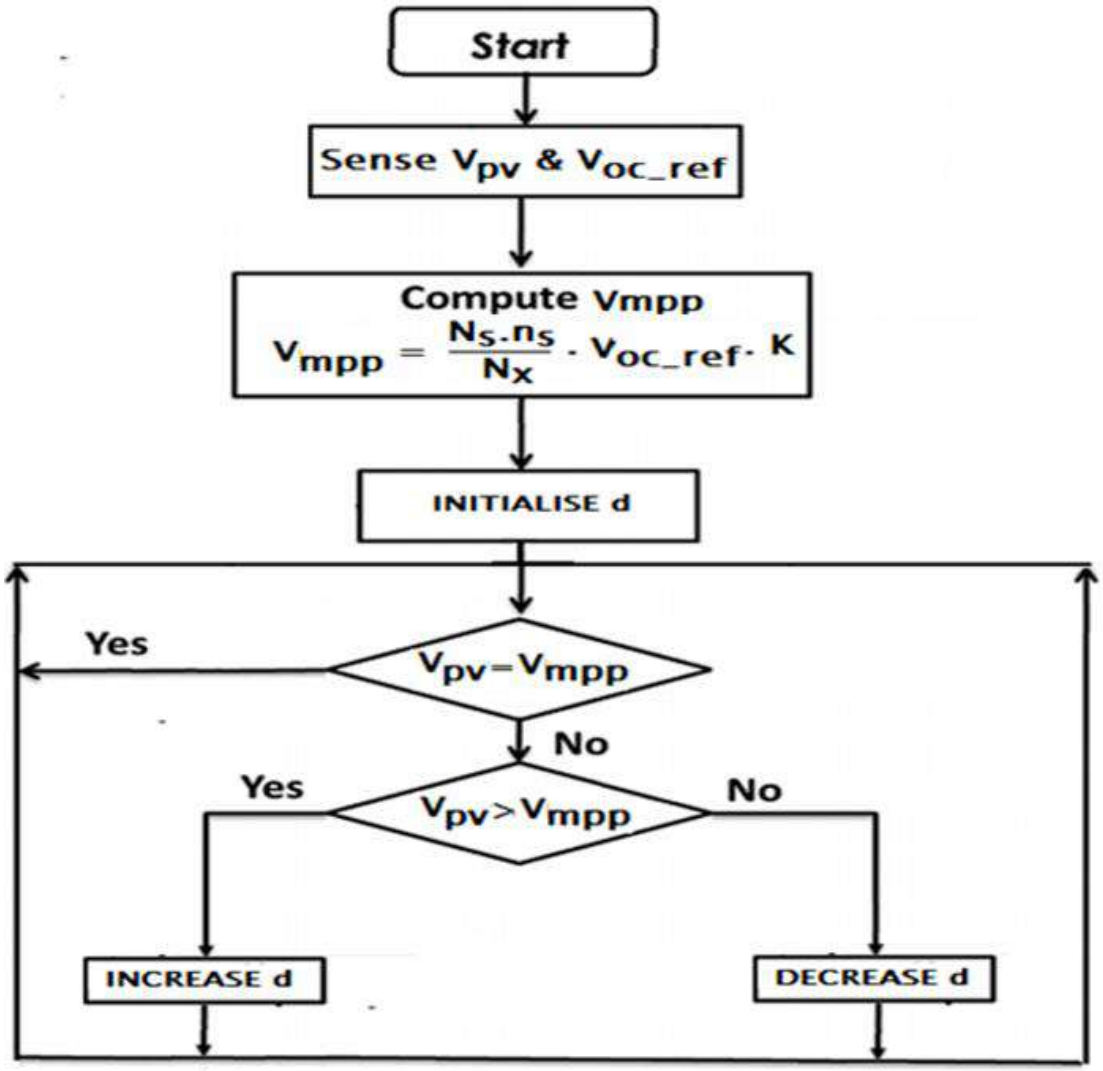


Figure.III.11. *Algorithme Modifié sur la base de l'algorithme FOCV.*

Alors, si des changements climatiques se produisent, la tension V_{ppm} peut être simplement déduite de la combinaison de **(II.19**) et **(III.34**). Cette valeur est ensuite comparée à la tension continue (V_{pv}) au point de fonctionnement (OP), Figure.II.23et ce, afin d'augmenter ou de diminuer le rapport cyclique (d) qui convient , comme indiqué dans la Figure.III.11.

III.2.5. Résultatsde Simulation et Discussion

Sur la base de la description ci-dessus, un modèle de simulation avec le schéma de commande proposé est construit sur la plate-forme de MATLAB / Simulink avec un temps de simulation égal à 1 seconde. v_{dc} est réglé à 800 V et maintenue constante conformément à (III.25)

LeTableau.III.1 présente les caractéristiques du module photovoltaïque KC200GT dans les conditions STC données par le fabricant.

