

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة الدكتور الطاهر مولاي سعيـدة

Université Saida, Dr. Tahar Moulay

Faculté de TECHNOLOGIE

Département d'électrotechnique



MEMOIRE

Mémoire de fin d'étude présenté pour l'obtention du Diplôme de MASTER

En : Électrotechnique

Spécialité : Électrotechnique industrielle

Par : GUETTAF Mohamed et KRIM Ali

Sujet

**Protection du système photovoltaïque connecté au réseau électrique
contre le phénomène de l'îlotage.**

Soutenu publiquement en **25/06/2024** devant le jury composé de :

Mr. BENYAHIA Mokhtar

MAA

Univ. Saida

Président

Mr. BENYAHIA Khaled

MAB

Univ. Saida

Rapporteur

Mr. YUCEF Abdelaziz

MCA

Univ. Saida

Examineur

Année universitaire 2023/2024

Remerciements

Nous remercions Dieu « **ALLAH** » Tout-Puissant de nous avoir donné de la volonté, de la patience et surtout de la santé tout au long de notre démarche.

Merci à tous ceux qui, par leurs encouragements, leur disponibilité, leur amitié, et leurs compétences, ont su créer une ambiance de travail qui nous a permis de mener à bien ce mémoire.

La première personne que nous tenons à remercier est notre Encadrant, « **BENYAHIA KHALED** » pour ses conseils, son aide, et son soutien moral et scientifique efficace tout au long de son travail.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury qui nous ont donné le privilège de prendre en considération notre travail et de le juger ensuite.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à tous les professeurs qui nous ont enseigné et qui, par leurs compétences, nous ont soutenu dans la poursuite de nos études.

Enfin, Nos plus sincères remerciements vont à nos parents qui nous ont encouragés, nous ont appris à travailler honnêtement et nous ont donné tous les moyens d'apprendre.

Dédicaces

C'est avec un grand plaisir, et avec un cœur ouvert et une grande joie immense, que nous dédions
notre travail à nos chères familles et frères.

À toutes les personnes et amis qui nous ont encouragés ou aidés dans le processus d'apprentissage.

Pour commémorer le temps passé ensemble, nous dédions cet ouvrage à un témoignage.

الملخص

يتزايد استخدام الطاقات المتجددة حول العالم كمصادر طاقة بديلة للوقود الأحفوري، لأنها مصادر متجددة وغير ضارة بالبيئة. خصص هذا العمل بشكل خاص لدراسة الطاقة الشمسية الكهروضوئية ومشكلة الجزر المتمثلة في هذه الأنظمة المتصلة بالشبكة الكهربائية.

ناقشنا مبدأ تشغيل النظام الكهروضوئي، بالإضافة إلى تقنيات الخلايا الكهروضوئية الحالية والأنواع المختلفة من الأنظمة الكهروضوئية. كما قمنا بنمذجة سلسلة التحويل الكهروضوئية بهدف معرفة سلوكها في ظل ظروف مناخية متغيرة وحقيقية مأخوذة من موقع مركز الصحراء لأبحاث الطاقة الشمسية بجامعة سعيدة " **Sahara Solar Energy Research Center** " ولتسهيل عملية التحكم. ناقشنا أيضاً مشكلة الجزر والأضرار التي يمكن أن تسببها.

في الأخير قمنا محاكاة النظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة بقدرة 100 كيلوواط في ظل ظروف مناخية مختلفة وفي ظل مشكلة الجزر، وذلك بهدف التأكد من صحة ودقة تقنيات التحكم المقترحة.

Résumé

Les énergies renouvelables sont de plus en plus utilisées dans le monde comme sources d'énergie alternatives aux combustibles fossiles, car ce sont des sources renouvelables et non nocives pour l'environnement.

Ce travail a notamment été consacré à l'étude de l'énergie solaire photovoltaïque et à la problématique de l'îlotage que représentent ces systèmes connectés au réseau électrique.

