

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



UNIVERSITE DE M'SILA
FACULTE : TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT : ELECTRONIQUE



MEMOIRE DE MASTER

DOMAINE : SCIENCES ET TECHNOLOGIE
FILIERE : GENIE ELECTRIQUE
OPTION : CONTROLE INDUSTRIEL

Thème

**Modélisation et commande d'un système de production
d'énergie photovoltaïque couplé au réseau triphasé**

Présenté par :

Abdelmalik ZORIG

Proposé et dirigé par :

Dr. S. BARKAT

N°d'ordre : 2011/11/22/62

Promotion : JUIN 2011

Remerciements

Je tiens à remercier dieu de m'avoir donné la patience de terminer ce travail. Mes remerciements les plus particuliers vont à mon encadreur monsieur Docteur : Saïd BARKAT pour son rôle majeur dans l'élaboration de ce travail par ses remarques constructives et ses suggestions pertinentes, qu'il trouve ici mon vif témoignage en reconnaissance de son rôle important dans l'amélioration du manuscrit de ce mémoire. Je remercie les membres du jury, qui m'ont fait l'honneur de participer au jugement de ce travail.

Un grand remerciement à Monsieur Adél CHOUDAR qui tout au long de ce travail et des difficultés rencontrées, s'est montré très disponible et serviable. Ses implications directes dans ce travail.

Je remercie vivement Monsieur ASSAM ZORIG, pour son aide, merci mon frère.

Enfin, j'aimerais remercier ma famille, ainsi que mes amis qui m'ont aidé et encouragé tout au long de mon travail.

Dédicaces

Aux lecteurs de ce mémoire, pour qui, je l'espère, leur sera utile.

A mes parents qu'ALLAH les protège

A mes frères et sœurs merci pour vos encouragements;

A la famille F.C.P.G et D.F.R.A.R.

A mon encadreur Docteur S. B.A.R.K.A.T

ASSAM, merci mon frère pour toutes les valeurs de la fraternité que tu m'as fait comprendre et vivre ensemble

Sommaire

| | |
|------------------------------------|---|
| Introduction générale | 1 |
|------------------------------------|---|

Chapitre I

Modélisation d'un générateur photovoltaïque

| | |
|---|----|
| I.1. Introduction | 3 |
| I.1.2. Soleil et le rayonnement..... | 4 |
| I.1.2.1. Soleil..... | |
| I.1.2.2. Rayonnement..... | 4 |
| I.2. Généralités sur les semi-conducteurs | 4 |
| I.2.1. Constitution d'une diode PN..... | 4 |
| I.2.2. Caractéristique I-V de la diode PN..... | 5 |
| I.2.3. Absorption de la lumière | 6 |
| I.2.4. Pairs électrons-trous | 6 |
| I.3. Cellules photovoltaïques | 6 |
| I. 3.1. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque | 8 |
| I.3.2. Différents types de cellules photovoltaïques | 8 |
| I.4. Modèle d'une cellule photovoltaïque | 9 |
| I.4.1. Modèle à deux diodes..... | 9 |
| I.4.2. Modèle à une diode | 11 |
| I.4.3. Modèle avec pertes ohmiques | 12 |
| I.4.3.1 Modèle en courant..... | 12 |
| I.4.3.2 Modèle en tension..... | 12 |
| I.5. Calcul du courant d'une cellule dans les conditions de référence de température T_{ref} et d'irradiation G_0 | 12 |
| 1.5.1. Calcul du courant de saturation à T_{ref} | 12 |

| | |
|--|----|
| 1.5.2. Calcul de la résistance série à T_{ref} | 13 |
| I.6. Calcul du courant d'une cellule à une température T et une irradiation G quelconques | |
| I.6.1. Calcul du courant de court-circuit à une température et irradiation quelconques | 14 |
| I.6.2. Calcul du courant de saturation à une température quelconque | 15 |
| I.7. Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque | 16 |
| I.7.1. Tension en circuit ouvert | 17 |
| I.7.2. Courant de court-circuit | 17 |
| I.7.3. Caractéristique Puissance-Tension..... | 18 |
| I.7.4. Facteur de forme d'une cellule PV | 18 |
| I.7.5. Rendement | 18 |
| I.8. Groupement des cellules | 18 |
| I.8.1. Groupement des cellules en série | 18 |
| I.8.2. Groupement des cellules en parallèles | 18 |
| I.9. Module (panneau) photovoltaïque | 19 |
| I.9.1. Modélisation du module photovoltaïque..... | 20 |
| I.9.1.1. Modèle en courant | 20 |
| I.9.1.2. Modèle en tension..... | 21 |
| I.10. Caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque | 21 |
| I.10.1. Influence de l'ensoleillement sur I_{sc_Module} , V_{oc_Module} et P_{max} | 23 |
| I.10.2. Influence de la température sur I_{sc_Module} , V_{oc_Module} , P_{max} | 24 |
| I.10.3. Influence de la résistance série | 25 |
| I.11. Générateur photovoltaïque | 26 |
| I.11.1. Constitution d'un générateur photovoltaïque | 26 |
| I.11.2. Modélisation d'un générateur photovoltaïque | 27 |
| I.11.2.1. Modèle en courant | 27 |
| I.11.2.2. Modèle en tension..... | 28 |
| I.12. Protections classiques d'un générateur photovoltaïque | 29 |
| I.13. Conclusion..... | 30 |

Chapitre II

Commande du convertisseur boost

| | |
|-------------------------|----|
| II.1. Introduction..... | 31 |
|-------------------------|----|

| | |
|---|----|
| II.2.1. Connexion directe source charge | 32 |
| II.2.2. Définition et étude de l'étage d'adaptation entre un générateur et une charge continue | 33 |
| II.2.3. Convertisseurs DC-DC | 34 |
| II.2.4. Types des convertisseurs DC-DC | 35 |
| II.3. Convertisseur boost..... | 36 |
| II.3.1. Principe de fonctionnement..... | 36 |
| II.3.2. Fonctionnement en mode de conduction continu (MCC) | 37 |
| II.3.2.1. Calcul de la valeur de l'inductance de la bobine assurant un fonctionnement en mode continu | 38 |
| II.3.2.2. Formes d'ondes | 41 |
| II.3.2.3. Ondulation du courant..... | 41 |
| II.3.2.4. Ondulation de la tension..... | 41 |
| II.3.2.5. Dimensionnement des composants | 42 |
| II.3.2.6 Calcul de l'inductance..... | 43 |
| II.3.2.7. Calcul de la capacité du condensateur de sortie..... | 43 |
| II.3.2.8. Calcul de la capacité du condensateur d'entrée | 43 |
| II.4. Principe du PWM..... | 44 |
| II.5. Suivi de la puissance maximale du générateur photovoltaïque | 44 |
| II.5.1. Principe du MPPT | 44 |
| II.5.2. Méthode de la perturbation puis bobsonation | 45 |
| II.5.3. Algorithme de l'incrémentation de la conductance | 49 |
| II.6. Commande du convertisseur boost..... | 53 |
| II.6.1. Synthèse du régulateur de la tension d'entrée du générateur | 53 |
| II.6.2. Synthèse du régulateur du courant de la bobine..... | 55 |
| II.7. Résultats de simulation | 56 |
| II.7.1. Variation de l'ensoleillement avec $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$ | 56 |
| II.7.2. Variation de la température avec $G=1\text{ kW / m}^2$ | 59 |
| II.8. Conclusion | 62 |

Chapitre III

Commande du système photovoltaïque couplé au réseau

| | |
|---|----|
| III.1. Introduction | 63 |
| III.2. Modélisation de l'onduleur triphasé..... | 64 |

| | |
|---|------------|
| III.2.1. Structure de l'onduleur | 64 |
| III.2.2. Présentation vectorielle..... | 65 |
| III.3.1. Modèle de l'onduleur dans le repère (a, b, c) | 66 |
| III.3.2. Modèle de l'onduleur dans le repère (α , β) | 67 |
| III.3.3. Modèle de l'onduleur dans le repère (d, q) | 68 |
| III.4. Calcul des puissances instantané misent en jeu..... | 69 |
| III.4.1. Calcul des puissances misent en jeu dans le repère (α , β) | 69 |
| III.4.2. Calcul des puissances misent en jeu dans le repère (d, q) | 70 |
| III.5. Calcul l de la valeur de la capacité du condensateur d'entrée de l'onduleur (C_{dc})... 70 | |
| III.6. Dimensionnement du filtre | 70 |
| III.7. Commande de l'onduleur triphasé | 71 |
| III.7.1. Contrôle par hystérésis de courant..... | 71 |
| I II.7.2. Modulation vectorielle SVM | 71 |
| III.7.2.1. Calcul des temps d'application des vecteurs de tension..... | 72 |
| III.8. Couplage du générateur photovoltaïque au réseau..... | 75 |
| III.8.1. Connexion indirecte avec un onduleur contrôlé en tension..... | 76 |
| III.8.1.1. Synthèse du régulateur de la tension continue..... | 76 |
| III.8.1.2. Synthèse des régulateurs de courant | 77 |
| III.8.1.3. Résultat de simulation..... | 77 |
| III.8.1.3.1. Variation de l'ensoleillement avec $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$ | 78 |
| III.8.1.3.2. Variation de la température avec $G=1\text{ kW / m}^2$ | 80 |
| III. 8.1.3.3. Variation de la charge | 81 |
| III.8.2. Connexion indirecte via un onduleur contrôlé en courant..... | 83 |
| III.8.2.1. Résultat de simulation..... | 83 |
| III.8.3. Interprétations des résultats | 87 |
| III.8.4. Connexion directe via un onduleur contrôlé en tension | 88 |
| III.8.4.1. Résultat de simulation..... | 88 |
| III.8.5. Connexion directe avec un onduleur contrôlé en courant | 92 |
| III.8.5.1 Résultat de simulation..... | 93 |
| III.8.6. Interprétation des résultats..... | 97 |
| III.9. Conclusion..... | 98 |
| Conclusion générale | 99 |
| Bibliographie | 101 |

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou encore l'énergie nucléaire. 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.

A la différence des énergies fossiles Les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie hydroélectrique et la biomasse doivent jouer un rôle important pour atteindre cet objectif [1].

Chaque jour, le soleil envoie sur la terre l'équivalent de 78 milliards de réacteurs nucléaires e il ne peut donc qu'être intéressant de convertir cette énergie en chaleur ou en électricité [2].

L'électricité du photovoltaïque (PV) solaire est la méthode la plus élégante pour produire l'électricité sans pièces mobiles, ni d'émission de gaz ni de bruit. Tout ceci en convertissant la lumière du soleil abondante, non épuisable, en énergie électrique utile. La capacité globale installée des systèmes PV, en 2003, est de 1809 MW ; plus de 80% de cette capacité a été installée dans les systèmes photovoltaïques résidentiels en réseau électrique [3].

La production décentralisée se développe dans de nombreux pays. L'observation des programmes de recherche et développement, des opérations de démonstration actuellement en cours met en évidence un développement commercial dans les prochaines années de petits moyens de production inférieurs à 100 kW [4] comme les systèmes photovoltaïques, les micro turbines à gaz associées à différents systèmes de stockage tels que les batteries d'accumulateurs, les supercondensateurs ou le stockage inertiel. Un développement significatif de ce type de production entraînerait un foisonnement important de point d'injection de puissance sur les réseaux basse tension de nature à y générer des difficultés d'exploitation [5].

L'introduction des productions décentralisées dans des réseaux qui, à l'origine, n'ont pas été conçus pour les accueillir, entraîne l'apparition de phénomènes nouveaux qu'il est nécessaire de découvrir d'abord, d'étudier ensuite dans le détail. Le recours à la modélisation de ces nouvelles sources est nécessaire afin de permettre la simulation de leur fonctionnement. Les enjeux sont considérables car il s'agit bien de définir les conditions d'optimisation globale de la production d'énergie décentralisée.

Le présent mémoire penche particulièrement sur la production décentralisée d'électricité en utilisant une source d'énergie solaire photovoltaïque.

Dans le premier chapitre, nous présentons le principe de la conversion photovoltaïque ainsi que la modélisation complète du générateur photovoltaïque (GPV). Cet aspect de modélisation est développée dans le but d'étudier le comportement du générateur vis-à-vis les conditions climatiques.

Dans le deuxième chapitre deux algorithmes MPPT seront appliqués sur un convertisseur DC-DC de type boost, tels que les algorithmes Perturbation-Observation (P&O) et l'incrémentation de la conductance (INC), dans le cas où la charge est une source de tension constante.

Le troisième chapitre sera consacré à la commande du système photovoltaïque (PV) couplé au réseau. Deux structures de couplage seront analysées, la première dite indirecte comporte un convertisseur DC-DC de type boost et un onduleur de tension permettant le raccordement au réseau électrique, quant à la deuxième dite directe n'utilise que l'onduleur seulement. L'onduleur de tension sera commandé par deux techniques à savoir la modulation vectorielle (SVM) et la modulation par hysteresis de courant.

Nous terminerons notre mémoire par une conclusion générale dans laquelle nous donnerons les perspectives et les améliorations qui peuvent être prises en compte pour la continuité de ce travail.

Chapitre I

Modélisation d'un Générateur photovoltaïque

I.1. Introduction

L'hélioélectricité, qui traite de la transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique, est apparue en 1930 avec les cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium, mais ce n'est qu'à partir de 1954, avec la réalisation des premières cellules photoélectriques au sélénium dans les laboratoires de la compagnie Bell Téléphone, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie. Très rapidement utilisées pour l'alimentation des véhicules spatiaux, leur développement et de rapides progrès ont été motivés par la conquête de l'espace. Mais, pour des raisons à la fois techniques et économiques, cette nouvelle source d'énergie électrique a tardé à s'imposer en dehors du domaine spatial.

Cependant, au cours des années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts, et même est devenue familière aux consommateurs à travers de nombreux produits de faible puissance y faisant appel : montres, calculatrices, balises radio et météorologiques, pompes et réfrigérateurs solaires [5].

Actuellement la valeur de puissance d'un module photovoltaïque est de quelques Watt crêtes à quelques dizaines de Watt crêtes. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et/ou en parallèle plusieurs modules formant ainsi le générateur photovoltaïque.

Ce chapitre sera consacré dans sa première partie aux principes généraux de la conversion photovoltaïque, les cellules photovoltaïques, les modules et les générateurs

photovoltaïques. La deuxième partie sera dédiée à la modélisation mathématique de la source solaire qui semble une étape indispensable. L'influence du rayonnement, de la température et de la résistance des contacts sur les performances du module photovoltaïques sont également envisagées.

I.1.2. Soleil et le rayonnement

I.1.2.1. Soleil

Le soleil produit une énorme quantité d'énergie, qui quitte sa surface sous forme de rayonnement électromagnétique d'un spectre allant de 0,2 μm (ultra-violet) à 4 μm (infrarouge). Cette énergie représente une source majeure d'énergie dans le futur. Malgré la distance considérable de la terre du soleil (150.10^6 km), la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie de 180.10^6 GW.

I.1.2.2. Rayonnement

Le soleil rayonne sur la terre une puissance de 16.1015 kWh par an, dans toutes les longueurs d'onde du spectre de la lumière visible. L'énergie lumineuse issue du soleil est à la base de la majeure partie des formes d'énergie disponibles: énergies chimique, thermique, hydraulique, électrique. Par exemple, les combustibles fossiles, tels que le charbon, le gaz naturel et le pétrole, ont été formés à la suite d'un stockage d'énergie solaire par des organismes, sur une longue période. En fait, l'énergie nucléaire est la seule à ne pas provenir de l'énergie solaire.

Cette dernière est indispensable pour maintenir sur terre les conditions lumineuses et thermiques nécessaires à la vie. Par exemple, la photosynthèse utilise cette énergie pour fournir aux plantes chlorophylliennes de la matière organique. Soixante pour cent de l'énergie solaire qui atteint la terre est réfléchiée par l'atmosphère ; 11% est réfléchiée par le sol et la végétation ; 16% entretient, par évaporation, le cycle de l'eau, qui produit la pluie, les eaux de montagne et de rivière [6].

I.2. Généralités sur les semi-conducteurs

I.2.1. Constitution d'une diode PN

Lorsqu'un matériau semi-conducteur dopé de type N (riche en électrons) est mis en contact intime avec un autre matériau semi-conducteur dopé de type P (pauvre en électrons), la jonction PN entre les deux milieux va être le lieu d'un bouleversement. Dans cette zone étroite, les électrons en excès dans la partie N diffusent dans la partie P. Ainsi,

dans la zone N il se crée près de la jonction une région chargée positivement (où il manque des électrons).

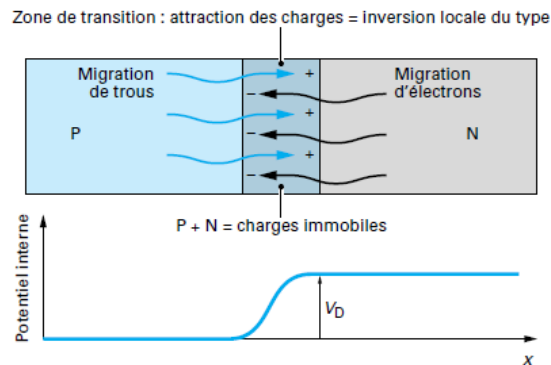


Figure I.1: Création de la zone de transition dans une jonction PN

Symétriquement dans la zone P, il se crée une région chargée négativement (où il y a un excès d'électrons) (figure I.1). À l'équilibre, entre ces deux zones chargées positivement et négativement (zone de déplétion : zone de charge d'espace), il s'est donc créé un champ électrique dirigé de la région P à la région N et une différence de potentiel V_D apparaît. Ce champ électrique est fondamental pour le fonctionnement des cellules solaires.

I.2.2. Caractéristique I-V de la diode PN

Les électrons mobiles dans le semi-conducteur peuvent provenir soit de la région N (porteurs majoritaires), soit de la région P (porteurs minoritaires). On peut mettre en évidence le comportement de ces deux types de porteurs en appliquant une tension continue variable V aux bornes de la diode (à l'obscurité) et en fermant le circuit sur une résistance.

Si cette tension supplémentaire V est positive, la différence de potentiel entre les zones N et P est diminuée et les porteurs de charge majoritaires pourront plus facilement traverser la zone de charge d'espace donnant donc lieu à un courant I_d dirigé de la région P à la région N, intense car dû aux majoritaires. Ce courant I_d augmente avec la température de la jonction et avec la tension appliquée V .

Si cette tension supplémentaire V est négative, la différence de potentiel entre les zones N et P est augmentée et seuls les porteurs de charge minoritaires pourront traverser la zone de charge d'espace donnant lieu à un courant I_0 dirigé de la région N à la région P, faible car dû aux minoritaires. Ce courant I_0 augmente avec la température de la jonction.

A de trop fortes valeurs négatives de la tension appliquée, V la jonction claque par effet d'avalanche et elle est détruite.

I.2.3. Absorption de la lumière

Dans un matériau semi-conducteur, pour qu'un électron lié à son atome et participant aux liaisons chimiques (bande de valence), devienne libre et mobile (bande de conduction) dans un éventuel champ électrique, il faut entre autres conditions, lui transférer une énergie minimale, par exemple par absorption de photons ou par élévation de la température. Tous les photons du spectre solaire peuvent être absorbés par les électrons, mais tous ne donnent pas lieu à une promotion d'électrons vers la bande de conduction.

Dans le cas du silicium, seuls les photons de longueur d'onde inférieure à $1,1 \mu\text{m}$ peuvent être utilement absorbés, les autres ne donnent lieu qu'à une élévation de la température.

I.2.4. Pairs électrons-trous

Seules les paires électrons-trous générées près de la zone de déplétion ou en son sein pourront être séparées par l'intense champ électrique qui y règne et produire un courant électrique qu'il faut collecter en réalisant les contacts avant et arrière (figure I.2).

Ce courant photovoltaïque est directement proportionnel à l'intensité de l'éclairement et est dirigé de la région N à la région P, il est noté I_{ph} [7].

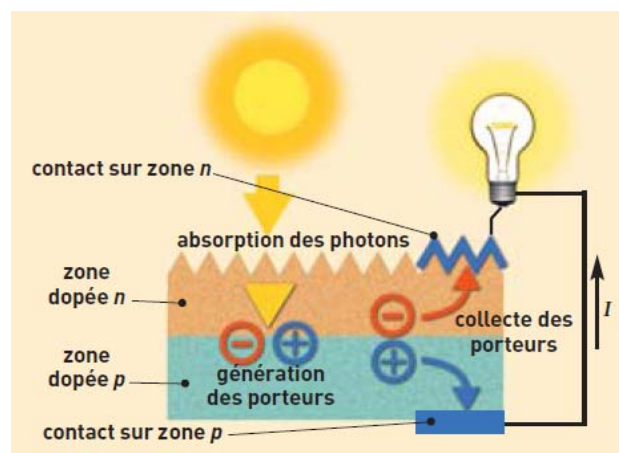


Figure I.2: Absorption de la lumière et transfert de l'énergie des photons aux électrons

I.3. Cellules photovoltaïques

Pour obtenir une cellule photovoltaïque il faut réaliser une structure de diode, c'est à dire réaliser une jonction du type P-N dans un matériau de silicium dopé en volume avec un élément tel que le bore qui le rend positif (zone P) et contre-dopé dans une zone

superficielle avec du phosphore qui le rend négatif (zone N). Le champ électrique qui règne à la jonction de ces deux zones dopées différemment sépare les charges électriques photo-générées par la lumière solaire (paires d'électrons-trous) et assure leur évacuation du cristal (les électrons par la cathode et les trous par l'anode) sous une tension de l'ordre de 0,5 V et un courant continu de l'ordre de 30 mA pour chaque cm^2 de capteur sous un ensoleillement maximum de $1 \text{ kW}/m^2$.

Alors la structure d'une cellule solaire est similaire à celle d'une jonction P-N, le courant sous obscurité dans une telle structure est donné par la formule :

$$I_d(V) = I_0 \left(e^{\frac{qV}{nkT}} - 1 \right) \quad (\text{I.1})$$

Où :

q: La charge de l'électron ($q = 1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$).

k: La constante de Boltzmann ($k = 1.381 \times 10^{-23} \text{ J / K}$).

T: La température effective de la cellule en kelvin.

I_0 : Le courant de saturation inverse de la jonction P-N. Il a deux composantes :

- le courant de diffusion des porteurs minoritaires, constitué par les électrons de la région P et les trous de la région N qui parviennent à atteindre la zone de charge d'espace par diffusion ;
- le courant de génération thermique dû aux paires électrons-trous créées thermiquement dans la zone de charge d'espace.

Le facteur n, compris entre 1 et 2, représentant le coefficient d'idéalité de la jonction P-N, permet de tenir compte des différentes composantes du courant direct circulant dans la jonction P-N :

- les composantes dues aux recombinaisons dans les régions N et P constituent les courants de la diffusion des électrons et des trous ($n=1$) ;
- la composante due aux recombinaisons dans la zone de charge d'espace constitue le courant de recombinaison de la jonction ($n=2$).

I. 3.1. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Sous éclairage les paires électrons-trous photo-générées dans la zone de charge d'espace (ZCE) sont instantanément séparées par le champ électrique y régnant (figure I.3). Les trous charges positives se voient accélérés vers la zone P, les électrons charges négatives, vers la zone N. Trous et électrons deviennent alors majoritaires: c'est le photocourant de génération. Parallèlement, les porteurs minoritaires, trous générés du côté N et électrons générés cotés P, créent un gradient de concentration et diffusent dans le matériau. S'ils atteignent la ZCE sans se recombinier, le champ électrique leur fait traverser la zone de déplétion afin d'atteindre la région où ils deviennent majoritaires: c'est le photocourant de diffusion. La présence de contact ohmique assure la collecte des porteurs d'où la création d'un courant photogéné I_{ph} [8] [9].

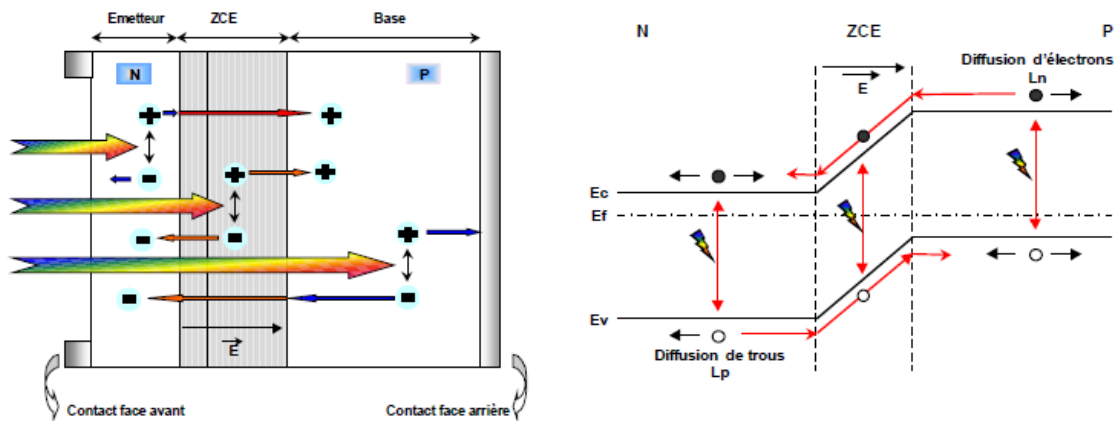


Figure I.3 : Structure et diagramme des bandes d'une cellule photovoltaïque sous éclairage

I.3.2. Différents types de cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires (ou cellules photovoltaïques), et chaque type de cellules a un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement reste assez faible: de 8 à 23% de l'énergie qu'elles reçoivent. Les principaux types de cellules à l'heure actuellement utilisés sont [6]:

- Les cellules monocristallines: ce sont celles qui ont le meilleur rendement (12- 16% ; jusqu'à 23% en laboratoire), mais aussi celle qui ont le coût le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée ;

- Les cellules polycristallines: leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible: 11% - 13% (18% en laboratoire) ;
- Les cellules amorphes: elles ont un faible rendement (8% - 10% ; 13% en laboratoire), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres.

I.4. Modèle d'une cellule photovoltaïque

Une cellule solaire est représentée dans la littérature par plusieurs modèles, chacun d'eux est régi par une expression mathématique entre le courant et la tension en fonction des paramètres technologiques de la cellule.

I.4.1. Modèle à deux diodes

Le circuit équivalent du modèle à deux diodes est donné sur la figure (I.4). Ce modèle est le plus proche du comportement réel de la cellule solaire, du fait qu'il tient compte du mécanisme de transport des charges électriques à l'intérieur de la cellule (deux diodes). Le modèle à deux diodes est composé de deux exponentiels. Le premier tient compte du phénomène de diffusion, tandis que le deuxième exponentiel correspond au phénomène de recombinaison, dans la région de déplétion [10] [11].

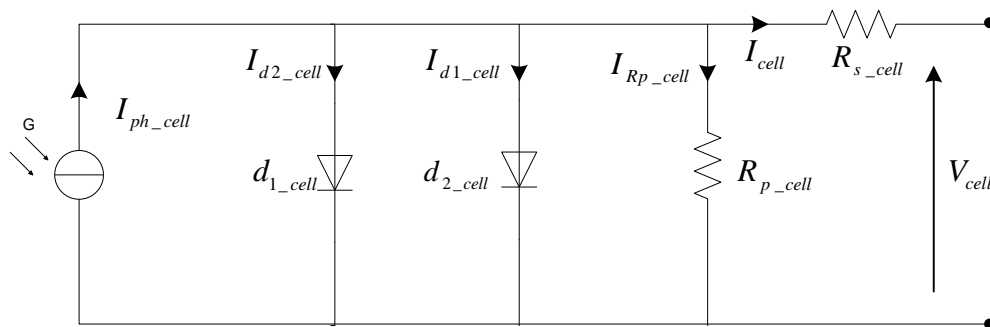


Figure I.4 : Circuit équivalent du modèle à deux-diodes d'une cellule photovoltaïque

Générateur de courant

Il délivre le courant I_{ph_cell} correspondant au courant photogénéré dans la cellule.

Résistance série R_{s_cell}

Elle prend en compte la résistivité propre aux contacts entre les différentes régions constitutives de la cellule, à savoir l'émetteur, la base et les contacts métalliques.

Résistance parallèle R_{p_cell}

Également connue sous le nom de résistance de court-circuit. Elle traduit l'existence de shunts à travers l'émetteur.

Diode d_{1_cell}

Modélise la diffusion des porteurs dans la base et l'émetteur. Son influence sera d'autant plus grande que le matériau présentera une bonne longueur de diffusion.

Diode d_{2_cell}

Modélise la génération/recombinaison des porteurs dans la zone de charge d'espace [9].

Par l'application des lois des nœuds sur la cellule représentée dans la figure (I.4) nous pouvons décrire le modèle mathématique de la cellule photovoltaïque.

Le courant fourni une cellule est donnée par :

$$I_{cell} = I_{ph_cell} - I_{d1_cell} - I_{d2_cell} - I_{Rp_cell} \quad (I.2)$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{d1_cell} = I_{01} \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{n_1 kT/q}} - 1 \right) \\ I_{d2_cell} = I_{02} \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{n_2 kT/q}} - 1 \right) \\ I_{Rp_cell} = \frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{R_{p_cell}} \end{array} \right. \quad (I.3)$$

Le courant au sein de la cellule photovoltaïque est donc modalisé par la relation suivante :

$$I_{cell} = I_{ph_cell} - I_{01} \left[e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{n_1 kT/q}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{n_2 kT/q}} - 1 \right] - \frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{R_{p_cell}} \quad (I.4)$$

Avec :

I_{cell} : Le courant fourni par la cellule.

I_{o1} : Le courant de saturation inverse de la diode d_{1_cell} .

I_{o2} : Le courant de saturation inverse de la diode d_{2_cell} .

q : La charge d'électron ($q = 1.6 \times 10^{-19} C$).

k : La constante de Boltzmann ($k = 1.381 \times 10^{23} J / K$).

$n_1 = 1$ et $n_2 = 2$: Les coefficients d'idéalité de la jonction PN.

T : La température effective de la cellule en kelvin.

I.4.2. Modèle à une diode

Il est possible de combiner la diode d_{1_cell} et la diode d_{2_cell} du modèle à deux diodes dans une seule diode d_{cell} . En prenant le coefficient d'idéalité n entre n_1 et n_2 on obtient le modèle à une diode de la figure (I.5) [10].

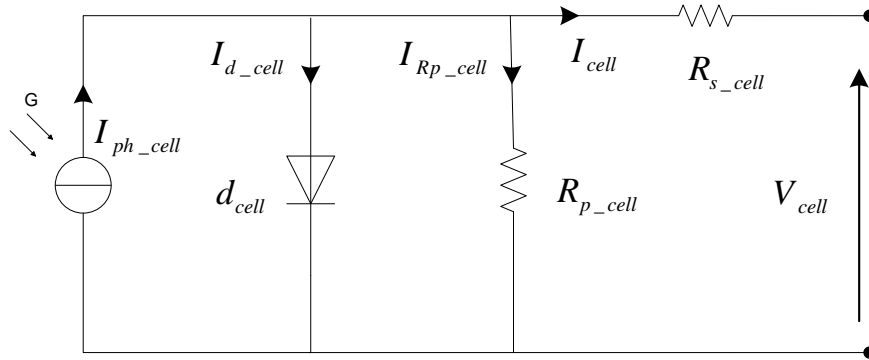


Figure I.5 : Circuit équivalent du modèle à une diode d'une cellule photovoltaïque

Par l'application de la loi des nœuds on trouve :

$$I_{cell} = I_{ph_cell} - I_{d_cell} - I_{Rp_cell} \quad (I.5)$$

Avec :

$$I_{d_cell} = I_o \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT/q}} - 1 \right) \quad (I.6)$$

Où :

I_o : Le courant de saturation inverse de la diode d_{cell} .

Donc le courant de la cellule est donné par l'équation suivante :

$$I_{cell} = I_{ph_cell} - I_0 \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT/q}} - 1 \right) - \frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{R_{p_cell}} \quad (I.7)$$

I.4.3. Modèle avec pertes ohmiques

I.4.3.1 Modèle en courant

Si l'on suppose que la résistance parallèle est infinie ($R_p = \infty$) on obtient le modèle avec pertes ohmiques de la figure I.6. Ce modèle est généralement le plus utilisé dans la conception mais en cas où une précision très élevée est exigée le modèle à deux diodes en parallèle est souvent utilisé [11].

Dans ce cas le courant de la cellule est donné par l'équation suivante :

$$I_{cell} = I_{ph_cell} - I_0 \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT/q}} - 1 \right) \quad (I.8)$$

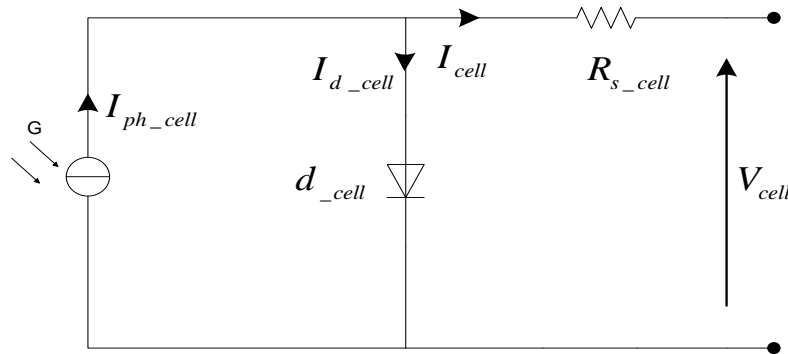


Figure I.6 : Circuit équivalent du modèle avec pertes ohmiques d'une cellule photovoltaïque

I.4.3.2 Modèle en tension

On peut déduire le modèle en tension de la cellule représenté dans la figure (I.6) à partir de l'équation (I.8), ce qui en résulte :

$$V_{cell} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph_cell} - I_{cell} + I_0}{I_0} \right) - R_{s_cell} I_{cell} \quad (I.9)$$

1.5. Calcul du courant d'une cellule dans les conditions de référence de température

T_{ref} et d'irradiation G_0

1.5.1. Calcul du courant de saturation à T_{ref}

Le courant de saturation inverse de la diode est calculé dans le point où le courant de la cellule est égal à zéro ($I_{cell} = 0$) alors que la tension à vide de la cellule (V_{oc_cell}) est égale à la tension du circuit ouvert du module donné par le fabricant (V_{oc_module}) divisé par le nombre des cellules en série (N_s) donc :

$$\begin{cases} V_{cell} = V_{oc_cell} = \frac{V_{oc_module}}{N_s} \\ I_{ph_cell} = I_{sc_cell} |_{T_{ref}} = \frac{I_{sc_module} |_{T_{ref}}}{N_p} \end{cases} \quad (I.10)$$

Où $I_{sc_module} |_{T_{ref}}$ représentent le courant de courte circuit du module données par le fabricant.

