



Université ABBES LAGHROUR Khenchela
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Industriel
جامعة عباس لغزور خنشلة
كلية العلوم والتكنولوجيا
قسم الهندسة الصناعية



N° Série :

Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Commandes Electriques

Présenté par

HAMZAOUI ABDELAZIZ

HARRATH ABDELOUAHEB

THEME

**SIMULATION D'UN SYSTEME
PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU
COMMANDE PAR DES TECHNIQUES
INTELLIGENTES.**

Soutenu le 29/06/2019 devant la commission d'examen composée de :

Mr. CHAIBA Azeddine

PROF à l'Université de Khenchela Président

Mr. MENADI Abdelkarim

MCB à l'Université de Khenchela Encadreur

Mr. BOUTABBA Tarek

MCB à l'Université de Khenchela Examineur

Promotion 2018/2019



Université ABBES LAGHROUR Khenchela
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Industriel
جامعة عباس لغزور خنشلة
كلية العلوم والتكنولوجيا
قسم الهندسة الصناعية



N° Série :

Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Commandes Electriques

Présenté par

HAMZAOUI ABDELAZIZ

HARRATH ABDELOUAHEB

THEME

**SIMULATION D'UN SYSTEME
PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU
COMMANDE PAR DES TECHNIQUES
INTELLIGENTES.**

Soutenu le 29/06/2019 devant la commission d'examen composée de :

Mr. CHAIBA Azeddine

PROF à l'Université de Khenchela Président

Mr. MENADI Abdelkarim

MCB à l'Université de Khenchela Encadreur

Mr. BOUTABBA Tarek

MCB à l'Université de Khenchela Examineur

Promotion 2018/2019

A decorative border of white lily of the valley flowers and a single red rose is arranged around the text. The flowers are small and bell-shaped, while the rose is a vibrant red with a yellow center. The background is plain white.

DEDICACE

A mes sœurs et mes frères.

A mes amis.

A mes collègues.

A toute ma famille.

*A toute personne qui a contribué à la réalisation de ce mémoire
de près ou de loin.*

Abdelaziz et Abdelouahab



Remerciements

Je remercie toutes les personnes qui m'ont aidé dans la période de ma formation en m'ouvrant les portes, en répondant patiemment à mes questions et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Je tiens à remercier sincèrement Dr. Menadi Abdelkrim

*D'avoir accepté de m'encadrer et me diriger,
merci pour son suivi judicieux tout au long de la réalisation
de ce travail.*

Table des Matière

Liste des figures

Introduction générale

CHAPITRE 01 : Topologie Des Chaines De Conversion Photovoltaïque Connectée Au Réseau

| | |
|---|-----------|
| 1.1 Introduction | 04 |
| 1.2 Différentes configurations des systèmes PV connectés au réseau :..... | 04 |
| 1.2.1 Topologie avec onduleurs modulaires (module inverter) | 04 |
| 1.2.2 Onduleurs centralisés (central inverter) | 05 |
| 1.2.3 Onduleurs "String" ou "de Rangée" | 05 |
| 1.2.4 Topologies des convertisseurs DC/DC dédiés aux applications photovoltaïques | 06 |
| 1.2.5 Les avantages et les inconvénients | 09 |
| 1.2.6 Structure générale d'un système photovoltaïque | 11 |
| 1.2.6.1 Systèmes PV connecté directement au réseau | 12 |
| 1.2.6.2 Système à bus continu intermédiaire | 13 |
| 1.3 Conclusion | 15 |

CHAPITRE 02 : Modélisation Du Systeme Photovoltaïque Connecté Au Réseau

| | |
|--|-----------|
| 2.1 Introduction | 17 |
| 2.2 Modélisation du système | 17 |
| 2.2.1 Modèle du générateur photovoltaïque | 17 |
| 2.2.1.1 Caractéristique I-V | 19 |
| 2.2.1.2 Influence de l'éclairement et la température | 20 |
| 2.2.2 Modèle du bus continu | 22 |
| 2.2.3 Modèles des convertisseurs statiques | 22 |
| 2.2.4 modèle de l'onduleur de tension | 25 |
| 2.2.5 Modèle du réseau | 27 |
| 2.3 Conclusion | 28 |

CHAPITRE 03 : Description Des Approches De Commande

| | |
|---|-----------|
| 3.1 Introduction | 30 |
| 3.2 Suivi de la puissance maximal du générateur photovoltaïque | 30 |
| 3.2.1. Algorithme MPPT par mode glissant | 31 |
| 3.2.1.1 Background sur la commande par mode glissant | 31 |
| 3.2.1.2 Application de la commande par mode glissant aux systèmes photovoltaïques | 32 |
| 3.2.2 Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue | 34 |

| | |
|--|-----------|
| 3.2.2.1 Principe d'une commande floue | 35 |
| 3.2.2.2 Etapes de mise en œuvre d'un contrôleur flou | 35 |
| 3.3 Commande du système de conversion | 38 |
| 3.3.1 Contrôle de la tension du bus continu | 39 |
| 3.3.2 Contrôle rapprochée de l'onduleur coté réseau | 41 |
| 3.4 Conclusion | 45 |

CHAPITRE 04 : Résultats Du Simulation

| | |
|---|-----------|
| 4.1. Introduction | 47 |
| 4.2. L'outil Matlab/Simulink | 47 |
| 4.3. Système photovoltaïque connecté au réseau proposé | 47 |
| 4.3.1 Générateur photovoltaïque | 47 |
| 4.3.3 Convertisseur DC-AC | 47 |
| 4.3.3 Convertisseur DC-AC | 48 |
| 4.3.4 La charge | 48 |
| 4.3.5 Le réseau électrique | 48 |
| 4.4 Générateur photovoltaïque | 48 |
| 4.5 Résultat de simulation | 48 |
| 4.5.1 Résultat de simulation des différents MPPT | 48 |
| 4.5.2 Résultat du bus continu | 52 |
| 4.5.3 Résultat coté réseau | 54 |
| 4.6 Conclusion | 56 |

Conclusion générale

Liste des Figures

Liste des Figures

| | |
|---|----|
| Figure 1.1 : Topologie avec onduleurs modulaires | 04 |
| Figure 1.2 : Onduleurs centralisés | 05 |
| Figure 1.3 : Onduleurs "String" ou "de Rangée" | 05 |
| Figure 1.4 : Classification des onduleurs PV connectés au réseau [8] | 06 |
| Figure 1.5 : Etage DC/DC par "string"[2] | 07 |
| Figure 1.6 : Topologie à hacheurs modulaires parallèle [2] | 08 |
| Figure 1.7 : Topologie à hacheurs modulaires séries | 09 |
| Figure 1.8: Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur | 12 |
| Figure 1.9 : Bus à basse tension alternative | 13 |
| Figure 1.10 : Convertisseur de type forward alimentant le bus continu | 14 |
| Figure 1.11: Structure avec convertisseur de type fly-back | 14 |
| Figure 1.12: Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé | 15 |
| Figure 2.1: Synoptique du système photovoltaïque connecté au réseau | 17 |
| Figure 2.2 : Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire | 18 |
| Figure 2.3 : Les différentes zones de la caractéristique (I -V) | 20 |
| Figure 2.4 : Caractéristiques du GPV dans les conditions standards | 20 |
| Figure 2.5 : Evolution de la caractéristique I(V) (a) et P(V) (b) en fonction de l'irradiation | 21 |
| Figure 2.6: Evolution de la caractéristique I(V) (a) et P(V) (b) pour différentes températures | 21 |
| Figure 2.7 : modèle du bus continu | 22 |
| Figure 2.8 : Schéma de principe d'un convertisseur Boost | 23 |
| Figure 2.9 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost [6] | 23 |
| Figure 2.10 : Schéma de principe de la première séquence de conduction | 24 |
| Figure 2.11 : Le schéma de principe de la deuxième séquence de conduction | 24 |
| Figure 2.12 : le Schéma symbolique de l'onduleur [10] | 25 |
| Figure 2.13 : schéma de l'onduleur de tension triphasé [10] | 25 |

Liste des Figures

| | |
|--|----|
| Figure 2.14 : Schéma d'un bras de l'onduleur [10] | 26 |
| Figure 2.15 : Schéma de l'onduleur à interrupteurs idéaux. [10] | 26 |
| Figure 2.16 : la modèle du réseau | 27 |
| Figure 3.1 : Hacheur survolteur commandé par MPPT | 31 |
| Figure 3.2 : Principe de la commande MPPT par mode glissant | 33 |
| Figure (3.3) : Structure générale d'une commande floue | 35 |
| Figure 3.4 : Fonctions d'appartenance des entrées et de sortie | 36 |
| Figure 3.5 : Schéma global de commande du système photovoltaïque connecté au réseau triphasé [16] | 38 |
| Figure 3.6 : Représentation du bus continu | 39 |
| Figure 3.7 : Schéma bloc de la régulation du bus continu | 40 |
| Figure 3.8 : Boucle de régulation de la tension du bus continu | 41 |
| Figure 3.9 : Schéma de structure d'un onduleur de tension triphasé connecté au réseau | 41 |
| Figure 3.10 : Schéma de principe de la boucle à verrouillage de phase triphasé | 43 |
| Figure 3.11 : Contrôle de courant par hystérésis [01] | 44 |
| Figure 3.12 : Commande des interrupteurs par hystérésis [19] | 44 |
| Figure 4.1 : profile de l'éclairement solaire | 49 |
| Figure 4.2 : Allure de la tension du GPV par le FLC | 49 |
| Figure 4.3 : Allure de la tension du GPV par le mode glissant | 49 |
| Figure 4.4 : courant du GPV par FLC | 50 |
| Figure 4.5 : courant du GPV par mode glissant | 50 |
| Figure 4.6 : l'erreur du contrôleur flou | 51 |
| Figure 4.7 : la surface de glissement | 51 |
| Figure 4.8 : tension du bus continu avec le régulateur PI | 52 |
| Figure 4.9 : l'erreur du bus continu avec le régulateur PI | 53 |

Liste des Figures

| | |
|--|----|
| Figure 4.10 : tension du bus continu avec le régulateur PI | 53 |
| Figure 4.11 : l'erreur du bus continu avec le régulateur PI | 53 |
| Figure 4.12 : courant mesuré et sa référence de la phase (a) | 54 |
| Figure 4.13 : zoom du courant et sa référence de la phase (a) | 55 |
| Figure 4.14 : courant et tension à la sortie de l'onduleur | 55 |

Liste des Tableaux

Liste des Tableaux

Liste des Tableaux

Tableau I : Exemple d'une table de vérité pour une commande logique floue..... 37

Tableau 4.1 : Caractéristiques électrique du panneau solaire 48

Nomenclature

IPV: Courant du générateur photovoltaïque (A)
VPV: Tension du générateur photovoltaïque (V)
PPV : Puissance du générateur photovoltaïque (W)
Icc: Courant de court-circuit du générateur photovoltaïque (A)
Rs: Résistance série générateur photovoltaïque (Ω)
Io: Courant de saturation inverse (A)
Vth : Tension thermique (V)
Iop : Courant optimal du générateur photovoltaïque (A)
Vop : Tension optimal du générateur photovoltaïque (V)
Voc : Tension du circuit ouvert du générateur photovoltaïque (V)
T, Tref : Température de la cellule ($^{\circ}\text{C}$)
E, Eref : Eclairement solaire (W/m^2)
 γ : Coefficient de température du photo-courant ($\text{mA}/^{\circ}\text{C}$)
 β : Coefficient de température de la tension du circuit ouvert ($\text{mV}/^{\circ}\text{C}$)
C : Condensateur du bus continu
D : Diode du hacheur parallèle
L : Inductance de l'entrée du hacheur parallèle
S : Interrupteur de l'hacheur parallèle
ic : Courant de la capacité du bus continu (A)
iL : Courant de l'inductance à l'entrée du hacheur parallèle (A)
VDC, VDC-ref : La tension du bus continu et sa référence (V)
IPVs : Courant à la sortie du hacheur parallèle (A)
Iond : Courant de l'entrée de l'onduleur (A)
Ia, Ib, Ic : Courants de la sortie de l'onduleur (A)
F1, F2, F3 : Etats de commutation des interrupteurs de l'onduleur
Rr, r : Résistance et Inductance du réseau
Va, Vb, Vc : Tensions du sortie de l'onduleur (V)
E1, E2, E3 : Tensions du réseau électrique (V)
Vd, Vq : Transformation d-q des tensions du sortie de l'onduleur (V)
id, iq : Transformation d-q du courants de la sortie de l'onduleur (A)
Ed, Eq : Transformation d-q de la tension du réseau électrique
 θ : Angle électrique du réseau (rad)
rL : Résistance interne de l'inductance L
Rch : L'impédance d'entrée du côté du deuxième étage de conversion

f : Fréquence de commutation

V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} : Tensions modulées de sortie de l'onduleur photovoltaïque (V)

S : Surface de glissement de l'MPPT par le mode glissant

α : Le rapport cyclique du hacheur parallèle

P_{min} : Puissance minimale du GPV (W)

K₁, K₂, K₃ : Gains d'adaptation flous des entrées et de sortie du MPPT flou

P_C : Puissance de la capacité (W)

P_{res} : Puissance du réseau (W)

τ : Constant du temps du bus continu (s)

I_a^{*}, I_b^{*}, I_c^{*} : Courants instantanés de référence de la sortie de l'onduleur (A)

I_{max} : Valeur maximale du courant de référence de la sortie de l'onduleur (A)

θ_{est} : L'angle estimé du réseau électrique (rad)

f_{max} : Fréquence maximale de commutation (Hz)

GPV : Générateur photovoltaïque

FLC : Contrôleur flou.

MPP : Point de puissance maximale.

Introduction Générale

Introduction Générale

La consommation mondiale d'électricité observée durant ces dernières décennies est fortement liée au développement de l'industrie, du transport et des moyens de communications. De nos jours, une grande partie de la production électrique est produite à partir de ressources non renouvelables comme le charbon, le gaz naturel, le pétrole et l'uranium. Leur vitesse de régénération est extrêmement lente à l'échelle humaine. Ce qui entrainera à plus ou moins courte échéance un risque non nul d'épuisement de ces ressources [1].

D'autant plus que la demande ne cesse de croître et tant dès à présent à être supérieure à l'offre, se traduisant par exemple par une forte fluctuation du prix mondial du pétrole.

D'autre part, ce type de consommation énergétique n'est pas neutre sur l'impact environnemental. Pour les hydrocarbures et le charbon par exemple, d'importantes émissions de gaz à effet de serre sont générées quotidiennement jouant un rôle prépondérant au niveau du dérèglement climatique et de l'augmentation de la pollution. Ce constat pousse à rechercher de plus en plus de solutions innovantes palliant le déficit énergétique et limitant l'impact négatif sur l'environnement. Ainsi, le développement des sources non-polluantes à base d'énergie renouvelable est de plus en plus sollicité à la fois par les producteurs d'énergie et les pouvoirs publics [2].

Par opposition, une énergie dite renouvelable doit se régénérer naturellement et indéfiniment à l'échelle temporelle de notre civilisation. Seule l'énergie issue du soleil répond actuellement à ces critères à la fois d'abondance à la surface terrestre et de régénération infinie à notre échelle. Elle peut ainsi être utilisée directement sous forme thermique et depuis la découverte de l'effet photovoltaïque, convertie en énergie électrique [1].

L'énergie solaire photovoltaïque est une forme d'énergie renouvelable permettant de produire de l'électricité par la transformation d'une partie du rayonnement solaire grâce à des modules solaires photovoltaïques, comprenant plusieurs cellules photovoltaïques reliées entre elles. Les impacts locaux du solaire sont très réduits : pas de bruit, pas de rejets et, sur le plan visuel, une relative discrétion voire pour certaines structures intégrées au bâtiment une réelle élégance.

Dans ce mémoire, notre étude s'intéresse à la filière photovoltaïque et consiste essentiellement à la modélisation et le contrôle d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique triphasé

Introduction Générale

Cependant, le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques : impacts sur le changement des flux de puissance, sur le plan de tension et sur la qualité de l'énergie [3].

Dans ce premier chapitre, on expose quelques topologies de champs PV connectés au réseau de distribution.

Cependant notre but principal est la simulation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique triphasé.

Le second chapitre sera basé sur la modélisation mathématique du système photovoltaïque connecté au réseau triphasé électrique, tel que le générateur photovoltaïque, l'hacheur, l'onduleur et à la fin le réseau électrique.

Dans le troisième chapitre nous allons citer les différentes méthodes de poursuite du point de puissance maximale et on terminera par la méthode qui est choisie dans notre travail parmi les techniques et qui est celle de la 'Algorithme MPPT par mode glissant' et 'La commande MPPT basée sur le principe de la logique floue', et nous avons également donné une étude sur la commande du système de conversion.

Le quatrième chapitre sera consacré, à la simulation de la méthode MPPT, avec une stratégie de contrôle des courants d'onduleur (contrôle par hystérésis classique). Toutes ces techniques seront présentées avec les résultats obtenus et comparés dans les mêmes conditions de fonctionnement.

On clôturera notre travail par une conclusion générale.



Chapitre I
Topologies Des Chaines
De Conversion Photovoltaïque
Connectées Au Réseau

1.1 Introduction

Un module photovoltaïque est formé de cellules photovoltaïques mises en série et en parallèle pour obtenir la tension et le courant désirée. Chaque cellule produit un courant continu dont la puissance dépend de la surface de la cellule et la tension à vide est d'environ 0,5 à 0,6 volts. Le courant continu produit peut-être transformer en courant alternatif (plus ou moins sinusoïdal) à l'aide d'un onduleur pour une utilisation domestique [2]. Dans ce chapitre, on expose quelques topologies de champs PV connectés au réseau.

1.2 Différentes configurations des systèmes PV connectés au réseau :

Le hacheur est un convertisseur statique direct d'électronique de puissance de type variateur (continu-continu). Il convertit l'énergie continue pour obtenir à la sortie une énergie continue réglable à partir d'une entrée constante.

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau.

Pour les onduleurs utilisés dans les applications PV on distingue différentes topologies, selon l'importance de l'installation, le rendement et la puissance

1.2.1 Topologie avec onduleurs modulaires (module inverter) :

Suivant ce concept, chaque module solaire disposé d'un onduleur individuel, pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant [4].

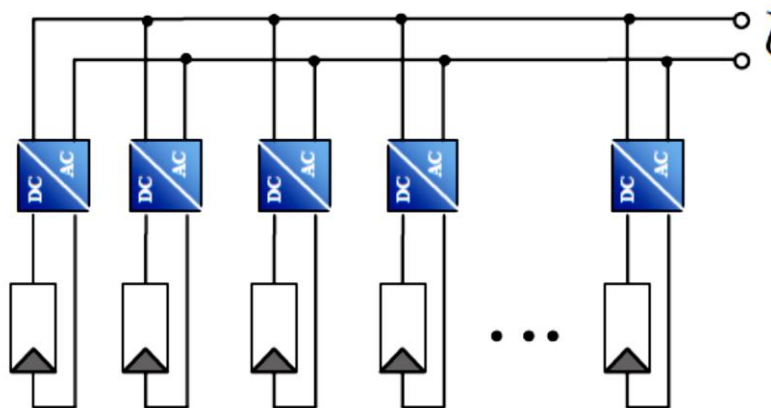


Figure 1.1 : Topologie avec onduleurs modulaires

1.2.2 Onduleurs centralisés (central inverter) :

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif.

Le champ de cellules solaires est en règle générale constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle.

Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série [4].

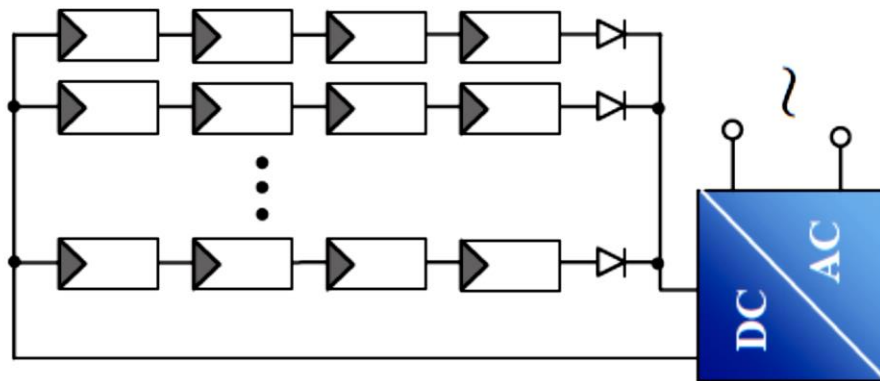


Figure 1.2 : Onduleurs centralisés

1.2.3 Onduleurs "String" ou "de Rangée" :

L'onduleur String est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) de modules solaires sont connectés en série. Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé [4].