Tableau.III.1. *Paramètres électriquesduModule KC200GT au STC*

Parameters	***Index***	***Values***
Maximal Power	*Pmax*	*200 W*
Open Circuit Voltage	*Voc*	*32.9 V*
Short Circuit Current	*Isc*	*8.214 A*
Temperature coefficient for Voc	*β*	*-0.1230 V/K*
Temperature coefficient for Isc	*α0.0032 A/K*	
Series Resistance	*Rs*	*0.221 Ω*
Parallel Resistance	*Rp*	*415.405 Ω*
Diode quality factor	*a*	*1.3*
Number of Cells in Series	*ns*	*54*

Le GPV de 2 kW utilise des modules KC200GT. Le champ PV consiste en une chaîne de 10 modules (N_s=10) connectés en séries (10 x 1 x 200 W= 2 kW).

01 module KC200GT utilisé comme module PV pilote.

La puissance maximale (P_{max}) et la tension au PPM (V_{ppm}) délivrées par le GPV à des différentes valeurs d'irradiation (G) est présenté dans le Tableau.III.2. Le scénario climatique est présenté à la Figure.III.12.

Tableau.III.2. *Valeurs de P_{max} et V_{mpp} pour différentes irradiation G.*

G (W/m2)	***Pmax(W)***	***Vmpp (V)***
1000	*2000*	*263*
800	*1590*	*261*
600	*1180*	*256*

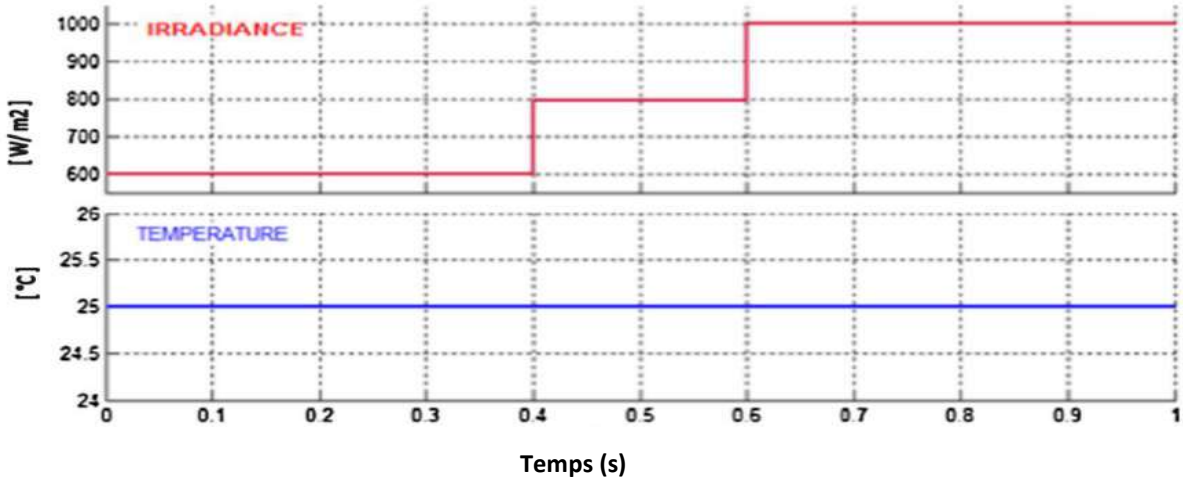
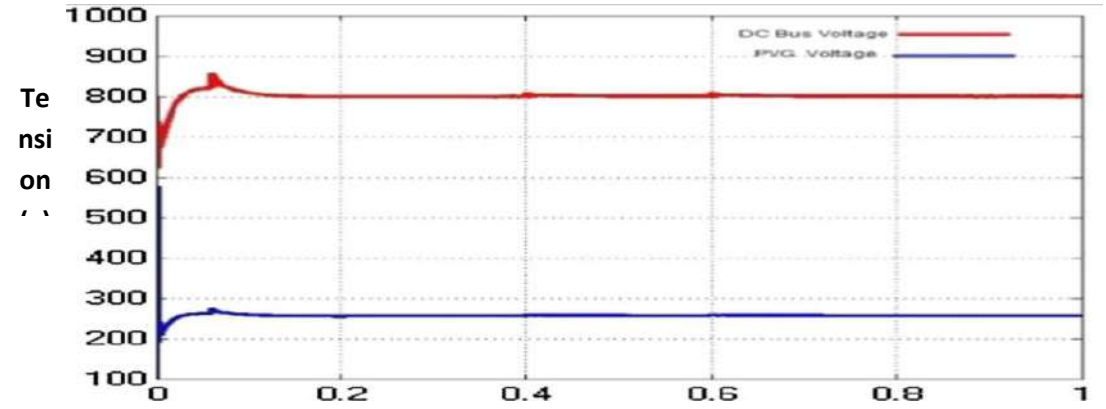


