

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



Université de Jijel

Faculté des Sciences et de la Technologie
Département d'Electrotechnique

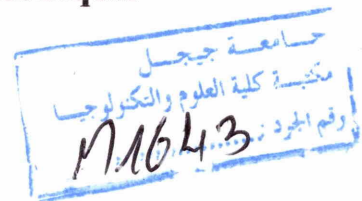


PROJET DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du

**Diplôme de Master en
Electrotechnique**

Option : Commande des Systèmes Électriques



Thème

***Commande Directe de Puissance d'un
Système Photovoltaïque Connecté au
Réseau Electrique***

Présenté par :

- Afaki Chouaib
- Ben Bait M. Yassine

Proposé et dirigé par :

Mr. LALILI DJAAFER

Année universitaire : 2013/2014

Remerciements

Nous remercions Allah le tout puissant qui nous a donné la force, la volonté et le courage pour accomplir ce travail.

A la suite Nous tenons à remercier vivement Mr. LALILI Djafer notre promoteur qui a fourni des efforts énormes, par ses informations ses conseils et ses encouragements.

Nous tenons également à remercier messieurs les membres de jury pour avoir accepté de nous consacrer une partie de leurs temps, afin d'examiner et de juger Notre travail.

Je remercie aussi l'ensemble des enseignants du département d'électrotechnique en particulier le chef département M^{eme}.Hafsaoui.

Nos plus chaleureux remerciements pour tous ceux qui de près et de loin ont contribué à la réalisation de cette mémoire.

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A mes parents

A mes sœurs

A mes amies

A mes collègues

Et

A toute la famille 'Ben.Bait'

Yassine

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A mes parents

A mon frère et ma soeur

A mes amies

A mes collègues

Et

A toute la famille 'Afaki'

Chouaib

Listes des notations et symbole

- I_{PH} : photo- courant.
 I_d : Courant traversant la diode.
 A : Facteur de qualité.
 q : Charge d'électron.
 E : L'éclairement.
 K : La constante de Boltzmann.
 K_1 : Coefficient de la température du courant de court-circuit.
 U_T : Tension thermique.
 I_S : Courant de saturation.
 I_{RS} : Courant de saturation réversible.
 V : Tension aux bornes de la diode.
 T : Température absolue (en kelvin).
 T_{ref} : Température de référence de la cellule.
 E_g : Energie de gap du semi-conducteur utilisé dans la cellule.
 R_S : La résistance séries.
 R_{SH} : La résistance parallèle.
 N_S : Nombre de module en série.
 N_P : Nombre de module en parallèle.
 V_{pv} : tension à la sortie du générateur PV
 I_{pv} : Courant à la sortie du générateur PV
 P_{pv} : Puissance à la sortie du générateur PV
 f_p : La fréquence du signal de la porteuse
 f_{ref} : La fréquence du signal de référence
 V_m : L'amplitude de la porteuse
 V_{mref} : L'amplitude du signal de référence

Onduleur de tension à deux niveaux

- F_{abc} : Fonctions de commutation des interrupteurs.
 V_{dc} : Tension continue appliquée à l'onduleur.
 $V_{ao,bo,co}$: Tensions polaire.
 $V_{an,bn,cn}$: Tensions simples.
 $V_{ab,bc,ca}$: Tensions composées.
 m : L'indice de modulation.
 r : Coefficient de réglage.
 $V_{aref,bref,cref}$: Tensions de référence.
 V_P : Signal de porteuse.
 V_d, V_q : Les tensions biphasées à la sortie de l'onduleur.

Réseau électrique triphasé

R : Résistance de phase du réseau.

L : Inductance de phase du réseau.

e_d, e_q : Les tensions biphasées de lignes de réseau.

i_d, i_q : Les courants biphasés du réseau.

$e_{a,b,c}$: Tensions de phase du réseau.

$I_{a,b,c}$: Courants de phase du réseau.

Abréviations :

DPC : Direct Power Control (Commande Directe de Puissance).

MPP : Maximum Power Point (Point de puissance maximale).

MPPT : Poursuit du point de puissance maximale.

PV : Photovoltaïque.

GPV : Générateur Photovoltaïque.

PPM : Point de Puissance Maximale.

MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion.

P&O : Perturbation et Observation.

DC : Courant Continu (Direct Current).

AC : Courant Alternatif (Alternative Current).

Table de matières

Remerciement	
Dédicace	
Liste des symboles	
Table des matières	
Introduction générale.....	1

Chapitre I :

Généralités sur les Systèmes Photovoltaïques

Introduction	5
I. Conversion photovoltaïque	5
I.1. Rayonnement solaire	5
I.2. L'effet photovoltaïque.....	5
I.3. Principe de la conversion photovoltaïque	6
II. Cellules photovoltaïques.....	7
II.1 Technologies des cellules photovoltaïques	7
II.2 Caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule photovoltaïque	9
II.3 Paramètres des cellules photovoltaïques.....	9
1) Courant de court-circuit I_{cc}	9
2) Tension à circuit ouvert V_{co}	9
3) Puissance maximale	10
4) Facteur de forme FF	10
5) Rendement de conversion	10
6) Facteur de qualité A	10
II.4 Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque.....	11
II.4.1 Modèle d'une cellule solaire idéale	11
II.4.2 Modèle d'une cellule solaire réel.....	11
III. Module photovoltaïque (Générateur PV)	15
III.1 Constitution d'un panneau photovoltaïque.....	15
III.2 Caractéristique I(V) et P(V) d'un module photovoltaïque	16
III.3 Influence des paramètres sur la caractéristique I (V) et P (V).....	17

a) Influence de l'éclairement E.....	17
b) Influence de la température T.....	18
c) Influence de la résistance série RS.....	19
d) Influence du facteur de qualité A.....	20
III.4 Association des modules photovoltaïques.....	21
a) Association série.....	22
b) Association Parallèle.....	23
c) Association mixte (Série - Parallèle).....	24
IV. Recherche du point de puissance maximal (MPPT).....	26
IV.1 Philosophie de la MPPT.....	26
IV.2 Différentes méthodes de la MPPT.....	27
a) Méthode de Perturbation et Observation (P&O).....	27
b) Méthode de conductance incrémentale.....	30
V. Types des systèmes photovoltaïques.....	33
a) Système autonome.....	33
b) Système raccordés au réseau.....	34
VI. Avantages et inconvénients d'une installation PV.....	35
Conclusion.....	36

Chapitre II :

Modélisation d'un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique

Introduction.....	37
I. Les convertisseurs électriques.....	37
I.1 Les hacheurs.....	38
I.2 Les onduleurs.....	38
I.3 Technologies des onduleurs photovoltaïques connectés au réseau.....	38
a) Onduleurs modulaires.....	39
b) Onduleurs centralisés.....	39
c) Onduleurs "String" ou de "Rangée".....	39
II. Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau.....	40
II.1 Systèmes PV connecté directement au réseau.....	40
a) Structure à convertisseur unique.....	40
b) Structure avec bus à basse tension alternative.....	41

II.2 Système à bus continu intermédiaire	41
a) Structure avec convertisseur forward	41
b) Structure avec convertisseur de type fly-back.....	42
c) Structure avec hacheur et onduleur	42
III. Modélisation et description du système.....	43
II.1 Système photovoltaïque étudié	43
III.2 Modélisation du générateur photovoltaïque	43
III.3 Bus continu	46
III.4 Modélisation de l'onduleur triphasé.....	47
III.5 Modélisation du réseau électrique	49
a) Modèle dans le référentiel triphasé.....	49
b) Transformation de Park.....	49
c) Transformation de Concordia.....	50
d) Choix du référentielle.....	51
III.6 Commande MLI de l'onduleur	52
Conclusion.....	54

Chapitre III :
Commande Directe de Puissance

Introduction	55
I. Vecteurs de tension et du courant	55
I.1 Vecteur de tension du réseau	55
I.2 Vecteur de courant du réseau	55
I.3 Vecteur de tension de l'onduleur	56
II. Etats de l'onduleur	56
III. Puissance active et réactive	57
IV. Relation entre la puissance, la tension et le courant du réseau.....	58
V. Définition des secteurs.....	59
VI. Effet des vecteurs de l'onduleur sur la puissance active et réactive	61
VII. Compérateurs à hystérésis.....	62
VIII. Table de commutation	63
Conclusion.....	64

Chapitre IV :
Application de la Commande, Simulation et Résultats

Introduction	65
I. Schéma globale de la commande	65
II. Réglage de tension	66
III. Simulation et résultats	66
III.1 Simulation de la cascade sans commande	67
III.2 Application du réglage.....	72
a). Influence des variations climatiques sur les performances de réglage.....	76
1. Test de variation de l'irradiation solaire.....	76
2. Test de variation de la température.....	79
3. Tests de variation de l'irradiation et de la température au même temps	81
b). Test de variation de Qref.....	87
c). Test de déséquilibre.....	88
c).1 Variation d'amplitude d'une phase du réseau	89
c).2 Variation de l'angle de phase	89
Conclusion	90
Conclusion générale	91
Annexe	
Références Bibliographiques	



Introduction Générale

Introduction générale

La consommation d'énergie, durant le siècle dernier, a considérablement augmenté à cause de l'industrialisation massive. Les prévisions des besoins en énergie pour les années à venir ne font que confirmer, voir amplifier cette tendance, notamment compte tenu de l'évolution démographique et du développement de certaines zones géographiques. Les gisements de ressources énergétiques traditionnelles, d'origines principalement fossiles, ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondiale de façon imminente.

De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures. En outre les déchets des centrales nucléaires posent d'autres problèmes en termes de pollution des déchets radioactifs, du démantèlement prochain des vieilles centrales et du risque industriel [1].

Aujourd'hui, les énergies renouvelables deviennent progressivement des énergies à part entière, rivalisant avec des énergies fossiles du point de vue coût et performance de production. Cependant, leurs systèmes de conversion en électricité sont encore des systèmes trop chers, et présentent quelques déficiences importantes en rendement et en fiabilité, mais pour cela, bien qu'il existe énormément de travaux de recherches prouvant la fiabilité de ces sources comme l'énergie photovoltaïque.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules (PV) en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV).

Bien que l'énergie photovoltaïque soit connue depuis de nombreuses années comme source pouvant produire de l'énergie électrique allant de quelques milliwatts au mégawatt,

elle reste encore à un stade peu connu et ne se développe pas encore dans de grandes proportions, notamment à cause du coût trop élevé des capteurs. De plus, plusieurs problèmes techniques doivent être résolus pour amener ces systèmes à un degré de maturité suffisant pour en faire des produits industriels à part entière. Les problèmes concernent autant le matériau de conversion photovoltaïque, qui reste cher à synthétiser, que la chaîne de conversion électrique, qui présente beaucoup de pertes lors d'une utilisation mal adaptées. Plusieurs lois de commande spécifiques ont été développées, permettant d'optimiser la production d'énergie photovoltaïque afin d'assurer un meilleur rendement de conversion.

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse à l'énergie photovoltaïque qui est potentiellement une source d'énergie inépuisable et relativement plus acceptable pour notre environnement. De plus, l'évolution des coûts à long terme, à la hausse pour les énergies non renouvelables et à la baisse pour le photovoltaïque, en fera un partenaire concurrentiel pour alimenter les réseaux dans quelques années.

Actuellement, le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique est encore faible (souvent inférieur à 12%) sous un ensoleillement nominal de $1000\text{W}/\text{m}^2$ (10-12) m^2 panneaux photovoltaïques sont nécessaires pour fournir 1kW crête.

Ce rendement faible ainsi que le coût élevé des panneaux, a incité les utilisateurs à exploiter le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur photovoltaïque, et fournie seulement en un seul point de fonctionnement appelé « Point de puissance maximale » (MPP), défini par une tension et un courant donnés, Ce maximum est généralement obtenu en assurant une bonne adaptation entre le générateur et le récepteur associé [1].

Le système photovoltaïque peut fonctionner en mode relié au réseau ou en mode autonome. Les systèmes photovoltaïques qui fournissent la puissance directement au réseau deviennent plus populaires en raison de la réduction des coûts due au manque d'un sous-système de batterie [2].

La commande du facteur de puissance et le réglage de la puissance réactive sont connus comme la question la plus importante en reliant les systèmes photovoltaïques au réseau électrique à travers un convertisseur statique. L'onduleur reliant un système photovoltaïque à un réseau électrique doit être commandé de telle manière que non seulement

il injecte un courant avec la basse déformation harmonique totale (THD), mais laisse également commander la puissance réactive injectée dans le réseau [2].

L'arrangement de la commande de l'onduleur exige atteindre simultanément les objectifs suivants :

- La poursuite de la puissance maximale des panneaux photovoltaïque qui varie avec l'irradiation solaire et la température.

- La conversion appropriée du courant d'entrée continu en un courant de sortie alternatif, qui doit être injecté au réseau, ce courant doit montrer un contenu harmonique faible, et doit être en phase avec la tension de ligne, afin d'exécuter un transfert de puissance avec un facteur de puissance plus proche de l'unité.

Plusieurs techniques de commande de l'onduleur photovoltaïque connecté au réseau électrique ont été proposées dans la littérature, telles que la structure de commande en boucles multiples pour le courant de réseau et la tension continue, et les structures de commande se basant sur un régulateur PI classique et/ou les comparateurs à hystérésis [3,4,5].

Dans ce mémoire, on présente une commande complète d'un système photovoltaïque connecté au réseau ayant un seule étage de conversion continue alternative. Cette commande intègre la recherche du point de puissance maximale, et le réglage du facteur de puissance du réseau électrique basé sur la commande directe de puissance (DPC).

Pour la recherche du point de puissance maximale, on utilise la méthode de conductance incrémentale, qui donne la valeur de référence de la tension continue à l'entrée de l'onduleur. Cette référence, en plus du courant de champ photovoltaïque, sont utilisés par l'algorithme de commande directe de puissance.

Le principe de la commande directe a été proposé en [6] et il a été développé plus tard pour plusieurs applications. Le but était d'éliminer le bloc de modulation et les boucles internes en les remplaçant par un tableau de commutation dont les entrées sont les erreurs entre les valeurs de référence et les mesures.

La première application développée était le contrôle d'une machine électrique et la structure de contrôle était connue sous le nom de Contrôle Direct de Couple (Direct Torque Control, DTC en anglais). Dans ce cas, on contrôle le flux saturés et le couple électromagnétique de la machine sans aucun bloc de modulation [7], [8].

Ensuite, une technique similaire appelée Contrôle Direct de Puissance (en anglais Direct Power Control, (DPC) était proposée par [9] et développée après par [10] pour une application de contrôle des redresseurs connectés au réseau. Dans ce cas, les grandeurs contrôlées sont les puissances active et réactive instantanées.

Ce mémoire est divisé en quatre chapitres :

Le chapitre I concerne des généralités sur les systèmes photovoltaïques et les différents modèles électriques et mathématiques des cellules photovoltaïques, ainsi que les différentes méthodes de poursuite de point de puissance maximale avec une explication de l'algorithme de conductance incrémentale utilisé, nous présenterons des généralités sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique.

Dans le chapitre II, nous présenterons les différents types des convertisseurs électriques, ainsi la structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau avec ça modélisation et une description détaillée des éléments de notre système.

Dans le chapitre III, on va exposer le fondement et les concepts théoriques de la commande directe de puissance.

Dans le chapitre IV, on va appliquer la théorie de la commande directe de puissance pour commander un onduleur triphasé à deux niveaux connecté du côté continu à un champ photovoltaïque et à l'intermédiaire une capacité d'entrée et au côté alternatif connecté au réseau électrique triphasé.

***Chapitre I : Généralités sur
les Systèmes
Photovoltaïques***

Généralités sur les Systèmes Photovoltaïques

Introduction :

Le soleil est une source énergétique quasiment illimitée, il pourrait couvrir plusieurs milliers de fois notre consommation globale d'énergie. C'est pourquoi, l'homme cherche depuis longtemps à mettre à profit cette énergie importante et diffusée sur l'ensemble de la planète, il est arrivé à réaliser ce but par le moyen dit cellule photovoltaïque.

Cette énergie solaire est disponible en abondance sur toute la surface terrestre, et malgré une atténuation importante lorsqu'elle traverse l'atmosphère, la quantité qui reste est encore assez importante quand elle arrive au sol. On peut ainsi compter sur 1000 W/m² crête dans les zones tempérées et jusqu'à 1360.8 W/m² lorsque l'atmosphère est faiblement polluée.

Pour comprendre le fonctionnement de cette énergie et en optimiser son utilisation, nous effectuons dans ce chapitre un bref rappel sur le principe de l'effet photovoltaïque, la cellule photovoltaïque et ses performances ainsi le générateur solaire photovoltaïque et leurs performances [11].

I. Conversion photovoltaïque :

I.1. Rayonnement solaire :

Malgré la distance considérable qui sépare le soleil de la terre 150.10^6 Km, la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie importante 180.10^6 GW, c'est pour ça que l'énergie solaire se présente bien comme une alternative aux autres sources d'énergie. Cette quantité d'énergie quittera sa surface sous forme de rayonnement électromagnétique compris dans une longueur variant de 0.22 à 10 μ m, l'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement comme suit:

- 9 % dans la bande des ultraviolets (< à 0.4 μ m).
- 47 % dans la bande visibles (0.4 à 0.8 μ m).
- 44 % dans la bande des infrarouges (> à 0.8 μ m) [12].

I.2. L'effet photovoltaïque :

Le terme « photovoltaïque » vient du Grec et qui signifie Lumière, il est composé de deux parties : « photos » (lumière) et du nom de famille du physicien italien (Alessandro

Volta) qui inventa la pile électrique en 1800 et donna son nom à l'unité de mesure de la tension électrique, le volt [3].

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

Si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique.

Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons "arrachés" créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique: c'est l'effet photovoltaïque.

L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module solaire.

L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observée la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs des laboratoires Bell, aux Etats-Unis, parvinrent à fabriquer la première cellule photovoltaïque, l'élément primaire d'un système photovoltaïque [11].

I.3. Principe de la conversion photovoltaïque :

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule.

La figure I.1 illustre une cellule PV typique.

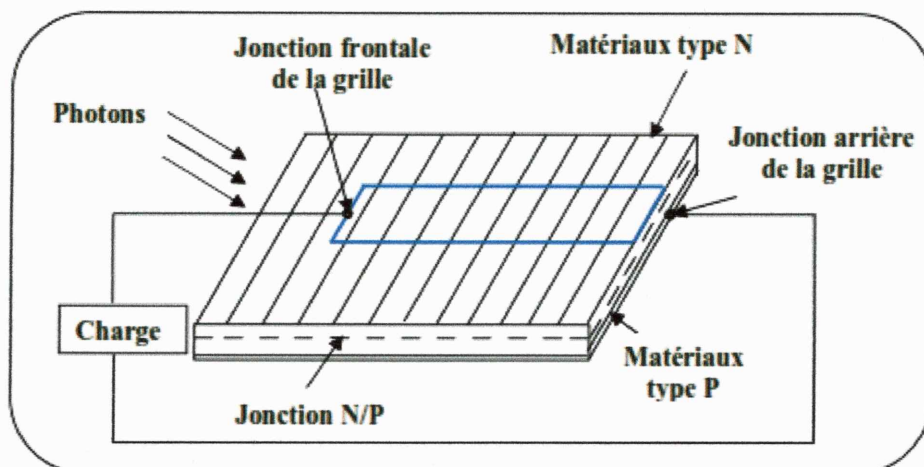


Figure I.1 : Principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque.

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au Bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore), créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par les semi-conducteurs, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons (charges N) et des trous (charges P) créent alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connections des bornes positive et négative de la cellule. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul, cette tension est nommée tension de circuit ouvert V_{oc} . Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées ; il est appelé courant de court-circuit I_{sc} et dépend fortement du niveau d'éclairement.

II. Cellules photovoltaïques :

II.1 Technologies des cellules photovoltaïques [4]:

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité, elles sont réalisées à l'aide des matériaux semi-conducteurs.

L'énergie photovoltaïque fait appel généralement à une des technologies suivantes:

- **Les cellules monocristallines** : Les cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une

couleur uniforme. Elles ont un rendement de 13 à 17%, mais la méthode de production est laborieuse.



Figure I.2 : Les cellules monocristallines

- **Les cellules poly cristallines :**

Les cellules poly cristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vues de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement de 12 à 14%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines.



Figure I.3 : Les cellules poly cristallines

- **Les modules amorphes :**

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 5 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.



Figure I.4 : Les modules photovoltaïques amorphes

D'autres technologies à couches minces, comme le CIS (cuivre-indium-sélénium) ou CdTe (tellure de cadmium) permettent le captage de différentes fréquences du spectre lumineux et ainsi augmenter le rendement jusqu'à 12% [13].

II.2 Caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule photovoltaïque :

La différence de potentiel présentée aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairage est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule PV est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{co}). Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et on le nomme communément courant de court-circuit (I_{cc}). Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement.

La Figure (I.5) représente les caractéristiques typiques mesurables I et P d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant [14].

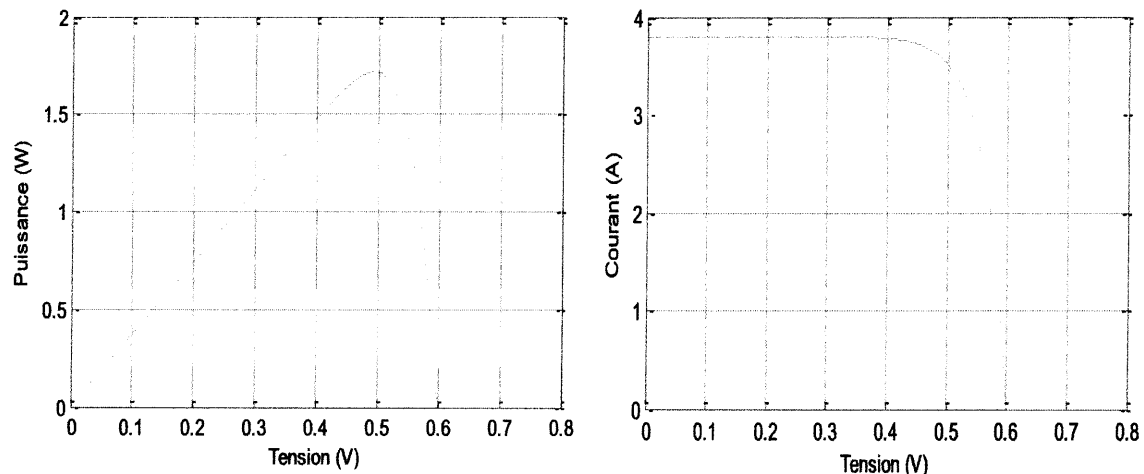


Figure I.5 : Caractéristiques I(V) ET P(V) d'une seule cellule photovoltaïque

II.3 Paramètres des cellules photovoltaïques [11,15] :

Ces paramètres peuvent être déterminés à partir des courbes courant-tension, ou de l'équation caractéristique.

Les plus usuels sont les suivants :

1) Courant de court-circuit I_{cc} :

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle.

2) Tension à circuit ouvert V_{co} : C'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul (c'est la tension maximale d'une photopile ou

d'un générateur photovoltaïque). On l'obtient en branchant directement un voltmètre aux bornes de la cellule.

3) Puissance maximale :

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, etc..), la puissance électrique P disponible aux bornes d'une cellule PV est égale au produit du courant continu fourni I par une tension continue donnée V .

$$P = V * I \quad (I.1)$$

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximale P_{max} correspondrait donc à la tension de circuit ouvert V_{co} multipliée par le courant de court-circuit I_{cc} :

$$P_{max} = V_{co} * I_{cc} \quad (I.2)$$

Par simplification, les professionnels caractérisent un module PV par sa puissance nominale aux conditions de fonctionnement standard (STC) (en général un ensoleillement de 1000 W/m² et une température de 25°C).

4) Facteur de forme FF :

On appelle facteur de forme FF le rapport entre la puissance maximum fournie par la cellule P , et le produit du courant de court-circuit I_{cc} par la tension de circuit ouvert V_{co} (c'est à dire la puissance maximale d'une cellule idéale).

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} * I_{cc}} \quad (I.3)$$

Le facteur de forme FF est de l'ordre de 70 % pour une cellule de fabrication industrielle.

5) Rendement de conversion :

Le rendement des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} .

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{max} * I_{max}}{P_{in}} \quad (I.4)$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert.

6) Facteur de qualité A :

C'est un paramètre dépendant de la qualité de la diode (compris entre 1 et 2).

II.4 Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque [12] :

Il existe plusieurs modèles de la cellule photovoltaïque

II.4.1 Modèle d'une cellule solaire idéale :

La photopile est un composant semi-conducteur qui délivre un courant en excitant ce dernier par des photons, donc en première approximation on a une source de courant, qui est court-circuitée par une diode (car la photopile est une jonction p-n).

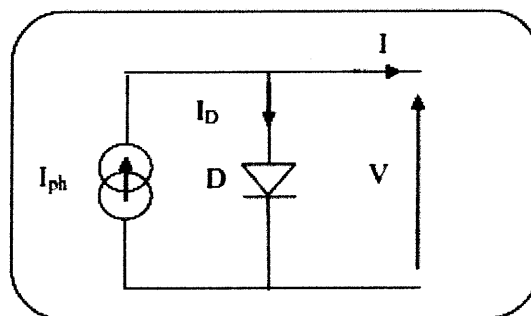


Figure I.6 : Schéma idéal d'une cellule photovoltaïque

$$I = I_{PH} - I_D \quad (I.5)$$

$$I = I_{PH} - I_S * \left(e^{\frac{q.V}{A.K.T}} - 1 \right) \quad (I.6)$$

II.4.2 Modèle d'une cellule solaire réel :

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles de la cellule photovoltaïque qui diffèrent entre eux par le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et de l'intensité de courant de sortie.

Rauschenbach (1980) et Townsend (1981) ont prouvés que des cellules photovoltaïques peuvent être modélisées par un circuit électrique équivalent qui contient des paramètres ayant les significations liées aux phénomènes physiques de la cellule.

Rauschenbach (1980) et Green (1981) ont passé en revue plusieurs circuits équivalents et ils ont recommandé l'utilisation de circuit d'une seule diode à quatre paramètres. Roger (1984), Appelbaum (1987), Ekstein (1990), Duffie et Beckmann (1991) et Alghuwainem (1992) ont employés le modèle à quatre paramètres.

Dans ce qui suit on récapitule les différents modèles électriques des cellules photovoltaïques rencontrées dans la littérature.

a) Modèle à une diode :

Réellement il existe plusieurs influences des résistances parasites dans la production de l'énergie électrique, et la cellule photovoltaïque est représentée généralement par le schéma suivant :

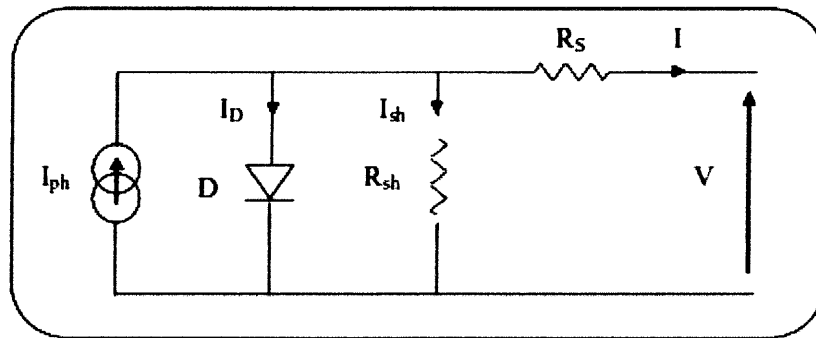


Figure I.7 : Schéma équivalent d'une cellule solaire

C'est le modèle le plus classique dans la littérature, il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes physique de polarisation et deux résistances (série et shunt).

Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I - V de la photopile:

- la résistance série est la résistance interne de la cellule; elle représente principalement la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles,
- la résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

Le courant de la diode est donné par :

$$I_D = I_S * \left(e^{\frac{q \cdot (V + R_S \cdot I)}{A \cdot K \cdot T}} - 1 \right) \quad (I.7)$$

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles :

$$I = I_{PH} - I_D - I_{SH} \quad (I.8)$$

$$\Rightarrow I = I_{PH} - I_S * \left(e^{\frac{q \cdot (V + R_S \cdot I)}{A \cdot K \cdot T}} - 1 \right) - \left(\frac{V + R_S \cdot I}{R_{SH}} \right) \quad (I.9)$$

b) Modèle à une diode sans résistance shunt : Un modèle électrique empirique simple, le plus proche du générateur photovoltaïque, est actuellement le plus utilisé en

raison de la qualité des résultats obtenus, c'est le modèle à une diode. La figure (I.8) illustre le circuit électrique équivalent au modèle à une diode.

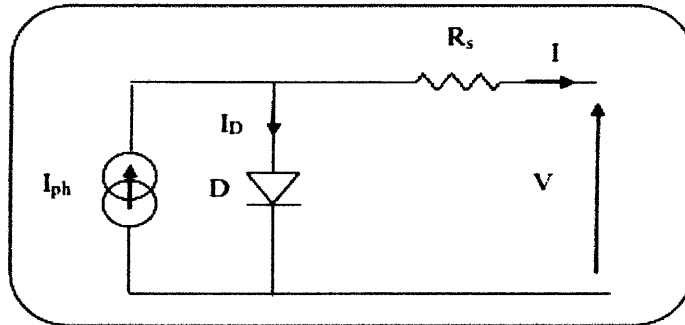


Figure I.8 : Schéma équivalent à une diode sans résistance shunt

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles :

$$I = I_{PH} - I_D \quad (\text{I.10})$$

$$I = I_{PH} - I_S * \left(e^{\frac{q.(V+R_S.I)}{A.K.T}} - 1 \right) \quad (\text{I.11})$$

c) Modèle à deux diodes :

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique suivant, qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, deux diodes pour la polarisation de la cellule, une résistance shunt et une résistance série.

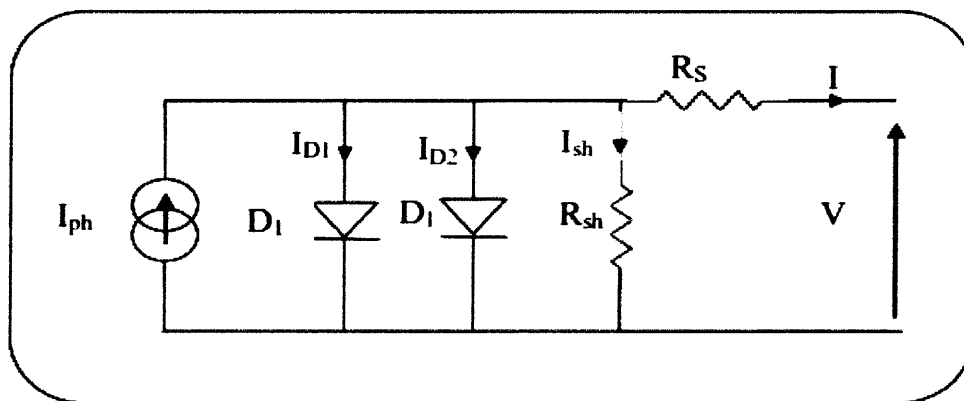


Figure I.9 : Schéma équivalent à deux diodes

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles :

$$I = I_{PH} - (I_{D1} + I_{D2}) - I_{SH} \quad (\text{I.12})$$

Le courant de la diode est donné par :

$$I_{D1} = I_{S1} * \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{A.K.T}} - 1 \right) \quad (\text{I.13})$$

$$I_{D2} = I_{S2} * \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{A.K.T}} - 1 \right) \quad (\text{I.14})$$

Avec : I_{S1}, I_{S2} courant de saturation des diodes.

$$I = I_{PH} - I_{S1} * \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{A.K.T}} - 1 \right) - I_{S2} * \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{A.K.T}} - 1 \right) - \frac{(V+R_S I)}{R_{SH}} \quad (\text{I.15})$$

d) Modèle à deux diodes sans résistance shunt :

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique (fig. I.10), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux (éclairage), deux diodes pour la polarisation de la cellule et une résistance série.

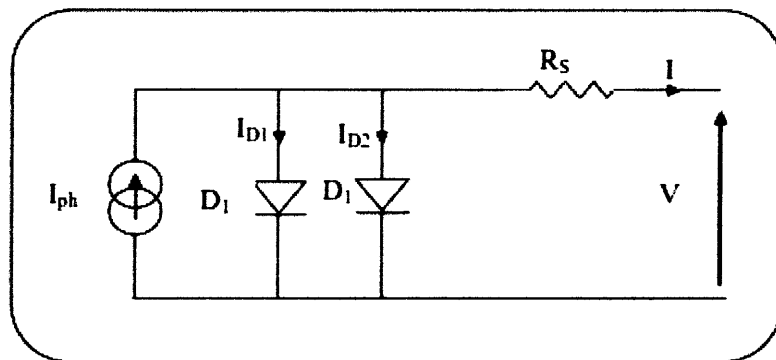


Figure I.10 : Schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles :

$$I = I_{PH} - (I_{D1} + I_{D2}) \quad (\text{I.16})$$

$$I = I_{PH} - I_{S1} * \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{A.K.T}} - 1 \right) - I_{S2} * \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{A.K.T}} - 1 \right) \quad (\text{I.17})$$

D'une façon générale on peut mettre le circuit électrique équivalent d'une cellule solaire en schéma bloc comportant quatre paramètres.

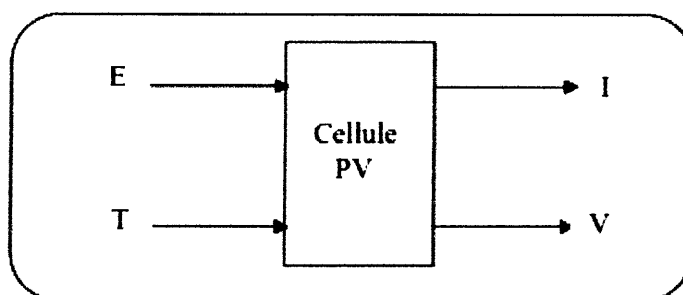


Figure I.11 : Schéma bloc d'une cellule PV

Avec deux variables d'entrée :

E : ensoleillement dans le plan de la cellule (W/m^2).

T : température de la cellule ($^{\circ}C$).

Et deux variables de sortie :

I : intensité de courant fournie par la cellule (A).

V : tension aux bornes de la cellule.

III. Module photovoltaïque (Générateur PV) :

III.1 Constitution d'un panneau photovoltaïque:

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés, délivre au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque. En effet, les modules PV sont composés d'un ensemble de cellules mises en série, réalisant la conversion proprement dite de la lumière du soleil en électricité. Ils sont eux-mêmes associés en série et parallèle pour former un champ photovoltaïque d'une puissance crête définie selon des conditions spécifiques d'éclairement, de température et de spectre solaire. La plupart des modules commercialisés sont constitués de deux à quatre réseaux de cellules en silicium cristallins connectés en série [11].