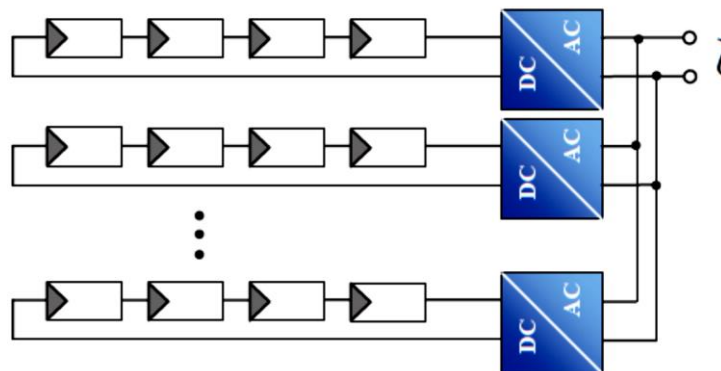


Figure 1.3 : Onduleurs "String" ou "de Rangée"

Les installations jusqu'à 3 Kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle, côté courant alternatif. L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante.

Ils sont toujours conçus en triphasé. La plupart du temps, les systèmes photovoltaïques(PV) sont installés dans les réseaux de distribution basse tension avec une puissance allant jusqu'à 30 KV.A. Le type du réseau choisi au raccordement détermine la possibilité du choix des systèmes de surveillance, et la détection en cas de défaut [4].

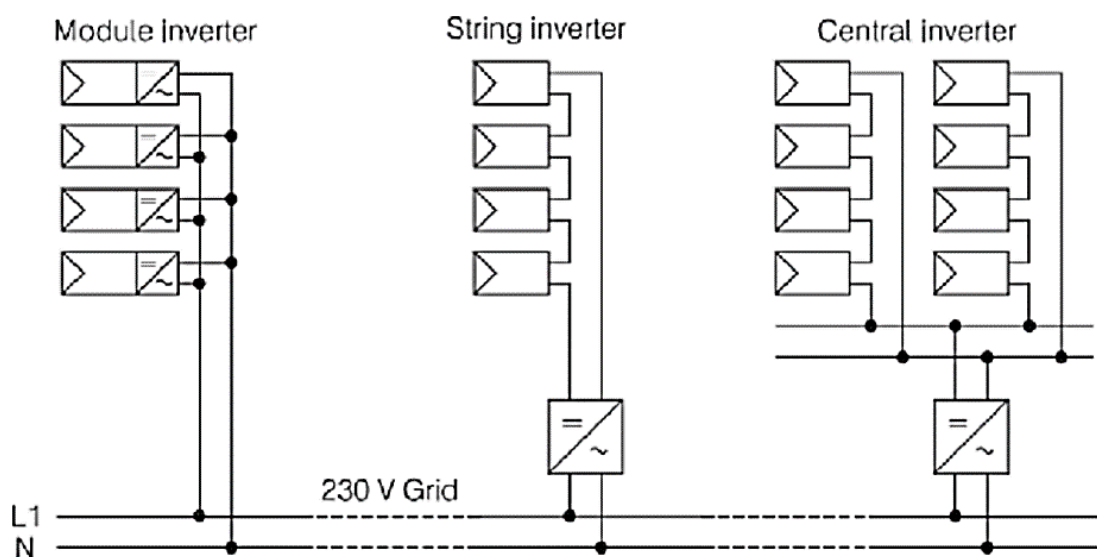


Figure 1.4 : Classification des onduleurs PV connectés au réseau [8]

1.2.4 Topologies des convertisseurs DC/DC dédiés aux applications photovoltaïques :

Vue la nature fluctuante de la source solaire, un étage d'adaptation de charge est souvent associé à une installation photovoltaïque, de manière à optimiser le fonctionnement du générateur. Dans la littérature, on trouve quatre principales configurations suivant la disposition de l'onduleur, en onduleur central, en onduleurs "strings" (chaque "string" à son propre onduleur), les onduleurs intégrés aux panneaux et les onduleurs qui viennent après un étage de conversion DC/DC. Les trois premières configurations sont souvent associées à une production à grande échelle de type centrale. Dans la suite de cette partie, nous nous intéressons qu'à la dernière configuration qui semble la plus adaptée aux applications autonomes de petite puissance et aux systèmes multi-sources.

Dans cette configuration on distingue trois sous configurations présentées ci-après.

- **Un étage DC/DC par "string"**

Cette topologie, figure 1.8, est comparable à la structure dites onduleur par "string". Elle permet :

- D'améliorer le rendement de conversion et la fiabilité du système en dissociant les fonctionnalités de poursuite de point maximum de puissance à celui d'alimentation de consommateur(s).

- De réduire le cout global de l'installation comparée à la structure onduleur par "string".
- Offrir un degré de liberté par l'ajout d'un élément de stockage au niveau de bus DC.
- Réduire l'interaction entre les "strings" grâce aux commandes MPPT associées à chaque "string"[5].

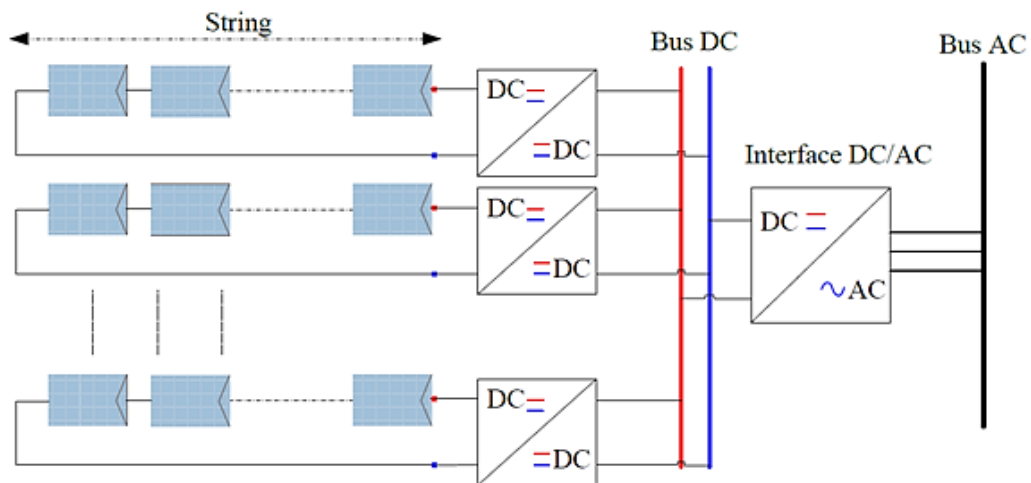


Figure 1.5 : Etage DC/DC par "string"[2].

- **Le hacheur modulaire parallèle**

La structure à hacheurs parallèle, figure 1.9, est une solution avantageuse dans l'optimisation de la production et la surveillance des panneaux photovoltaïques. En effet, la discrétisation de la gestion de puissance permet d'exploiter au mieux l'ensemble des panneaux du générateur solaire et de détecter tous possibles défauts. Cependant, le rapport des tensions entre l'entrée d'un panneau est celui du bus continu pénalise cette solution. En effet, la tension aux bornes d'un panneau est souvent < 50 V et la tension nécessaire au bus

DC est de 400 V pour assurer un bus AC pouvant atteindre des tensions efficaces de 140V.

Pour faire face à cette problématique, un étage d'élévation intermédiaire ou l'utilisation de hacheurs isolés sont souvent utilisés pour assurer un fonctionnement correct de l'interface

DC/AC [6].

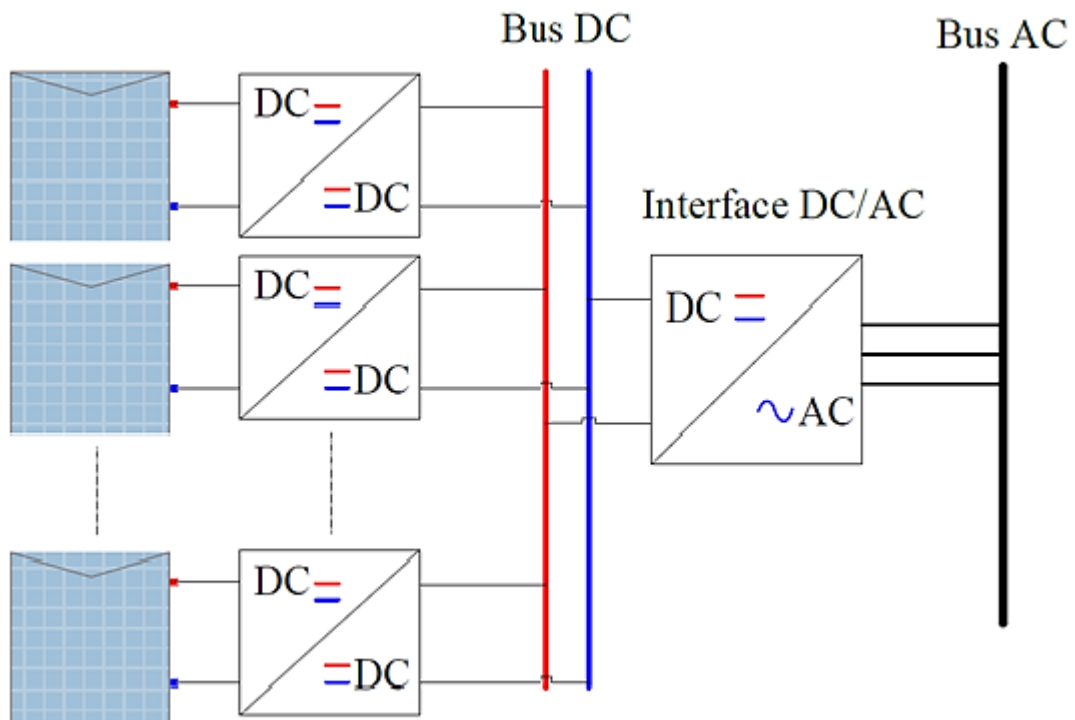


Figure1.6 : Topologie à hacheurs modulaires parallèle [2].

- **Le hacheur modulaire série**

Une amélioration de la configuration précédente consiste à connecter en série les hacheurs.

Cette solution permet de garder l'avantage d'une discrétisation de la gestion de puissance et d'atteindre le niveau de tension requis pour un fonctionnement correct de l'interface DC/AC. Ainsi, le rapport d'élévation de chaque hacheur est d'autant diminué que le nombre de hacheurs en série est augmenté et permet ainsi d'augmenter le rendement global.

Cependant, cette structure reste fragile, notamment en cas de différence importante d'éclairement ou de température de surface des panneaux, qui se traduit le plus souvent par une dégradation des performances du générateur [7].

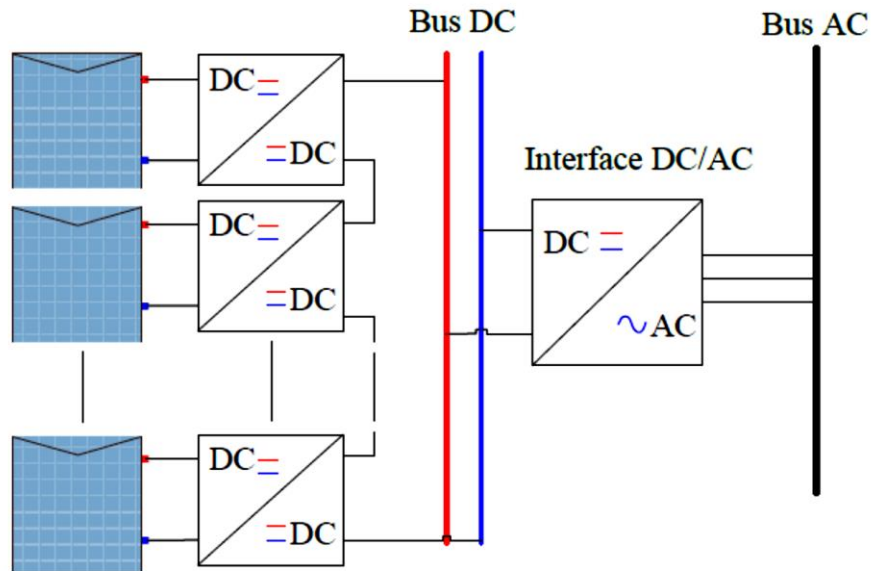


Figure 1.7 : Topologie à hacheurs modulaires séries.

1.2.5 Les avantages et les inconvénients :

| Modèle | Avantage | Inconvénient |
|-----------------------------------|---|---|
| La topologie « onduleur central » | simplicité de mise en oeuvre : un seul onduleur connecté au champ pv. De plus, l'onduleur central demande un faible coût d'investissement tout en permettant une maintenance simple. un meilleur rendement de la conversion de la tension. la mise en série de plusieurs modules permet d'obtenir un rapport de transformation faible, ce qui augmente le rendement du convertisseur. | <p>pertes de conversion solaire (un seul MPPT pour un ensemble de modules)</p> <ul style="list-style-type: none"> - pertes et risques électriques dans le câblage DC - aucune évolutivité - aucune continuité de service en cas de panne de l'onduleur malgré les nombreux défauts de cette configuration, cette solution reste très employée dans les centrales PV au sol de forte puissance. |
| La topologie « onduleur rangée » | permet d'améliorer le contrôle de la puissance disponible par string grâce | Le rendement des onduleurs reste variable en fonction de la puissance |

| | | |
|---|---|---|
| | <p>au MPPT de chaque onduleur. la continuité de service. les onduleurs fonctionnent proche de leur puissance nominale et donc proche de la zone de rendement optimal. Cette évolution permettrait de gagner au moins 4% d'énergie par an par rapport à la structure classique</p> | <p>fournie par la chaîne photovoltaïque (mauvais rendement de l'onduleur à faible puissance des modules).</p> |
| <p>La topologie « hacheur rangée »</p> | <p>Le bus continu à l'avantage d'intégrer facilement un élément de stockage.</p> <p>d'un seul onduleur comme interface avec le réseau permet de réduire le nombre d'interactions entre le réseau et l'installation PV.</p> <p>. Le MPPT se fait pour chaque string, ce qui limite l'influence des modules entre eux</p> | <p>la continuité de service n'est pas assurée en cas de panne de l'onduleur. Par rapport à l'onduleur "rangée", les coûts seront probablement réduits car chaque hacheur n'a pas besoin d'intégrer les fonctionnalités de mesure et de surveillance</p> |
| <p>La topologie « hacheur modulaire parallèle »</p> | <p>Le hacheur n'est plus connecté à une chaîne de modules PV mais directement à la sortie du module PV. Cette évolution garde tous les avantages du hacheur « rangée », tout en augmentant le niveau de discrétisation du MPPT.</p> | <p>la continuité de service n'est pas assurée en cas de panne de l'onduleur. Par rapport à l'onduleur "rangée", les coûts seront probablement réduits car chaque hacheur n'a pas besoin d'intégrer les fonctionnalités de mesure et</p> |

| | | |
|--|---|--|
| | Ainsi ce n'est plus une chaîne de modules PV qui fonctionne à son MPPT mais chaque module PV. | de surveillance |
| La topologie « hacheur modulaire série » | Cette topologie garde tous les avantages de la topologie précédente tout en diminuant le rapport d'élévation des hacheurs et permet ainsi d'augmenter le rendement. | la continuité de service n'est pas assurée en cas de panne de l'onduleur. Par rapport à l'onduleur "rangée", les coûts seront probablement réduits car chaque hacheur n'a pas besoin d'intégrer les fonctionnalités de mesure et de surveillance |

1.2.6 Structure générale d'un système photovoltaïque

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque :

Les systèmes à connexion directe au réseau : cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté directement, à l'aide d'un onduleur au réseau électrique.

Le système à bus continu intermédiaire : Le générateur photovoltaïque est connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée, celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau.

Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable (230V) [1].

Dans la suite de cette partie, différents montages seront décrits, en précisant leurs avantages et inconvénients.

1.2.6.1 Systèmes PV connecté directement au réseau

- **Structure à convertisseur unique**

Le dispositif présenté par la Figure (1.8), est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles. On associe plusieurs modules photovoltaïques en sérié pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230 V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus, le contrôle du point de puissance maximum de la puissance est voisin, car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement [8].

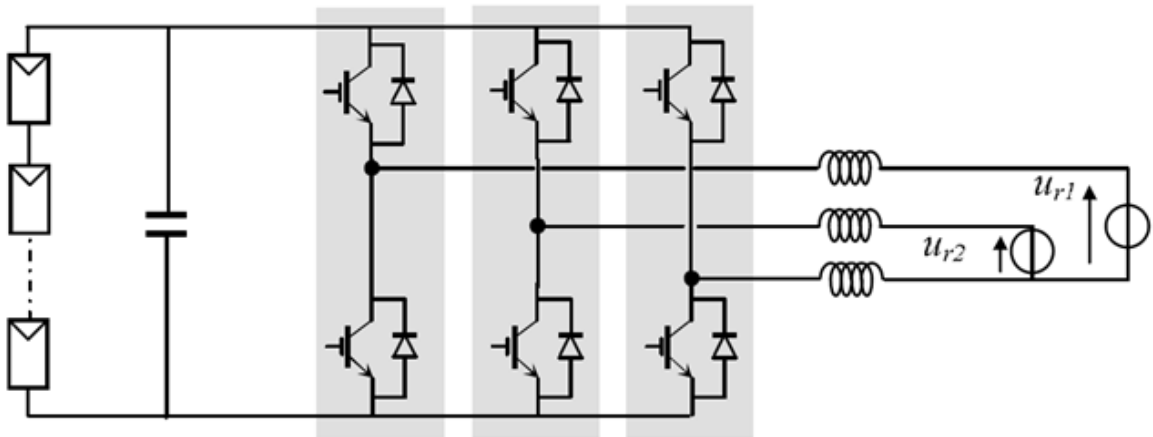


Figure 1.8: Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur

- **Structure avec bus à basse tension alternative**

La figure (1.9) montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connecté au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif (220 V – 50 Hz, exemple du schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré.

Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puisqu'il assure la sécurité des personnels. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui génère des

pertes joules. Il y a un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternatif. D'une part, il faut que sa valeur crête soit inférieure à celle délivrée par les modules (même avec un faible ensoleillement). D'autre part, une tension faible dans ce bus diminue le rendement [8].

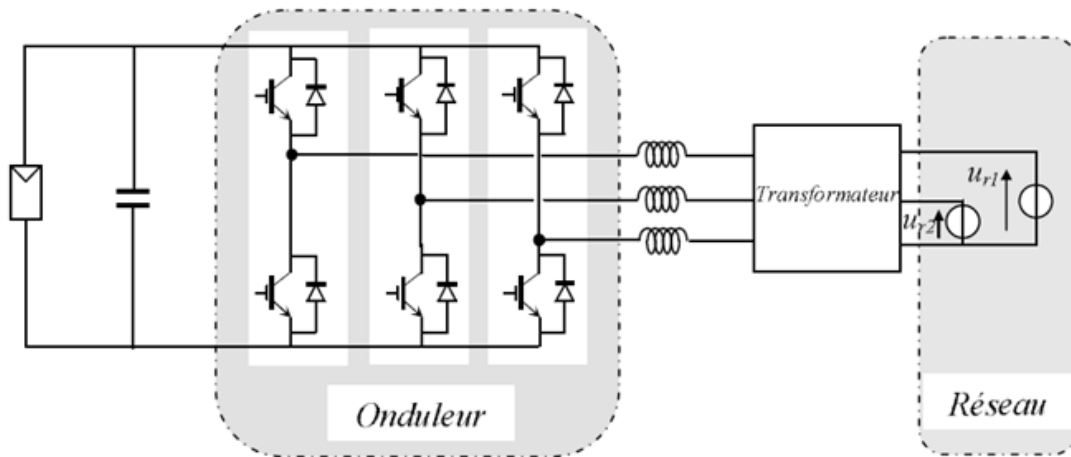


Figure 1.9 : Bus à basse tension alternative

1.2.6.2 Système à bus continu intermédiaire

- **Structure avec convertisseur forward**

La figure (1.10) présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en série du module photovoltaïque jusqu'à 350 V (tension désirée). L'utilisation d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc pas nécessaire, la conversion continu-alternative se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé. Les inconvénients majeurs de ce montage sont [8]:

- la capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module.
- Le bus continu supportera un signal en créneau qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite ; l'induction du transformateur compris dans le convertisseur génèrera des pertes de fuite.
- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien[8].

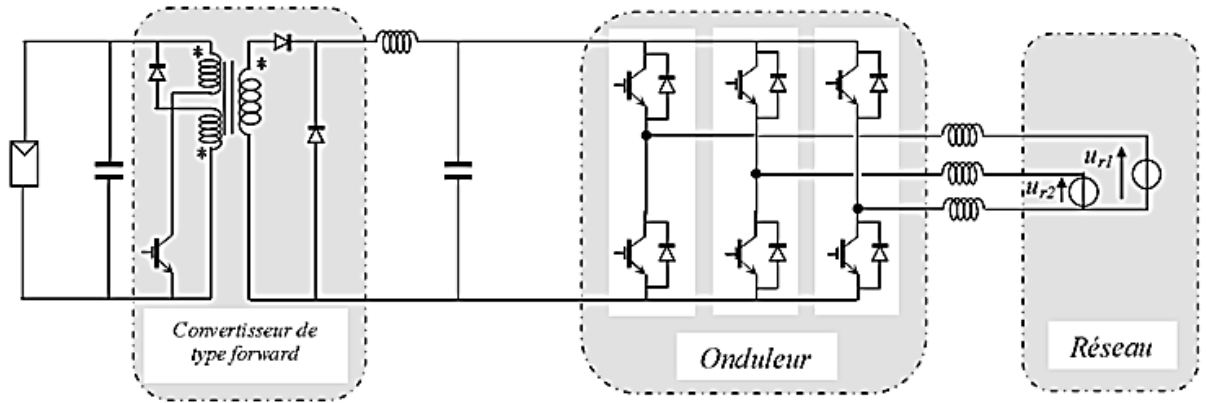


Figure 1.10 : Convertisseur de type forward alimentant le bus continu

- **Structure avec convertisseur de type fly-back**

La figure (1.11) montre une structure à base d'un convertisseur de type fly-back qui élève la tension sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désirée. La caractéristique principale du fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique. Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante et le transfert de puissance vers le réseau. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qui augmente le coût de l'installation [8].