Figure.III.12. *Profils d'Irradiation et de Température.*

III.2.5.1. Résultats de Simulation

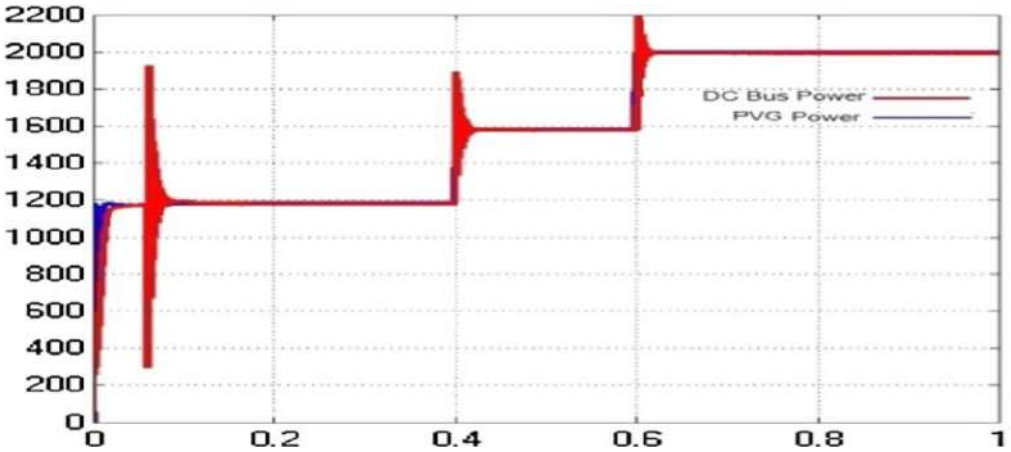
Après avoir simulé le comportement du système proposé sous différents niveaux d'irradiation et à température constante, tous les résultats sont observés dans Figure.III.13 et Figure.III.14.



Tension (v)

Temps (s)

(a)



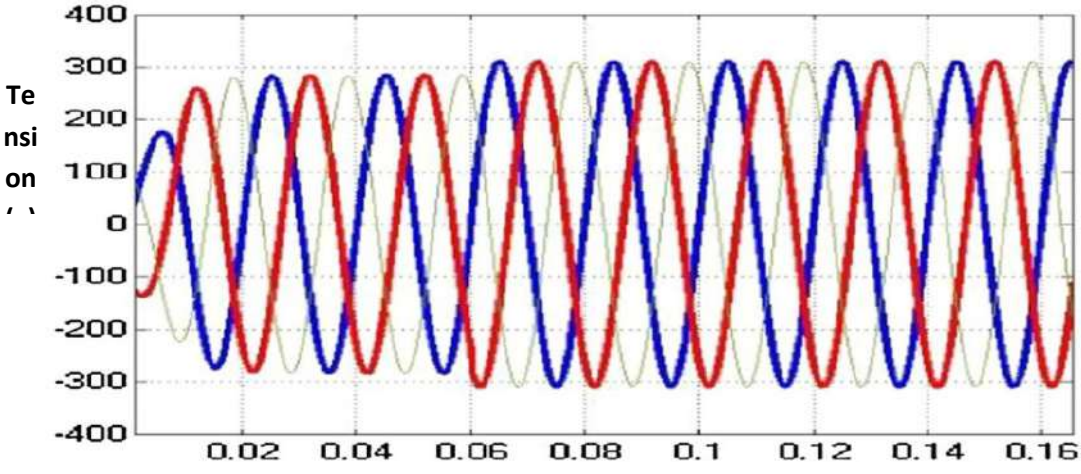
Puissance (w)

Temps (s)

(b)