Figure I.12 : Modules photovoltaïques

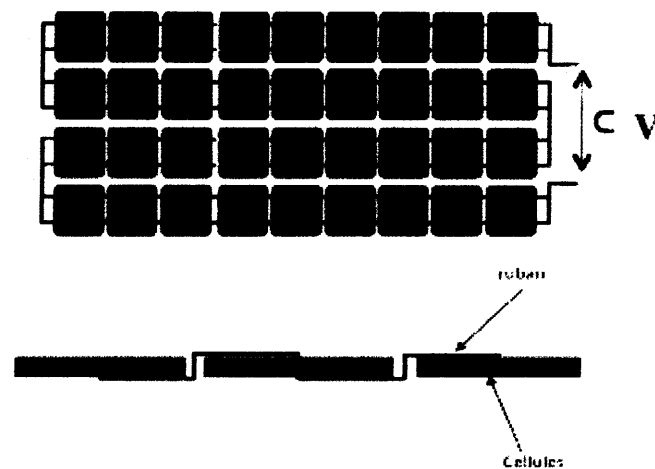


Figure I.13 : Câblage des cellules dans un module

III.2 Caractéristique I(V) et P(V) d'un module photovoltaïque:

Un module photovoltaïque est caractérisé par sa caractéristique courant-tension et puissance – tension. Pour voir la forme de ces caractéristiques, on prend l'exemple du module solaire MSX60 qui a un nombre de cellules en série $N_s=36$. La caractéristique courant - tension est identique à celle d'une jonction P-N avec un sens bloqué, mais décalé le long de l'axe du courant d'une quantité directement proportionnelle à l'éclairement. Elle se trace sous un éclairement fixe et une température constante (figure I.14).

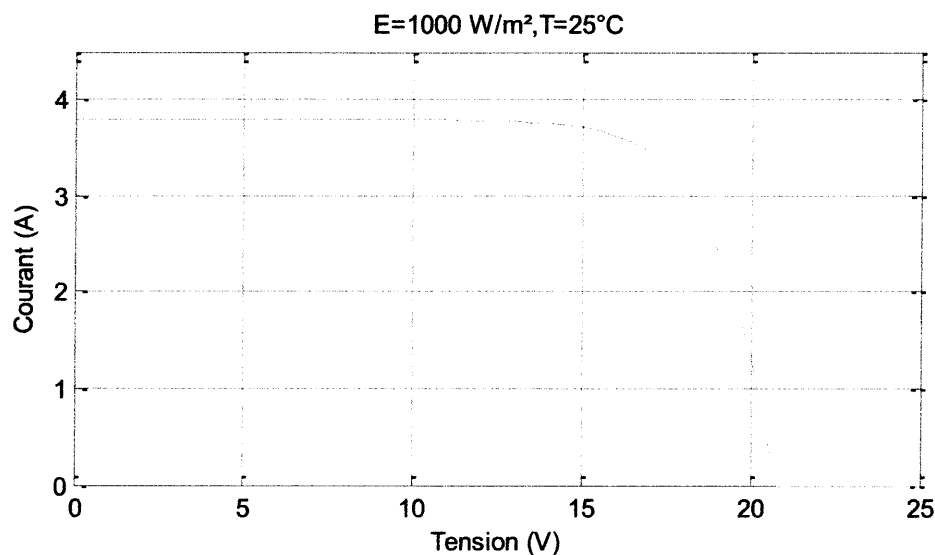


Figure I.14 : Caractéristique I-V d'un module solaire

La caractéristique puissance-tension est indiquée à la figure I.15. La puissance débitée par le module photovoltaïque dépend du point de fonctionnement de cette dernière ; c'est le

produit de l'intensité de courant et de la tension entre ses bornes. Le point « M » indique la puissance maximale débitée par le module.

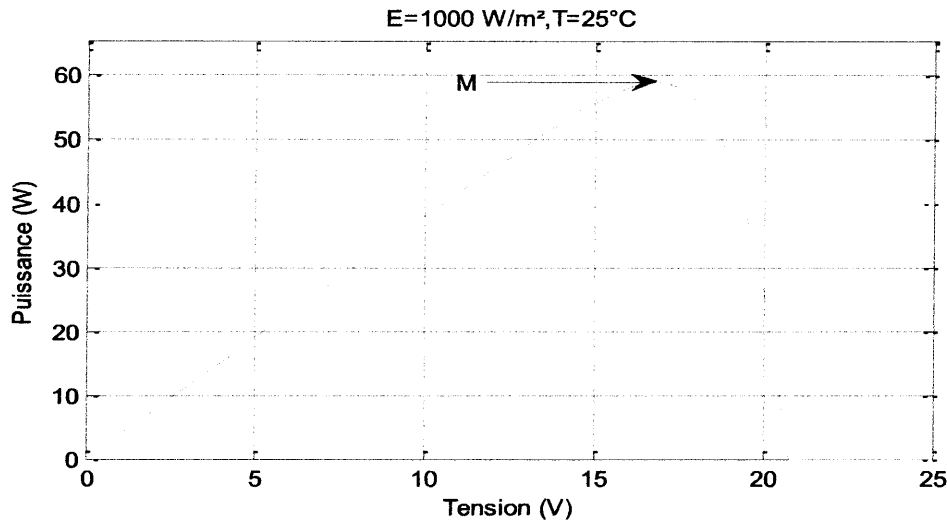


Figure I.15 : Caractéristique P-V d'un module solaire

III.3 Influence des paramètres sur la caractéristique I (V) et P (V) [11]:

a) Influence de l'éclairement E:

La figure (I.16) montre l'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$. A une température constante, on constate que le courant subit une variation importante, mais par contre la tension varie légèrement. Car le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique.

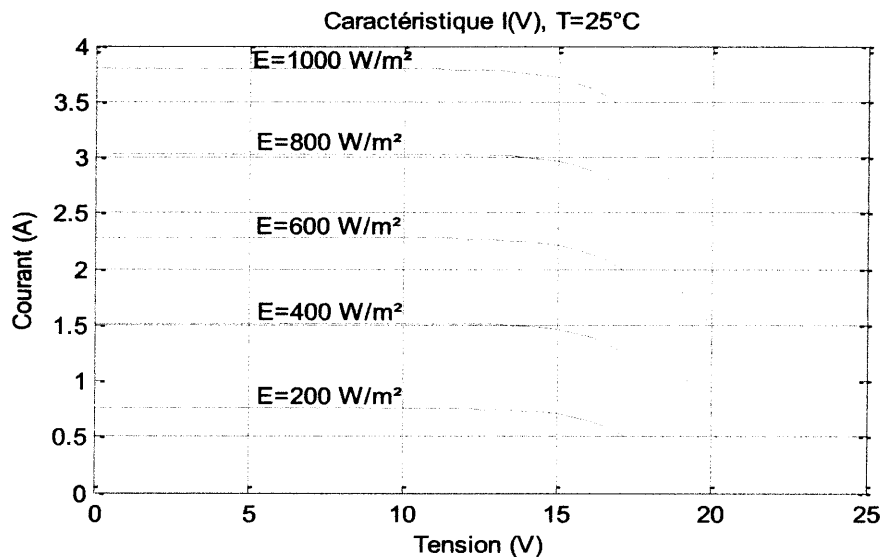


Figure I.16 : L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$

La figure (II.17) illustre la variation de la puissance délivrée par le générateur en fonction de la tension pour différentes valeurs d'éclairement, ce qui nous permet de déduire l'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P(V)$.

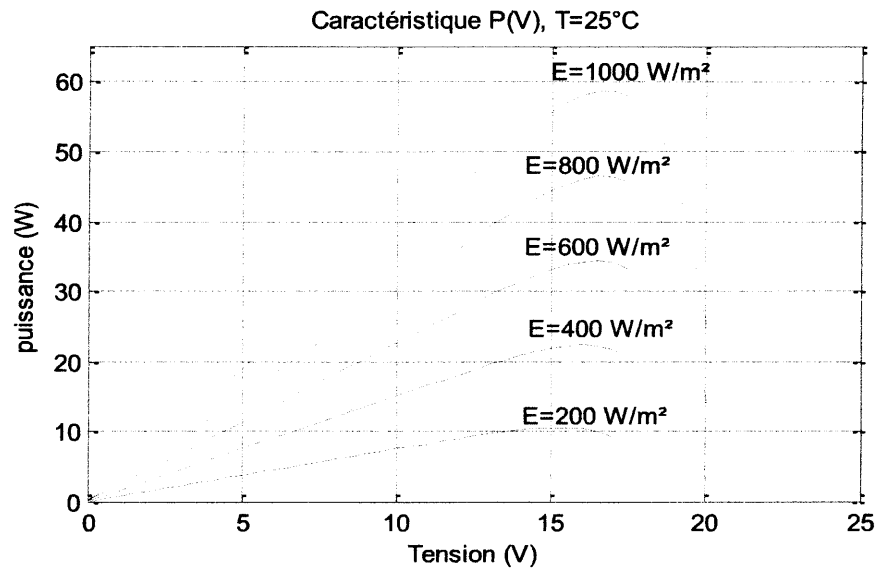


Figure I.17 : L'influence de l'éclairement sur la caractéristique $P=f(V)$

b) Influence de la température T :

On trace les caractéristiques du module en maintenant l'éclairement constant pour différentes valeurs des températures (figure II.18.19). La courbe caractéristique va présenter des allures différentes selon la température. Pour une température qui change, on peut voir que la variation de la tension change beaucoup plus que le courant. Ce dernier varie légèrement.

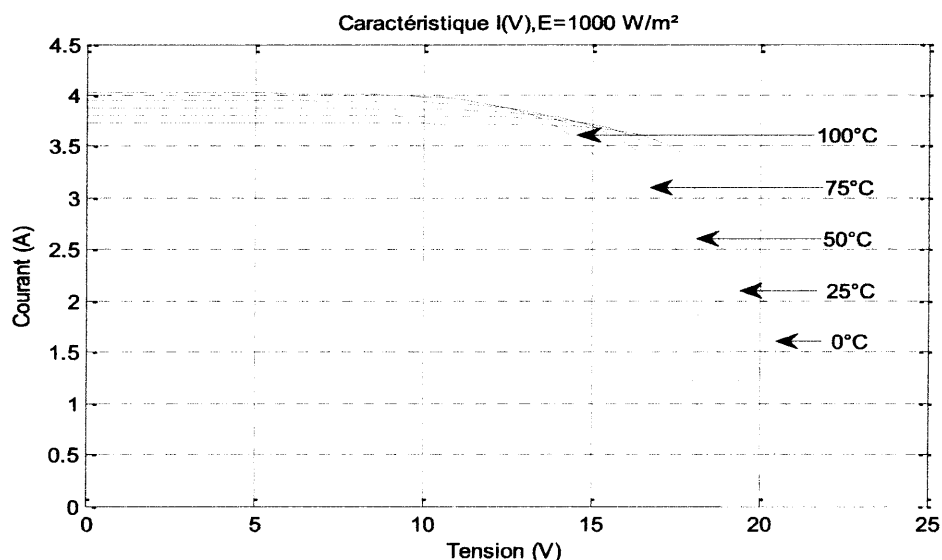


Figure I.18 : Influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$

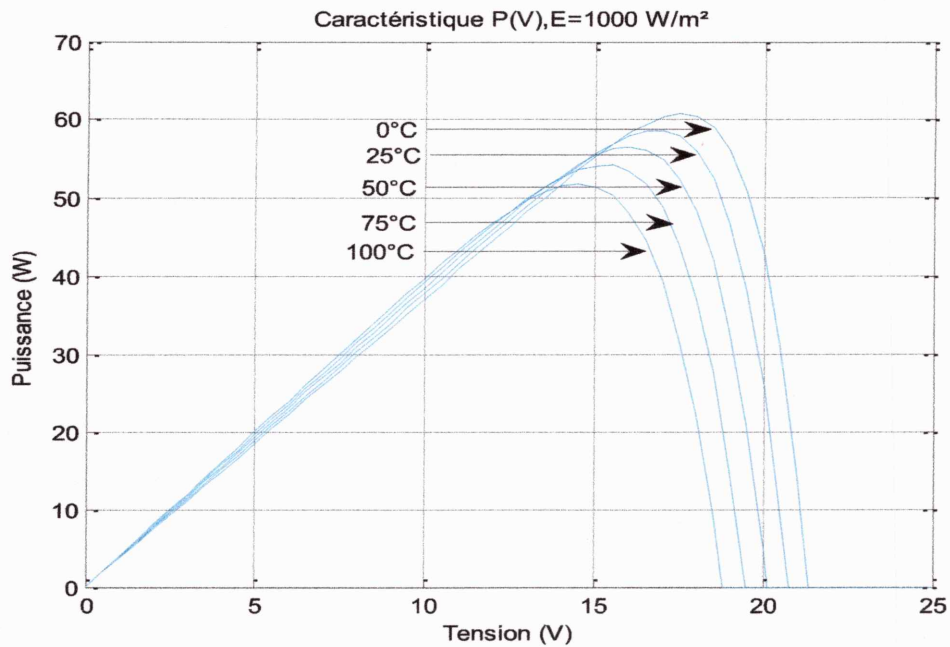


Figure I.19 : Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$

c) Influence de la résistance série R_S :

Les figures (II.20.21) montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique I-V de la cellule qui se traduit par une diminution de la pente de la courbe de puissance P-V dans la zone où la cellule fonctionne comme générateur de tension constante.

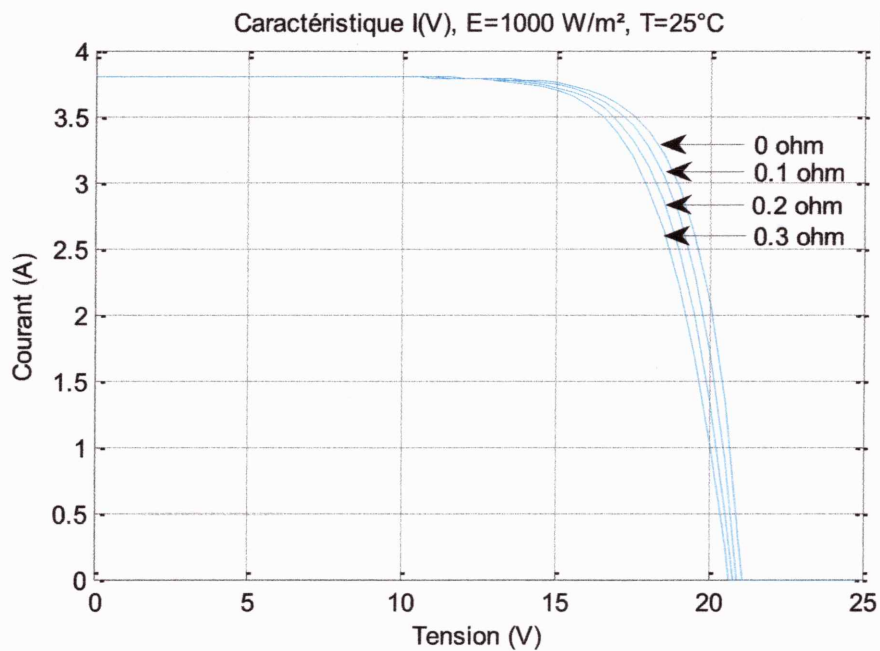


Figure I.20 : Influence de la résistance série sur la caractéristique $I=f(V)$

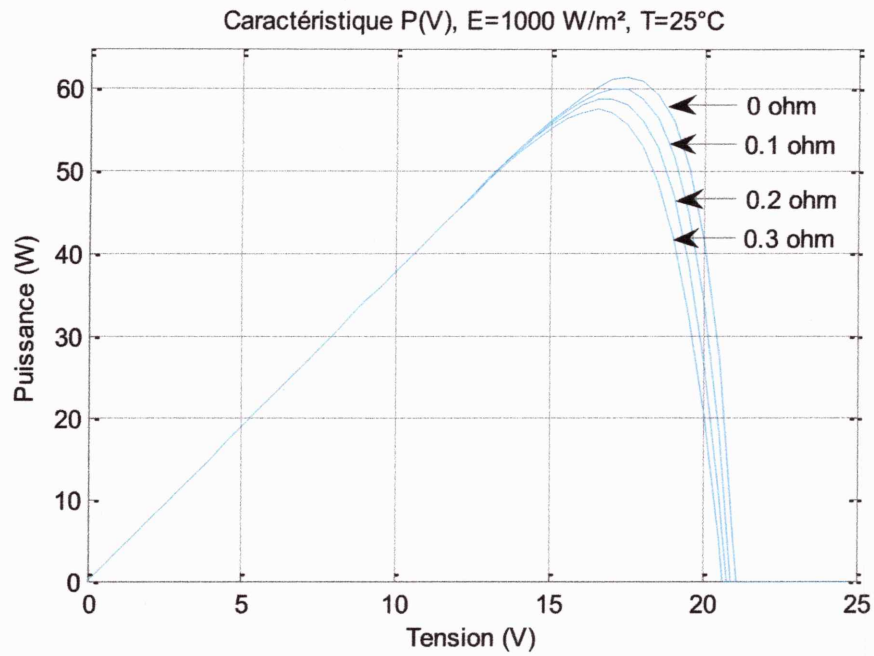


Figure I.21 : Influence de la résistance série sur la caractéristique $P=f(V)$

d) Influence du facteur de qualité A :

L'évolution de la caractéristique I(V) et P(V) en fonction du facteur de qualité montre que Les valeurs les plus élevées du facteur ramollissent le genou de la courbe des figures (I.22 et I.23).

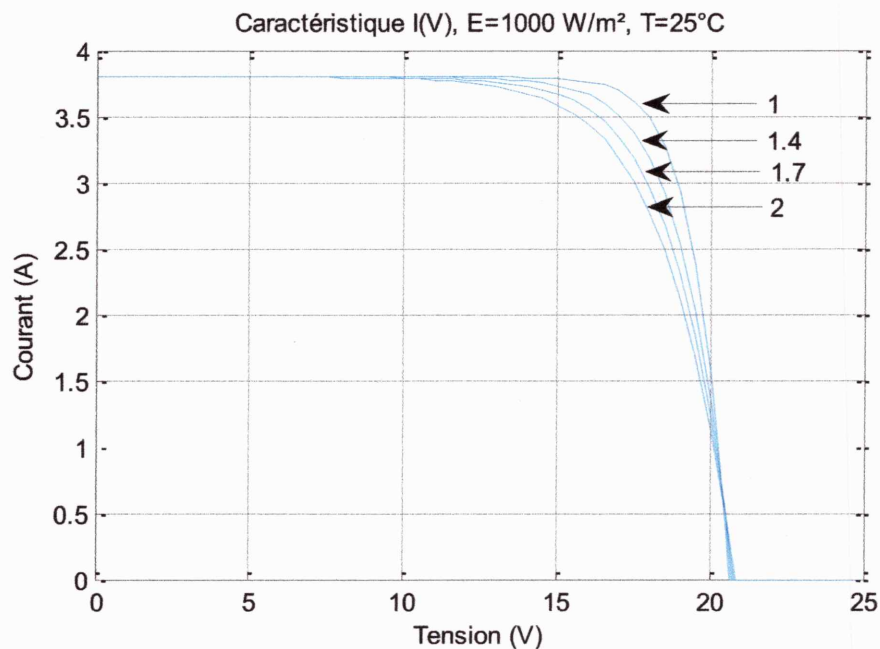


Figure I.22 : Influence de facteur de qualité 'A' sur la caractéristique $I=f(V)$.

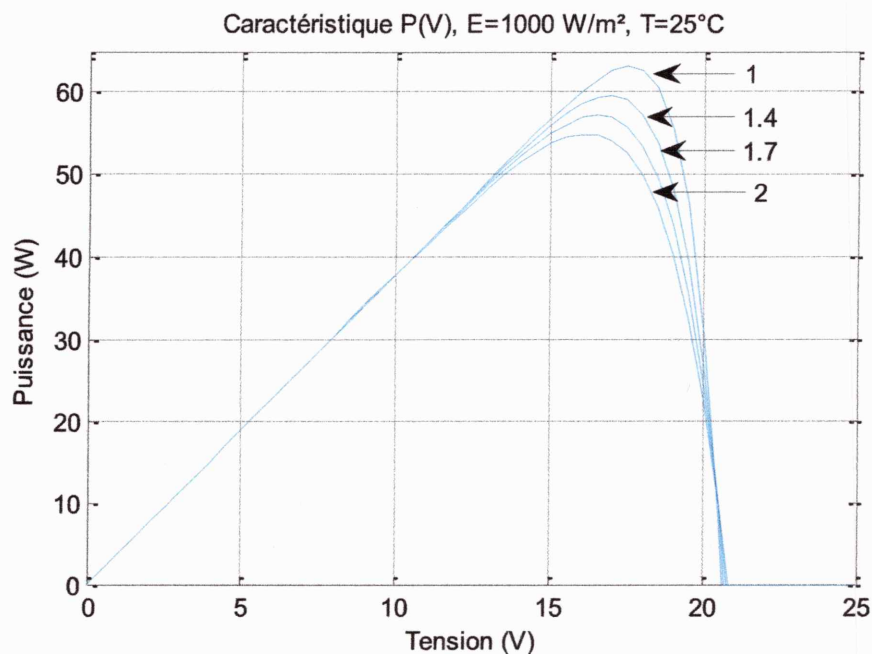


Figure I.23 : Influence de facteur de qualité 'A' sur la caractéristique $P=f(V)$.

III.4 Association des modules photovoltaïques :

La puissance produite par un module photovoltaïque seule est très faible, elle ne peut pas faire fonctionner le matériel électrique usuel. Il est donc nécessaire d'associer plusieurs modules en série et en parallèle pour obtenir les caractéristiques électriques désirées. La courbe obtenue pour un module est similaire à la courbe d'une seule cellule mais avec un changement sur les échelles des axes du courant et de la tension. Si on associe n_s modules en série et n_p branches en parallèle on obtient un panneau photovoltaïque avec un courant de court-circuit n_p fois plus important que celui d'un module élémentaire, et une tension de circuit ouvert n_s fois plus élevée que celle d'un module seule.

Des conditions doivent être, cependant respectées pour qu'une telle association soit possible :

- ✚ Les caractéristiques des modules doivent être les plus proches possibles (en théorie elles doivent être identiques).
- ✚ Les modules doivent être soumis aux mêmes conditions de température et d'ensoleillement.

Si ces règles ne sont pas respectées, certains modules vont se comporter comme des récepteurs, ce qui entraînera une augmentation de la température, et peut être, une détérioration du module photovoltaïque [8].

a) Association série :

Dans un groupement en série, les modules sont traversés par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. Les figures (I.25-26) montrent les caractéristiques résultantes ($I=f(V)$, $P=f(V)$) obtenue en associant en série n_s modules identiques [17].

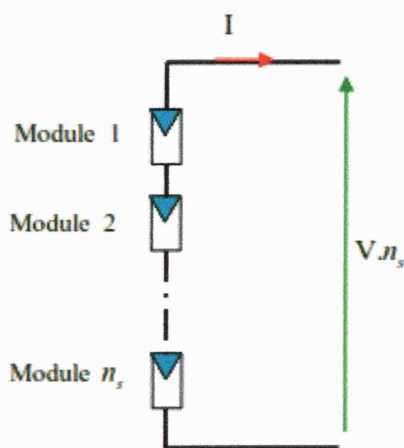


Figure I.24 : Associations de n_s modules photovoltaïques en série

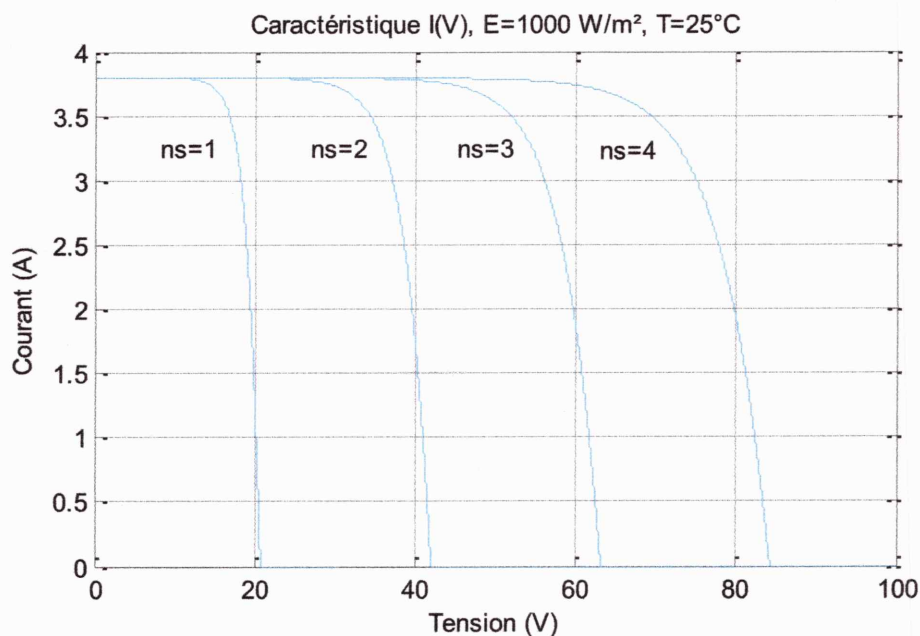


Figure I.25 : Caractéristiques $I=f(V)$ d'un groupement de n_s modules en série

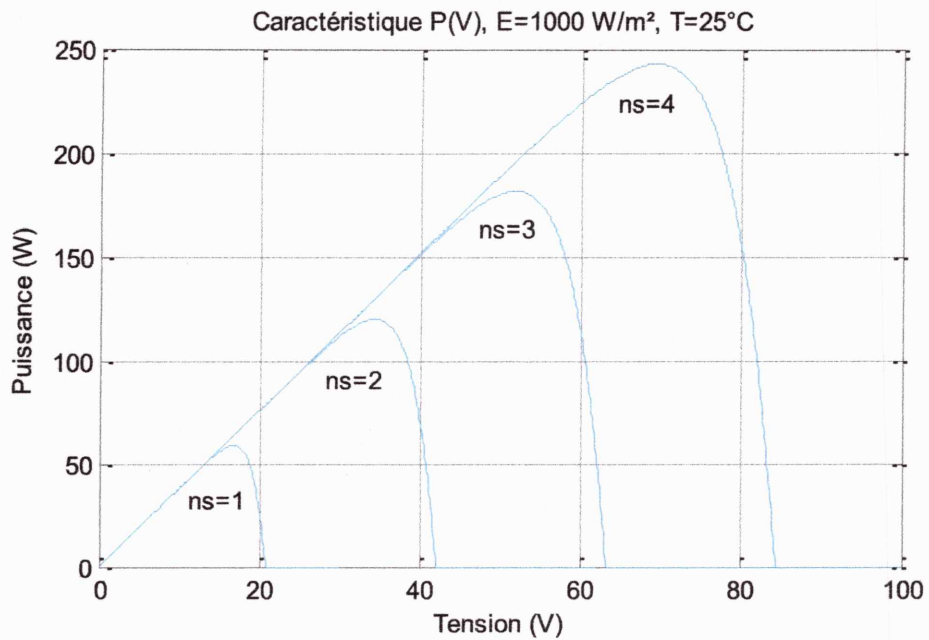


Figure I.26 : Caractéristiques $P=f(V)$ d'un groupement de n_s modules en série

b) Association Parallèle :

Dans un groupement des modules connectés en parallèle, les modules sont soumis à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. Les figures (I.28-29) montrent les caractéristiques résultantes ($I=f(V)$, $P=f(V)$) obtenue en associant en parallèle n_p modules identiques [17].

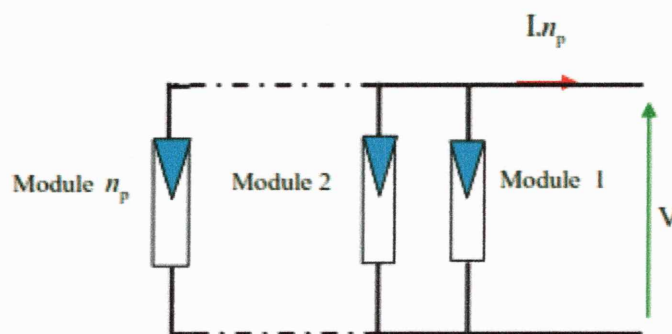


Figure I.27 : Associations de n_p modules photovoltaïques en parallèle

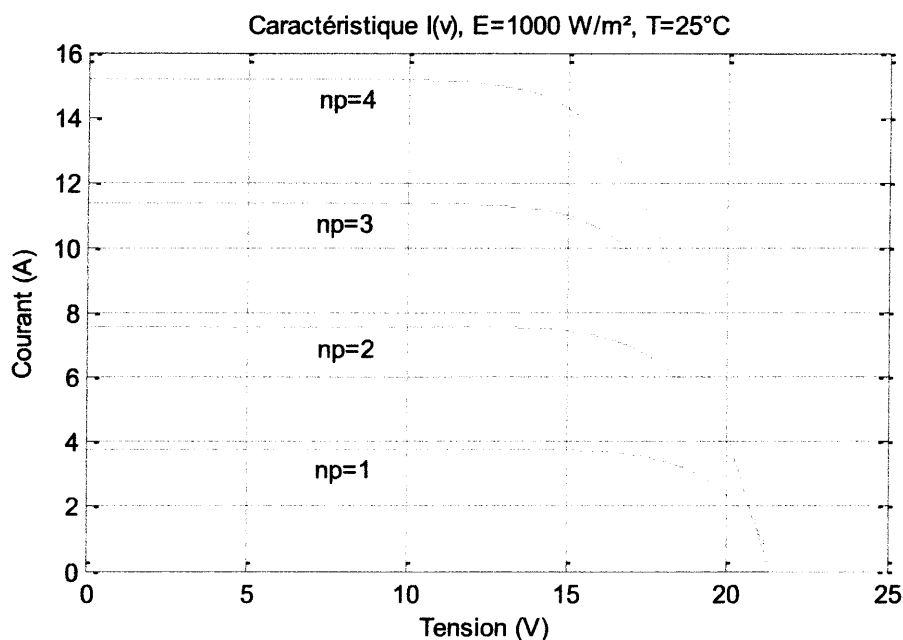


Figure I.28 : Caractéristiques $I=f(V)$ d'un groupement de n_p modules en parallèle

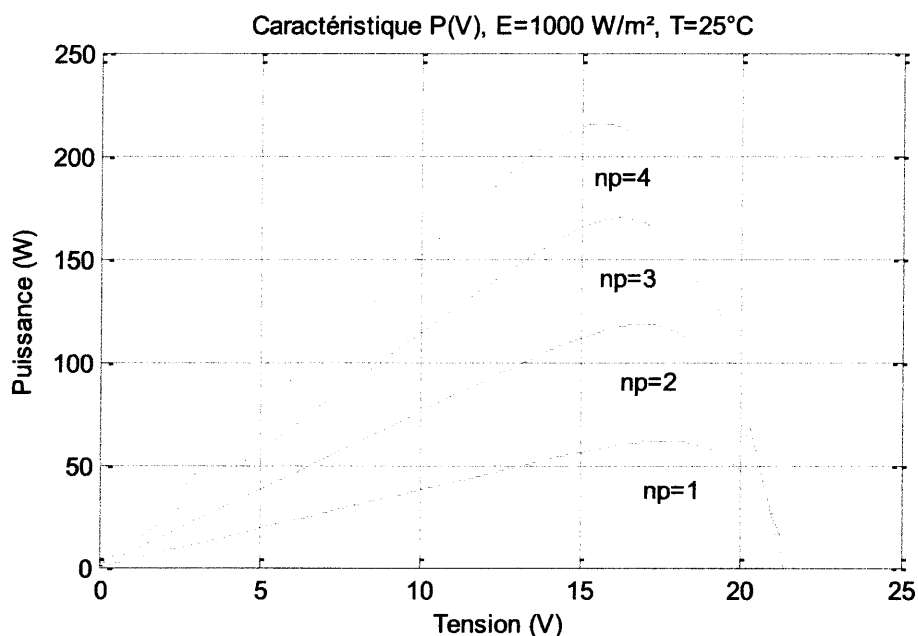


Figure I.29 : Caractéristiques $P=f(V)$ d'un groupement de n_p modules en parallèle

c) Association mixte (Série - Parallèle) :

La caractéristique électrique globale courant- tension d'un panneau photovoltaïque se déduit théoriquement de la combinaison des caractéristiques des $(n_s * n_p)$ modules élémentaires supposés identiques qui le composent par deux affinités de rapport n_s parallèlement à l'axe des tensions et de rapport n_p parallèlement à l'axe des courants, ainsi que l'illustre la figure (I.30), n_s et n_p étant respectivement les nombres totaux de modules en

série et en parallèle, Les figures (II.31-32) montrent les caractéristiques d'un groupement en série et en parallèle des modules [11].