Le courant de saturation à T_{ref} est exprimé à partir de (I.8) et (I.10) par :

$$I_0 |_{T_{ref}} = \frac{I_{sc_cell} |_{T_{ref}}}{\left(e^{\frac{V_{oc_cell}}{nkT_{ref}/q}} - 1 \right)} \quad (I.11)$$

1.5.2. Calcul de la résistance série à T_{ref}

La résistance série de la cellule est calculée dans le point où ($V_{cell} = V_{oc_cell} = \frac{V_{oc_module}}{N_s}$) en évaluant la pente de la courbe I-V dans le point V_{oc_module} . En différenciant l'équation (I.8) et puis en la réarrangeant en termes de R_{s_cell} [10] [12].

La différentiation de l'équation (I.8), donne :

$$dI_{cell} = 0 - I_0 |_{T_{ref}} \frac{dV_{cell} + R_{s_cell} dI_{cell}}{nkT_{ref}/q} \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT_{ref}/q}} \right) \quad (I.12)$$

Donc à partir de l'équation (I.12), la résistance série s'écrit comme :

$$R_{s_cell} = \frac{nkT_{ref}/q}{\left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT_{ref}/q}} \right) I_0 |_{T_{ref}}} - \frac{dV_{cell}}{dI_{cell}} \quad (I.13)$$

Puis, en évaluant l'équation (I.13) en circuit ouvert défini par : $V_{cell} = V_{oc_cell}$ et $I_{cell} = 0$, on trouve :

$$R_{s_cell} = \frac{\frac{nkT_{ref}}{q}}{\left(e^{\frac{V_{oc_cell}}{\frac{nkT_{ref}}{q}}} - 1 \right) I_0 \Big|_{T_{ref}}} - \frac{dV_{cell}}{dI_{cell}} \Big|_{V_{oc_cell}} \quad (I.14)$$

Où $\frac{dV_{cell}}{dI_{cell}} \Big|_{V_{oc_cell}}$ est la pente de la courbe I-V dans le point $V_{cell} = V_{oc_cell}$ (calculer à partir de la courbe I-V dans la fiche technique du module (datasheet) puis diviser par le nombre de cellules en série).

$$\frac{dV_{cell}}{dI_{cell}} \Big|_{V_{oc_cell}} = \frac{\frac{dV_{module}}{dI_{module}} \Big|_{V_{oc_module}}}{N_s}, \text{ et la valeur } \frac{dV_{module}}{dI_{module}} \Big|_{V_{oc_module}} \text{ est donnée par le fabricant}$$

I.6. Calcul du courant d'une cellule à une température T et une irradiation G quelconques

Les équations précédentes ne sont valables que pour un mode de fonctionnement optimal. Pour généraliser notre modélisation pour différentes éclaircissements et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements.

I.6.1. Calcul du courant de court-circuit à une température et irradiation quelconques

- La variation du courant de court-circuit d'une cellule en fonction de la température est donnée par [1] [12] [13] [14]:

$$I_{sc_cell} \Big|_T = I_{sc_cell} \Big|_{T_{ref}} \left[1 + a(T - T_{ref}) \right] \quad (I.15)$$

Avec :

$$I_{sc_cell} \Big|_{T_{ref}} = \frac{I_{sc_Module} \Big|_{T_{ref}}}{N_p} \text{ où la valeur de } I_{sc_Module} \Big|_{T_{ref}} \text{ est donné par le fabricant. Le}$$

courant $I_{sc_Module} \Big|_{T_{ref}}$ est mesuré sous l'irradiante de 1 kW/m^2 et une température $T_{ref} = 298\text{K}, (25^\circ\text{C})$.

a : Le coefficient de variation du courant en fonction de la température.

T_{ref} : La température de référence, 298K.

T : La température actuelle de la cellule en Kelvin.

- La variation du courant de court-circuit d'une cellule ($I_{sc_cell} = \frac{I_{sc_Module}}{N_p}$) est proportionnel à l'intensité de l'irradiation conformément à la relation suivante:

$$I_{sc_cell} |_G = I_{sc_cell} |_{G_0} \frac{G}{G_0} \quad (I.16)$$

Avec :

G : L'irradiation solaire actuelle en kW / m^2 .

G_0 : L'irradiation solaire standard: $G_0 = 1kW / m^2$

$I_{sc_cell} |_{G_0}$: Le courant de court-circuit dans les conditions de référence (T_{ref}, G_0) .

Alors de (I.15) et (I.16) la variation du courant de court-circuit en fonction de la température et l'irradiation quelconques s'exprime par :

$$I_{sc_cell} |_{T,G} = I_{sc_cell} |_{T_{ref},G_0} \frac{G}{G_0} [1 + a(T - T_{ref})] \quad (I.17)$$

I.6.2. Calcul du courant de saturation à une température quelconque

La variation du courant inverse de la diode est calculée par [10] [13] [14] [15]:

$$I_o |_T = I_o |_{T_{ref}} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 e^{\frac{-qE_g}{nk} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right)} \quad (I.18)$$

Avec :

E_g : La largeur de la bande interdite.

$(I_o |_{T_{ref}})$: Le courant inverse à T_{ref} ; donné par l'équation (I.11)

Enfin, pour calculer le courant de la cellule il faut résoudre l'équation (I.8) de la caractéristique non linéaire, pour cela on utilise la méthode de Newton décrite par :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (I.19)$$

Où :

$f'(x_n)$: La dérivée de la fonction $f(x_n)$.

x_n : La valeur actuelle de x .

x_{n+1} : La valeur prochaine de x .

En appliquant la méthode de Newton sur l'équation (I.8), il vient :

$$\begin{cases} f(I_{cell}) = I_{sc_cell} |_T - I_{0_cell} |_T \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT/q}} - 1 \right) - I_{cell} \\ f'(I_{cell}) = 0 - I_0 |_T \frac{R_{s_cell}}{nkT/q} \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT/q}} - 1 \right) - 1 \end{cases} \quad (1.20)$$

L'application de la méthode de Newton décrit par (I.19) permet de calculer la valeur du courant à une température et une irradiation quelconques (T, G) pour chaque itération (j) , donc:

$$I_{cell}[j] = \frac{I_{sc_cell} |_{T,G} - I_o |_T \left(e^{\frac{V_{cell}[j] + R_{s_cell} I_{cell}[j]}{nkT/q}} - 1 \right) - I_{cell}[j]}{-I_o |_T \frac{R_{s_cell}}{nkT/q} \left(e^{\frac{V_{cell}[j] + R_{s_cell} I_{cell}[j]}{nkT/q}} - 1 \right) - 1} \quad (I.21)$$

I.7. Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

La caractéristique principale de la cellule solaire est la caractéristique I-V qui montre comment une cellule photovoltaïque répondra à toutes les charges possibles sous un ensemble particulier des conditions d'ensoleillement et de température comme le montre la figure (I.7) [6].

Il y a trois points importants dans cette courbe:

- Le point de fonctionnement optimal auquel la cellule fournit sa puissance maximale (point 5) ;
- Le point où la tension est égale à zéro et le courant est en maximum (courant de circuit-court, point 4) ;
- Le point où le courant est égal à zéro et la tension est en maximum (tension de circuit ouvert, point 1).

Egalement la caractéristique I-V peut être divisée en trois gammes:

- Une gamme où la cellule est considérée comme une source de tension (1-2) ;
- Une gamme où la cellule est considérée comme une source de courant (3-4) ;
- Une gamme où ni la tension ni le courant ne sont constants (2-3).

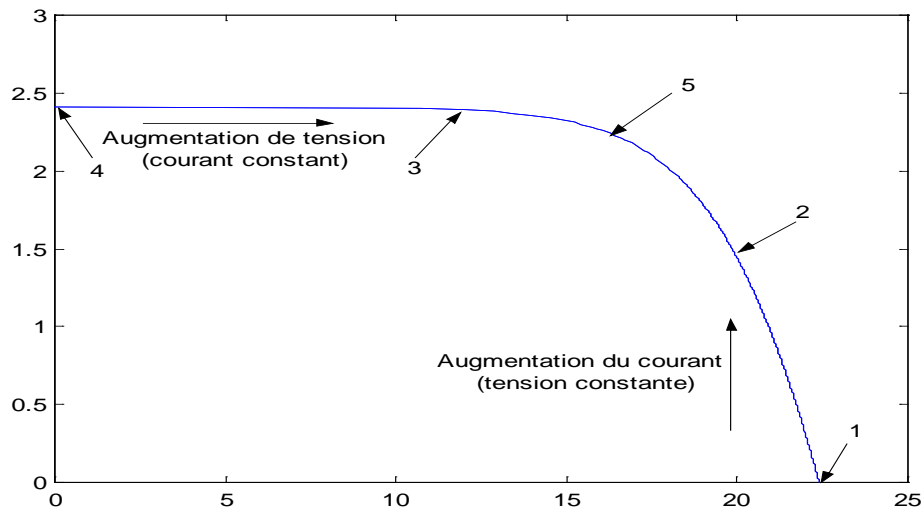


Figure I.7 : Caractéristique typique I-V d'une cellule solaire

I.7.1. Tension en circuit ouvert

Si l'on place une cellule solaire sous une source lumineuse constante, sans aucun récepteur à ses bornes, celle-ci va produire une tension continue appelée tension en circuit ouvert V_{oc_cell} (elle varie légèrement avec la technologie et l'éclairement). Cette valeur correspond à la tension de coupure d'une diode, ce qui confirme le fait que l'on puisse assimiler une cellule solaire à une jonction P-N. Pour obtenir une tension plus élevée à la sortie du module, il va falloir associer les cellules en série.

I.7.2. Courant de court-circuit

A l'inverse du cas précédent, si l'on place une cellule en court-circuit, elle va débiter un courant maximal à tension nulle ; ce courant est dit courant de court-circuit. Le photocourant fourni par la cellule est proportionnel à l'intensité lumineuse et à la surface du panneau mis en œuvre. Ainsi, plus ces deux paramètres seront élevés, plus l'intensité produite sera grande. De même que pour la tension, il faudra associer les cellules en parallèle pour augmenter significativement la valeur de l'intensité en sortie du module.

I.7.3. Caractéristique Puissance-Tension

La puissance maximale débitée par la cellule P_{\max_cell} est le point de cordonné $(V_{mp_cell}, I_{mp_cell})$ donnée par le produit entre la tension et le courant comme l'indique la formule suivante:

$$P_{\max_cell} = V_{mp_cell} \times I_{mp_cell} \quad (I.22)$$

I.7.4. Facteur de forme d'une cellule PV

On identifié le facteur de forme, par le rapport de la puissance maximale au produit du courant de court-circuit et de la tension du circuit ouvert [6] :

$$FF = \frac{P_{\max_cell}}{V_{oc_cell} \times I_{sc_cell}} \quad (I.23)$$

I.7.5. Rendement

Le rendement est le rapport entre la puissance maximale et la puissance du flux lumineux incident (la surface S de la cellule multiplier par l'éclairement G) [16].

$$\eta_{pv} = \frac{P_{\max_cell}}{S \times G} \quad (I.24)$$

Où S : la surface effective en m^2 .

I.8. Groupement des cellules

I.8.1. Groupement des cellules en série

En additionnant des cellules identiques en série comme montre la figure (I.8), le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules en série [17].

I.8.2. Groupement des cellules en parallèles

En additionnant des cellules identiques en parallèle comme montre la figure (I.9), la tension de la branche est égale à la tension de chaque cellule et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de cellules en parallèle dans la branche.

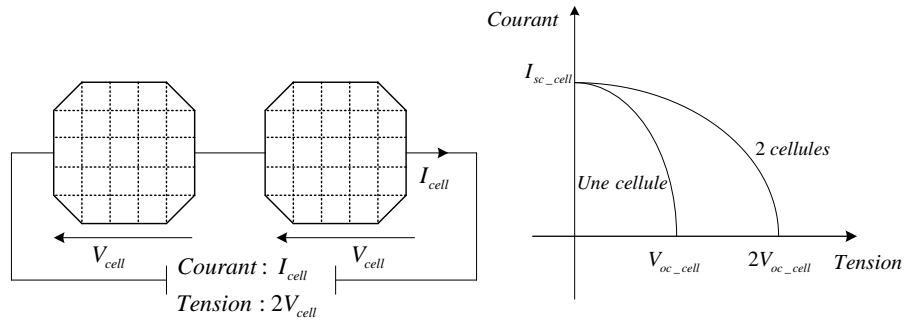


Figure I.8: Cellules connectées en série avec leur caractéristique courant-tension

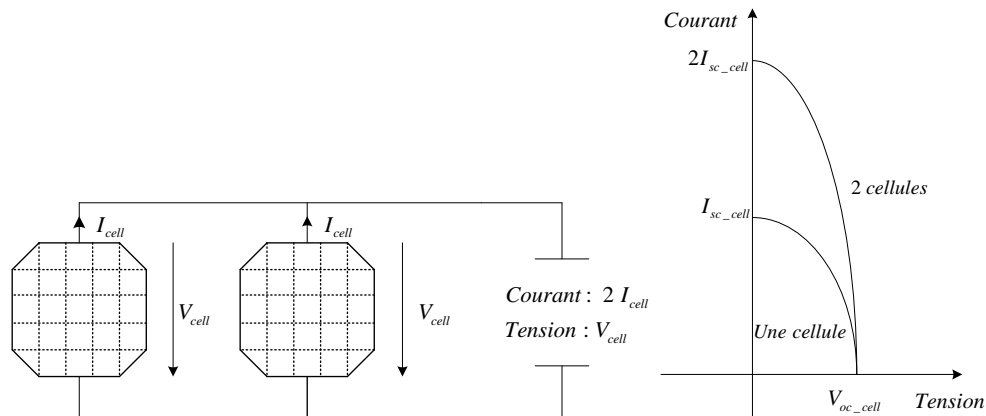


Figure I.9: Cellules connectées en parallèle avec leur caractéristique courant-tension

I.9. Module (panneau) photovoltaïque

Un module représenté par la figure (I.10) est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou en parallèle afin d'obtenir des caractéristiques électriques désirées tels que la puissance, le courant de court-circuit ou la tension en circuit ouvert.



Figure I.10 : Module photovoltaïque.

I.9.1. Modélisation du module photovoltaïque

I.9.1.1. Modèle en courant

Le modèle développé pour une cellule, peut être étendu au cas du raccordement des cellules en série et en parallèle afin d'obtenir le modèle d'un module photovoltaïque (en faisant l'hypothèse que toutes ces cellules sont identiques à l'intérieur du module) [18]. La figure (I.11) montre le modèle équivalent d'un module photovoltaïque.

Si on considère que le module photovoltaïque contient N_s cellules en série et N_p cellules en parallèle, le modèle en courant du module est basé sur l'équation suivante [18]:

$$I_{\text{Module}} = I_{ph_Module} - I_{d_Module} \quad (\text{I.25})$$

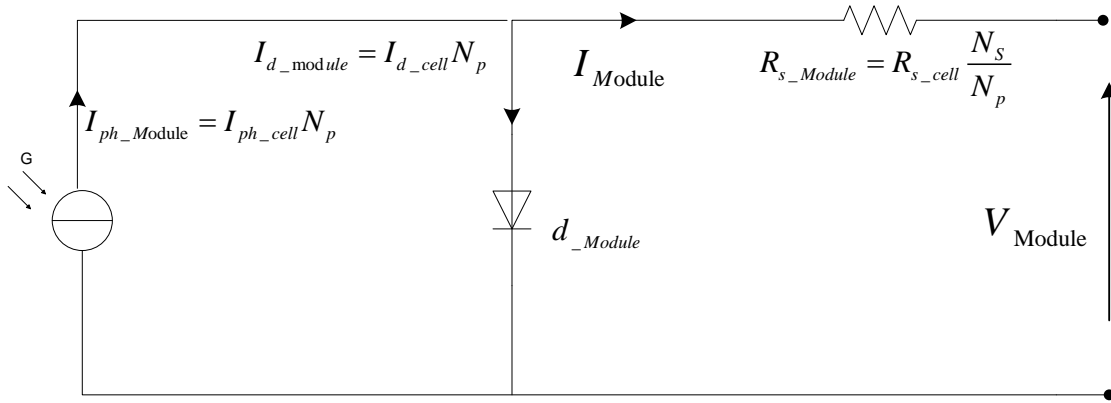


Figure I.11 : Circuit équivalent du modèle d'un module (panneau) photovoltaïque

Avec :

$$\begin{cases} I_{ph_Module} = I_{ph_cell} N_p = I_{sc_cell} \Big|_T N_p \\ I_{d_Module} = I_{d_cell} N_p = I_0 \Big|_T \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT/q}} - 1 \right) N_p \end{cases} \quad (\text{I.26})$$

Alors le modèle en courant d'un module photovoltaïque s'écrit comme:

$$I_{\text{Module}} = I_{ph_Module} - N_p I_0 \Big|_T \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT/q}} - 1 \right) \quad (\text{I.27})$$

I.9.1.2. Modèle en tension

On peut déduire le modèle en tension du module représenté dans la figure (I.11) à partir de l'équation (I.27) en respectant les changements suivants :

$$\begin{cases} V_{cell} = \frac{V_{Module}}{N_s} \\ I_{cell} = \frac{I_{Module}}{N_p} \end{cases} \quad (I.28)$$

En remplaçant l'équation (I.28) dans l'équation (I.27) on peut déduire la tension du module photovoltaïque comme suit:

$$V_{Module} = N_s \left[\frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph_Module} - I_{Module}}{N_p I_o |_T} + 1 \right) - R_{s_Module} \frac{I_{Module}}{N_s} \right] \quad (I.29)$$

Où R_{s_Module} représente la résistance série du module ($R_{s_Module} = R_{s_cell} \frac{N_s}{N_p}$)

Pour notre cas en se basant sur le modèle en tension de la cellule décrit par (I.9) on peut calculer directement la tension de module à une température quelconque T:

$$V_{Module} = N_s V_{cell} = N_s \left[\underbrace{\frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph_cell} |_T - I_{cell} + I_o |_T}{I_o |_T} \right)}_{V_{cell}} - R_{s_cell} |_T I_{cell} \right] \quad (I.30)$$

I.10. Caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque

Dans notre travail nous avons adopté le module photovoltaïque BP SX 150 de BP Solaire.

La série SX de BP Solaire fournit une puissance photovoltaïque rentable destinée à un usage général par exploitation directe de charges courant continu, ou de charges courant alternatif sur les systèmes munis d'onduleur. Le module est composé de 72 cellules solaires multi cristallines en silicone connectées en série pour produire une puissance maximale de 150W.

Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque sont données par le fabricant (BP Solar's SX series) dans le tableau (I.1).

Electrical Characteristics¹

| | SX 150 | SX 140 ² |
|---|---|---------------------|
| Maximum power (P_{\max}) ³ | 150W | 140W |
| Voltage at P_{\max} (V_{mp}) | 34.5V | 34.0V |
| Current at P_{\max} (I_{mp}) | 4.35A | 4.11A |
| Warranted minimum P_{\max} | 140W | 130W |
| Short-circuit current (I_{sc}) | 4.75A | 4.5A |
| Open-circuit voltage (V_{oc}) | 43.5V | 42.8V |
| Temperature coefficient of I_{sc} | (0.065±0.015)%/°C | |
| Temperature coefficient of voltage | -(160±20)mV/°C | |
| Temperature coefficient of power | -(0.5±0.05)%/°C | |
| NOCT ⁴ | 47±2°C | |
| Maximum series fuse rating | 20A (U version) 15A (S, L versions) | |
| Maximum system voltage | 600V (U.S. NEC rating) 1000V ⁴ (TUV Rheinland rating) | |

Tableau I.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque BP SX 150

La caractéristique courant-tension illustrée dans la figure (I.12) décrit le comportement du module photovoltaïque sous l'influence des conditions météorologiques spécifiques (niveau d'éclairement $G=1000 \text{ W/m}^2$ et température ambiante $T=25^\circ\text{C}$) [17].

La courbe I-V du module photovoltaïque passe par trois points importants qui sont :

- Le courant de court-circuit I_{sc_Module} en C.
- La tension de circuit ouvert V_{oc_Module} en S.
- La puissance maximale P_{\max} en M.

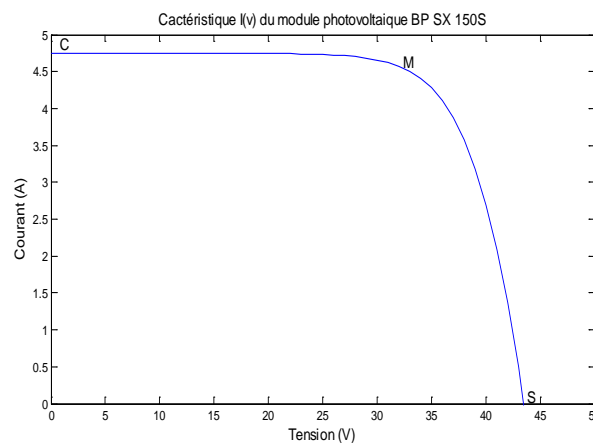


Figure I.12 : Caractéristique I-V d'un module photovoltaïque

I.10.1. Influence de l'ensoleillement sur I_{sc_Module} , V_{oc_Module} et P_{max}

Les figures (I.13) et (I.14) représentent les variations du courant et de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairements à température maintenue constante. On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement [10]. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement [19].

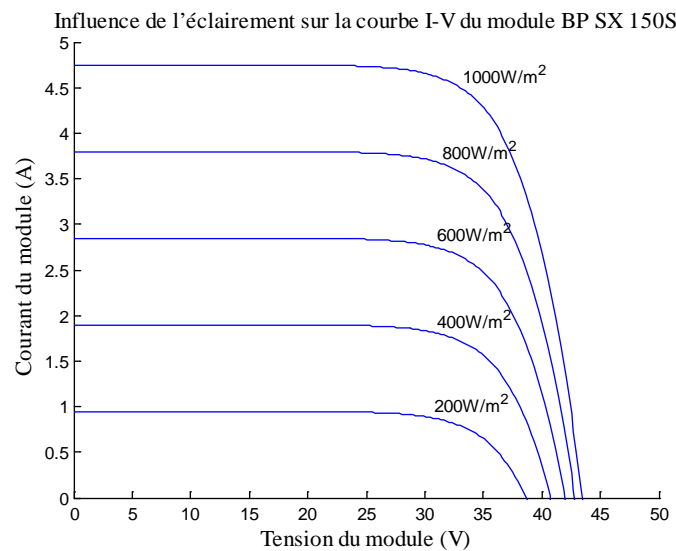


Figure I.13: Courbes I-V d'un panneau à divers ensoleillements

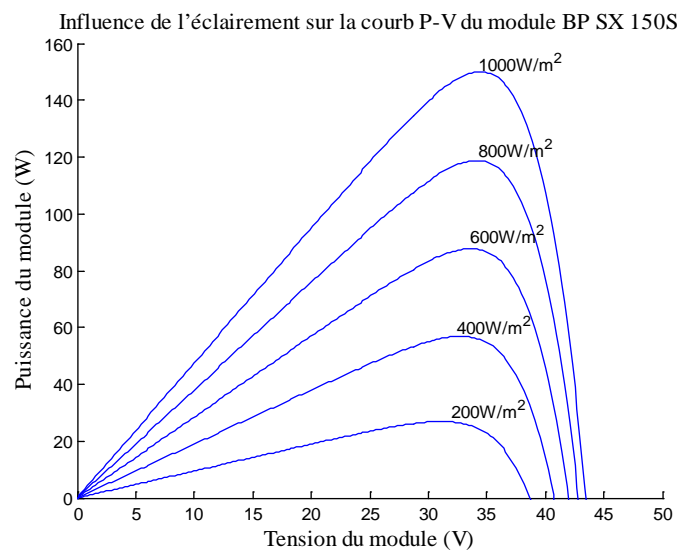


Figure I.14 : Courbes P-V d'un module photovoltaïque à divers ensoleillements

I.10.2. Influence de la température sur I_{sc_Module} , V_{oc_Module} , P_{max}

Les figures (I.15) et (I.16) présentent les courbes I-V, P-V pour différentes températures de fonctionnement du module photovoltaïque à une irradiation constante. Nous remarquons que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, (Cette diminution est de l'ordre de 2 mV par degré [5]).

L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible, (cette variation est de l'ordre de 0,35% par degré [5]). Donc lors du dimensionnement d'une installation, il est impérativement de prendre en compte la variation de la température du site.

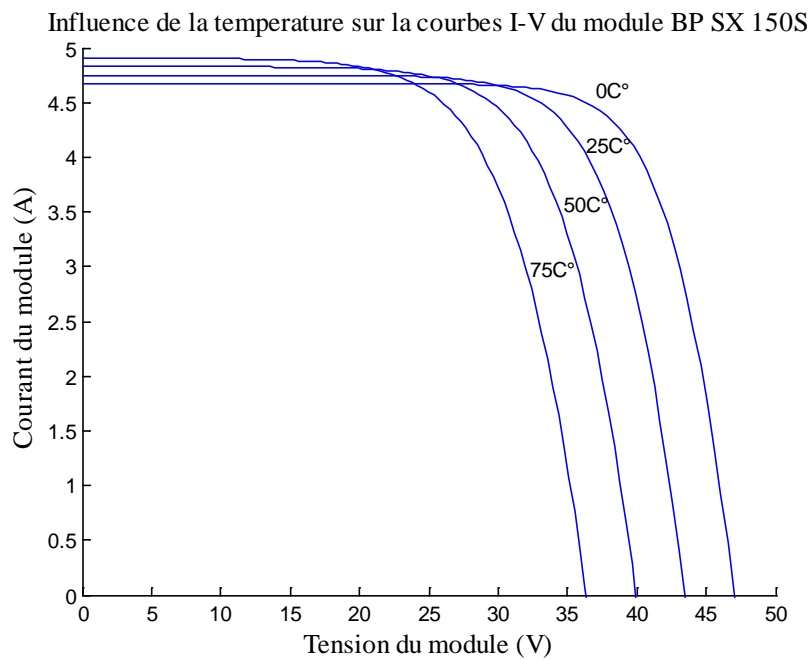


Figure I.15 : Courbes I-V d'un module photovoltaïque pour différentes températures à $G=1000W/m^2$

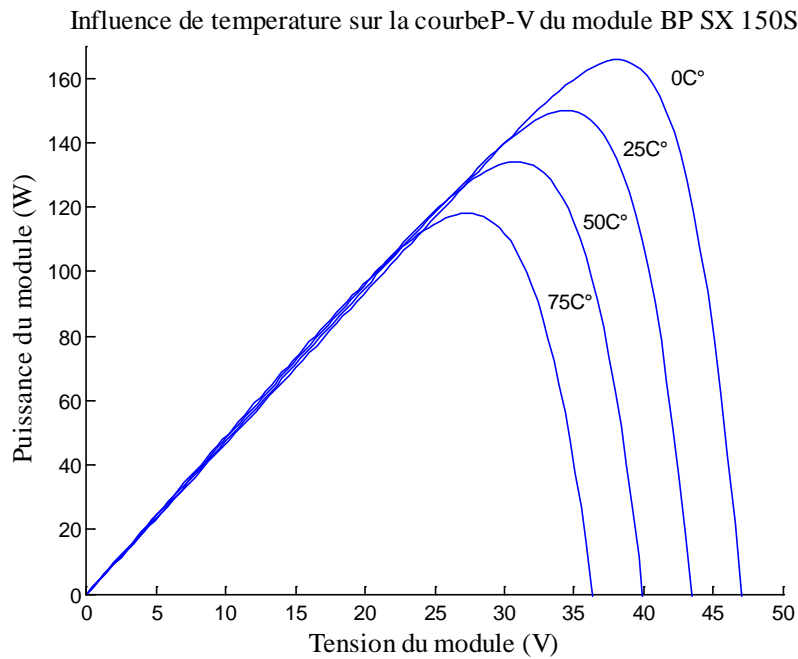


Figure I.16 : Courbes P(V) d'un module photovoltaïque pour différentes températures à $G=1000W/m^2$

I.10.3. Influence de la résistance série

La figure (I.17) montre l'influence de la résistance série sur la courbe I-V du module photovoltaïque, cette influence traduit par une diminution de la pente de la courbe I-V et une diminution de puissance produite par le module de puissance comme montre la figure (1.18).

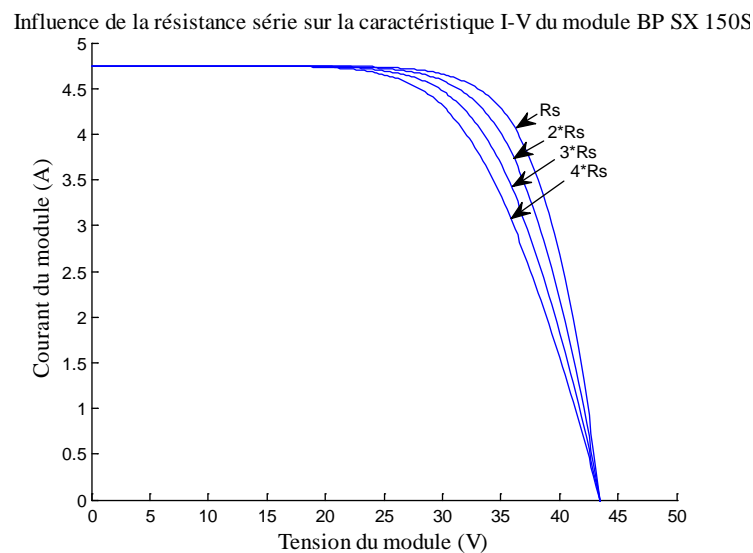


Figure I.17 : Influence de la résistance série sur la caractéristique I-V du module photovoltaïque

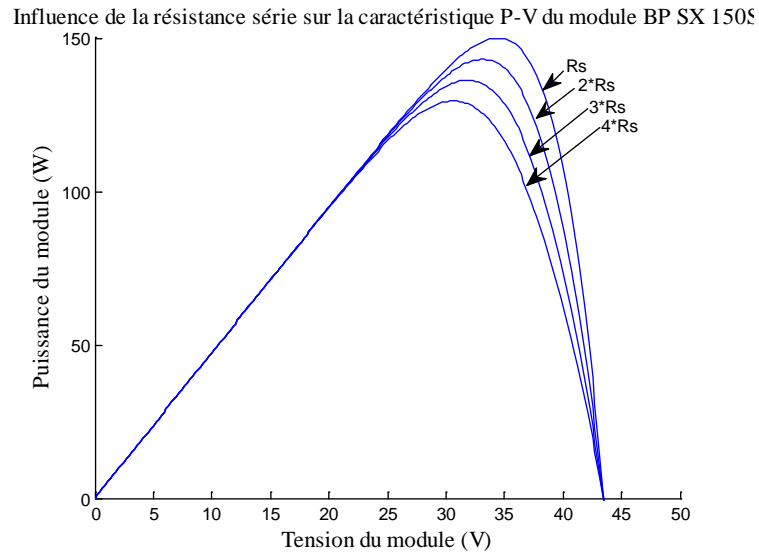


Figure I.18 : Influence de la résistance série sur la caractéristique P-V du module photovoltaïque

I.11. Générateur photovoltaïque

I.11.1. Constitution d'un générateur photovoltaïque

Pour obtenir des puissances supérieures il est nécessaire d'associer en série et /ou en parallèle plusieurs modules comme le montre la figure (I.19). La courbe de fonctionnement d'une association série-parallèle des modules est une courbe semblable à la courbe de la cellule de base, avec bien entendu des paramètres électriques différents. Notons ici que, de même pour les cellules, il ne faudra associer en série et en parallèle que des modules identiques [20].

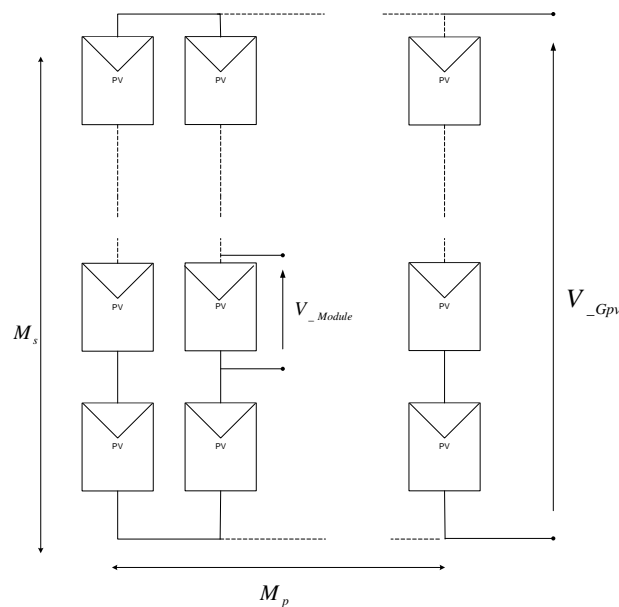


Figure I.19 : Modules photovoltaïques connectés en série et en parallèle



Figure I.20 : Groupement des modules photovoltaïques

I.11.2. Modélisation d'un générateur photovoltaïque

I.11.2.1. Modèle en courant

Le modèle d'un générateur photovoltaïque (GPV) peut être représenté par le circuit équivalent de la figure (I.21) [13] [18] [21] [22].