(a) *DC Tension ;* ***(b)*** *DC Puissance.*

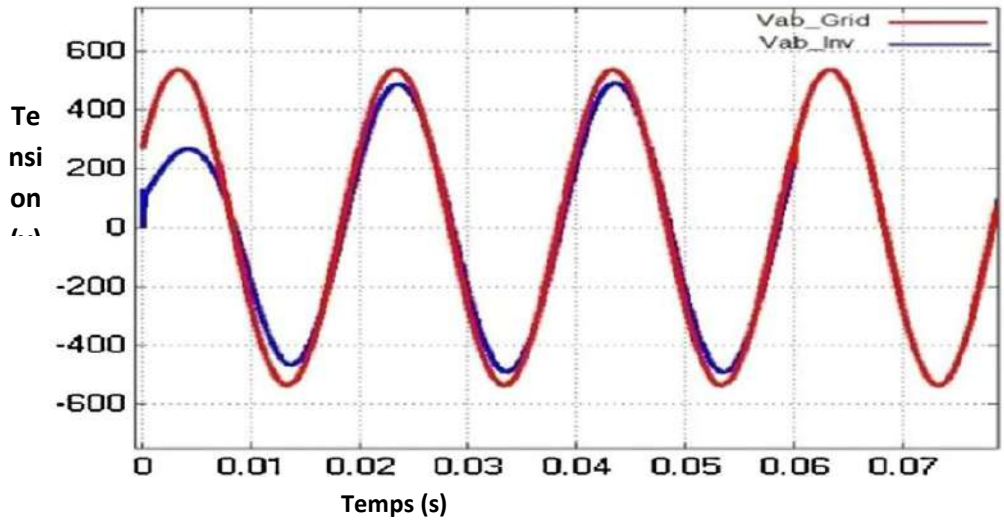
Figure.III.13. T*ension et Puissance du coté continu*



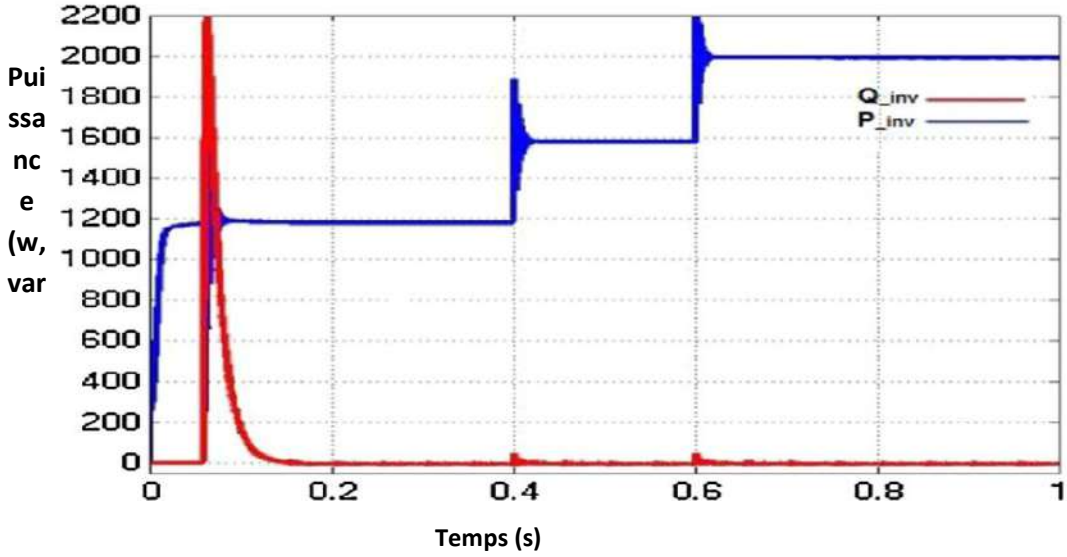
Tension (v)

Temps (s)

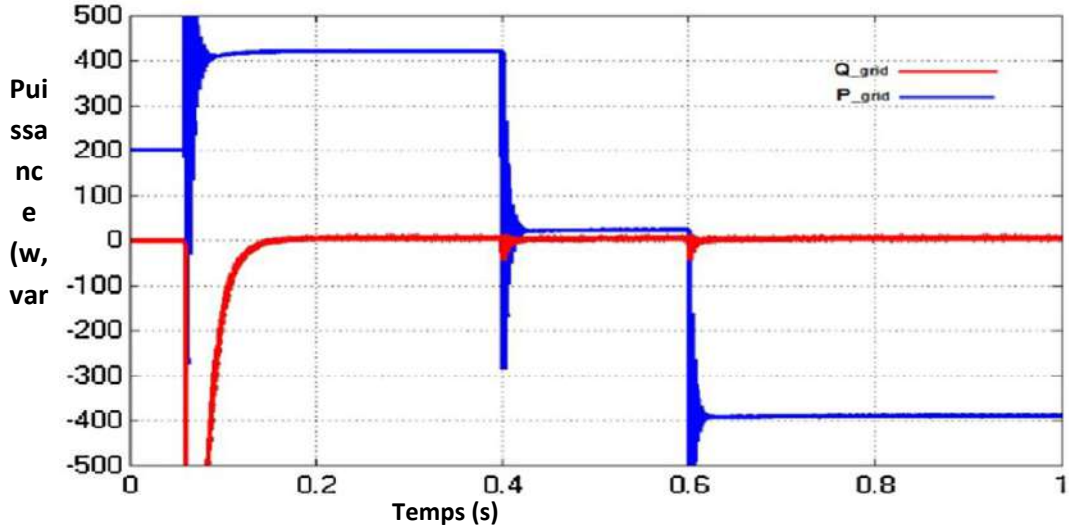
(a)