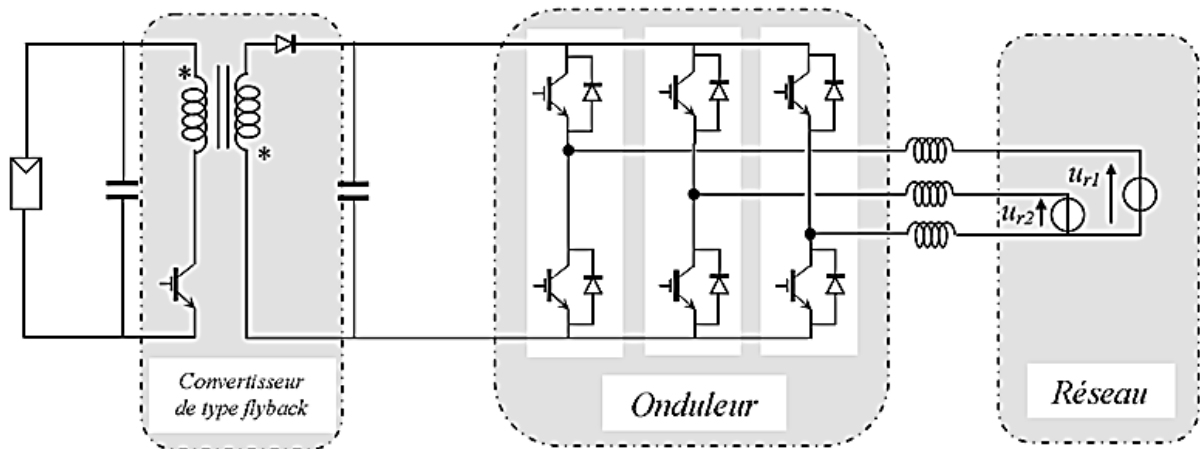


Figure 1.11: Structure avec convertisseur de type fly-back

- **Structure avec hacheur et onduleur**

La figure (1.12) représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque en une tension de (100 V) délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension en sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie " production " et la partie " utilisation ". L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible [8].

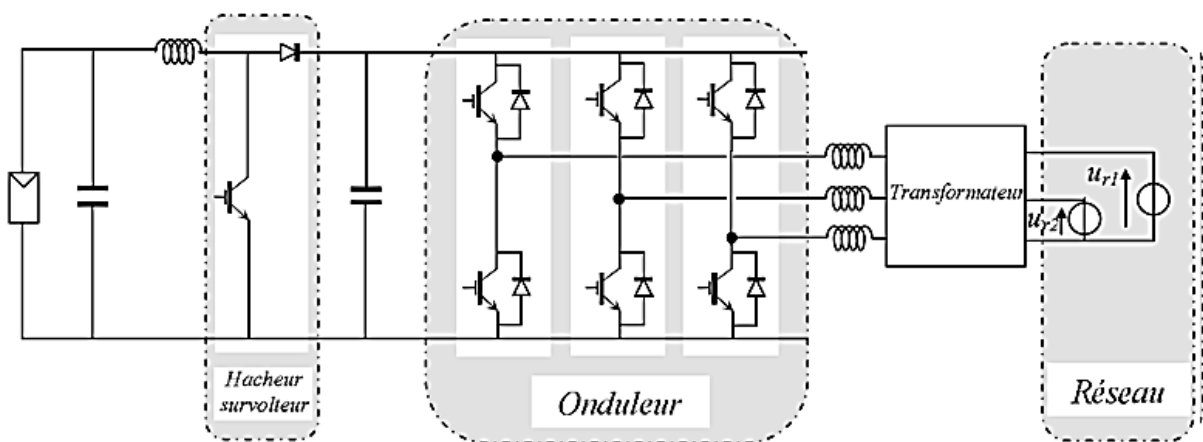


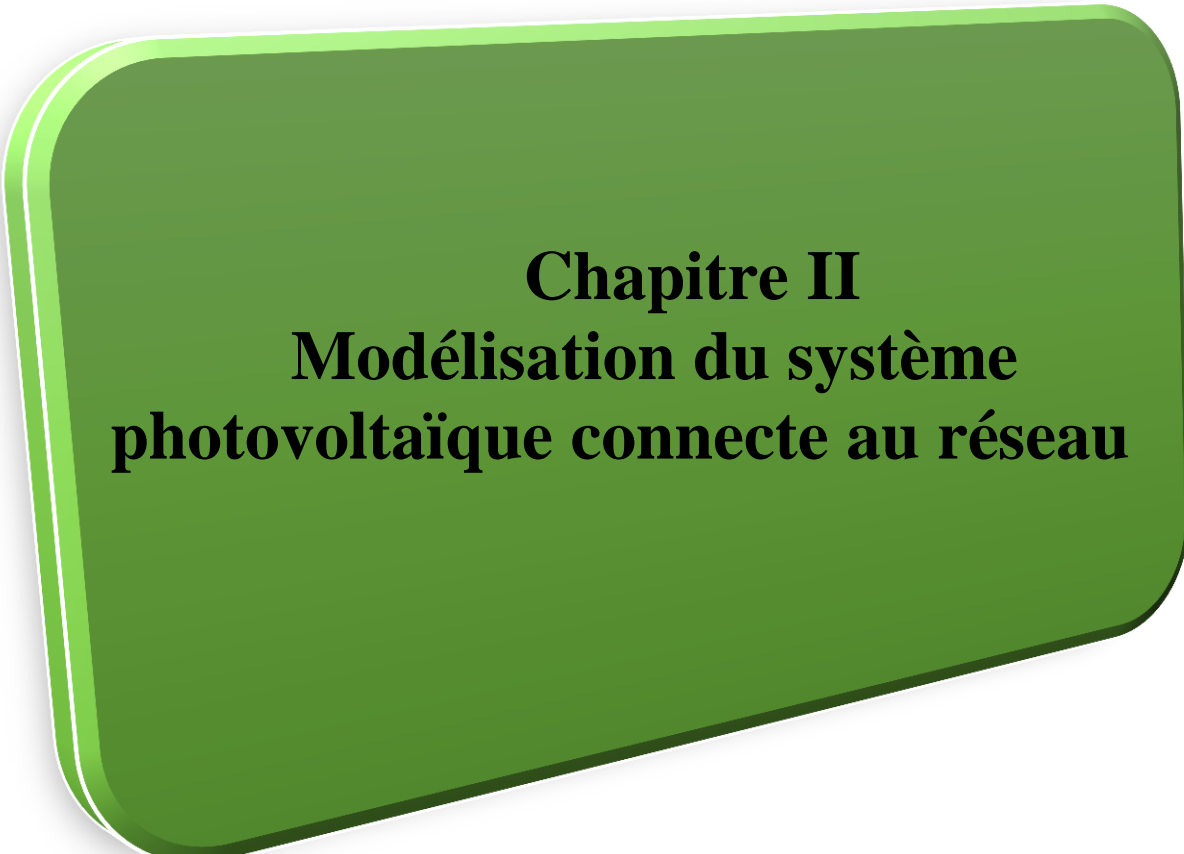
Figure 1.12: Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé

1.3 Conclusion

Les thématiques développées au cours de ce chapitre visent à préciser les objectifs de ce travail de thèse. Pour cela, le chapitre a été subdivisé en deux parties. La première partie était consacrée aux différentes topologies des champs photovoltaïques utilisées pour la connexion au réseau de distribution a été décrit. Nous les avons comparés dans une table et nous avons donné leurs avantages et leur inconvénient

Dans la 2ème partie, on a présenté les Structures générale d'un système photovoltaïque, nous avons classé ces derniers en 2 grandes familles :

- ❖ Les systèmes à connexion directe au réseau.
- ❖ Le système à bus continu intermédiaire.



Chapitre II
Modélisation du système
photovoltaïque connecte au réseau

2.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la description et à la modélisation des composants d'un système photovoltaïque connecté au réseau. La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. On doit connaître alors 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, et aussi la modélisation d'un convertisseur d'énergie de type survolteur fonctionnant en MPPT, d'un bus continu est utilisé comme un système de filtrage de la tension qui est capté et régulé par un régulateur PI dans la sortie délivre la commande pour un onduleur de tension, et la modélisation d'un onduleur de tension commandé en hystérésis transforme la tension continue en tension alternative adaptée en amplitude et en fréquence à celle du réseau

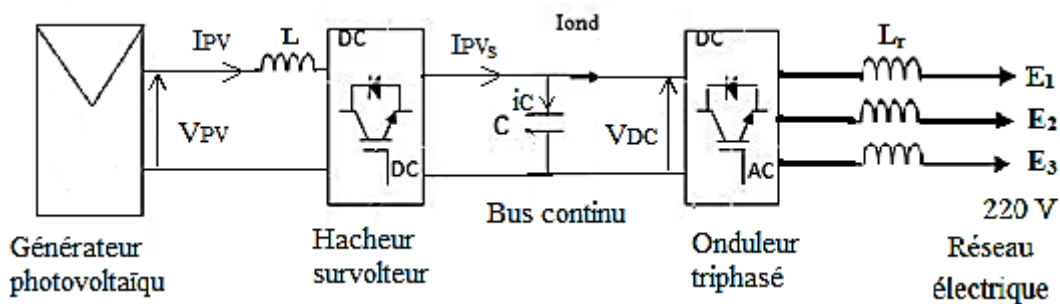


Figure 2.1: Synoptique du système photovoltaïque connecté au réseau.

2.2 Modélisation du système

2.2.1 Modèle du générateur photovoltaïque :

L'assemblage de plusieurs modules solaires est appelé : générateur photovoltaïque, Où chaque module se compose de plusieurs cellules solaires .la cellule est l'élément de base chargée de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique.

La figure 2.2 est schéma équivalent d'une cellule solaire, Il est constitué d'une diode (D) caractérisant la jonction, une source de courant (G) caractérisant le photo courant, une résistance série (R_s) représentant les pertes par effet joule, et une résistance shunt (R_{ch}) simulant les fuites entre la grille supérieure et le contact arrière de l'élément [9].



Figure 2.2 : Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire.

Le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation non-linéaire suivante :

$$I_{pv} = I_{cc} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + R_s * I_{pv}}{V_{th}}\right) - 1 \right] \quad (2-1)$$

Pour tracer la caractéristique (I-V) , il faut trois points de mesure, fournie par le constructeur :

- Le point de court-circuit ($I_{cc}, 0$) .
- Le point à circuit ouvert ($0, V_{oc}$) .
- Le point optimum (I_{op}, V_{op}) où le module délivre sa puissance maximale

La tension thermique V_{th} et le courant d'obscurité I_0 s'identifient par l'équation (2-2) et (2-3) :

$$I_0 = (I_{sc} - I_0) \exp\left[-\left(\frac{(V_{op} + (I_{op} * R_s))}{V_{th}}\right)\right] \quad (2-2)$$

$$V_{th} = \frac{(V_{op} + I_{op} * R_s) - V_{oc}}{\ln\left(1 - \frac{I_{op}}{V_{op}}\right)} \quad (2-3)$$

Les caractéristiques courant-tension (I_V) et puissance -tension (P-V) sont essentiellement affectées par la variation des deux paramètres principaux : l'éclairement et la température des panneaux. L'adaptation de l'équation de courant pour différents niveaux d'ensoleillement et de température peut être manipulée par les équations suivantes :

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (2-4)$$

$$\Delta I = \alpha(E/E_{ref}) \Delta T + (E/E_{ref} - 1) I_{cc} \quad (2-5)$$

$$\Delta V = -\beta \cdot \Delta - R_s \cdot \Delta I \quad (2-6)$$

Donc les nouvelles valeurs des courants et de tensions sont sous la forme :

$$I = I_{ref} + \Delta I \quad (2-7)$$

$$V = V_{ref} + \Delta V \quad (2-8)$$

E : éclairement : $E_{ref}=1000W/m^2$; T : température : $T_{ref}=25^\circ C$ et sous un spectre AM1.5.[10]

2.2.1.1 Caractéristique I-V

- **Zones de fonctionnement du module photovoltaïque**

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairement et, de façon générale, des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Nous rappelons brièvement dans ce paragraphe le comportement du générateur soumis à diverses contraintes. Ces notions sont en effet nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur PV et ensuite effectuer des optimisations de fonctionnement.

La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (irradiation et température uniformes).

Nous pouvons décomposer la caractéristique ($I-V$) d'un générateur photovoltaïque en 3 zones

- Une zone assimilable à un générateur de courant I_{CC} proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par 1 (Zone 1),
- Une zone assimilable à un générateur de tension V_{OC} d'impédance interne équivalente à la résistance série R_s (Zone 2),
- Une zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de R_s à R_{sh} (zone 3). C'est dans la zone 3 qu'est situé le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale. Ce point est appelé point de puissance optimale, caractérisé par le couple (I_{opt}, V_{opt}) , et seule une charge dont la caractéristique passe par ce point, permet d'extraire la puissance maximale disponible dans les conditions considérées. [1]

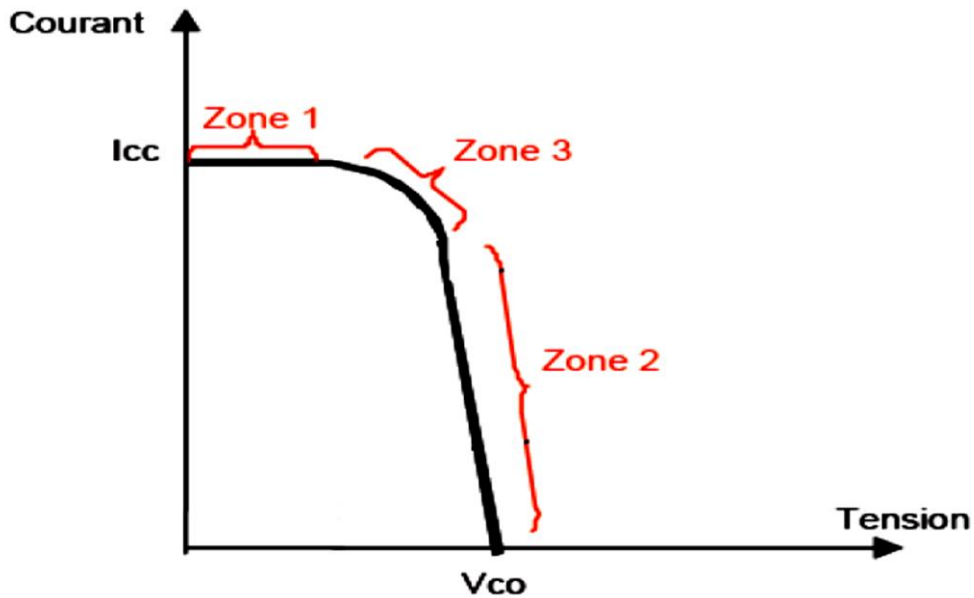
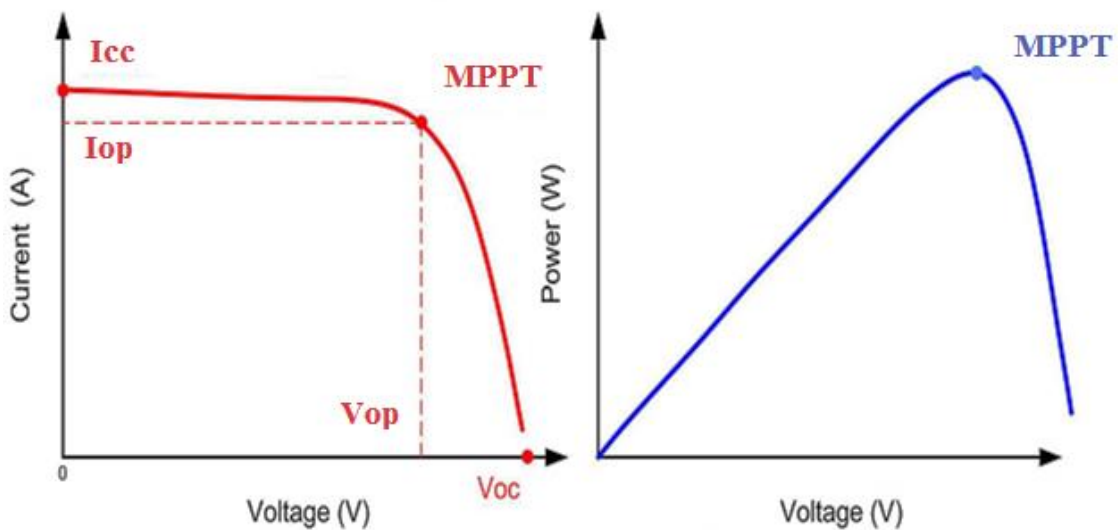


Figure 2.3 : Les différentes zones de la caractéristique (I-V).



(a) : Caractéristique courant-tension.

(b) : Caractéristique puissance.

Figure 2.4 : Caractéristiques du GPV dans les conditions standards

2.2.1.2 Influence de la température et de l'éclairement

La caractéristique d'une cellule PV (ou d'un générateur PV) est directement dépendante de l'éclairement et de la température.

Les variations du courant et de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairements à température maintenue constante 25°C , figure 2.5, montrent

Chapitre II Modélisation du système photovoltaïque connecté au réseau

clairement l'existence de maximal sur les courbes de puissance correspondant aux Points de Puissance Maximale P_{max} . Lorsque l'irradiation varie pour une température donnée, le courant de court-circuit I_{cc} varie proportionnellement à l'irradiation. Dans un même temps, la tension de circuit ouvert V_{co} (à vide) varie très peu.

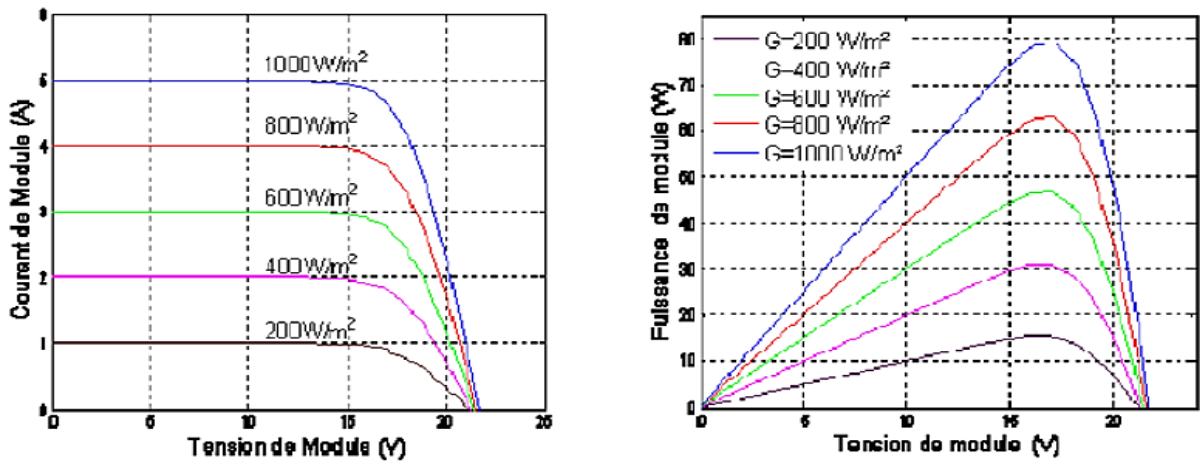


Figure 2.5 : Evolution de la caractéristique I(V) (a) et P(V) (b) en fonction de l'irradiation.

La température est un paramètre très important dans le comportement des cellules solaires. La température a également une influence sur la caractéristique d'un générateur PV. La figure 2.6 présente la variation des caractéristiques d'une cellule PV en fonction de la température à un éclairement donné. L'éclairement est ici fixé à 1000 W.m^{-2} [1].