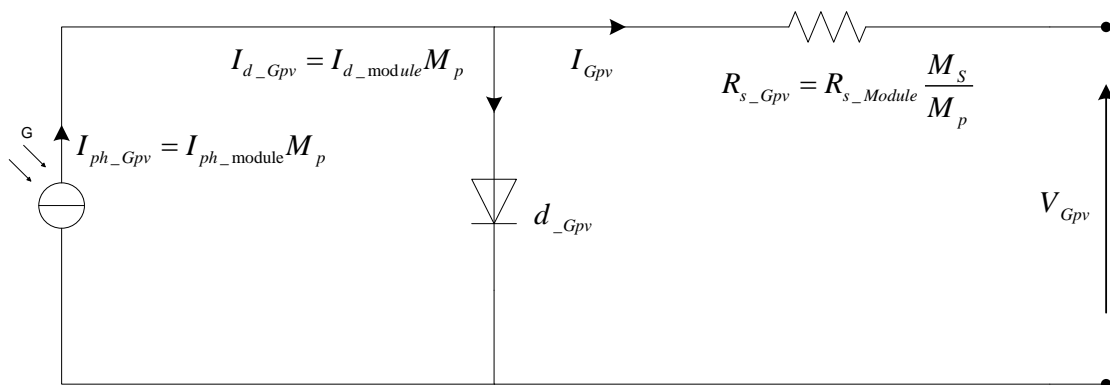


Figure I.21: Circuit équivalent du modèle d'un générateur photovoltaïque

Si on admet que le générateur photovoltaïque contient M_s modules en série et M_p modules en parallèle, et chaque module contient N_s cellules en série et N_p cellules en parallèle, alors le modèle mathématique peut être développé de la même manière que le module photovoltaïque.

En effet, le courant délivré par le générateur photovoltaïque est donné par :

$$I_{Gpv} = I_{ph_Gpv} - I_{d_Gpv} \quad (I.31)$$

Les relations entre les grandeurs du générateur et celles du module sont :

$$\begin{cases} I_{ph_Gpv} = I_{ph_Module} M_p \\ I_{d_Gpv} = I_{d_Module} M_p \end{cases} \quad (I.32)$$

Par contre les relations entre les grandeurs du module et celles de la cellule sont exprimées par l'équation (I.26).

En remplaçant (I.26) dans (I.32) on trouve :

$$\begin{cases} I_{ph_Gpv} = I_{sc_cell} |T N_p M_p \\ I_{d_Gpv} = I_o |T \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT/q}} - 1 \right) N_p M_p \end{cases} \quad (I.33)$$

En remplaçant la première et la deuxième équation de (I.33) dans (I.31), on obtient le modèle mathématique de générateur photovoltaïque :

$$I_{Gpv} = I_{sc_cell} |T (N_p M_p) - (N_p M_p) I_o |T \left(e^{\frac{V_{cell} + R_{s_cell} I_{cell}}{nkT/q}} - 1 \right) \quad (I.34)$$

I.11.2.2. Modèle en tension

On peut déduire le modèle en tension de générateur représenté dans la figure (I.21) à partir de l'équation (I.34) en respectant les changements suivants :

$$\begin{cases} V_{cell} = \frac{V_{Module}}{N_s} = \frac{V_{Gpv}}{N_s M_s} \\ I_{cell} = \frac{I_{Module}}{N_p} = \frac{I_{Gpv}}{N_p M_p} \end{cases} \quad (I.35)$$

En remplaçant (I.35) dans (I.34), on obtient :

$$I_{Gpv} = I_{sc_cell} |T (N_p M_p) - (N_p M_p) I_o |T \left(e^{\frac{\frac{V_{Gpv}}{N_s M_s} + R_{s_cell} \frac{I_{Gpv}}{N_p M_p}}{nkT/q}} - 1 \right) \quad (I.36)$$

Ce qui conduit à :

$$V_{Gpv} = \left[(N_s M_s) \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_{sc_cell} |_{T} (N_p M_p) - I_{Gpv}}{I_o |_{T} (N_p \times M_p)} + 1 \right) - R_{s_Gpv} I_{Gpv} \right] \quad (I.39)$$

Où R_{s_Gpv} représente la résistance série de générateur avec ($R_{s_Gpv} = R_{s_Module} \frac{M_s}{M_p}$).

I.12. Protections classiques d'un générateur photovoltaïque

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage.

Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisés dans les installations actuelles:

- la protection en cas de connexion en parallèle de modules photovoltaïques pour éviter les courants négatifs dans le générateur photovoltaïque (diode anti-retour) ;
- la protection lors de la mise en série de modules photovoltaïques permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass) et éviter les points chauds.

La figure (I.22) montre la schématique classiquement adoptée pour la protection du GPV élémentaire [6].

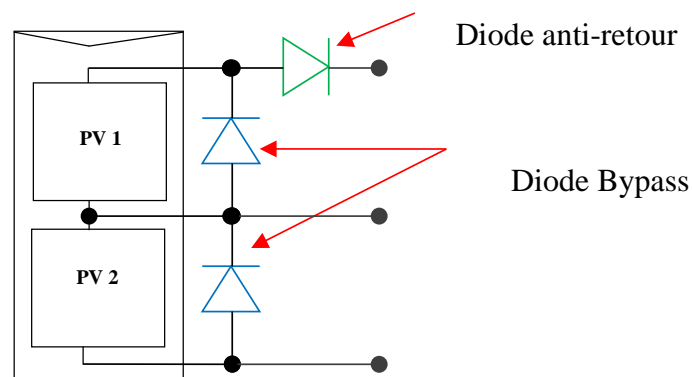


Figure I.22 : Schématisation d'un générateur photovoltaïque élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour

I.13. Conclusion

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

L'association de plusieurs cellules en série et/ou en parallèle donnent lieu à un module photovoltaïque. Les modules peuvent également être connectés en série et/ou en parallèle pour construire le générateur photovoltaïque afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation.

Dans ce chapitre nous avons représenté le principe de la conversion photovoltaïque, la modalisation d'une cellule, d'un module photovoltaïque et d'un générateur photovoltaïque.

Nous avons présenté également l'influence des conditions climatiques (irradiation solaire, degré de température) et l'influence de la résistance série sur les courbes I-V et P-V du module photovoltaïque.

Chapitre II

Commande du convertisseur boost

II.1. Introduction

Un générateur photovoltaïque peut fonctionner dans une large gamme de tension et de courant de sortie mais il ne peut délivrer une puissance maximale que pour des valeurs particulières du courant et de la tension. On a vu dans le chapitre précédent que les caractéristiques I-V et P-V du générateur dépendent de l'éclairement solaire et de la température. Ces variations climatiques entraînent la fluctuation du point de puissance maximale. A cause de cette fluctuation, on intercale souvent entre le générateur et le récepteur un convertisseur statique commandé permettant de poursuivre le point de puissance maximale. Ces commandes sont, connues sous le nom de MPPT (Maximum Power Point Tracking) [1].

Les techniques MPPT sont utilisées dans les systèmes photovoltaïques pour maximiser la puissance délivrée par le générateur photovoltaïques en poursuivant continuellement le point de puissance maximale. En effet, ce problème de poursuite fait jusqu'à nos jours l'objet de plusieurs recherches. Aussi dans ce contexte, plusieurs méthodes ont été élaborées et utilisées [1].

Dans ce chapitre l'étude sera focalisée principalement sur deux méthodes de recherche de point de puissance maximale (MPP) du générateur photovoltaïque. Il s'agit des algorithmes perturbation puis observation et l'incrémentation de la conductance. Ces deux algorithmes MPPT seront appliqués sur un convertisseur DC-DC de type boost.

II.2.1. Connexion directe source charge

Actuellement, il reste encore beaucoup d'applications où une connexion directe entre un GPV et une charge est effectuée. Ce choix est principalement lié à la simplicité de l'opération et au très haut degré de fiabilité.

La configuration d'une connexion directe du générateur photovoltaïque (GPV)-Charge par le biais d'une diode anti-retour est illustrée sur la figure (II.1). Dans le cas où, la charge est une batterie, lorsque le module n'est pas éclairé, celui-ci pourrait fonctionner en tant que récepteur. La batterie pourrait donc se décharger sur le GPV et entraîner par conséquent un endommagement irréversible. De ce fait, pour éviter cette situation, la connexion doit être assurée à l'aide d'une diode anti-retour placée entre le GPV et la charge. L'inconvénient de cette configuration, est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou réglage de la tension de la batterie. Le transfert de P_{\max} disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti [1].

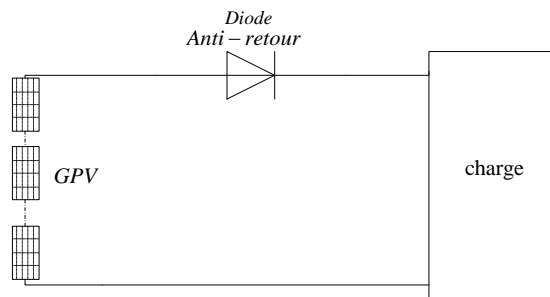


Figure II.1: Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour

En effet, le point de fonctionnement du GPV résulte de l'intersection entre la caractéristique I-V du GPV et la caractéristique I-V de la charge. Il est à noter que dans ce type de connexion directe la nature de la charge est continue (DC) car une charge de type alternative n'est pas du tout compatible avec la connexion directe du fait que le GPV fournit un courant continu. Pour la connexion d'un GPV à une charge alternative, nous avons obligatoirement besoin d'un étage d'adaptation spécifique de type onduleur.

Trois types de charges DC existent à savoir : charge purement résistive, charge de type source de tension et charge de type source de courant.

Sur la figure (I.8), nous avons représenté les caractéristiques I-V et P-V d'un GPV ainsi que les caractéristiques I-V pour les trois types de charges. Le point de fonctionnement où la puissance fournie par le générateur est maximale (P_{\max}) pour un courant optimal (I_{opt}) et une tension optimale (V_{opt}) est le point d'intersection entre les caractéristiques I-V du GPV et celles des trois types de charges :

- point A pour une charge résistive ;
- point B pour une charge de type source de tension ;
- point C pour une charge de type source de courant.

Pour ces trois points, la puissance fournie par le générateur est respectivement P_A , P_B et P_C , correspondant à des valeurs de puissance inférieures à la puissance maximale disponible P_{\max} . Ce qui nous permet de dire qu'une perte d'une partie de la puissance délivrable aux bornes du générateur PV entraînant à la longue des pertes de production énergétiques importantes [1].

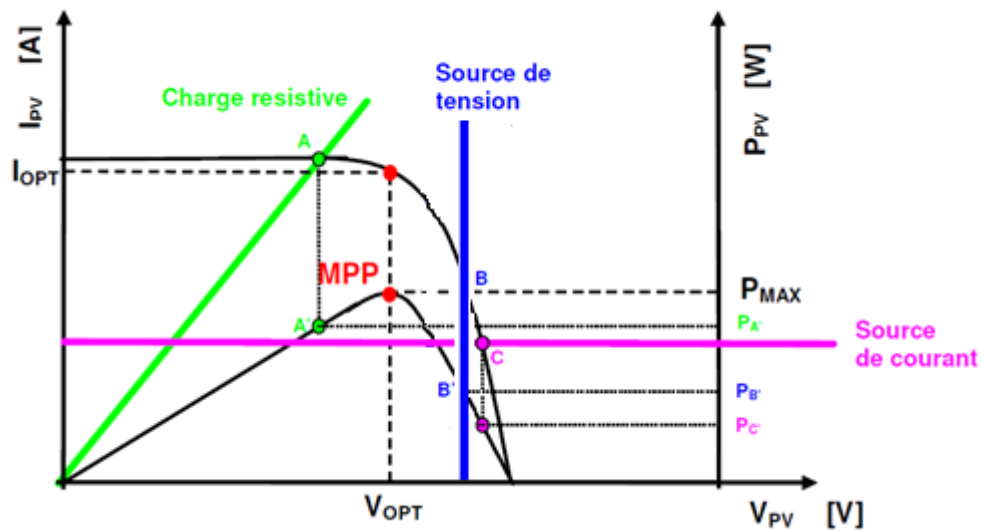


Figure II.2: Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe

II.2.2. Définition et étude de l'étage d'adaptation entre un générateur et une charge continue

Il est connu qu'un GPV présente des caractéristiques I-V non linéaires avec des MPP. Ces caractéristiques dépendent entre autres du niveau d'éclairement et de la température des cellules. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le GPV débite,

nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, la technique la plus usuelle consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge (figure (II.3)). Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de P_{\max} disponible [1].

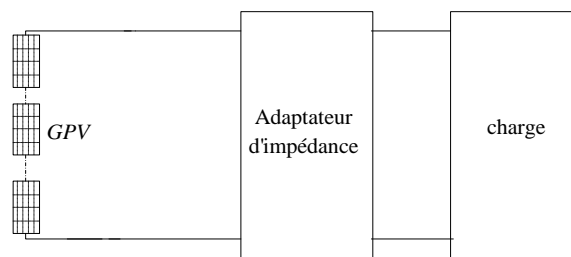


Figure II.3: Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge

Ce dernier par le biais d'une commande spécifique est alors susceptible de permettre au générateur de délivrer sa puissance maximale notée P_{\max} ($P_{\max} = I_{opt} V_{opt}$, où V_{opt} et I_{opt} représentent respectivement la tension et le courants optimaux du générateur photovoltaïque pour une courbe I-V donnée) tout en assurant que la tension ou bien le courant de la charge correspond bien aux caractéristiques de cette dernière.

Pour que le GPV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui joue le rôle d'adaptateur source-charge.

II.2.3. Convertisseurs DC-DC

Les convertisseurs DC-DC sont des convertisseurs statiques continu-continu permettant de générer une source de tension continue variable à partir d'une source de tension fixe. Ils se composent de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance dans le cas idéal, c'est pour cette raison que les convertisseurs DC-DC ont de bons rendements. Généralement, le commutateur est un transistor MOSFET qui travaille en mode bloqué-saturé. Si le commutateur est bloqué, son courant est nul, il ne dissipe donc aucune puissance ; s'il est saturé, la chute de tension à

ses bornes sera presque nulle et par conséquent la puissance perdue sera très petite. Le commutateur du convertisseur est commandé par un signal PWM (Pulse Width Modulation) ou MLI (Modulation Largeur d'Impulsion), avec une fréquence de commutation f_s fixe et un rapport cyclique D variable.

II.2.4. Types des convertisseurs DC-DC

Il y a un plusieurs topologies des convertisseurs DC-DC. Elles sont classées par catégorie selon que la topologie isolée ou non isolée. Les topologies isolées emploient un transformateur d'isolement fonctionnent à haute fréquence. Elles sont très employées souvent dans les alimentations à découpage. Les topologies les plus connues dans la majorité des applications sont le flyback, en demi-pont et en pont complet.

Dans les applications photovoltaïques, les systèmes de couplage avec le réseau électrique emploient souvent ces types de topologies quand l'isolement électrique est préféré pour des raisons de sûreté [17].

Les topologies non isolées ne comportent pas de transformateurs d'isolement. Elles sont généralement utilisées dans l'entraînement des moteurs à courant continu [17]. Ces topologies sont encore classées en trois catégories :

- Abaisseurs (Buck);
- Élévateurs (Boost);
- Élévateurs - Abaisseurs (Buck-Boost).

La topologie buck est employée pour les faibles tensions. Dans les applications PV, le convertisseur buck est habituellement employé come chargeur de batteries et dans des systèmes de pompage de l'eau.

La topologie boost est employée pour augmenter la tension. Les systèmes de production de l'énergie emploient un convertisseur boost pour augmenter la tension de sortie au niveau de service avant l'étage de l'onduleur. Puis, il y a des topologies capables d'augmenter et diminuer la tension telle que le buck-boost.

Dans ce chapitre, on s'intéresse particulièrement au convertisseur statique continu-continu de type boost, connu par son caractère élévateur de tension.

II.3. Convertisseur boost

Dans le convertisseur boost, la tension moyenne de sortie est supérieure à la tension d'entrée, d'où son nom (survolteur). Cette structure demande un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage (MOSFET, IGBT) et une diode (amorçage et blocage spontanés) comme il est illustré dans la figure (II.4).

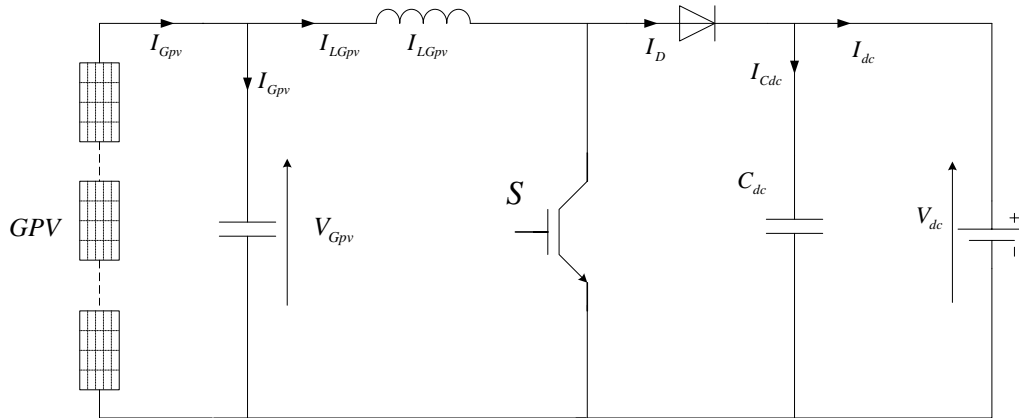


Figure II.4 : Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC de type boost

II.3.1. Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement d'un boost est basé sur la position du commutateur S ouvert/fermé. Pendant l'intervalle de temps $T_{ON} = DT_s$, où D est le rapport cyclique l'interrupteur fermé connecte l'entrée (à travers l'inductance) à la masse, et donc la puissance stockée dans la bobine augmente (par l'augmentation du courant la traversant). La diode est alors bloquée, ainsi aucun courant ne peut charger la batterie comme le montre la figure (II.5).

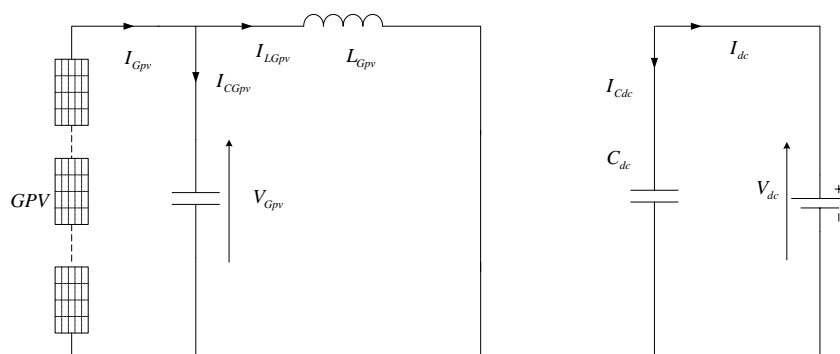


Figure II.5 : Circuit équivalent du convertisseur boost avec S fermé

Lorsque l'interrupteur est ouvert sur l'intervalle $T_{OFF} = (1 - D)T_s$, l'étage de sortie reçoit l'énergie emmagasinée dans la bobine ainsi que celle provenant directement de l'entrée (du module photovoltaïque). En régime établi, le condensateur de sortie est supposé avoir une capacité suffisante pour assurer une tension de sortie constante V_{dc} (et donc le courant traversant le condensateur de sortie est supposé nul) comme il est illustré dans la figure (II.6) [8].

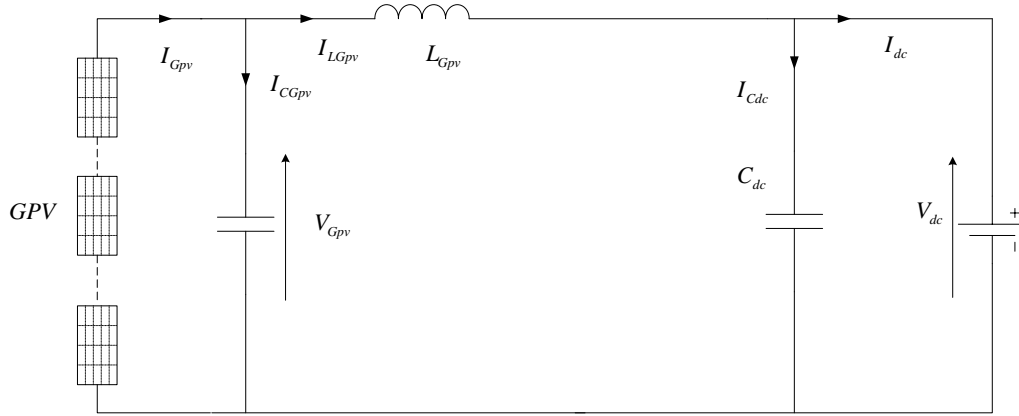


Figure II.6 : Circuit équivalent du convertisseur boost avec S ouvert

II.3.2. Fonctionnement en mode de conduction continu (MCC)

En régime établi, ce mode se caractérise par le fait d'avoir en permanence $I_{LGpv} > 0$.

Lorsque l'interrupteur est fermé nous avons :

$$V_{LGpv} = V_{Gpv} \quad (\text{II.1})$$

Tandis que lorsque l'interrupteur est ouvert, la loi des mailles fournit :

$$V_{LGpv} = V_{Gpv} - V_{dc} \quad (\text{II.2})$$

La tension aux bornes de la bobine est donnée par :

$$V_{LGpv} = L_{Gpv} \frac{dI_{LGpv}}{dt} \quad (\text{II.3})$$

Donc le courant de la bobine s'écrit comme :

$$I_{LGpv} = \int_0^{DT_s} \frac{V_{LGpv}}{L_{Gpv}} dt + \int_{DT_s}^{T_s} \frac{V_{LGpv} - V_{dc}}{L_{Gpv}} dt \quad (\text{II.4})$$

Le tracé représentatif du courant qui traverse la bobine et la tension à ces bornes est donné par la figure (II.7).

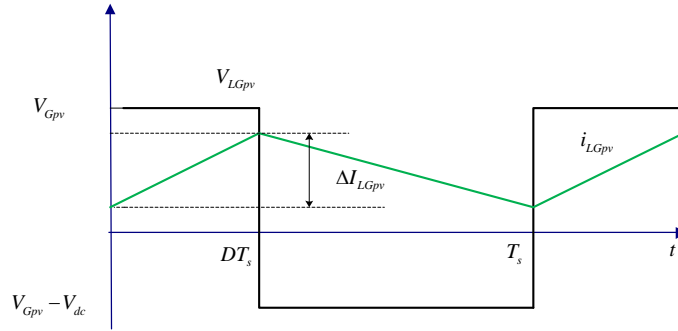


Figure II.7 : Fonctionnement de boost en mode continu

Où ΔI_{LGpv} représente l'ondulation du courant i_{LGpv} .

Nous supposons plus tard que notre MPPT travaillera toujours en mode continu, alors il est nécessaire de faire fonctionner le convertisseur dans ce mode.

La tension moyenne aux bornes de l'inductance L_{Gpv} étant nulle, ce qui en résulte :

$$V_{Gpv} T_{ON} = T_{OFF} (V_{dc} - V_{Gpv}) \quad (\text{II.5})$$

Ceci conduit à :

$$V_{dc} = \frac{1}{1-D} V_{Gpv} \quad (\text{II.6})$$

En supposant que les pertes sont négligeables, nous obtenons :

$$V_{Gpv} I_{Gpv} = V_{dc} I_{dc} \quad (\text{II.7})$$

D où, d'après l'équation (II.6) on trouve :

$$I_{dc} = I_{Gpv} (1-D) \quad (\text{II.8})$$

II.3.2.1. Calcul de la valeur de l'inductance de la bobine assurant un fonctionnement en mode continu

A la frontière entre le mode continu et le mode discontinu le courant traversant l'inductance part de, et revient à, 0 sur une période T_s comme le représente la figure (II.8) [24].

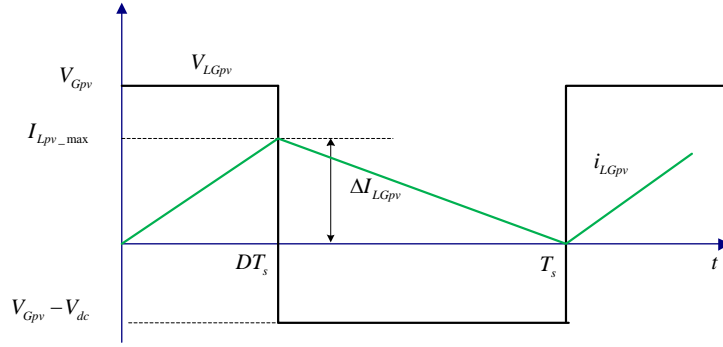


Figure II.8: Frontière entre le mode continu et discontinu

Dans cette situation, le courant moyen à la frontière parcourant la bobine vérifie :

$$I_{LGpv} = \frac{I_{LGpv_max}}{2} \quad (\text{II.9})$$

Ce qui revient à écrire :

$$I_{LGpv} = \frac{DT_s V_{Gpv}}{2L_{Gpv}} \quad (\text{II.10})$$

A partir de (II.6) et (II.10) on trouve :

$$I_{LGpv} = \frac{D(1-D)T_s V_{dc}}{2L_{Gpv}} \quad (\text{II.11})$$

Sachant qu'en régime permanent le courant moyen parcourant le condensateur d'entrée est nul, il vient donc :

$$I_{Gpv} = I_{LGpv} \quad (\text{II.12})$$

Et à partir de (II.8), (II.11), et (II.12), on trouve :

$$I_{dc} = \frac{D(1-D)^2 T_s V_{dc}}{2L_{Gpv}} \quad (\text{II.13})$$

En considérant V_{dc} comme constant, il est alors possible de tracer l'évolution du courant de sortie et celui traversant la bobine dans le cas frontière en fonction du rapport cyclique :

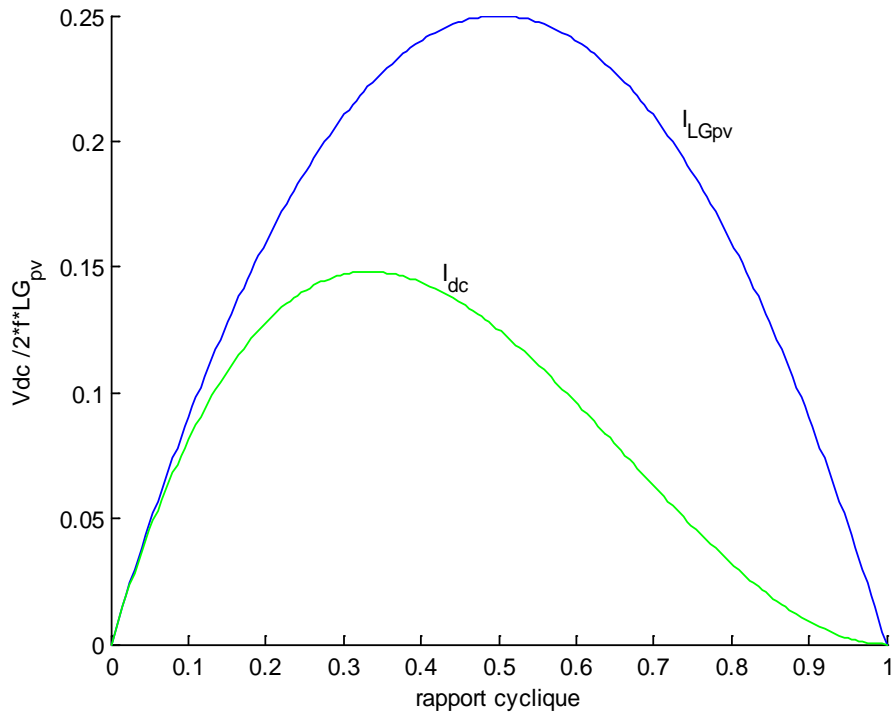


Figure II.9 : Courant de sortie et celui de la bobine à la frontière (V_{dc} constant)

La figure (II.9) illustre que pour un rapport cyclique D donné, à V_{dc} constant, si le courant moyen de sortie descend en dessous de la courbe de I_{dc} (ou si le courant moyen dans la bobine passe en dessous de la courbe de I_{LGpv}), alors le convertisseur passera en mode discontinu.

Ce tracé est important dans le sens où il donne, le courant limite pour être en mode continu, qui est le mode dans lequel on espère de faire fonctionner le convertisseur DC-DC [24].

Le calcul des dérivées des équations (II.11) et (II.13) permet de calculer les valeurs maximales des courants I_{dc} et i_{LGpv} respectivement à $D = \frac{1}{3}$, $D = \frac{1}{2}$, ce qui donne :

$$I_{dc_max} = \frac{2T_s V_{dc}}{27L_{Gpv}} \quad (\text{II.14})$$

$$I_{LGpv_max} = \frac{T_s V_{Gpv}}{8L_{Gpv}} \quad (\text{II.15})$$

Les équations (II.14), (II.15) peuvent être utilisées pour calculer la valeur d'inductance minimale qui permet de fonctionner le convertisseur en mode de conduction continue. La valeur de cette inductance peut être calculée par l'une des deux équations suivantes :

$$L_{Gpv_min} = \frac{2T_s V_{dc}}{27I_{dc_max}} \quad (II.16)$$

$$L_{Gpv_min} = \frac{T_s V_{Gpv}}{8I_{Gpv_max}} \quad (II.17)$$

II.3.2.2. Formes d'ondes

La figure (II.10) donne les formes d'ondes du convertisseur boost en mode de conduction continue.

II.3.2.3. Ondulation du courant

L'ondulation de courant ΔI_{LGpv} vérifie la loi d'ohm aux bornes de L_{Gpv} pendant le temps T_{ON} ce qui revient à écrire :

$$V_{LGpv} T_{ON} = L_{Gpv} \Delta I_{LGpv} \quad (II.18)$$

Soit donc :

$$\Delta I_{LGpv} = \frac{V_{Gpv} D}{L_{Gpv} f_s} \quad (II.19)$$

II.3.2.4. Ondulation de la tension

A partir de la figure (II.10) on peut calculer l'ondulation de la tension comme suit [24] :

$$\Delta V_{dc} = \frac{\Delta Q}{C_{dc}} = \frac{I_{dc} D T_s}{C_{dc}} \quad (II.20)$$

Et à partir (II.8) et (II.20) on trouve :

$$\Delta V_{dc} = \frac{I_{Gpv} D (1-D)}{f_s C_{dc}} \quad (II.21)$$

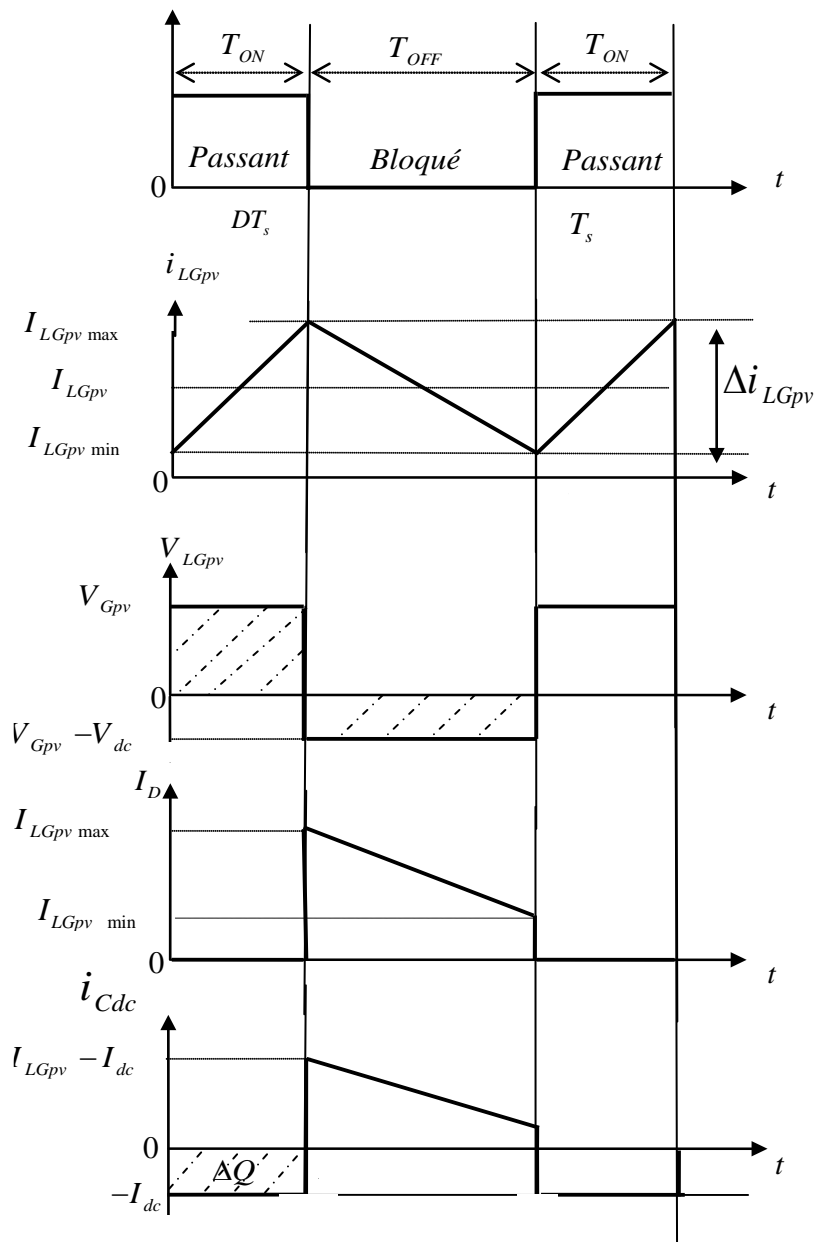


Figure II.10 : Formes d'ondes courants/tensions d'un convertisseur boost en mode continu

II.3.2.5. Dimensionnement des composants

De la figure (II.4) le convertisseur boost est alimenté par la tension du générateur photovoltaïque. Cette tension est égale la tension d'un module au point de puissance maximale multipliée par le nombre des modules en série M_s .

II.3.2.6 Calcul de l'inductance

A partir de l'équation (II.19), on peut calculer la valeur de l'inductance pour une ondulation donnée pour le courant dans la bobine:

$$L_{Gpv} = \frac{DV_{Gpv}}{\Delta I_{LGpv} f_s} \quad (II.22)$$

L'ondulation du courant est maximale pour $D = \frac{1}{2}$. Pour $M_s = 10$, on a :

$V_{Gpv} = 345V$, $I_{LGpv} = 4.35A$. En imposant une ondulation $\Delta I_{LGpv} = 1\% I_{LGpv}$ avec $f_s = 50kHz$, on trouve $L_{Gpv} = 0.08H$.

La valeur minimale de l'inductance assurant la conduction continue est calculée à partir de l'équation (II.16) ou de l'équation (II.17). Le calcul conduit à la valeur $L_{Gpv_min} = 1.99 \times 10^{-4} H$.