Nous avons évoqué le principe de fonctionnement du système photovoltaïque, ainsi que les technologies des cellules photovoltaïques et les différents types de systèmes PV. Nous avons également modélisé la chaîne de conversion photovoltaïque dans le but de connaître son comportement sous des conditions climatiques variables et réelles prélevées du site du **centre de recherche Sahara Solar Energy Research Center de Saida** et de faciliter le processus de contrôle. Nous avons aussi évoqué le problème d'îlotage et les dommages qu'il peut provoquer.

Enfin, le système photovoltaïque de 100 kW connecté au réseau a été simulé dans des conditions climatiques variables et sous le problème d'îlotage, dans le but de garantir la validité et la précision des techniques de contrôle proposées.

Abstract

Renewable energies are increasingly used around the world as alternative energy sources to fossil fuels, because they are renewable sources and not harmful to the environment.

This work was notably devoted to the study of photovoltaic solar energy and the problem of islanding represented by these systems connected to the electrical network.

We discussed the operating principle of the photovoltaic system, as well as existing photovoltaic cell technologies and the different types of PV systems. We also modelled the photovoltaic conversion chain with the aim of knowing its behaviour under variable and real climatic conditions taken from the **site of the Sahara Solar Energy Research Center in Saida**. We also discussed the problem of islanding and the damage it can cause.

Finally, the 100 kW grid-connected photovoltaic system was simulated under varying climatic conditions and under the islanding problem, with the aim of ensuring the validity and accuracy of the proposed control techniques.

Table des matières

Remerciements

Dédicaces

Résumé

Table des matières.....I

Liste des figures et des tableaux.....IV

Table de notation et symboles.....VI

Introduction générale.....1

Chapitre I : État de l’art sur le système PV connecté au réseau électrique..... 3

I.1 Introduction..... 4

I.2 Gisement solaire en Algérie 4

I.3 Effet photovoltaïque..... 5

I.3.1 Construction d’une cellule photovoltaïque..... 5

I.3.2 Technologie des cellules photovoltaïques 6

I.4 Principe de fonctionnement d’une cellule photovoltaïque 7

I.5 Association des cellules photovoltaïques..... 8

I.6 Protection des modules photovoltaïques..... 9

I.7 Types des systèmes photovoltaïques..... 9

I.7.1 Systèmes photovoltaïques autonomes 10

I.7.2 Systèmes photovoltaïques connecté au réseau électrique..... 11

I.8 Chaîne de conversion du système photovoltaïque connecté au réseau 11

I.9 Différentes configurations des systèmes solaires PV connectés au réseau électrique : 12

I.9.1 Configuration à onduleur centralisé 12

I.9.2 Configuration à onduleur strings 13

I.9.3 Configuration à onduleur multi-strings 13

I.9.4	Configuration à onduleur intégré aux panneaux.....	13
I.10	Conclusion	15
Chapitre II : Modélisation du système PV connecté au réseau électrique.....		16
II.1	Introduction.....	17
II.2	Modélisation du générateur PV	17
II.3	Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque (I-V) (P-V)	19
II.4	Modélisation de convertisseur CC-CC hacheur survolteur (Boost Converter).....	21
II.4.1	Détermination des paramètres de convertisseur élévateur.....	24
II.5	Modélisation de l'onduleur photovoltaïque	24
II.6	Conclusion	28
Chapitre III : Contrôle du système PV connecté au réseau électrique et le problème d'îlotage. 29		
III.1	Introduction.....	30
III.2	Suivi du point de la puissance maximale (MPPT)	30
III.2.1	La méthode de perturbation et observation (P&O).....	31
III.2.2	La méthode de la conductance incrémentale	32
III.2.3	La méthode de tension de circuit ouvert (Open circuit voltage)	32
III.3	Contrôle de l'onduleur PV connecté au réseau	33
III.3.1	Régulation des courants.....	34
III.3.2	Régulation de la tension	35
III.3.3	Commande de l'onduleur par MLI (Sinus-Triangle).....	35
III.4	Synchronisation du système PV avec le réseau électrique.....	37
III.4.1	Méthode de verrouillage de phase ou (Phase Locked Loop (PLL))	37
III.5	Problème d'îlotage dans les générateurs distribué	39
III.6	Détection de l'îlotage (anti-îlotage)	40
III.6.1	Les techniques locales (côté GD) :	40