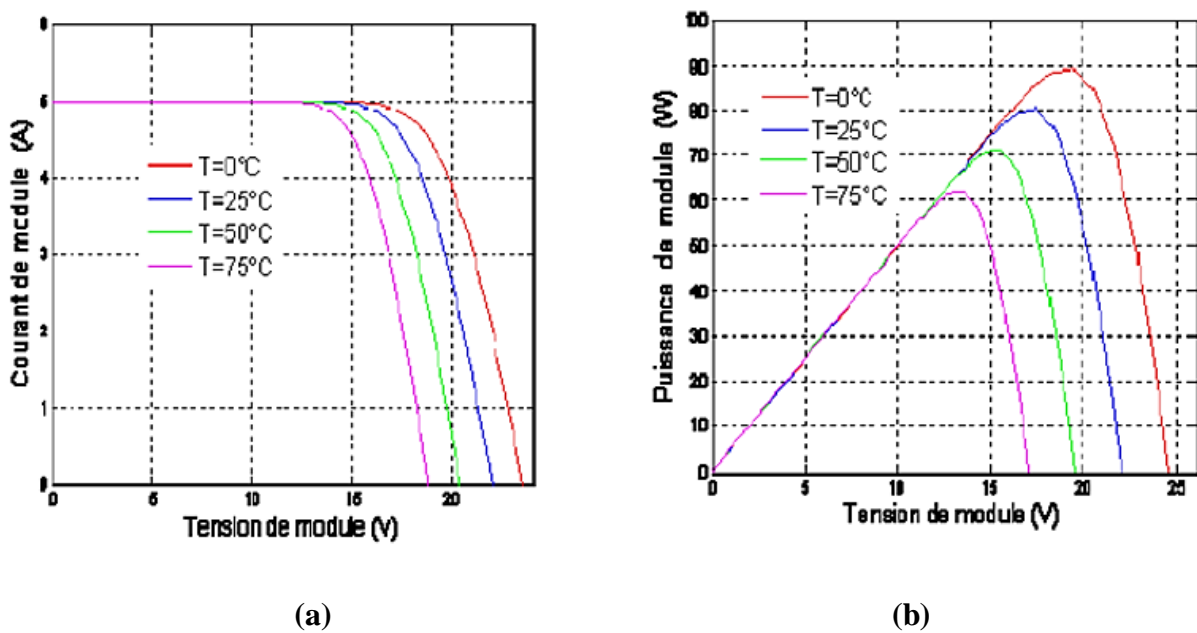


Figure 2.6: Evolution de la caractéristique I(V) (a) et P(V) (b) pour différentes températures.

Par contre, si la température croît à irradiation constante, la tension à vide V_{co} décroît avec la température. Plus la température est élevée plus V_{co} est faible et le courant de court-circuit I_{cc} augmente avec la température. Cette hausse est nettement moins importante que la baisse de tension. L'influence de la température sur I_{cc} peut être négligée dans la majorité des cas.

La température et l'éclairement sont donc les deux principaux paramètres qui vont modifier la caractéristique d'un générateur PV. Ces deux paramètres devront donc être étudiés avec soin lors de la mise en place d'une installation PV.

2.2.2 modèle du bus continu :

Le modèle du bus continu permet de faire transiter toute la puissance extraite vers le réseau. On présente le modèle du bus continu par la loi des nœuds sur la figure 2.7, où le courant de l'hacheur I_{PVs} est considéré comme perturbation, et le courant de l'onduleur I_{ond} comme commande.

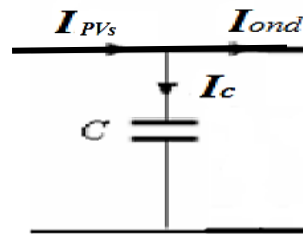


Figure 2.7 : modèle du bus continu

D'après le modèle du bus continu on voit que :

$$I_{PVs} = I_c + I_{ond} \quad (2-9)$$

L'équation de la tension de bus continu:

$$V_{DC} = \frac{1}{c} \int \frac{dI_c}{dt} \quad (2-10)$$

2.2.3 Modèles des convertisseurs statiques :

Ce dernier est un convertisseur survolteur, connu aussi sous le nom de « boost » ou hacheur parallèle ; son schéma de principe de base est celui de la figure (2.8). Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure [7]

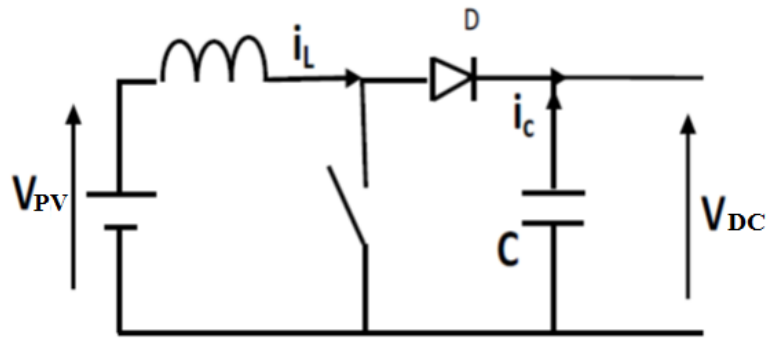


Figure 2.8 : Schéma de principe d'un convertisseur Boost

Fonctionnement :

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée $0 < t < \alpha T$, le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de K est nulle. Pendant la durée $\alpha T < t < T$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. on arrive à :[7]

$$V_{DC} (1 - \alpha) = V_{PV} \tag{2-11}$$

Cette équation montre que le hacheur est élévateur de tension.

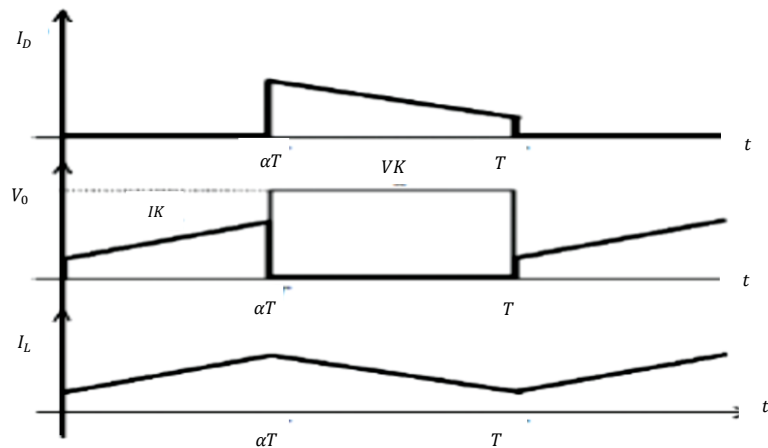


Figure 2.9 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost [6]

- Première séquence de conduction [0 à αT] :

Le transistor Tr est en position "on" et la diode en position "off".

ce schéma de principe devient :

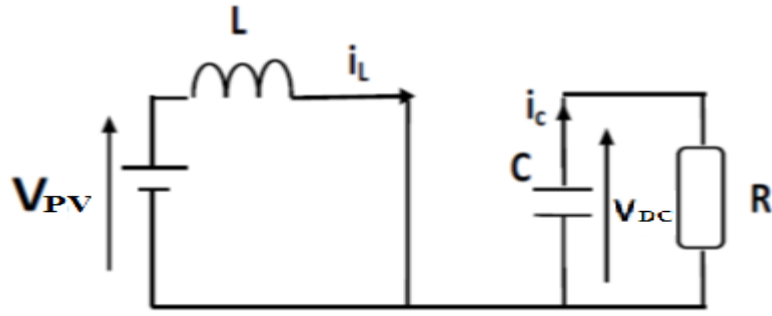


Figure 2.10 : Schéma de principe de la première séquence de conduction

Le comportement dynamique du circuit est donné par :

$$V_{PV} = L \frac{di_L}{dt} \quad (2-12)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_{PV}}{L} \quad (2-13)$$

$$V_{DC} = \frac{1}{C} \int i_c dt \quad (2-14)$$

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} i_c \quad (2-15)$$

$$i_c = \frac{V_{DC}}{R} \quad (2-16)$$

- Deuxième séquence de conduction : [αT à T] :

Le transistor T_r est en position " off " et la diode en position "ON".

Le schéma de principe devient :

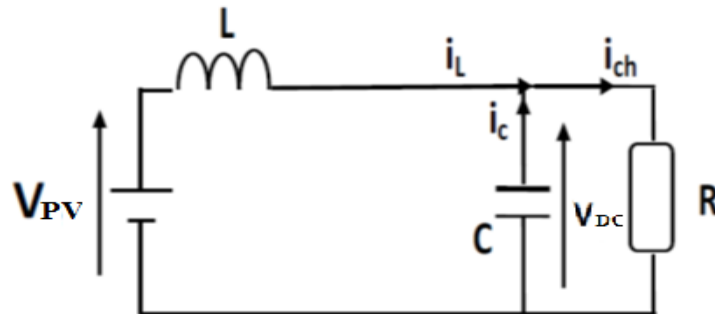


Figure 2.11 : Le schéma de principe de la deuxième séquence de conduction

$$L \frac{di_c}{dt} = V_{PV} - V_{DC} \quad (2-17)$$

$$C \frac{dV_{DC}}{dt} = i_L - \frac{V_{DC}}{R} \quad (2-18)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_{PV}}{L} - \frac{1}{L} V_{DC} \quad (2-19)$$

2.2.4 modèle de l'onduleur de tension :

L'onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion continu – alternatif, alimenté en continu, il modifie de façon périodique les connections entre l'entrée et la sortie et permet d'obtenir une sortie alternative.

La figure 2.12 présente le schéma symbolique de l'onduleur :



Figure 2.12 : le Schéma symbolique de l'onduleur [10].

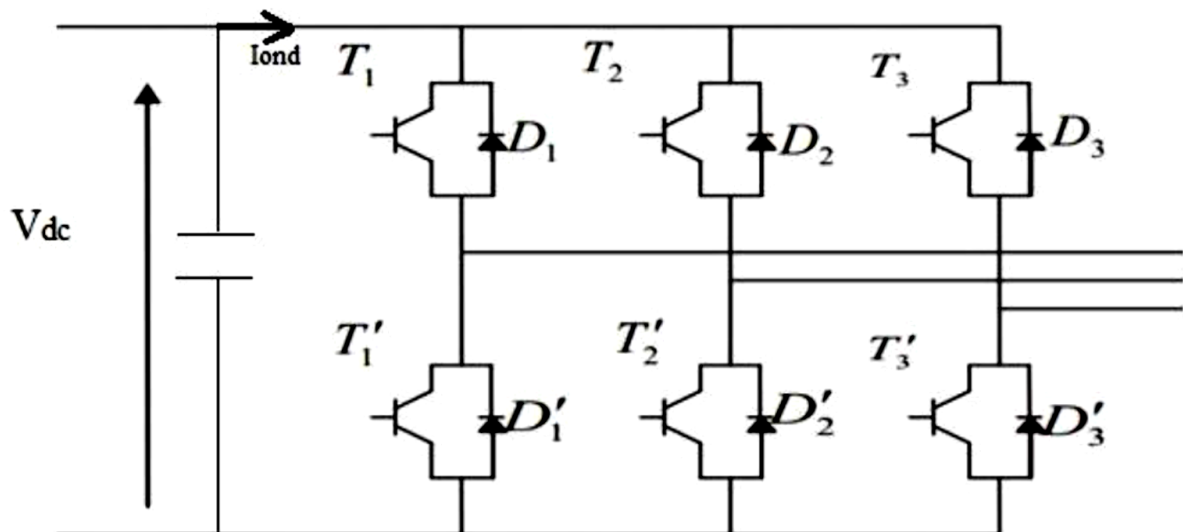


Figure 2.13 : schéma de l'onduleur de tension triphasé [10]

L'onduleur de tension est constitué de trois bras de commutation à transistors.

Chaque bras composé de deux cellules comportant chacune une diode anti-retour et un transistor.

Tous ces éléments sont considérés comme des interrupteurs idéaux.

En mode commandable, le bras est un commutateur à deux positions qui permet d'obtenir à la sortie à deux niveaux de tension. Un bras de l'onduleur est représenté par la figure (2-14)

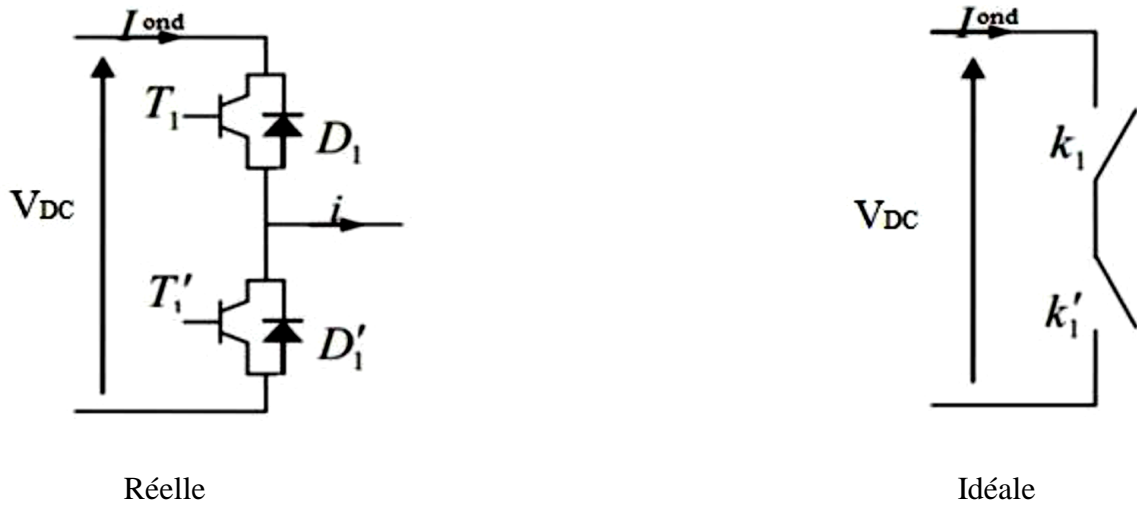


Figure 2.14 : Schéma d'un bras de l'onduleur [10]

Le schéma de l'onduleur à interrupteurs idéaux est représenté par la figure (2-15)

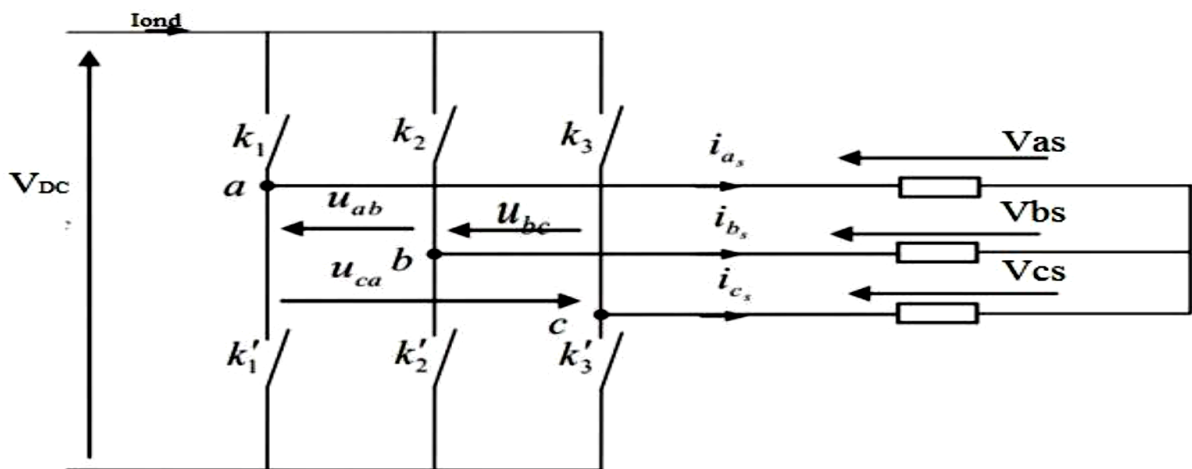


Figure 2.15 : Schéma de l'onduleur à interrupteurs idéaux. [10]

L'onduleur est modélisé en associant à chaque bras une fonction logique F qui détermine son état de conduction :

$$F1 = \begin{cases} 1 & \text{si } K1 \text{ Fermé } k'1 \text{ ouvert} \\ 0 & \text{si } K'1 \text{ Fermé } k1 \text{ ouvert} \end{cases}$$

$$F2 = \begin{cases} 1 & \text{si } K2 \text{ Fermé } k'2 \text{ ouvert} \\ 0 & \text{si } K'2 \text{ Fermé } K2 \text{ ouvert} \end{cases}$$

$$F3 = \begin{cases} 1 & \text{si } K3 \text{ Fermé } k'3 \text{ ouvert} \\ 0 & \text{si } K'3 \text{ Fermé } K3 \text{ ouvert} \end{cases}$$

Ainsi les tensions de ligne sont données par :

$$u_{ab} = V_{as} - V_{bs} = V_{DC}(F1 - F2) \quad (2-20)$$

Chapitre II Modélisation du système photovoltaïque connecte au réseau

$$u_{bc} = V_{bs} - V_{cs} = V_{DC}(F2 - F3) \quad (2-21)$$

$$u_{ca} = V_{cs} - V_{as} = V_{DC}(F3 - F1) \quad (2-22)$$

V_{as}, V_{bs}, V_{cs} forment un system de tensions triphasées équilibrées alors De (2-20) et (2-22) en trouve : [10]

$$V_{as} = \frac{V_{DC}}{3} (2F1 - F2 - F3) \quad (2-23)$$

- De (2-20)- (2-21) en trouve :

$$V_{bs} = \frac{V_{DC}}{3} (2F2 - F1 - F3) \quad (2-24)$$

- De (2-21)- (2-22) en trouve :

$$V_{cs} = \frac{V_{DC}}{3} (2F3 - F1 - F2) \quad (2-25)$$

L'écriture matricielle de l'onduleur triphasé donné par l'équation :

$$\begin{pmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{pmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{pmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \end{pmatrix} \quad (2-26)$$

V_{DC} : C'est la tension d'alimentation continue de l'onduleur.

2.2.5 modèle du réseau :

La figure 2.16 représente le modèle du réseau proposé.

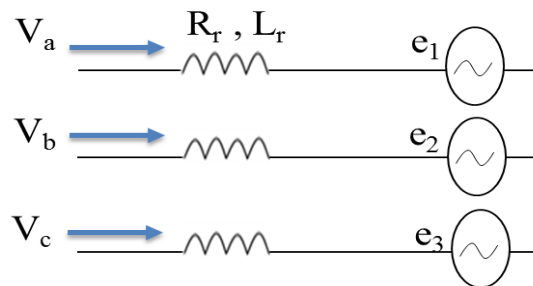


Figure 2.16 : la modèle du réseau.

Le modèle proposé est composé d'une source de tension en série avec un filtrage R-L

Le modèle mathématique de réseau est alors :

$$\begin{cases} V_a = r_{i1} + L_s * \frac{di_1}{dt} + e_1 \\ V_a = r_{i2} + L_s * \frac{di_2}{dt} + e_2 \\ V_a = r_{i3} + L_s * \frac{di_3}{dt} + e_3 \end{cases} \quad (2-27)$$

Avec les f.e.m du réseau est de forme :

$$\begin{cases} e_1 = 220\sqrt{2} \sin(\omega t) \\ e_2 = 220\sqrt{2} \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ e_3 = 220\sqrt{2} \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (2-28)$$

R-L représente le filtre passif.

2.3 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté la modélisation de l'ensemble du système photovoltaïque connecté au réseau composé du générateur photovoltaïque, du hacheur, de l'onduleur, et nous avons donné un modèle du réseau de distribution.



Chapitre III
description des Approches
de commande

3.1 Introduction :

Le branchement d'une charge à un générateur photovoltaïque est le mode de couplage le plus utilisé et le plus simple qui soit. Le point de fonctionnement dans ce cas se situe à l'intersection de la droite de la charge et de la caractéristique I-V du générateur. Ce point ne peut pas coïncider avec le point de puissance maximale, il s'ensuit une perte de puissance maximale du système. Ce problème peut être résolu soit par le changement de configuration du générateur photovoltaïque, soit par l'adjonction d'un dispositif de recherche de point de puissance maximale placé entre le générateur et la charge pour assurer l'adaptation d'impédance. L'exploitation optimale de l'énergie électrique disponible aux bornes du générateur photovoltaïque peut contribuer à la réduction du coût global du système. Il existe plusieurs techniques pour satisfaire ce but.

Dans ce chapitre nous allons citer les différentes méthodes de poursuite du point de puissance maximale et on terminera par la méthode qui est choisie dans notre travail parmi les précédentes et qui est celle de la 'Algorithme MPPT par mode glissant' et 'Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue', et nous avons également donné une étude sur la commande du système de conversion.

3.2 Suivi de la puissance maximal du générateur photovoltaïque

La poursuite du point de puissance maximale (MPPT) (The maximum power point tracker) est une partie très essentielle dans les systèmes photovoltaïques, et très nécessaire pour extraire le maximum de puissance du module PV. Il existe de nombreuses techniques afin d'atteindre le point de puissance maximale et cela dans différentes conditions météorologiques.

Le module photovoltaïque est un générateur de puissance finie pouvant fonctionner selon toute combinaison de courant et de tension, la meilleure combinaison s'appelle le point de puissance maximale (PPM) qui donne une puissance maximale pour un éclairement et une température donnée. La tension et le courant correspondants sont appelés tension optimale et courant optimum. une connexion directe ne permet pas de faire fonctionner le module à sa tension optimale (puissance maximal) cependant, Il est possible d'insérer un convertisseur DC/DC d'adaptation, appelé extracteur du point de puissance maximale (maximum power point tracker(MPPT)), entre la source photovoltaïque et la charge qui permettra alors la recherche du (MPP). [2]

La figure (3.1) présente le schéma de principe du générateur photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation DC-DC, de type boost, introduit entre la source PV et la charge équivalente R_{ch} du système côté continu.