(b)



(c)



(d)

a).Vabc_onduleur; (b) Vab_onduleur/Vab_réseau;

(c) PQ_onduleur; (d) PQ_réseau

Figue.III.14. *Tensions et Puissances du réseau et de l'onduleur .*

III.2.5.2. Discussion

Pour illustrer l'efficacité des algorithmes proposés, une simulation et une étude avec des modèles moyens sont présentées. Les différents aspects du système et de ses paramètres sont implémentés à l'aide de l'environnement Matlab / Simulink. Dans nos études de modélisation, nous supposons qu'il n'y a pas de pertes dans le système. Cette étude présente les points suivants :

III.2.5.2.1. Synchronisation avec le réseau

Les Figure.III.14.(a) et Figure.III.14.(b) montrent exactement ce qui est attendu, la PLL atteint son objectif comme il se doit. Le système doit attendre que l'onduleur et le réseau synchronisent leurs phases et leurs amplitudes. (Accrochage au réseau) à environ 3 cycles = 3/50 = 0,06 s. (Durée du disjoncteur en position fermée)

III.2.5.2.2. Discussion des résultats du Coté DC

Comme prévu, la Figure.III.13. (b) montre que le courant continu fourni par le PVG reste proche du PPM en fonction de ses mêmes valeurs de puissance maximale à différents irradiances mentionnées au Tableau.III.5.

La Figure.III.13. (a) montre que la tension du bus cc est maintenue constante (800 volts) comme il se doit en fonction de la tension de référence souhaitée.

III.2.5.2.3. Discussion des résultats du Coté AC

❖ ***De 0 à 0.06s, G = 600 w/m^2, T=25°C , P_{max} = 1180W, Disjoncteur Ouvert:***

Dans cette période de simulation, un raisonnement logique conduit à s'attendre à ce que sans connexion au réseau (avant 3 cycles), le GPV, même à la puissance active de pointe (1180W), ne puisse pas à lui seul supporter pleinement la charge demandée de 1400W à la pleine puissance nominale de 380V. En revanche, le réseau ne doit alimenter que la 2ème charge (190W) située entre le disjoncteur (ouvert) et le réseau. Cela correspond bien aux résultats de simulation montrés sur les Figures III.14. (c) et (d) respectivement.

De 0.06 à 0.4s, G=600 w/m^2, T=25°C , P_{max}= 1180W, Disjoncteur fermé:

À partir de la Figure.III.14(c), on peut clairement voir que dans cette période de simulation, le GPV continue de fournir une puissance active maximale comme avant (1180W) et comme prévu. Cette puissance active n'est toujours pas suffisante pour alimenter les deux charges

(1400+190=1590W). Mais parce que le disjoncteur est maintenant fermé, le réseau est impliqué et doit se charger de fournir la différence de puissance active requise par les charges (1590–1180=410W). Ceci est beaucoup plus proche du résultat de la simulation présentée sur la Figure.III.14(d).

❖ ***De 0.4 à 0.6s, G=800 w/m^2, T=25°C , P_{max}= 1590W, Disjoncteur fermé:***

Au cours de cette période de simulation, le GPV continue de fonctionner à proximité du PPM et fournit une puissance active maximale (1590 W) comme prévu sur la Figure.III.14(c). Comme on peut le voir, il devrait à peine couvrir toutes les demandes de charges (1400+190=1590W) à lui seul. La puissance active produite par le GPV devrait alors être entièrement consommée par les charges. Par conséquent, il n'y a plus de puissance supplémentaire qui pourrait être injectée dans le réseau et aucune puissance manquante requise par la charge qui pourrait être fournie par le réseau. Ceci est également beaucoup plus proche du résultat de la simulation de la Figure.III.14(d).

❖ ***De 0.6 à 1 s, G=1000 w/m^2, T=25°C , P_{max}= 2000 W, Disjoncteur fermé:***

Au cours de cette période de simulation, le GPV atteint sa puissance active maximale (2000 W) dans des conditions de test standard (STC) comme prévu sur la Figure.III.14(c). Il doit donc alimenter largement et uniquement par lui-même les deux charges (1400+190=1590W). Par conséquent, une puissance supplémentaire devrait êtreinjecté dans le réseau et doit être égal à (1590–2000=−410W). Cela correspond également au résultat de la simulation de la Figure.III.14(d). Enfin, selon la Figure.III.14(c) et quelles que soient les variations d'éclairement, la puissance réactive reste nulle comme prévu en fonction de la puissance réactive de référence souhaitée (Qref mis à 0). D'autre part et en plus de la Figure.III.14(c), la Figure.III.14(b) montre également que l'algorithme FOCV proposé répond rapidement pour atteindre le PPM avec une précision élevée et de faibles oscillations.