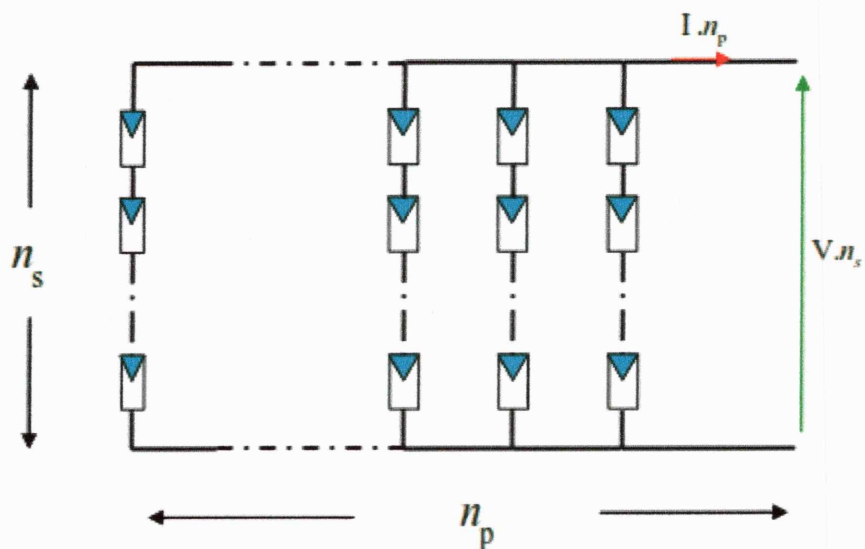


Figure I.30 : Association mixte de $n_s * n_p$ modules photovoltaïques

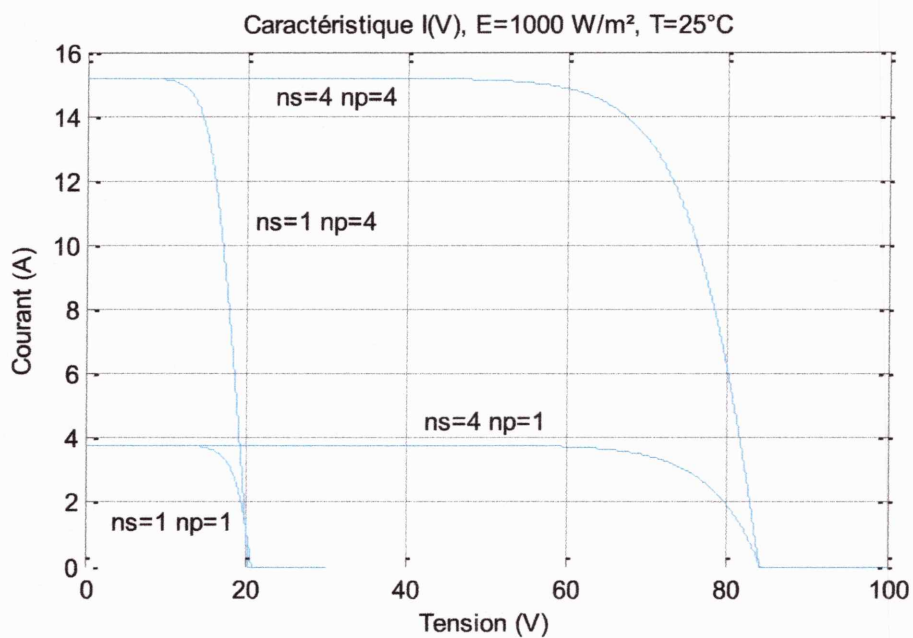


Figure I.31 : Caractéristiques $I=f(V)$ d'un groupement de $n_s * n_p$ modules en parallèle

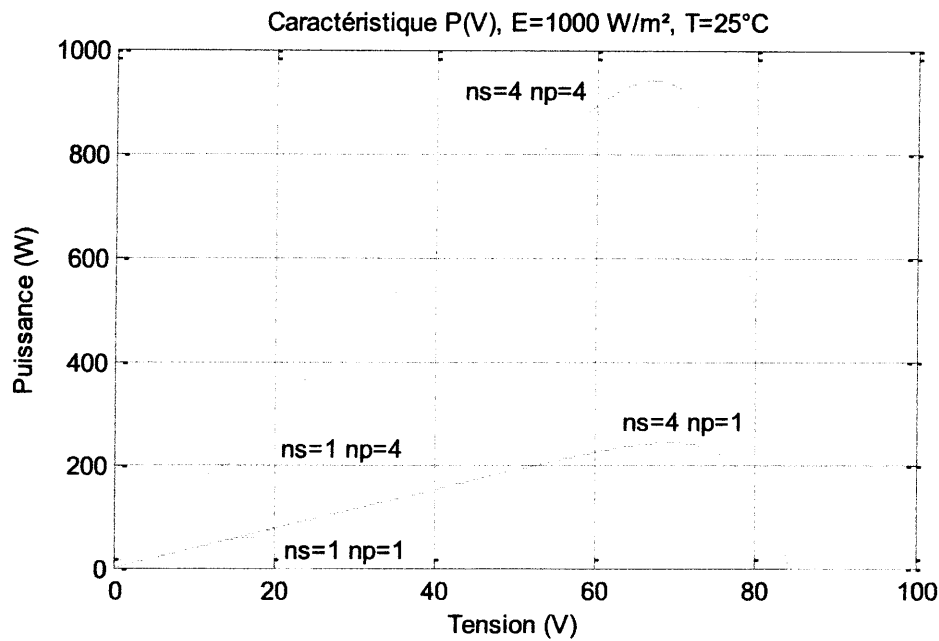


Figure I.32 : Caractéristiques $P=f(V)$ d'un groupement de $n_s * n_p$ modules en parallèle

IV. Recherche du point de puissance maximal (MPPT) :

Si les valeurs des paramètres du modèle mathématique du panneau sont connues, alors le courant et la tension du panneau peuvent être calculés à partir des mesures de l'ensoleillement et de la température. La tension V_{MPP} peut être directement calculée et choisie comme tension de fonctionnement du panneau. Un tel algorithme est appelé Algorithme MPPT basé sur le modèle [18].

Bien qu'intéressant, cet algorithme n'est généralement pas pratique, car les paramètres ne sont pas connus avec certitudes et peuvent varier considérablement d'un panneau à un autre du même fabricant. De plus, le coût d'un capteur de lumière précis (pyranomètre), fait que cette méthode n'est pas réalisable.

IV.1 Philosophie de la MPPT :

Les modules photovoltaïques sont utilisés pour fournir de l'énergie dans de nombreuses applications électriques. Pour obtenir la puissance maximale du panneau solaire, un suiveur de point de puissance maximum (MPPT : Maximum Power Point Tracker) est utilisé pour contrôler les variations de la caractéristique courant tension des modules. Nous avons vu dans la présentation des modules la caractéristique d'une cellule, et l'évolution de cette caractéristique en fonction de l'éclairement ou de la température.

Le terme MPPT signifie : Poursuite du Point de Puissance Maximale. Il s'agit, par un moyen (à trouver), de venir se placer sur le point maximum de la caractéristique en puissance et de pouvoir y rester quelles que soient les variations de température, ensoleillement ou autre.

Pour avoir la meilleure connexion entre le générateur photovoltaïque et la charge et produire la puissance maximale, le (MPPT) a été développée depuis 1968, ces genres de contrôleurs forcent le générateur à travailler à son Maximum Power Point (MPP) induisant une amélioration du rendement du système [12]. La stratégie de recherche du point de puissance maximale est celle représentée sur la figure (I.33).

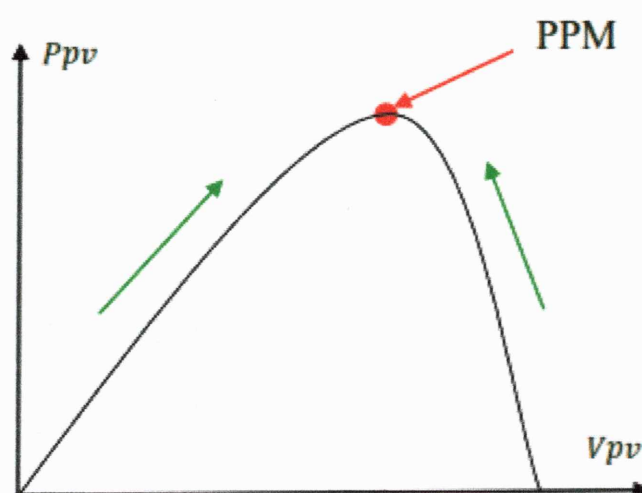


Figure I.33 : Principe de la recherche du point de puissance maximale [19]

IV.2 Différentes méthodes de la MPPT [19] :

Il y'a plusieurs méthodes de recherche du PPM .Ces méthodes varient selon leur complexité, leur vitesse de convergence, leur coût, le nombre de capteurs nécessaires, le type d'implémentation (analogique ou numérique) ainsi que leur degré d'efficacité.

Parmi ces méthodes on cite la méthode de conductance incrémentale, la méthode de perturbation et observation, la méthode à contre réaction de courant, les méthodes à base d'intelligence artificielle...etc.

a) Méthode de Perturbation et Observation (P&O) :

La méthode P&O est généralement la plus utilisée en raison de sa simplicité et sa facilité de réalisation. Comme son nom l'indique, cette méthode fonctionne en perturbant le système et observant l'impact sur la puissance à la sortie du GPV. Sur la Figure (I.34), on voit que si la tension de fonctionnement est perturbée dans une direction donnée et que la

puissance augmente ($dP/dV > 0$), alors il est clair que la perturbation a déplacé le point de fonctionnement vers le MPP. L'algorithme P&O continuera à perturber la tension dans la même direction. Par contre, si la puissance diminue ($dP/dV < 0$), alors la perturbation a éloigné le point de fonctionnement du MPP. L'algorithme inversera la direction de la perturbation suivante. Cet algorithme est représenté sur l'organigramme de la figure (I.36) [20], [21].

L'algorithme peut être représenté mathématiquement par l'expression :

$$V(k) = V(k - 1) + \Delta V \cdot \text{sign} \left(\frac{dP}{dV} \Big|_{V=V_{k-1}} \right) \quad (\text{I.18})$$

Le processus est répété périodiquement jusqu'à ce que le MPP soit atteint. Le système oscille alors autour du MPP, ce qui provoque des pertes de puissance. L'oscillation peut être minimisée en diminuant la taille de la perturbation. Cependant, une taille de perturbation trop petite ralentit considérablement la poursuite du MPP. Il existe alors un compromis entre précision et rapidité [22].

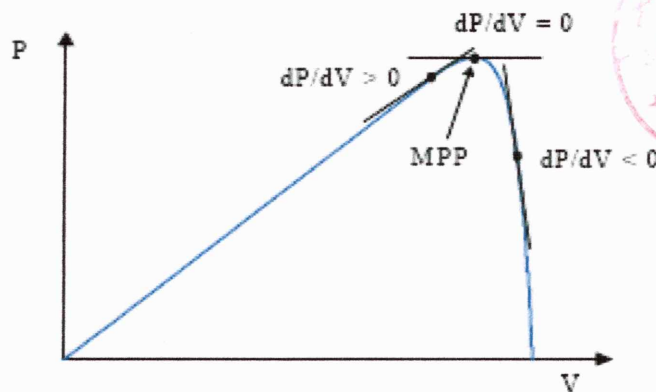


Figure I.34 : Signe de dP/dV à différentes positions de la courbe caractéristique de puissance

Il est important de noter qu'avec l'algorithme P&O, la variable à contrôler peut être soit la tension soit le courant du GPV. Cependant, la variable idéale qui caractérise le MPP est celle qui varie peu lors d'un changement climatique. On voit bien que la variation du rayonnement affecte davantage sur le courant et la tension photovoltaïque. Par contre, la variation de la température modifie plus la tension du GPV. Néanmoins, la dynamique de la température est lente et varie sur une plage réduite. Par conséquent, il est préférable de contrôler la tension du GPV.

Un inconvénient de la méthode P&O est qu'elle peut échouer lors d'un rapide changement des conditions atmosphériques comme l'illustre la figure (I.35) [1] [20] [22]. Commencé par un point de fonctionnement A, si les conditions climatiques restent constantes, une perturbation ΔV dans la tension V amènera le point de fonctionnement au point B, et le sens de la perturbation sera inversé à cause de la diminution de la puissance. Par contre, si l'éclairement augmente et déplace la courbe de puissance de P_1 à P_2 , sur un cycle du MPPT, le point de fonctionnement sera déplacé de A vers C. Cela représente une augmentation de la puissance, l'algorithme croit que ceci est le résultat de sa propre action et le sens de la perturbation restera le même. Par conséquent, le point de fonctionnement s'éloigne du MPP et continuera à s'éloigner si l'éclairement augmente (ou diminue) progressivement [21]. Pour pallier à ce problème, on pourra ajouter le poids d'un troisième point et le comparer aux deux autres avant de prendre une décision sur le sens de la perturbation [23]. Une autre solution serait de diminuer le cycle du MPPT [22].

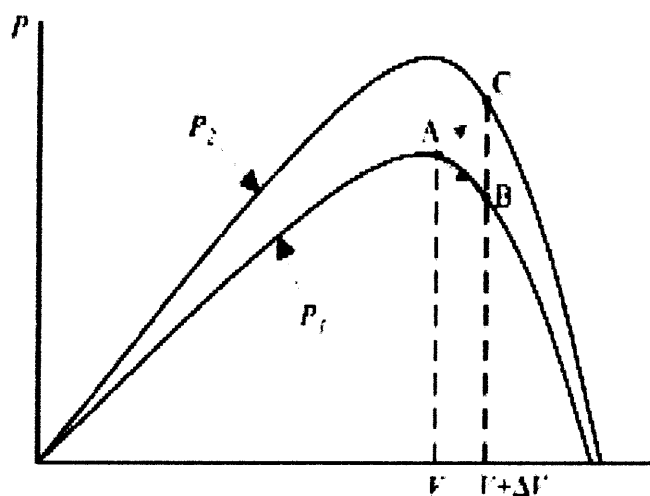


Figure I.35 : Divergence de la méthode P&O

Il existe une variante de l'algorithme P&O qui utilise uniquement deux mesures, à savoir le courant et la tension en sortie du convertisseur. Le but est de maximiser la puissance en sortie. Le principe de fonctionnement est alors le même moyennant quelques changements. Bien que cette technique donne de bons résultats en simulation avec un convertisseur idéal, il n'est pas prouvé en pratique que le MPP soit atteint [24].

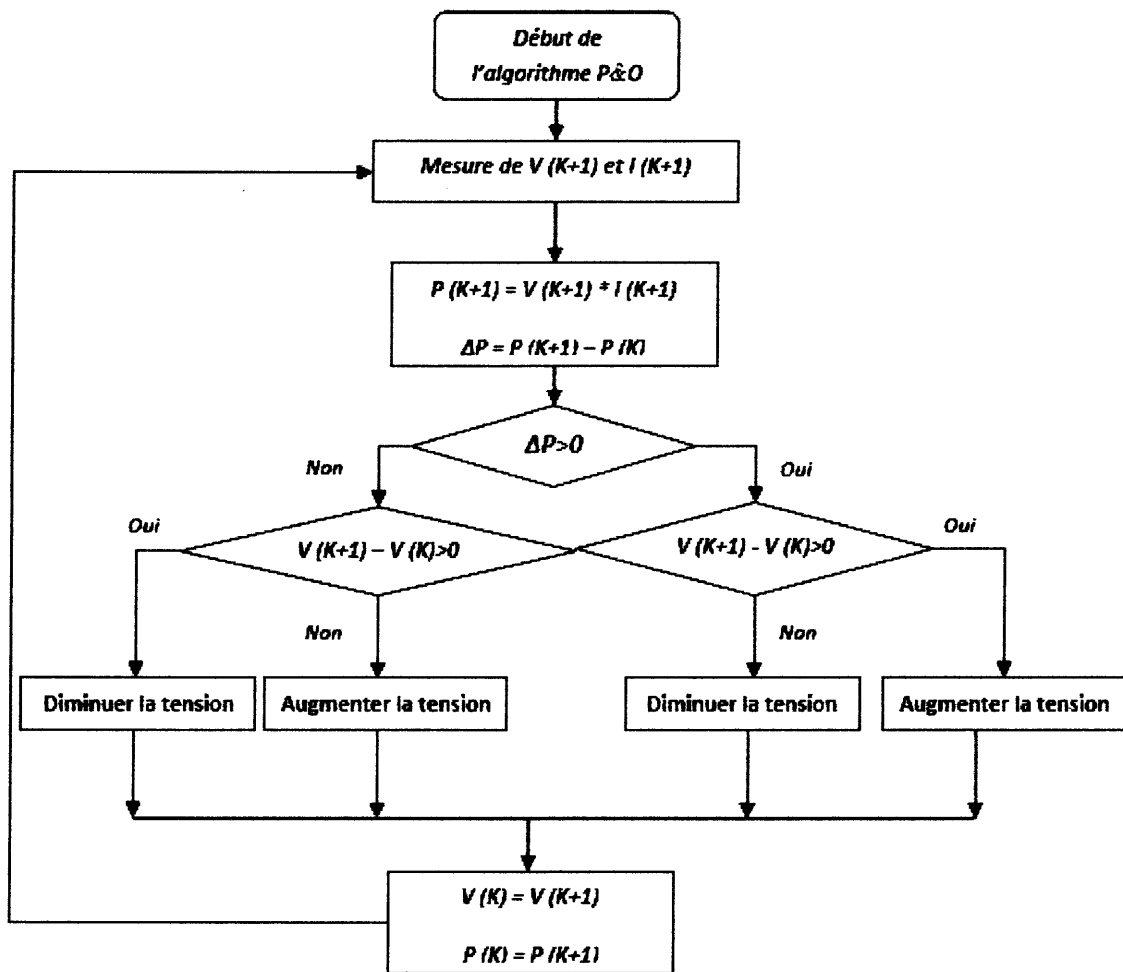


Figure I.36 : Organigramme de la méthode P&O

b) Méthode de conductance incrémentale [17] :

Cette méthode s'intéresse directement aux variations de la puissance en fonction de la tension. La conductance est une grandeur physique relativement connue : il s'agit du quotient de l'intensité par la tension ($G=I/V$). La conductance incrémentielle est beaucoup plus rarement définie, il s'agit du quotient de la variation, entre deux instants, de l'intensité par celle de la tension ($G=dI/dV$). En comparant la conductance G à la conductance incrémentielle ΔG , nous allons chercher le maximum de la courbe figure (II.14) en cherchant le point d'annulation de la dérivée de la puissance. Précisément la puissance en sortie de la source peut s'écrire :

$$P = V * I \quad (\text{I.19})$$

D'où en écrivant la dérivée :

$$\frac{dP}{dV} = V \frac{dI}{dV} + \frac{dV}{dV} I \quad (\text{I.20})$$

Donc :

$$\frac{dP}{dV} = V \frac{dI}{dV} + I \quad (I.21)$$

Alors :

$$\frac{dP}{dV} \cong V \frac{\Delta I}{\Delta V} + I \quad (I.22)$$

Donc :

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} = 0 & \text{Si } \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} & (a) \\ \frac{dP}{dV} > 0 & \text{Si } \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} & (b) \\ \frac{dP}{dV} < 0 & \text{Si } \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} & (c) \end{cases} \quad (I.23)$$

Avec :

- (a) : Au point MPP.
- (b) : A gauche du MPP.
- (c) : A droite du MPP.

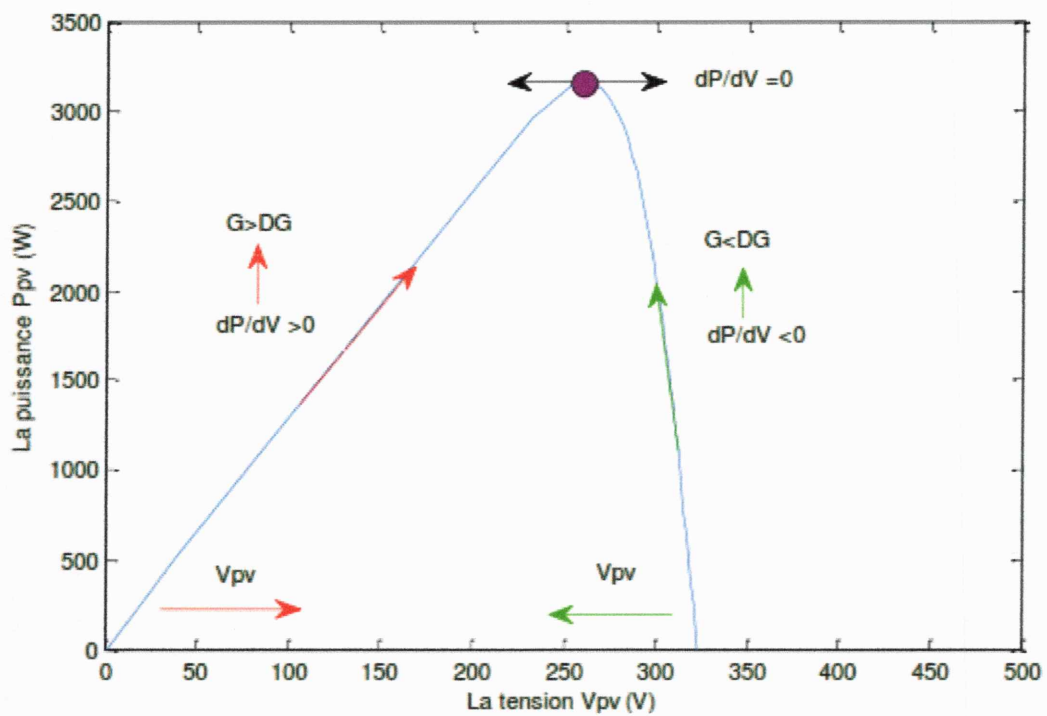


Figure I.37 : Caractéristiques de fonctionnement de la méthode par incrémentation de conductibilité

Les équations (I.23.b) et (I.23.c) sont employées pour déterminer la direction dans laquelle une perturbation doit se produire pour déplacer le point de fonctionnement vers le MPP. Cette perturbation est répétée jusqu'à ce que l'équation (I.23.a) soit satisfaite. Une fois le MPP est atteint, le MPPT continue à fonctionner avec cette valeur jusqu'à ce qu'un changement de la valeur du courant soit détecté ; ce dernier résulte d'un changement au niveau de l'éclairement. Quand l'éclairement augmente, le MPP se déplace vers la droite de la tension de fonctionnement. Pour compenser ce mouvement du MPP, le MPPT doit augmenter la tension de fonctionnement. La même chose pour le cas contraire, quand l'éclairement diminue, le MPPT doit diminuer cette dernière.

Les valeurs actuelles et précédentes de la tension et du courant sont utilisées pour calculer (ΔV) et (ΔI) . Si $\Delta V = 0$ et $\Delta I = 0$, alors les conditions atmosphériques n'ont pas changé et le MPPT fonctionne toujours au MPP. Si $\Delta V = 0$ et $\Delta I > 0$, alors l'éclairement a augmenté. Ceci exige à l'algorithme d'augmenter la tension de fonctionnement pour retrouver de nouveau le MPP. Contrairement si $\Delta I < 0$, l'éclairement a diminué tout en exigeant au l'algorithme de diminuer la tension de fonctionnement. Si le changement de la tension n'est pas nul, les rapports dans les équations (I.23.b) et (I.23.c) peuvent être employés pour déterminer la direction dans laquelle la tension doit être changée afin d'atteindre le MPP.

Si $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$ (c'est-à-dire le rapport $\frac{dP}{dV} > 0$) donc le point de fonctionnement est à gauche du MPP. Ainsi, la tension de fonctionnement doit être augmentée pour atteindre le MPP. De même, Si $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$ (c'est-à-dire le rapport $\frac{dP}{dV} < 0$) et le point le point de fonctionnement se trouve à droite du MPP tout en signifiant que la tension doit être réduite pour atteindre le MPP. Le schéma de la figure (I.38) montre l'organigramme de l'algorithme INC.

Dans notre travaille on a choisi cet algorithme puisque c'est une correction de l'algorithme "P&O", il est capable de calculer la direction dans laquelle la perturbation du point de fonctionnement devrait être pour atteindre le MPP, et il peut aussi déterminer l'atteinte du MPP. De plus, dans les conditions de changement rapide de l'ensoleillement, l'algorithme ne devrait pas prendre la mauvaise direction comme c'est le cas avec l'algorithme "P&O", et d'ailleurs, il n'oscille pas autour du MPP une fois qu'il l'atteint.

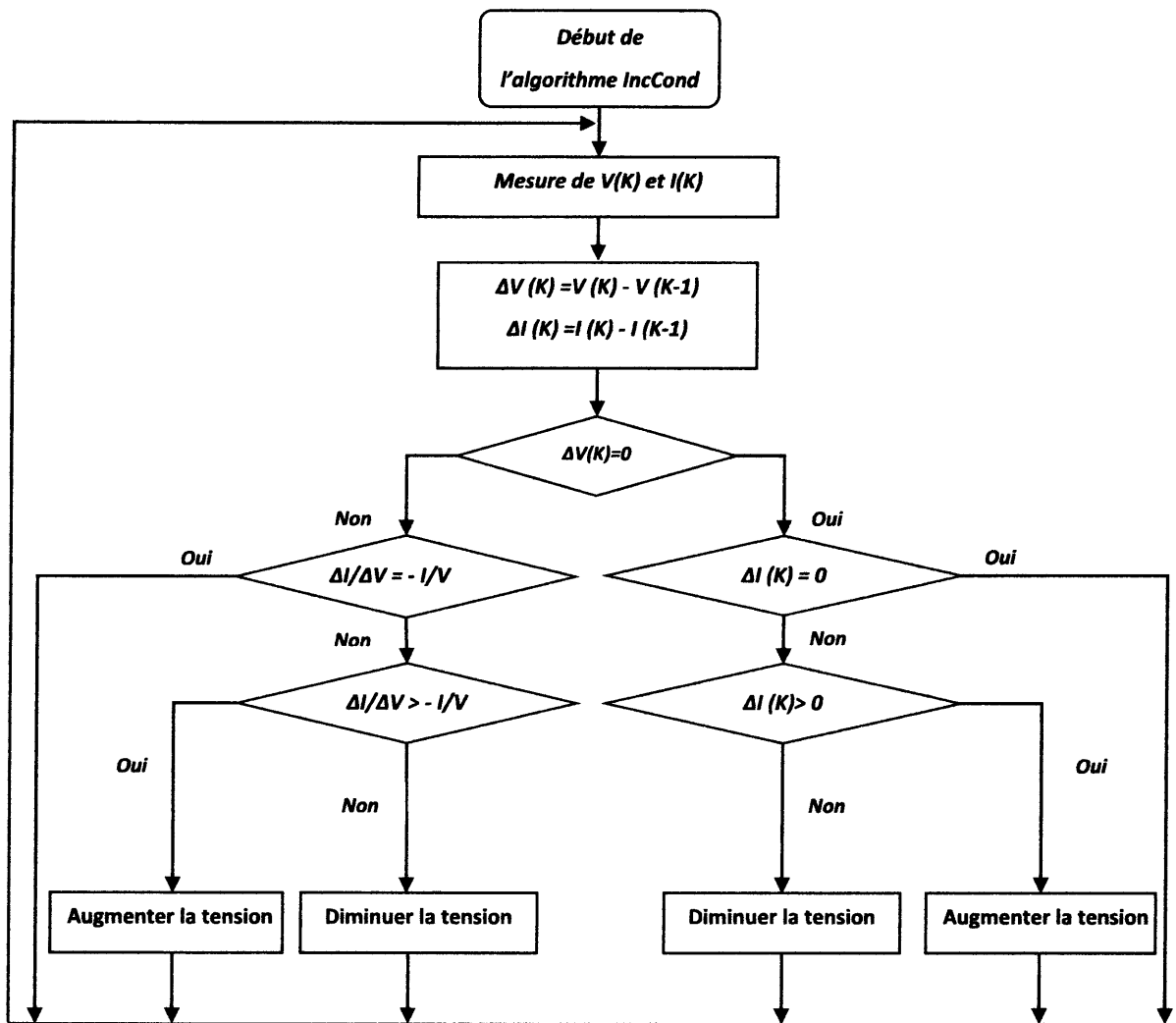


Figure I.38 : Organigramme de l'algorithme INC

V. Types des systèmes photovoltaïques [24] :

a) Système autonome :

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situés dans une zone isolée du réseau électrique. Comme on le remarque sur la figure (1.39) qui représente l'exemple d'un système PV autonome. Un système de stockage est associé aux générateurs PV pour assurer l'alimentation à chaque instant et pendant plusieurs jours malgré l'intermittence de la production.

Ce système de stockage représente une part très importante du coût de l'installation, et ces conditions de fonctionnement sont très contraignantes. Par conséquent, des systèmes de gestion de l'énergie ont été développés afin d'optimiser la

durée de vie du système de stockage et de réduire les coûts de fonctionnement. [17]

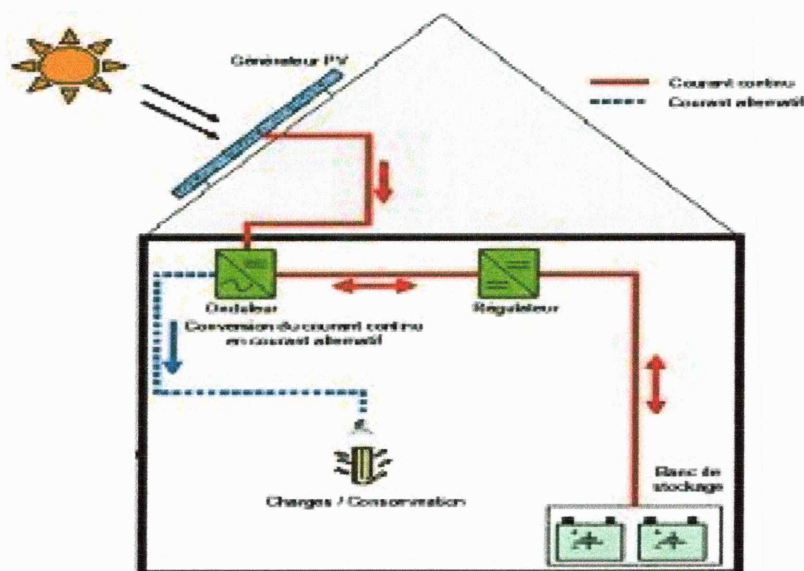


Figure I.39 : Exemple de la structure d'un système PV autonome

b) Système raccordés au réseau :

Ce système photovoltaïque est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur Courant Continu-Courant Alternatif (CC-CA) étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même. Il existe deux types d'installations pour l'injection de la production solaire:

- **Injection de la totalité de la production** : L'énergie produite par les modules est directement injectée sur le réseau électrique. Les périodes d'injections sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque.
- **Injection du surplus de production** : L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau.

Les installations photovoltaïques couplées au réseau ont cependant deux inconvénients majeurs :

- ❖ L'intermittence de la production d'énergie solaire ne permet pas le contrôle des périodes d'injections.
- ❖ Le déphasage entre la production et la consommation réduit la notion d'autonomie énergétique personnelle.

VI. Avantages et inconvénients d'une installation PV [1]:

1) **Avantage :**

- ✓ D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- ✓ Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliWatt au MégaWatt.
- ✓ Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- ✓ La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

2) **Inconvénients :**

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.
- Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

Conclusion :

Le monde de la conversion photovoltaïque connaît depuis quelques années une évolution profonde associée à l'intérêt croissant pour l'énergie photovoltaïque. Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes notions qui entrent dans l'énergie solaire et la constitution d'un système photovoltaïque et nous avons exploré le principe de la conversion photovoltaïque et les technologies utilisées ainsi que les différents types des cellules photovoltaïques.

Les caractéristiques d'un module solaire montrent bien que la puissance maximale générée dépend fortement de l'intensité des radiations solaires ainsi que de la température. Le module solaire ne peut générer sa puissance maximale que pour une certaine tension et courant de fonctionnement.

***Chapitre II : Modélisation
D'un Système
Photovoltaïque connecté au
Réseau Electrique***

Modélisation d'un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique

Introduction :

Avec la baisse du coût de l'électricité photovoltaïque et la hausse du coût du baril de pétrole, l'énergie photovoltaïque devient de plus en plus utilisée. En Algérie, beaucoup de travaux ont été réalisés sur les systèmes photovoltaïques autonome, et d'ailleurs beaucoup de sites isolés sont alimentés en énergie grâce à des installations photovoltaïques, souvent de petite taille, qui assure les besoins vitaux des habitants vivant dans des sites éloignés, ne pouvant être raccordés au réseau électrique, ou alimentant des systèmes isolés comme les antennes de télécommunications par exemple. Néanmoins, l'autre grande famille des systèmes photovoltaïques, les systèmes connectés au réseau électrique restent peut-être explorés dans notre pays. Hormis ces systèmes, et grâce à l'amélioration du rendement des panneaux photovoltaïques, promettent d'être l'avenir du photovoltaïque. Cependant, la connexion au réseau d'un générateur externe comme le générateur photovoltaïque impose quelques défis techniques. Le courant injecté au réseau doit être de haute qualité et peu pollué en harmoniques pour ne pas perturber le réseau.

Dans ce chapitre, nous allons étudier une interface entre un générateur photovoltaïque et le réseau électrique formé d'un onduleur triphasé à deux niveaux qui assure la conversion DC-AC et ainsi la connexion au réseau. On présente aussi la modélisation mathématique de ce système [17].

I. Les convertisseurs électriques :

Les convertisseurs électriques sont des appareils qui servent à transformer la tension électrique pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant en une tension de forme ou de niveau différents.

L'étude du convertisseur est intéressante dans la mesure où il est utilisé dans la plupart des nouveaux types de sources de production d'énergie dispersée connectée au réseau (éolienne, photovoltaïque, pile à combustible...).

La tension fournie par les panneaux photovoltaïques est une tension de type continu. Pour l'adapter à nos besoins il y a deux sortes de convertisseurs : les hacheurs, et les onduleurs.

I.1 Les hacheurs :

Le hacheur est un convertisseur continue/continue permettant de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant) [25].

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. Les trois configurations de base sont :

- Convertisseur dévolteur.
- Convertisseur survolteur.
- Convertisseur dévolteur- survolteur.

I.2 Les onduleurs :

Un onduleur est un dispositif électronique assurant la conversion statique d'une tension/courant continu en tension /courant alternatif. Il est dit autonome s'il assure de lui-même sa fréquence et sa forme d'onde [25].

Suivant le type de la source ou de la charge, deux types d'onduleurs sont utilisés pour assurer une telle conversion

- Onduleur Monophasé.
- Onduleur Triphasé.

I.3 Technologies des onduleurs photovoltaïques connectés au réseau :

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. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau.

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de d'énergie électrique.

Pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le

réseau [22]. Il existe plusieurs architectures des onduleurs connectés au réseau électrique (figure II.1):

a) Onduleurs modulaires :

Suivant ce concept, chaque module solaire dispose 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 [26].

b) Onduleurs centralisés :

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 [26].

c) 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 [26].

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.

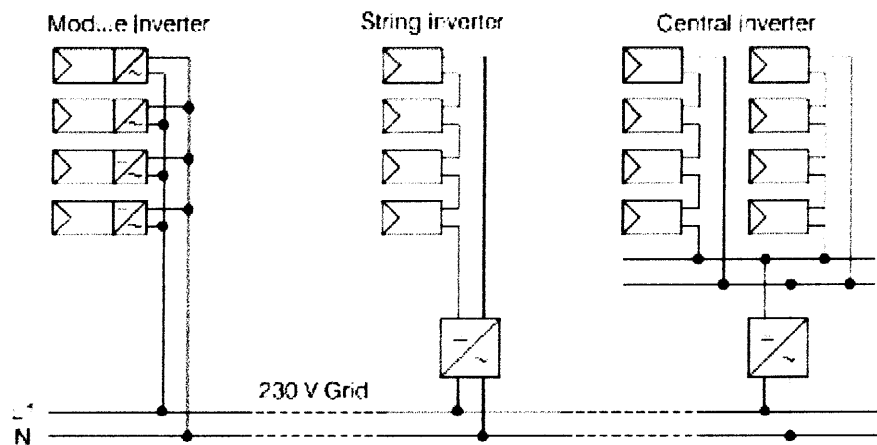


Figure II.1 : Classification des onduleurs PV connectés au réseau

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

II. Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau :

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).

II.1 Systèmes PV connecté directement au réseau [1] :

a) Structure à convertisseur unique :

Le dispositif présenté par la Figure (II.2) est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles.

On associe plusieurs modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée.

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.