III.6.2	Techniques reculées (côté réseau)	42
III.7	Méthode proposée de détection de L'îlotage dans les systèmes PV :.....	42
III.8	Conclusion	43
Chapitre IV :	Simulation du système PV avec méthode proposée.	44
IV.1	Introduction.....	45
IV.2	Description du centre de recherche Sahara Solar Energy Research Center de Saida ...	45
IV.2.1	Simulation du système PV-réseau	45
IV.3	Conclusion	54
Conclusion générale.....		55
Bibliographie.....		56
Annexes.....		59

Liste des figures et des tableaux

Figure I.1 : l'énergie Solaire photovoltaïque.....	4
Figure I.2 : Irradiation globale journalière sur plan horizontal (a) en décembre (b) en juillet.....	5
Figure I.3 : Irradiation globale journalière sur plan normale (a) en décembre (b) en juillet.....	5
Figure I.4 : Technologies des cellules PV les plus courantes.	7
Figure I.5 : Principe de fonctionnement d'une cellule PV.	7
Figure I.6 : Le passage d'une cellule à module à un panneau à un champ.	8
Figure I.7 : Caractéristiques d'une cellule photovoltaïques associant N_S cellules en séries et N_P cellules en parallèles.	8
Figure I.8 : Association série- parallèle des modules photovoltaïques avec leurs protections.....	9
Figure I.9 : Système PV autonome à entraînement direct.	10
Figure I.10 : Système PV autonome avec batterie de stockage alimentant des charges à CC et CA. .	10
Figure I.11 : Chaine de conversion d'un système PV connecté au réseau électrique.....	11
Figure I.12 : Différentes configurations des systèmes PV connecté au réseau : (a) configuration à onduleur centralisé, (b) configuration à onduleur strings, (c) configuration à onduleur multi strings, (d) configuration à onduleur intégré aux panneaux.	14
Figure II.1 : Modèle électrique d'une cellule PV.	17
Figure II.2 : Caractéristiques du générateur PV sous différents éclairagements et différentes températures	20
Figure II.3 : Symbole d'un convertisseur CC-CC.....	21
Figure II.4 : Circuit équivalent de convertisseur boost	21
Figure II.5 : État de commutation d'interrupteur K.....	22
Figure II.6 : Forme d'onde du courant I_s	22
Figure II.7 : Symbole d'un convertisseur CC-CA.....	24
Figure II.8 : Onduleur triphasé à deux niveaux et son filtre.....	25

Figure III.1 : Principe de l'algorithme 'Perturbe and Observe'.	31
Figure III.2 : Principe de l'algorithme 'conductance incrémentale'.	32
Figure III.3 : Commande de la tension orienté VOC pour l'onduleur PV.	34
Figure III.4 : Principe de la commande MLI sinus-triangle.	36
Figure III.5 : Fonction logique du signal de commande de la MLI.	36
Figure III.6 : Les composants principaux d'une boucle à verrouillage de phase (PLL).	38
Figure III.7 : structure de PLL de repère de référence synchrone (dq PLL).	39
Figure III.8 : Générateurs distribués connectés au réseau avec des charges locales : (a) fonctionnement normale et (b) fonctionnement sous L'ilotage.	39
Figure III.9 : Techniques de détection d'ilotage pour les générateurs distribués reliés au réseau électrique.	40
Figure IV.1 : Site du centre de Recherche sur l'Energie Solaire du Sahara installé à l'Université de Saida.	45
Figure IV.2 : Schéma bloc de la structure proposée du système étudié en Simulink.	46
Figure IV.3 : Profil d'irradiation et des températures pour une journée ensoleillée.	47
Figure IV.4 : Comportement du système PV-réseau sous variation d'ensoleillement et température (Journée ensoleillée).	48
Figure IV.5 : Profil d'irradiation et des températures pour une journée nuageuse.	49
Figure IV.6 : Comportement du système PV-réseau sous variation d'ensoleillement et température (Journée nuageuse).	50
Figure IV.7 : Système PV sous condition de l'ilotage.	51
Figure IV.8 : les performances du système PV-réseau sous condition d'ilotage.	52
Figure IV.9 : Performance de la méthode d'anti-ilotage de surtension continue VCC.	53
Figure IV.10 : Vérification de la technique d'anti-ilotage de surtension continue VCC.	53
Tableau II.1 : Paramètres électriques d'un module PV (Sharp ND-123UJF).	19