III.3. Conclusion

Le contrôle et la simulation du système PV résidentiel connecté au réseau est présenté en vue de faire une synthèse globale du présent chapitre. Cette étude nous a permis de collecter des connaissances techniques nécessaires pour convertir et contrôler efficacement l'énergie solaire en vue de l'injecter au réseau électrique de distribution.

Le modèle simulé et les résultats obtenus pour diverses conditions de fonctionnement montrent la robustesse de l'approche du contrôle Watt-Var découplée, principalement pour assurer un facteur de puissance proche de un, ainsi pour maintenir une tension de bus continu constante. Ils démontrent également la précision de suivi et la réponse rapide avec les faibles

oscillations de l'algorithme FOCV modifié proposé en tant qu'une technique MPPT. La PLL à permi d'extraire l'angle de phase du réseau avec précision. Elle a réussi à synchroniser le système en temps voulu et ce, comme prévu.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion Générale

Le contrôle des systèmes PV raccordés au réseau électrique est devenu un défi en vue de remplacer toute forme de stockage qui est vraisemblablement très couteuse. Le Système PV à petite échelle connecté au réseau électrique et sans stockage, peut être un élément clé pour les applications à consommation réduite.

Ce travail présente une simulation du comportement et du contrôle du Système PV résidentiel connecté au réseau afin de convertir efficacement l'énergie solaire.

Le modèle simulé et les résultats obtenus pour différentes conditions climatiques, montrent la robustesse de l'approche dite contrôle Watt-Var découplé. Ce contrôle est principalement utilisé pour un fonctionnement à un facteur de puissance unitaire, ainsi que pour maintenir une tension constante du bus continu. Ces résultats démontrent également la précision du suivi et la réponse rapide avec de faibles oscillations des signaux de la tension et de la puissance du coté DC et ce, grâce à un algorithme dont on a proposé en tant que technique MPPT. Cette dernière est basée sur la mesure de la fraction de la tension à circuit ouvert (FOCV) du générateur photovoltaïque (GPV). Cet algorithme qui est destiné au contrôle du hacheur élévateur appartenant à la chaîne PVest modifié de façon à ne pas interrompre la production du système PV lors du changement climatique

Additionnellement, les résultats de la simulation indiquent également que le système proposé fournit puissance aux charges locales, quelles que soient les conditions climatiques ou les variations de charge. Le réseau se charge de fournir la puissance supplémentaire nécessaire par ces charges lorsque le GPV ne peut pas fournir suffisamment d'énergie. Sinon, toute puissance supplémentaire produite depuis le GPV est injectée dans le réseau électrique. La PLL quant à elle est utilisé pour extraire l'angle de phase du réseau électrique. En effet, elle réussit à synchroniser le système PV avec le réseau à environ 0,06 s comme prévu.

On peut conclure que, le système PV proposé, connecté au réseau sans transformateur et sans stockage, à l'aide d'un contrôleur MPPT simple et bon marché, peut être considéré comme une topologie très intéressante pour les applications résidentielles.En effet, le nombre d'appareils de la chaîne PV est réduit, ce qui signifie, moins de coût et moins de complexité d'installation. Ainsi, système PV résidentiel peut être une solution typique pour répondre à une partie de la demande d'énergie et améliorer le réseau de distribution électrique. D'autre part, leur facilité d'installationset leurs prix bon marché peut les rendre plus attrayants dans les pays en voie de développement.

Références bibliographiques :

[1] ……. Fekkak, B., Menaa, M., & Boussahoua, B. (2018). Control of transformerless grid-connected PV system using average models of power electronics converters with MATLAB/Simulink. Solar Energy, 173, 804-813.

[2]……. Adaramola, M.S., Vågnes, E.E., 2015. Preliminary assessment of a small-scale rooftop PVgrid tied in Norwegian climatic conditions. Energy Convers. Manage. 90, 458–465

[3]……. VijayRaol, M., Reddy, M.P., Sreedhar, B., 2013. Voltage-oriented control of a grid connected PV system by modified MPPT algorithm. Int. J. Res., JNTYH, AP, India

[4]…….Marouani, R., & Mami, A., 2010. Voltage oriented control applied to a grid connected photovoltaic system with maximum power point tracking technique. American Journal of Applied Sciences, 7(8), 1168.