II.3.2.7. Calcul de la capacité du condensateur de sortie

A partir de l'équation (II.21), on calcul la valeur de la capacité C_{dc} pour une ondulation imposée à la tension aux bornes du condensateur de sortie, tel que :

$$C_{dc} = \frac{I_{Gpv_moy} D(1-D)}{f_s \Delta V_{dc}} \quad (II.23)$$

L'ondulation de tension elle est maximale pour $D = \frac{1}{2}$. En choisissant $\Delta V_{dc} = 5\% V_{dc}$, avec $I_{Gpv} = 4.35A$, $f_s = 50kHz$, $V_{Gpv} = 345V$ et $V_{dc} = (1-D)V_{Gpv}$ alors la valeur minimale est $C_{dc} = 6.5 \cdot 10^{-7} F$. La valeur retenue pour notre cas est $C_{dc} = 3.5 \times 10^{-6} F$.

II.3.2.8. Calcul de la capacité du condensateur d'entrée

La valeur de la capacité du condensateur d'entrée est donnée par [25] :

$$C_{Gpv} = \frac{DI_{Gpv_moy}}{\Delta V_{Gpv} f_s} \quad (II.24)$$

Avec $I_{LGpv} = 4.35A$, $\Delta V_{Gpv} = 5\% V_{Gpv}$, $V_{Gpv} = 345V$, $f_s = 50kHz$, $D = \frac{1}{2}$, alors la valeur minimale est $C_{Gpv} = 2.5 \times 10^{-6} F$. La valeur retenue pour notre cas est $C_{Gpv} = 6.5 \times 10^{-6} F$.

II.4. Principe du PWM

Dans les convertisseurs DC-DC, la tension de sortie doit être régulée pour être constamment égale à une tension de référence, du fait que la tension d'alimentation et les caractéristiques de la charge peuvent varier [17].

Une méthode pour réguler la tension de sortie afin d'obtenir une tension moyenne fixe consiste à ajuster en permanence le rapport cyclique de commande de D sans modifier T_s .

Cette méthode qui consiste à faire varier la largeur des impulsions de commande de l'interrupteur est appelée méthode de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) ou encore PWM (Pulse Width Modulation).

Le signal de contrôle de l'interrupteur S devra être élaboré par comparaison entre le rapport cyclique D et une tension en dents de scie V_{DS} .

- Lorsque $D > V_{DS}$: $S = 1$, l'interrupteur S est commandé à la fermeture (état ON).
- Lorsque $D < V_{DS}$: $S = 0$, l'interrupteur S est commandé à l'ouverture (état OFF).

II.5. Suivi de la puissance maximale du générateur photovoltaïque

II.5.1. Principe du MPPT

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un GPV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quels que soient les conditions météorologiques (température et l'éclairement), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{mpp}, I_{mpp}) [19].

L'adaptation d'impédance est souvent sous forme d'un convertisseur DC-DC. La figure (II.11) montre une vue générale d'un système photovoltaïque doté d'un contrôleur MPPT.

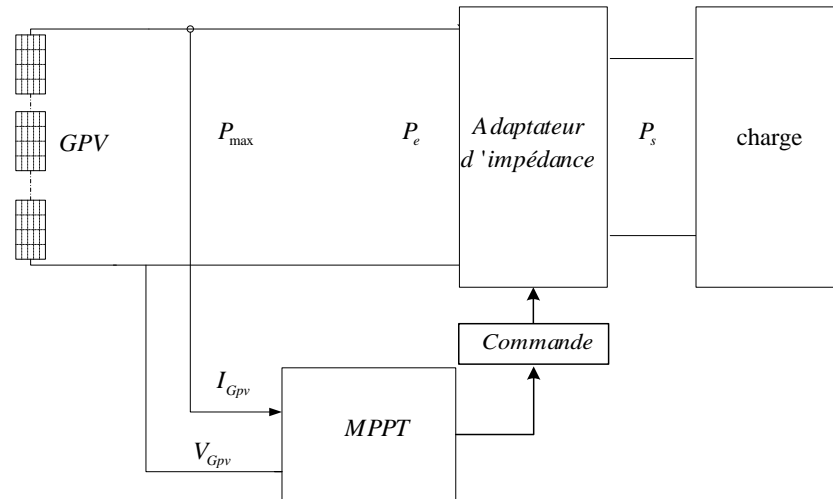


Figure II.1 : Chaîne de conversion d'énergie solaire à base d'une commande MPPT

II.5.2. Méthode de la Perturbation-Observation

L'algorithme Perturbation-Observation "P&O" est souvent le plus utilisé dans la pratique en raison de sa facilité de mise en œuvre [6]. Pour cette méthode, à partir de la caractéristique P-V, on considère que le générateur photovoltaïque fonctionne à un point qui n'est pas forcément le MPP (figure (II.12)) ; on perturbe la tension de fonctionnement avec (ΔV_{Gpv}) et on observe la variation (ΔP_{Gpv}) de la puissance électrique. Si (ΔP_{Gpv}) est positif, alors la perturbation de la tension déplace le point de fonctionnement vers un point plus proche du MPP. D'autres perturbations successives de la tension dans la même direction (c'est-à-dire avec le même signe algébrique) devraient déplacer le point de fonctionnement jusqu'à l'atteinte du MPP. Dans le cas où (ΔP_{Gpv}) est négatif, le point de fonctionnement s'éloigne du MPP, et donc le signe algébrique de la perturbation de la tension devrait être inversé pour déplacer de nouveau le point de fonctionnement vers le MPP [6].

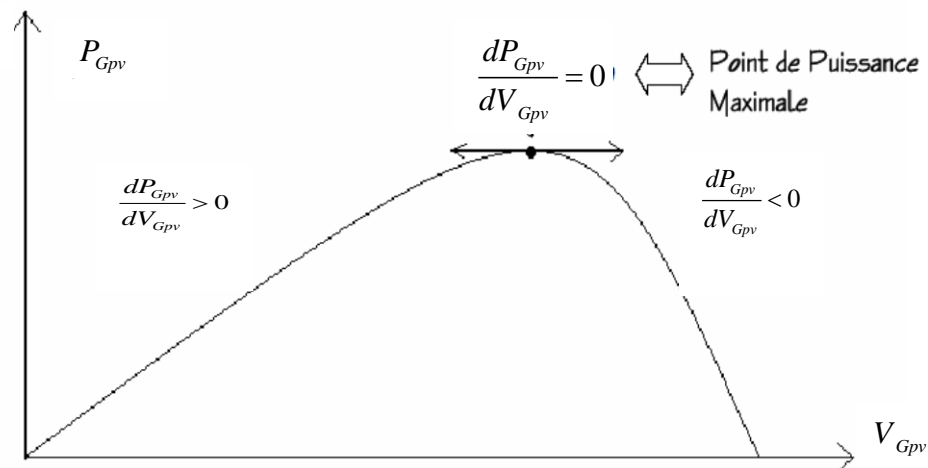


Figure II.12: Caractéristiques de fonctionnement de la méthode Perturbation-Observation

La figure (II.13) représente l'organigramme de la méthode de P&O récapitulé dans le tableau (II.1).

| Perturbation de la tension | Observation de la puissance | Prochaine Perturbation |
|----------------------------|-----------------------------|------------------------|
| Positive (+) | Positive (+) | Positive (+) |
| Positive (+) | Négative (-) | Négative (-) |
| Négative (-) | Positive (+) | Négative (-) |
| Négative (-) | Négative (-) | Positive (+) |

Tableau II.1 : Signes des perturbations

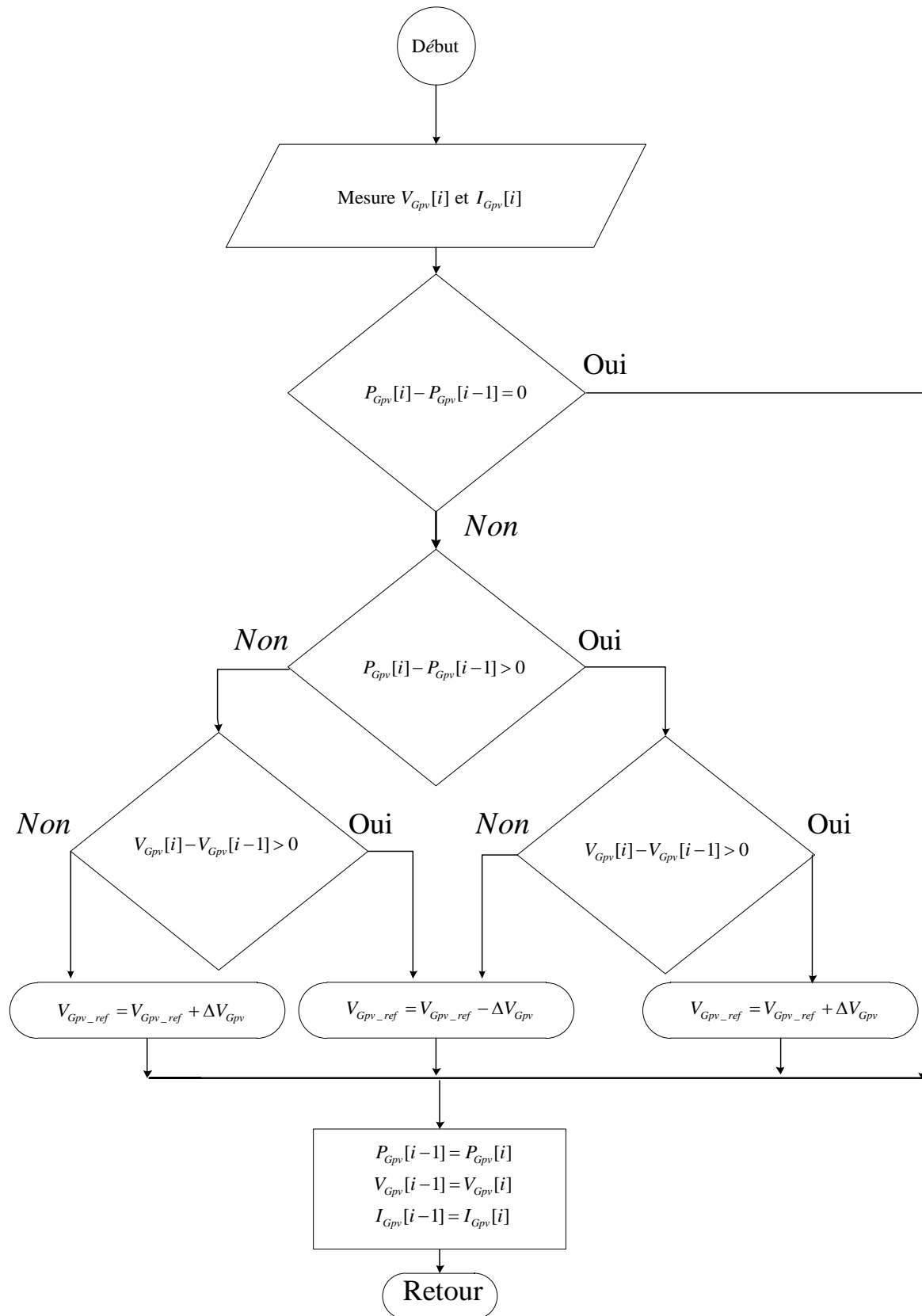


Figure II.13 : Organigramme de la méthode de Perturbation et Observation

L'algorithme "P&O" a des limitations qui réduisent son efficacité [6]. Quand l'intensité de la lumière solaire diminue, il est difficile au MPPT de discerner l'emplacement du MPP. Un autre inconvénient de l'algorithme "P&O" quand il atteint le point MPP, le point de fonctionnement oscille autour de ce dernier. En outre, il a été montré que l'algorithme "P&O" peut avoir un comportement erratique sous un changement rapide du niveau de l'ensoleillement [6]. Sur la figure (II.14), nous considérons que le point de fonctionnement est sur la courbe 1.

Le MPPT oscille autour du MPP du point B vers le point A, puis vers le point C et vice-versa. Au cours du changement rapide de l'éclairement le MPPT au lieu de déplacer le point de fonctionnement du point A vers le point B, il le déplace du point de fonctionnement de A vers D (puisque le point D et B ont la même tension). Donc, ceci conduit à un (ΔP_{Gpv}) positif et le MPPT continuera de perturber la tension dans la même direction, donc vers le point F. Si l'ensoleillement augmente toujours rapidement, le point de fonctionnement se déplace vers le point G sur la courbe 3 au lieu du point F sur la courbe 2.

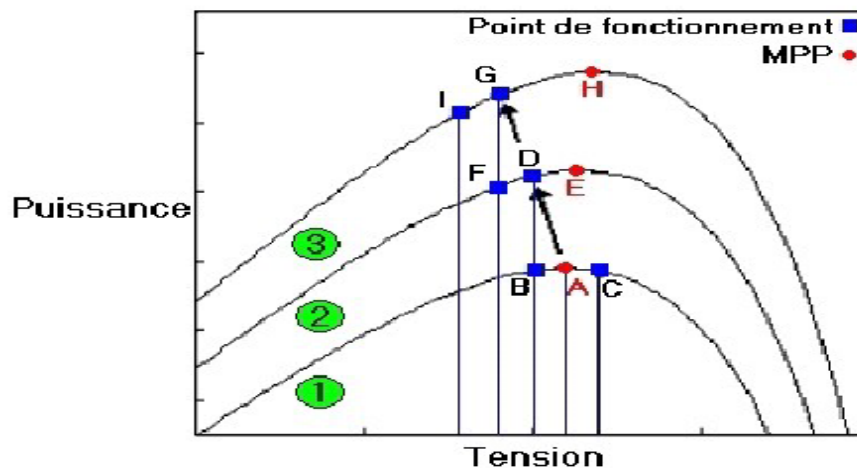


Figure II.14 : Illustration du comportement de l'algorithme "P&O" sous un changement rapide de l'éclairement

Alors, le MPPT voit toujours un (ΔP_{Gpv}) positif ce qui entraîne une divergence du point optimal et diminution du rendement du panneau solaire. Cette situation peut se produire lors des jours partiellement nuageux quand la poursuite du MPP est plus difficile à cause de son déplacement [6].

II.5.3. Algorithme de l'incrémentation de la conductance

Cette méthode s'intéresse directement aux variations de la puissance en fonction de la tension. La conductance est le quotient de l'intensité par la tension, $G = \frac{I_{Gpv}}{V_{Gpv}}$ alors que la conductance incrémentielle est le quotient de la variation, entre deux instants, de l'intensité par celle de la tension $\Delta G = \frac{\Delta I_{Gpv}}{\Delta V_{Gpv}}$.

En comparant la conductance G à la conductance incrémentielle ΔG , nous allons chercher le maximum de la courbe de la figure (II.15) en cherchant le point d'annulation de la dérivée de la puissance [6].

La puissance de sortie du générateur s'écrit :

$$P_{Gpv} = V_{Gpv} I_{Gpv} \quad (\text{II.25})$$

La dérivée de la puissance par rapport à la tension est :

$$\frac{dP_{Gpv}}{dV_{Gpv}} = V_{Gpv} \frac{dI_{Gpv}}{dV_{Gpv}} + I_{Gpv} \frac{dV_{Gpv}}{dV_{Gpv}} \quad (\text{II.26})$$

Il vient donc :

$$\frac{dP_{Gpv}}{dV_{Gpv}} = V_{Gpv} \frac{dI_{Gpv}}{dV_{Gpv}} + I_{Gpv} \quad (\text{II.27})$$

Suivant le signe de la dérivée $\frac{dP_{Gpv}}{dV_{Gpv}}$, il est possible de se positionner par rapport au

MPP. En effet :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_{Gpv}}{dV_{Gpv}} = 0 \quad \text{Au point MPP.} \quad (a) \\ \frac{dP_{Gpv}}{dV_{Gpv}} > 0 \quad \text{À gauche du MPP.} \quad (b) \\ \frac{dP_{Gpv}}{dV_{Gpv}} < 0 \quad \text{À droite du MPP.} \quad (c) \end{array} \right. \quad (\text{II.28})$$

L'équation (II.28) peut être réécrite sous la forme suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta I_{Gpv}}{\Delta V_{Gpv}} = -\frac{I_{Gpv}}{V_{Gpv}} \quad \text{Au point MPP.} \quad (a) \\ \frac{\Delta I_{Gpv}}{\Delta V_{Gpv}} > -\frac{I_{Gpv}}{V_{Gpv}} \quad \text{\AA gauche du MPP.} \quad (b) \\ \frac{\Delta I_{Gpv}}{\Delta V_{Gpv}} < -\frac{I_{Gpv}}{V_{Gpv}} \quad \text{\AA droite du MPP.} \quad (c) \end{array} \right. \quad (II.29)$$

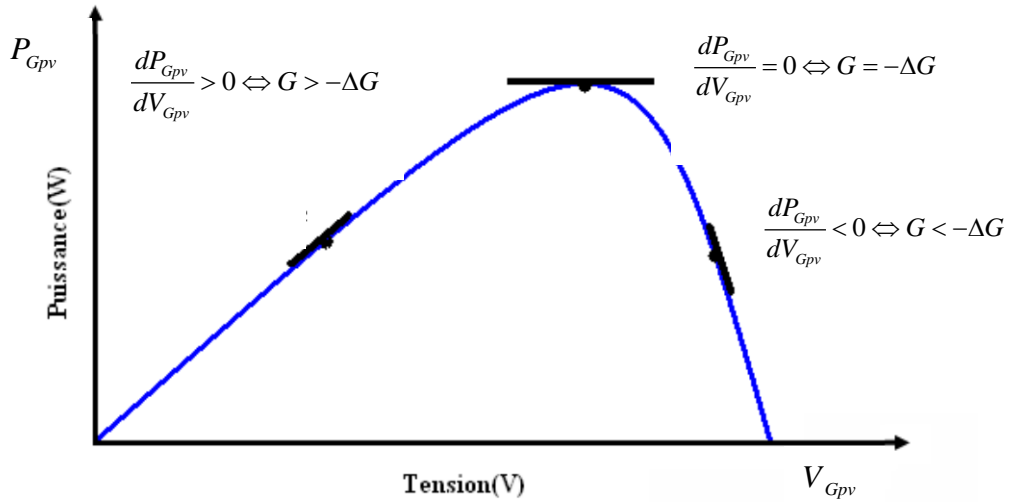


Figure II.15 : Caractéristiques de fonctionnement de la méthode par incrémentation de la conductance

Les équations (II.29.b) et (II.29.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 (II.29.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 [6].

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_{Gpv} et ΔI_{Gpv} . Si $\Delta V_{Gpv} = 0$ et $\Delta I_{Gpv} = 0$, alors les conditions atmosphériques n'ont pas changé et le MPPT fonctionne toujours au MPP. Si $\Delta V_{Gpv} = 0$ et $\Delta I_{Gpv} > 0$, alors

l'éclairement a augmenté. Ceci exige d'augmenter la tension de fonctionnement pour retrouver le nouveau MPP. Contrairement si $\Delta I_{Gpv} < 0$, l'éclairement a diminué tout en exigeant de diminuer la tension de fonctionnement. Si le changement de la tension n'est pas nul, les rapports dans les équations (II.29.b) et (II.29.c) peuvent être employés pour déterminer la direction dans laquelle la tension doit être changée afin d'atteindre le MPP [6].

Si $\frac{\Delta I_{Gpv}}{\Delta V_{Gpv}} > -\frac{I_{Gpv}}{V_{Gpv}}$ (c'est-à-dire le rapport $\frac{dP_{Gpv}}{dV_{Gpv}} > 0$), 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 $\frac{\Delta I_{Gpv}}{\Delta V_{Gpv}} < -\frac{I_{Gpv}}{V_{Gpv}}$ (c'est-à-dire le rapport $\frac{dP_{Gpv}}{dV_{Gpv}} < 0$), le point

de fonctionnement se trouve à droite du MPP tout en signifiant que la tension doit être réduite pour atteindre le MPP [6]. Le schéma de la figure (II.16) montre l'organigramme de l'algorithme d'incrément de la conductance.

En réalité, cet algorithme est une correction de l'algorithme "P&O" puisqu'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 [6].

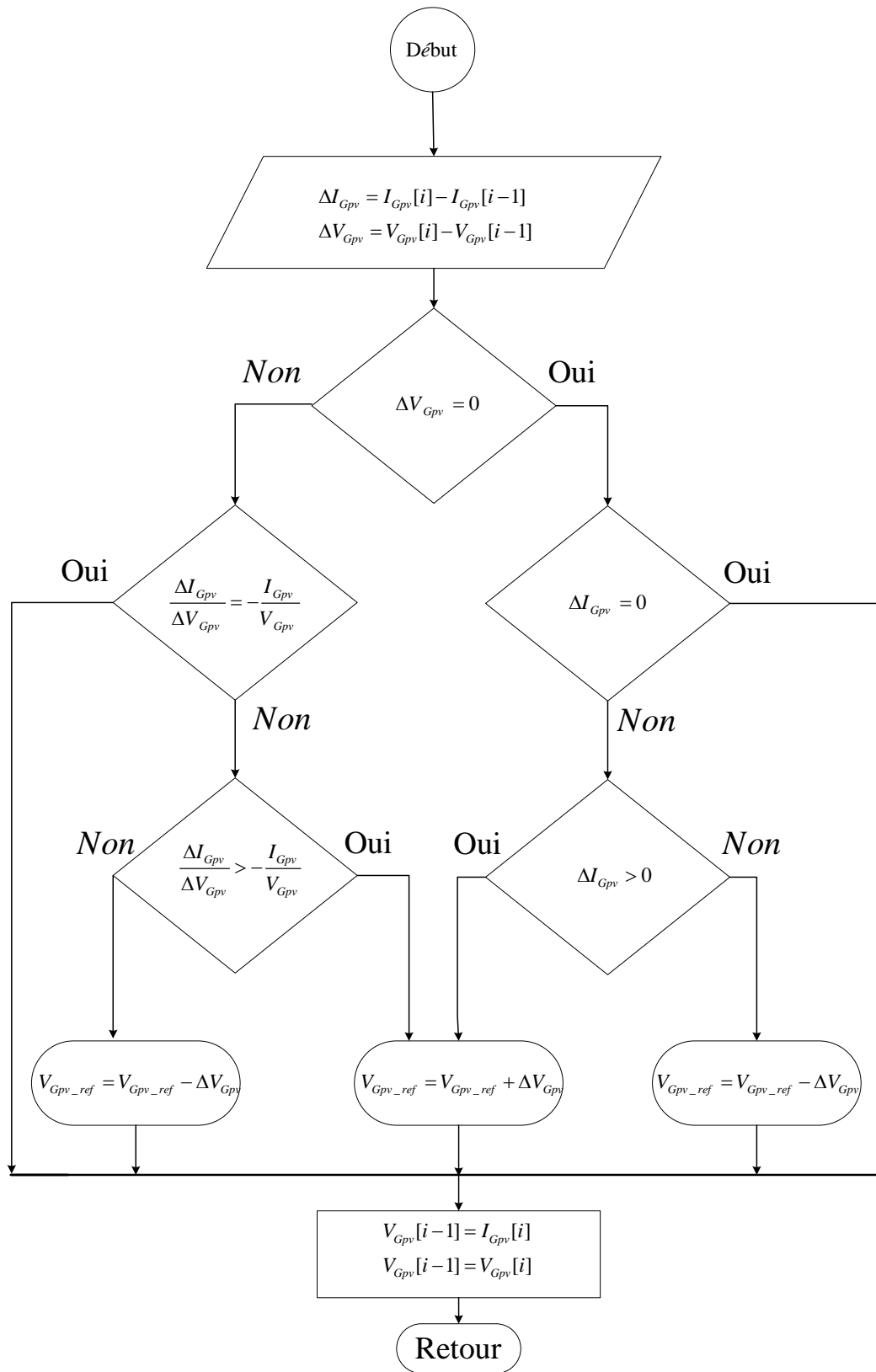


Figure II.16 : Organigramme de la méthode de l'incrément de la conductance

II.6. Commande du convertisseur boost

Les techniques de MPPT ont été introduites pour déterminer la tension de référence à chaque instant de mesure du courant et de tension aux bornes du générateur comme l'illustre la figure (II.17). Cette tension de référence permet de fonctionner le générateur au point de puissance maximale.

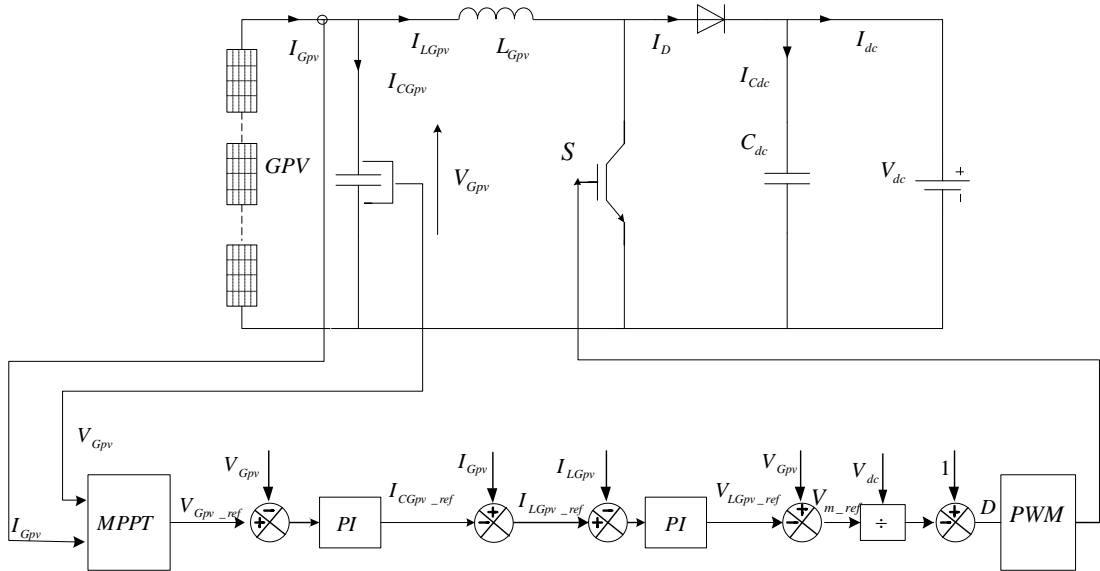


Figure II.17 : Schéma de contrôle du convertisseur boost

Où

- Le bloc MPPT détermine la tension de référence V_{Gpv_ref} ;
- Le régulateur de la tension du générateur suivi d'une compensation du courant I_{Gpv} détermine le courant de référence I_{LGpv_ref} ;
- Le régulateur du courant I_{LGpv} suivi d'une compensation de la tension V_{Gpv} détermine la tension de référence V_{m_ref} .

Les paramètres des contrôleurs sont choisis pour maintenir une tension constante à l'entrée du de générateur et pour réduire au minimum l'ondulation de son courant [26].

II.6.1. Synthèse du régulateur de la tension d'entrée du générateur

Afin de réduire les fluctuations de la tension et compenser les pertes du système, un régulateur du type proportionnel-Intégral (PI) dont la fonction de transfert est symbolisée par $C_i(s)$ est retenu comme correcteur pour la boucle de tension.

L'équation temporelle de ce correcteur PI est donnée par:

$$I_{CGpvref}(t) = k_{pt} e(t) + k_{it} \int e(t) dt \quad (II.30)$$

Où : $e(t)$, $I_{CGpvref}$, k_{pt} , k_{it} représentent respectivement l'erreur à l'instant t , la commande générée et les gains du correcteur.

La fonction de transfert correspondante est donnée par :

$$C_t(s) = k_{pt} + \frac{k_{it}}{s} \quad (II.31)$$

Où : s est l'opérateur de Laplace.

La figure (II.18) représente la boucle de régulation de la tension du générateur photovoltaïque avec un correcteur PI :

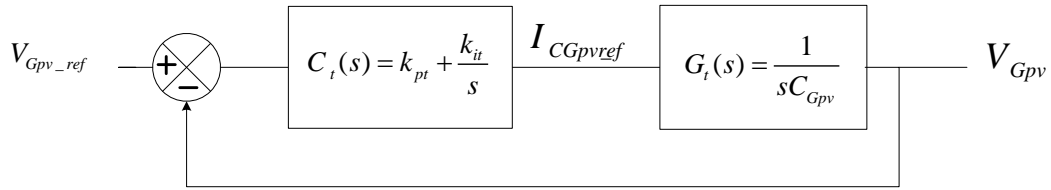


Figure II.18 : Schéma de régulation de la tension de générateur par un PI

A partir du schéma de la figure (II.18), la fonction de transfert du système en boucle fermée s'écrit:

$$H_t(s) = \frac{\frac{k_{pt}}{C_{Gpv}} s + \frac{k_{it}}{C_{Gpv}}}{s^2 + \frac{k_{pt}}{C_{Gpv}} s + \frac{k_{it}}{C_{Gpv}}} \quad (II.32)$$

Pour calculer les gains convenables du correcteur on utilise la méthode de placement des pôles. On veut que la fonction de transfert (II.32) présente le même comportement dynamique qu'un système de deuxième ordre de la forme suivante :

$$F(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (II.33)$$

Par identification des deux équations caractéristiques des deux fonctions de transfert (II.32) et (II.33) on trouve:

$$\begin{cases} k_{pt} = 2\xi\omega_n C_{Gpv} \\ k_{it} = C_{Gpt} \omega_n^2 \end{cases} \quad (\text{II.34})$$

Où ξ, ω_n représentent respectivement le facteur d'amortissement et la pulsation de système.

II.6.2. Synthèse du régulateur de courant de la bobine

La régulation du courant de la bobine est assurée par un régulateur de type PI. Ce dernier corrige l'erreur entre le courant mesuré traversant la bobine I_{LGpv} et sa référence imposée par la boucle de régulation de la tension d'entrée du générateur.

La figure (II.19) représente le schéma du courant de la bobine avec un correcteur PI:

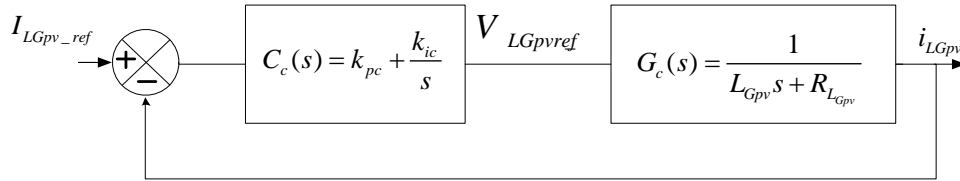


Figure II.19 : Schéma de régulation du courant I_{LGpv} par un PI

Où : $R_{L_{Gpv}}$ représente la résistance interne de la bobine.

A partir du schéma de la figure (II.19), la fonction de transfert du système en boucle fermée s'écrit:

$$H_c(s) = \frac{\frac{k_{pc}}{L_{Gpv}}s + \frac{k_{ic}}{L_{Gpv}}}{s^2 + \frac{k_{pc} + R_{L_{Gpv}}}{L_{Gpv}}s + \frac{k_{ic}}{L_{Gpv}}} \quad (\text{II.35})$$

L'identification de la fonction de transfert en boucle fermée avec celle d'un système de deuxième ordre conduit à :

$$\begin{cases} k_{pc} = 2\xi\omega_n L_{Gpv} - R_{L_{Gpv}} \\ k_{ic} = L_{Gpv} \omega_n^2 \end{cases} \quad (\text{II.36})$$

II.7. Résultats de simulation

Le tableau (II.2) représente les paramètres de simulation du convertisseur boost et les données du contrôle utilisés par les deux algorithmes de commande MPPT (P&O et INC).

| | |
|-----------------------------------|--|
| Paramètres du GPV | $M_s = 10, M_p = 1, V_{Gpv} = 345 V$ |
| Paramètres du convertisseur boost | $f_s = 50kHz, C_{Gpv} = 6.5 \times 10^{-5} F,$ $C_{dc} = 3.5 \times 10^{-6} F,$ $L_{Gpv} = 0.08H, R_{LGpv} = 1m\Omega$ |
| Régulateur de la tension | $\xi = 1, \omega_n = 1000 \text{ rad/s}$ |
| Régulateur du courant | $\xi = 1, \omega_n = 5000 \text{ rad/s}$ |

Tableau II.2 : Paramètres du convertisseur boost et des régulateurs utilisés

II.7.1. Variation de l'ensoleillement avec $T=25^\circ C$

Dans ce test, nous procéderons à une diminution de l'ensoleillement de $1kW/m^2$ à $0.5kW/m^2$ pour une durée de 0.5 s durant laquelle la température est maintenue constante égale à $25^\circ C$ [15] [26] comme le montre la figure (II.20). Les résultats de la simulation sont illustrés par les figures (II.21), (II.22) (II.23) et (II.24).

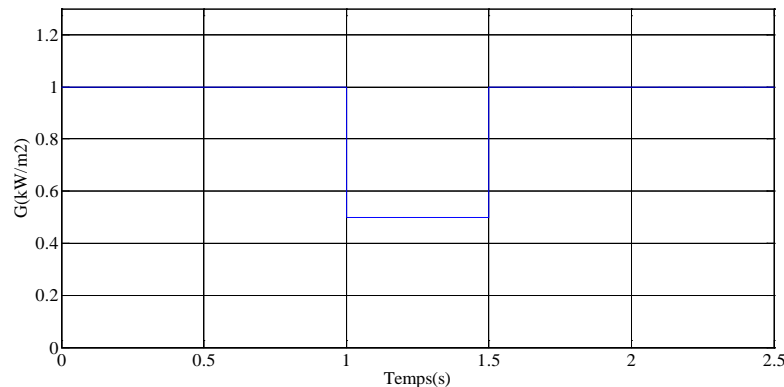


Figure II.20 : Variation de l'irradiation solaire en fonction du temps

Les figures (II.21), (22), (23), (24), représentent respectivement la variation du courant, la tension, la puissance et le rapport cyclique du générateur obtenue par les deux méthodes MPPT.