Table des notations et symboles

I. Paramètres de modélisation de système photovoltaïque :

I_{pv}	Courant de sortie de cellule PV.
I_{ph}	Courant PV généré par les rayonnements solaires S.
I_{rsh}	Courant de la résistance shunt.
R_s	Résistance Série.
R_{sh}	Résistance shunt.
I_d	Courant de polarisation de la diode.
I_s	Courant de saturation.
Q	Charge élémentaire.
A	Facteur d'idéalité de la diode.
K	Constante de Boltzmann.
I_{sc-ref}	Courant de court-circuit.
T	Température ambiante de la cellule.
G	Irradiation solaire réelle.
T_{ref}	Température de référence des cellules aux conditions d'essai standard (STC).
G_{ref}	Irradiation de référence aux conditions d'essai standard (STC).
E_g	Énergie de gap.
n_c	Nombre de cellules en séries.
N_s	Nombre de Modules en séries.
N_p	Nombre de Modules en parallèles.

II. Paramètres de convertisseur boost (Hacheur survolteur):

V_e	Tension d'entrée de convertisseur.
V_s	Tension de sortie de convertisseur.
L	Inductance.
C_s	Capacité de sortie.
α	Rapport cyclique.
f	Fréquence de commutation du convertisseur.
ΔI	Ondulation du courant dans l'inductance.
ΔV_s	Ondulation de la tension de sortie.

III. Transformations :

(d, q)	Axes référentiels de Park.
----------	----------------------------

S	Opérateur de Laplace.
P	Opérateur de Park.

IV. Paramètres de l'onduleur PV et son filtre :

$V_a ; V_b ; V_c$	Tensions du réseau.
$V_{inv_a} ; V_{inv_b} ; V_{inv_c}$	Tensions de sortie de l'onduleur.
V_{dc}	Tension de bus continu.
$I_d ; I_q$	Les courants de sortie de l'onduleur dans l'axe directe et quadrature.
$V_{rd} ; V_{rd}$	Tensions du réseau dans l'axe directe et quadrature.
ω	Fréquence angulaire de réseau électrique.
I_M	Indice de modulation.
T_M	Taux de modulation.
$f_{réf}$	Fréquence de référence (modulante).
f_p	Fréquence de porteuse.

V. Nomenclature :

PV	Photovoltaïque.
MPPT	Maximum Power Point Tracking (suivi de point de puissance maximale).
STC	Standard Test Conditions (Conditions d'essai standard).
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion.
VOC	Contrôle De Tension Orienté.
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor Bipolaire à Grille Isolée).
GTO	Gate-Turn-Off Thyristors (Thyristors commandés à l'ouverture).
MOSFET	Metal-Oxyde-Semiconductor Filed Effect Transistor (Transistors à Effet de Champ).
PI	Proportionnel Intégrateur.
CA	Courant Alternatif.
CC	Courant Continu.
P	Puissance Active.
Q	Puissance Réactive.
PLL	Phase Locked Loop (Boucle à verrouillage de phase).
PCC	Point Commun de Connexion,
GD	Générateurs Décentralisés (ou Distribuée).
ZND	Zone De Non-Détection.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.