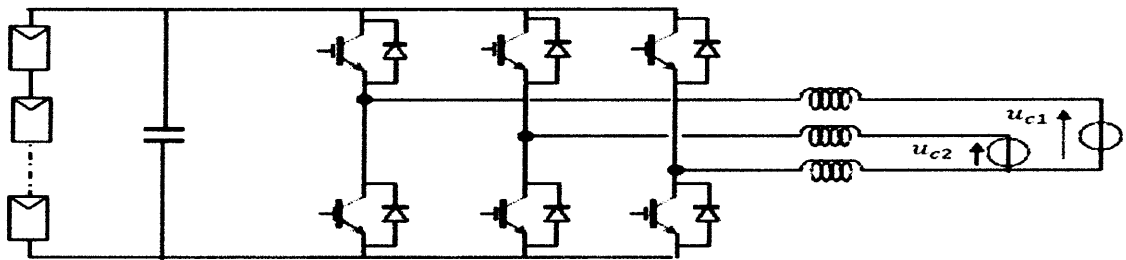


Figure II.2 : Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur

b) Structure avec bus à basse tension alternative :

La figure (II.3) 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 vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré.

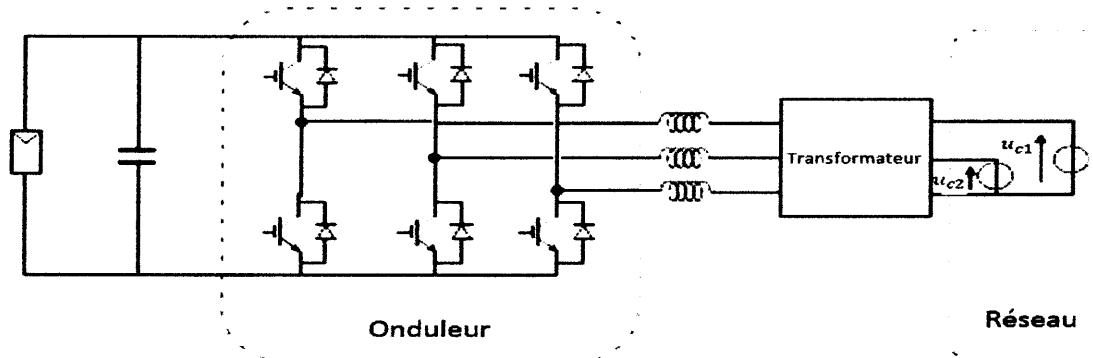


Figure II.3 : Bus à basse tension alternative

II.2 Système à bus continu intermédiaire :

a) Structure avec convertisseur forward :

La figure II.4 présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en sortie du module photovoltaïque. 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.

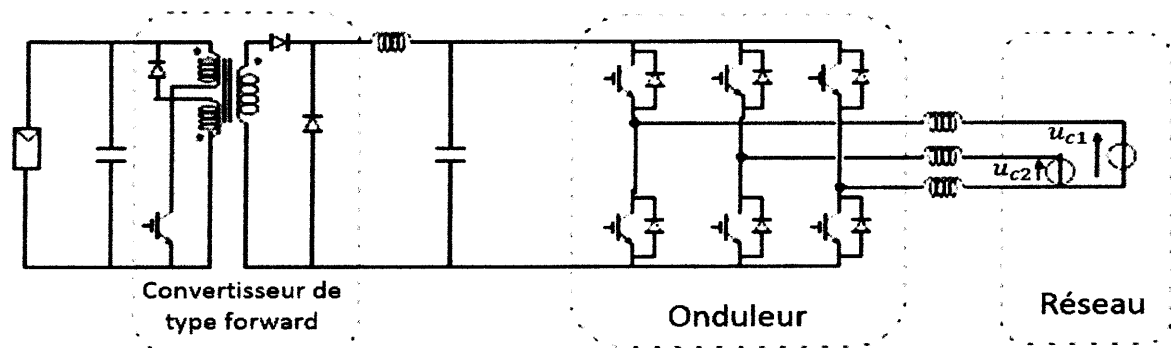


Figure II.4 : Convertisseur de type forward alimentant le bus continu

b) Structure avec convertisseur de type fly-back :

La figure (II.5) 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.

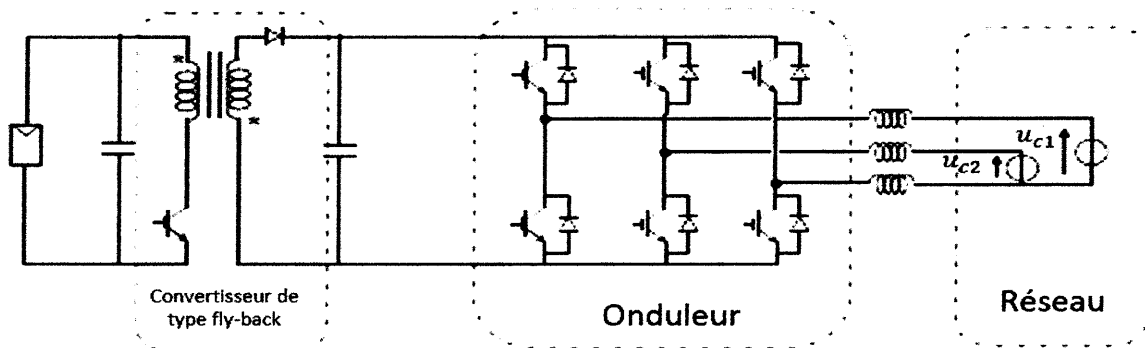


Figure II.5 : Structure avec convertisseur de type fly-back

c) Structure avec hacheur et onduleur :

La figure (II.6) représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque. 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.

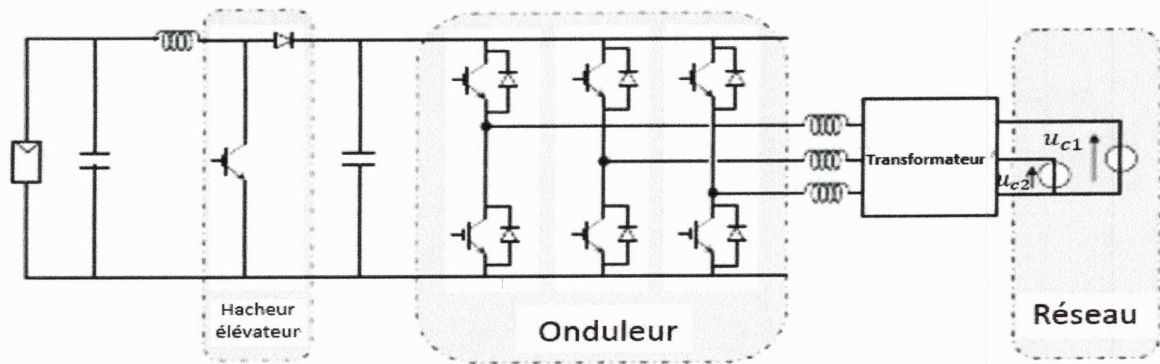


Figure II.6 : Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé

III. Modélisation et description du système :

II.1 Système photovoltaïque étudié :

Pour notre étude et simulation on s'intéresse au système représenté par la figure (II.7)

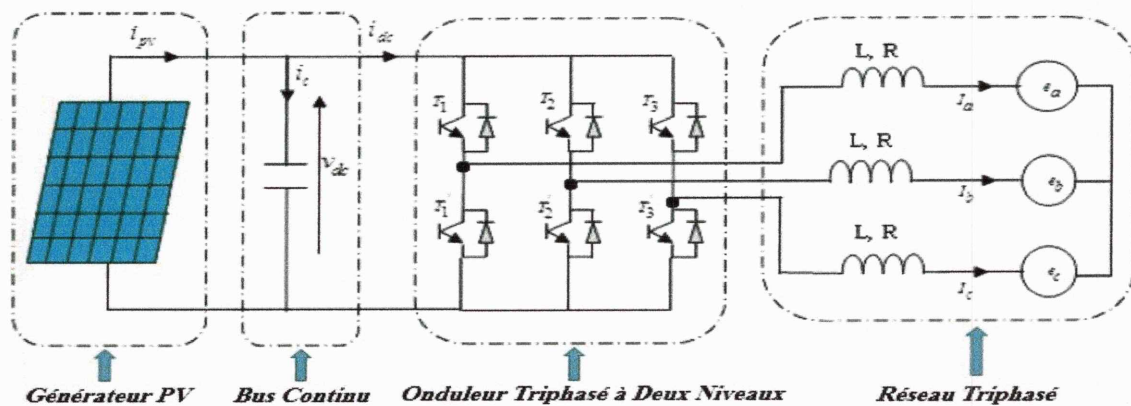


Figure II.7 : Schéma d'un système photovoltaïque relié au réseau électrique

III.2 Modélisation du générateur photovoltaïque [11, 12,27] :

Pour trouver le modèle de ce générateur, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques de générateurs photovoltaïques, ont été développés pour représenter leur comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations.

Le module fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation d'une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule, une résistance série R_S représentant les diverses résistances de contacts et de connexions et une résistance parallèle R_{sh} caractérisant les divers courants de fuites dus à la diode et aux effets de bords de la jonction.

Le générateur photovoltaïque est représenté par un modèle standard à une seule diode, établi par Shockley pour une seule cellule PV, et généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série-parallel.

Pour notre étude dans Matlab on utilise le module photovoltaïque MSX 60 comme un modèle de simulation, qui est représenté à la figure (II.8).

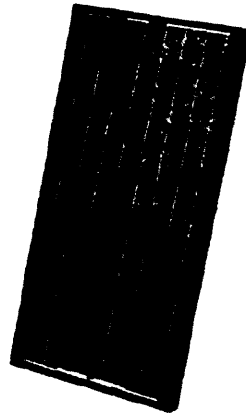


Figure II.8 : Module PV MSX 60 [19]

Les cellules utilisées dans ce module sont modélisées par le modèle à une diode (à une seule exponentielle).

On présente le schéma du circuit électrique du module par la figure (II.9) :

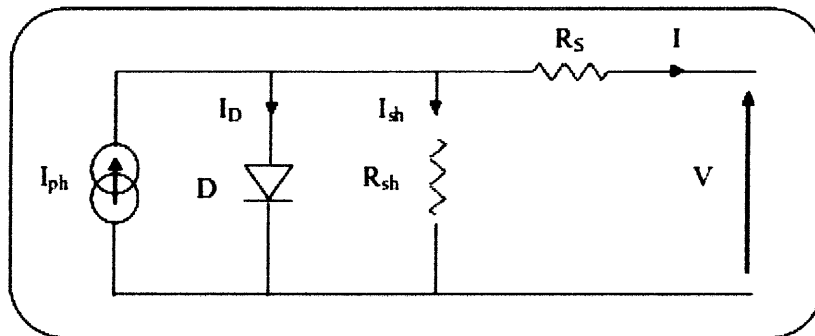


Figure II.9 : Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

Le module MSX60 est composé de 36 cellules en série. Pour générer la tension de sortie convenable on a besoin de connecter en parallèle deux groupes de 30 modules en série ($n_s = 30, n_p = 2$).

Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque sont données dans l'annexe.

Le courant de sortie de ce champ photovoltaïque est donné par l'équation (II.2) :

$$I = N_p \cdot I_{PH} - N_p \cdot I_S \cdot \left(e^{\left(\frac{q}{AKT} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_S I}{N_p} \right) \right) - 1} \right) - \left(\frac{V + R_S I}{R_{SH}} \right) \quad (II.1)$$

Si l'on suppose que la résistance parallèle (shunte) est infinie ($R_p = \infty$) l'équation (II.1) devienne :

$$\Rightarrow I = N_p \cdot I_{PH} - N_p \cdot I_S \cdot \left(e^{\left(\frac{q}{AKT} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_S I}{N_p} \right) \right) - 1} \right) \quad (II.2)$$

Le photo-courant I_{PH} est donné par :

$$I_{PH} = (I_{cc} + K_1 \cdot (T - T_{ref})) \cdot E \quad (II.3)$$

Le courant de saturation est exprimé par :

$$I_S = I_{RS} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left(\frac{qEg}{AK} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (II.4)$$

Le courant inverse de saturation s'exprime par :

$$I_{RS} = \frac{I_{cc}}{\exp \left(\frac{q \cdot V_{co}}{N_s \cdot K \cdot A \cdot T} \right) - 1} \quad (II.5)$$

Les figures (II.10, II.11) montrent les réseaux des caractéristiques I(V) et P(V) du champ photovoltaïque composé ($N_s = 30, N_p = 2$).

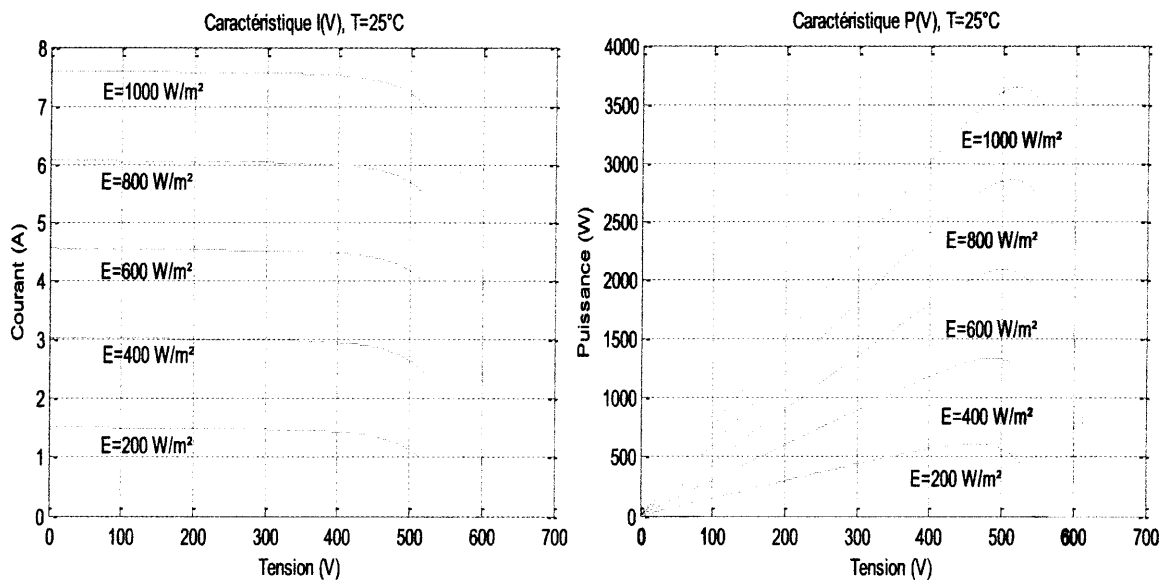


Figure II.10 : Caractéristique I(V), P(V) du champ photovoltaïque à T=25°C

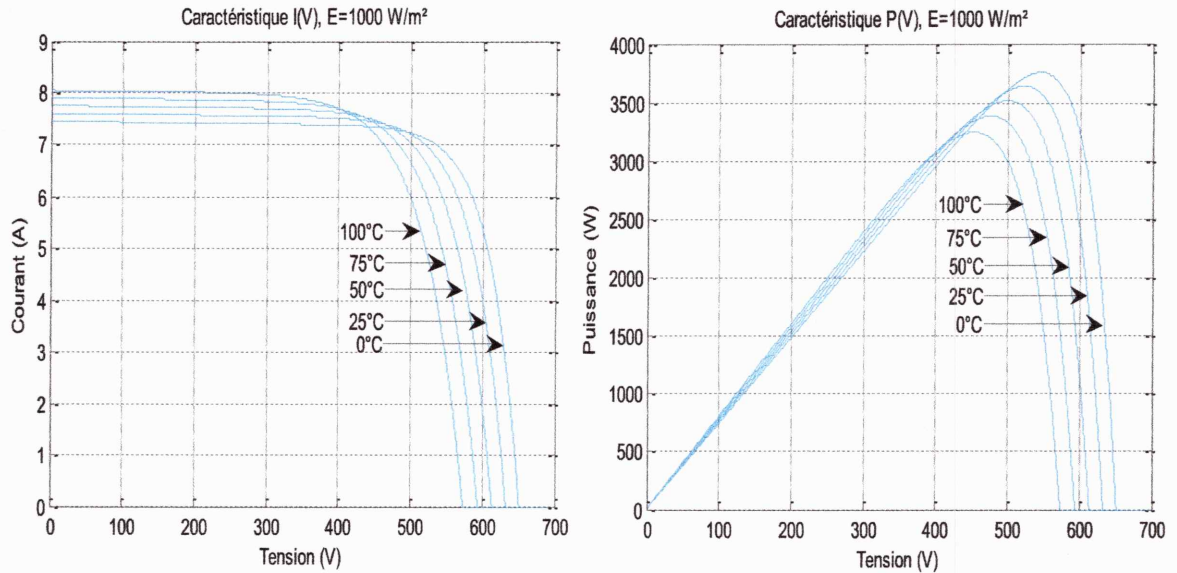


Figure II.11 : Caractéristique I(V), P(V) du champ photovoltaïque à $E=1000 \text{ W/m}^2$

III.3 Bus continu [27] :

Le découplage de la puissance et la réduction de l'ondulation de tension à l'entrée de l'onduleur est accompli en insérant un condensateur électrolytique. Ce condensateur est habituellement relié au côté continu de l'onduleur, et il doit être aussi petit que possible afin de compromettre la fiabilité du système.

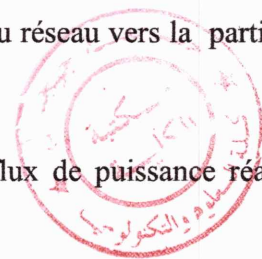
En appliquant la loi des nœuds (Figure II.7), la tension aux bornes de ce condensateur est régie par l'équation suivante :

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} = i_{PV} - i_{dc} \quad (\text{II.6})$$

Ce condensateur a une fonction d'accumulateur d'énergie et une fonction de filtrage des fluctuations de tension dues aux commutations. Il assure ainsi un écoulement homogène du courant du générateur photovoltaïque vers le réseau en maintenant la tension constante.

Une tension satisfaisante au côté continu est une condition préalable pour réaliser une bonne qualité de puissance de sortie de l'onduleur. Si la tension continue devient plus basse que la tension de ligne, la direction du flux de puissance sera du réseau vers la partie continu (ce qui n'est pas souhaitable).

Ceci également aura comme conséquence l'apparition d'un flux de puissance réactif et la déformation harmonique deviennent excessive.



Pour avoir un flux de puissance correct avec une puissance réactive et une déformation harmonique de l'onduleur minimale, la tension continue doit toujours être plus grande que la tension de ligne.

III.4 Modélisation de l'onduleur triphasé :

On utilise l'onduleur triphasé à deux niveaux pour convertir la tension continue à la sortie des panneaux en tension alternatif afin d'alimenter le réseau triphasé [17].

Le rôle de l'onduleur triphasé est de faire transiter la puissance de la source vers le réseau. Il est nécessaire de maintenir constante la tension aux bornes du condensateur intermédiaire entre le panneau et l'onduleur, et de créer un système de courants triphasés équilibrés qui sera envoyés vers le réseau.

L'onduleur est composé de trois cellules de commutation à deux interrupteurs. Chaque interrupteur est constitué d'un IGBT et d'une diode connectés en anti parallèle. Chaque ensemble transistor diode est assimilé à un interrupteur idéal, c'est à dire que les commutations se font sans pertes et instantanément et que les effets des empiètements ou des chevauchements ne sont pas pris en compte.

Pour que l'on puisse envoyer un courant du générateur photovoltaïque vers le réseau, il faut que la tension du bus continu (V_{dc}) soit supérieure à la valeur crête de la tension du côté du filtre.

Le schéma de l'onduleur triphasé à deux niveaux est représenté sur la figure (II.12) :

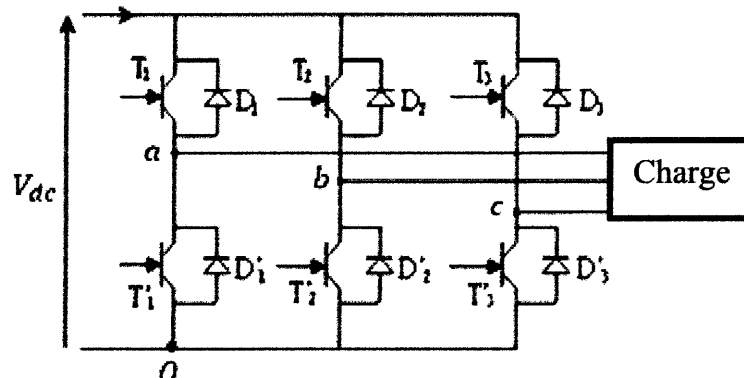


Figure II.12 : Schéma de l'onduleur triphasé à deux niveaux

Par rapport au point référence de la source O, les potentiels des points a, b et c peuvent être exprimés par :

$$\begin{aligned} V_{ao} &= F_a \cdot V_{dc} \\ V_{bo} &= F_b \cdot V_{dc} \\ V_{co} &= F_c \cdot V_{dc} \end{aligned} \quad (\text{II.7})$$

On définit les états de commutation de l'onduleur représenté sur la figure (II.12) par les fonctions logiques suivantes :

$$\begin{aligned} F_a &\begin{cases} \mathbf{1} & \text{si } T_1 \text{ conduit et } T'_1 \text{ bloqué} \\ \mathbf{0} & \text{si } T'_1 \text{ conduit et } T_1 \text{ bloqué} \end{cases} \\ F_b &\begin{cases} \mathbf{1} & \text{si } T_2 \text{ conduit et } T'_2 \text{ bloqué} \\ \mathbf{0} & \text{si } T'_2 \text{ conduit et } T_2 \text{ bloqué} \end{cases} \\ F_c &\begin{cases} \mathbf{1} & \text{si } T_3 \text{ conduit et } T'_3 \text{ bloqué} \\ \mathbf{0} & \text{si } T'_3 \text{ conduit et } T_3 \text{ bloqué} \end{cases} \end{aligned} \quad (\text{II.8})$$

Avec T_i, T'_i ($i = 1,2,3$) transistors des trois bras de l'onduleur, chaque bras est composé de deux interrupteurs bidirectionnels.

Les tensions des phases en fonctions des variables logiques F_a, F_b, F_c sont t'exprimés par rapport aux neutre de la charge de l'onduleur par la relation suivante :

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{pmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_a \\ F_b \\ F_c \end{pmatrix} \quad (\text{II.9})$$

V_{dc} : C'est la tension d'alimentation continue de l'onduleur, c'est la tension du bus continu.

Pour la génération des fonctions logiques F_a, F_b et F_c il existe plusieurs techniques de modulation comme la modulation a hystérésis, la modulation vectorielle, et la modulation triangulo-sinusoïdale. Dans le cas d'une commande directe de puissance du système photovoltaïque. On n'a pas besoin de faire la commande en MLI de l'onduleur. Les signaux de commande F_a, F_b et F_c seraient générés dans ce cas directement par le bloc de la commande directe de puissance, comme l'en verra explicitement dans le troisième chapitre de ce mémoire.

III.5 Modélisation du réseau électrique [26] :

a) Modèle dans le référentiel triphasé :

Les équations triphasés du réseau électrique lié au côté alternatif de l'onduleur a deux niveaux sont donnés par:

$$\begin{cases} V_a = R \cdot i_a + L \cdot \frac{di_a}{dt} + e_a \\ V_b = R \cdot i_b + L \cdot \frac{di_b}{dt} + e_b \\ V_c = R \cdot i_c + L \cdot \frac{di_c}{dt} + e_c \end{cases} \quad (\text{II.10})$$

Avec :

e_{abc} : Les tensions de ligne.

L : L'inductance de phase du réseau.

R : La résistance de phase du réseau.

V_{abc} : Les tensions des phases.

b) Transformation de Park :

La transformation de Park consiste à transformer les variables d'un système d'axes triphasée ($a b c$) à des variables d'un système d'axes biphasée ($d q$) tournants à une vitesse w .

$$\begin{aligned} (d q) &= P(\theta)(a b c) \\ (a b c) &= P^{-1}(\theta)(q d) \end{aligned} \quad (\text{II.11})$$

Avec :

$\theta = w \cdot t$: L'angle entre l'axe 'a' et l'axe 'd'.

En supposant que le système triphasé est équilibré, la matrice de la transformation de Park P qui conserve la puissance est donnée par :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \sin(\theta) & \sin(\theta - 2\pi/3) & \sin(\theta + 2\pi/3) \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \end{pmatrix} \quad (\text{II.12})$$

L'application de cette transformation sur le système triphasé ($V_a V_b V_c$) permet d'obtenir un système biphasé ($V_q V_d$), tel que :

$$\begin{pmatrix} V_q \\ V_d \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \sin(\theta) & \sin(\theta - 2\pi/3) & \sin(\theta + 2\pi/3) \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (\text{II.13})$$

La matrice de la transformation inverse de Park P^{-1} qui conserve la puissance est donnée par :

$$P^{-1}(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ \sin(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta - 2\pi/3) \\ \sin(\theta + 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \end{pmatrix} \quad (\text{II.14})$$

L'application de cette transformation sur un système biphasé ($V_q V_d$) permet d'obtenir un système triphasé ($V_a V_b V_c$), tel que :

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ \sin(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta - 2\pi/3) \\ \sin(\theta + 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_q \\ V_d \end{pmatrix} \quad (\text{II.15})$$

Si on applique la transformation de Park sur l'équation (II.10) on obtient le système suivant dans le repère tournant :

$$\begin{pmatrix} V_d \\ V_q \end{pmatrix} = R \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + w l \begin{pmatrix} i_q \\ -i_d \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} e_d \\ e_q \end{pmatrix} \quad (\text{II.16})$$

Avec :

$\begin{pmatrix} e_d \\ e_q \end{pmatrix}$: Les tensions biphasées de lignes de réseau.

$\begin{pmatrix} V_d \\ V_q \end{pmatrix}$: Les tensions biphasées à la sortie de l'onduleur.

$\begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix}$: Les courants biphasés du réseau.

c) Transformation de Concordia :

La transformation de Concordia est un cas particulier de la transformation de Park, en prenant $w = 0$. Cette transformation transforme un système triphasé (abc) en un système biphasé fixe ($\alpha\beta$), donne par :

$$\begin{pmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \\ 1 & \frac{-1}{2} & \frac{-1}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (\text{II.17})$$

La transformation inverse de Concordia transforme d'un système biphasé fixe ($\alpha\beta$), en un système triphasé (abc) comme suit :

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \sin(-2\pi/3) & \cos(-2\pi/3) \\ \sin(2\pi/3) & \cos(2\pi/3) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{pmatrix} \quad (\text{II.18})$$

d) Choix du référentielle :

Notre référentiel est le système d'axe $(d q)$ associé à la vitesse de rotation w alors, la transformation de Park $(d q)$ peut également être obtenue à partir des composantes de Concordia $(\alpha \beta)$ en faisant une rotation de l'angle θ [18].

Durant l'application de la transformation de Park sur le réseau électrique on trouve deux types de référentiels intéressants :

✚ Référentielle tournant à une pulsation w :

$\theta = w \cdot t$ (w : La pulsion des tensions du réseau)

✚ Référentielle fixe (stationnaire) :

Pour ce type de choix, $\theta = 0$, Ce référentiel est le mieux adapté pour travailler avec les grandeurs instantanées.

La figure (II.15) Le passage des composantes de Concordia à celle de Park.

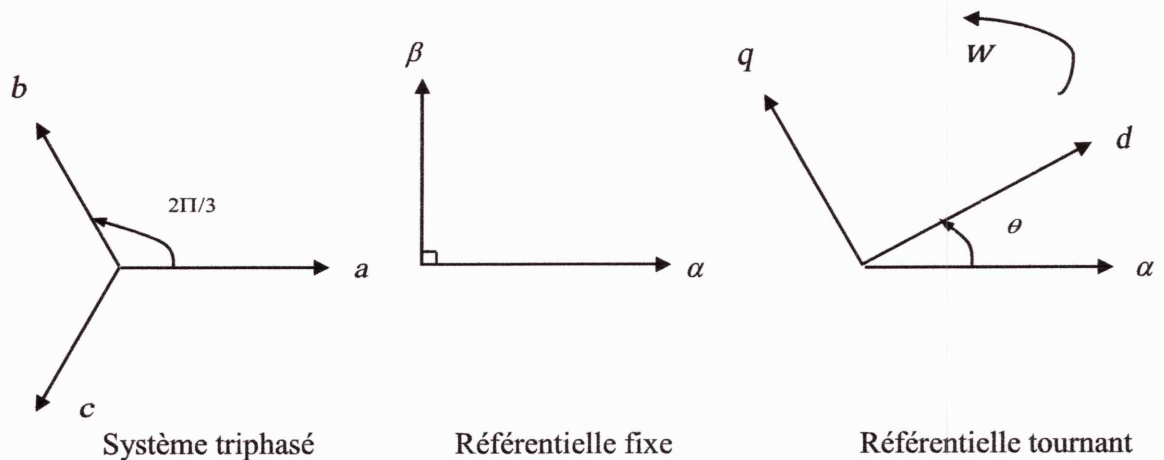


Figure II.13 : Le passage des composantes de Concordia à celle de Park

Le passage des composantes de Concordia à celle de Park se fait par [18] :

$$\begin{pmatrix} V_d \\ V_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{pmatrix} \quad (\text{II.19})$$

On définit également la transformation inverse [30] :

$$\begin{pmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_d \\ V_q \end{pmatrix} \quad (\text{II.20})$$

III.6 Commande MLI de l'onduleur :

L'utilisation de la modulation de largeur d'impulsion (MLI) ou Pulse Width Modulation (PWM) permet d'éliminer les premiers rangs d'harmoniques de courant et de tension, afin d'améliorer le facteur de puissance. Cependant, cette technique ne résout pas totalement le problème des harmoniques de courant.

La modulation MLI est fortement inspirée des techniques utilisées dans la transmission de l'information. Elle consiste à moduler une onde porteuse triangulaire (issue d'un découpage à fréquence par f_p) par une onde modulante sinusoïdale (fréquence f_{ref}) à fréquence beaucoup plus basse [29].

Les instants de commutations des interrupteurs de l'onduleur sont déterminés par l'intersection entre une porteuse (signal triangulaire) et les signaux de référence [30], La figure (II.15) montre les impulsions de l'interrupteur T_1 .

Les tensions de référence sont données par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} V_{aref} &= V_m \sin(\omega.t) \\ V_{bref} &= V_m \sin(\omega.t - 2\pi/3) \\ V_{cref} &= V_m \sin(\omega.t + 2\pi/3) \end{aligned} \quad (II.21)$$

Les signaux de commande des interrupteurs sont générés de la manière suivante :

$$\begin{aligned} T_1 &\begin{cases} \text{Fermé si } V_{aref} > V_p \\ \text{Ouvert si } V_{aref} \leq V_p \end{cases} \\ T_2 &\begin{cases} \text{Fermé si } V_{bref} > V_p \\ \text{Ouvert si } V_{bref} \leq V_p \end{cases} \\ T_3 &\begin{cases} \text{Fermé si } V_{cref} > V_p \\ \text{Ouvert si } V_{cref} \leq V_p \end{cases} \end{aligned} \quad (II.22)$$

- La commande des interrupteurs de chaque bras est complémentaire, alors si T_1 est fermé donc T'_1 est ouvert.
- La commande des interrupteurs de chaque bras est décalée de la commande des deux autres bras de $2\pi/3$.

Cette stratégie est caractérisée par deux paramètres : l'indice de modulation m , et le taux de modulation r tel que [31] :

$$m = \frac{f_p}{f_{ref}} \quad , \quad r = \frac{V_{mref}}{V_m} \quad (II.18)$$

Avec :

f_{ref} : La fréquence de signal de référence.

f_p : La fréquence de signal de la porteuse.

V_{mref} : L'amplitude de signal de référence.

V_m : L'amplitude de la porteuse.

La figure (II.14) indique la forme des tensions de référence et la porteuse et la figure (II.15) indique les impulsions de commande de l'interrupteur T1.

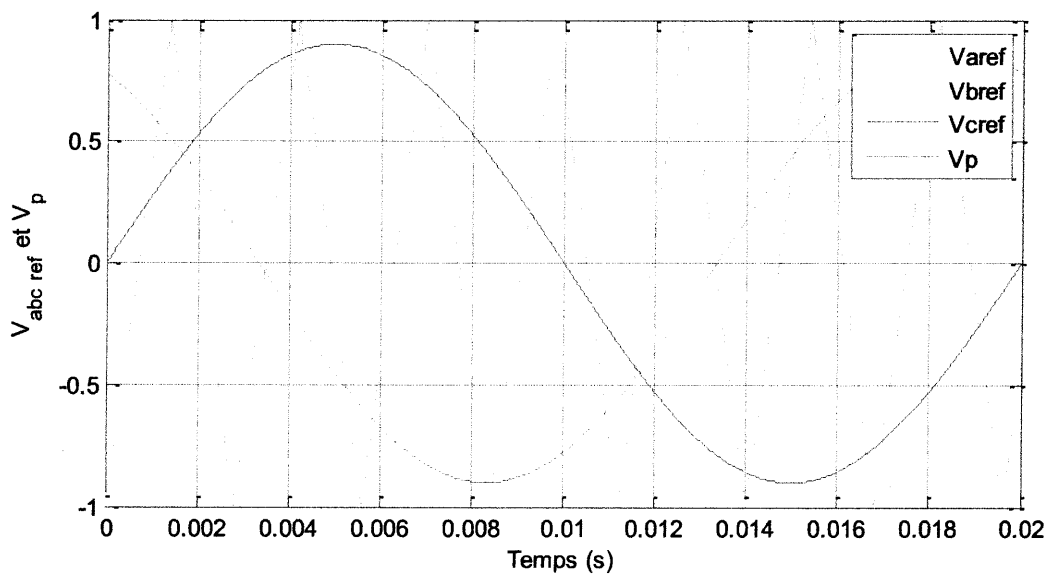


Figure II.14 : Commande triangulo-sinusoïdal

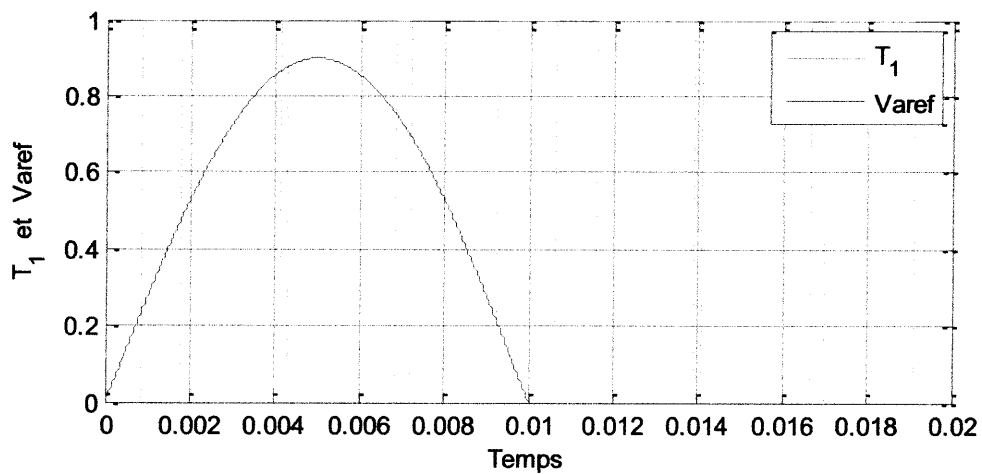


Figure II.14 : Les impulsions de l'interrupteur T₁

Conclusion :

Dans ce chapitre on a présenté des généralités sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique ; on a commencé par une description des différents types des convertisseurs électriques tel que les hacheurs DC-DC et les onduleurs DC-AC) puis on a donné les différents configuration des raccordement des systèmes photovoltaïques au réseau, les systèmes à connexion directe au réseau et le système à bus continu intermédiaire qui a principalement pour but d'appliquer une commande MPPT et de la découpler de l' onduleur pour commander le courant de sortie en plus la conversion continu alternatif.