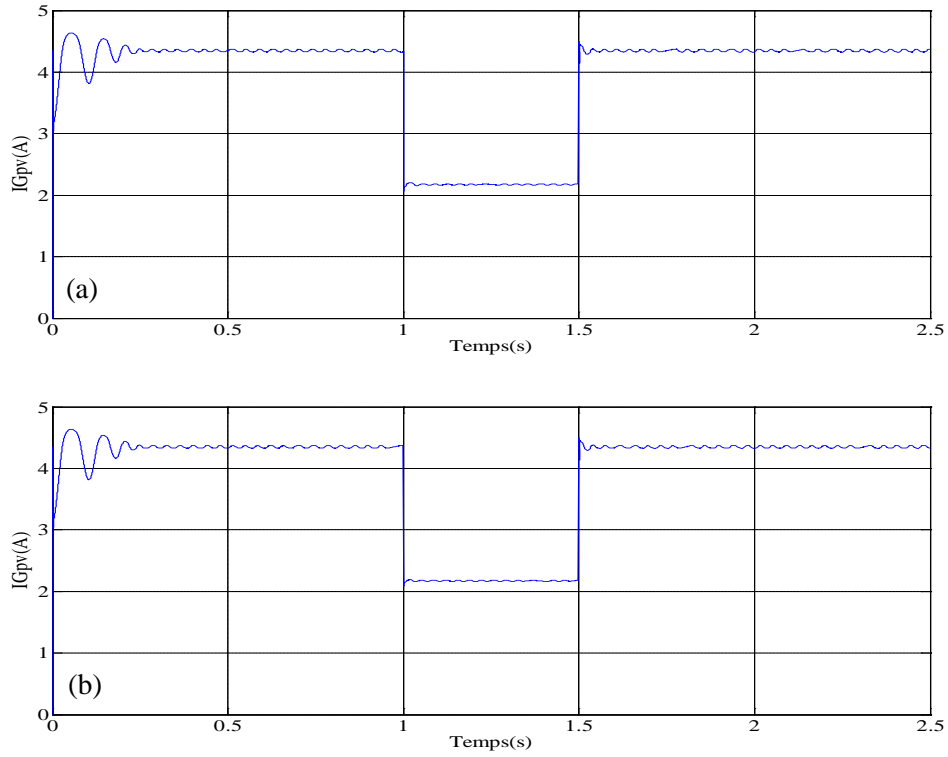


Figure II.21 : Courant du générateur (a) P& O, (b) INC

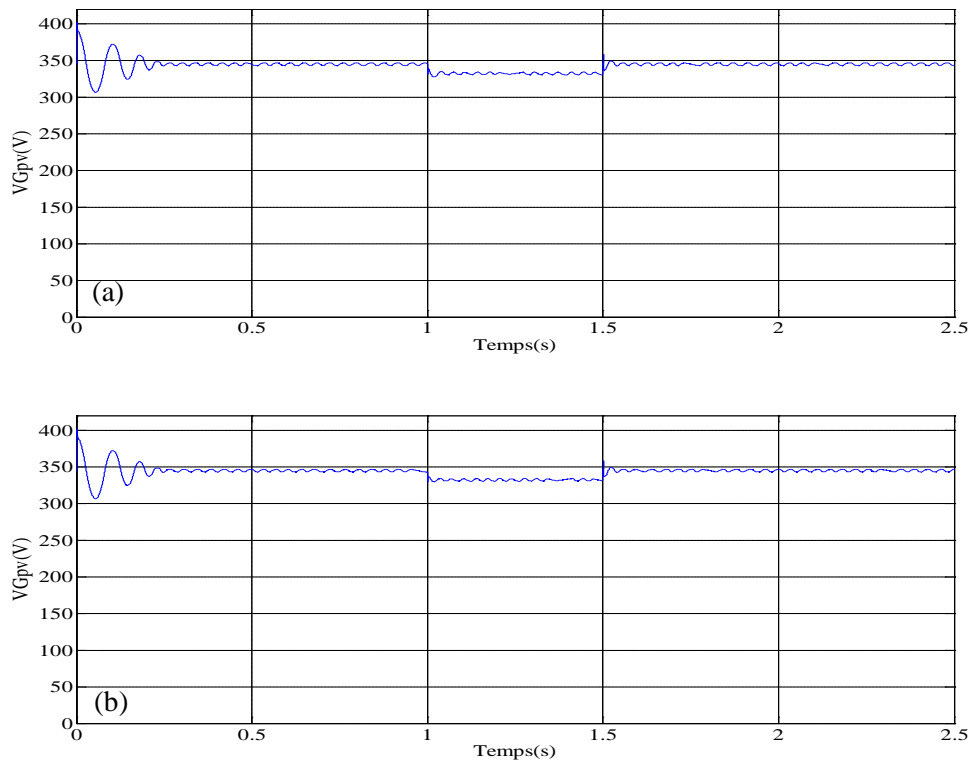


Figure II.22 : Tension du générateur (a) P& O, (b) INC

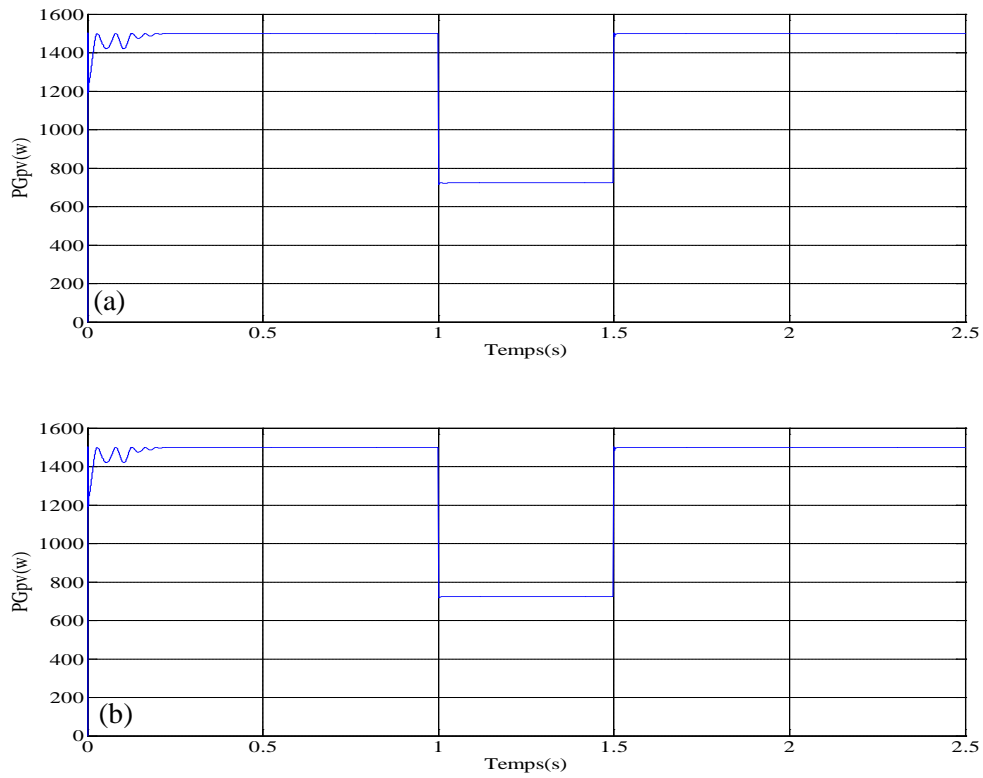


Figure II.23: Puissance du générateur (a) P& O, (b) INC

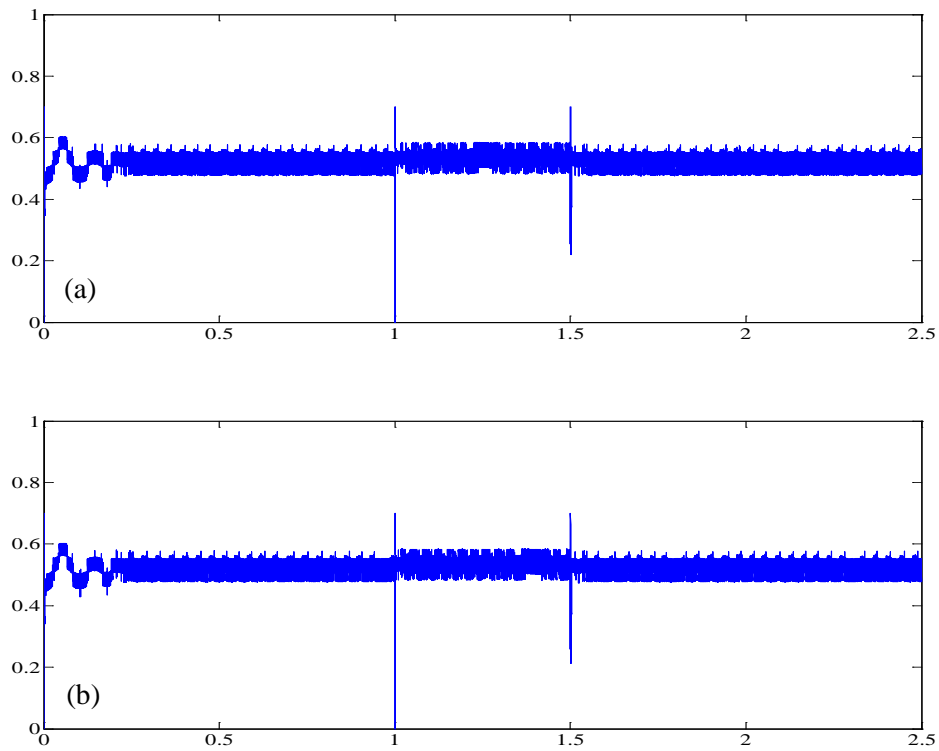


Figure II.24 : Rapport cyclique du convertisseur boost (a) P& O, (b) INC

Dans les conditions de référence ($T=25^{\circ}\text{C}$, $G=1\text{kW}/\text{m}^2$) le générateur produit la puissance optimale (1.5kW), ce qu'explique que le MPPT fait fonctionner le générateur dans son point MPP caractérisé par une tension égale à 345V et un courant égale à 4.35A comme l'illustre la figure (II.23).

La diminution de l'éclairement (à l'instant $t=1$) entraîne une grande diminution du courant comme le montre la figure (II.21), et une légère diminution de la tension du générateur (figure (II.22)) par rapport a la fort diminution du courant, ce qui se traduit par une diminution de la puissance comme l'illustre la figure (II.23).

II.7.2. Variation de la température avec $G=1\text{kW}/\text{m}^2$

La température est un facteur important qui influe sur les caractéristiques du générateur photovoltaïque et par conséquent sur la puissance. Les tests retenus dans ce cas sont effectués en maintenant l'ensoleillement constant ($1\text{kW}/\text{m}^2$) et en augmentent la température de 25°C à 40°C à partir de $t=1\text{s}$ durant 0.5s comme le montre les figures (II.25). Les résultats de la simulation sont illustrés par les figures (II.26), (II.27), (II.28) et (II.29).

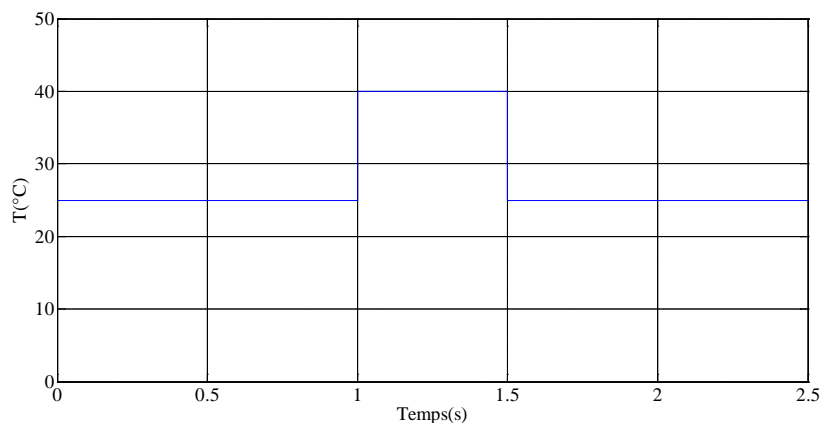


Figure II.25 : Variation de température en fonction de temps

Les figures (II.26), (II.27), (II.28) et (II.29) représentent respectivement la variation du courant, la tension, la puissance, et le rapport cyclique du générateur obtenues par les deux algorithmes MPPT.

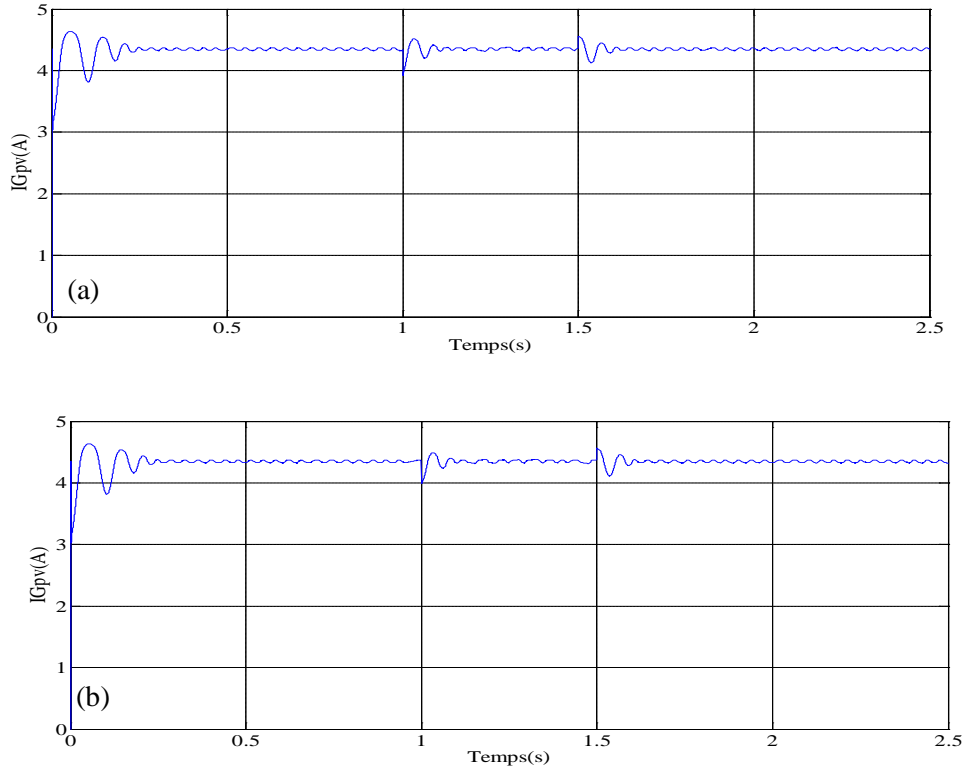


Figure II.26 : Courant du générateur (a) P& O, (b) INC

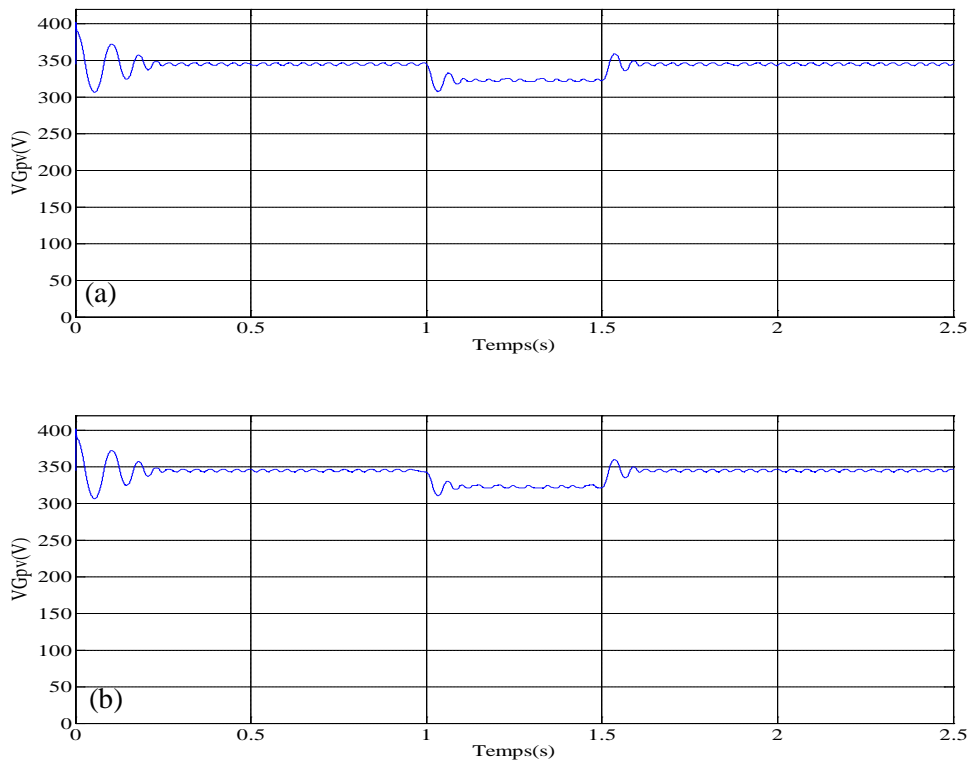


Figure II.27 : Tension du générateur (a) P& O, (b) INC

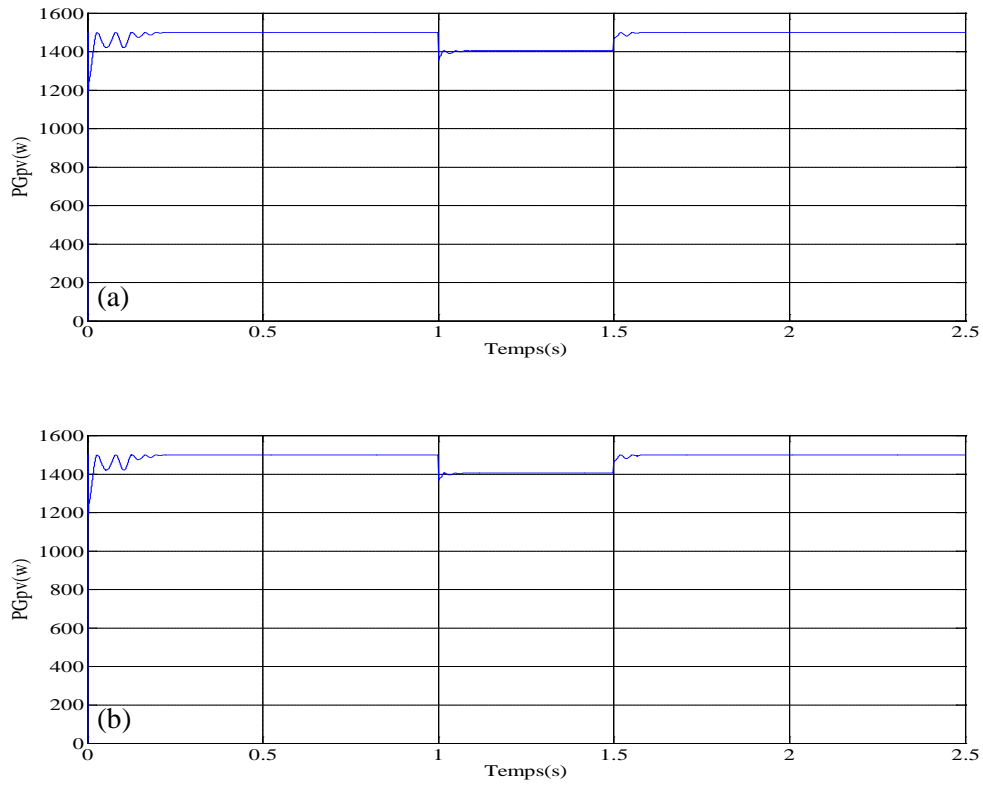


Figure II.28 : Puissance du générateur (a) P& O, (b) INC

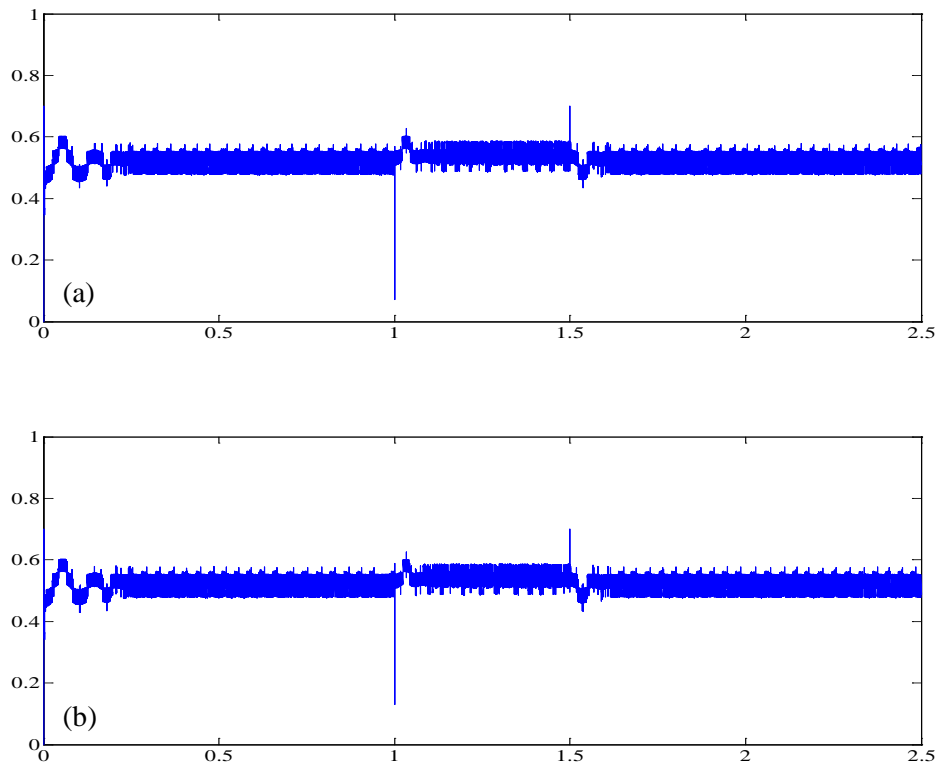


Figure II.29 : Rapport cyclique du convertisseur boost (a) P& O, (b) INC

L'augmentation de la température à son tour influence l'efficacité du système. Cette augmentation va provoquer une diminution du courant comme l'illustre la figure (II.26). Ceci se traduit par une diminution de la puissance fournie par le générateur ; comme le montre la figure (II.28).

D'après figure (II.27), il est évident que l'augmentation de la température a entraîné une légère augmentation du courant du générateur en conformité avec les caractéristiques du générateur photovoltaïque.

Les résultats obtenus dans la figure (II.22) et (II.23) montrent que l'influence de la température sur les performances du générateur photovoltaïque est moins importante par rapport à celle de l'éclairement.

II.8. Conclusion

Le fonctionnement du générateur photovoltaïque à un rendement optimal nécessite l'insertion de convertisseurs statiques (généralement un convertisseur DC-DC) entre le générateur et la charge. Pour assurer le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque à son point de puissance maximale (MPP), des contrôleurs MPPT sont souvent utilisés. Ces contrôleurs minimisent l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence variable en fonction des conditions climatiques.

Dans ce chapitre nous avons présenté le convertisseur boost contrôlé par deux méthodes de poursuite de la puissance maximale à savoir Perturbation-Observation et l'incrémentation de la conductance. Les résultats de simulation montrent la faisabilité des commandes MPPT proposées dans le cas où la charge est une source de tension constante.

Chapitre III

Commande du système photovoltaïque Couplé au réseau

III.1. Introduction

Les systèmes de production photovoltaïque faisaient des progrès considérables, ils ne pourraient à eux seuls représentés une source d'énergie fiable. En effet, les variations de production étant fortement couplées aux données météorologiques, la production ne pouvait pas forcément être assurée lorsque l'utilisation s'en faisait sentir.

Les systèmes photovoltaïques interconnectés aux réseaux électriques, ils emploient toujours des technologies, comparativement, plus chères pour la production d'électricité, même lorsque les frais financiers externes sont considérés. Le coût énergétique peut être réduit en diminuant l'investissement nécessaire ou en augmentant le rendement d'énergie du système [16]. Le développement des techniques de commande nouvelles, employées pour accomplir la deuxième alternative, peut probablement aboutir à des résultats de réduction de prix.

Ce chapitre sera consacré à la commande des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Nous étudierons les deux types de couplage suivants:

- Connexion indirecte : le GPV sera couplé au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur boost et un onduleur triphasé ;
- Connexion direct : le GPV sera couplé au réseau par l'intermédiaire d'un onduleur triphasé seulement.

L'onduleur triphasé sera commandé par deux techniques à savoir la modulation vectorielle SVM (Space Vector Modulation) et la modulation par hysteresis de courant. En outre, les effets des variations des conditions climatiques et celle de la charge seront étudiés.

III.2. Modélisation de l'onduleur triphasé

III.2.1. Structure de l'onduleur

La figure (III.1) illustre la configuration d'un onduleur de tension triphasé à base d'IGBT. Il est constitué de six interrupteurs bidirectionnels (commandés à l'amorçage et au blocage) conduisant le courant dans les deux directions grâce aux diodes en antiparallèles. Tous les éléments sont considérés comme des interrupteurs idéaux.

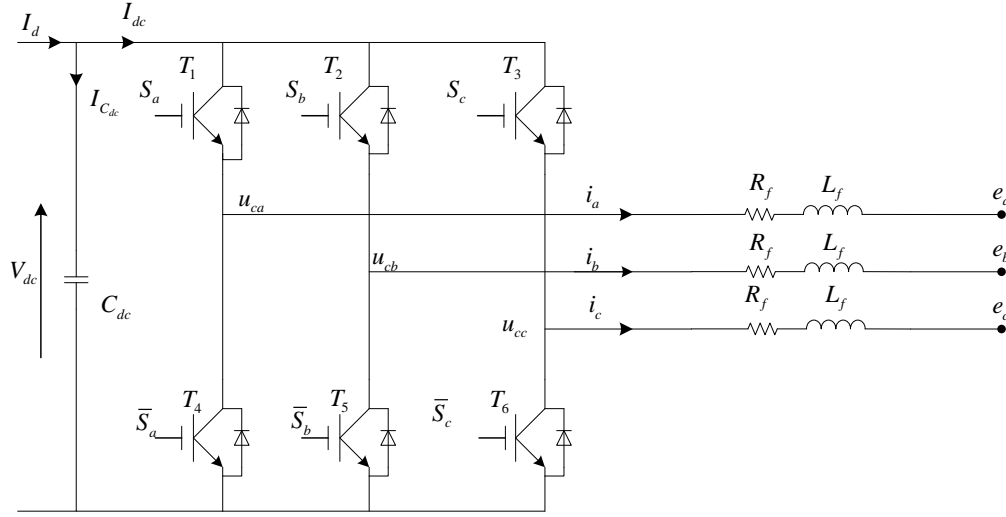


Figure III.1: Onduleur de tension triphasé

L'ouverture et la fermeture des interrupteurs de l'onduleur montré dans la figure (III.1) dépendent de l'état des signaux de commande (S_a , S_b , S_c). Les interrupteurs de chaque bras sont à commande complémentaire.

Les tensions composées u_{cab} , u_{cbc} , u_{cca} délivrées par l'onduleur sont données par :

$$\begin{cases} u_{cab} = u_{ca} - u_{cb} \\ u_{cbc} = u_{cb} - u_{cc} \\ u_{cca} = u_{cc} - u_{ca} \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

Les tensions simples seront exprimées en fonction des tensions composées par :

$$\begin{bmatrix} u_{ca} \\ u_{cb} \\ u_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{3} & 0 & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{1}{3} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{cab} \\ u_{cbc} \\ u_{cca} \end{bmatrix} \quad (\text{III.2})$$

Les tensions simples seront exprimées en fonction des états des interrupteurs par :

$$\begin{bmatrix} u_{ca} \\ u_{cb} \\ u_{cc} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.3})$$

Le courant à l'entrée de l'onduleur I_{dc} est donné par :

$$I_{dc} = \begin{bmatrix} S_a & S_b & S_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

III.2.2. Présentation vectorielle

La présentation consiste à placer le vecteur de commande dans le référentiel biphasé qui sera obtenu après l'utilisation de la transformation de Clarck donnée par :

$${}^{\alpha\beta}T_{abc} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.5})$$

. Le codage des commutations possibles des interrupteurs peut être effectué sur trois états (S_a , S_b , S_c). Les commandes dans le référentiel (α , β) sont données par le tableau (III.1) qui permet de trouver, pour une combinaison des interrupteurs donnée, le vecteur de tension obtenu dans le référentiel (α , β), ceci donne le polygone de commutation de la figure (III.2) :

| S_a | S_b | S_c | u_{ca} | u_{cb} | u_{cc} | $u_{c\alpha}$ | $u_{c\beta}$ | V_i |
|-------|-------|-------|----------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------|----------------------------|-------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | V_0 |
| 0 | 0 | 1 | $\frac{-V_{dc}}{3}$ | $\frac{-V_{dc}}{3}$ | $\frac{2V_{dc}}{3}$ | $\frac{-V_{dc}}{\sqrt{6}}$ | $\frac{-V_{dc}}{\sqrt{2}}$ | V_5 |
| 0 | 1 | 0 | $\frac{-V_{dc}}{3}$ | $\frac{2V_{dc}}{3}$ | $\frac{-V_{dc}}{3}$ | $\frac{-V_{dc}}{\sqrt{6}}$ | $\frac{V_{dc}}{\sqrt{2}}$ | V_3 |
| 0 | 1 | 1 | $\frac{-2V_{dc}}{3}$ | $\frac{V_{dc}}{3}$ | $\frac{V_{dc}}{3}$ | $-\sqrt{\frac{2}{3}}V_{dc}$ | 0 | V_4 |
| 1 | 0 | 0 | $\frac{2V_{dc}}{3}$ | $\frac{-V_{dc}}{3}$ | $\frac{-V_{dc}}{3}$ | $\sqrt{\frac{2}{3}}V_{dc}$ | 0 | V_1 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|--------------------|----------------------|----------------------|---------------------------|----------------------------|-------|
| 1 | 0 | 1 | $\frac{V_{dc}}{3}$ | $\frac{-2V_{dc}}{3}$ | $\frac{V_{dc}}{3}$ | $\frac{V_{dc}}{\sqrt{6}}$ | $\frac{-V_{dc}}{\sqrt{2}}$ | V_6 |
| 1 | 1 | 0 | $\frac{V_{dc}}{3}$ | $\frac{V_{dc}}{3}$ | $\frac{-2V_{dc}}{3}$ | $\frac{V_{dc}}{\sqrt{6}}$ | $\frac{V_{dc}}{\sqrt{2}}$ | V_2 |
| 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | V_7 |

Tableau III.1 : Calcul des vecteurs de tension

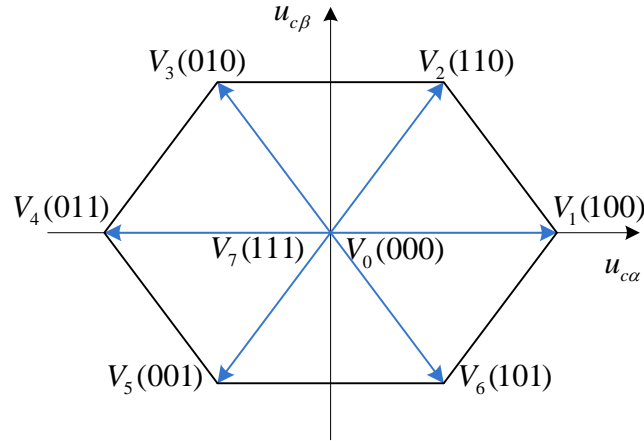


Figure III.2 : Représentation du polygone de commutation

III.3.1. Modèle de l'onduleur dans le repère (a, b, c)

Les équations gouvernant les trois phases de l'onduleur sont données par :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_a}{dt} = u_{ca} - R_f i_a - e_a \\ L_f \frac{di_b}{dt} = u_{cb} - R_f i_b - e_b \\ L_f \frac{di_c}{dt} = u_{cc} - R_f i_c - e_c \end{cases} \quad (\text{III.6})$$

Avec :

e_a, e_b, e_c : sont les tensions aux points de raccordements communs ;

i_a, i_b, i_c : représentent les courants sortant de l'onduleur ;

L_f : représente l'inductance de couplage d'une phase du filtre entre l'onduleur et le réseau ;

R_f : représente la résistance interne de l'inductance de couplage (L_f).

L'équation donnant la tension coté continu est donnée par :

$$C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = I_d - (S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c) \quad (\text{III.7})$$

Où

I_d : représente le courant d'entrée du bus continu ;

C_{dc} : représente la capacité du condensateur du bus continu.

En remplaçant l'expression (III.3) dans (III.6), on trouve le système suivant :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_a}{dt} = \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} V_{dc} - e_a - R_f i_a \\ L_f \frac{di_b}{dt} = \frac{2S_b - S_a - S_c}{3} V_{dc} - e_b - R_f i_b \\ L_f \frac{di_c}{dt} = \frac{2S_c - S_a - S_b}{3} V_{dc} - e_c - R_f i_c \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

III.3.2. Modèle de l'onduleur dans le repère (α, β)

Pour rendre le modèle de l'onduleur sous une forme plus simplifiée, on utilise la théorie de transformation d'espace de vecteurs du système triphasé au système biphasé virtuel. Ce qui donne :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_\alpha}{dt} = u_{c\alpha} - R_f i_\alpha - e_\alpha \\ L_f \frac{di_\beta}{dt} = u_{c\beta} - R_f i_\beta - e_\beta \\ C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = I_d - (S_\alpha i_\alpha + S_\beta i_\beta) \end{cases} \quad (\text{III.9})$$

Où :

$$\begin{bmatrix} u_{c\alpha} \\ u_{c\beta} \end{bmatrix} = {}^{\alpha\beta}T_{abc} \begin{bmatrix} u_{ca} \\ u_{cb} \\ u_{cc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.10})$$

Et

$$\begin{bmatrix} e_\alpha \\ e_\beta \end{bmatrix} = {}^{\alpha\beta}T_{abc} \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.11})$$

Les courants sont exprimés par :

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = {}^{\alpha\beta}T_{abc} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.12})$$

En remplaçant (III.3) dans (III.10) on trouve :

$$\begin{bmatrix} u_{c\alpha} \\ u_{c\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{1}{6}}(2S_a - S_b - S_c) \\ \sqrt{\frac{1}{2}}(S_b - S_c) \end{bmatrix} V_{dc} \quad (\text{III.13})$$

Ce qui donne :

$$S_\alpha = \sqrt{\frac{1}{6}}(2S_a - S_b - S_c) , S_\beta = \sqrt{\frac{1}{2}}(S_b - S_c).$$

III.3.3. Modèle de l'onduleur dans le repère (d, q)

L'intérêt principal du repère (α, β) est de réduire la complexité du système. Cependant, il existe un autre repère qui répond aux mêmes objectifs que le précédent : c'est le repère tournant (d, q). Ce repère tournant est obtenu en appliquant une rotation sur le repère stationnaire (α, β) d'un angle (ωt) où (ω) est la vitesse angulaire de vecteur tension de la source.