VSI	Voltage Source Inverter (onduleur de tension).
SCADA	Supervisory Control and data acquisition.
PLCC	Power Line Carrier Communication.
SSERC	Sahara Solar Energy Research Center.
SSB	Sahara Solar Breeder

Introduction générale

Contexte

Durant cette époque, le besoin d'énergie électrique grandisse, en raison de la croissance de population et le développement de l'industrialisation, et pour répondre aux exigences des régions éloignées qui ne disposent pas d'électricité fiable.

La majorité de cette consommation de l'énergie provient des énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon...), et la disponibilité de ces ressources d'énergie est limitée. Cela contribue à réduire la réserve disponible de ces sources,

De plus, les sources d'énergie fossiles impactant l'environnement, résultant des taux élevés de pollution et les émissions de gaz à effet de serre [1, 2].

La nature de ces ressources qui devient de plus en plus défavorables au développement durable à cause de sa nature et son impact négatif sur l'environnement, ce qui entraîne le monde confronté à un défi environnemental et énergétique. Cela est dû à la surexploitation de ces ressources, qui a encouragé les chercheurs à travers le monde à explorer des solutions à ces défis et à trouver des sources d'énergie propres Renouvelable et inoffensif pour l'environnement [3].

Ces ressources d'énergies renouvelables reposent sur l'exploitation des sources d'énergie qui se trouvent dans la nature, et qui sont principalement utilisées pour produire l'électricité,

Les énergies renouvelables sont des ressources les plus essentielles dans le monde moderne, elles représentent une solution propre et respectueuse au défi majeur de ce siècle (l'environnement) et comme une alternative des ressources combustibles.

Les énergies renouvelables présentent un avantage majeur en ce sens qu'elles ne polluent pas l'atmosphère lorsqu'elle est exploitée [4].

Actuellement, les énergies renouvelables se trouvent sous différentes formes : (l'énergie hydroélectrique, l'énergie géothermique, l'énergie de la biomasse, l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque.).

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie renouvelable qui permet de générer de l'électricité en transformant le rayonnement solaire grâce à l'effet photovoltaïque en utilisant des matériaux semi-conducteurs [5].

Objectif du mémoire

Le but de notre travail qui s'inscrit dans le cadre des énergies renouvelables liées au domaine du génie électrique est d'étudier le système d'énergie solaire PV de 100 kW connecté au réseau électrique sous différentes conditions (climatiques et sous le phénomène de l'îlotage).

Diverses techniques de contrôle pour l'onduleur PV et le convertisseur CC (boost) afin de maximiser l'efficacité, la fiabilité et la gestion de l'énergie de système PV et d'assurer les meilleures performances.

Une nouvelle technique de l'anti-îlotage a été présentée, elle est basée sur la variation de la tension de bus continu, cette méthode a été utilisée dans notre système pour protéger les charges et les personnes.

Structure du mémoire

Dans le but de mener à bien cette étude, le présent mémoire est organisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre de cette étude met l'accent sur le principe de conversion photovoltaïque, qu'il est basé sur l'effet photovoltaïque, les technologies et les enjeux associés, et la structure de base d'une cellule PV. On aborde également les caractéristiques d'association des cellules PV et les types de protection pour les modules PV. Ensuite nous présentons la chaîne de conversion d'un système PV, les types de systèmes PV et leurs configurations.

Dans le deuxième chapitre nous aborderons la modélisation des divers éléments qui font partie de la chaîne de conversion du système photovoltaïque connecté au réseau électrique tel que la cellule PV, le convertisseur CC-CC et l'onduleur-PV et son filtre, qui permet de nous d'étudier de manière approfondie le comportement global du système PV et de résoudre les problèmes de contrôle et de régulation.

Le troisième chapitre sera consacré au contrôle de système PV-réseau électrique, où les différentes synthèses de contrôle du système seront présentées. Tels que, le suivi du point de puissance maximale (MPPT), le contrôle de l'onduleur PV par la technique VOC, et la synchronisation de ce système avec le réseau. Le phénomène de l'îlotage et les différentes techniques d'anti-îlotage existantes seront aussi présentés dans ce chapitre.