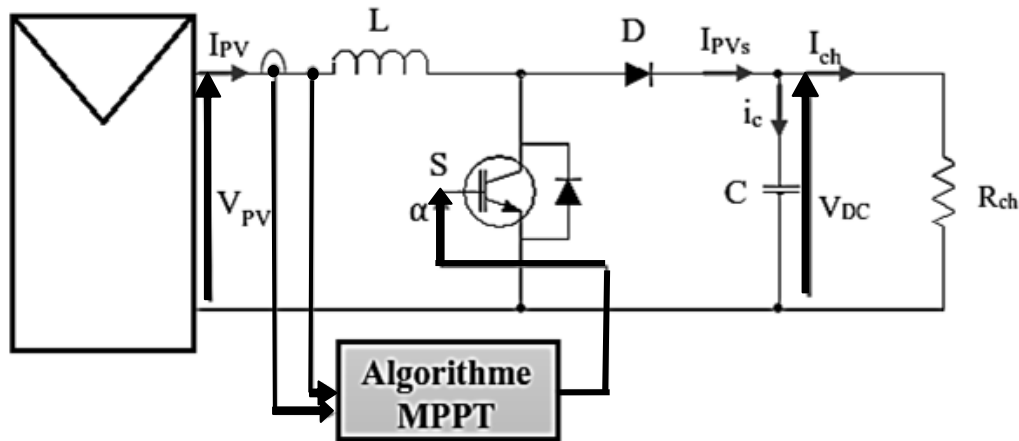


Figure 3.1: Hacheur survolteur commandé par MPPT.

Au cours des années, plusieurs algorithmes (MPPT) ont été développés et largement adaptés afin de déterminer le point de puissance maximum.

3.2.1. Algorithme MPPT par mode glissant

3.2.1.1 Background sur la commande par mode glissant

La commande par mode de glissante dite aussi à structure variable est une variante de la famille des commandes non linéaires connue par sa robustesse par rapport aux incertitudes du système et des perturbations externes entachant le processus.

Sa philosophie consiste à ramener la trajectoire d'état du système vers la surface de glissement et de la faire évoluer dessus avec une certaine dynamique jusqu'au point d'équilibre. Les principales étapes de la conception du contrôleur par mode glissant peuvent se résumer en trois étapes :

La première étape est la sélection d'une surface de commutation ou de glissement $S(x, t) = 0$ (où x est le vecteur d'état du système) qui fournit le comportement asymptotique désiré.

Obtention de la commande équivalente u_{eq} en appliquant la condition d'invariance (loi de convergence):

$$S(x, t) = 0 \text{ et } \dot{S}(x, t) = 0 \text{ avec } u(t) = u_{eq} \quad (3-1)$$

L'existence de la commande équivalente u_{eq} assure la faisabilité du mouvement de glissement sur la surface de commutation $S(x, t) = 0$. D'autre part, elle permet d'obtenir le domaine de glissement, proposée par :

$$\min(u^-, u^+) < u_{eq} < \max(u^-, u^+) \quad (3-2)$$

Ou u^- et u^+ sont les valeurs de la commande pour $S(x, t) < 0$ et $S(x, t) > 0$ respectivement. Le domaine de glissement est le plan d'état ou le mouvement de glissement est assuré.

Enfin, le calcul de la loi de commande non linéaire u se composant de deux termes, l'un dit commande équivalente, le second assure la commutation autour de la surface de glissement.[11]

3.2.1.2 Application de la commande par mode glissant aux systèmes photovoltaïques

❖ Choix de surface de glissement.

Nous choisissons le point de puissance maximale $\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}}$ sur la caractéristique P-V comme une surface de glissement, Un tel choix garantit que l'état du système converge vers la surface de glissement et reste oscillant au-dessus et produit le maximum de puissance à la sortie du GPV [11] , donc :

$$S = \frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} = 0 \quad (3-3)$$

$$S = \frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} = \frac{\partial (V_{PV} I_{PV})}{\partial V_{PV}} = \frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}} V_{PV} + I_{PV} = 0 \quad (3-4)$$

À partir de l'équation précédente (3-4) on peut prendre la surface de glissement (surface de commutation) comme suit :

$$S = \frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} = \frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}} V_{PV} + I_{PV} = 0 \quad (3-5)$$

Sur la caractéristique P-V il y a deux zones de fonctionnement :

La première zone (I) correspond à $\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} > 0$ donc à $S > 0$ la deuxième (zone II) correspond à $\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} < 0$ donc à $S < 0$ comme elle montre la figure (3.2).

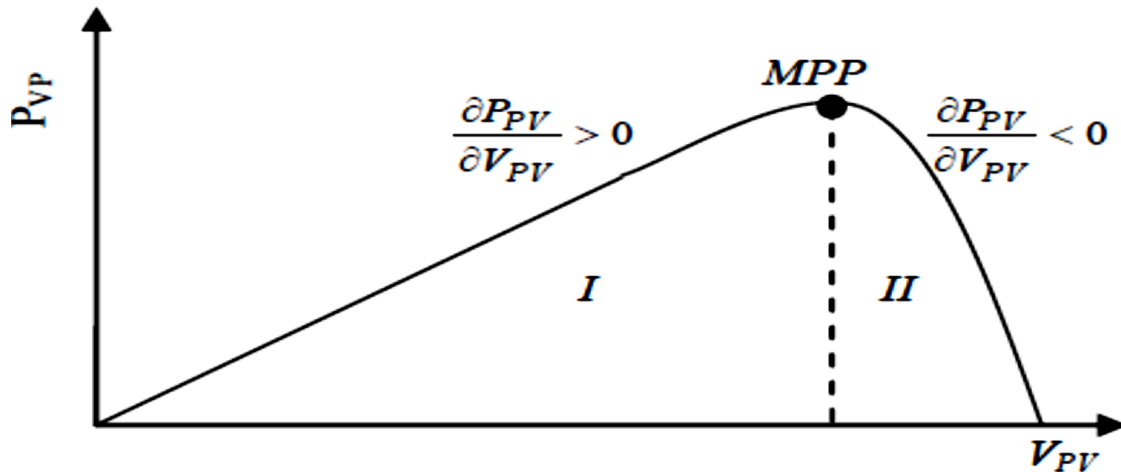


Figure 3.2: Principe de la commande MPPT par mode glissant.

❖ Condition de convergence

La condition de convergence permet au système de converger vers la surface de glissement. Il s'agit alors de formuler une fonction scalaire strictement positive dite de Lyapunov $V(x) > 0$ suivante :

$$V(x) = \frac{1}{2}S^2(x) \quad (3-6)$$

Pour que la fonction de Lyapunov soit négative (critère de stabilité), il suffit de s'assurer que sa dérivée soit négative. Ceci est vérifié par la relation suivante :

$$\dot{V}(x) < 0 \Rightarrow S(x)\dot{S}(x) < 0 \quad (3-7)$$

❖ Calcul de la loi de commande

La structure d'un contrôleur par mode glissant comporte deux composantes, une première concernant la linéarisation exacte (commande équivalente) et une deuxième stabilisante. Cette dernière est très importante car elle est utilisée pour éliminer les effets d'imprécision du modèle et de rejeter les perturbations extérieures. La loi de commande est définie par :

$$u(t) = u_{eq}(t) + u_n(t) \quad (3-8)$$

$$u_n = k \cdot \text{sign}(S) \quad (3-9)$$

La commande globale est donc :

$$u(t) = u_{eq}(t) + k \cdot \text{sign}(S) \quad (3-10)$$

- la commande équivalente est donnée par [11] :

$$u_{eq}(t) = \frac{i_{PV}}{i_L} \quad (3-11)$$

- La commande globale est donnée par:

$$u(t) = u_{eq}(t) + u_n = \frac{i_{PV}}{i_L} + k \cdot \text{sign}(S) \quad (3-12)$$

Remarque :

Comme le domaine de variation du rapport cyclique est [0 1], il faut limiter la commande u dans comme suit $0 \leq u \leq 1$

$$u = \begin{cases} 1 & \text{si } u_{eq} + u_n \geq 1 \\ u_{eq} + u_n & \text{si } 0 < u_{eq} + u_n < 1 \\ 0 & \text{si } u_{eq} + u_n \leq 0 \end{cases} \quad (3-13)$$

La variation continue du rapport cyclique dans la gamme spécifiée peut être assurée, si le gain K n'est pas choisi trop grand. Propose que K est ajusté inférieur ou égale à l'admittance maximale côté DC ($K \leq 1 / |R_{ch-max}|$).

Dans notre travail, R_{ch-min} est quantifiée en fonction d'un seuil de puissance extraite au lever du soleil P_{min} , et une parfaite régulation de la tension du bus (V_{DC-ref}).

$$|R_{ch-max}| = \frac{V_{DC-ref}^2}{P_{min}} \quad (3-14)$$

La commande équivalente u_{eq} est déduite, en fixant $S=0$

Avec : $u_n = k \cdot \text{sign}(S)$

$$u_{eq}(t) = \frac{I_{PV}}{i_L} = 1 - \frac{V_{PV}}{V_{DC}}$$

Qui représente en fait la valeur conventionnelle de le hacheur boost.

3.2.2 Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue

Dans cette partie, une autre variante des techniques de commande MPPT sera présenté. C'est une approche de l'intelligence artificielle en l'occurrence la logique floue.

Les commandes basées sur la logique floue (dans la littérature anglo-saxonne Fuzzy Logic Control) sont de plus en plus populaires grâce à l'évolution des microcontrôleurs [12]. L'avantage de ces techniques est qu'elles peuvent fonctionner avec des valeurs d'entrées peu précises et qu'elles n'ont pas besoin de modèle mathématique de grande précision. De plus, elles peuvent traiter des non linéarités.

Le principe d'une commande floue se base sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur e et le changement d'erreur Δe et une variable de sortie $\Delta \alpha$ (variation du rapport cyclique).

La valeur de la variable de sortie, qui pilote le convertisseur statique pour rechercher le PPM, est déterminée à l'aide d'une table de vérité et de l'évolution des paramètres d'entrée.

En général, la commande logique floue comprend donc trois étapes communément nommées dans la littérature :

- la *fuzzification*,
- la *lecture de la table de vérité*,
- la *defuzzification*.

3.2.2.1 Principe d'une commande floue

La structure d'une commande floue est présentée sur la figure (3.3), peut être décomposée en trois grands modules.

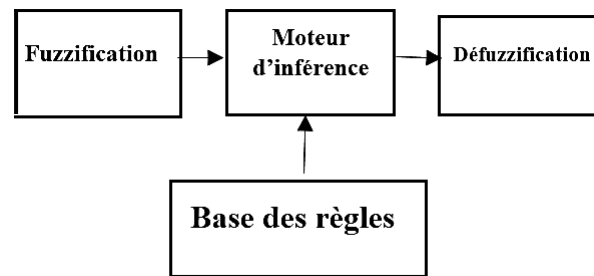


Figure (3.3) : Structure générale d'une commande floue

Le premier de ces modules traite les entrées du système : c'est la fuzzification. Il permet d'associer à chacune des entrées réelles, par le biais de fonctions d'appartenances, un degré d'appartenance pour chacun des sous-ensembles flous définis sur l'ensemble du discours. Le deuxième module est constitué du moteur d'inférence et de la base de règles. Celle-ci est constituée des règles de type: "Si... Alors..." et va permettre de passer des degrés d'appartenance des grandeurs d'entrées aux degrés d'appartenance aux sous-ensembles flous de la grandeur de commande. Le moteur d'inférence, lui, va permettre de générer une conclusion à partir des entrées et des règles actives. Il calcule alors les degrés d'appartenance aux sous-ensembles flous correspondant à la commande du système. Enfin, le dernier module, l'interface de défuzzification, va permettre de transformer les degrés d'appartenance des sous-ensembles flous de commande en grandeur numérique. C'est la transformation inverse du module de fuzzification [12] [13].

3.2.2.2 Etapes de mise en œuvre d'un contrôleur flou

a - Etape de fuzzification

La fuzzification consiste à définir les fonctions d'appartenance pour les différentes variables d'entrée. Elle réalise un passage des grandeurs physiques en variables linguistiques qui sont traitées par des inférences. Dans le cas du réglage, on utilise en général des formes trapézoïdales et triangulaires pour les fonctions d'appartenance. En général, on introduit pour une variable « x » trois, cinq ou sept ensembles. Le nombre d'ensembles dépend de la précision et de la dynamique du réglage désiré; il influe également sur le temps de calcul.

Une subdivision plus fine n'apporte, en général, aucune amélioration du comportement dynamique du réglage par logique floue. Si l'on considère pour chaque entrée, deux états flous « Positive » et « Négative », on admettra trois actions possibles pour la variation de la

sortie de la commande floue définie par les sous-ensembles flous « Positive » (P), « Nul » (Z) et « Négative » (N) [14] [15]

Dans le présent travail, le domaine d'existence est partagé en sept intervalles pour chacune des trois variables e , Δe et la sortie $\Delta\alpha$ pour permettre un bon suivi du point MPP lors des variations notables et rapides de l'éclairement solaire.

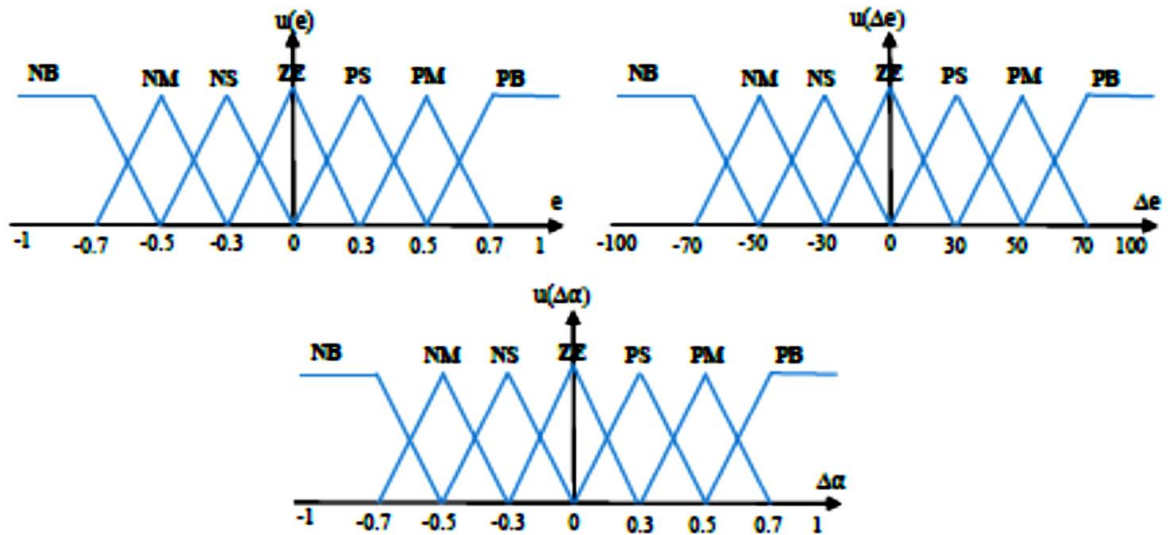


Figure 3.4: Fonctions d'appartenance des entrées et de sortie.

Les paramètres d'entrées e et Δe sont liées aux équations suivantes :

$$e(n) = \frac{\Delta P_{PV}}{\Delta V_{PV}} I_{PV} + V_{PV} \tag{3-15}$$

$$\Delta e(n) = e(n) - e(n - 1) \tag{3-16}$$

b- Etape d'inférence

C'est l'étape où l'on établit les règles qui permettent d'aboutir à la commande en fonction des valeurs de l'erreur et de sa variation. En général, la commande dépend non seulement de l'erreur mais aussi de sa variation.

Les règles floues lient la variable de sortie aux variables d'entrée afin de tirer des conclusions ou des déductions floues.

Une règle floue comporte une prémisse du genre « Si l'erreur est négative ET la variation de l'erreur est négative » et une déduction floue du type « Alors Δu est positif grand ». Dans le cas où les variables d'entrée sont définies, chacune, par 3 ensembles flous, on aboutit à 7 règles floues.

Après l'édition des règles, il reste à calculer les degrés d'appartenance de la variable de sortie à tous les ensembles flous qui lui sont associés. Chaque règle est composée de prémisses liées par les opérations ET, OÙ et donne lieu à une implication par l'opération par

l'opérateur ALORS. La méthode de Mamdani consiste à utiliser l'opérateur min pour le ET et l'opérateur max pour le ou. Plusieurs règles peuvent être activés en même temps, que chacune de leurs prémisses possède un degré d'appartenance non nul. Ceci dépend des types de fonctions d'appartenance utilisées ; en l'occurrence toutes les règles sont, à chaque instant d'échantillonnage, plus ou moins activées si l'on choisit des fonctions d'appartenance de forme gaussienne.

L'agrégation de ces règles, opération qui doit aboutir à une seule valeur de la variable de sortie, se fait par l'opérateur max, comme si les règles étaient liées par l'opérateur ou [11].

- Moteur d'inférence floue

C'est un mécanisme de décision. Il permet à partir d'un fait observé de la base des règles floues une décision en exploitant le raisonnement approximatif. Dans les inférences du régulateur par logique floue interviennent les opérateurs ET et OÙ. L'opérateur ET s'applique aux variables à l'intérieur d'une règle tandis que l'opérateur OU lie les différentes règles [11].

Il existe plusieurs méthodes pour réaliser ces opérateurs dans une inférence et qui s'appliquent aux fonctions d'appartenance à savoir : La méthode différence max-min (Mamdani).

La méthode d'inférence choisie est de MAMDANI, avec une opération (Max-Min). Elle consiste à utiliser l'opérateur Min pour le (ET), l'opérateur Max pour le (OU).

Le tableau (3.1) présente la matrice d'inférence du régulateur. Les variables d'entrées numériques sont converties en variables linguistiques pour prendre les sept valeurs suivantes :

NB: grand Négatif , NM: Négatif moyenne, NS: Négatif Petit, ZE: Zero, PS: Petit positive, PM: Positif moyen, PB: grand positive.

Tableau I : Exemple d'une table de vérité pour une commande logique floue.

| E ΔE | NB | NM | NS | ZE | PS | PM | PB |
|-----------------|----|----|----|----|----|----|----|
| NB | NB | NB | NB | NB | NM | NS | ZE |
| NM | NB | NB | NB | NM | NS | ZE | PS |
| NS | NB | NB | NM | NS | ZE | PS | PM |
| ZE | NB | NM | NS | ZE | PS | PM | PB |
| PS | NM | NS | ZE | PS | PM | PB | PB |
| PM | NS | ZE | PS | PM | PB | PB | PB |
| PB | ZE | PS | PM | PB | PB | PB | PB |

c- Etape de défuzzification

La defuzzification, consiste à convertir cette fois, une variable linguistique en variable numérique. Cette étape ne s'applique qu'à la variable de sortie $\Delta\alpha$, afin de pouvoir piloter le convertisseur de puissance pour atteindre le PPM.

Les sorties floue des règles précédentes sont combinées en utilisant la fonction Max pour former un seul ensemble floue. Cet ensemble est défuzzifié et multiplié par le facteur d'échelle pour générer une seule valeur de commande. La méthode choisie pour la dernière étape de la conception du contrôleur floue est la méthode du centre de gravité. Elle permet le calcul de l'incrément du rapport cyclique $\Delta\alpha$:

$$\Delta\alpha = \frac{\sum_{i=1}^n (d\alpha_i \cdot u_i)}{\sum_{i=1}^n u_i} \tag{3-17}$$

On déduit le rapport cyclique α par l'équation suivante :

$$\alpha = \Delta\alpha(k - 1) + \alpha \tag{3-18}$$

Les trois gains de normalisation K1, K2 permet de convertir les valeurs d'entrée réels en quantités floues et K3 effectue une opération inverse.