Ensuite on a donné la description et la modélisation de notre système proposé, en commençant par le modèle mathématique du champ photovoltaïque, en passant par la capacité d'entrée de l'onduleur et son rôle de stabilisation.

Par suite, on a présenté la structure l'onduleur à deux niveaux et sa commande, et nous avons déduire les équations qui permettre la transformation des systèmes triphasée à des systèmes biphasée dans le repère de Park.

Dans le chapitre suivant, on va développer le principe et les concepts théoriques liés à la commande directe de puissance.

***Chapitre III : Commande
Directe de Puissance***

Commande Directe de Puissance

Introduction :

Le principe de la commande directe a été proposé en [6] et il a été développé plus tard pour plusieurs applications. Le but était d'éliminer le bloc de modulation et les boucles internes en les remplaçant par un tableau de commutation dont les entrées sont les erreurs entre les valeurs de référence et les mesures.

La première application développée était le contrôle d'une machine électrique et la structure de contrôle était connue sous le nom de Contrôle Direct de Couple (Direct Torque Control, DTC en anglais). Dans ce cas, on contrôle le flux statorique et le couple électromagnétique de la machine sans aucun bloc de modulation [7], [8].

Ensuite, une technique similaire appelée Contrôle Direct de Puissance (en anglais Direct Power Control, (DPC) était proposée par [9] et développée après par [10] pour une application de contrôle des redresseurs connectés au réseau. Dans ce cas, les grandeurs contrôlées sont les puissances active et réactive instantanées.

I. Vecteurs de tension et du courant :

I.1 Vecteur de tension du réseau :

A partir des tensions triphasé du réseau e_a , e_b et e_c on déduit le vecteur de tension du réseau :

$$\bar{e} = e_a \cdot e^{j0} + e_b \cdot e^{\frac{j2\pi}{3}} + e_c \cdot e^{-\frac{j2\pi}{3}} \quad (\text{III.1})$$

Si on applique la transformation de park sur \bar{e} on obtient :

$$\bar{e} = e_d + je_q \quad (\text{III.2})$$

e_a , e_b et e_c étant des grandeurs sinusoïdales, le vecteur \bar{e} a une trajectoire circulaire dans le plan (d-q), et il tourne à la vitesse correspondante à la pulsation des tensions e_a , e_b et e_c .

I.2 Vecteur de courant du réseau :

A partir des courants triphasé du réseau i_a , i_b et i_c on déduit le vecteur de courant du réseau :

$$\bar{i} = i_a e^{j0} + i_b e^{\frac{j2\pi}{3}} + i_c e^{-\frac{j2\pi}{3}} \quad (\text{III.3})$$

Si on applique la transformation de park sur \bar{e} on obtient :

$$\bar{i} = i_d + j i_q \quad (\text{III.4})$$

I.3 Vecteur de tension de l'onduleur :

A partir des tensions triphasé de l'onduleur V_a , V_b et V_c on déduit le vecteur de tension de l'onduleur :

$$\bar{V} = V_a e^{j0} + V_b e^{\frac{j2\pi}{3}} + V_c e^{\frac{j4\pi}{3}} \quad (\text{III.5})$$

Si on applique la transformation de park sur \bar{e} on obtient :

$$\bar{V} = V_d + j V_q \quad (\text{III.6})$$

Le vecteur \bar{V} peut prendre huit positions discrètes dans le plan (d-q) correspondantes aux états de l'onduleur.

II. Etats de l'onduleur :

L'onduleur triphasé à deux niveaux possède huit états possibles suivant l'état fermé ou ouvert de chaque interrupteur. Le tableau (III.1) résume la correspondance entre les états de l'onduleur, les états de commutation des interrupteurs, les tensions de phase de l'onduleur et le vecteur de sortie de l'onduleur.

Etat de l'onduleur	F_1	F_2	F_3	V_{an}	V_{bn}	V_{cn}	\bar{V}
0	0	0	0	0	0	0	V_0
1	1	0	0	$\frac{2V_{dc}}{3}$	$\frac{-V_{dc}}{3}$	$\frac{-V_{dc}}{3}$	V_1
2	1	1	0	$\frac{V_{dc}}{3}$	$\frac{V_{dc}}{3}$	$\frac{-2V_{dc}}{3}$	V_2
3	0	1	0	$\frac{-V_{dc}}{3}$	$\frac{2V_{dc}}{3}$	$\frac{-V_{dc}}{3}$	V_3
4	0	1	1	$\frac{-2V_{dc}}{3}$	$\frac{V_{dc}}{3}$	$\frac{V_{dc}}{3}$	V_4
5	0	0	1	$\frac{-V_{dc}}{3}$	$\frac{-V_{dc}}{3}$	$\frac{2V_{dc}}{3}$	V_5
6	1	0	1	$\frac{V_{dc}}{3}$	$\frac{-2V_{dc}}{3}$	$\frac{V_{dc}}{3}$	V_6
7	1	1	1	0	0	0	V_7

Tableau (III.1) : Etats de l'onduleur.

Chaque état de l'onduleur correspond à une position donnée du vecteur de la tension \bar{V} . Par exemple l'état 1 correspond au vecteur \bar{V}_1 tel que :

$$\bar{V}_1 = (V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (\text{III.7})$$

Donc :

$$\bar{V}_1 = \left(\left(\frac{2V_{dc}}{3} \right) + a \left(\frac{-V_{dc}}{3} \right) + a^2 \left(\frac{-V_{dc}}{3} \right) \right) \quad (\text{III.8})$$

Avec :

$$a = \cos \frac{2\pi}{3} + j \sin \frac{2\pi}{3} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

Alors :

$$\bar{V}_1 = \frac{2}{3} \left((\cos 0 + j \sin 0) \frac{2V_{dc}}{3} + \left(\cos \frac{2\pi}{3} + j \sin \frac{2\pi}{3} \right) \frac{-V_{dc}}{3} + \left(\cos \frac{4\pi}{3} + j \sin \frac{4\pi}{3} \right) \frac{-V_{dc}}{3} \right) \quad (\text{III.9})$$

On déduit :

$$\bar{V}_1 = V_{dc} \quad (\text{III.10})$$

Le vecteur \bar{V}_1 c'est un vecteur dirigé sur l'axe horizontal.

De la même manière on déduit les positions du vecteur \bar{V} correspondant aux autres états de l'onduleur. La figure (III.1) montre les vecteurs correspondants à chaque état de l'onduleur.

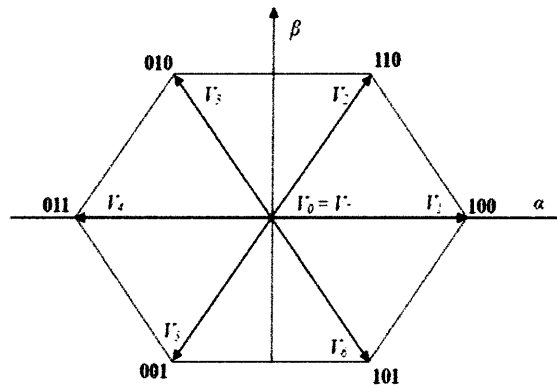


Figure III.1: Vecteurs de tension produits par l'onduleur.

III. Puissance active et réactive :

Selon le théorème de l'espace vectoriel [31], les puissances active et réactive instantanées peuvent être calculées à partir des parties réelle et imaginaire du produit du vecteur tension et le conjugué du vecteur courant comme il est présenté dans l'équation (III.11) :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2} \operatorname{Re}(\bar{e} \cdot \bar{i}^*) \\ Q = \frac{3}{2} \operatorname{Im}(\bar{e} \cdot \bar{i}^*) \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

On remplaçant \bar{e} et \bar{i} par leur expression définis précédemment, on aboutit deux expressions suivantes de P et de Q :

$$\begin{cases} P = e_d i_d + e_q i_q \\ Q = -e_d i_q + e_q i_d \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

IV. Relation entre la puissance, la tension et le courant du réseau :

Si on suppose que le repère (d-q) est orienté suivant le vecteur de tension du réseau \bar{e} :

$$\begin{cases} e_d = \bar{e} \\ e_q = 0 \end{cases} \quad (\text{III.13})$$

Par conséquence, les expressions des puissances deviennent :

$$\begin{cases} P = e_d i_d \\ Q = -e_d i_q \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

e_d est constant, par conséquence, la variation de la puissance active est proportionnel à la variation du courant i_d .

$$\Delta P \propto \Delta i_d \quad (\text{III.15})$$

La variation de la puissance réactive est inversement proportionnelle avec la variation du courant i_q :

$$\Delta Q \propto -\Delta i_q \quad (\text{III.16})$$

Les équations triphasés du côté alternatif de l'onduleur sont donnés par :

$$\begin{cases} V_a = R i_a + L \frac{di_a}{dt} + e_a \\ V_b = R i_b + L \frac{di_b}{dt} + e_b \\ V_c = R i_c + L \frac{di_c}{dt} + e_c \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

On peut écrit ce système d'équation sous forme vectoriel :

$$\bar{V} = R \bar{i} + L \frac{d}{dt} (\bar{i}) + \bar{e} \quad (\text{III.18})$$

En négligeant la résistance R dans l'équation (III.18), on peut écrire :

$$\bar{V} = L \frac{d}{dt} (\bar{i}) + \bar{e} \quad (\text{III.19})$$

Le courant varie approximativement d'une façon linéaire, donc on peut approximer sa dérivée par une différence :

$$\frac{d\bar{i}}{dt} = \frac{\Delta\bar{i}}{\Delta t} \quad (\text{III.20})$$

Ainsi, on a :

$$\bar{V} = L \frac{\Delta\bar{i}}{\Delta t} + \bar{e} \quad (\text{III.21})$$

On trouve :

$$\Delta\bar{i} = \frac{\Delta t}{L} (\bar{V} - \bar{e}) \quad (\text{III.22})$$

En faisant la projection sur les axes d et q, on obtient :

$$\begin{cases} \Delta i_d = \frac{\Delta t}{L} (V_d - e_d) & (a) \\ \Delta i_q = \frac{\Delta t}{L} (V_q - e_q) & (b) \end{cases} \quad (\text{III.23})$$

Donc :

La variation du courant i_d (Δi_d) est proportionnel à la différence de tension $(V_d - e_d) = \Delta V_d$, et la variation du courant i_q (Δi_q) est proportionnel à la différence de tension $(V_q - e_q) = \Delta V_q$.

A partir des équations (III.15) et (III.23.a) : on déduit que la variation de la puissance active est proportionnelle à la différence de tension $\Delta V_d = (V_d - e_d)$.

$$\Delta P \propto \Delta V_d \quad (\text{III.24})$$

A partir des équations (III.16) et (III.23.b) on déduit que la variation de la puissance réactive est inversement proportionnelle à la variation de tension ΔV_q :

$$\Delta Q \propto -\Delta V_q \quad (\text{III.25})$$

V. Définition des secteurs :

On divise le plan (α, β) en douze secteurs égaux, de largeur 30° chacun.

L'angle θ définissant la position du vecteur de tension du réseau dans le plan (α, β) est donné par :

$$\theta = \arctg\left(\frac{e_\beta}{e_\alpha}\right) \quad (\text{III.26})$$

Avec :

e_β et e_α : Sont les composantes du vecteur de tension \bar{e} du réseau dans le référentiel fixe (α, β) . les douze secteurs qui compose le plan (α, β) sont indiqué par un indice S, qui peut prendre les valeurs de 1 à 12 suivant la figure (III.2), et l'équation (III.27).

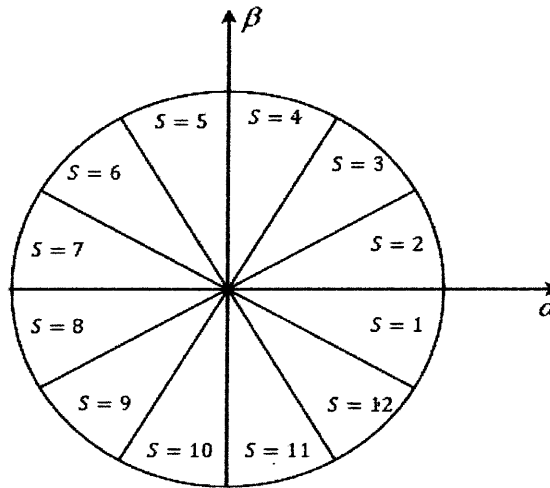


Figure III.2 : Le plan (α, β) divisé en 12 secteurs

S=	1	si	$-\frac{\pi}{6} < \theta < 0$	(III.27)
	2	si	$0 < \theta < \frac{\pi}{6}$	
	3	si	$\frac{\pi}{6} < \theta < \frac{\pi}{3}$	
	4	si	$\frac{\pi}{3} < \theta < \frac{\pi}{2}$	
	5	si	$\frac{\pi}{2} < \theta < \frac{2\pi}{3}$	
	6	si	$\frac{2\pi}{3} < \theta < \frac{5\pi}{6}$	
	7	si	$\frac{5\pi}{6} < \theta < \pi$	
	8	si	$-\pi < \theta < -\frac{5\pi}{6}$	
	9	si	$-\frac{5\pi}{6} < \theta < -\frac{2\pi}{3}$	
	10	si	$-\frac{2\pi}{3} < \theta < -\frac{\pi}{2}$	
	11	si	$-\frac{\pi}{2} < \theta < -\frac{\pi}{3}$	
	12	si	$-\frac{\pi}{3} < \theta < -\frac{\pi}{6}$	

VI. Effet des vecteurs de l'onduleur sur la puissance active et réactive :

Suivant la position du vecteur \bar{e} , les puissances actives et réactives peuvent augmenter ou diminuer, dépendamment de l'état de l'onduleur (du vecteur appliqué à la sortie de l'onduleur).

On calcule le vecteur $(\bar{V} - \bar{e})$, on déduit les différences de potentiels ΔV_d ($\bar{V}_d - \bar{e}_d$) et ΔV_q ($\bar{V}_q - \bar{e}_q$), et on conclue concernant l'augmentation ou la diminution de P et de Q [32].

Pour une position arbitraire du vecteur \bar{e} , situé dans le secteur 2, On montre l'effet de chacun des vecteurs de l'onduleur sur la puissance active et réactive (Cas a jusqu'à f) de la figure (III.3).

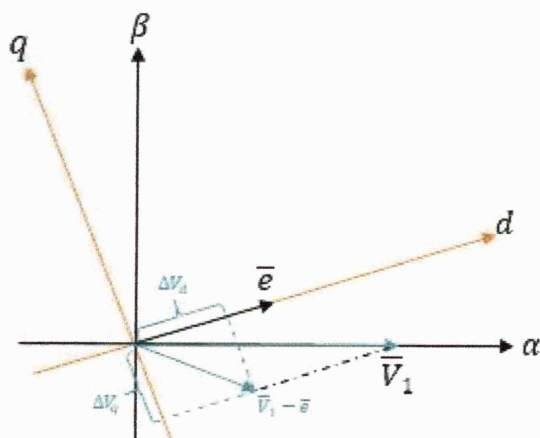


Fig (a) : P augmente ($\Delta V_d > 0$), Q augmente ($\Delta V_q < 0$)

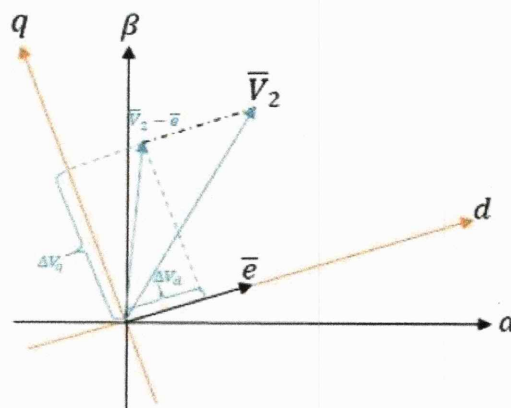


Fig (b) : P augmente ($\Delta V_d > 0$), Q diminue ($\Delta V_q > 0$)

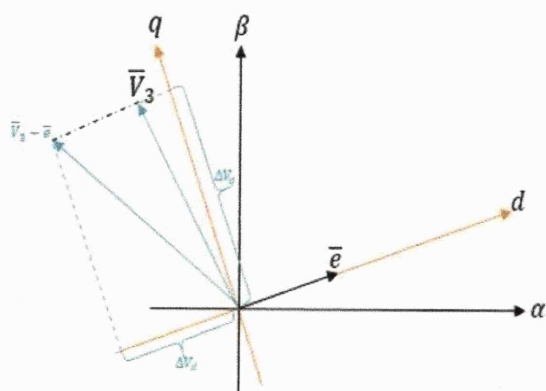


Fig (c) : P diminue ($\Delta V_d < 0$), Q diminue ($\Delta V_q > 0$)

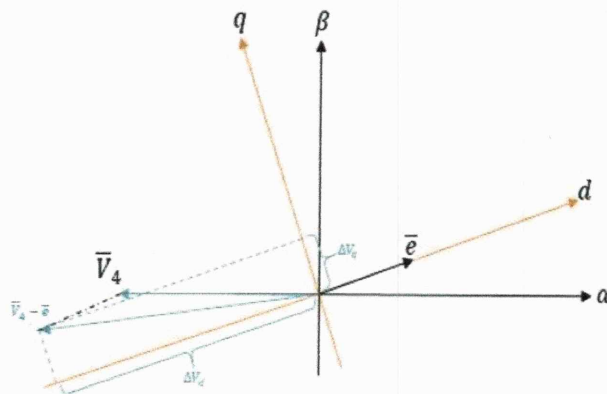


Fig (d) : P diminue ($\Delta V_d < 0$), Q diminue ($\Delta V_q > 0$)

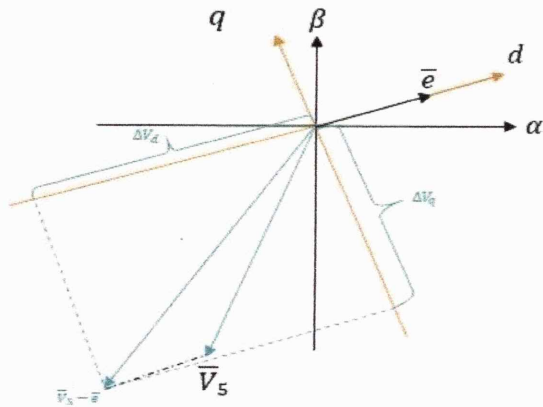


Fig (e) : P diminue ($\Delta V_d < 0$), Q augmente ($\Delta V_q < 0$)

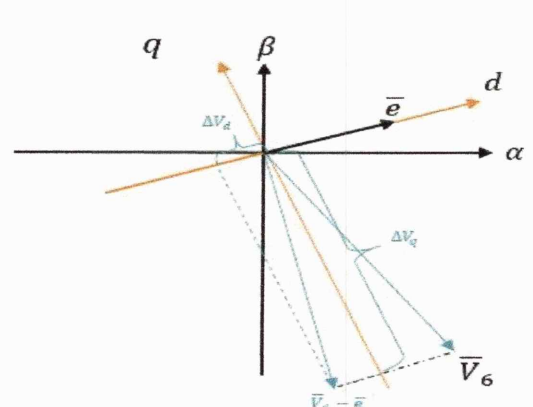


Fig (f) : P diminue ($\Delta V_d < 0$), Q augmente ($\Delta V_q < 0$)

Figure III.3 : Effets du vecteur de la tension de sortie de l'onduleur sur les puissances P et Q

VII. Comparateurs à hystérésis :

L'idée principale de la commande directe de puissance est de maintenir les puissances active et réactive instantanées dans une bande désirée. Ce contrôle est basé sur deux comparateurs à hystérésis qui utilisent comme entrée les signaux d'erreurs entre les valeurs de références et estimées des puissances active et réactive.

$$\begin{cases} \Delta P = P_{ref} - P \\ \Delta Q = Q_{ref} - Q \end{cases} \quad (III.28)$$

Avec :

P_{ref} : La puissance active instantanée de référence.

Q_{ref} : La puissance réactive instantanée de référence.

P et Q sont les puissances actives et réactives estimées.

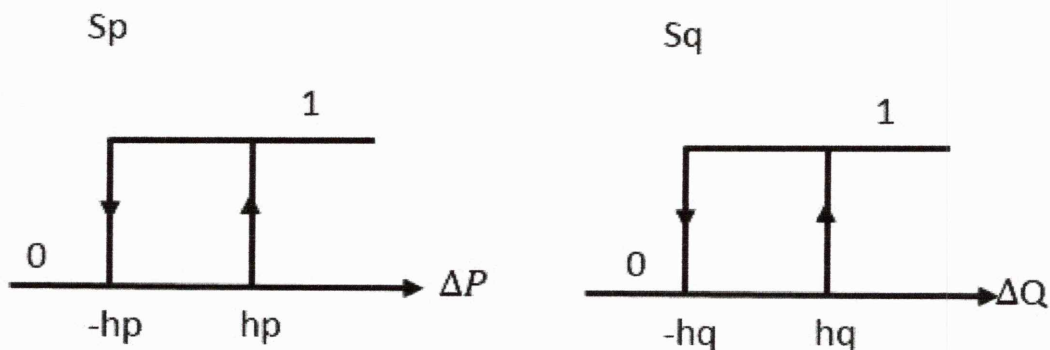


Figure III.4: Comportement d'un comparateur de puissance à hystérésis à deux niveaux.

Les sorties des deux comparateurs sont deux fonctions logique, Sp et Sq qui peuvent prendre 1 ou 0 suivant le résultat de la comparaison entre les erreurs de puissances et deux bondes d'hystérésis hp et hq. L'algorithme de calcul des fonctions logique Sp et Sq est indiqué aux équations suivantes :

Si $\Delta P > hp$ alors :

Si $\Delta Q > hq$ alors Sp=1, Sq=1

Si $\Delta Q < -hq$ alors Sp=1, Sq=0

Si $-hq < \Delta Q < hq$

Si $\frac{dq}{dt} > 0$ alors Sp=1, Sq=0

Si $\frac{dq}{dt} \leq 0$ alors Sp=1, Sq=1

Sinon Si $\Delta P < -hp$ alors :

Si $\Delta Q > hq$ alors Sp=0, Sq=1

Si $\Delta Q < -hq$ alors Sp=0, Sq=0

Si $-hq < \Delta Q < hq$

Si $\frac{dq}{dt} > 0$ alors Sp=0, Sq=0

Si $\frac{dq}{dt} \leq 0$ alors Sp=0, Sq=1

Sinon Si $-hp < \Delta P < hp$

Si $\Delta Q > hq$ alors :

Si $\frac{dp}{dt} > 0$ alors Sp=0, Sq=1

Si $\frac{dp}{dt} \leq 0$ alors Sp=1, Sq=1

Si $\Delta Q < -hq$ alors :

Si $\frac{dp}{dt} > 0$ alors Sp=0, Sq=0

Si $\frac{dp}{dt} \leq 0$ alors Sp=1, Sq=0

Sinon Si $-hq < \Delta Q < hq$ et $-hp < \Delta P < hp$

Garder l'état précédent

Fin

VIII. Table de commutation :

Suivant le secteur (S) contenant le vecteur \bar{e} , et les sorties des comparateurs à hystérésis Sp et Sq, l'algorithme de la commande directe de puissance, décide quel vecteur on doit appliquer à la sortie de l'onduleur, de manière à annuler les erreurs de puissance. Ces

décisions sont pré calculés et stockés dans une table de commutation. Le calcul de cette table de commutation se fait à la base de l'analyse expliqué à la figure (III.3). Les états logiques des commutateurs de l'onduleur sont générés à partir de la table de commutation illustrée par le tableau (III.2) :

S_p	S_q	S											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	V_6	V_1	V_1	V_2	V_2	V_3	V_3	V_4	V_4	V_5	V_5	V_6
1	1	V_1	V_2	V_2	V_3	V_3	V_4	V_4	V_5	V_5	V_6	V_6	V_1
0	0	V_5	V_5	V_6	V_6	V_1	V_1	V_2	V_2	V_3	V_3	V_4	V_4
0	1	V_3	V_3	V_4	V_4	V_5	V_5	V_6	V_6	V_1	V_1	V_2	V_2

Tableau (III.2) : Table de commutation pour 12 secteurs

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons indiqués les notions de base liée à la commande directe de puissance. Nous avons montré la relation entre la variation de la puissance et la variation de la tension, et nous avons présenté les comparateurs à hystérésis et la table de commutation utilisé.

***Chapitre IV : Applications
de la Commande,
Simulation et Résultats***

Application de la Commande, Simulation et Résultats

Introduction :

Dans ce chapitre on va simuler la commande de la cascade : panneau photovoltaïque, onduleur triphasé, réseau triphasé. On va tenir compte de la recherche de point de puissance maximal, du réglage de la tension continue, et de la commande des puissances active et réactive du réseau afin de commander le facteur de puissance.

I. Schéma globale de la commande :

La figure (IV.1) indique le schéma global de la commande du système photovoltaïque.

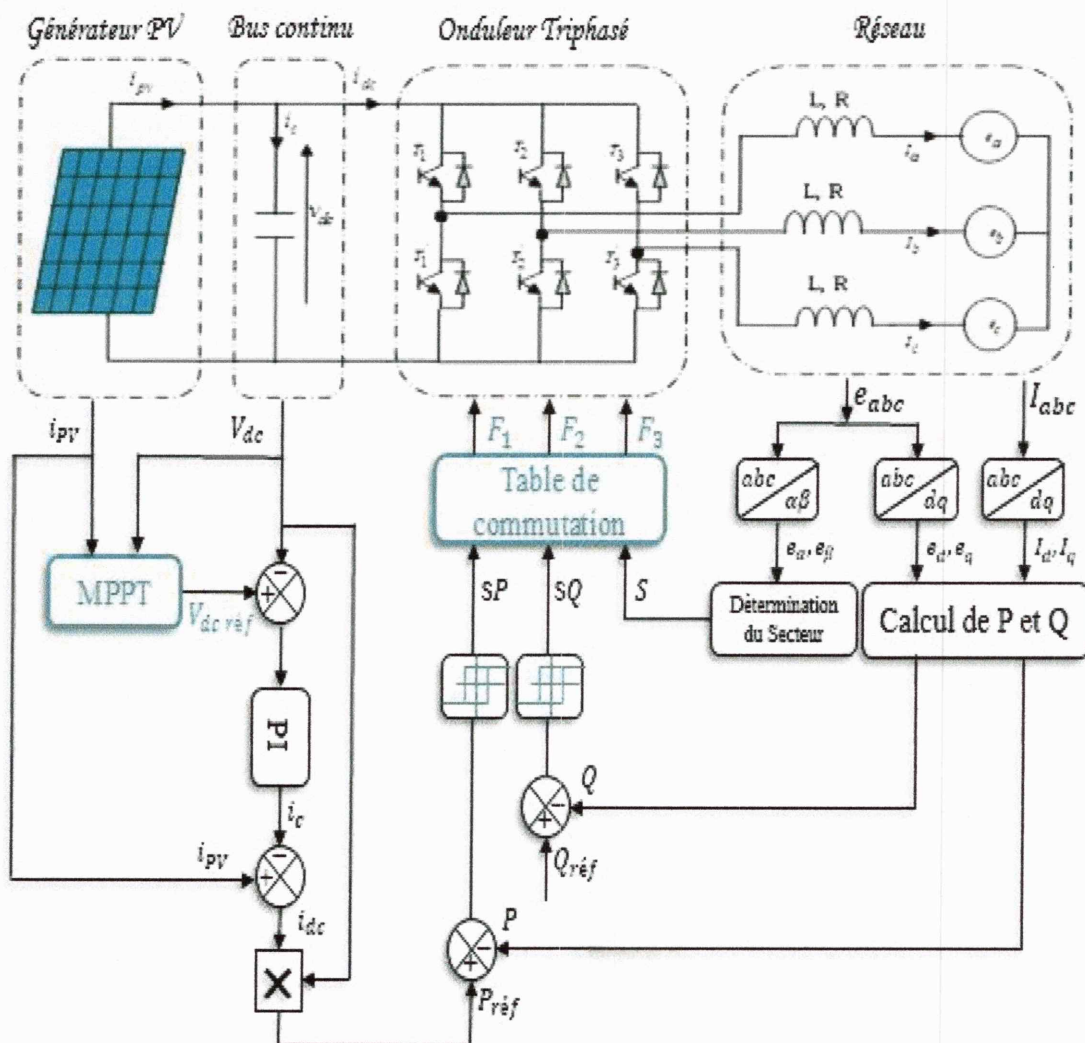


Figure IV.2 : Diagramme de la cascade complète avec la commande

Le bloc de la MPPT calcule la tension de référence correspondante au point de puissance maximal.

La tension continue V_{dc} est régulée à la tension de référence par un régulateur PI, la sortie de régulateur de tension est la puissance active de référence $P_{réf}$. Cette Puissance active de référence en plus de la puissance réactive de référence $Q_{réf}$ son comparé aux puissance active et réactive calculé, les erreurs de comparaison sont envoyé vers les comparateurs à hystérésis qui fournissent les deux signaux Sp et Sq.

La table de commutation reçoit les signaux Sp, Sq et S, et fournit directement les signaux de commande F_1, F_2, F_3 qui seront appliqués aux interrupteurs de l'onduleur.

II. Réglage de tension :

Le schéma du régulateur de tension s'indique à la figure (IV.2).

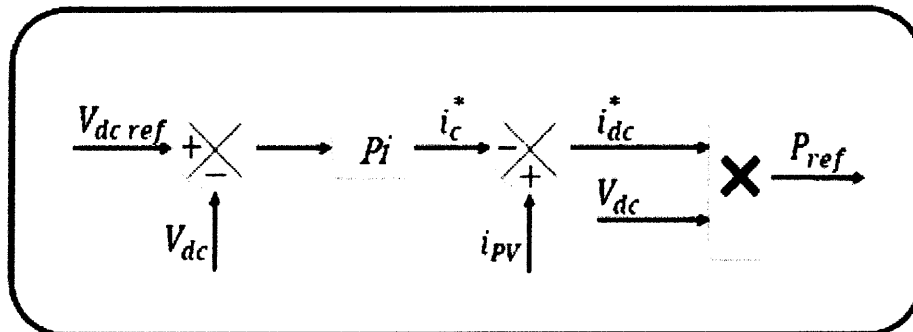


Figure IV.2 : Régulation de la tension continue

Le régulateur PI fournit une grandeur proportionnel au courant de condensateur i_c^* , on ajoute à i_c^* le courant i_{pv} pour obtenir une grandeur i_{dc}^* proportionnel à i_{dc} , cette grandeur est multiplié par V_{dc} pour obtenir la puissance active de référence.

III. Simulation et résultats :

Le schéma fonctionnel de figure (IV.1) montre le système complet et sa commande. Le bloc de commande de point de puissance maximale donne la référence de tension continue à la boucle de réglage du côté DC de l'onduleur. Cette boucle de réglage donne la puissance active instantanée L'objectif de ce contrôle est d'imposer une absorption d'un courant sinusoïdale, en garantissant une puissance réactive nulle (un facteur de puissance unitaire) et en maintenant la tension du bus continu constante. Les signaux des erreurs entre les

puissances de référence et les mesures avec le secteur choisi entrent dans le bloc de DPC, ce dernier génère les signaux de commande des bras de l'onduleur (F_1, F_2, F_3).

Les paramètres du circuit de puissance simulé sont les suivantes :

La tension de ligne maximale : $e = 110\sqrt{2}$ V.

La fréquence du réseau : $f = 50$ Hz.

L'inductance : $L = 5$ mH.

La résistance : $R = 0.1 \Omega$.

La capacité d'entrée de l'onduleur : $C=2.2$ mF.

III.1 Simulation de la cascade sans commande :

Pour montrer la nécessité de la commande, on simule la cascade sans application de la commande en utilisant le logiciel Matlab/Simulink. On présente la tension V_{dc} au côté continu de l'onduleur, Le courant et la puissance du champ photovoltaïque, Le courant ic et idc et la tension de sortie de l'onduleur va ainsi que le courant et la tension de phase du réseau.

Le schéma Simulink de la cascade sans commande est indiqué à la figure (IV.3), et les sous blocs Simulink du panneau, de l'onduleur, du réseau, et du bloc MLI sont donnés par les figures (IV.4, IV.5, IV.6, et IV.7) respectivement.