[5]…….Roy, T.K.,Mahmud,M.A., 2017.Activepower control ofthree-phase grid-connected solar PV systems using a robust nonlinear adaptive backstepping approach. Sol. Energy 153, 64–76

[6]…….Yang, Y., Zhao, F.P., 2011. Adaptive perturb and observe MPPT technique for grid-connected photovoltaic inverters. Procedia Eng. 23, 468–473

[7]…….Zahoor, W., & Zaidi, S. H., December 2014. Synchronization and dq current control of grid-connected voltage source inverter. In Multi-Topic Conference (INMIC), 2014 IEEE 17th International (pp. 462-466). IEEE.

[8]…….Kalitiuka, T., 2011. Control of voltage source converters for power system applications (Master's thesis, Institutt for elkraftteknikk).

[9]…….Hamrouni, N., Chérif, A., 2007. Modelling and control of a grid connected photovoltaic system. Revue des Energies Renouvelables 10 (3), 335–344

[10]…….Liu, L., Li, H., Xue, Y., Liu, W., 2015. Decoupled active and reactive power control for large-scale grid-connected photovoltaic systems using cascaded modular multilevel converters. IEEE Trans. Power Electron. 30 (1), 176–187.

[11]…….Rev-Boué, A. B., García-Valverde, R., Ruz-Vila, F. D. A., & Torrelo-Ponce, J. M., 2012. An integrative approach to the design methodology for 3-phase power conditioners in Photovoltaic Grid-Connected systems. Energy Conversion and Management, 56, 80-95.

[12]…….Li, B., Tian, X., Zeng, H., 2011. A grid-connection control scheme of PV system with fluctuant reactive load. In: Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on. IEEE, pp. 786–790.

[13]…….. Milosevic, M., Andersson, G., Grabic, S., 2006. Decoupling current control and maximum power point control in small power network with photovoltaic source. In: Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES. IEEE, pp. 1005–1011.

[14]…….. Mahamat, C., Petit, M., Marquant, R., Gautier, C., Mami, A., Costa, F., 2016. Decoupled PQcontrolappliedtoamulticellularparallel inverterforgrid-connected photovoltaic system. In: Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), 2016 17th International Conference on. IEEE, pp. 455–460.

[15]…….. Molina, M.G., Mercado, P.E., 2008. Modeling and control of grid-connected photovoltaic energy conversion system used as a dispersed generator. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES. IEEE, pp. 1–8.

[16]…….. Bullich-Massaguá, E., Nalba, M.A.-P., Sumper, A., Boix-Aragones, O., 2017.

Active power control in a hybrid PV-storage power plant for frequency support. Sol. Energy 144,49–62.

[17]…….. Hassaine, L., Olias, E., Quintero, J., Barrado, A., 2014. Power control for grid connected applications based on the phase shifting of the inverter output voltage with respect to the grid voltage. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 57, 250–260.

[18]…….. Gao, S., Barnes, M., 2016. Phase-locked loops for grid-tied inverters: comparison and testing.

[19]…….. Adžić, E.M., Adžić, M.S., Katić, V.A., 2011. Improved pll for power generation systems operating under real grid conditions. Guest Editorial W, 5.

[20]…….. Ghoshal, A., John, V., 2007. A method to improve PLL performance under abnormal grid conditions.

[21]…….. Ardjoun, S. A. E. M. (2016). Commande d'un système d'énergies renouvelables Multisources relié au réseau électrique(Doctoral dissertation).

[22]…….. Alkhalil, F. (2011). Supervision, économie et impact sur l'environnement d'un système d'énergie électrique associé à une centrale photovoltaïque (Doctoral dissertation, Arts et Métiers ParisTech).

[23]…….. Carrasco, M., & Mancilla-David, F., 2016. Maximum power point tracking algorithms for single-stage photovoltaic power plants under time-varying reactive power injection. Solar Energy, 132, 321-331.

[24]…….. Ocnasu, D. (2008). Modélisation, commande et simulation temps-réel hybride des systèmes de génération non conventionnels (Doctoral dissertation, Université Joseph-Fourier-Grenoble I).

[25]…….. Mogos, E. F. (2005). Production décentralisée dans les réseaux de distribution: étude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources (Doctoral dissertation, Paris, ENSAM).

[26]…….. Pankow, Y. (2004). Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque. National School Superior of Art and Trades, Lille.

[27]…….. Mouratoglou, P., & Therond, P. G. (2009). L'énergie solaire photovoltaïque. In Annales des Mines-Realites industrielles (No. 4, pp. 61-70). Eska.

[28]…….. Chenni, R., Zarour, L., Matagne, E., & Kerbache, T. (2007). Optimisation d'un système de pompage photovoltaïque. Sciences & Technologie. B, Sciences de l'ingénieur, (26), 49-54.