3.3 Commande du système de conversion

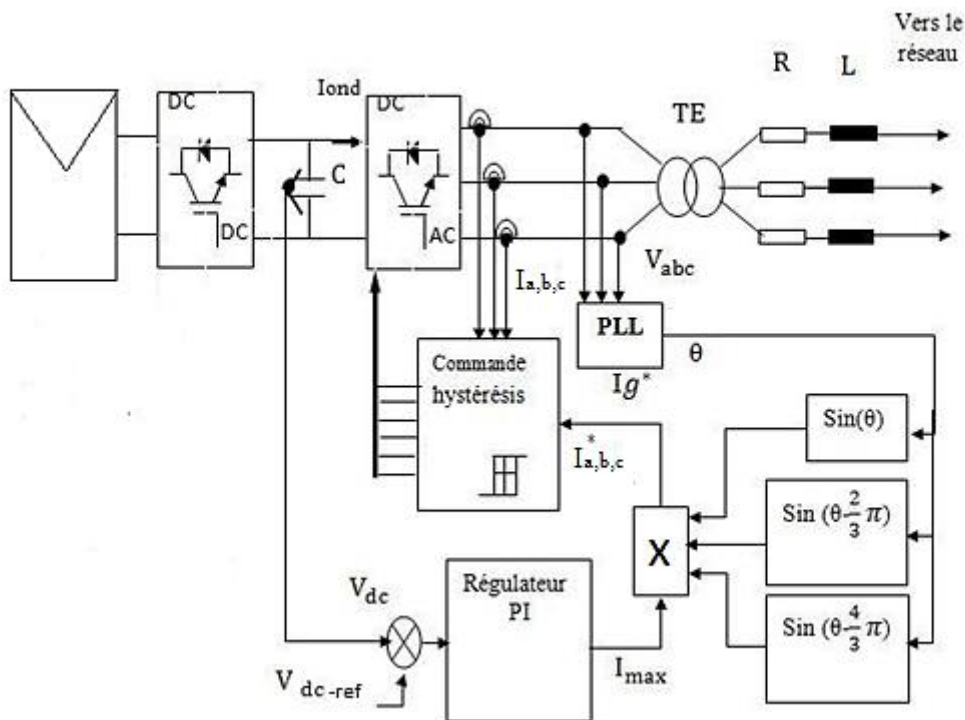


Figure 3.5 : Schéma global de commande du système photovoltaïque connecté au réseau triphasé [16].

Le schéma de commande global du système photovoltaïque débitant dans un réseau électrique est donné par la figure (3.5).

L'étage DC-DC reste inchangé, pour l'étage DC-AC, la tension du bus continu est régulée autour d'une référence par un régulateur PI (grandeur de référence constante, donc le PI est largement suffisant).

La tension du réseau est extraite à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase PLL (Phase Locked Loop) pour générer la pulsation (fréquence du réseau électrique) afin de la synchroniser avec le courant de celui-ci (I_g), en conséquence on aura un facteur de puissance unitaire coté réseau (courant en phase avec la tension). A son tour le courant du réseau mesuré sera comparé à une référence (I_g^*) par hystérésis, permettant de générer les signaux de commande des interrupteurs de l'onduleur.

3.3.1 Contrôle de la tension du bus continu

Le contrôle du bus continu est une procédure indispensable. L'observation des fluctuations de la tension aux bornes des condensateurs donne des indications sur l'évolution des échanges d'énergie entre ces derniers et le réseau.

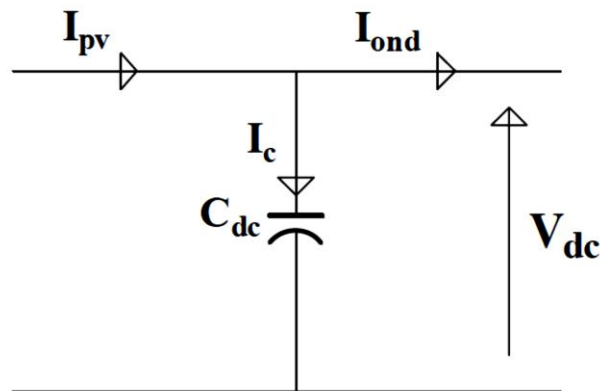


Figure 3.6 : Représentation du bus continu.

Chaque convertisseur exerce son influence sur ce circuit, par le courant qu'il donne ou qu'il prend au condensateur. L'évolution temporelle de la tension à ses bornes est obtenue à partir de l'intégration du courant capacitif :

$$I_C = I_{PV} - I_{Ond} \tag{3-19}$$

Et :

$$V_{DC} = \frac{1}{C} \int (I_{PVs} - I_{Ond}) dt \tag{3-20}$$

En régime permanent, la puissance réelle générée par la source doit être égale à celle imposée par la charge ajoutée à une petite quantité de puissance pour compenser les pertes dans l'onduleur. Lorsque les conditions de fonctionnement de la charge non linéaire évoluent,

l'équilibre en puissance réelle entre celle-ci et la source d'entrée sera perturbé. La différence en puissance engendrée doit être compensée par celle du condensateur. C'est pourquoi la tension aux bornes de condensateur augmente jusqu'à parfois à dépasser la limite admissible en cas de dépassement de la puissance apparente de sortie de l'onduleur. Après l'élimination du défaut, les puissances s'équilibrent et la tension du bus stabilisée, mais à une valeur plus élevée. Il faut donc ajouter une boucle pour régler cette tension. Le principe de contrôle de la tension du bus continu VDC est de décharger l'énergie résiduelle pour diminuer la tension. En outre, cette tension doit être maintenue constante, pour permettre un fonctionnement adéquat de l'onduleur.

Pour identifier les paramètres de contrôle et de perturbation ; l'équation (3-21) exprime l'état de la tension du bus :

$$\dot{V}_{DC} = \frac{I_{PVs}}{C} - \frac{I_{ond}}{C} \tag{3-21}$$

L'équation (3-20) montre que la puissance fournie par le générateur photovoltaïque correspond à la puissance du bus continu additionnée à la puissance transitée vers le réseau comme le montre l'équation suivante :

$$P_{PV} = P_C + P_{res} \tag{3-22}$$

La régulation de la tension du bus continu est assurée par une gestion des échanges de puissances entre la sortie du convertisseur côté panneau photovoltaïque et l'entrée du convertisseur côté réseau. En ajustant la puissance transitée par ce dernier, il est possible de contrôler la puissance emmagasinée dans le condensateur et donc de régler la tension du bus continu. La boucle de régulation mise en œuvre est montrée sur la figure qui suit :

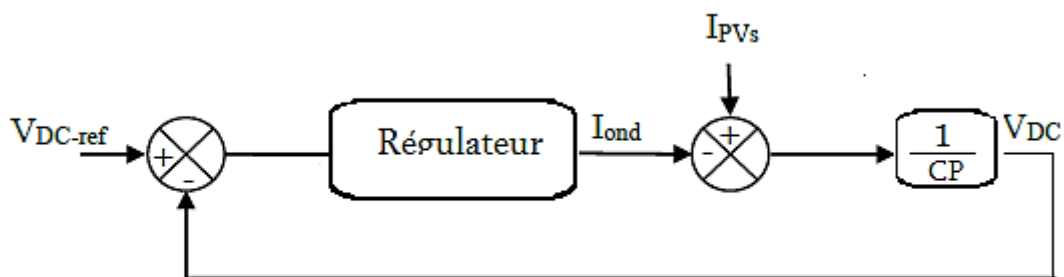


Figure 3.7: Schéma bloc de la régulation du bus continu.

• **Calcul de Régulateur (PI) du bus continue :**

Le régulateur de tension règle la tension Vdc autour de la valeur de référence V_{dc}^* . Lorsque la tension continue V_{dc} est supérieure à la valeur désirée V_{dc}^* .

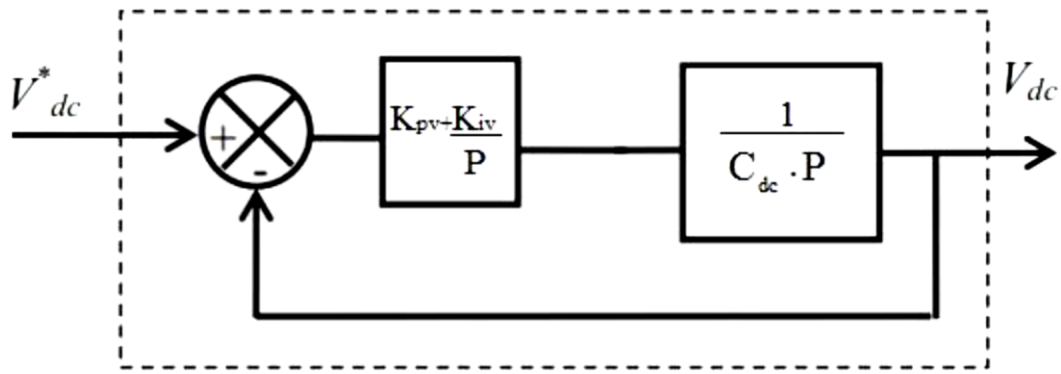


Figure 3.8: Boucle de régulation de la tension du bus continu

La figure (3.6) montre la boucle de régulation de tension Vdc.

La fonction de transfert de la boucle fermée pour la tension est donnée par :

$$F_v(p) = \frac{V_{dc}(p)}{V_{dc}^*(p)} = \frac{\left(K_{pv} + \frac{K_{iv}}{P}\right) \cdot \left(\frac{1}{C_{dc} \cdot P}\right)}{1 + \left(K_{pv} + \frac{K_{iv}}{P}\right) \cdot \left(\frac{1}{C_{dc} \cdot P}\right)} \quad (3-23)$$

Que l'on peut mettre sous la forme :

$$F_v(p) = \frac{V_{dc}(p)}{V_{dc}^*(p)} = \frac{(PK_{pv} + K_{iv}) \cdot \frac{1}{C_{dc}}}{p^2 + \frac{K_{pv}}{C_{dc}} \cdot p + \frac{K_{iv}}{C_{dc}}} \quad (3-24)$$

L'équation caractérise le régulateur PI et donnée sur la forme en boucle fermée :

$$F(P) = \frac{KW^2}{P^2 + 2\xi WP + W^2} \quad (3-25)$$

Pour identifier le Kp et Ki du régulateur PI on pose 2 pôles réelles (double) un constant de temps $\tau_{PI} > 7\tau$ [16].

$$K_P = \frac{4C_{dc}}{\tau} \quad , \quad K_i = \frac{K_P}{\tau} \quad (3-26)$$

3.3.2 Contrôle rapproché de l'onduleur coté réseau

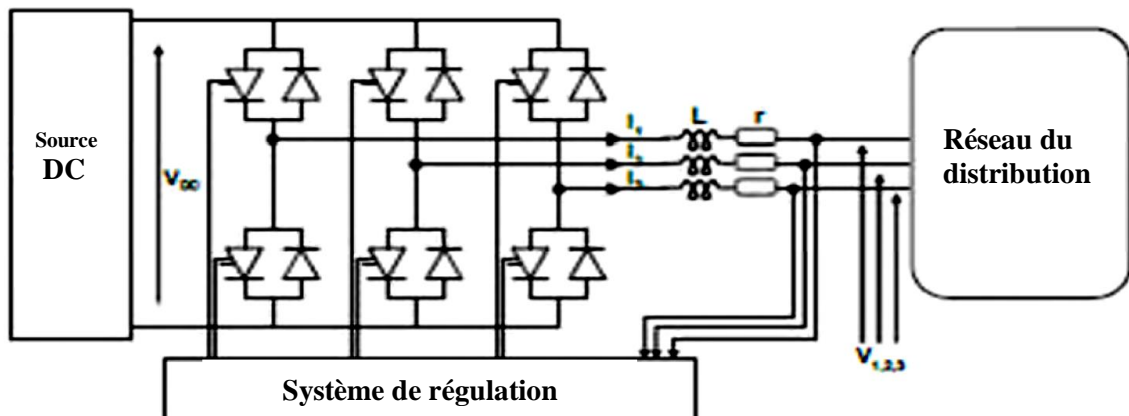


Figure 3.9 : Schéma de structure d'un onduleur de tension triphasé connecté au réseau.

La figure (3.9) présente un onduleur triphasé à structure de tension. Il se compose de trois bras d'interrupteurs de courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture, réalisés à partir d'un transistor (GTO ou IGBT). Le stockage de l'énergie du côté continu se fait par l'intermédiaire d'un condensateur C de tension Vdc. Le filtre de sortie est un filtre passif habituellement du premier ordre (R, L) employé pour connecter l'onduleur de tension au réseau.

En pratique, la commande des deux semi-conducteurs d'un même bras se fait de manière complémentaire : la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre.

Afin d'éviter un court-circuit à cause du délai de blocage des interrupteurs, il faut insérer sur un même bras, un temps d'attente, également appelé temps mort, entre la commande de blocage d'un interrupteur et la commande d'amorçage de l'autre. Avec l'hypothèse de commutation instantanée. Par conséquent, le condensateur ne risque aucun court-circuit.

- **Différentes commandes de l'onduleur**

Deux stratégies de commande de l'onduleur de tension sont principalement mises en œuvre : la commande par MLI et la commande par hystérésis. La commande par hystérésis, elle peut être à bande fixe, à bande variable ou bien encore dite « modulée ». Dans notre travail, nous présenterons la commande par hystérésis.

Dans notre travail, la commande rapprochée de l'onduleur est obtenue via une régulation par hystérésis des courants du réseau. Pour permettre ceci, les courants triphasés de références sont synthèses ainsi :

$$\begin{cases} I_a^* = I_{max} \sin(\theta) \\ I_b^* = I_{max} \sin(\theta - \frac{2}{3}\pi) \\ I_c^* = I_{max} \sin(\theta - \frac{4}{3}\pi) \end{cases} \quad (3-27)$$

I_{max} et θ désignent respectivement la valeur crête du courant du réseau et sa phase.

Le courant crête I_{max} est calculé selon l'hypothèse d'un transfert d'énergie sans pertes (onduleur idéal), alors que l'angle électrique du réseau θ est déduite via un circuit de verrouillage de phase PLL.

- **Etude de la synchronisation du convertisseur sur le réseau**

Afin de connecter des sources au réseau électrique, il faut synchroniser la tension du générateur de production avec celle du réseau, c'est pourquoi l'information de phase et de fréquence de la tension du réseau est nécessaire.

Pour pouvoir transiter la puissance maximale extraite, tout en assurant un fonctionnement à facteur de puissance unitaire, l'angle du réseau est estimé via un circuit de

verrouillage de phase (PLL). Le principe est d'orienter la tension du réseau selon l'axe en quadrature q ($V_d^* = 0$; $V_q = V_s$), via un régulateur PI

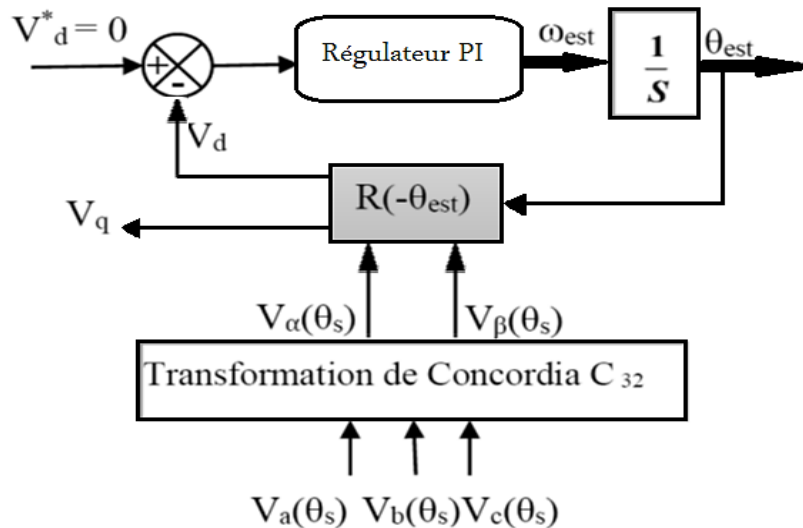


Figure 3.10: Schéma de principe de la boucle à verrouillage de phase triphasé.

La transformation de Concordia est d'abord appliquée sur les tensions simples mesurées du réseau $V_a(\theta_s)$, $V_b(\theta_s)$, $V_c(\theta_s)$. Les tensions ainsi obtenues sont ensuite exprimées dans le repère de Park par une rotation $R(-\theta_{est})$, alors que l'angle de rotation estimée est issu de l'intégration de la pulsation estimée ω_{est} du réseau. Une bonne estimation de cet angle est garantie une fois la pulsation ω_{est} du repère tournant est identique à la pulsation ω_s des tensions mesurées. Cette condition sera obtenue si la grandeur V_d est maintenue nulle.

$$R(-\theta_{est}) = \begin{bmatrix} \cos(\theta_{est}) & \sin(\theta_{est}) \\ -\sin(\theta_{est}) & \cos(\theta_{est}) \end{bmatrix} \quad (3-28)$$

• **Calcul de la valeur crête du courant de référence :**

La commande de l'onduleur de tension est réalisée en courant, en utilisant une hystérésis simple ; où les courants de réseau mesurés I_a , I_b , I_c correspondent à leurs références selon une bande d'hystérésis prédéfinie Δi . Tout d'abord, la valeur crête I_{max} est déduite avant que la commutation de l'onduleur débute.

En supposant un fonctionnement avec un facteur de puissance unitaire côté réseau, la valeur crête du courant I_{max} est liée à son image côté continu I_{ond} par l'équation linéaire :

$$I_{ond} = K_c \cdot I_{max} \quad (3-29)$$

Où la constante K_c est déduite sur la base d'un onduleur sans pertes [17] :

$$K_c = \frac{\sqrt{3}V_{eff}}{\sqrt{2}V_{DC-ref}} \quad (3-30)$$

- **Contrôle des courants par régulateurs à hystérésis**

Le principe de contrôle des courants par hystérésis consiste à maintenir chacun des courants générés dans une bande enveloppant les courants de référence. Chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation. En pratique, c'est la technique schématisée sur la Figure (3.11) que l'on utilise. La différence entre le courant de référence et celui mesuré est appliquée à l'entrée d'un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l'ordre de commande des interrupteurs du bras correspondant de l'onduleur [19]:

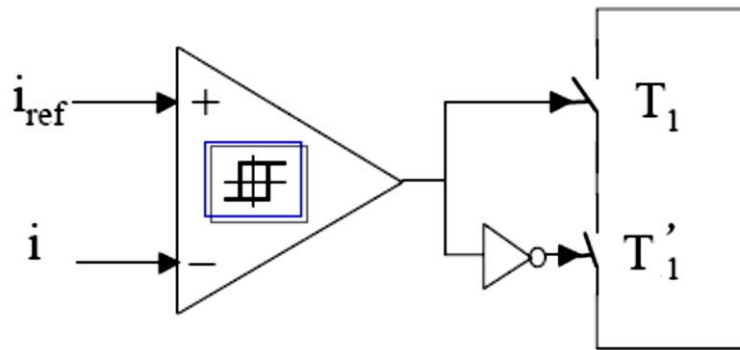


Figure 3.11: Contrôle de courant par hystérésis [1]

La simplicité de la mise en œuvre de cette stratégie est son avantage, tandis que la fréquence de commutation variable peut être son inconvénient. Celui-ci peut être remédié par une autre version de contrôle par l'hystérésis avec une fréquence de commutation fixe.

Le seul paramètre de régulation dans cette commande est la largeur de la bande d'hystérésis qui détermine l'erreur sur les courants et la fréquence de commutation bien que cette dernière reste inconnue. Le principe de la commande des interrupteurs est illustré par la Figure (3.12):

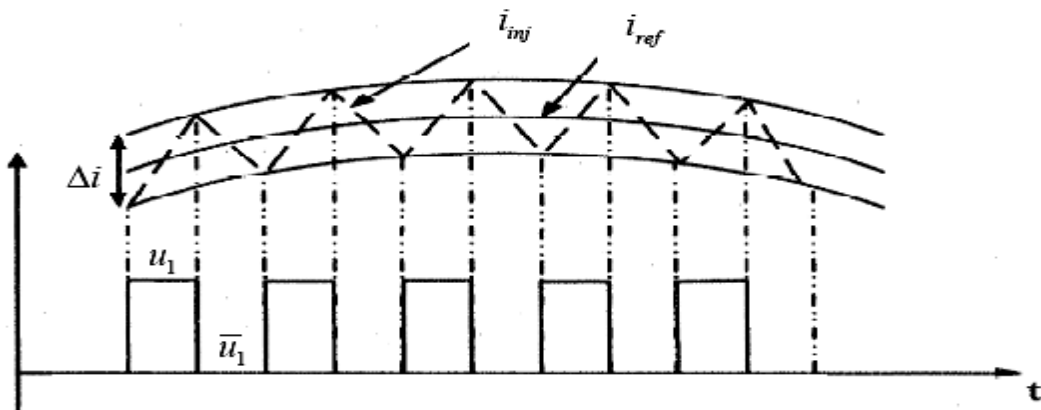


Figure 3.12 : Commande des interrupteurs par hystérésis [19]

3.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons on à expliquer brièvement quelque méthodes de la recherche du point de puissance maximal (MPPT) et on va étudier les méthodes :

- Algorithme MPPT par mode glissant.
- Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue.

On a fait aussi du contrôle de notre système PV connecté au réseau, ce qui nous permet ainsi d'avoir un bon contrôle de la puissance injectée au réseau.



Chapitre IV
RESULTATS DU
SIMULATION

4.1. Introduction

Dans ce chapitre, on présentera une étude de simulation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau adapté par des commandes MPPT numérique intelligentes. Ce système est composé d'un générateur photovoltaïque, d'un convertisseur survolteur « boost », et d'un onduleur de tension triphasé 'Algorithme MPPT par mode glissant' et d'un contrôleur flou ainsi qu'un réseau triphasé.

Le contrôle de la puissance, ainsi que la simulation ont été effectués sous le logiciel MATLAB/Simulink.