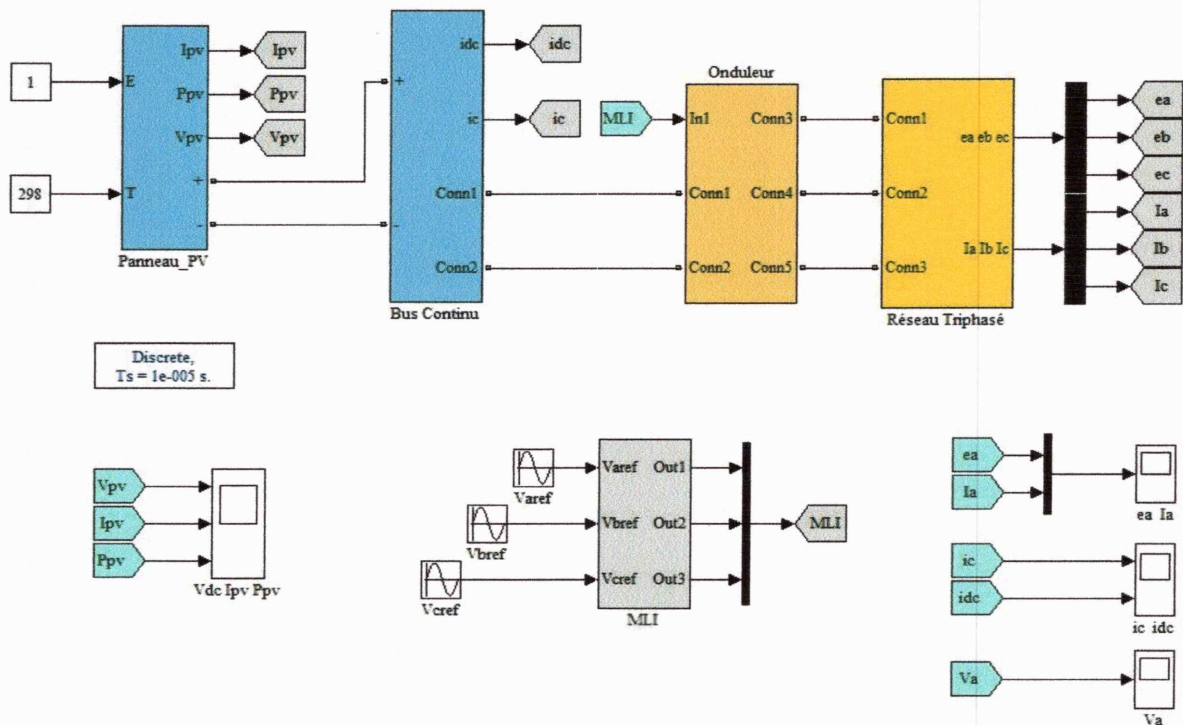


Figure IV.3 : Schéma Simulink de la cascade sans commande

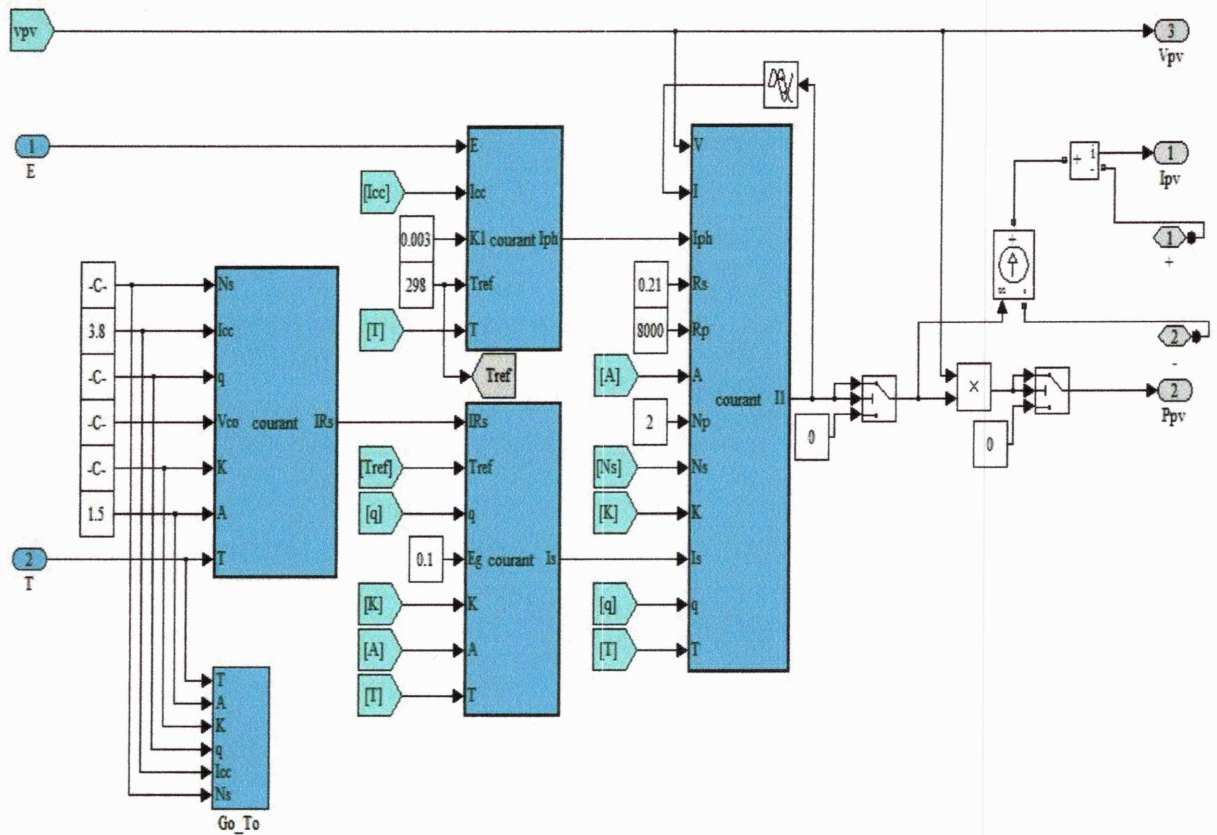


Figure IV.4 : Schéma bloc du champ photovoltaïque

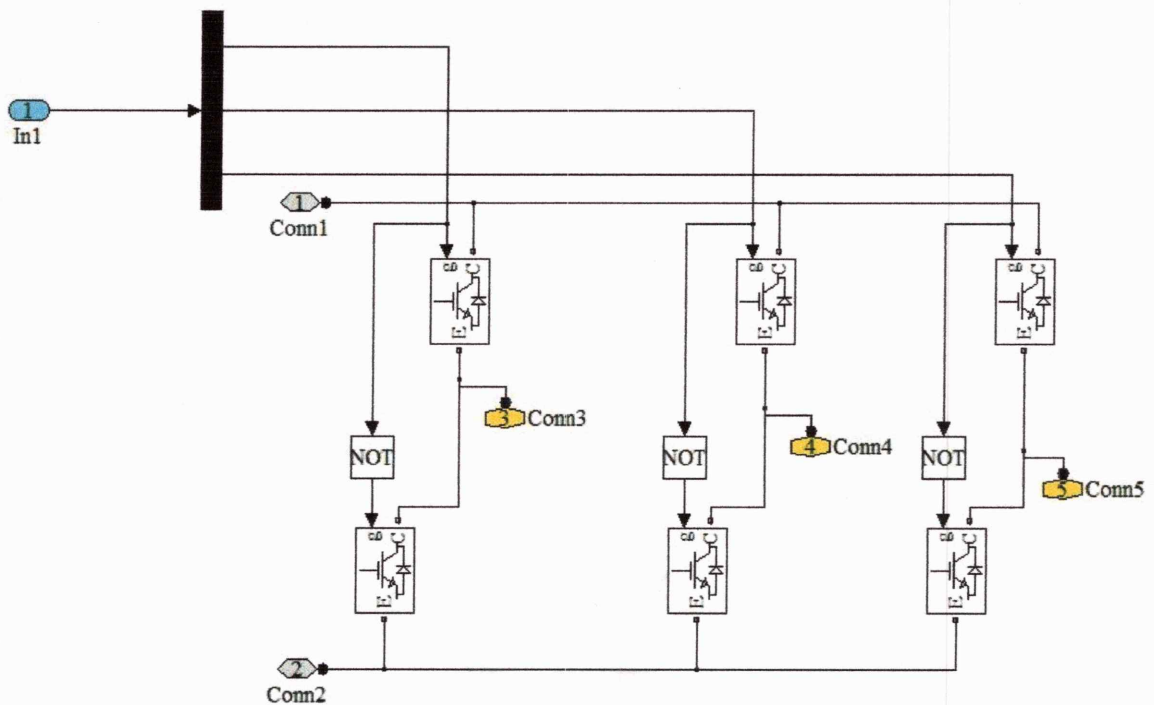


Figure IV.5 : Schéma bloc de l'onduleur triphasé à deux niveaux

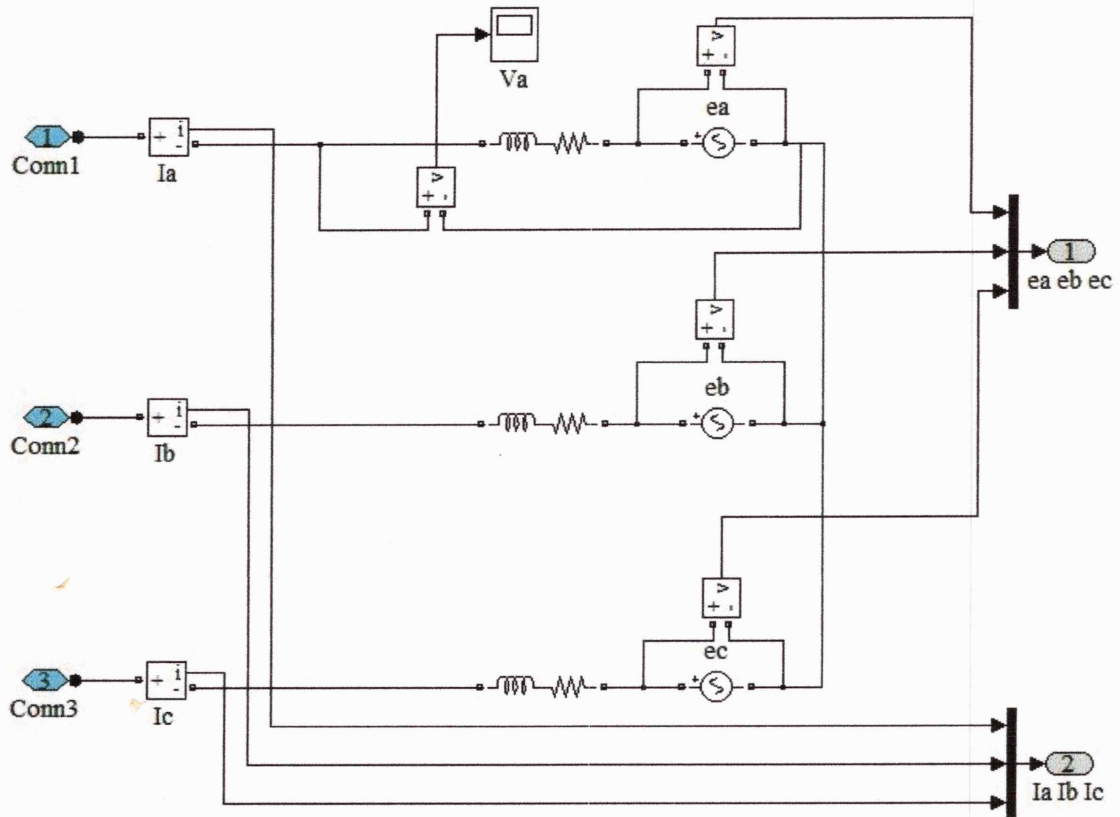


Figure IV.6 : Schéma bloc du réseau triphasé

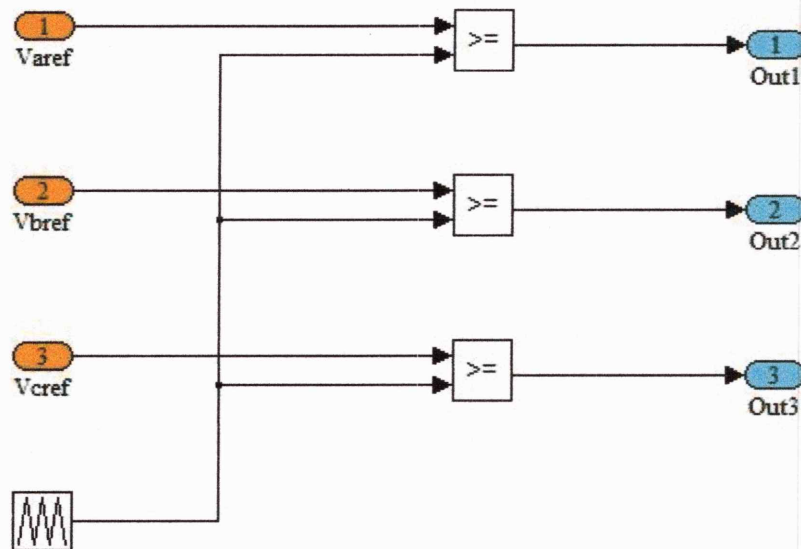


Figure IV.7 : Schéma bloc de la MLI triangulo sinusoïdale

Les figures (IV.8) et (IV.9) prouvent que pour des conditions initiales arbitraires, la puissance de sortie, la tension et le courant du panneau photovoltaïque ne convergent pas vers le point de puissance maximale, qui est caractérisée par une puissance de 3716 W, une tension continue $V_{dc}= 525$ V et un courant $I_{PV}= 7.6$ A, qui peuvent être déduites des caractéristiques du champ photovoltaïque (Figures II.10, II.11).

La figure IV.10 montre que la tension de sortie de l'onduleur n'est pas fixe, La figure IV.11 montre qu'il existe un déphasage entre le courant et la tension de phase de réseau.

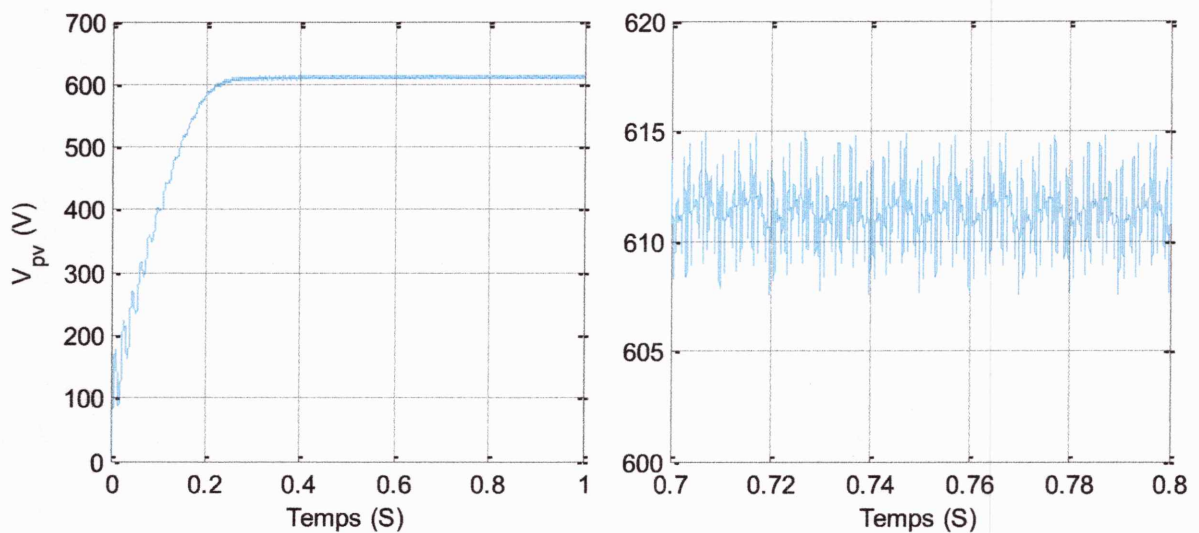
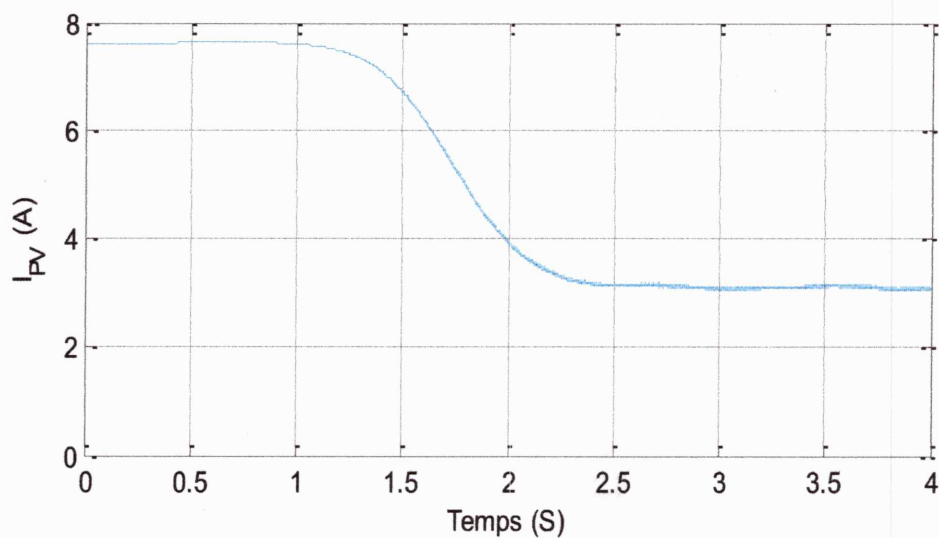


Figure IV.8 : Tension continu à l'entrée de l'onduleur sans application de la commande



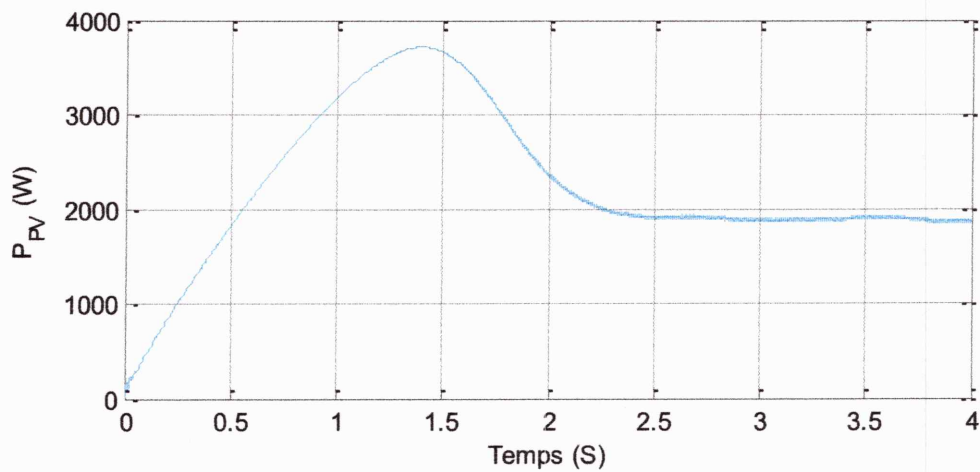


Figure IV.9 : Courant et puissance du champ photovoltaïque sans application de la commande

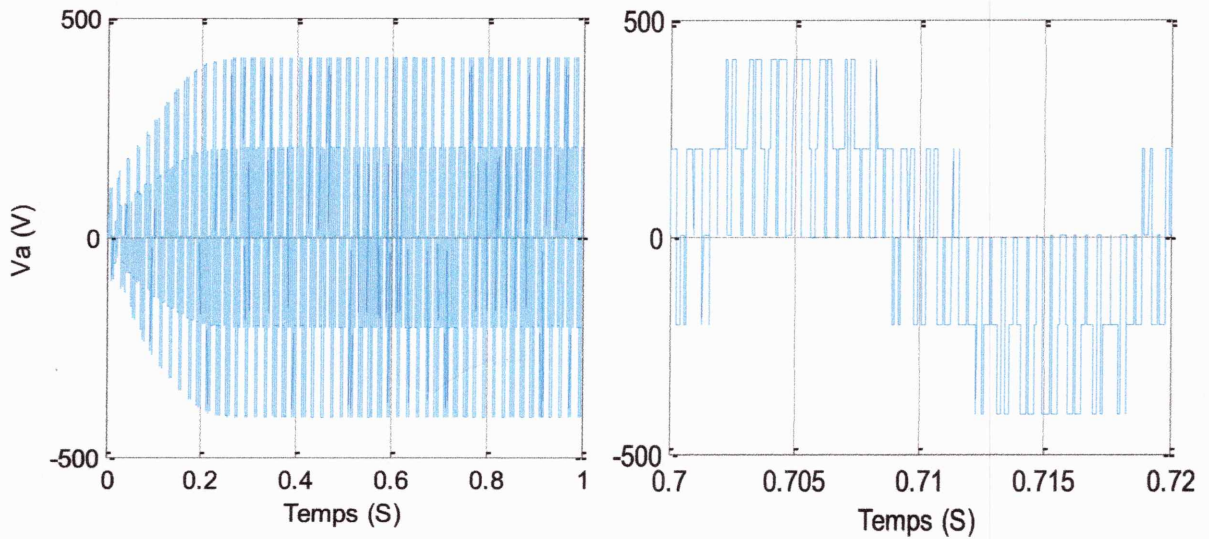


Figure IV.10 : Tension de sortie de l'onduleur (V_a)

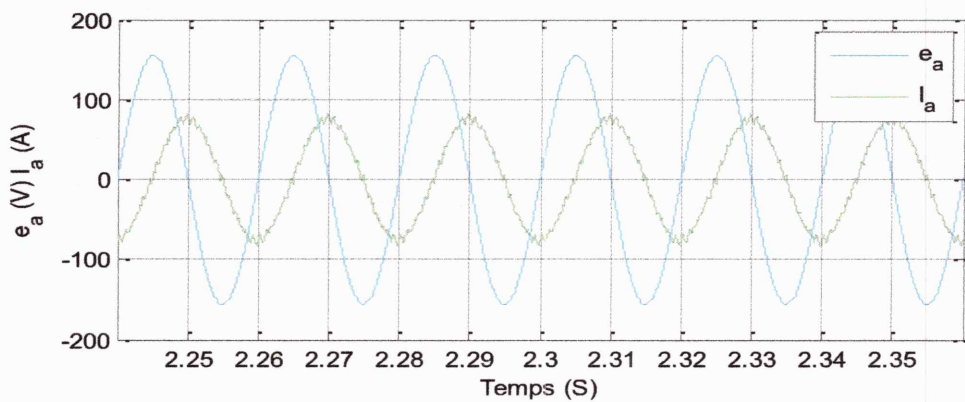


Figure IV.11 : Tension et courant de phase du réseau sans application du réglage

III.2 Application du réglage :

On simule la cascade avec application de la commande qui combine la commande directe de puissance et la commande MPPT par la méthode de la conductance incrémentale, on va prendre $E = 1$ et $T = 25^\circ\text{C}$.

Les schémas bloc de la cascade avec sa commande sont présentés sur les figures IV.12, IV.13, et IV.14 respectivement.

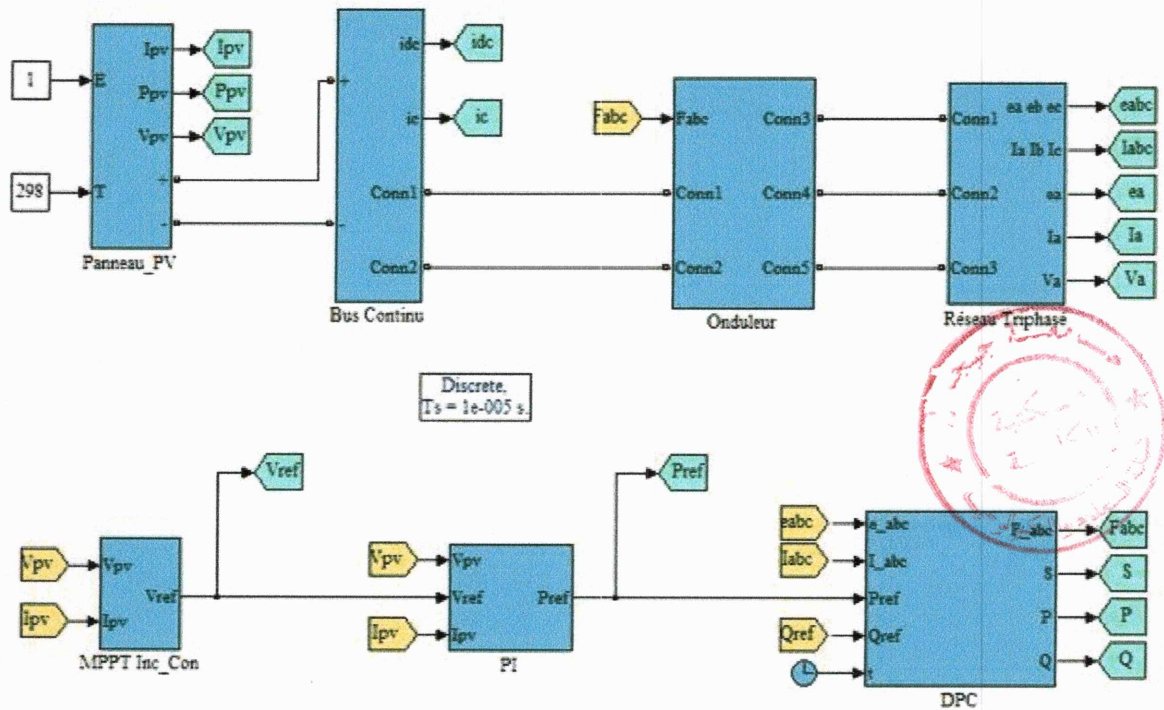


Figure IV.12 : Schéma Simulink de la cascade avec commande

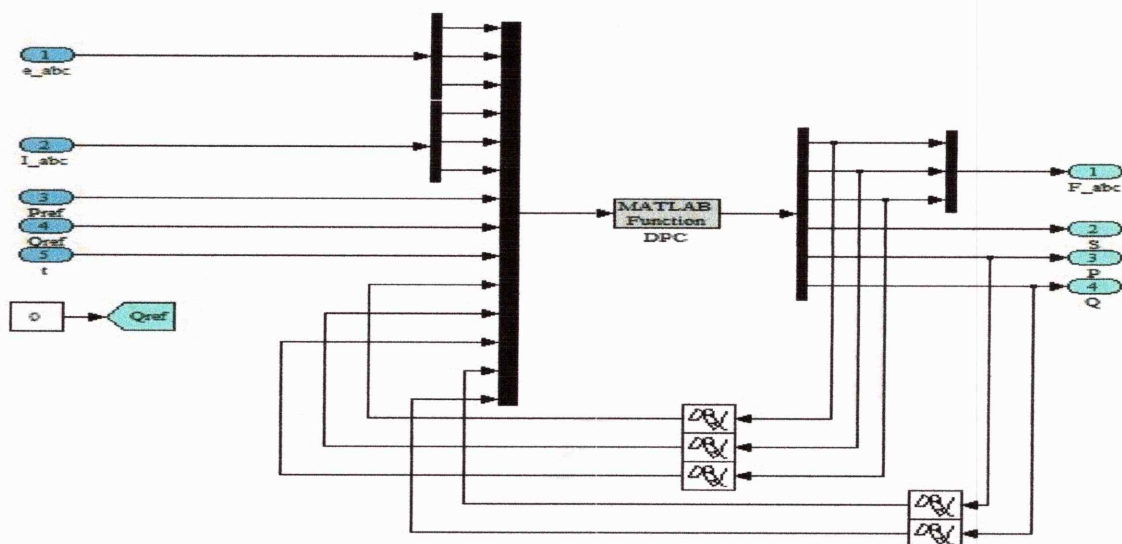


Figure IV.13 : Schéma Simulink du DPC

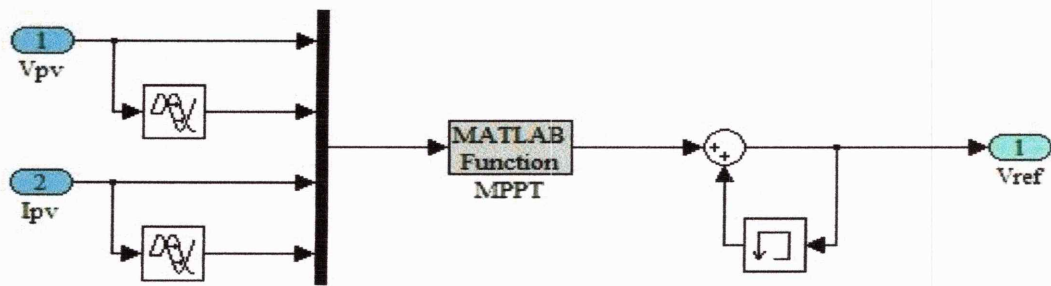
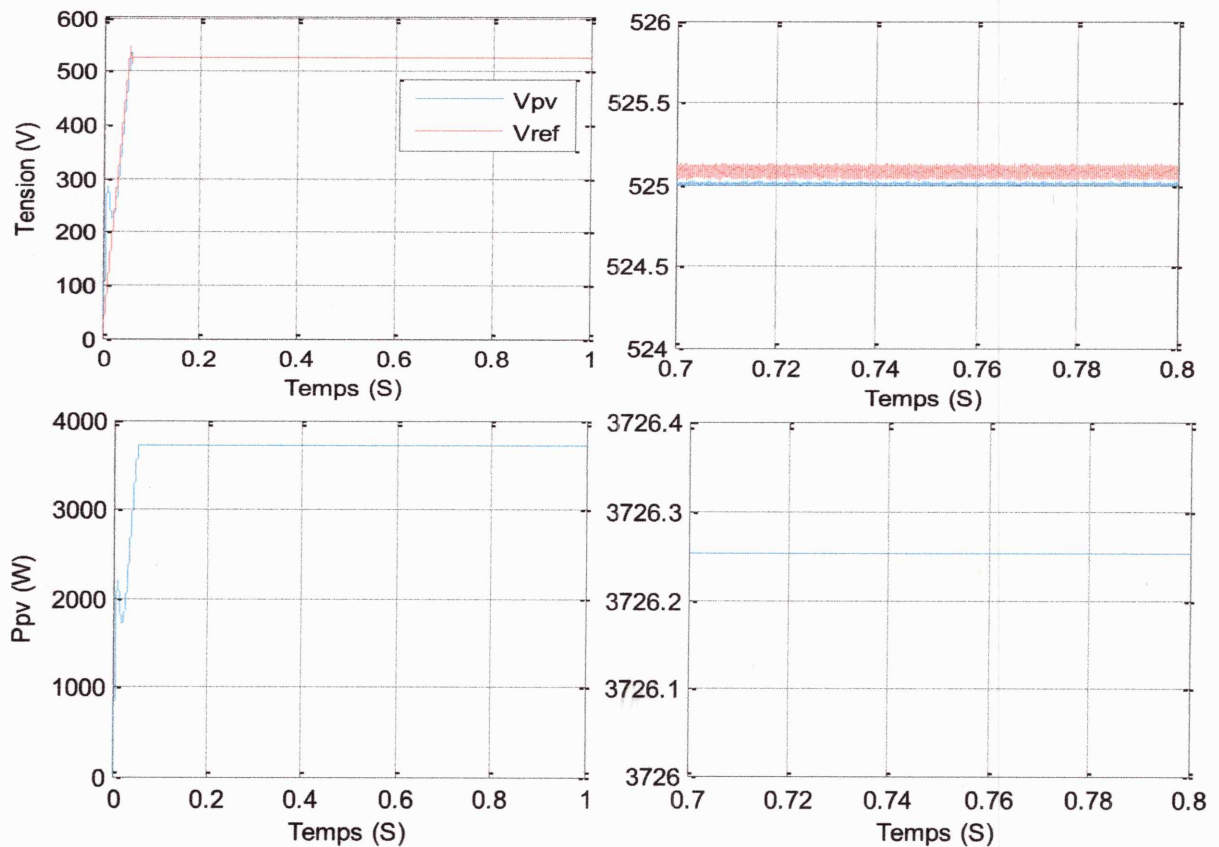


Figure IV.14 : Schéma Simulink de la MPPT

Les résultats de simulation sont indiqués aux figures (IV.15, IV.16, IV.17, IV.18, IV.19, IV.20, IV.21).

La figure IV.15 montre qu'après l'application du réglage, la tension continue V_{pv} suit sa référence après un régime transitoire d'environ 0.095 secondes, Si on fait un zoom sur V_{pv} et V_{ref} on remarque qu'il y a une erreur de poursuite entre les deux tensions égale 0.2 V, on remarque aussi une convergence de la puissance de sortie, la tension et le courant du champ photovoltaïque vers le point de puissance maximal, qui est caractérisé par une puissance de 3718 W, une tension continue $V_{pv}=525$ V et un courant $I_{pv}=7.09$ A.



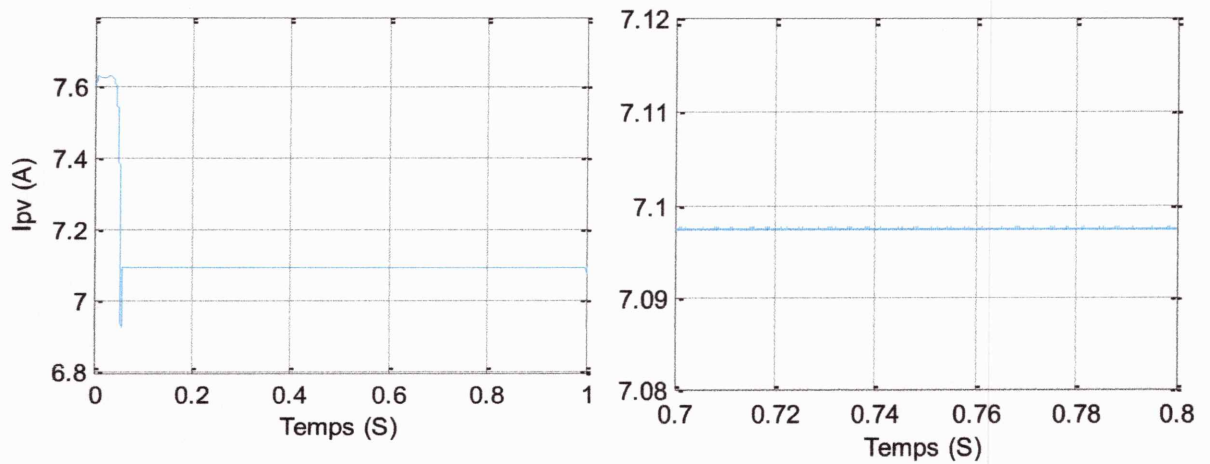


Figure IV.15 : Variables de sortie du champ photovoltaïque avec réglage.

Les figures (IV.16, IV.17) montre que le courant i_c et i_{dc} présentent une forme impulsif. Ces impulsions traduisent le chargement et le déchargement du condensateur.

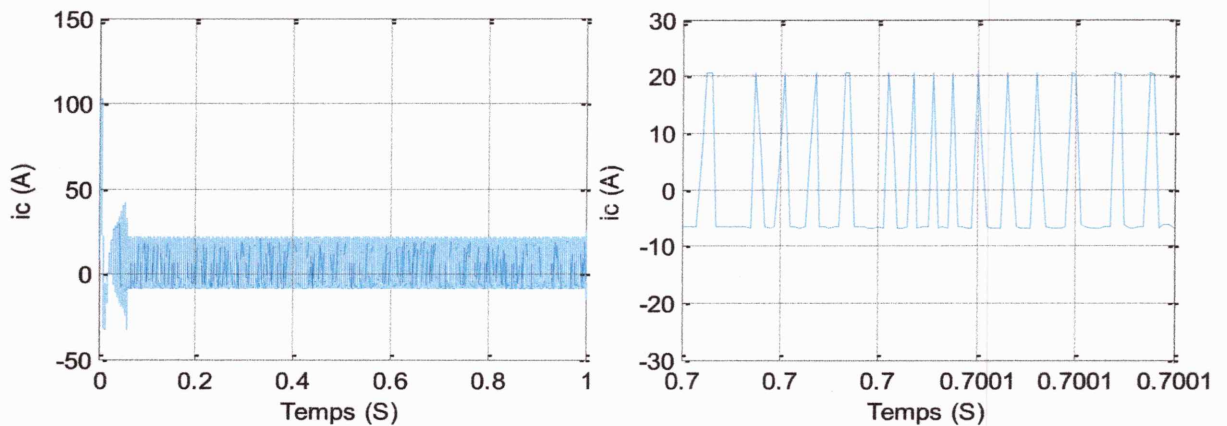


Figure IV.16 : Courant i_c du condensateur

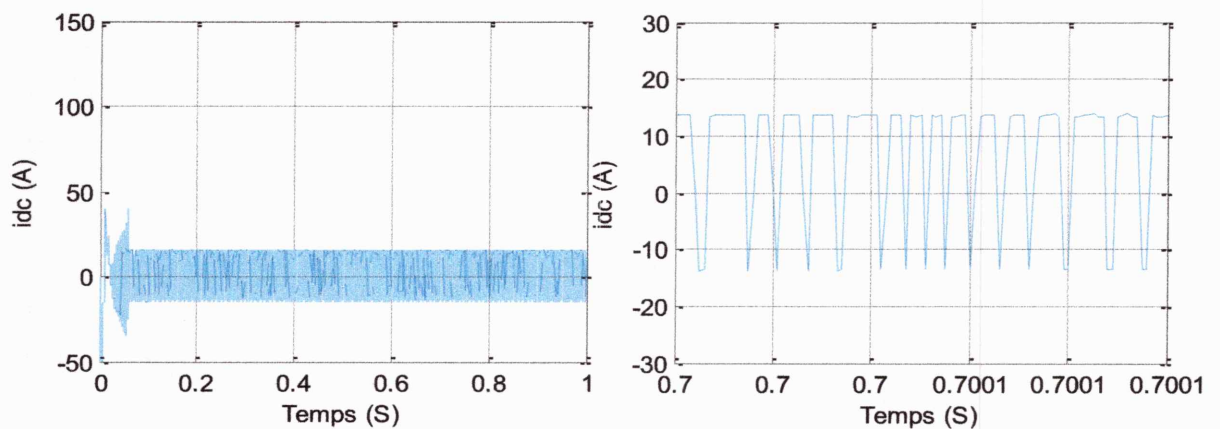


Figure IV.17 : Courant i_{dc} d'entrée de l'onduleur

La figure IV.18 montre qu'après l'application du réglage, la puissance active P suit sa référence après un régime transitoire d'environ 0.06 secondes, Si on fait un zoom sur P et P_{ref} on remarque qu'il y a une erreur de poursuite de 18 W entre les deux puissances.