Dans le repère tournant (d, q), le modèle transformé devient :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_d}{dt} = u_{cd} - R_f i_d + L_f \omega i_q - e_d \\ L_f \frac{di_q}{dt} = u_{cq} - R_f i_q - L_f \omega i_d - e_q \\ C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = I_d - (S_d i_\alpha + S_q i_\beta) \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

La transformation du système biphasé (III.9) dans le repère (d, q) nécessite d'avoir les relations de transformation des tensions et des courants entre les deux repères :

$$\begin{bmatrix} u_{cd} \\ u_{cq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \omega t & \sin \omega t \\ -\sin \omega t & \cos \omega t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{c\alpha} \\ u_{c\beta} \end{bmatrix} \quad (\text{III.15})$$

En remplaçant l'équation (III.13) dans (III.15), on trouve :

$$\begin{bmatrix} u_{cd} \\ u_{cq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_d \\ S_q \end{bmatrix} V_{dc} \quad (\text{III.16})$$

Avec :

$$S_d = S_\alpha \cos \omega t + S_\beta \sin \omega t, \text{ et } S_q = -S_\alpha \sin \omega t + S_\beta \cos \omega t.$$

Les tensions sont transformées par :

$$\begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \omega t & \sin \omega t \\ -\sin \omega t & \cos \omega t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_\alpha \\ e_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{III.17})$$

Les courants sont transformés par :

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \omega t & \sin \omega t \\ -\sin \omega t & \cos \omega t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{III.18})$$

III.4. Calcul des puissances instantanées mises en jeu dans le repère (a, b, c)

La puissance active instantanée est définie par le produit scalaire entre les courants et les tensions. Par contre, la puissance réactive est définie par le produit vectoriel entre eux.

Les puissances apparentes complexes respectivement du réseau \bar{S}_s de la charge \bar{S}_{ch} et celle délivrée par l'onduleur \bar{S} peuvent être exprimées par les expressions suivantes [24] :

$$\bar{S}_s = p_s + jq_s = e_{sa}i_{sa} + e_{sb}i_{sb} + e_{sc}i_{sc} - \frac{1}{\sqrt{3}}[(e_{sb} - e_{sc})i_{sa} + (e_{sc} - e_{sa})i_{sb} + (e_{sa} - e_{sb})i_{sc}] \quad (\text{III.19})$$

$$\bar{S}_{ch} = p_{ch} + jq_{ch} = e_a i_{cha} + e_b i_{chb} + e_c i_{chc} - \frac{1}{\sqrt{3}}[(e_b - e_c)i_{cha} + (e_c - e_a)i_{chb} + (e_a - e_b)i_{chc}] \quad (\text{III.20})$$

$$\bar{S} = p + jq = e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c - \frac{1}{\sqrt{3}}[(e_b - e_c)i_a + (e_c - e_a)i_b + (e_a - e_b)i_c] \quad (\text{III.21})$$

III.4.1. Calcul des puissances instantanées mises en jeu dans le repère (α, β)

Les grandeurs dans le référentiel (a, b, c) sont exprimées en fonction des grandeurs dans le repère (α, β) par :

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = {}^{abc}T_{\alpha\beta} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix}; \quad \text{avec } {}^{abc}T_{\alpha\beta} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.22})$$

Où x peut prendre les valeurs de e_s, e, i_s, i, i_{ch}

En utilisant la transformation (III.22) les équations (III.19-21) deviennent :

$$\begin{bmatrix} p_s \\ q_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_{s\alpha} & e_{s\beta} \\ -e_{s\beta} & e_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} p_{ch} \\ q_{ch} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_\alpha & e_\beta \\ -e_\beta & e_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ch\alpha} \\ i_{ch\beta} \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_\alpha & e_\beta \\ -e_\beta & e_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{III.23})$$

III.4.2. Calcul des puissances instantanées misent en jeu dans le repère (d, q)

La relation entre les grandeurs dans le repère (α, β) et celle dans le repère (d, q) est exprimée par :

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \omega t & -\sin \omega t \\ \sin \omega t & \cos \omega t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} \quad (\text{III.24})$$

Avec : x peut prendre les valeurs de e_s, e, i_s, i, i_{ch}

En utilisant la transformation (III.24), les expressions des puissances dans le repère (d, q) sont :

$$\begin{bmatrix} p_s \\ q_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_{sd} & e_{sq} \\ -e_{sq} & e_{sd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} p_{ch} \\ q_{ch} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_d & e_q \\ -e_q & e_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{chd} \\ i_{chq} \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_d & e_q \\ -e_q & e_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (\text{III.25})$$

III.5. Calcul de la valeur de la capacité du condensateur d'entrée de l'onduleur (C_{dc})

La valeur de la capacité est calculée par [29] :

$$C_{dc} = \frac{2P_{\max} 20 \cdot 10^{-3}}{V_{dc}^2 (1 - k^2)} \quad (\text{III.26})$$

Où :

P_{\max} : est la puissance maximale ($k = \frac{V_{dc_min}}{V_{dc_max}} = 10\%$).

Pour notre cas on a : $P_{\max} = 1500W$, $V_{dc} = 700V$ On trouve $C_{dc} = 1.24 \cdot 10^{-4} F$

III.6. Dimensionnement du filtre

La valeur minimale de l'inductance est calculée par [29] :

$$L_f = \frac{V_{dc}}{8f_c \Delta I_{\max}} \quad (\text{III.27})$$

Où : $\Delta I_{\max} = 2\% \sqrt{2} I_n$ et I_n représente le courant nominal.

Pour notre cas on a : $V_{dc} = 700V$, $f_c = 10^4 kHz$, ce qui donne $L_f = 0.0062H$.

III.7. Commande de l'onduleur triphasé

L'onduleur de tension utilisé peut être contrôlé soit en courant ou en tension selon qu'il est commandé par l'une ou l'autre des deux stratégies PWM suivantes :

- Commande par hystérésis de courant ;
- Commande par modulation vectorielle SVM.

III.7.1. Contrôle par hystérésis de courant

Le principe de la commande par hystérésis est basé sur la commande des interrupteurs de telle sorte que les variations du courant dans chaque phase soient limitées dans une bande h_i . Le principe de cette stratégie est de comparer le courant de référence i_{ref} au courant réel mesuré, i_i et d'élaborer à partir de l'écart entre ces deux courants.

La commande des deux interrupteurs sur le même bras est l'illustrée dans la figure (III.3).

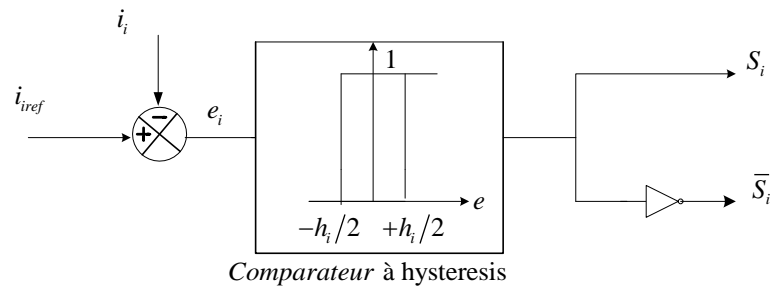


Figure III.3 : Principe de contrôle du courant par hystérésis

L'algorithme de cette stratégie est donné comme suit :

$$\begin{aligned}
 & \text{si } e_i > \frac{h_i}{2} \quad \text{alors } S_i = 1 \\
 & \text{si } e_i < -\frac{h_i}{2} \quad \text{alors } S_i = 0
 \end{aligned}
 \quad ; i = a, b, c \quad (III.28)$$

III.7.2. Modulation vectorielle SVM

La projection des vecteurs sur le repère orthonormé (α, β) comme montre la figure (III.4) conduit à un hexagone qui limite le pouvoir de génération de la tension de l'onduleur ainsi que six secteurs présentant les phases de transition entre un vecteur et un autre. Supposons qu'un vecteur de référence u_c souhaité à la sortie de l'onduleur, situé dans le premier secteur.

On peut écrire donc :

$$\vec{u}_c = \vec{u}_a + \vec{u}_b \quad (\text{III.29})$$

Le vecteur équivalent est ainsi calculé à partir d'une combinaison linéaire des deux vecteurs adjacents correspondant au secteur où l'on se trouve et les deux vecteurs nuls. Donc, nous pouvons écrire :

$$\vec{u}_c = \vec{u}_a + \vec{u}_b = \frac{t_1}{T_h} V_1 + \frac{t_2}{T_h} V_2 + \frac{t_0}{T_h} (V_0 \text{ ou } V_7) \quad (\text{III.30})$$

Où t_1 , t_2 et t_0 sont les instants d'applications des vecteurs actifs V_1 , V_2 , et des vecteurs nuls (V_0 ou V_7) respectivement pendant une période de modulation T_h [26].

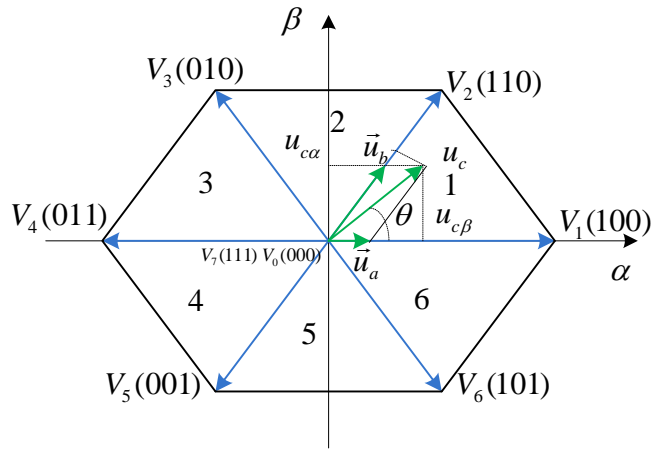


Figure III.4 : Représentation du polygone de commutation et le vecteur de tension de référence

III.7.2.1. Calcul des temps d'application des vecteurs de tension

Si le vecteur de référence se trouve dans le secteur i ($i = 1, \dots, 6$), alors t_i , t_{i+1} sont les temps d'application des vecteur adjacents V_i , V_{i+1} , alors que t_0 est le temps d'application des vecteurs nuls V_0 , et V_7 [28].

Pour assurer l'égalité de la valeur moyenne de la tension et sa référence à partir d'un instant t , on doit assurer que :

$$\frac{1}{T_h} \int_t^{t+T_h} \vec{u}_c dt = \frac{1}{T_h} \left(\int_t^{t+t_1} \vec{V}_i dt + \int_{t+t_1}^{t+t_1+t_2} \vec{V}_{i+1} dt + \int_{t+t_1+t_2}^{t+T_h} \vec{V}_0 dt \right) \quad (\text{III.31})$$

Dans une période d'échantillonnage T_h très petite, la tension \vec{u}_c est constante, l'équation (III.31) peut être simplifié a :

$$\bar{u}_c T_h = t_i \bar{V}_i + t_{i+1} \bar{V}_{i+1} + t_0 \bar{V}_0 \quad (\text{III.32})$$

Pour le secteur 1 on a :

$$\bar{u}_c = \frac{1}{T_h} (t_1 \bar{V}_1 + t_2 \bar{V}_2 + t_0 \bar{V}_1) \quad (\text{III.33})$$

Les vecteurs de tension dans le premier secteur sont :

$$\begin{cases} V_1 = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{dc} \\ V_2 = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{dc} \left(\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \\ V_0 = 0 \end{cases} \quad (\text{III.34})$$

D'autre part le vecteur tension peut être décomposé dans le repère (α, β) comme suit :

$$\bar{u}_c = u_{c\alpha} + j u_{c\beta} \quad (\text{III.35})$$

En remplaçant (III.34) et (III.35) dans (III.31) on obtient:

$$\begin{cases} u_{c\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{dc} \frac{t_1}{T_h} + \frac{1}{\sqrt{6}} V_{dc} \frac{t_2}{T_h} \\ u_{c\beta} = \frac{1}{\sqrt{2}} V_{dc} \frac{t_2}{T_h} \end{cases} \quad (\text{III.36})$$

La solution de (III.37) donne :

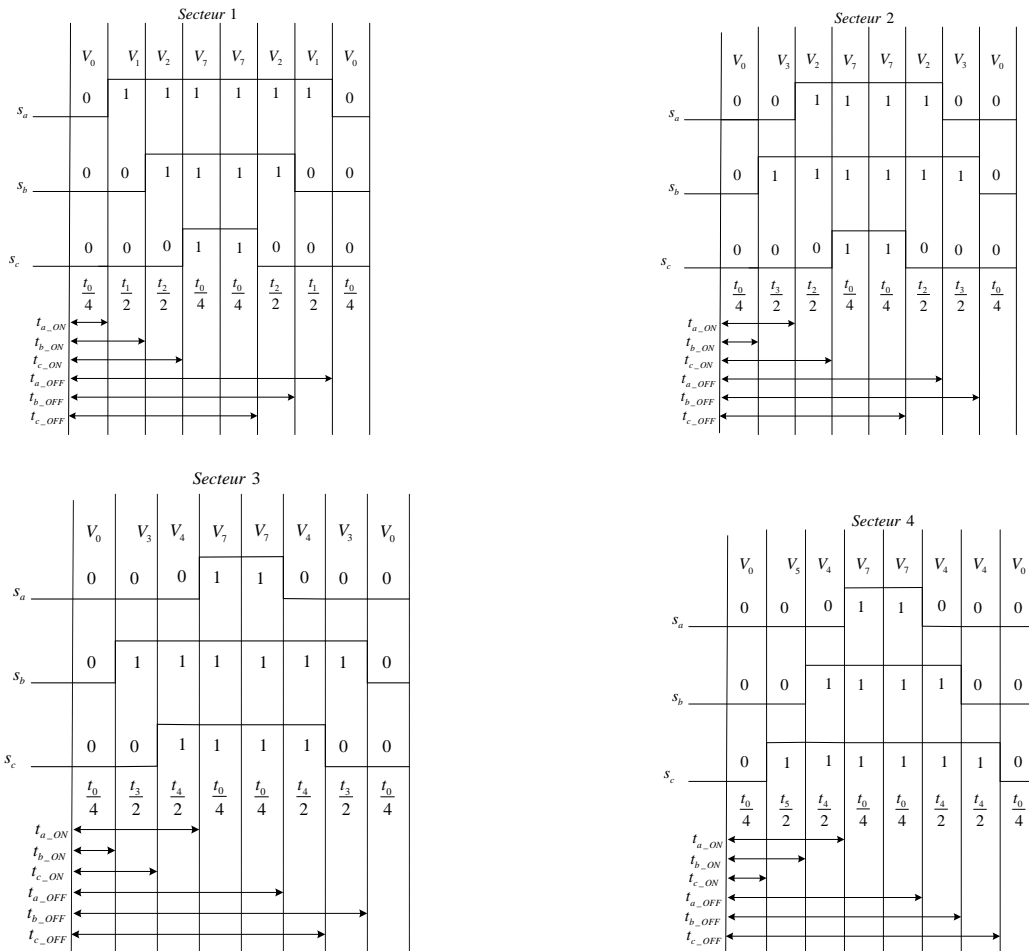
$$\begin{cases} t_1 = \frac{\sqrt{6} u_{c\alpha} - \sqrt{2} u_{c\beta}}{V_{dc}} T_h \\ t_2 = \frac{\sqrt{2} u_{c\beta}}{V_{dc}} T_h \\ t_0 = T_h - (t_1 + t_2) \end{cases} \quad (\text{III.37})$$

En effectuant le même calcul, nous obtenons les temps correspondants aux vecteurs de tension qui composent chaque secteur.

| | | | |
|-----------|---|---|---------------------------|
| Secteur 1 | $t_1 = \frac{\sqrt{6}u_{c\alpha} - \sqrt{2}u_{c\beta}}{2V_{dc}} T_h$ | $t_2 = \frac{\sqrt{2}u_{c\beta}}{V_{dc}} T_h$ | $t_0 = T_h - (t_1 + t_2)$ |
| Secteur 2 | $t_2 = \frac{\sqrt{6}u_{c\alpha} + \sqrt{2}u_{c\beta}}{2V_{dc}} T_h$ | $t_3 = \frac{-\sqrt{6}u_{c\alpha} + \sqrt{2}u_{c\beta}}{2V_{dc}} T_h$ | $t_0 = T_h - (t_2 + t_3)$ |
| Secteur 3 | $t_3 = \frac{\sqrt{2}u_{c\beta}}{V_{dc}} T_h$ | $t_4 = \frac{-\sqrt{6}u_{c\alpha} - \sqrt{2}u_{c\beta}}{2V_{dc}} T_h$ | $t_0 = T_h - (t_3 + t_4)$ |
| Secteur 4 | $t_4 = \frac{-\sqrt{6}u_{c\alpha} + \sqrt{2}u_{c\beta}}{2V_{dc}} T_h$ | $t_5 = -\frac{\sqrt{2}u_{c\beta}}{V_{dc}} T_h$ | $t_0 = T_h - (t_4 + t_5)$ |
| Secteur 5 | $t_5 = \frac{-\sqrt{6}u_{c\alpha} - \sqrt{2}u_{c\beta}}{2V_{dc}} T_h$ | $t_6 = \frac{\sqrt{6}u_{c\alpha} - \sqrt{2}u_{c\beta}}{2V_{dc}} T_h$ | $t_0 = T_h - (t_5 + t_6)$ |
| Secteur 6 | $t_6 = -\frac{\sqrt{2}u_{c\beta}}{V_{dc}} T_h$ | $t_1 = \frac{\sqrt{6}u_{c\alpha} + \sqrt{2}u_{c\beta}}{2V_{dc}} T_h$ | $t_0 = T_h - (t_6 + t_1)$ |

Tableau III.2 : Temps d'application des vecteurs de tension

Les répartitions sur une période de découpage des vecteurs à appliquer pour les différentes positions du vecteur tension de référence sont indiquées par la figure (III.5) [28].



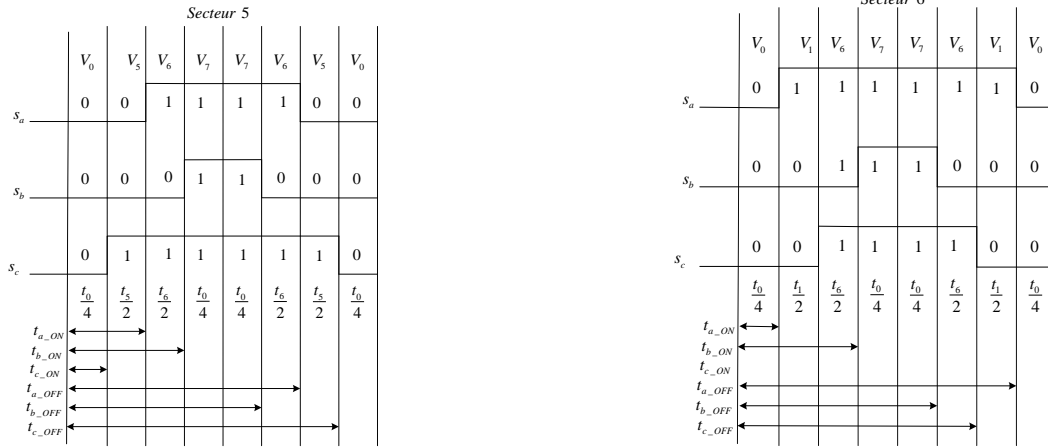


Figure III.5 : Répartition des vecteurs de tension à appliquer pour chaque secteur

La figure (III.5) permet de donner la relation entre t_{ON} , t_{OFF} , de chaque interrupteur et les temps d'application t_i , t_{i+1} , t_0 pour chaque secteur i .

Pour le secteur 1, d'après la figure (III.5), on a les relations suivantes :

$$\begin{cases} t_{a-ON} = \frac{t_0}{4} \\ t_{b-ON} = \frac{t_0}{4} + \frac{t_1}{2} \\ t_{c-ON} = \frac{t_0}{4} + \frac{t_1}{2} + \frac{t_2}{2} \end{cases} \quad (III.38)$$

Et

$$\begin{cases} t_{a-OFF} = \frac{3t_0}{4} + t_1 + t_2 \\ t_{b-OFF} = \frac{3t_0}{4} + \frac{t_1}{2} + t_2 \\ t_{c-OFF} = \frac{3t_0}{4} + \frac{t_1}{2} + \frac{t_2}{2} \end{cases} \quad (III.39)$$

III.8. Couplage du système photovoltaïque au réseau électrique triphasé

Le système photovoltaïque est connecté par l'intermédiaire d'un onduleur, l'ensemble injecte de l'énergie vers le réseau.

Il existe deux types de couplage des systèmes photovoltaïques au réseau, l'un indirecte et l'autre directe selon qu'on utilise le convertisseur DC-DC ou non.

L'identification de la fonction de transfert en boucle fermée avec celle d'un système de deuxième ordre conduit à :

$$\begin{cases} k_{pdc} = 2\xi_{dc} \omega_{ndc} C_{dc} \\ k_{idc} = C_{dc} \omega_{ndc}^2 \end{cases} \quad (\text{II.40})$$

Où ξ_{dc}, ω_{ndc} représentent respectivement le facteur d'amortissement et la pulsation du système.

Le produit de la tension continue V_{dc} avec le courant continu I_{dc} donne la puissance de référence p_{ref} exprimée par :

$$p_{ref} = V_{dc} I_{dc} \quad \text{avec} \quad I_{dc} = I_d - i_{cd_ref} \quad (\text{II.41})$$

III.8.1.2. Synthèse des régulateurs des courants

La figure (III.8) représente le schéma bloc des régulateurs des courants i_d, i_q par des correcteurs PI:

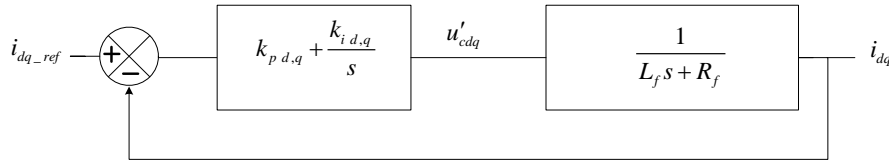


Figure III.8 : Schéma de régulation des courants i_d et i_q

L'identification de la fonction de transfert en boucle fermée avec celle d'un système de deuxième ordre conduit à :

$$\begin{cases} k_{pdq} = 2\xi_{dq} \omega_{ndq} L_f - R_f \\ k_{idq} = L_f \omega_{ndq}^2 \end{cases} \quad (\text{II.42})$$

Où ξ_{dq}, ω_{ndq} représentent respectivement le facteur d'amortissement et la pulsation du système.

Les tensions de référence à l'entrée de l'onduleur sont calculées en utilisant le principe de compensation suivant :

$$\begin{cases} u_{cdref} = e_d + u'_{cd} - L_f \omega i_q \\ u_{cqref} = e_q + u'_{cq} + L_f \omega i_d \end{cases} \quad (\text{II.43})$$

III.8.1.3. Résultats de simulation

Le tableau (III.3) représente les paramètres de simulation.

| | |
|---|---|
| Paramètres des composants | $f_s = 50kHz, C_{Gpv} = 6.5 \times 10^{-5} F, f_c = 10kHz$ $C_{dc} = 1.24.10^{-4} F, L_{Gpv} = 0.08H, R_{LGpv} = 1m\Omega,$ $V_{Gpv} = 345 V, L_f = 0.0064H, R_f = 0.02\Omega,$ $f_c = 10kHz,$ |
| Paramètres du régulateur de la tension continue | $\xi_{dc} = 1, \omega_{ndc} = 150 \text{ rad/s}$ |
| Paramètres des régulateurs des courants | $\xi_{dq} = 1, \omega_{ndq} = 171 \text{ rad /s}$ |
| Paramètres de la charge | $R_{ch} = 8.4\Omega, L_{ch} = 0.02H$ |

Tableau III.3 : Paramètres de simulation pour la connexion indirecte

III.8.1.3.1. Variation de l'ensoleillement avec $T=25^\circ C$

Nous procédons à une diminution de l'ensoleillement de $1kW/m^2$ à $0.5kW/m^2$ à $t=0.5s$ durant laquelle la température est maintenue constante égale à $25^\circ C$ comme le montre la figure (III.9).

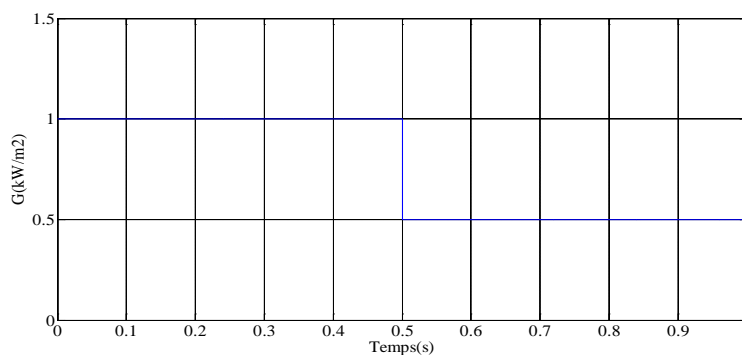


Figure III.9 : Variation de l'irradiation solaire en fonction du temps

La figure (III.10) représente respectivement les variations de la puissance du GPV, la puissance active de la charge et celle du réseau, la tension du bus continu V_{dc} , le courant de ligne i_{sa} et sa tension réduite de phase e_{sa} , le spectre harmonique du courant de ligne

i_{sa} dans les conditions de référence et après la variation de l'ensoleillement, en présence de variation de l'éclairement.

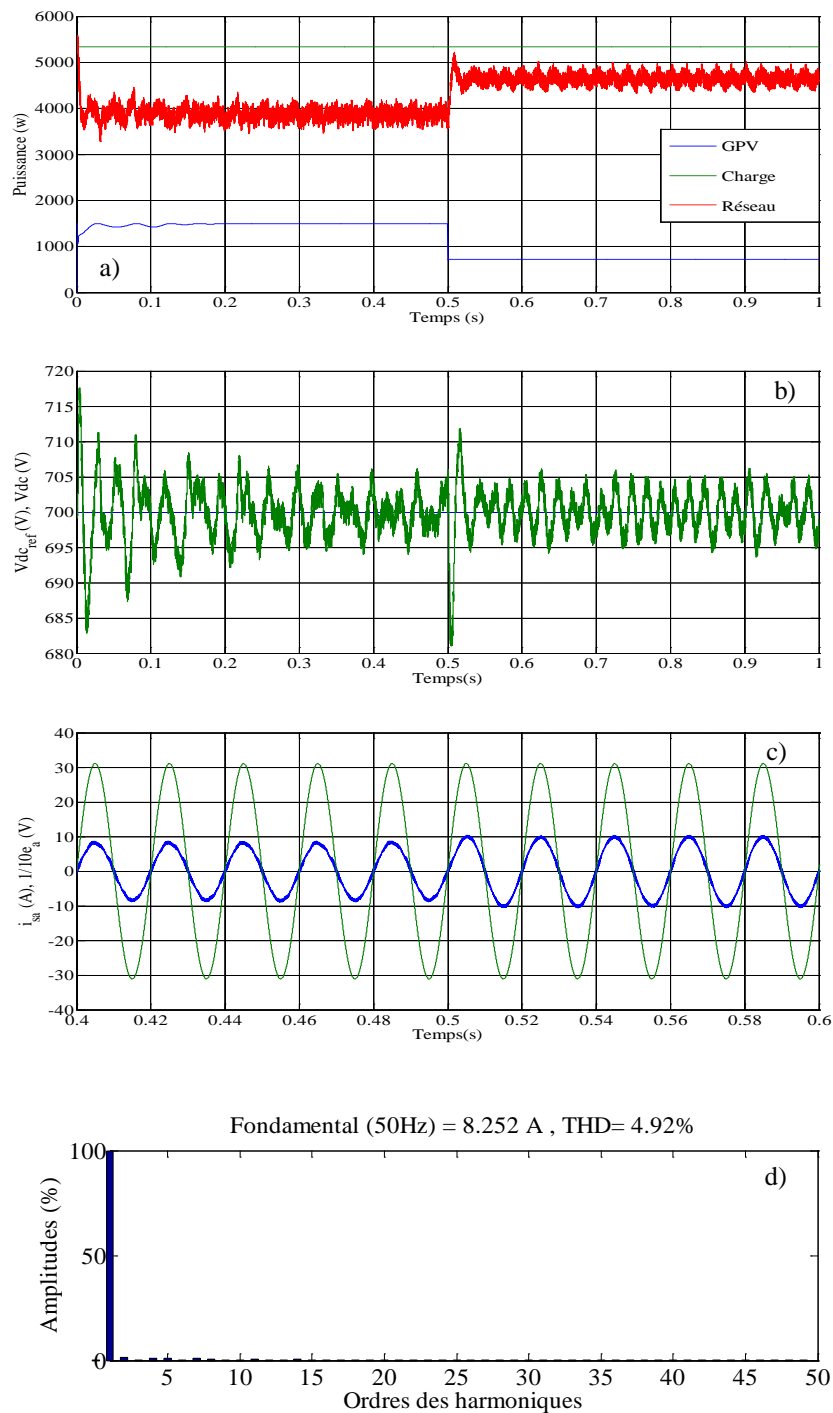


Figure III.10 : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d'une variation de l'ensoleillement à $T=25^\circ\text{C}$, a) Puissances actives mises en jeu, b) Tension du bus continu, c) Courant de ligne i_{sa} avec sa tension de phase réduite e_{sa} d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa} dans les conditions de référence

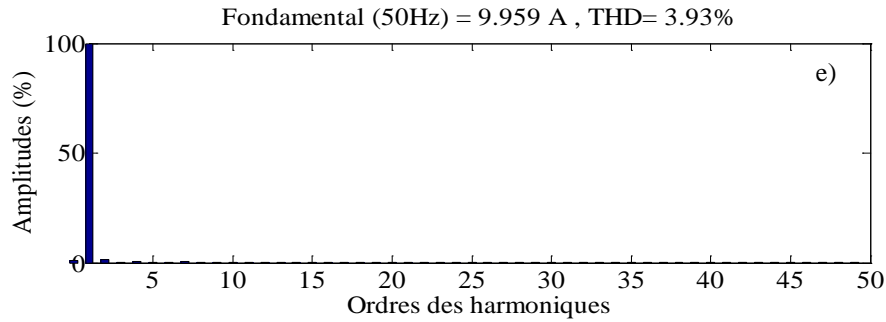


Figure III.10 (suite) : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d'une variation de l'ensoleillement à $T=25^{\circ}\text{C}$, e) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa} après la variation de l'ensoleillement

III.8.1.3.2. Variation de la température avec $G=1\text{kW}/\text{m}^2$

Nous avons varié la température de 25°C à 40°C à partir de $t=0.5\text{s}$ durant laquelle l'ensoleillement est maintenue constante égale à $1\text{kW}/\text{m}^2$ comme le montre la figure (III.11).

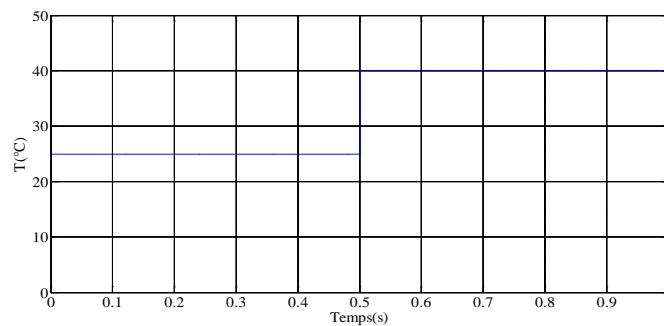


Figure III.11 : Variation de la température en fonction du temps

La figure (III.12) représente l'influence de la variation de la température sur le système photovoltaïque connecté au réseau.

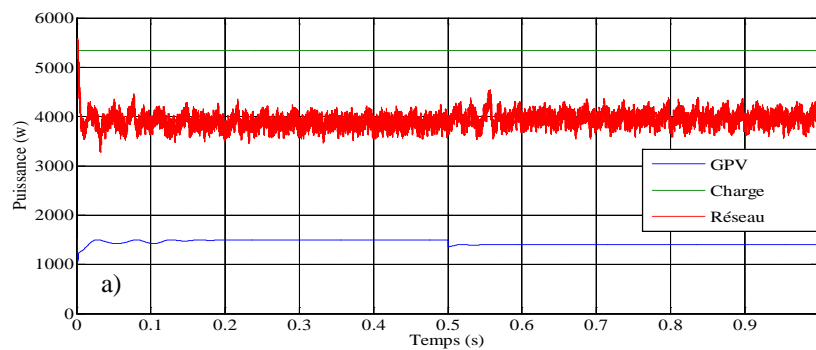


Figure III.12 : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d'une variation de la température à $G=1\text{kW}/\text{m}^2$, a) Puissances actives mises en jeu

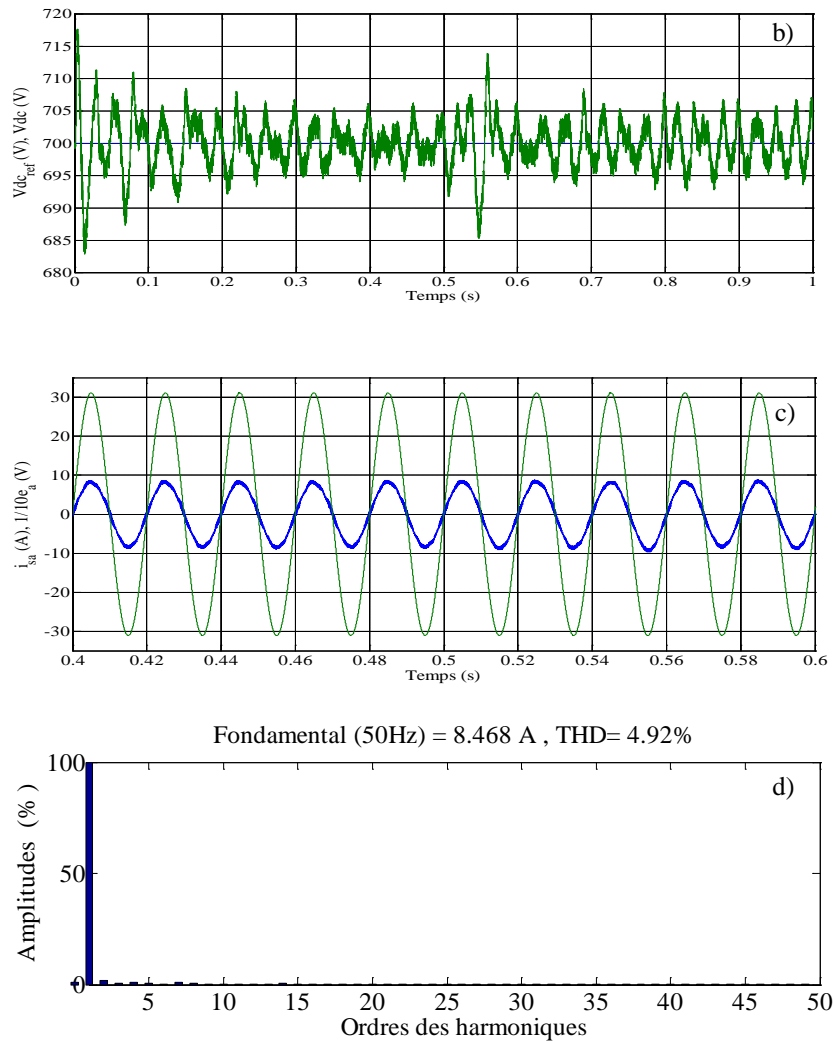


Figure III.12 (suite) : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d'une variation de la température à $G=1\text{kW}/\text{m}^2$, b) Tension du bus continue, c) Courant de ligne i_{sa} avec sa tension de phase réduite e_{sa} , d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa}

III. 8.1.3.3. Variation de la charge

Dans les conditions de référence du système photovoltaïque ($G=1\text{kW}/\text{m}^2$, $T=25\text{ }^\circ\text{C}$), on procède au couplage d'une autre charge à $t=0.5\text{s}$ de caractéristiques similaires à celles de la charge connectée déjà au réseau. La figure (III.13) représente l'influence de la variation de la charge sur le système photovoltaïque connecté au réseau.