Au quatrième chapitre, nous présenterons des simulations dans l'environnement MATLAB / SIMULINK du système PV-réseau de 100kW connecté au réseau électrique sous différentes conditions, sous changements rapides de l'irradiation solaire et de température en utilisant deux profils réels prélevés du site du centre de recherche **Sahara Solar Energy Research Center** de Saida et pendant la condition de l'îlotage, afin de vérifier les performances du système et d'évaluer l'efficacité de la méthode de détection de l'îlotage proposée. Une conclusion générale conclura notre travail.

*Chapitre I : État de l'art sur
le système PV connecté au
réseau électrique.*

I.1 Introduction

Le soleil est la source d'énergie la plus puissante dans notre planète terre, il représente la source majeure des différentes ressources énergétiques renouvelables qui se renouvellent naturellement et que leur consommation n'est pas limitée par le temps [6].

L'énergie solaire peut être exploitée sous deux formes principales, l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie solaire thermique. L'énergie solaire photovoltaïque est l'action de la transformation directe de lumière solaire en électricité par l'utilisation des cellules photovoltaïques, tandis que l'énergie solaire thermique consiste à la transformation de rayonnements solaire en chaleur par l'utilisation des collecteurs solaires thermiques.

La technologie de l'énergie solaire photovoltaïque (**figure I.1**) offre une solution propre et respectueuse de l'environnement sans émission de gaz polluants dans l'atmosphère terrestre, pour répondre aux besoins énergétiques croissants du monde [7].



Figure I.1 : l'énergie Solaire photovoltaïque.

I.2 Gisement solaire en Algérie

En termes de position géographique, l'Algérie bénéficie de l'un des plus grands potentiels solaires au monde. La plupart des régions du pays reçoivent plus de 2000 heures d'ensoleillement par année, avec des chiffres pouvant aller jusqu'à 3900 heures dans les régions des hauts plateaux et du Sahara.

Chaque année, une surface horizontale de 1m^2 reçoit environ 3 kWh/m^2 dans le nord du pays, tandis qu'à Grand Sud, ce chiffre dépasse les $5,6\text{ kWh/m}^2$ Comme montre dans les **figures (I.2) et (I.3)**[8].

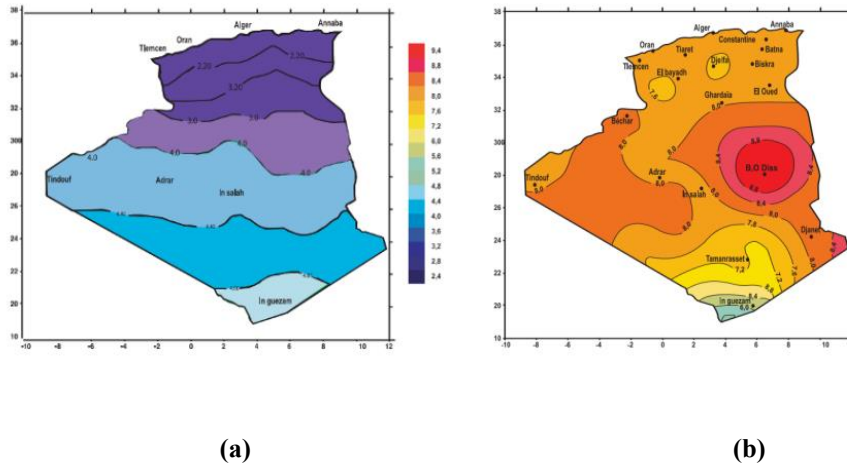


Figure I.2 : Irradiation globale journalière sur plan horizontal (a) en décembre (b) en juillet.