4.2. L'outil Matlab/Simulink

MATLAB fait également partie d'un ensemble d'outils intégrés dédiés au traitement du Signal. En complément du noyau de calcul Matlab, l'environnement comprend des modules optionnels qui sont parfaitement intégrés à l'ensemble :

- Une vaste gamme de bibliothèques de fonctions spécialisées (Toolbox).
- Simulink, un environnement puissant de modélisation basée sur les schémas-blocs et de simulation des systèmes dynamiques linéaires et non linéaires.
- Des bibliothèques de blocs Simulations spécialisés (Blocksets).
- D'autres modules dont un Compilateur, un générateur de code C, un accélérateur.
- Un ensemble d'outils intégrés dédiés au Traitement du Signal : le DSP Workshop.

SIMULINK est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation des systèmes dynamiques.

Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communications et de traitement du signal [19].

4.3. Système photovoltaïque connecté au réseau proposé :

4.3.1 Générateur photovoltaïque

Nous avons étudié l'influence des paramètres extérieurs, l'éclairement et la température sur les caractéristiques (courant-tension, puissance-tension).

4.3.2 Convertisseur DC-DC :

Ce convertisseur est connu par le nom d'élévateur de tension, qui est l'étage d'adaptation (DC-DC) entre le (GPV) et la charge de sortie. Cette structure correspond à un système plus communément appelé, système autonome. L'étage d'adaptation dispose d'une commande (MPPT) (Maximum Power Point Tracking) qui lui permet de rechercher le (PPM) que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque.

4.3.3 Convertisseur DC-AC :

Il y a plusieurs type d'onduleur qui peut installer avec un réseau, sont caractérisés par leur technologie et par la forme d'onde qu'ils génèrent [20] :

- Onduleur à onde sinusoïdale
- Onduleur à onde carrée
- Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale

On va choisir dans ce travail l'onduleur à onde sinusoïdale commandé par hystérésis.

4.3.4 La charge :

Nous avons choisi une charge équilibrée (RL) sur le côté (AC) Alternatif.

4.3.5 Le réseau électrique :

Il représente le réseau électrique de distribution publique d'amplitude $V_{ref} = 220 \text{ V}$ et de fréquence $f = 50 \text{ Hz}$.

4.4 Générateur photovoltaïque :

Les caractéristiques électriques de ce panneau photovoltaïque sont données par le tableau suivant :

Tableau 4.1 : Caractéristiques électrique du panneau solaire

| Caractéristiques électrique | Valeurs |
|---|---------|
| Puissance maximale | 350 W |
| Tension à puissance maximale (V_{op}) | 70.8 V |
| Courant à puissance maximale (I_{op}) | 4.95 A |
| Tension en circuit ouvert (V_{oc}) | 88 V |
| Courant de court-circuit (I_{cc}) | 5.4 A |

4.5 Résultat de simulation

Puisque l'éclairement solaire change pendant les périodes de jour, Nous avons essayé de le simuler, la figure (4.1) représente le changement de l'éclairement solaire dans notre simulation.

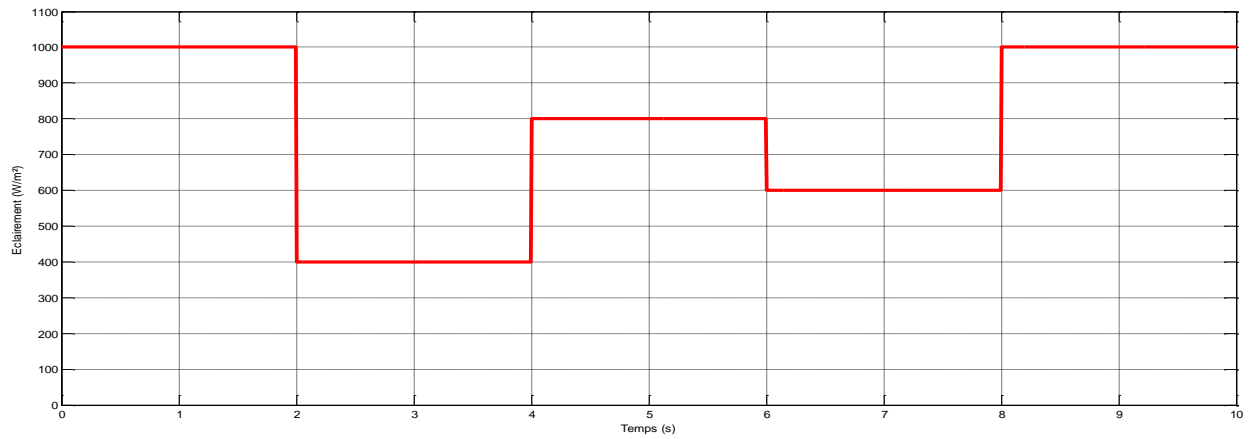


Figure 4.1 : profile de l'éclairement solaire.

4.5.1 Résultat de simulation des différents MPPT :

- Courbe de la tension VPV par le contrôleur flou :

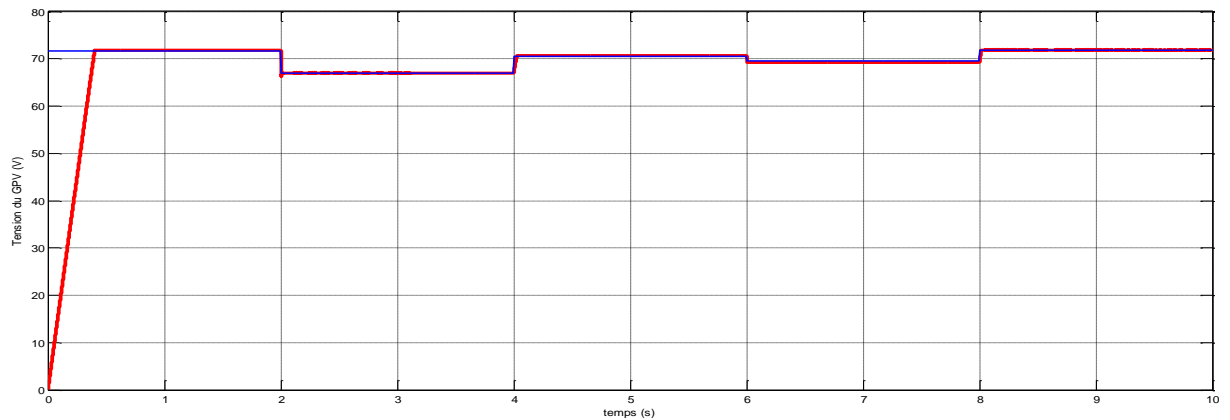


Figure 4.2 : Allure de la tension du GPV par le FLC.

- Courbe de la tension VPV par mode glissant :

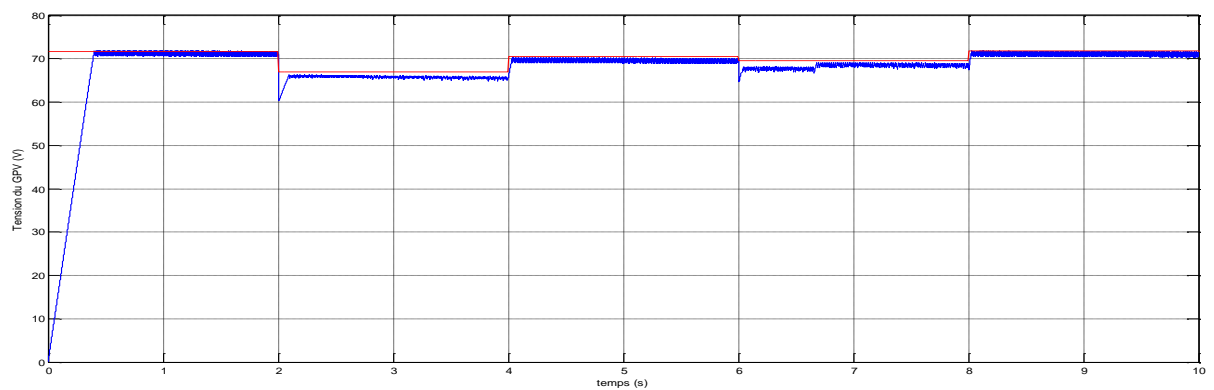


Figure 4.3 : Allure de la tension du GPV par le mode glissant.

Dans ces figures (4.2) et (4.3) on représente l'allure de la tension du générateur photovoltaïque on appliquant une variation dans l'éclairement on voit que la tension du GPV atteint à ces valeurs optimales selon les changements de l'insolation dans les deux MPPT mode glissant et le contrôleur floue, on remarque que L'algorithme par mode glissant produit des oscillations amorties sur les graphes du courant et de la tension et le contrôleur par le logique floue permet au point de fonctionnement d'atteindre l'optimum dans quelques millisecondes, sans dépassement, ni un retard, ce qui prouve l'efficacité de la commande MPPT introduite.

- **Courbe du courant Ipv par le contrôleur flou :**

Après avoir mesuré la tension du GPV pour les deux modes flou et glissant, et après avoir comparé entre les résultats obtenus; nous passerons à mesurer le courant du GVP pour le contrôleur flou et le mode glissant aussi.

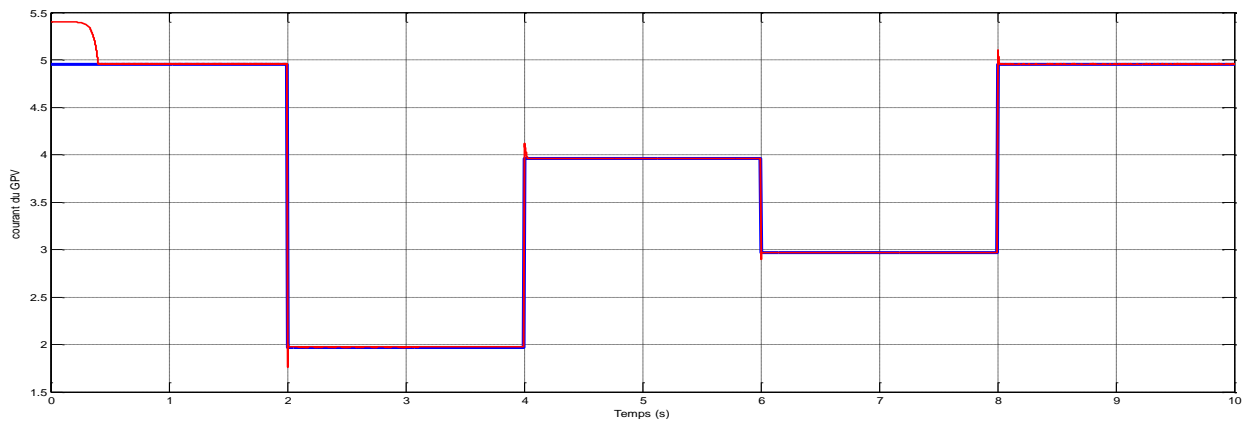


Figure 4.4 : courant du GPV par FLC.

- **Courbe du courant IPV par mode glissant :**

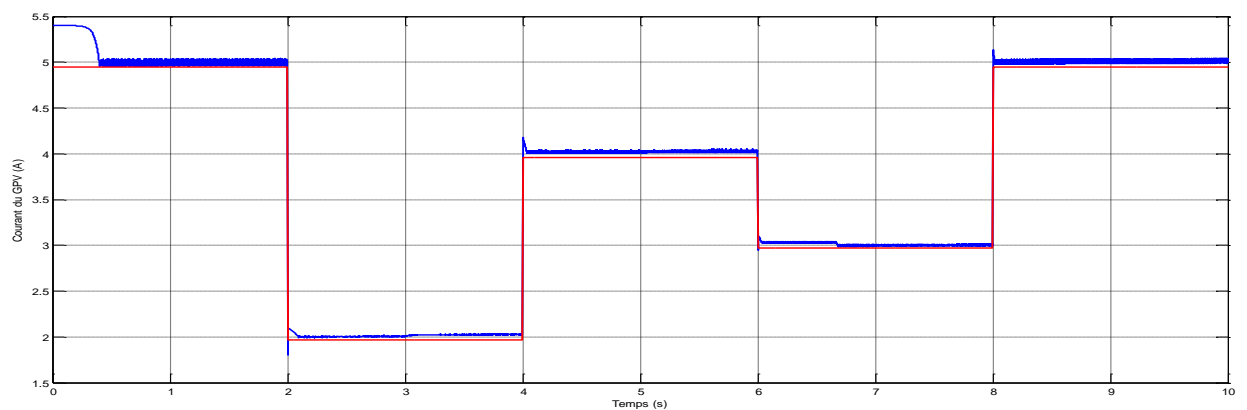


Figure 4.5 : courant du GPV par mode glissant.

Les figures (4.4) et (4.5) montre les allures respectivement des courant de l'entrée (sortie du générateur photovoltaïque) et de sortie de l'hacheur élévateur commander par le contrôleur flou et par mode glissant, On peut remarquer un bon suivi de la valeur réelle avec sa consigne avec une erreur statique négligeable et une convergence acceptable, et la commande par logique floue c'est mieux que la commande par mode glissant parce qu'il existe une oscillation dans le graphe de commande par mode glissant.

- **Courbe de l'erreur du contrôleur flou :**

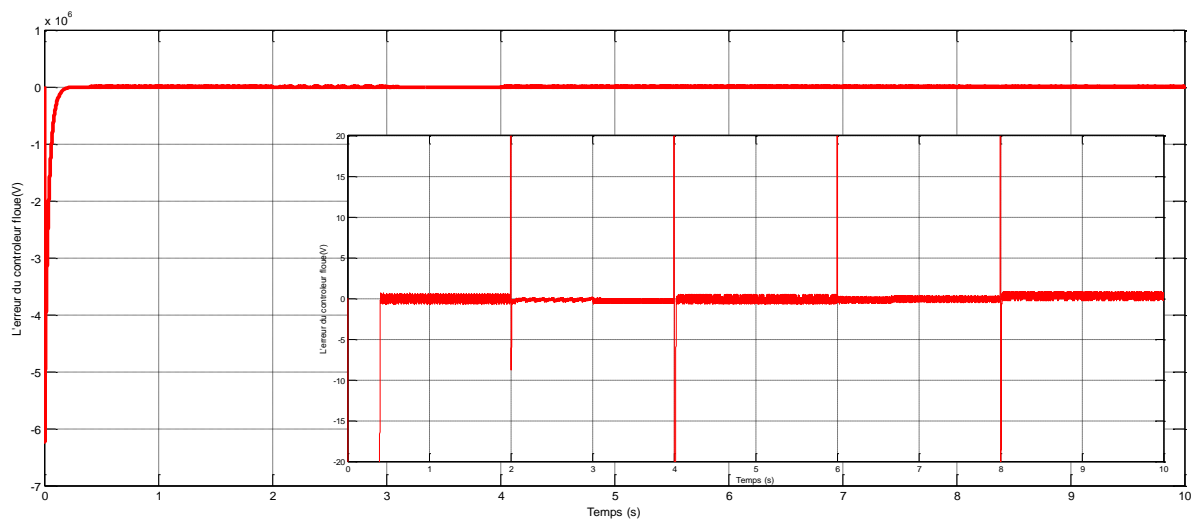


Figure 4.6 : l'erreur du contrôleur flou

- **Courbe de l'erreur du contrôleur par mode glissant :**

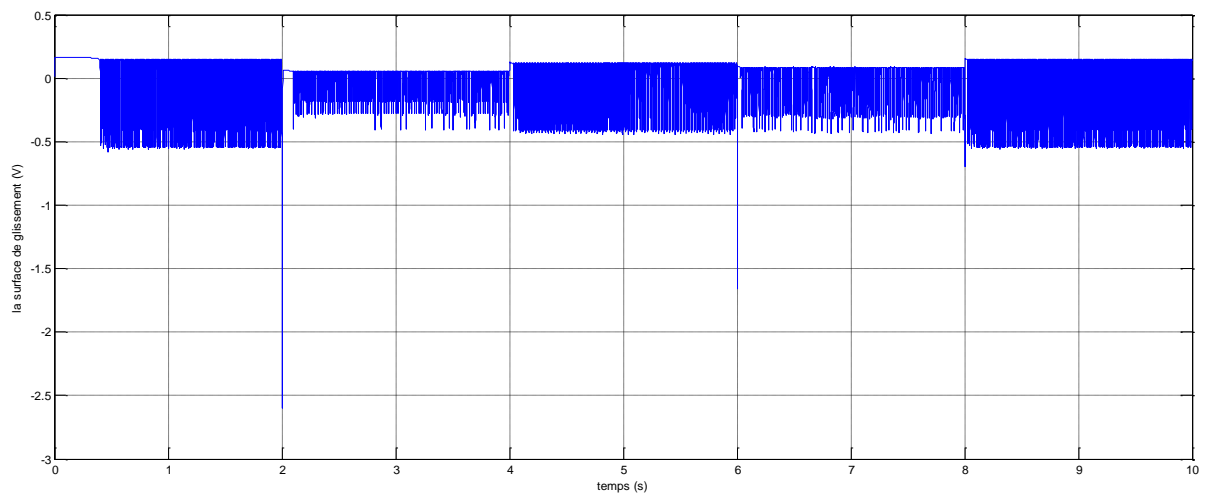


Figure 4.7 : la surface de glissement.

Pour confirmer le fonctionnement du GPV dans sa zone optimale, on expose sur les figures (4.6) et (4.7) respectivement les allures de la surface de glissement issue de la stratégie par mode glissant, et le signal d'erreur, proposé comme une entrée pour le contrôleur par logique

floue. Ces graphes présentent en fait la condition de la conductance incrémentale.

De ces graphes, on remarque clairement que les deux quantités sont presque nulles, prouvant ainsi que l'impédance dynamique côté GPV ($\frac{dV_{PV}}{dI_{PV}}$) est égale en absolue à son impédance statique ($\frac{dV_{PV}}{dI_{PV}}$), et le point de fonctionnement est parfaitement celui optimum (4 A, 70 V).

4.5.2 Résultat du bus continu

- **Courbe de la tension du bus continu VDC pour le régulateur PI :**

a- avec MPPT FLC :

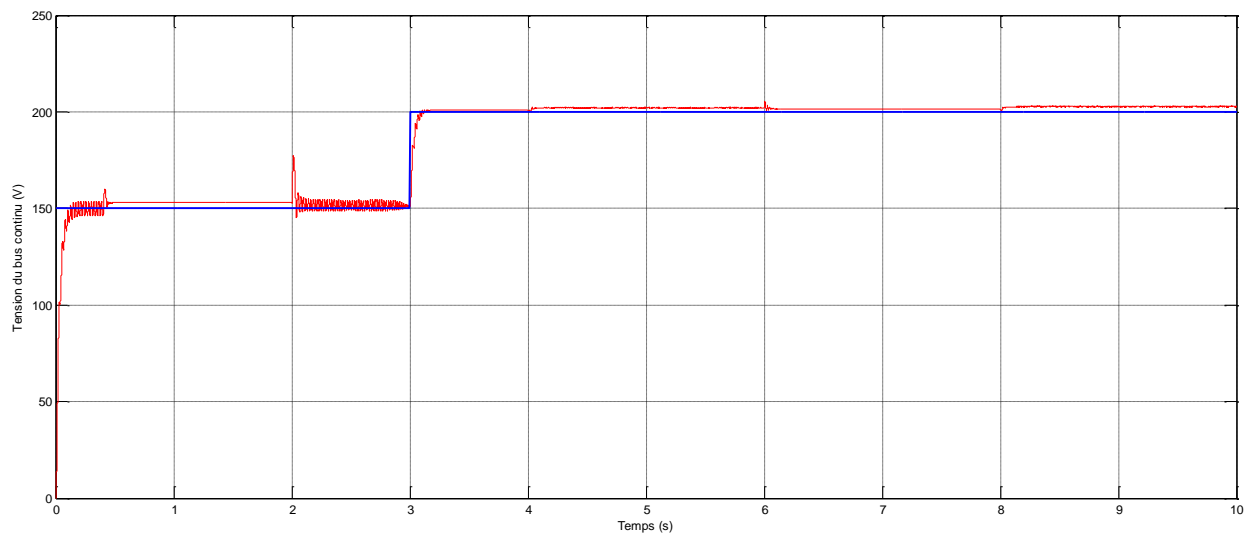


Figure 4.8 : tension du bus continu avec le régulateur PI.