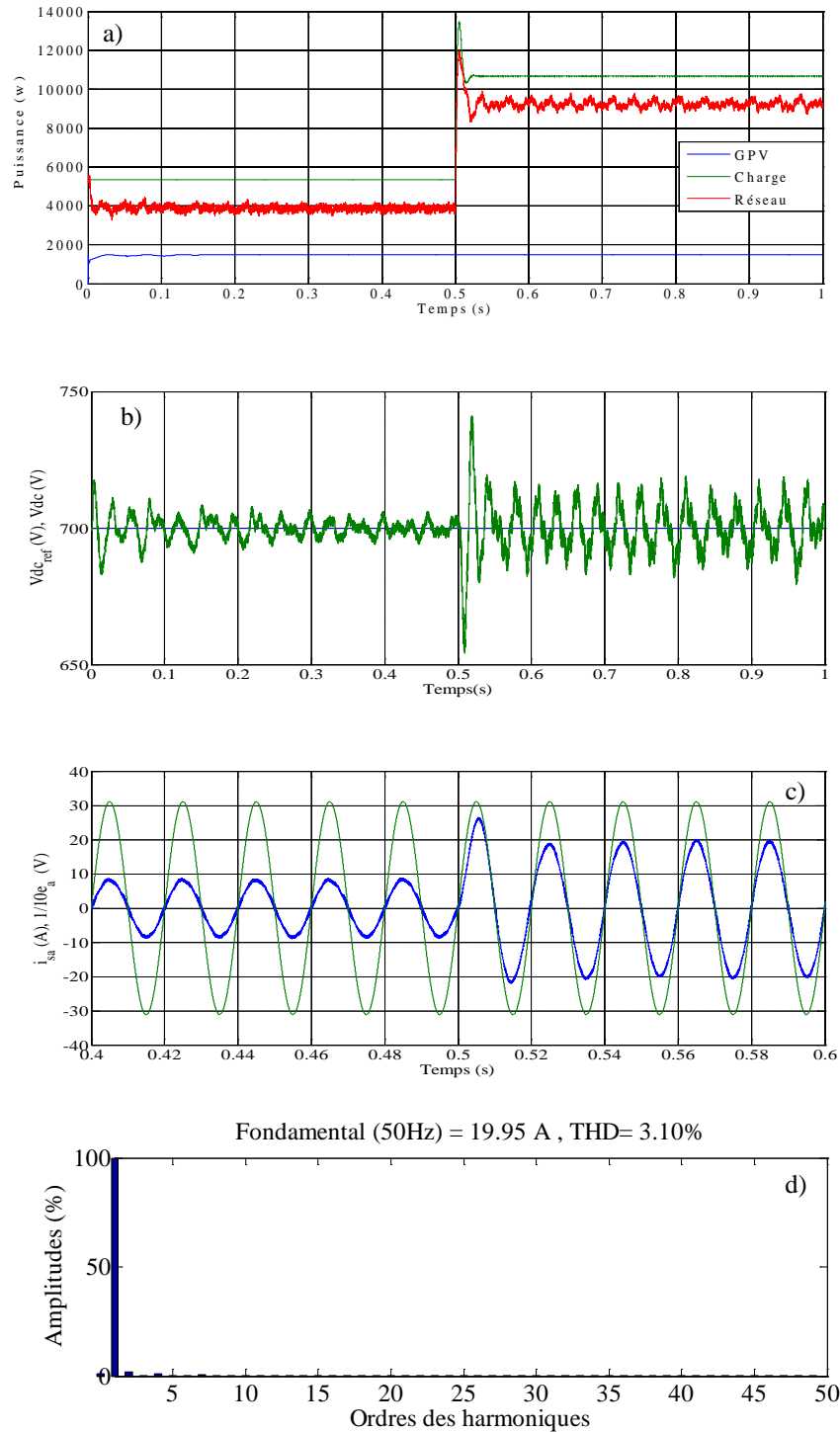


Figure III.13 : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d'une variation de la charge, a) Puissances actives mises en jeu, b) Tension du bus continu, c) Courant de ligne i_{sa} avec sa tension de phase réduite e_{sa} , d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa}

III.8.2. Connexion indirecte via un onduleur contrôlé en courant

La figure (III.14) présente le schéma globale de la commande du système photovoltaïque connecté au réseau, par l'intermédiaire d'un convertisseur boost et un onduleur de tension triphasé commandé par la technique PWM à hysteresis.

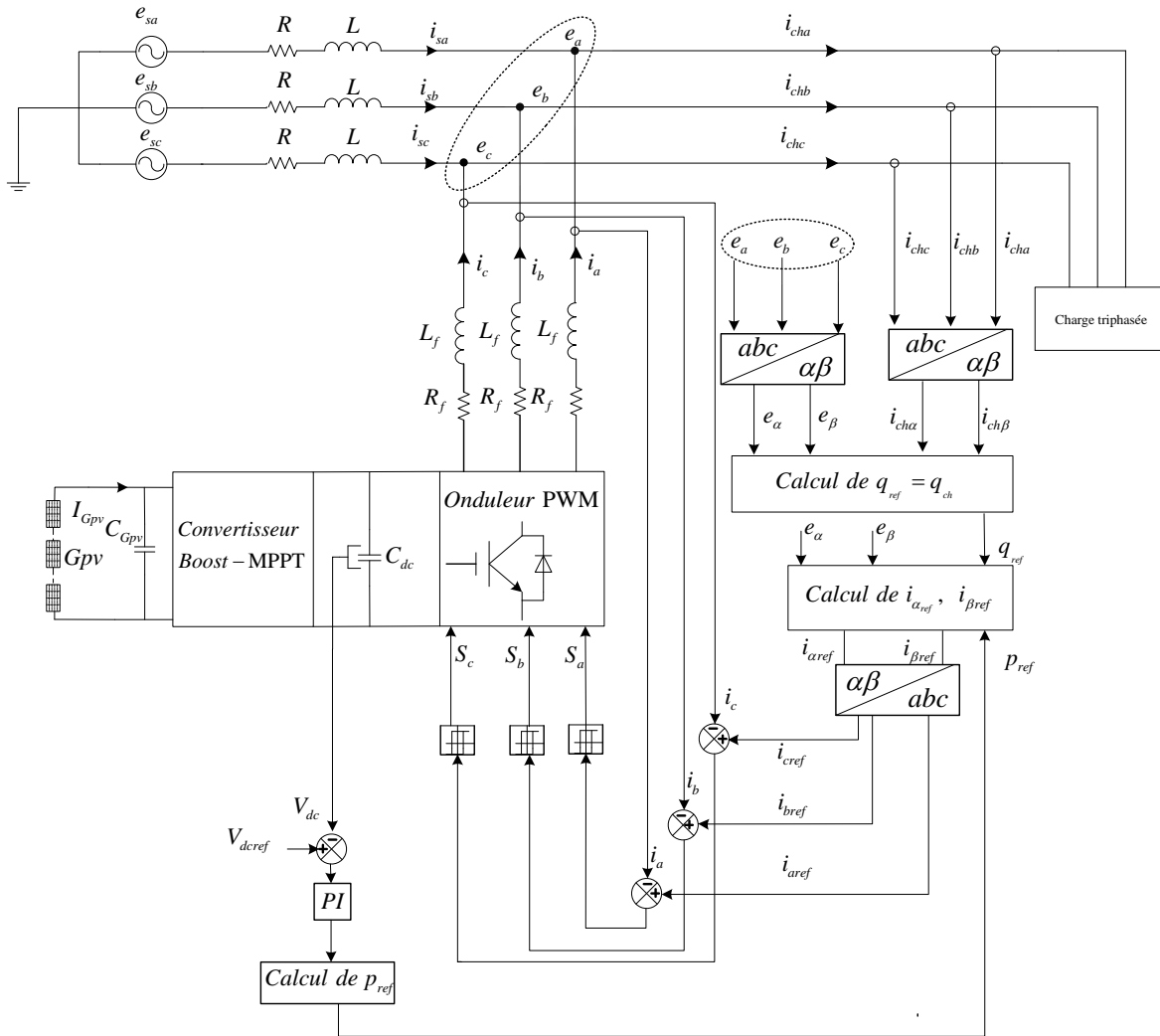


Figure III.14 : Configuration générale de la connexion indirecte via un onduleur de tension contrôlé en courant

III.8.2.1. Résultats de simulation

Les paramètres retenus dans la simulation sont identiques à ceux du tableau (III.3). Cependant les paramètres du régulateur de la tension continue retenus sont $\omega_{ndc} = 700$, $\xi_{dc} = 1$, la largeur de la bande d'hysteresis est fixée à $h_i = 1$ A.

Les figures (III.15), (III.16) (III.17), représentent respectivement les performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors des variations de l'ensoleillement, de la température, et de la charge.

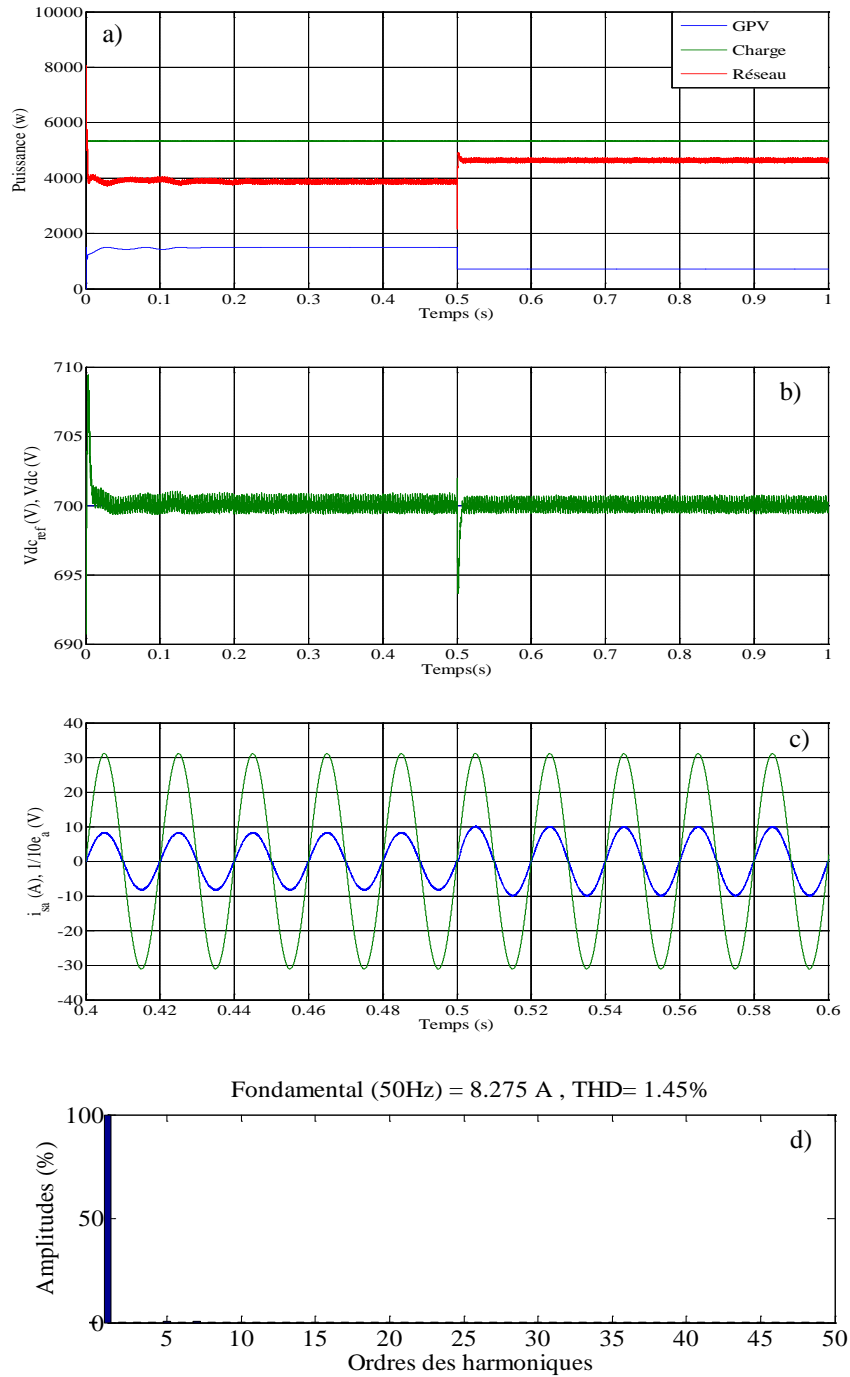


Figure III.15 : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors d'une variation de l'ensoleillement à $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, a) Puissances actives mises en jeu, b) Tension du bus continu, c) Courant de ligne i_{sa} et la tension de phase réduite d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa} dans les conditions de référence

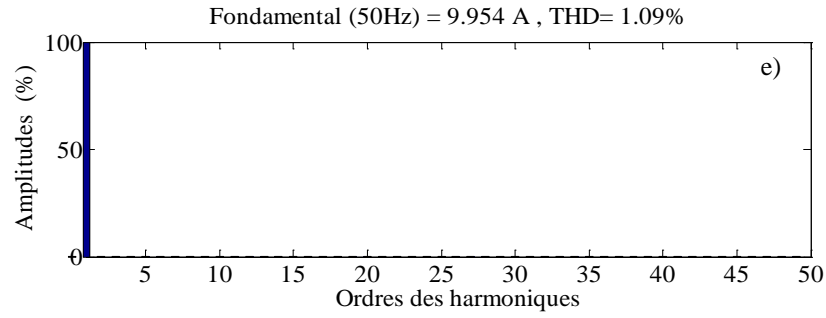


Figure III.15 (suite) : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors d'une variation de l'ensoleillement à T=25 °C, e) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa} après la variation de l'ensoleillement

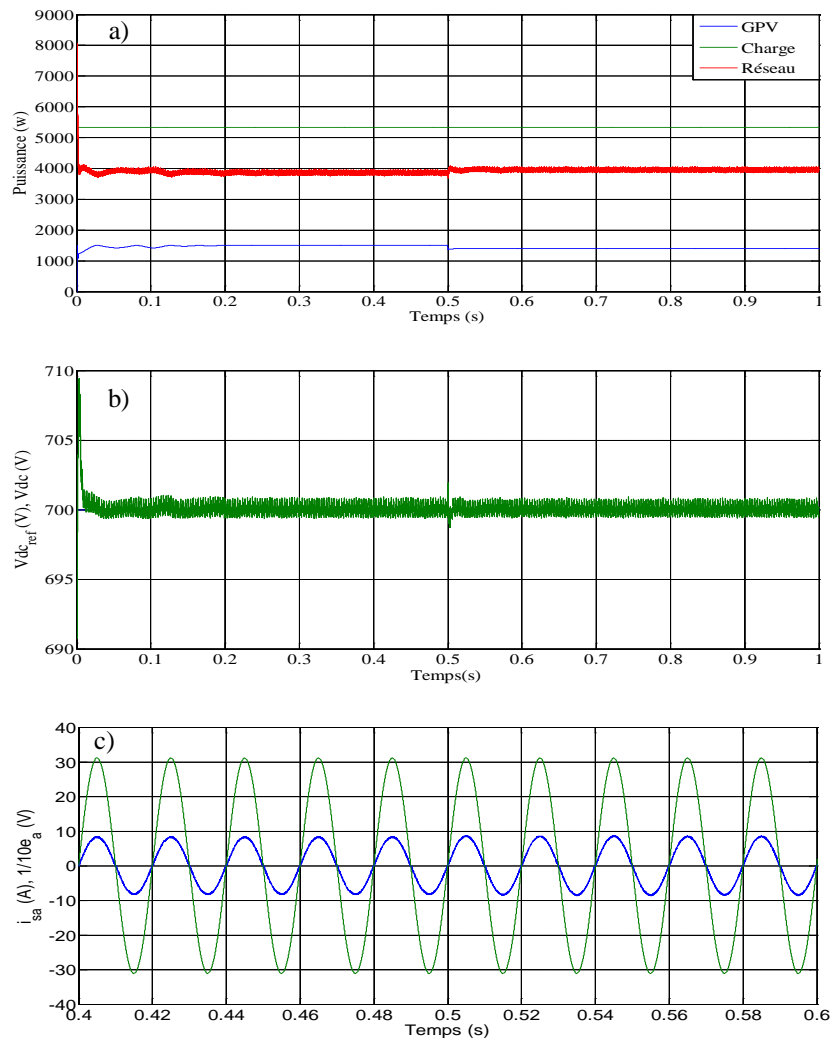


Figure III.16 : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors de la variation de la température à G=1kW / m², a) Puissances actives mise en jeu, b) Tension du bus continu, c) Courant de ligne i_{sa} avec sa tension de phase réduite e_{sa}

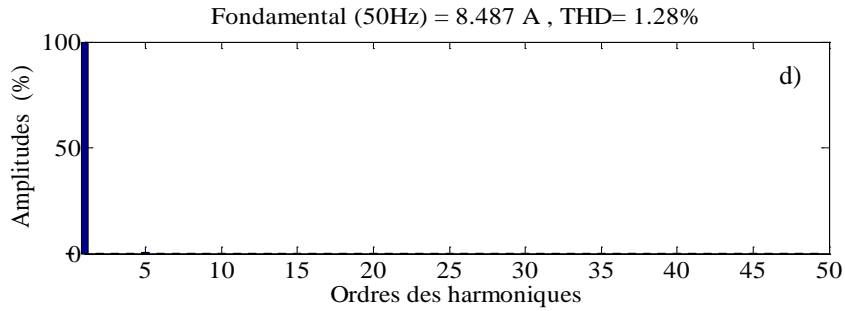


Figure III.16 (suite) : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors de la variation de la température à $G=1\text{ kW / m}$, d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa}

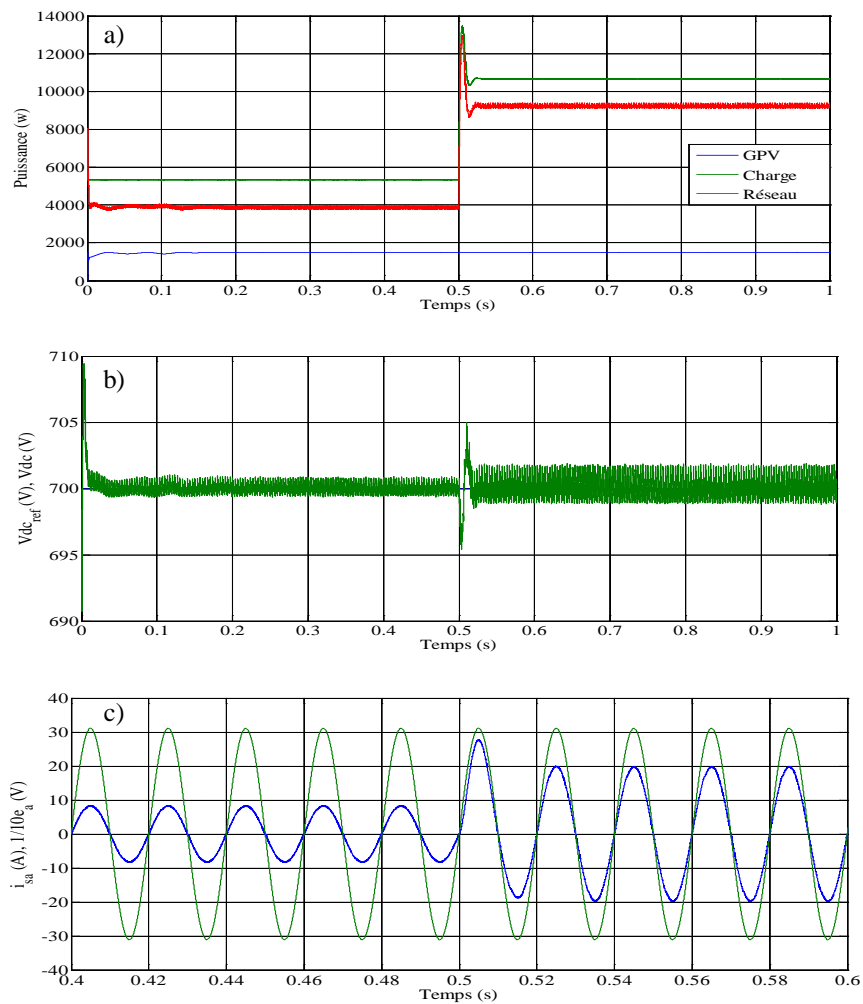


Figure III.17 : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors d'une variation de la charge, a) Puissances actives mises en jeu, b) Tension du bus continu, c) Courant de ligne i_{sa} avec sa tension de phase réduite e_{sa}

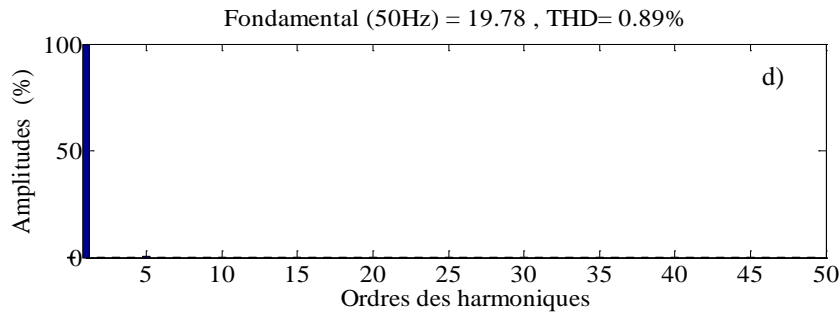


Figure III.17 (suite) : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors d'une variation de la charge, d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa}

III.8.3. Interprétations des résultats

A partir des résultats de simulation obtenus pour le couplage indirect avec les deux techniques de commande SVM et PWM à hysteresis de courant, nous avons constaté que la diminution de l'éclairement conduit à une diminution de la puissance du générateur photovoltaïque et par conséquent une augmentation importante de la puissance active fournie par le réseau comme le montre les figures (III.10.a) et (III.15.a). Les figures (III.10.c) et (III.15.c) montrent que cette variation conduit à une augmentations du courant du réseau i_{sa} . Ce dernier reste en phase avec sa tension de phase e_{sa} ce qui se traduit par un facteur de puissance unitaire côté réseau.

L'augmentation de la température influe sur l'efficacité du système et par conséquent une réduction de son rendement. Cette augmentation va provoquer, comme il est illustré dans les figures (III.12.a) et (III.16.a), une légère diminution de la puissance du générateur photovoltaïque. Cette diminution est compensée par le réseau qui tente d'ajuster sa puissance par une légère augmentation ceci se manifeste par une faible augmentation du courant i_{sa} comme le montre les figures (III.12.c) et (III.16.c). Il est à noter que la compensation de l'énergie réactive est assurée indépendamment de la variation de la température.

Le couplage d'une deuxième charge dans le réseau provoque une grande appelle de la puissance active fournie par le réseau, par contre la puissance du GPV reste constante, comme l'illustre les figures (III.13.a) et (III.17.a). Durant ce test la valeur du courant de réseau i_{sa} augmente plus de deux fois que celle dans le cas où une seule charge est raccordée au réseau.

Dans les conditions normales de fonctionnement le THD est égale à 4.92 % avec la commande SVM et par contre se réduit à 1.45 % avec la commande PWM à hystérésis de

| | |
|--|--|
| Paramètres du GPV | $M_s = 21, M_p = 1, V_{Gpv} = 745.5 V$ |
| Paramètres des composants | $L_f = 0.0064H, R_f = 0.02\Omega,$ $C_{dc} = 2.6 \cdot 10^{-4}F, f_c = 10kHz$ |
| Paramètres du régulateur de la tension continue | $\xi_{dc} = 1, \omega_{ndc} = 200 \text{ rad/s}$ |
| Paramètres des régulateurs des courants i_d, i_q | $\xi_{dq} = 1, \omega_{ndq} = 1571 \text{ rad/s}$ |
| Paramètres de la charge | $R_{ch} = 8.4\Omega, L_{ch} = 0.02H$ |

Tableau III.4 : Paramètres de simulation pour la connexion directe

Les figures (III.19), (III.20) (III.21), représente respectivement les performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors des variations de l'ensoleillement, de la température, et de la charge.

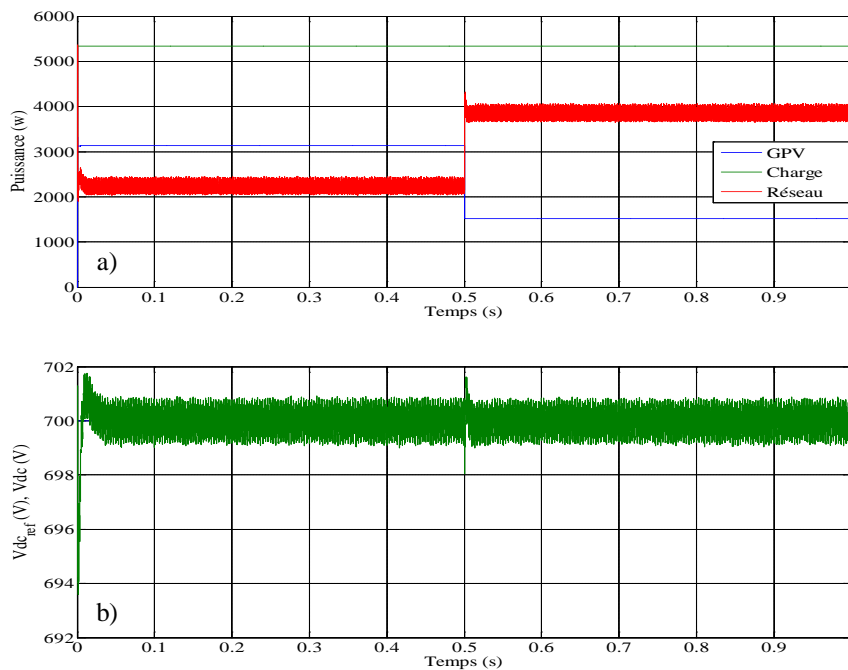


Figure III.19 : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d'une variation de l'ensoleillement à $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$, a) Puissances actives mises en jeu, b) Tension du bus continu

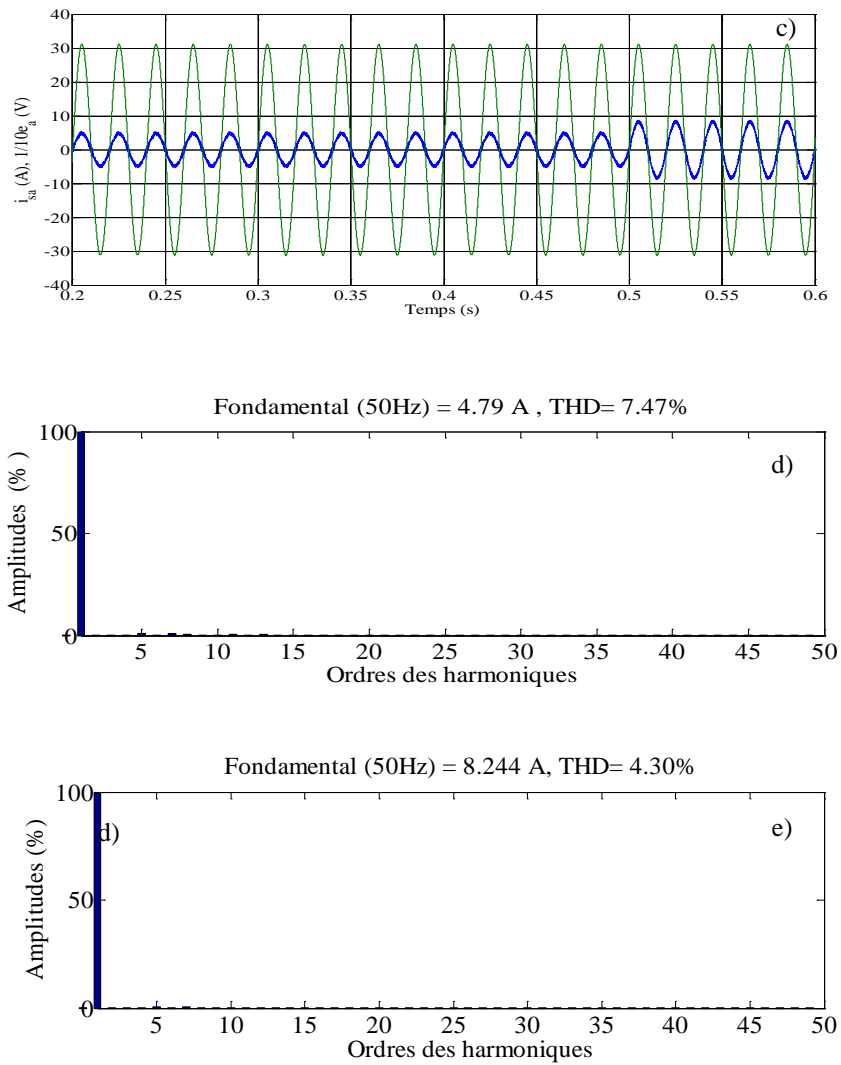


Figure III.19 (suite): Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d'une variation de l'ensoleillement à $T=25\text{ °C}$, c) Courant de ligne i_{sa} avec sa tension de phase réduite e_{sa} , d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa} dans les conditions de référence e)

Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa} après la variation de l'ensoleillement

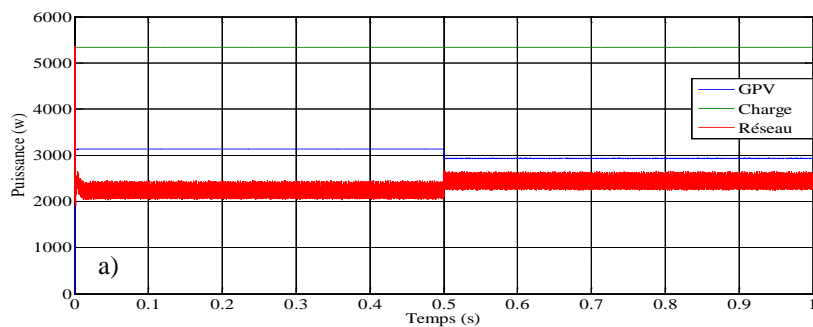


Figure III.20 Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d'une variation de la température à $G=1\text{ kW / m}^2$, a) Puissances actives mises en jeu

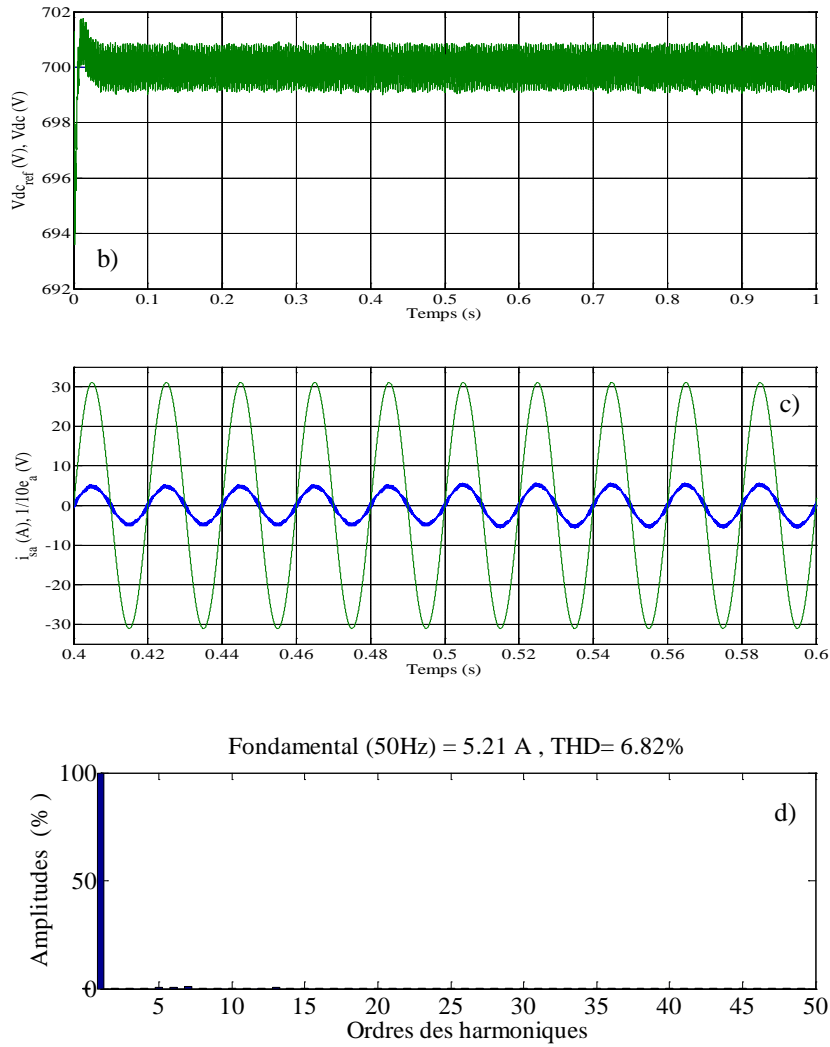


Figure III.20 (suite) Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d’une variation de la température à $G=1kW / m^2$, b) Tension du bus continu, c) Courant de ligne i_{sa} et la tension de phase réduite e_{sa} , d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa}

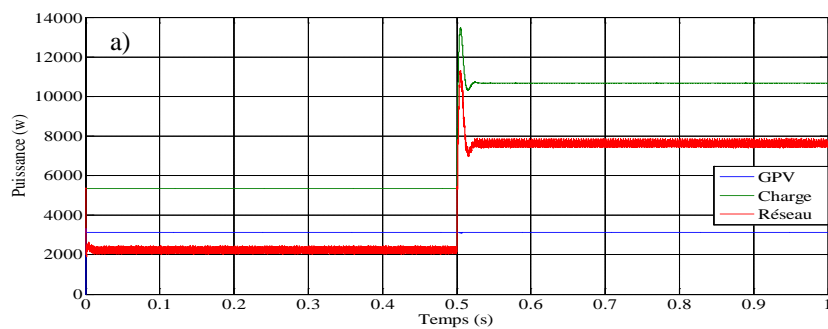


Figure III.21 : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d’une variation de la charge, a) Puissances actives mises en jeu

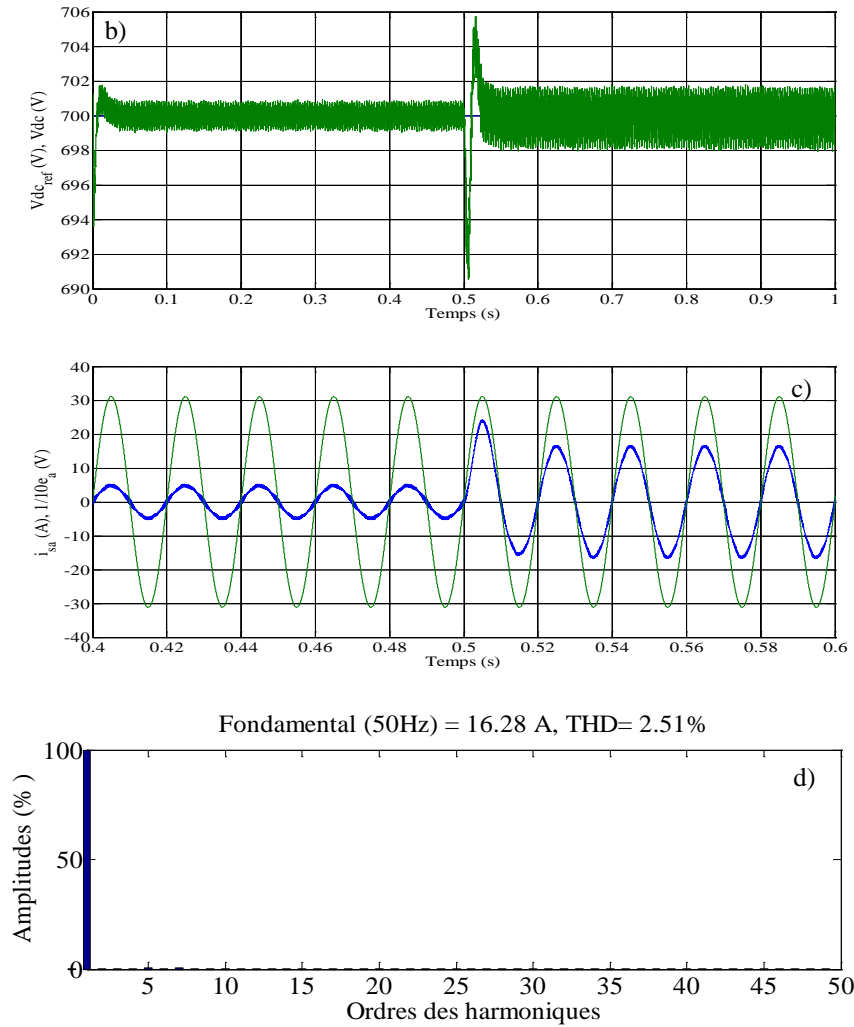


Figure III.21 (suite): Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en tension lors d'une variation de la charge, b) Tension du bus continu, c) Courant de ligne i_{sa} et la tension de phase réduite e_{sa} , d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa}

III.8.5. Connexion directe avec un onduleur contrôlé en courant

La figure (III.22) présente le schéma globale de la commande du système photovoltaïque connecte au réseau, par l'intermédiaire d'un onduleur triphasé commande par la technique PWM à hysteresis de courant.