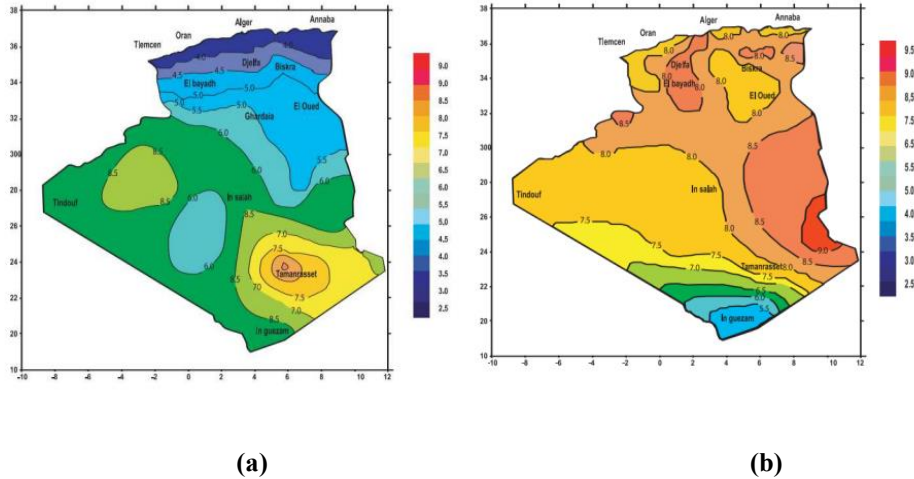


Figure I.3 : Irradiation globale journalière sur plan normale (a) en décembre (b) en juillet.

I.3 Effet photovoltaïque

En 1839, le physicien français **Edmond Becquerel** fait la découverte de l'effet photovoltaïque. Cet effet désigne la capacité de certains matériaux, principalement des semi-conducteurs à transformer directement la lumière solaire en électricité [9], [6].

I.3.1 Construction d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque représente le composant de base essentiel dans un système PV. Elle est fabriquée à partir des matériaux semi-conducteurs qui permettent la conversion directe de l'énergie lumineuse en électricité [10].

Une cellule solaire typique se compose d'une couche supérieure dopée N (comme le phosphore) et une couche inférieure dopée P (comme le bore) créant une jonction PN formée dans un matériau

semi-conducteur similaire à une diode classique [6] , la face supérieure de la cellule subit un traitement spécifique pour maximiser la quantité de lumière captée. Ce traitement de surface inclut l'application d'une couche anti-réflexion.

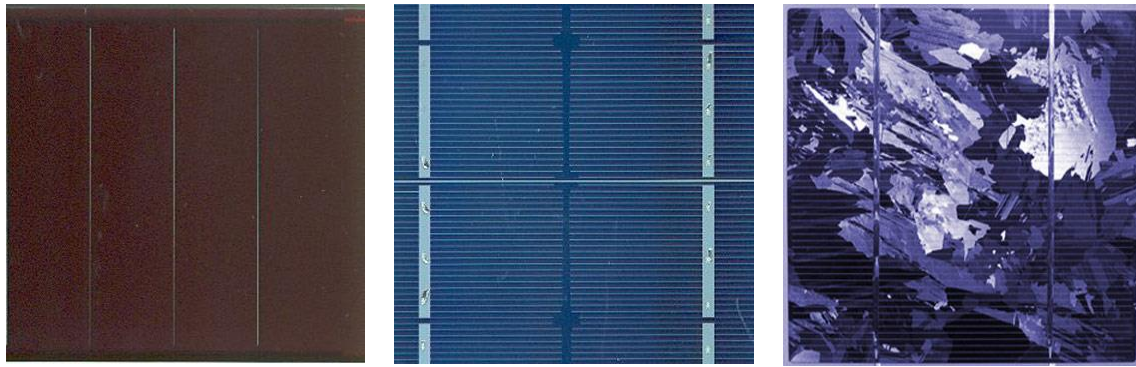
De plus, une couche de verre est ajoutée pour assurer l'étanchéité et la protection de la cellule. Enfin, les deux faces, supérieure et inférieure, sont équipées d'électrodes chargées de collecter les électrons et établir un circuit électrique [11],[12].