La figure IV.19 montre que la puissance réactive Q suit sa puissance réactive de référence Q_{ref} après un régime transitoire d'environ 0.03 secondes au tour de zéro.

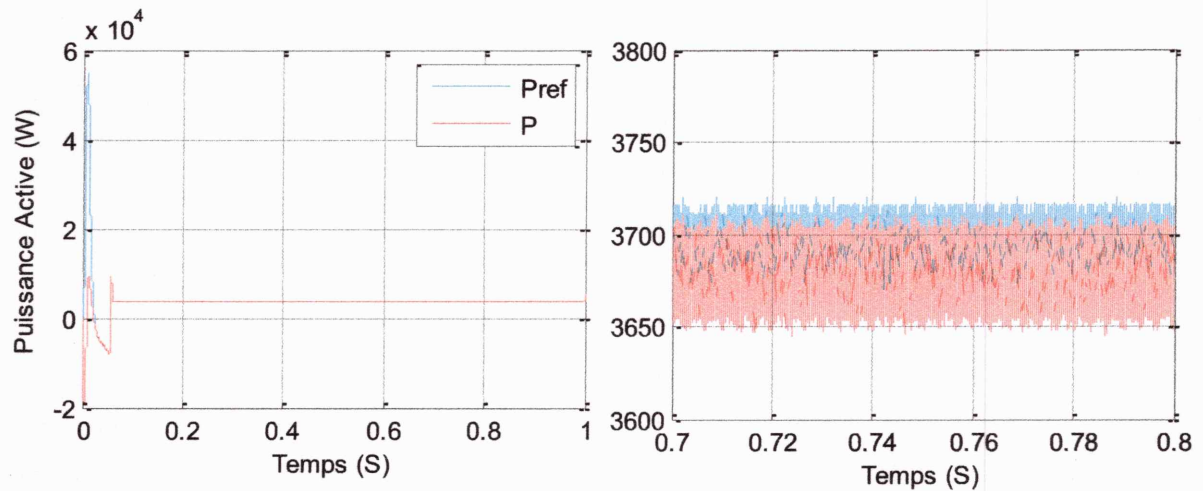


Figure IV.18 : Puissance active et sa référence

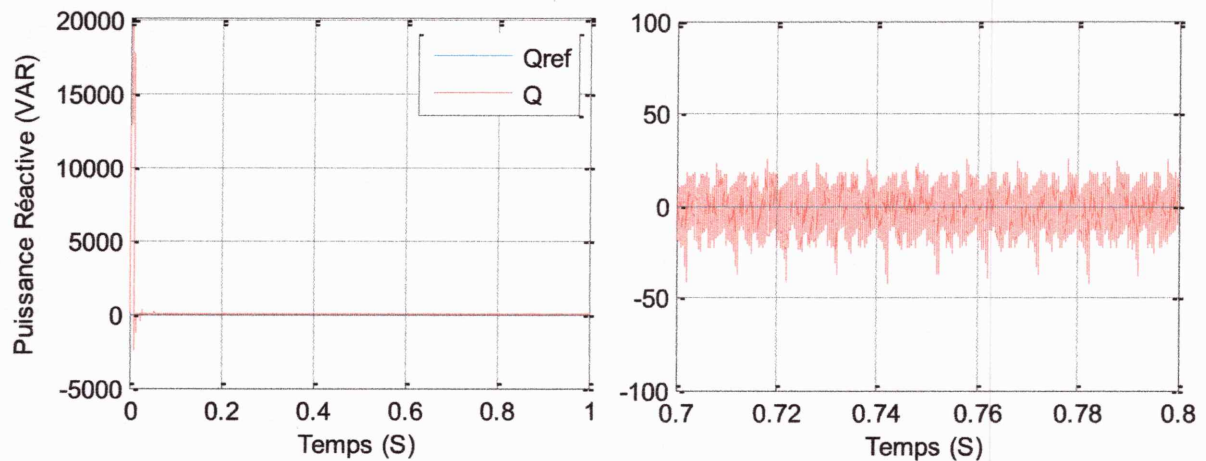


Figure IV.19 : Puissance réactive et sa référence

La figure (IV.20) montre que la tension simple à la sortie de l'onduleur V_a prend une forme impulsionnelle.

La figure (IV.21) montre que le courant et la tension de ligne du réseau sont en phase ce qui nous donne un facteur de puissance unitaire dans le réseau.

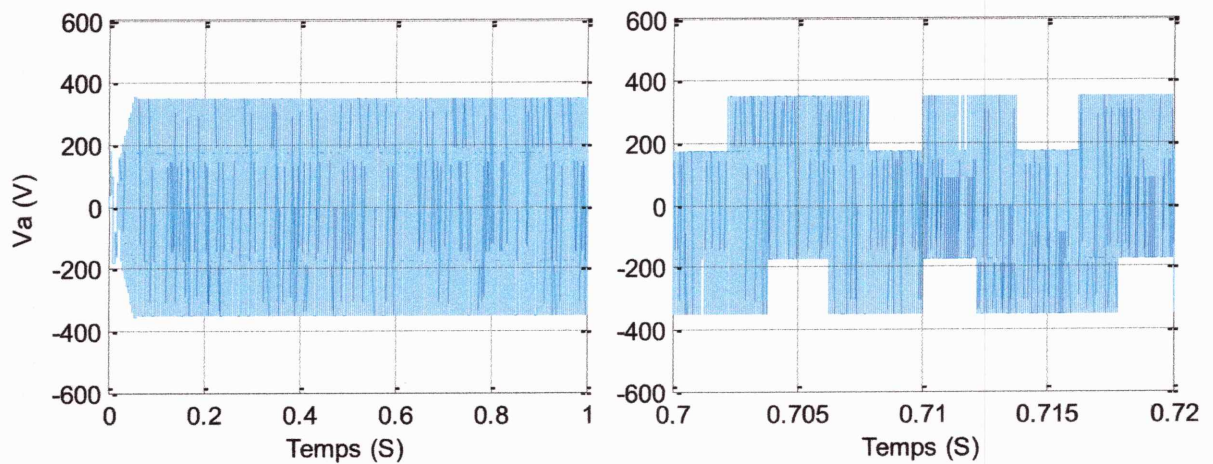


Figure IV.20 : Tension de sortie de l'onduleur (V_a)

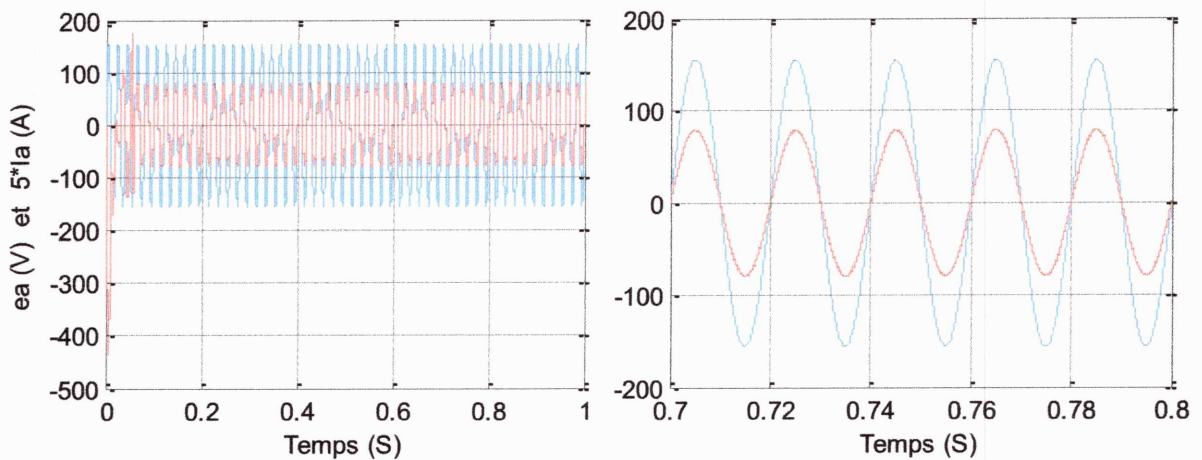


Figure IV.21 : Tension et courant de phase du réseau

a). Influence des variations climatiques sur les performances de réglage:

1. Test de variation de l'irradiation solaire :

Les figures (IV.22) et (IV.23) illustrent une simulation d'un changement d'irradiation solaire qui diminue de 1 kW/m^2 à 0.6 kW/m^2 dans l'intervalle du temps entre 0.3 et 0.4 s, et augmente de 0.6 kW/m^2 à 1 kW/m^2 dans l'intervalle du temps entre 0.8 et 0.9 s (Figure IV.22).

On constate de la figure (IV.23) que la tension, le courant et la puissance du nouveau MPP sont rapidement atteints.

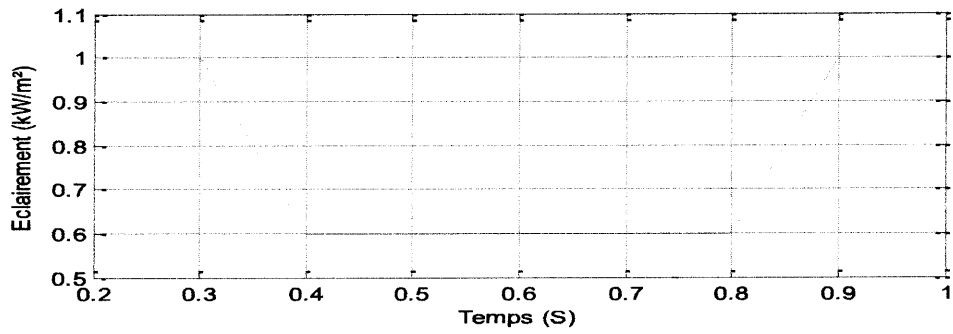


Figure IV.22 : Forme de variation de l'irradiation solaire.

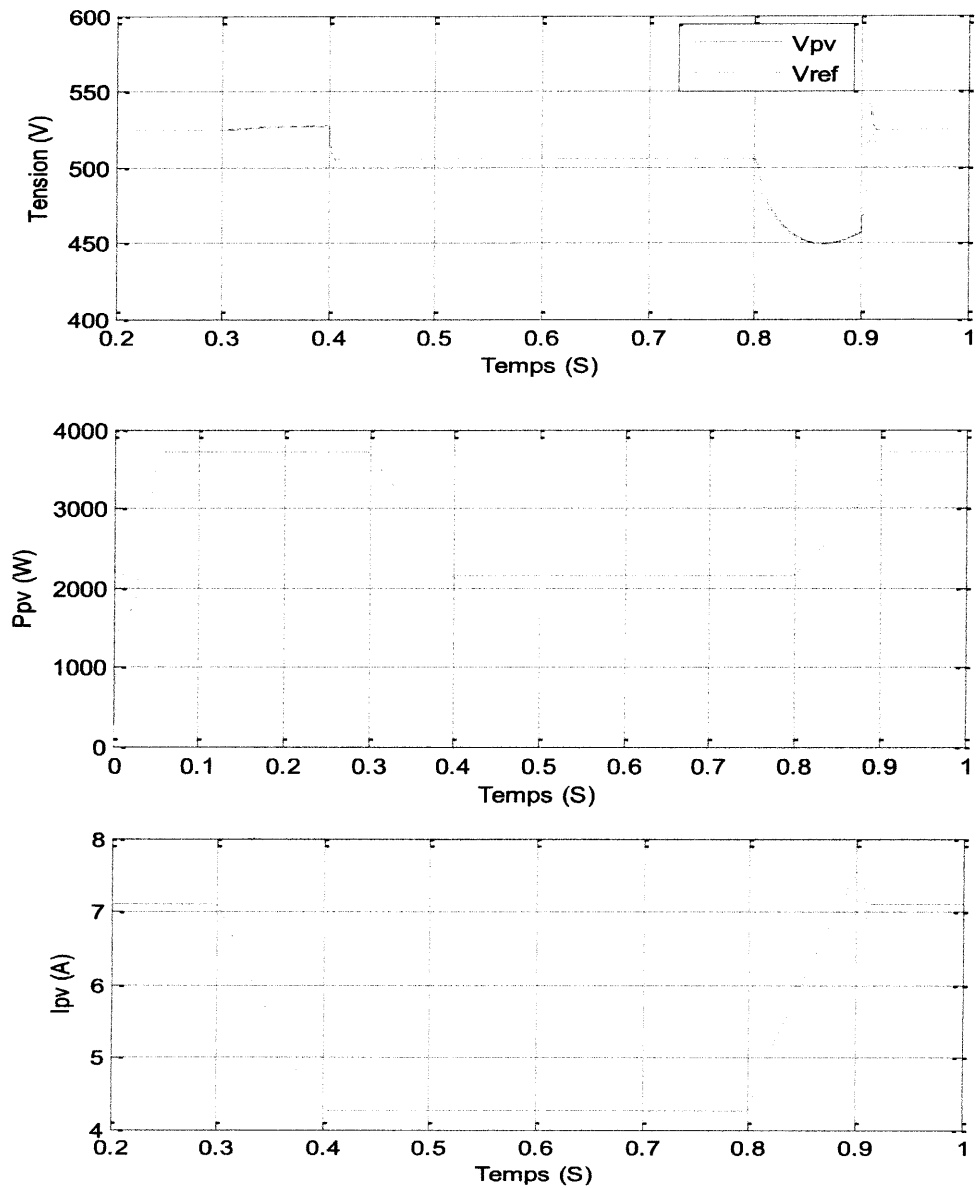


Fig IV.23 : Variables des sorties du champ PV en fonction d'un changement de l'irradiation solaire

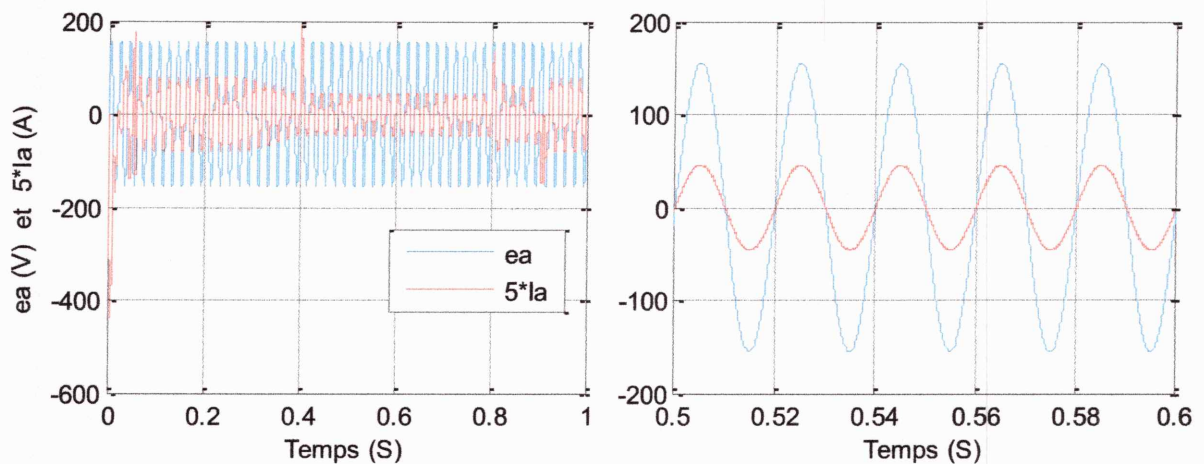


Figure IV.26 : Tension et courant de phase du réseau en présence des changements de l'irradiation solaire

2. Test de variation de la température :

La figure (IV.27) illustre une simulation d'une variation de température au temps $t = 0.3$ seconde qui augmente de 25 °C à 75 °C , et diminue de 75 °C à 25 °C au temps $t = 0.9$ seconde. Après chaque changement de la température, le nouveau PPM est rapidement atteint, et le facteur de puissance de réseau n'est pas affecté (Figure IV.27 et IV.28).

Les figures (IV.29 et IV.30) montrent que les puissances active et réactive toujours suivent ces références malgré la présence d'un changement de la température.

La figure (IV.31) montre que le changement de la température n'affecte pas le courant et la tension du réseau par conséquent le facteur de puissance n'est pas affecté.

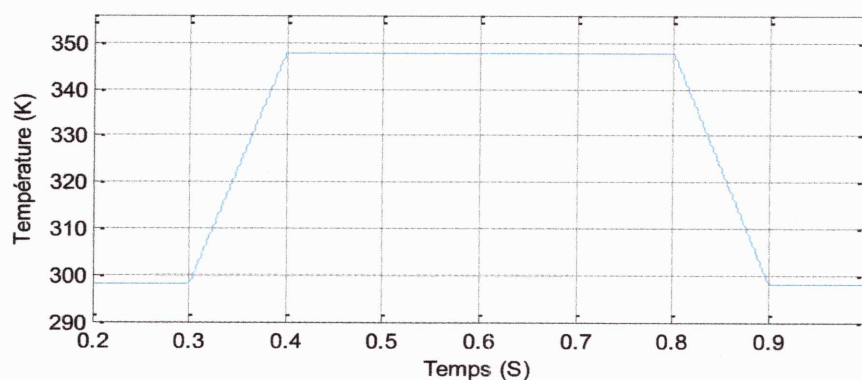


Figure IV.27 : Forme de variation de la température

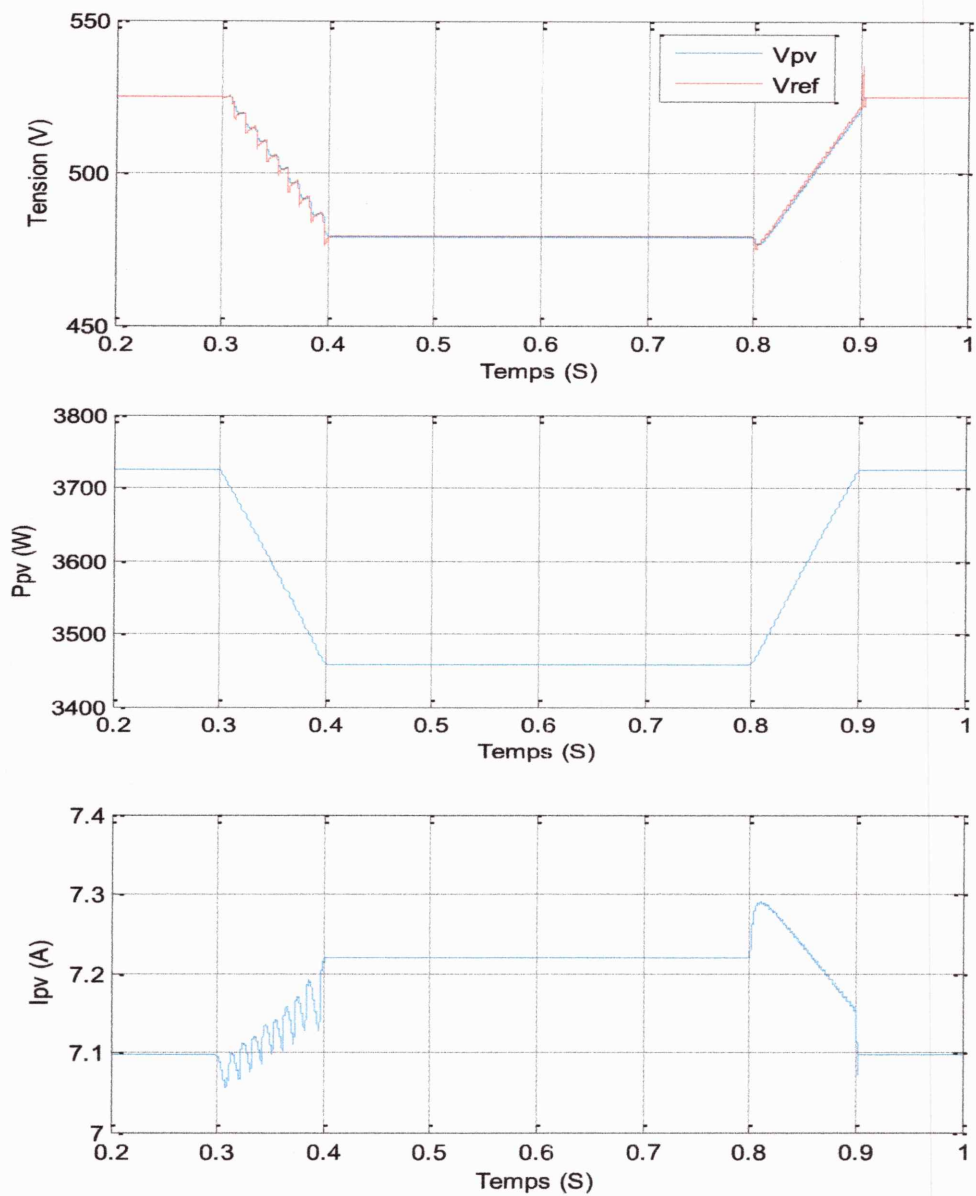


Fig. IV.28 : Variables de sortie du champ photovoltaïque en présence des changements de la température

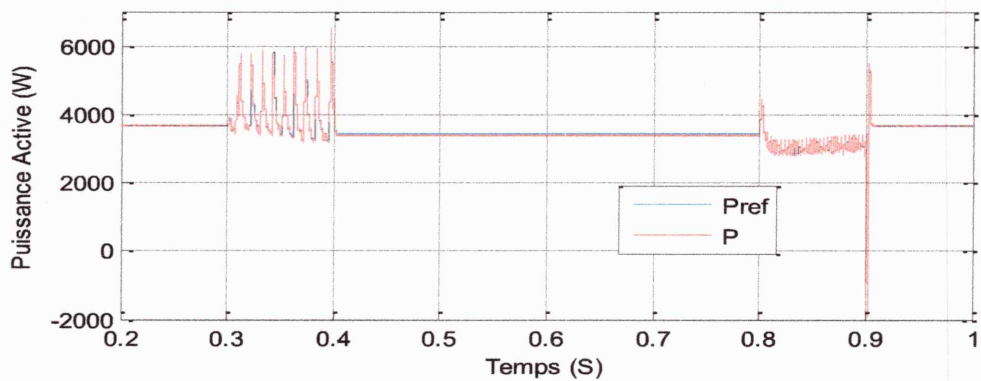


Figure IV.29 : Puissance active et sa référence

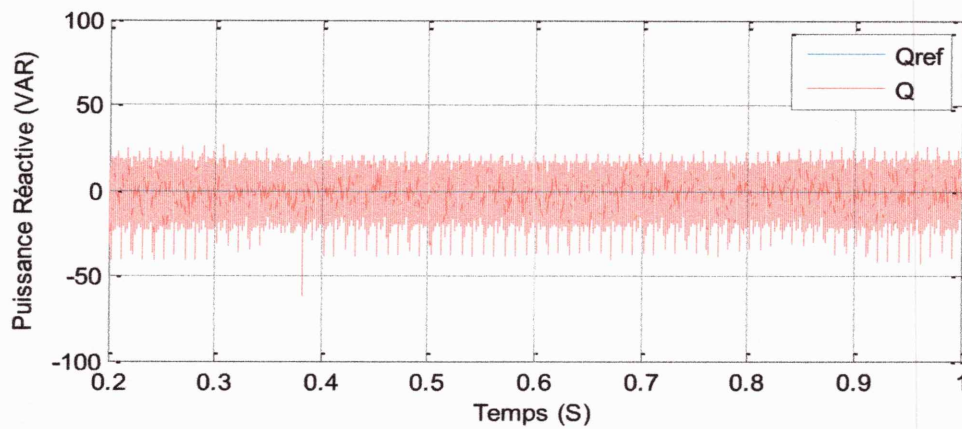


Figure IV.30 : Puissance réactive et sa référence

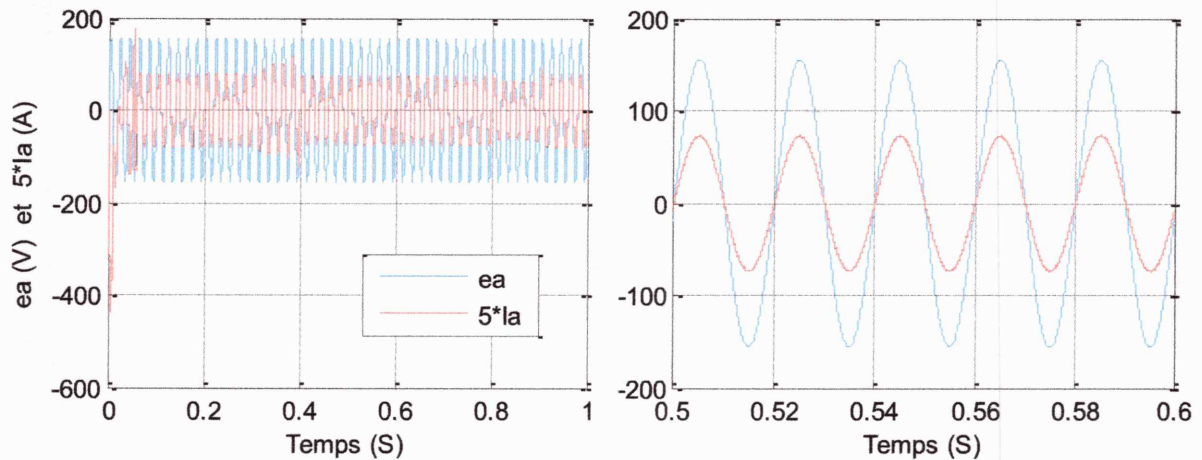


Figure IV.31 : Tension et courant de phase du réseau en présence des changements de la température

3. Tests de variation de l'irradiation et de la température au même temps :

Première cas :

On fait une simulation avec la variation simultanée de la température de 25°C au 75°C, et de l'éclairement de 1 au 0.6 kW/m² pendant le temps de 0.3 à 0.4 secondes, puis une variation de 0.6 au 1 kW/m² de l'éclairement, et une variation de 75°C à 25°C de la température pendant le temps de 0.8 à 0.9 secondes (Figure IV.32).

La figure (IV.33) montre que la tension suit sa référence en permanence, et la puissance, la tension et le courant atteignent rapidement leurs nouvelles valeurs correspondantes au point de puissance maximale.

Les figures (IV.34 et IV.35) montrent que les puissances active et réactive toujours suivent ces références malgré la présence d'un changement de la température et l'irradiation au même temps. Par conséquent, le facteur de puissance du réseau n'est pas affecté.

La figure (IV.36) montre que la tension et le courant du réseau sont en phase, sauf que le courant de réseau prend une nouvelle valeur qui correspond à la nouvelle valeur de la puissance fournie par le champ photovoltaïque.

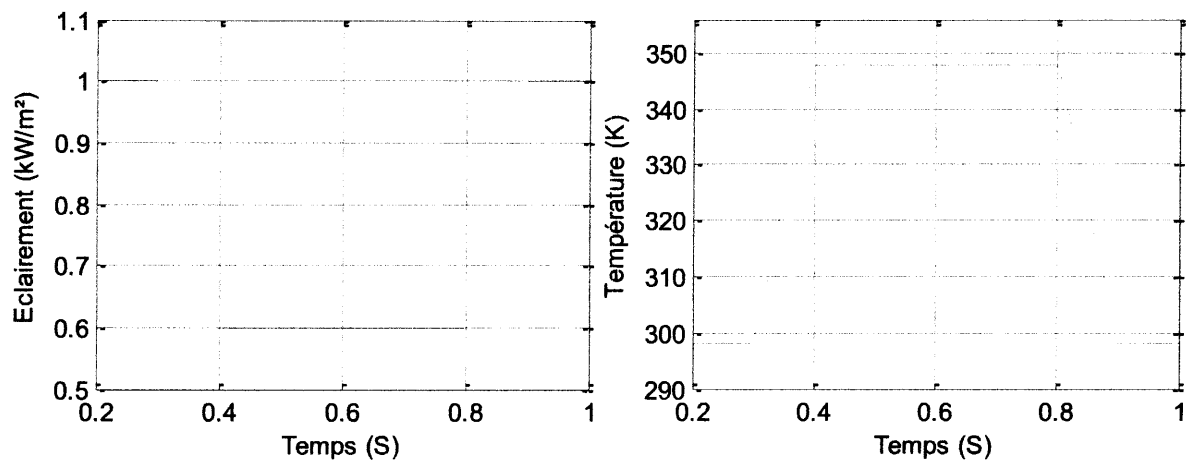
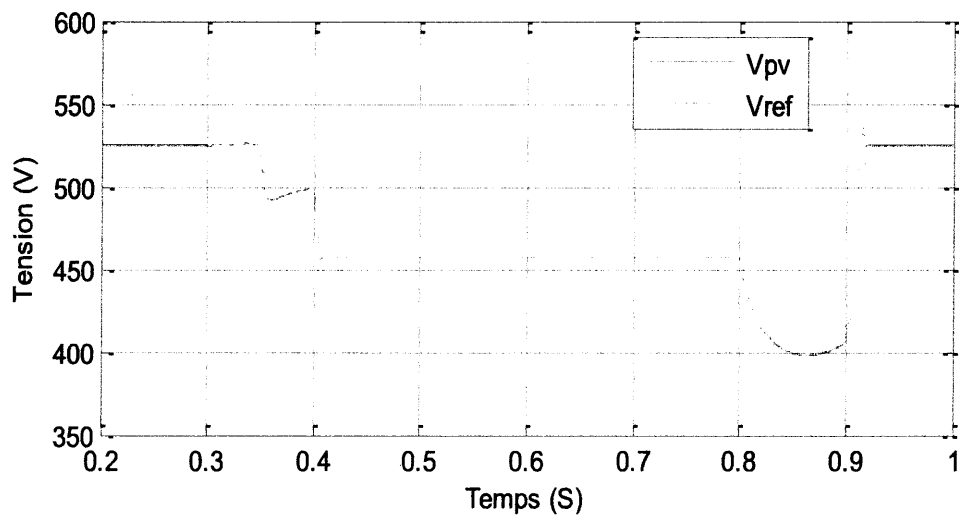


Figure IV.32 : Forme de variation de la température et l'éclairement



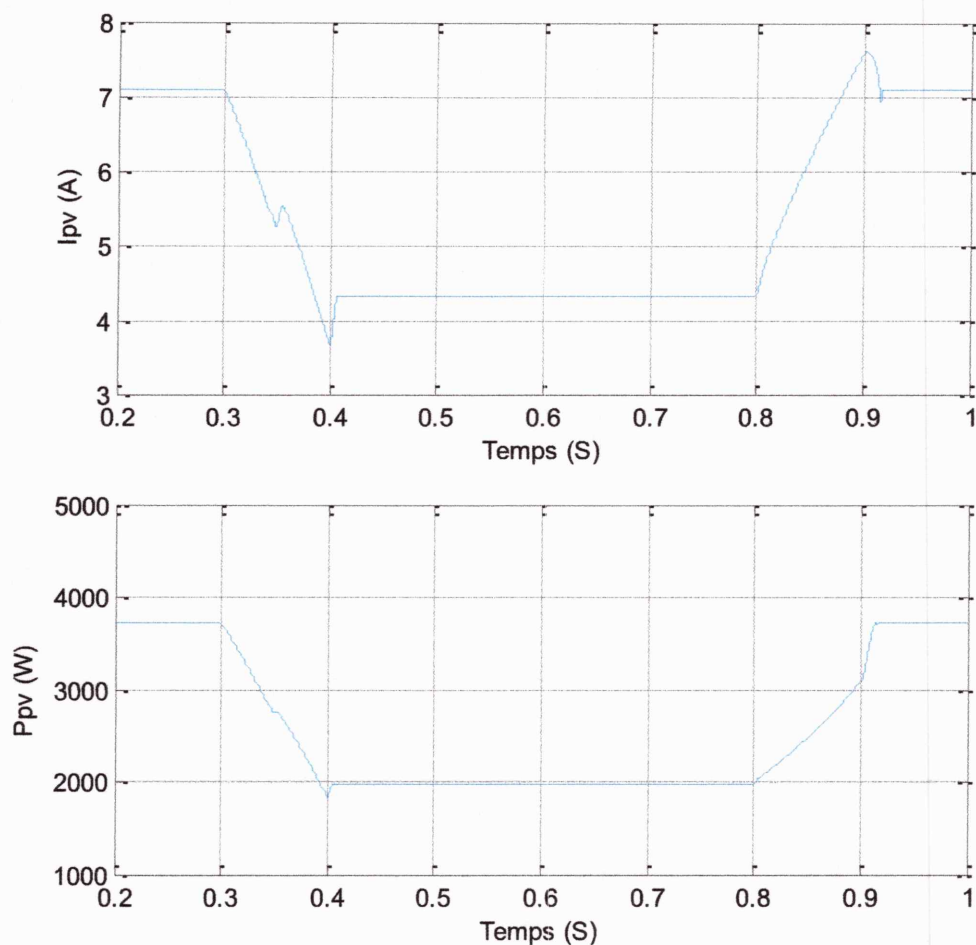


Fig. IV.33 : Variables de sortie du champ PV en fonction d'une variation de l'éclairement et de la température au même temps

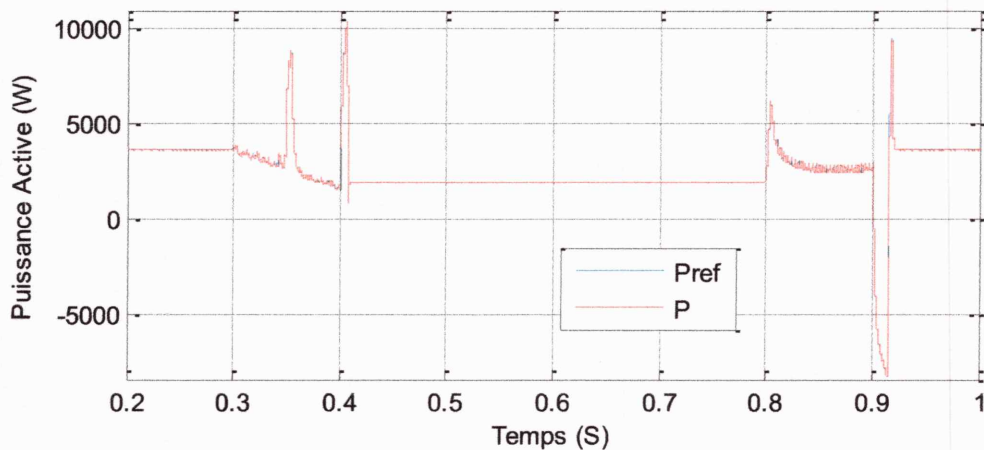


Figure IV.34 : Puissance active et sa référence

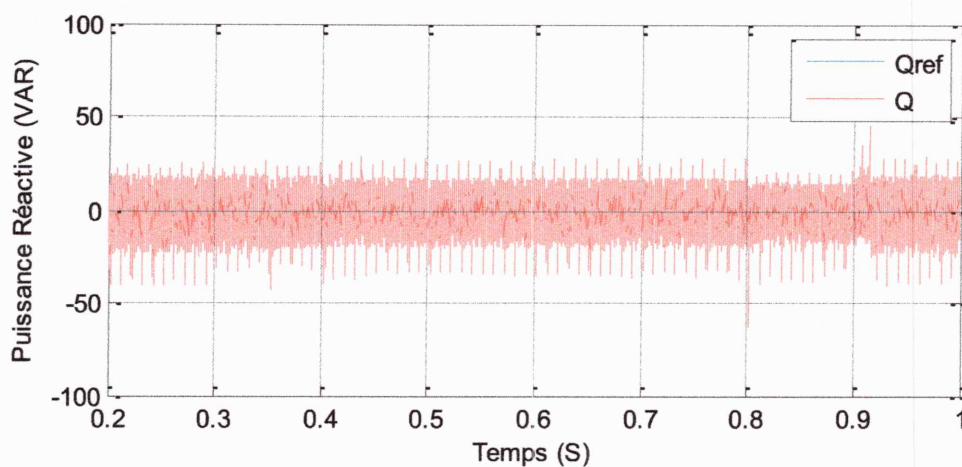


Figure IV.35 : Puissance réactive et sa référence

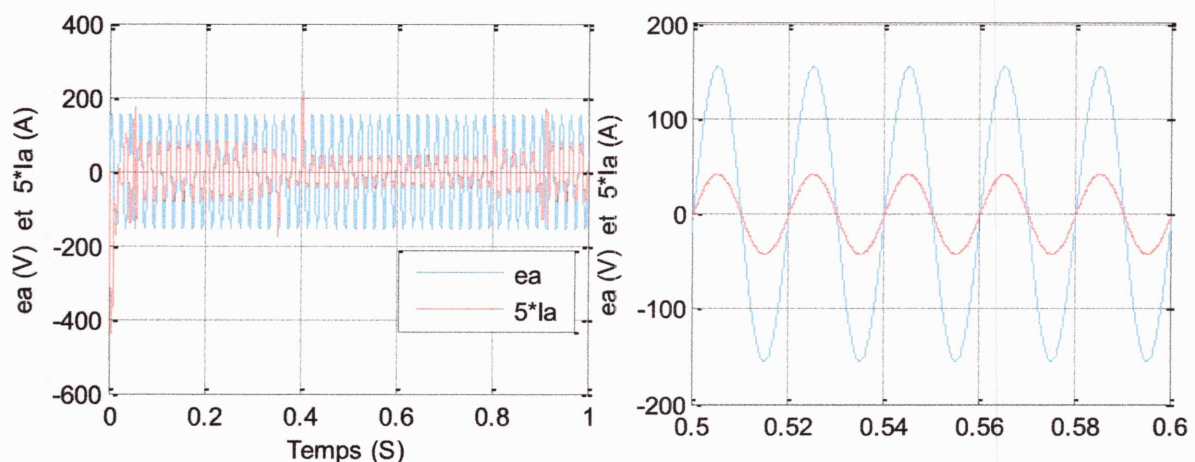


Figure IV.36 : Tension et courant de phase du réseau en présence des changements de la température et l'éclairage au même temps

Deuxième cas :

On fait une simulation avec la variation simultanée de la température de 75°C au 25°C , et de l'éclairage de 1 au 0.6 kW/m^2 pendant le temps de 0.3 à 0.4 secondes, puis une variation de 0.6 à 1 kW/m^2 de l'éclairage, et une variation de 25°C à 75°C de la température pendant le temps de 0.8 à 0.9 secondes (Figure IV.37).