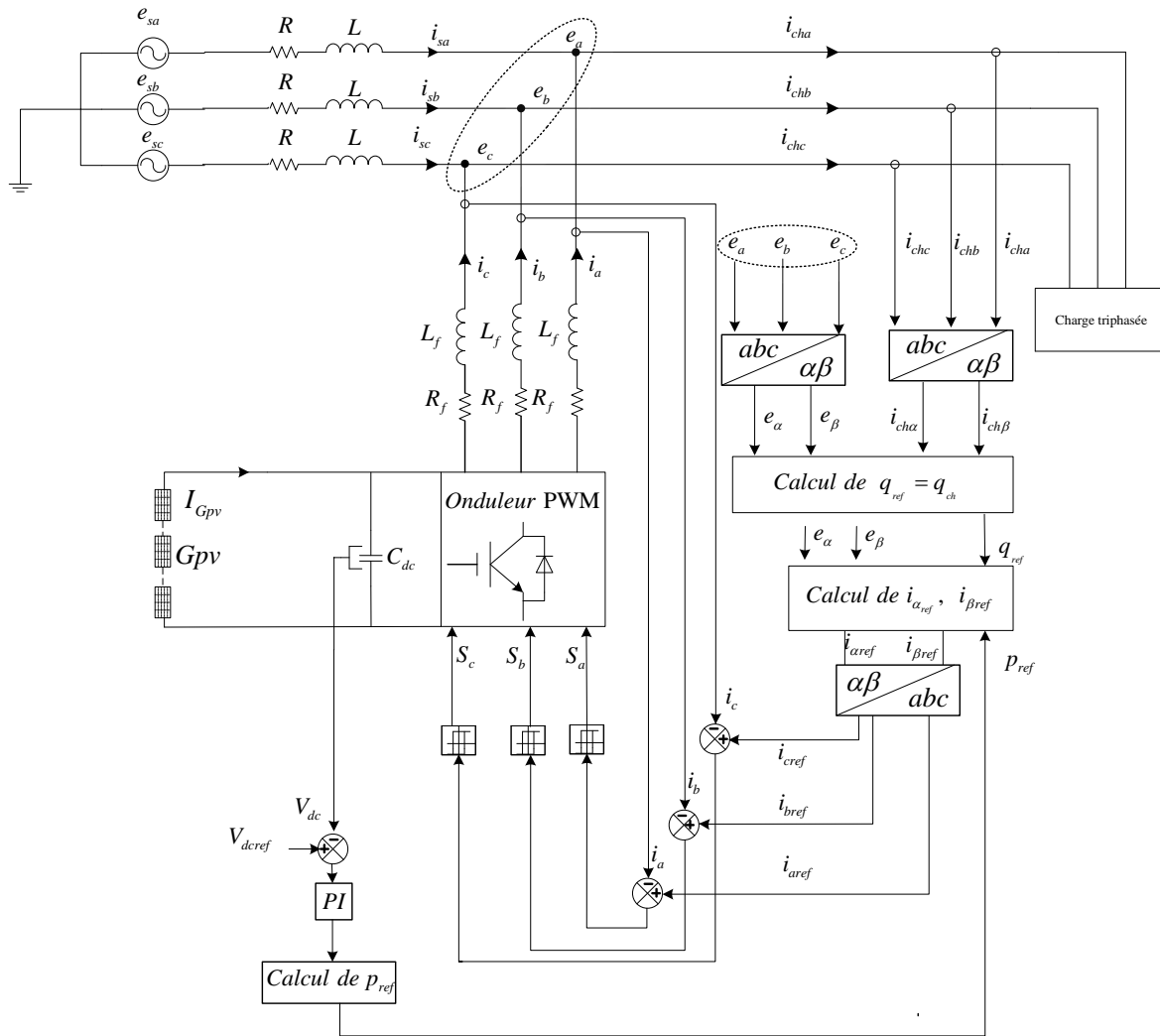


Figure III.22 : Configuration générale de la connexion directe à hystérèse via un onduleur contrôlé en courant

III.8.5.1 Résultats de simulation

A noter que les paramètres adoptés dans la simulation sont identiques à ceux donnés dans le tableau (III.4), dans ce cas les paramètres du régulateur de la tension continue sont $\omega_{ndc} = 200$ $\xi_{dc} = 1$. La largeur de la bande d’hysteresis utilisée est $h_i = 1$ A.

Les figures (III.23), (III.24), (III.25), représentent respectivement les performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé de tension en courant lors d’une variation de l’ensoleillement, de la température, et de la charge.

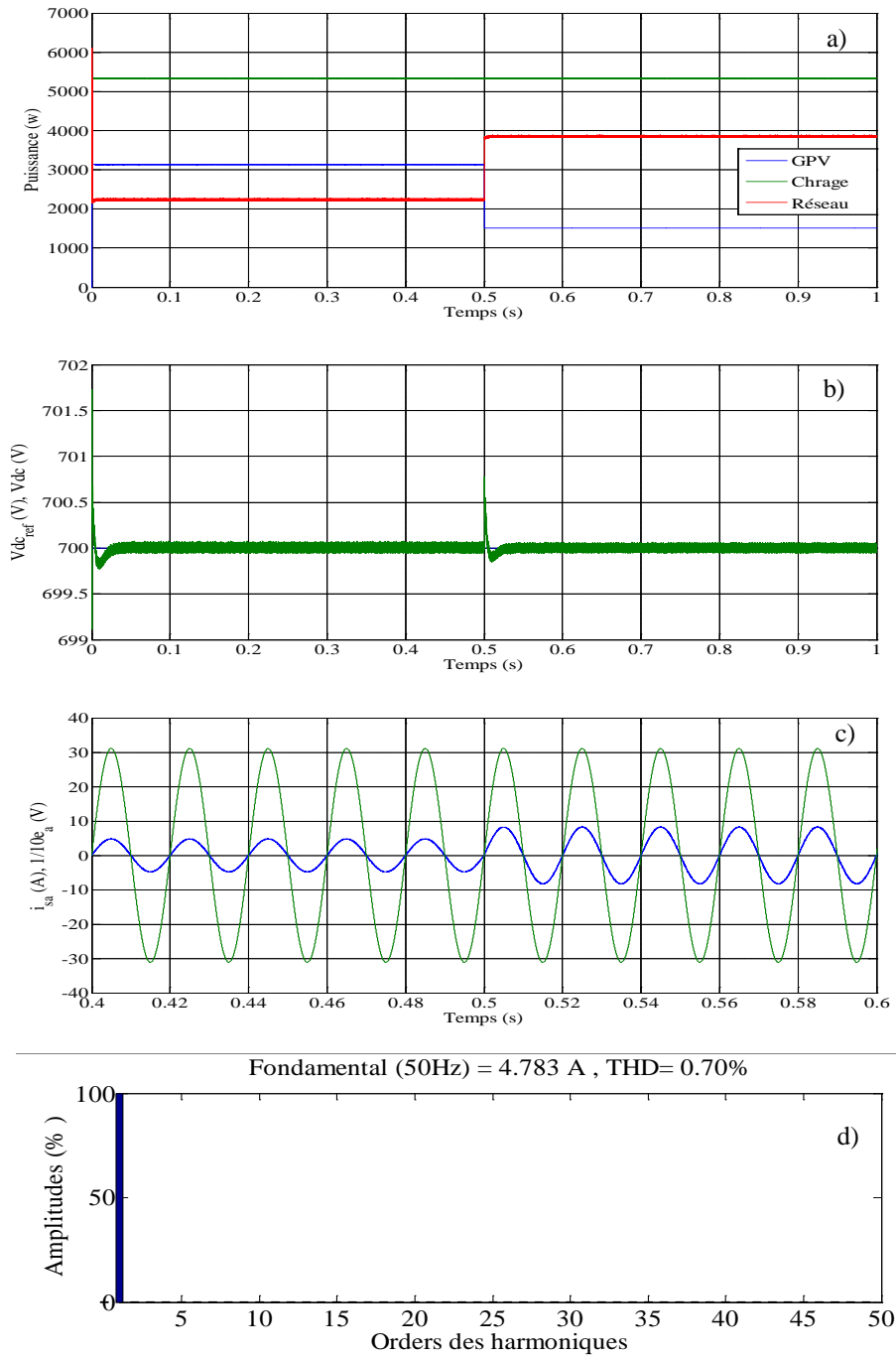


Figure III.23 : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors d'une variation de l'ensoleillement à T=25 °C, a) Puissances actives mises en jeu, b) Tension du bus continu, c) Courant de ligne i_{sa} sa tension de phase réduite e_{sa} , d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa} dans les conditions de référence

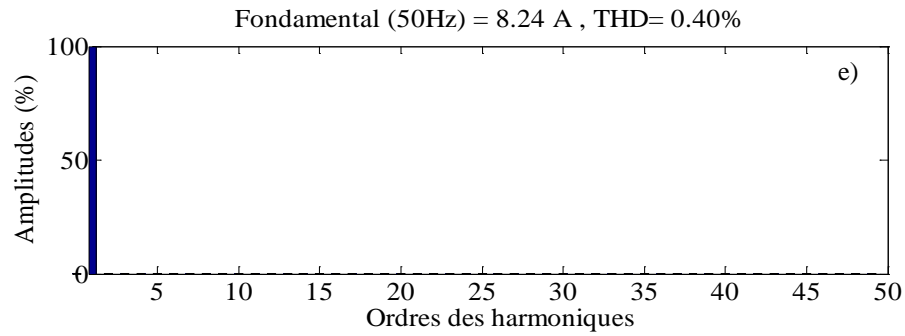


Figure III.23 (suite) : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors d'une variation de l'ensoleillement à $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, e) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa} après la variation de l'ensoleillement

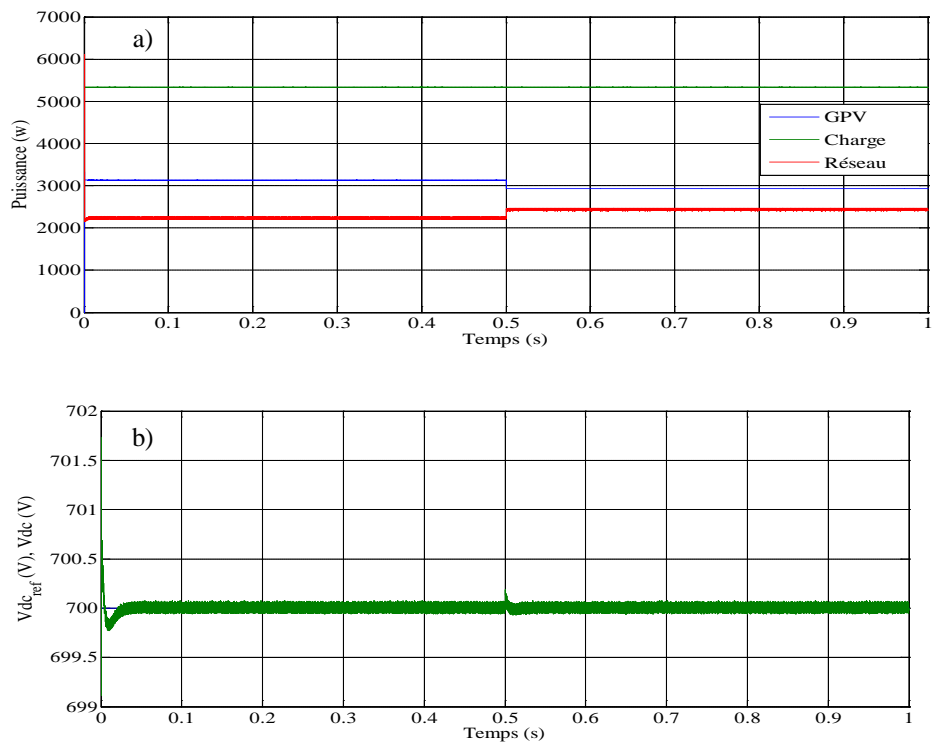


Figure III.24 Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors de la variation de la température à $G=1\text{ kW/m}^2$, a) Puissances actives mises en jeu, b) Tension du bus continu

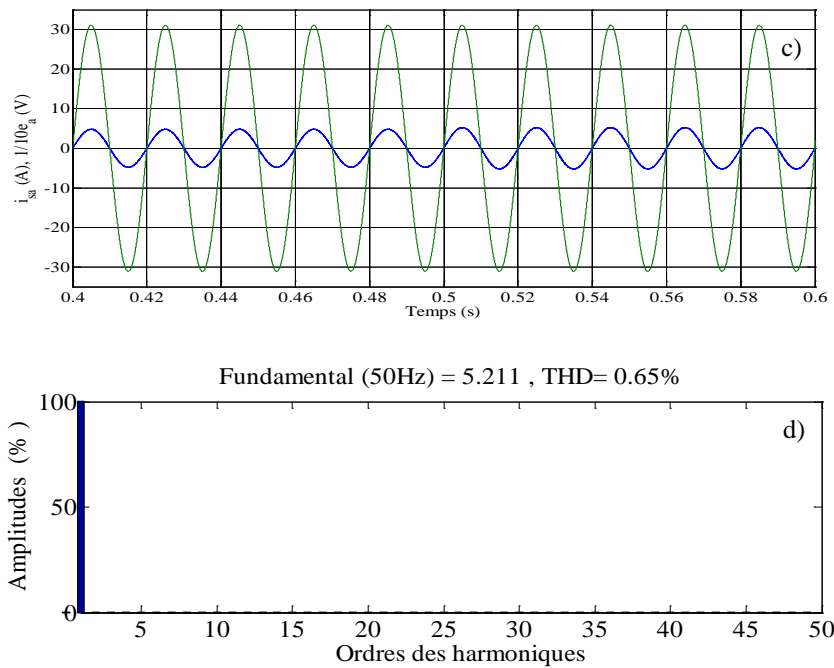


Figure III.24 (suite) Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors de la variation de la température à $G=1kW / m^2$, c) Courant de ligne i_{sa} avec sa tension de phase réduite e_{sa} , d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa}

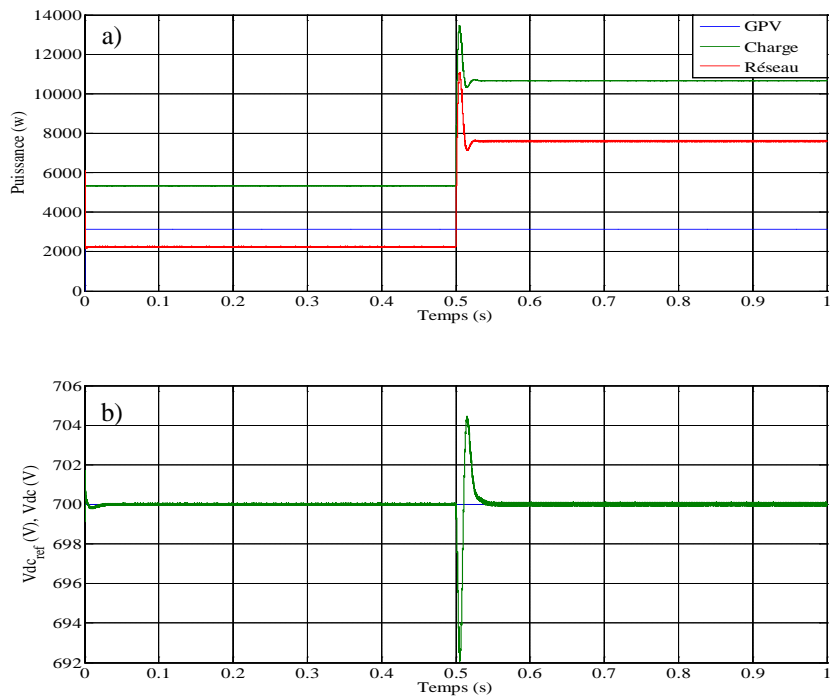


Figure III.25 : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors d'une variation de la charge, a) Puissances actives mises en jeu, b) Tension du bus continu

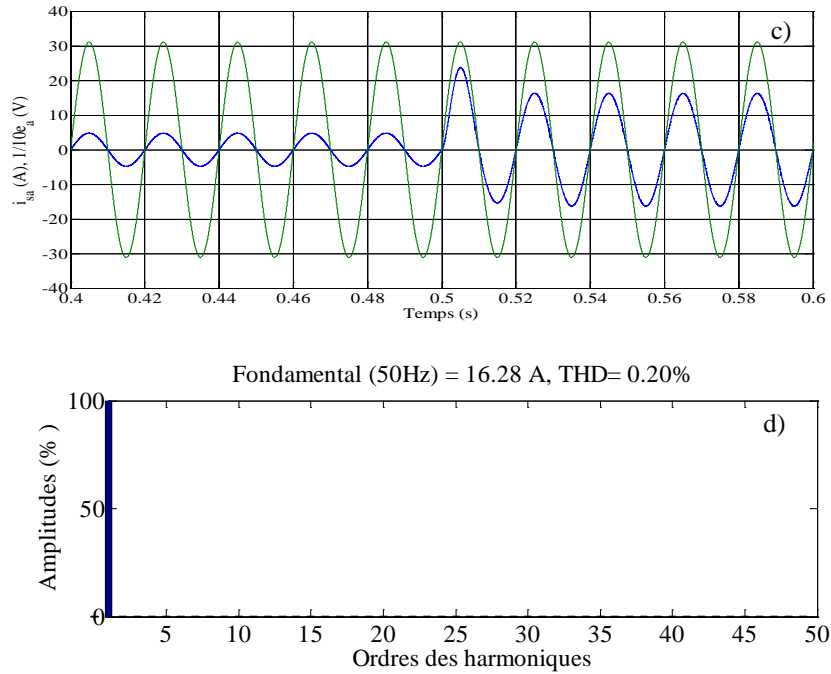


Figure III.25 (suite) : Performances du système photovoltaïque couplé au réseau via un onduleur contrôlé en courant lors d'une variation de la charge, c) Courant de ligne i_{sa} avec sa tension de phase réduite e_{sa} , d) Spectre harmonique du courant de ligne i_{sa}

III.8.6. Interprétation des résultats

Les mêmes tests réalisés avec le couplage indirect sont appliqués avec le couplage direct.

Les figures (III. 19.a) et (III.23.a) illustrent bien la diminution de la puissance produite par le générateur photovoltaïque et l'augmentation importante de la puissance active du réseau liée à la diminution de l'éclairement. D'après les figures (III. 20.c) et (III.23.c) on remarque aussi que cette variation conduit à une augmentation du courant de réseau i_{sa} . Ce dernier est en phase avec sa tension de phase e_{sa} , signifiant ainsi que le réseau ne fournit aucune puissance réactive à la charge ce qui conduit forcément à un fonctionnement à facteur de puissance unitaire coté réseau.

Les figures (III. 20.a) et (III.24.a) montrent que l'augmentation de la température provoque une faible diminution de la puissance du générateur photovoltaïque, donc une légère augmentation de la puissance active fournie par le réseau. De même les figures (III. 20.c) et (III.24.c) illustrent que le courant de réseau i_{sa} réagit par une faible augmentation dans son amplitude tout en restant en phase avec sa tension de phase e_{sa} .

A noter que l'effet de l'insertion d'une deuxième charge, comme le montre les figures (III.21.a) et (III.25.a), se manifeste par une augmentation de la puissance active fournie par le réseau conduisant à une augmentation aussi dans le courant du réseau i_{sa} .

Dans les conditions normales de fonctionnement le courant de ligne présente un THD de 7.47 % avec la commande SVM et de 0.7 % pour la commande PWM à hysteresis de courant. Cependant il est inférieur à 6.80 % avec la commande SVM et à 0.65 % avec la commande PWM à hystérésis de courant en présence des variations. La tension continue est maintenue constante durant les trois tests ce qui montre l'aptitude du régulateur dans le rejet des perturbations causé par les différentes variations.

III.9. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié deux couplages du système photovoltaïque connecté avec le réseau triphasé à savoir :

- La connexion indirecte par un onduleur et un convertisseur DC-DC boost ;
- La connexion directe par un onduleur seulement.

L'onduleur à été commandé par deux techniques à savoir le SVM et le PWM à hystérésis. Les résultats obtenus par les deux méthodes sont satisfaisants.

Déférents tests sur le système photovoltaïque ont été étudiés telles que la variation de l'éclairement, de la température, et de la charge.

Dans le couplage indirecte la conversion de la puissance se fait quasiment indépendamment dans les deux parties. Le premier convertisseur permet d'extraire le maximum de puissance des panneaux solaires et l'onduleur triphasé de tension transmet cette puissance extraite vers le réseau.

Le couplage direct ne nécessite qu'un onduleur alors il est impératif de mettre en série un nombre suffisant des modules solaires pour avoir la tension adéquate au niveau du bus continu pour permettre le fonctionnement de l'onduleur.

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne la modélisation et la commande du système photovoltaïque couplé au réseau. Le but est d'étudier l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension.

Dans le premier chapitre nous avons représenté le principe de la conversion photovoltaïque, la modélisation d'une cellule, d'un module et d'un générateur photovoltaïque. Nous avons constaté que les performances d'un module et par conséquent le générateur photovoltaïque sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire et la température.

Le fonctionnement du générateur photovoltaïque à un rendement optimal nécessite l'insertion de convertisseurs statiques entre le générateur et le récepteur. Afin d'assurer le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque à son point de puissance maximale, des contrôleurs MPPT sont souvent utilisés. Ces contrôleurs sont destinés à la poursuite PPM et à minimiser ainsi l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence qui est variable en fonction des conditions climatiques.

Dans le deuxième chapitre nous avons présenté le convertisseur boost contrôlé par deux méthodes de poursuite de la puissance maximale à savoir les algorithmes de perturbation et observation et l'incrémentaire de la conductance.

Dans le troisième chapitre nous avons étudié les systèmes photovoltaïques couplés au réseau triphasé. Deux types de couplage ont été étudiés à savoir le couplage direct nécessitant un onduleur et le couplage indirect nécessitant en plus un convertisseur DC-DC.

Dans le couplage direct, l'installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau à l'aide d'un onduleur de tension triphasé.

Dans le couplage indirect, le générateur photovoltaïque est connecté à l'onduleur par l'intermédiaire d'un convertisseur DC-DC.

L'onduleur a été commandé par deux techniques différentes à savoir le SVM et le PWM à hysteresis de courant. Nous avons constaté que la diminution de l'éclairement, l'augmentation de la température et la charge, conduisent à une augmentation de la puissance active fournie par le réseau.

Comme perspectives nous envisageons de continuer ce travail par l'investigation des points suivants :

- La commande du système photovoltaïque couplé au réseau monophasé ;
- Application de nouvelles commandes telle que la commande floue et les réseaux de neurones ;
- Il serait également très intéressant d'implémenter pratiquement ces commandes.

Bibliographie

- [1] Angel Cid Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques," Thèse de Doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, Septembre 2006.
- [2] Ameziane Sadek, "Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien," Mémoire de Magistère, Université de Batna, 2009.
- [3] J. E. Cotter et al, "P-Type versus n-type silicon wafers: prospects for high-efficiency commercial silicon solar cells," IEEE Transactions on Electronic Devices, Vol. 53, No.8, pp. 1893-1901, 2006.
- [4] P. Eveillard and J.-M. Tesson, "La production décentralisée vue de l'exploitation des réseaux de transport et de distribution," Journée d'études SEE : Conditions techniques d'insertion de la production décentralisée sur les réseaux de transport d'énergie, 1997.
- [5] Yann Pankow, "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque," Thèse de Doctorat de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Paris, 2004.
- [6] Messaoudi Salah et Gouga Adel, "Étude comparative de quelques techniques de poursuite du point de puissance maximale d'un générateur photovoltaïque," Mémoire d'Ingénieur de l'Université Mohamed Khider de Biskra, 2007.
- [7] <http://www.cipcsp.com/tutorial>, Dernier accès : 22/ 06/2011.
- [8] Makhebi Charaf-Eddine et Toumert Mhand, "Etude et réalisation d'un régulateur analogique et numérique de la charge/décharge d'une batterie associée à un système photovoltaïque," Mémoire d'Ingénieur de l'école Nationale Polytechnique d'Alger, 2008.
- [9] Sébastien Quozola, "Épitaxie en phase vapeur silicium sur silicium sur mesoporeux pour report sur substrats économiques et application photovoltaïque bas coût," Thèse de Doctorat, de l'Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, 2003.
- [10] AkihKiro Oi, "Design and simulation of photovoltaic water pumping system," Thèse de Master de l'Université de California, Septembre 2005.
- [11] Bellala Djamel, "Contribution à l'optimisation des systèmes de conversion d'énergie. Application aux systèmes photovoltaïques," Thèse Doctorat de l'Université de Batna, 2009.

-
- [12] F. Adamo, F. Attivissimo, A. Di Nisio, A. M. L. Lanzolla and M. Spadavecchia, "Parameters estimation for a model of photovoltaic panels," XIX IMEKO World Congress, September, Lisbon, Portugal , 2009.
- [13] V. Di Dio, D. La Cascia, R. Miceli and C. Rando, "A mathematical model to determine the electrical energy production in photovoltaic fields under mismatch effect," IEEE-ICCEP 2009 International Conference on Clean Electrical Power, Capri, Italia, pp. 46-51.
- [14] Chen-Chi Chu and Chieh-Li Chen, "Robust maximum power point tracking method for photovoltaic cells: A sliding mode control approach," Solar Energy, Vol. 83, No 8, August 2009, pp. 1370-1378.
- [15] Azadeh Safari and Saad Mekhilef, "Simulation and hardware implementation of incremental conductance MPPT with direct control method using cuk converter," IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol. 58, No. 4, April 2011, pp. 1154-1161.
- [16] Mohamed Djerlah, "Contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couples au réseau électrique," Thèse de Doctorat de l'Université de Batna, 2008.
- [17] Abdesslem Titraoui, Ahmed Sahroui et Mohamed Nadir, "Etude d'une chaîne de conversion photovoltaïque," Mémoire d'Ingénieur de l'Université de M'sila, 2010.
- [18] Maria Carmela Di Piazza, Antonella Ragusa, Massimiliano Luna and Gianpaolo Vitale, "A dynamic model of a photovoltaic generator based on experimental data," International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Granada, Spain, March 2010.
- [19] Corinne Alonso, "Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie," Thèse Doctorat de l'Université de Paul Sabatier, Toulouse III, 2003.
- [20] Mohamed Lakhdar Louazenen, "Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla, Mémoire de Magister de Université de Batna, 2008.
- [21] Ahmed Hessien, kotaro, Hirasawa, jinglu Hu and junichi Murat, "The dynamic performance of photovoltaic supplied DC motor Fed from DC-DC converter and controller by neuronal network," International Joint Conference, Vol. 1, No. 2, Août 2002, pp. 607-612.
- [22] Anca Hansen, Poul Sørensen, Lars Hansen and Henrik Bindner, "Models for a stand-alone PV System," Rapport de Ris National Laboratory, Denmark, 2000.

- [23] F.Belhachat, C. Larbes, L. Barazane et S. Kharzi, "Commande neuro-floue d'un hacheur MPPT, "4th, International conference on computer integrated manufacturing, 03-04 November Sétif, 2007.
- [24] Thanh Phu Nguyen,"Solar panel maximum power point tracker," Undergraduate Thesis, University of Queensland, 2001.
- [25] Fernando Lessa Tofoli, Júlio César Schönell, Carlos Alberto Gallo, Sergio Manuel Rivera Sanhueza, "A Low cost single-phase grid-connected photovoltaic system with reduced complexity,"Power Electronics Conference COBEP 09, Brazil, 2009.
- [26] N. Hamrouni, M. Jraidi, and A. Chérif, "New control strategy for 2-stage grid-connected photovoltaic power system, " Renewable Energy, Vol.33, 2008, pp. 2212-2221.
- [27] Boufassa Rabah et Mekarnia Omar, "Modélisation et commande d'un upfc utilise en filtrage des courants harmoniques d'un réseau électrique," Mémoire d'Ingénieur de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 2007.
- [28] Bouzidi Mansour et Bensaadi Abderrahim, "Commandes non lineaires d'un redresseur PWM triphasé, "Mémoire d'Ingénieur de Université de M'sila, 2009.
- [29] Abdelmadjid Chaoui,"Filtrage actif triphasé pour charges non linéaires,"Thèse de Doctorat en Sciences, Université de Ferhat Abbas, Sétif 2010.

MEMOIRE DE MASTER
DOMAINE : SCIENCES ET TECHNOLOGIE
FILIERE : GENIE ELECTRIQUE
OPTION : CONTROLE INDUSTRIEL

Proposé et dirigé par Docteur : S. BARKAT

Présenté par : A. ZORIG

Thème : Modélisation et commande d'un système de production d'énergie photovoltaïque couplé au réseau triphasé

Résumé

Ce mémoire entre dans le cadre de la production d'électricité photovoltaïque couplée au réseau.

Le principal intérêt d'un tel système est la production propre sur le lieu de consommation. Le générateur photovoltaïque est une source caractérisée par un seul point de fonctionnement où la puissance générée est maximale. Ce point se déplace en fonction des conditions climatiques. Une adaptation adéquate entre le générateur solaire et la charge permet de diminuer le coût de l'installation de tels systèmes. Une utilisation optimale de l'énergie fournie par le générateur solaire nécessite l'utilisation des moyens techniques permettant d'assurer cette tâche. Deux méthodes de poursuite de la puissance maximale (MPPT) à savoir les algorithmes de Perturbation-Observation et l'incrémental de la conductance ont été appliqués. Par la suite nous avons passé au couplage du système photovoltaïque au réseau. Deux types de couplage ont été étudiés à savoir le couplage direct et le couplage indirect. L'onduleur de tension utilisé a été commandé par deux techniques différentes à savoir la modulation vectorielle (SVM) et la modulation par PWM à hysteresis de courant. Le comportement du système de production vis-à-vis la variation des conditions climatiques et celle de la charge a été aussi analysé.

Mots clés

Générateur photovoltaïque, Production d'électricité décentralisée, Convertisseur DC-DC, MPPT, P&O, INC, Onduleur, SVM, PWM à hysteresis de courant.