[29]…….. Semaoui, S., Hadj Arab, A., Azoui, B., Hadj Mahammed, I., & Bakelli, Y. (2006). Etude d'un système PV autonome destiné à l'électrification d'un village au sud. National Colloquy on Solar Energy, Bejaia, Algeria, 29-30.

[30]…….. Jena, N. K., Mohanty, K. B., Pradhan, H., & Sanyal, S. K. (2015, June). A decoupled control strategy for a grid connected direct-drive PMSG based variable speed wind turbine system. In Energy, Power and Environment: Towards Sustainable Growth (ICEPE), 2015 International Conference on (pp. 1-6). IEEE.

[31]…….. Riffonneau, Y., Bacha, S., Barruel, F., & Ploix, S. (2011). Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries. IEEE Transactions on sustainable energy, 2(3), 309-320.

[32]…….. Ueda, Y., Kurokawa, K., Kitamura, K., Yokota, M., Akanuma, K., & Sugihara, H. (2009). Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems. Solar energy materials and solar cells, 93(6-7), 945-949.

[33]…….. Boukezata, B., Chaoui, A., Gaubert, J.P., Hachemi, M., 2014. Active power filter in a transformerless grid connected photovoltaic system. Balkan J. Electr. Comput. Eng. 2 (3).

[34]…….. Zhang, L., Sun, K., Xing, Y., Feng, L., & Ge, H. (2011). A modular grid-connected photovoltaic generation system based on DC bus. IEEE transactions on power electronics, 26(2), 523-531.

[35]…….. Luque, A., & Hegedus, S. (Eds.). (2011). Handbook of photovoltaic science and engineering. John Wiley & Sons.

[36]…….. Xiao, W. (2003). A modified adaptive hill climbing maximum power point tracking (MPPT) control method for photovoltaic power systems (Doctoral dissertation, University of British Columbia).

[37]…….. Vinod, P. N., Chakravarty, B. C., Lal, M., Kumar, R., & Singh, S. N. (2000). A novel method for the determination of the front contact resistance in large area screen printed silicon solar cells. Semiconductor science and technology, 15(3), 286.

[38]…….. Cabal, C. (2008). Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovotaïque (Doctoral dissertation, Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier).

[39]…….. Khenfer, R. (2018). Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques (Doctoral dissertation).

[40]…….. Helali, K. (2012). Modélisation d'une cellule photovoltaique: Etude comparative (Doctoral dissertation, Université Mouloud Mammeri).

[41]…….. Abouda, S. (2015). Contribution à la commande des systèmes photovoltaiques: application aux systèmes de pompages(Doctoral dissertation, Reims).

[42]…….. Abdelsalam, A. K., Massoud, A. M., Ahmed, S., & Enjeti, P. N. (2011). High-performance adaptive perturb and observe MPPT technique for photovoltaic-based microgrids. IEEE Transactions on Power Electronics, 26(4), 1010-1021.

[43]…….. Aouchiche, N., Cheikh, M. A., & Malek, A. (2013). Poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque par les méthodes de l'incrémentation de conductance et la perturbation & observation. Revue des Energies Renouvelables, 16(3), 485-498.

[44]…….. Yadav, A. P. K., Thirumaliah, S., Haritha, G., & Scholar, P. G. (2012). Comparison of mppt algorithms for dc-dc converters based pv systems. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 1(1), 18-23.

[45]…….. Pareek, S., & Dahiya, R., 2015. Simulation and performance analysis of individual module to address partial shading cum parameter variation in large photovoltaic fields. J. Energy Power Sources, 2(3), 99-104.

[46]…….. Hamecha, S. (2013). Etude et commande d'une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents (Doctoral dissertation, Université Mouloud Mammeri).

[47] …….. Neumann, T., & Erlich, I., July 2012. Modelling and control of photovoltaic inverter systems with respect to German grid code requirements. In Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE (pp. 1-8). IEEE.

[48] ……. Nguyen, D. D., & Fujita, G., May 2016. Observer-based decoupling power control for frequency modulated Dual-Active-Bridge converter. In Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), 2016 IEEE 8th International(pp. 754-760). IEEE.

[49] ……. Gholipour Shahraki, E., 2003. Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques (Doctoral dissertation, Nancy 1).

[50] ……. Rennane, A., & Saheb-Koussa, D. (2014). Evaluation des performances de la boucle à verrouillage de phase (PLL) pour l'interconnexion d'une source d'énergie renouvelable au réseau électrique. Revue des Energies Renouvelables, 17(2), 227-243.

[51] ……. Timbus, A., Liserre, M., Teodorescu, R., & Blaabjerg, F. (2005, June). Synchronization methods for three phase distributed power generation systems. An overview and evaluation. In IEEE Power Electronics Specialists Conference (Vol. 36, No. 3, p. 2474).