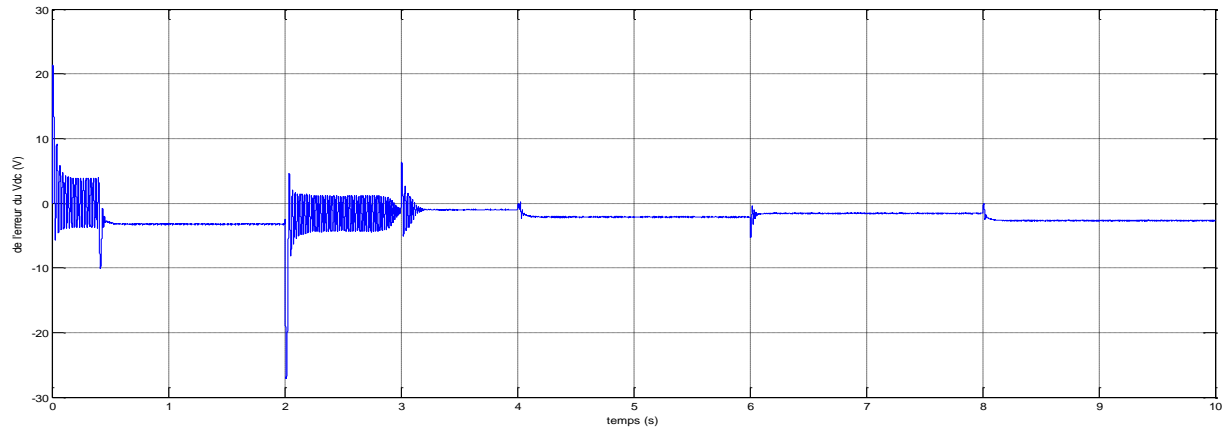


Figure 4.9 : l'erreur du bus continu avec le régulateur PI.

b- avec MPPT mode glissant :

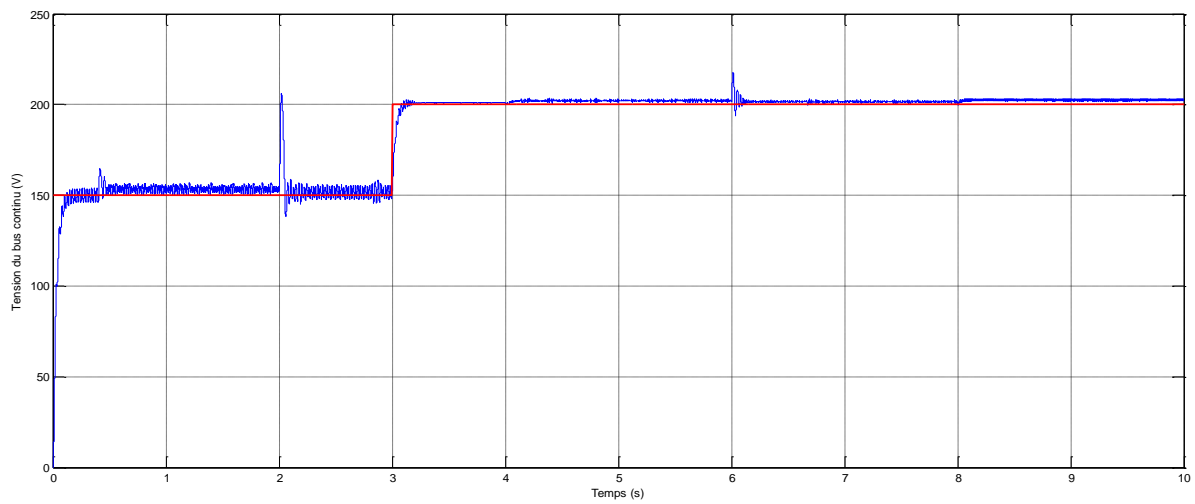


Figure 4.10 : tension du bus continu avec le régulateur PI.

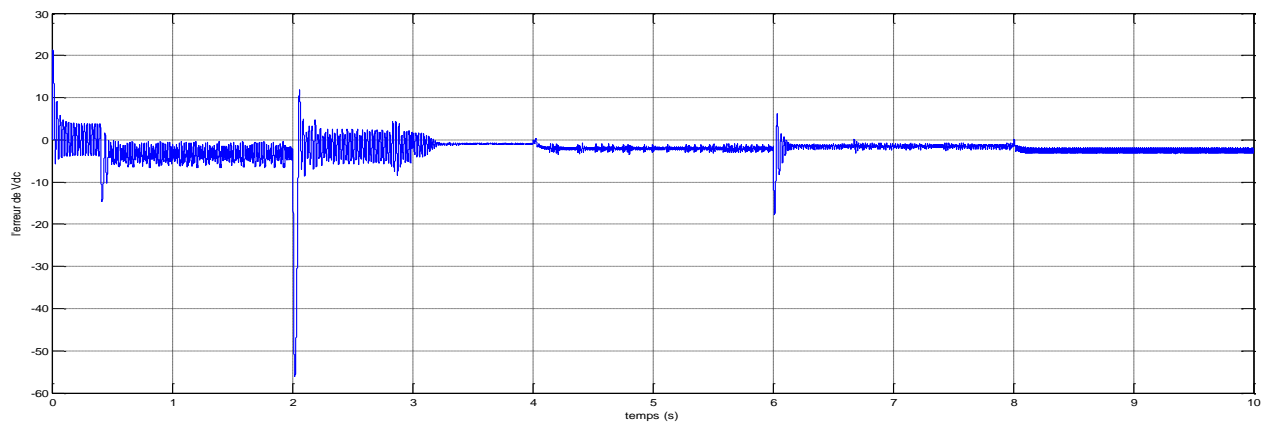


Figure 4.11 : l'erreur du bus continu avec le régulateur PI.

Sur les figures (4.8) et (4.10) sont représentés les allures de la tension du bus continu de commande proposées : par PI, avec MPPT FLC et avec MPPT par mode glissant , et où un changement de la référence (de 150V à 200 V) a été appliqué à l'instant 3 s.

Les figure (4.9), (4.11) sont représentés les allures de l'erreur du bus continu avec le régulateur PI avec MPPT FLC et avec MPPT par mode glissant respectivement.

Nous pouvons ici remarquer l'erreur de la tension du bus continu avec le régulateur PI par laquelle on peut dire que c'est une erreur pouvant être non considérable par rapport au l erreur de la commande avec MPPT par mode glissant.

L'erreur du bus continu et presque égale à zéro mais a l'instant de la variation d'éclairement l'erreur augmente mais revient à zéro où on observe une erreur.

4.5.3 Résultat coté réseau :

- **Courbes des courants du réseau avec leurs références :**

Pour tester l'efficacité des régulateurs de courant à hystérésis incorporés, la figure (4.12) illustrent les résultats de simulations correspondants:

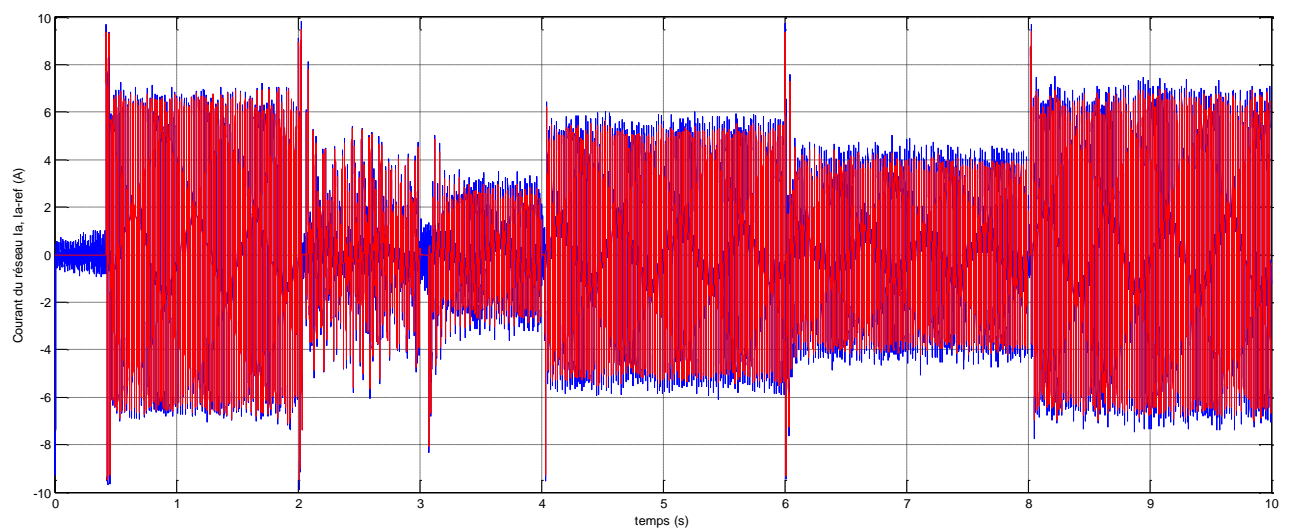


Figure 4.12 : courant mesuré et sa référence de la phase (a).

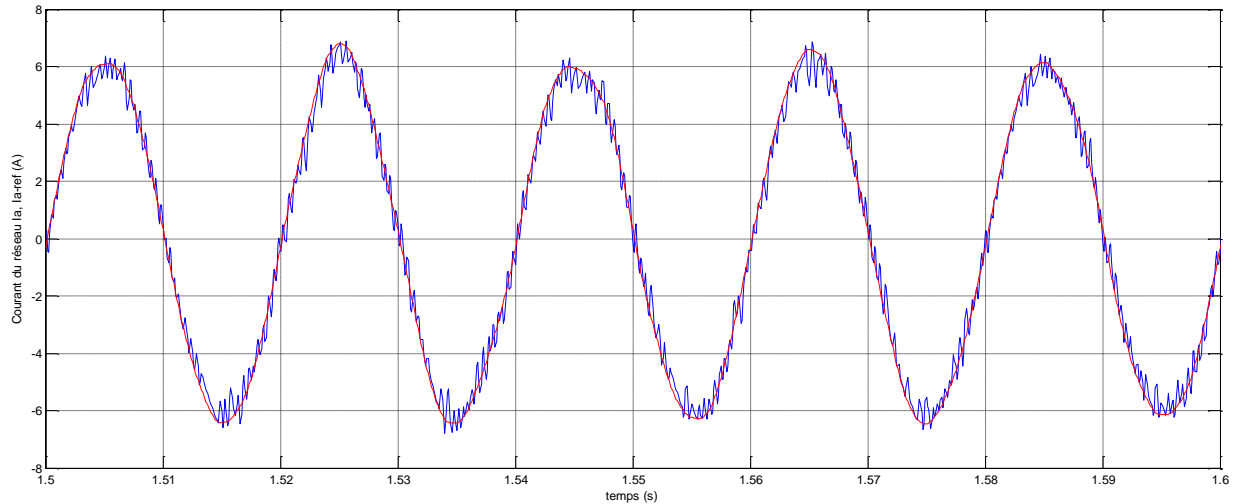


Figure 4.13 : zoom du courant et sa référence de la phase (a).

Les allures dans la figure (4.12) et la figure (4.13) montrent respectivement le courant de référence en rouge, et le courant réels de sortie de l'onduleur en bleu de la phase (a), On voit que le courant mesuré de la phase (a) suit parfaitement le courant de référence de la même phase.

- **Courbe de la tension et le courant de la sortie de l'onduleur :**

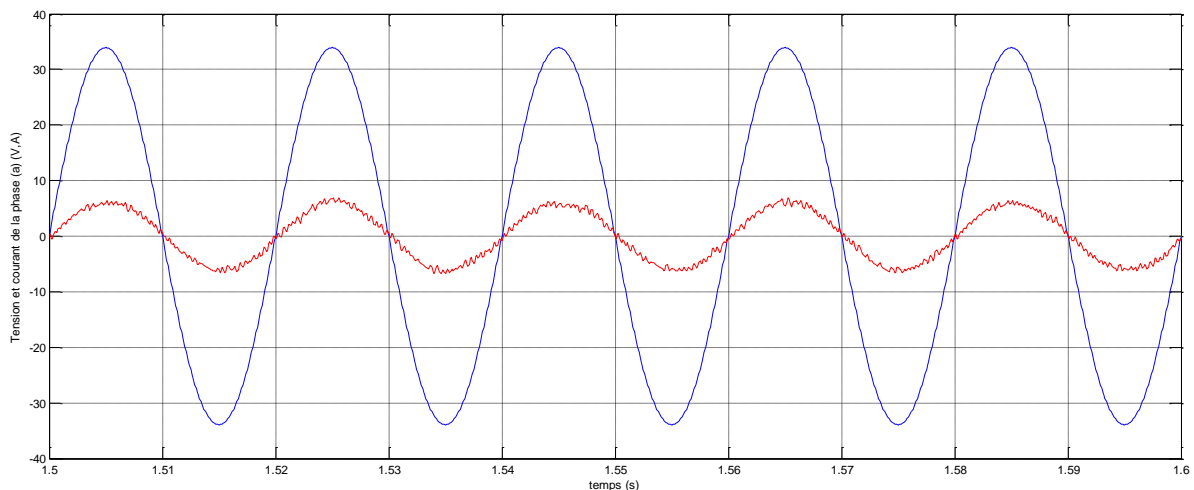


Figure 4.14 : courant et tension à la sortie de l'onduleur.

Sur la figure (4.14) sont présentés respectivement un zoom du courant de sortie de l'onduleur et de la tension du réseau à ce même point. On peut constater que le courant généré est en phase avec la tension, permettant un fonctionnement à facteur de puissance unitaire.

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait la simulation de système photovoltaïque connecté au réseau triphasé électrique, qui se compose de le générateur photovoltaïque, l'hacheur commandé pour la recherche du point de puissance maximale (mppt) et l'onduleur commandé par hystérésis et en fin le réseau électrique.

Les résultats obtenus de courant et tension et la courbe de point fonctionnement maximal par la simulation sont très suffisants et satisfaisante, et se rapprochent à ceux présentés dans la théorie.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne la modélisation et le contrôle d'un système photovoltaïque connecté à un réseau électrique triphasé. Ce dispositif est amené à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de productions et d'un meilleur respect de l'environnement.

Dans notre travail nous avons présenté les systèmes photovoltaïques en se basant particulièrement au système photovoltaïque raccordés au réseau qui est constitué essentiellement d'un générateur photovoltaïque (GPV) et un convertisseur DC-DC Boost, un onduleur commandé par hystérésis et le réseau électrique.

L'objectif visé dans ce travail réside de 2 points :

L'extraction des puissances maximales fournies par le générateur photovoltaïque suivis d'une variation aléatoire de l'éclairement.

L'injection de cette puissance dans un réseau de distribution triphasé via un système de conversion à deux étages.

On a simulé ce système sous Matlab/simulink, on a pris en compte l'influence de variation des conditions climatiques (l'éclairement) sur le MPPT où la puissance de fonctionnement du système est maximale.

La commande MPPT permet la meilleure connexion entre le générateur photovoltaïque (GPV) et la charge et elle le force de fonctionner toujours au point de puissance maximale.

Par ce travail, nous souhaitons d'avoir apporté une contribution à l'étude des caractéristiques photovoltaïques de la cellule solaire, l'étude des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique et la commandes MPPT.

Les résultats de la simulation ont démontré l'intérêt d'un dispositif de recherche de la puissance maximale, nous avons choisi dans notre travaille deux méthodes pour suivi de la puissance maximal du générateur photovoltaïque :

- Algorithme MPPT par mode glissant.
- Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue.

L'étude de la synchronisation des courants de références a permis de mettre en évidence l'importance du choix du système qui réalise cette fonction. Habituellement, la synchronisation est faites par l'intermédiaire de la PLL plus au moins évolué, et nous avons utilisé celle-ci dans notre travail.

Le système photovoltaïque global raccordé au réseau a été simulé dans le dernier chapitre afin de voir le comportement de la puissance en utilisant les deux méthode « Algorithme MPPT par mode glissant et Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue »

Conclusion Générale

et on est arrivé à conclure que ces méthodes donnent des résultats plutôt similaires aux calculs théoriques.

La régulation du bus continu par le biais de régulateur PI classique ; Les résultats obtenus ont prouvé que le régulateur PI démontrée de performances notables en qualité de poursuite, mais il y a autres stratégies mieux que lui comme la Régulation par un contrôleur flou.



**Références
bibliographiques**

Références bibliographique

- [1] Zidane Achref eddine, Sahtout Mehdi, « LES SYSTEMS PHOTOVOLTAIQUES CONNECTES AU RESAU » thèse de Master, Université BADJI MOKHTAR, Annaba, 2017.
- [2] Mme. BELAID « Cours énergie solaire photovoltaïque UEF 31 », Université Abderrahmane Mira de Bejaia ,2015.
- [3] J. XU « Filtrage active shunt des harmoniques des réseaux de distribution d'électricité ». Thèse de doctorat de l'INPL, Nancy, Janvier 1994.
- [4] Belaout Abdesslam « Etude et diagnostic des défauts fréquents aux systèmes photovoltaïques (PV) par emploi de la caractéristique courant-tension » thèse de MAGISTER, UNIVERSITE – SETIF-1- U-S-1 (ALGERIE), Setif
- [5] S. Vighetti, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion », thèse de Doctorat de l'université de Grenoble, 2010
- [6] HOUARI Azeddine « CONTRIBUTION A L'ÉTUDE DE MICRO-RÉSEAUX AUTONOMES ALIMENTÉS PAR DES SOURCES PHOTOVOLTAÏQUES » thèse de Doctorat, L'Université de Lorraine, 2012.
- [7] BENSACI Wafa « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT » thèse de MASTER, Université Kasdi Merbah- Ouargla, 2012
- [8] Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisé dans un réseau basse tension ». Thèse de doctorat de l'école National supérieure d'Art et Métiers, décembre 2004
- [9] Menadi Abdelkrim « Commande par les techniques intelligentes d'un système photovoltaïque connecté au réseau », thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2016
- [10] DIAF Youssouf, BEN Anter Djamel « MODELISATION ET COMMANDE D'UN ONDULEUR TRIPHASE PILOTE PAR MLI A STRUCTRE MULTINIVEAUX » thèse de Master, Université Kasdi Merbah–Ouargla,2012.
- [11] SAID Chikha « Optimisation de la puissance dans les systèmes photovoltaïques » Thème de Magister UNIVERSITE LARBI BEN M'HIDI OUM EL BOUAGHI.
- [12] Jérôme Faucher « Les plans d'expériences pour le réglage de commandes à base de logique floue. », thèse de doctorat, INP de Toulouse, 26/9/2006.
- [13] Subiyanto, A Mohamed, M A Hannan « Maximum Power Point Tracking in Grid Connected PV System Using A Novel Fuzzy Logic Controller », proceedings of IEEE SCORed, UPM Serdang, Malaysia, 16-18/11/ 2009.

Références bibliographique

- [14] Cédric CABAL « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque » » thèse de Doctorat, Université TOULOUSE III – PAUL SABATIER, 15/12/2008
- [15] Vincent Courtecluisse « Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et stockage d'énergie connectée au réseau électrique. », thèse de doctorat, LEEP de Lille. N°:2008-ENSAM, 20/11/2008
- [16] Ayman Hussain « Contribution a la commande adaptative robuste par modes glissants », these de doctorat, l'Université de Reims Champagne Ardenne, 02/12/2009.
- [17] RAHAL Choukri «Etude et simulation d'un système photovoltaïque connecte au réseau» thèse de Master, Université Mohamed Khider Biskra,2013
- [18] M. G. Villalva and J. R. Gazoli, « Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays », IEEE Transactions in Power Electronics, vol. 24, pp. 1198-1208, 2009.
- [19] M. Boudjdaimi «Commande d'un onduleur par des approches basées sur des réseaux de neurones artificiels». Thèse de magister, UMMTO, 27/09/2009.
- [20] A. Meflah, « Modélisation et commande d'une chine de pompage photovoltaïque»,Thèse de Magistère, Université de Tlemcen, Algérie, 2011.
- [21] M. Moulay-Amar et M. Loghouini, «Etude et réalisation d'un système de poursuite de point de puissance maximale à base de microcontrôleur destiné a une installation photovoltaïque », Mémoire d'ingénieur, université de Ouargla, Algérie, 2005.

Résumé

Ce travail présente une étude sur les systèmes photovoltaïques on se basant essentiellement sur les systèmes photovoltaïques raccordée au réseau.

L'étude de ce système comprend une généralité sur le système étudié, avec la modélisation et la simulation et présentation des résultats.

On a effectué l'étude du fonctionnement du générateur photovoltaïque à sa puissance maximale en utilisant l'hacheur survolteur commandé par la technique MPPT pour but d'améliorer le rendement de puissance du système , puis on raccorde ce système a un réseau Basse Tension par un onduleur commandé

ملخص

عرض هذا العمل على دراسة الأنظمة الكهربائية الضوئية ويستند أساسا على النظم الكهربائية الضوئية المتصلة بالشبكات الكهربائية مع القيام بالمحاكاة، النمذجة وعرض النتائج.

تم إجراء دراسة لتشغيل مولد الكهروضوئي وعمله عند أقصى قوته باستخدام خوارزمية (MPPT) متابعة نقطة الاستطاعة القصوى للتوليد الكهربائي) لتحسين كفاءة الطاقة لدى الأنظمة الكهروضوئية، ثم يربط هذا النظام بشبكة التغذية بواسطة عاكس التيار

Abstract

This work presents a study on the photovoltaic systems one basing itself essentially on the photovoltaic systems connected to grid. The study of this system includes a generality on the studied system, with the modelling and the simulation and the presentation of the results. We made the study of the functioning of the photovoltaic generator in its maximal power by using the converter boost commanded by the technique MPPT (maximum point power tracking).

For purpose to improve the yield (efficiency) on power of the system, then we link this