La figure (IV.38) montre que la tension suit sa référence en permanence, et la puissance, la tension et le courant atteignent rapidement leurs nouvelles valeurs correspondantes au point de puissance maximale.

Les figures (IV.39 et IV.40) montrent que les puissances active et réactive toujours suivent ces références malgré la présence d'un changement de la température et l'irradiation au même temps. Par conséquence, le facteur de puissance du réseau n'est pas affecté.

La figure (IV.41) montre que la tension et le courant du réseau sont en phase, sauf que le courant de réseau prend une nouvelle valeur qui correspond à la nouvelle valeur de la puissance fournie par le champ photovoltaïque.

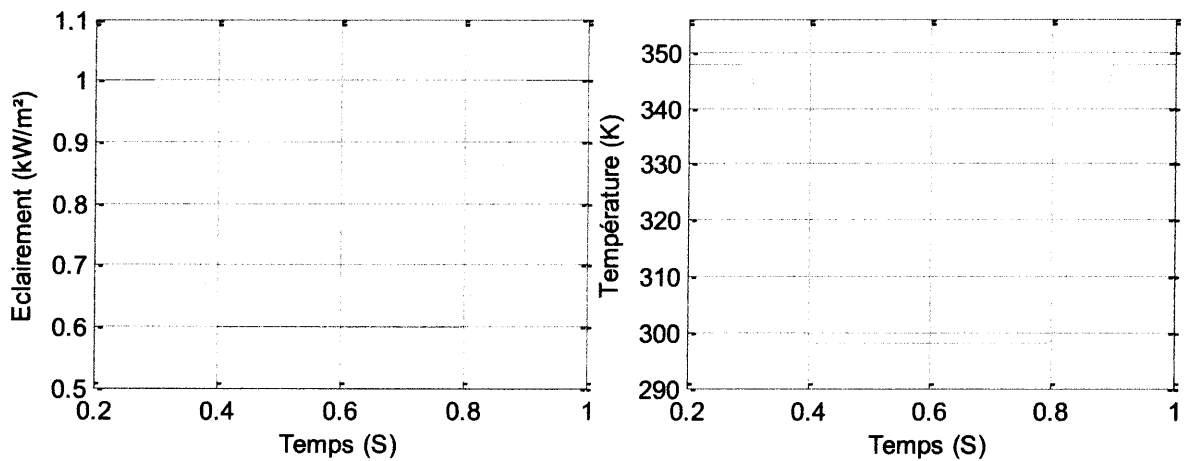
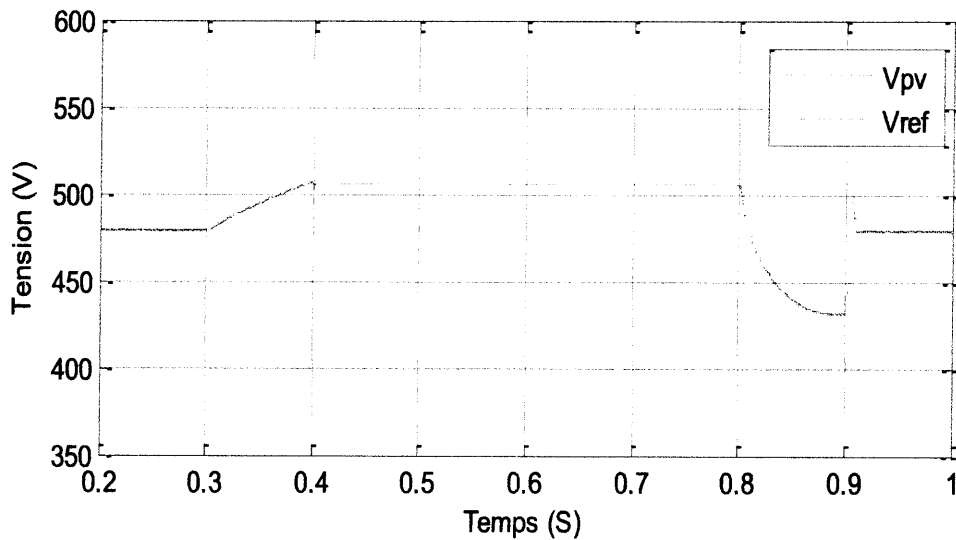


Figure IV.37 : Forme de variation de la température et l'éclairement



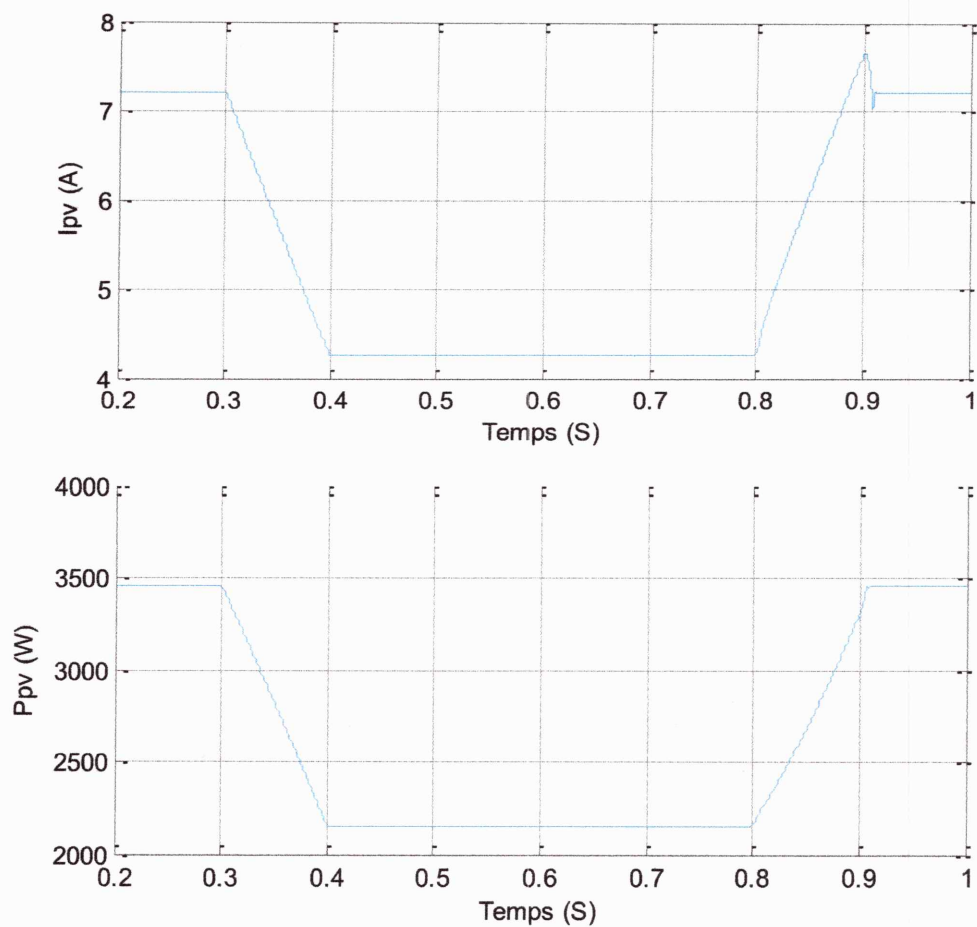


Fig. IV.38 : Variables de sortie du champ PV en fonction d'une variation de l'éclairement et de la température au même temps

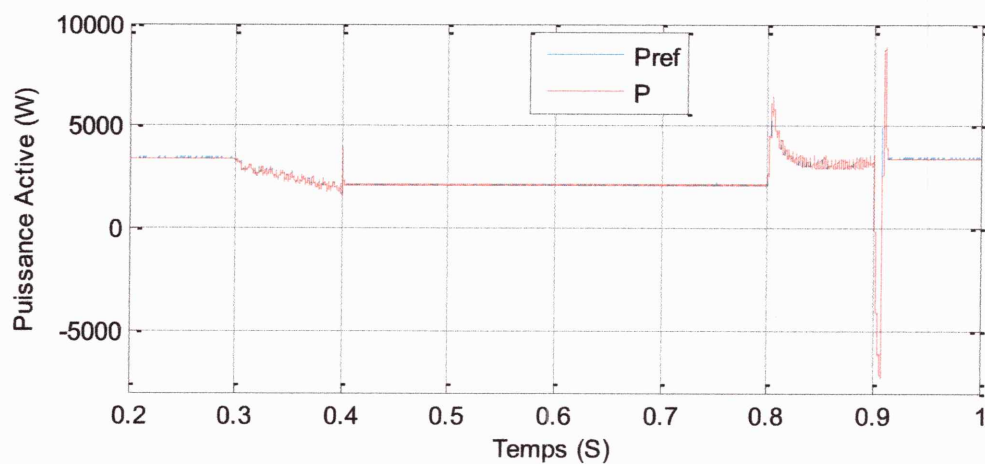


Figure IV.39 : Puissance active et sa référence

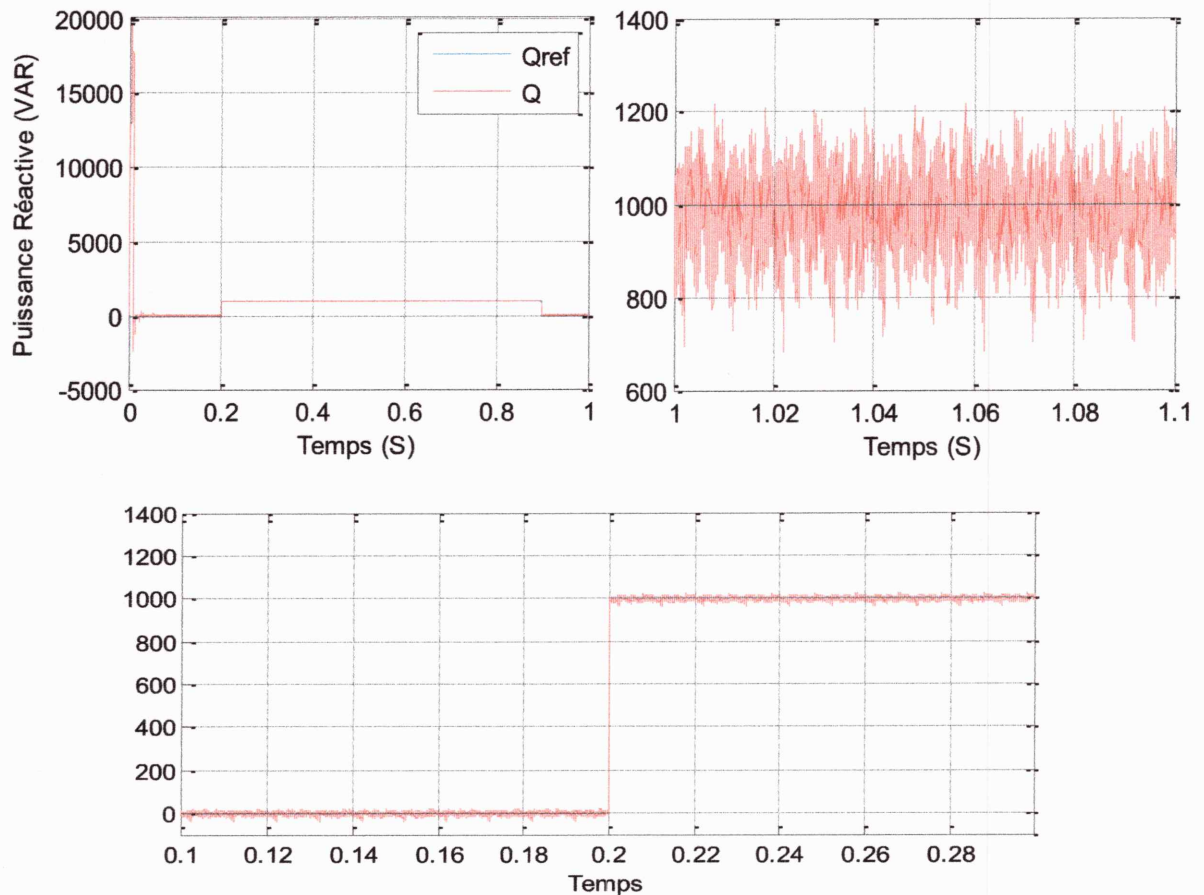


Figure IV.42 : Puissance réactive et sa référence

c). Test de déséquilibre :

c).1 variation d'amplitude d'une phase du réseau :

On change la valeur d'amplitude de la tension e_a de $110\sqrt{2}$ à $90\sqrt{2}$, on remarque dans la figure (IV.43) que cette variation provoque une légère augmentation d'amplitude du courant I_a et n'affecte pas le déphasage entre la tension et le courant de phase, et par conséquent la puissance réactive du réseau reste nulle.

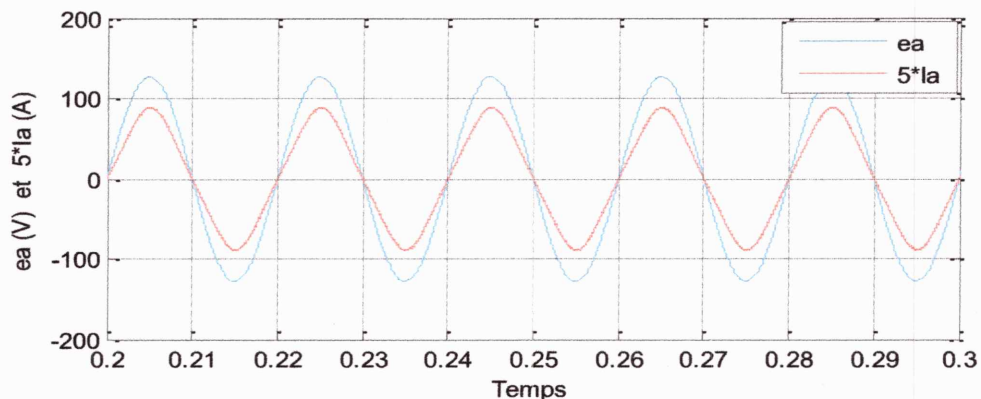


Figure IV.43 : Tension et courant de phase du réseau

c).2 Variation de l'angle de phase :

On change la phase de la tension e_a par 30° , la figure (IV.44) montre que la tension et le courant sont en phase.

Les figures (IV.45 et IV.46) montrent que le déséquilibre provoque l'augmentation du THD du courant, qui passe de 0.39 % à 16.94 %.

Les tests de variations de la puissance réactive de référence, de l'amplitude de tension et du déphasage de tension montrent que la commande appliquée présente une robustesse vis-à-vis du déséquilibre des tensions du réseau.

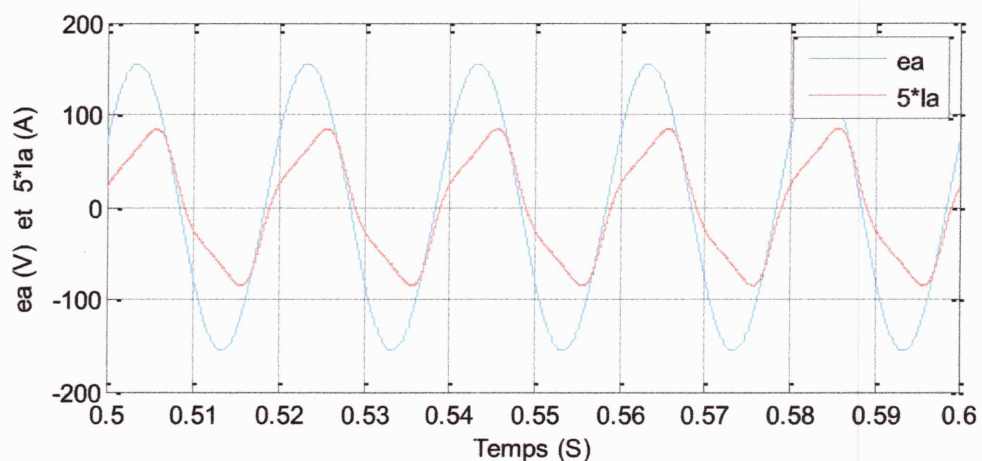


Figure IV.44 : Tension et courant de phase du réseau

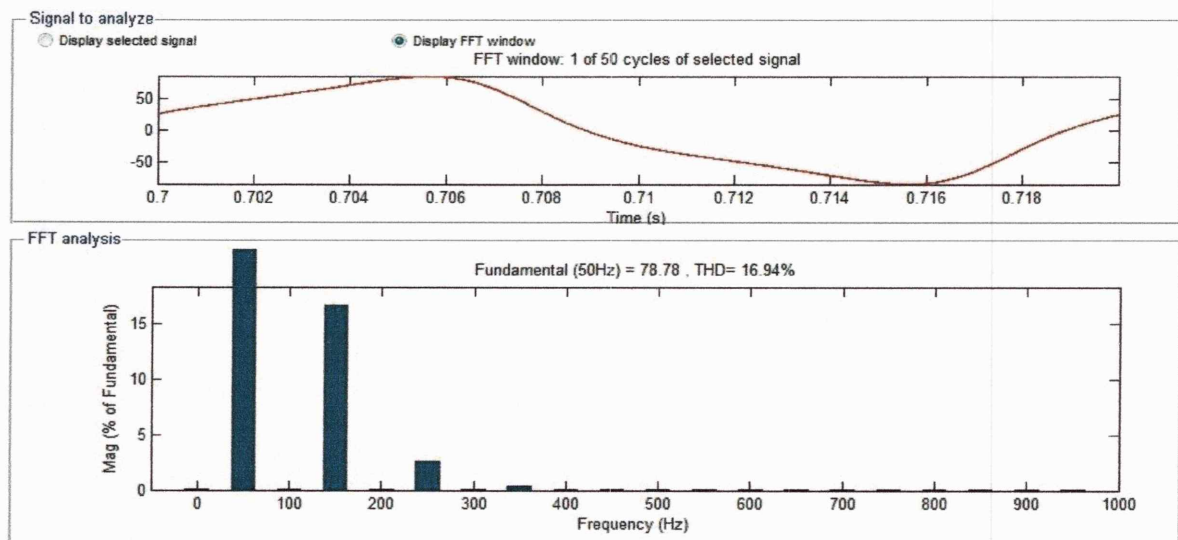


Figure IV.45 : courant de phase du réseau l'état de déséquilibre

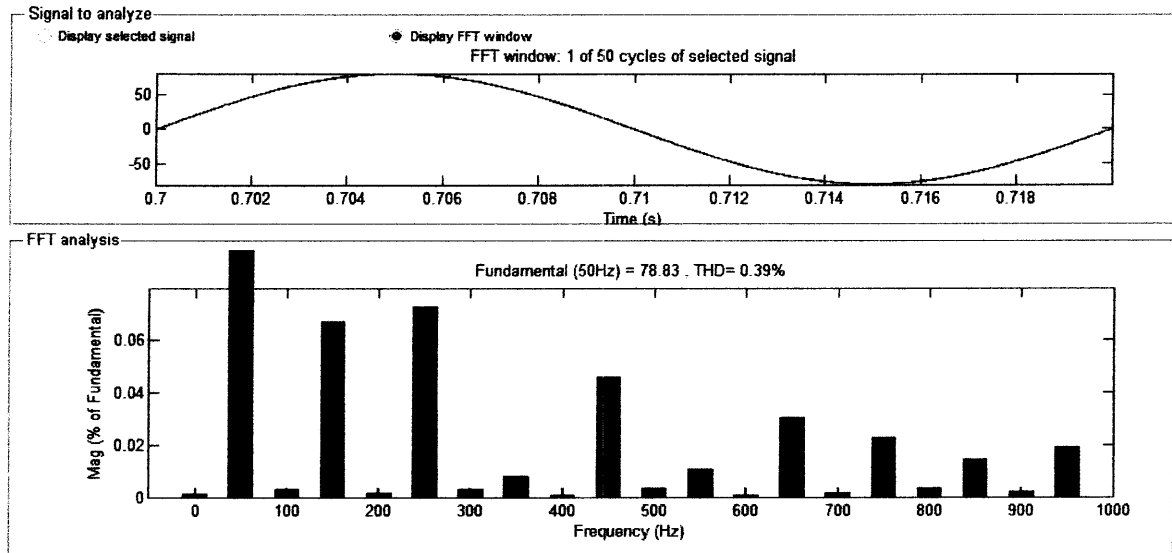


Figure IV.46 : courant de phase du réseau dans l'état de l'équilibre

Conclusion :

Dans ce chapitre la commande directe de puissance, combiné avec la commande de poursuite du point de puissance maximale MPPT, a été appliquée sur une cascade champ photovoltaïque -onduleur triphasé à deux niveaux- réseau électrique triphasé.

La commande permet de régler le facteur de puissance du réseau et la tension continu à l'entrée de l'onduleur. Les changements de l'irradiation solaire et la température n'affectent pas le facteur de puissance du réseau. Les tests de déséquilibre permettent de conclure la robustesse de la commande.



Conclusion Générale

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne la commande des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Cette connexion se fait par l'intermédiaire d'un onduleur triphasé à deux niveaux.

Nous avons commencé tout d'abord, dans la première partie, par donner les concepts de base indispensables pour la compréhension et la maîtrise des principes de la conversion photovoltaïque. Nous avons constaté que la puissance électrique produite par des champs photovoltaïques présente un point optimum de fonctionnement. Ce point optimum a la particularité de varier avec l'éclairement et la température. Nous avons exposé méthodes et techniques utilisées pour la recherche du point de puissance maximale d'un module PV. On a présenté en détail la méthode de conductance incrémentale, qui est l'une des méthodes les plus simples et efficaces.

Dans la deuxième partie, nous avons abordé l'étude de la modélisation du système photovoltaïque connecté au réseau électrique, on a commencé par une description de l'onduleur de tension à deux niveaux, ainsi que la commande de cet onduleur par la stratégie MLI triangulo-sinusoidal, puis on a présenté une description détaillée de notre système avec tous ces éléments, en commençant par le panneau photovoltaïque, passant par la capacité d'entrée et leur rôle dans la stabilisation des tensions à l'entrée de l'onduleur, et en terminant par la modélisation du réseau triphasé dans le repère triphasé (abc) et le repère biphasé (dq).

Dans le troisième chapitre, la commande directe de puissance est appliquée sur le système photovoltaïque connecté au réseau. Cette application nous a permis d'obtenir des puissances active et réactive qui suivent toujours ces puissances de référence, en assurant la poursuite du point de la puissance maximale et le réglage de la tension continue à l'entrée de l'onduleur.

A travers les résultats de simulations, nous avons vérifié que l'algorithme de la MPPT est robuste vis-à-vis des changements de la température et de l'irradiation. Nous avons constaté que ces changements n'affectent pas le facteur de puissance du réseau, qui peut être gardé volontairement unitaire ou à n'importe quelle autre valeur, suivant la référence de la puissance réactive.

On a constaté que la commande est robuste vis-à-vis d'un déséquilibre dans le réseau triphasé.

Comme perspective à ce travail, on propose :

- D'applique la commande directe de puissance sur les onduleurs multi niveaux.
- De modifie le schéma de commande directe de puissance, de manière à imposer une fréquence de commutation fixe aux interrupteurs de l'onduleur, en utilisant par exemple la commande directe de puissance avec modulation vectorielle, ou la commande directe prédictive de puissance.

ANNEXE

Paramètres du module photovoltaïque MSX 60 :

Puissance maximal :	60 W
Tension au point de puissance maximal :	17.1 V
Courant au point de puissance maximale :	3.5 A
Nombre de cellule en série (N_S):	36
Nombre de cellule en parallèle (N_P):	1
Résistance série (R_S):	0,21 Ω
Courant en court-circuit (I_{cc}):	3,8 A
Coefficient de la température du courant de court-circuit (K_1):	0,003 A/ $^{\circ}$ K
Tension en circuit ouvert (V_{co}):	21.1V
Température de référence de la cellule (T_{ref}):	322 $^{\circ}$ K
Facteur de qualité (A):	1,5
La constante de Boltzmann (K):	$1,38.10^{-23}$ j/K
La charge d'électron (q):	$1,9.10^{-19}$ coul

Paramètres du régulateur PI :

(K_p):	1
(K_i):	0.01

Paramètres du Réseau :

La tension de ligne (e):	$110\sqrt{2}$ V
La fréquence du réseau (f):	50 Hz
L'inductance de phase du réseau (L):	5 mH
La résistance de phase du réseau (R):	0.1 Ω
La capacité d'entrée de l'onduleur (C):	2.2 mF

- [1] L. Abbassen, "Etude de la Connexion au Réseau Electrique d'une Centrale Photovoltaïque", Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri De Tizi Ouzou, 2011.
- [2] Benmosbah A et Mecheraoui C.A, "Implémentation sur FPGA des méthodes MPPT : "P&O" et "floue optimisée par les algorithmes génétiques", Projet de fin d'étude, Ecole National Polytechnique, Juin 2006.
- [3] D. Lalili, A.Mellit, N. Lourci , B. Medjahed , E.M Berkouk, " Input output feedback linearization control and variable step size MPPT algorithm of a grid-connected photovoltaic inverter", Renewable Energy 36(2011) 3282e3291.
- [4] Molina MG, Mercado PE, "Modeling and control of grid-connected photovoltaic energy conversion system used as a dispersed generator", IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, 13e15 August 2008.
- [5] Rahim NA, Selvaraj j, Krismadinata C, "Five-lever inverter with dual reference modulation technique for grid-connected PV system", Renewable Energy 2010; 35(10):712e20.
- [6] Hamrouni Jr N, Aidi M, Cherif A, "New control strategy for 2-stage grid-connected photovoltaic power system", Renewable Energy 2008; 33(08): 2212e21.
- [7] Isidori A, "Nonlinear control systems", Springer Verlag; 1989.
- [8] L.ben Amor, "Commande non linéaire d'un moteur à reluctance variable", Thèse présenté en vue de l'obtention du diplôme de Philosophie Docteur (Ph.D) (Génie électrique) Université de Monterial, Octobre 1996.
- [9] D. Lalili, "Les commandes non linéaires adaptatives de la machine asynchrone", Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger 1999.

Bibliographie

- [10] A.Kaddouri, “Etude d’une commande non linéaire adaptative d’une machine Synchronre a aimants permanents”, Thèse doctorat (Ph.D), Université Laval Canada, 2000.
- [11] O.Benseddik, et F.Djaloud, “Optimisation d’un Système d’Energie Photovoltaïque Application au Pompage”, Mémoire de Magister, Université Mentouri de Constantine, 2007.
- [12] D.Boukhers, “Optimisation d’un Système d’Energie Photovoltaïque Application au Pompage”, Mémoire de Magister, Université Mentouri de Constantine, 2007.
- [13] L.O.Herwig, “Photovoltaic Technology Advanced, Industry Progress, and Market Promise”, Proc. Of the 1989 Annual Conference, American Solar Energy Society, 1989.
- [14] Z.Meziani, “Modélisation de Modules Photovoltaïques”, Mémoire de Magister, Université de Batna, 2012.
- [15] S.Makhloufi, “Contribution à l’Optimisation des Installations Photovoltaïques par des Commandes Intelligentes”, Thèse De Doctorat, Université de Batna, 2013.
- [16] W.Bensaci, “Modélisation et Simulation d’un Système Photovoltaïque Adapté par une Commande MPPT”, Projet de fin d’étude en vue de l’obtention du diplôme Master en génie électrique, Université Kasdi Merbah–Ouargla, 2012.
- [17] F.Slama, “Modélisation d’un Système Multi Générateurs Photovoltaïques Interconnectés au Réseau Electrique”, Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas de Setif, 2011.
- [18] N.Pongratananukul, “Analysis and Simulation Tools for Solar Array Power Systems”, University of Central Florida, 2005

Bibliographie

- [19] A.Bouchetab, D. Lalili, "Commande d'un Onduleur Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique", Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme Master en Electrotechnique, Université de Jijel, 2012.
- [20] L.Vechiu, "Modélisation et Analyse de l'Intégration des Énergies Renouvelables dans un Réseau Autonome", Université du Havre, 2005
- [21] V.Manninen, "Application of Direct Torque Control Modulation Technology to a Line Converter", Conférence EPE'95, pp. 1292-1296, Sevilla (Espagne), 1995.
- [22] S.Issaadi, "Commande d'une Poursuite du Point de Puissance Maximum (MPPT) par les Réseaux de Neurones", Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2006.
- [23] E.Trishan, Student Member, IEEE, and Patrick L. Chapman, Senior Member, IEEE, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques", IEEE Transactions On Energy Conversion, 2006
- [24] D.Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "Improved MPPT Method for Rapidly Changing Environmental Conditions", Aalborg University/Institute of Energy Technology, Aalborg, Denmark, 2006
- [25] Y.Touzani, "Commande aléatoire du convertisseur Buck-Boost triphasé à prélèvement sinusoïdal du courant", Thèse de Doctorat, Université de Clermont Ferrand, 2006.
- [26] I.Bendjamâa, "Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque", Mémoire de fin d'études Pour l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique, Université de Jijel, 2013.
- [27] S.Meziane, "Commandes Adaptative et Prédictive de la Machine Asynchrone", Thèse présentée pour l'obtention du diplôme de Doctorat en Electrotechnique, 2009.
- [28] T.Noguchi, H. Tomiki, S. Kondo, Takahashi, "Direct Power Control of PWM converter without power-source voltage sensors", IEEE Trans on Industrial

- Application, vol 34, pp. 473479, 1998.
- [29] C.Attaianesse, G.Tomasso, A.Damiano, I.Marongiu, A.Perfetto, "Direct Torque and Flux Control of Induction Motor Drives", Conference PEDS'97 (Singapore), 1997.
- [30] A.Lopez De Heredia Bermeo, "Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de la basse tension à la montée en tension", Thèse de Doctorat de l'Institut national polytechnique de Grenoble, novembre 2006.
- [31] J.Eloy-Garcia, S. Arnaltes, J. L. RodriguezAmenedo, "Extended direct power control of a three-level neutral point clamped voltage source inverter with unbalanced voltages", in Rec. IEEE Power Electronics Specialists Conference , pp.3396-3400, 2008.
- [32] Sahli Abdeslem, "Filtrage actif et contrôle de puissances : application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau", Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas, Setif, 2012.