I.3.2 Technologie des cellules photovoltaïques

Actuellement, plus de 90 % des cellules solaires produites sont composées de silicium cristallin (un semi-conducteur) [11]. De plus Il existe plusieurs technologies de cellules solaires offre une efficacité différente et a un coût différent en fonction des matériaux utilisés on trouve [6] :

- ✓ La cellule au silicium monocristallin (**figure.I.4. b**), C'est le matériau de cellule le plus largement disponible. Son efficacité est limitée en raison de plusieurs facteurs. L'efficacité la plus élevée de la cellule solaire en silicium est d'environ 23 %, tandis que d'autres matériaux semi-conducteurs peuvent atteindre jusqu'à 30 %, ce qui dépend de la longueur d'onde et du matériau semi-conducteur. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme.
- ✓ La cellule au silicium polycristallin (**figure.I.4. c**). Dans ce cas, le silicium fondu est coulé en lingots. Ensuite, il forme plusieurs cristaux d'aspect bleuté, mais pas uniforme Ces cellules ont une efficacité de conversion légèrement inférieure par rapport aux cellules monocristallines. Les modules en silicium monocristallin et polycristallin sont très fiables pour les applications de puissance en extérieur.
- ✓ La cellule au silicium amorphe (**figure.I.4. a**) est constituée d'un silicium ayant une structure atomique désordonnée, non-cristallisé. Ce matériau absorbe la lumière beaucoup plus qu'un silicium cristallin. Il fait partie de la technologie « couche mince », sont gris foncé.

De façon plus marginale, certaines cellules sont composées d'un autre matériau semi-conducteur comme le tellure de cadmium (Cd Te) ou le disélénium de cuivre et d'indium (CIS) et l'arséniure de gallium (GaAs). Qui ont l'avantage d'absorber fortement la lumière, mais leur manipulation est difficile, et certains matériaux comme le cadmium pose des problèmes de toxicité [6, 13].



(a) silicium amorphe

(b) silicium monocristalline

(c) silicium polycristalline

Figure I.4 : Technologies des cellules PV les plus courantes.

I.4 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque repose sur un phénomène physique connu sous le nom d'effet photovoltaïque la **figure I.5** représente le fonctionnement d'une cellule PV.

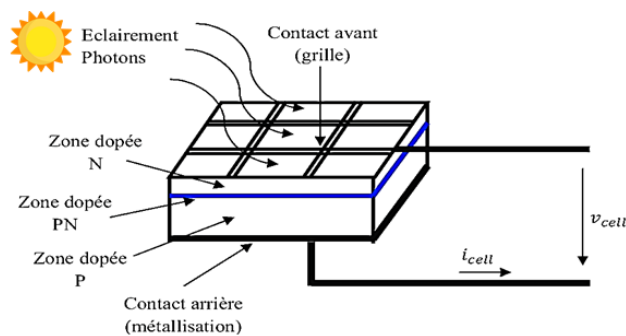


Figure I.5 : Principe de fonctionnement d'une cellule PV.

Lorsque les photons de lumière heurtent la surface de ce matériau la jonction PN établit une barrière de potentiel, ils transfèrent leur énergie aux atomes du matériau. Ce transfert d'énergie libère des électrons de ces atomes, créant des trous et des électrons, les deux couches de la cellule photovoltaïque présentent une différence de potentiel.

Cette différence de potentiel crée un champ E qui draine les porteurs libres vers les contacts métalliques des régions P et N. Il en résulte alors un courant électrique et une différence de potentiel dans la cellule PV. Donc on peut résumer le principe de conversion photovoltaïque en quatre étapes ce sont [10] :

- Absorption de la lumière et création de pair électron/trou.
- Séparation des paires électron/trous sous l'effet d'un champ induit.

- Transport de charge vers les électrodes.
- Collection des charges [9].

I.5 Association des cellules photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque est capable de générer environ 1 à 2 W de puissance sous approximativement une tension de 0.3 V à 0.6 V, selon le type de matériau semi-conducteur utilisé. Pour une production de puissance plus élevée, les cellules photovoltaïques peuvent être connectées ensemble pour former des modules de puissance supérieure [8].

Un panneau est composé d'un ou de plusieurs modules regroupés sur une structure de support commune, formant un champ ou un système photovoltaïque comme montre la **figure I.6**.

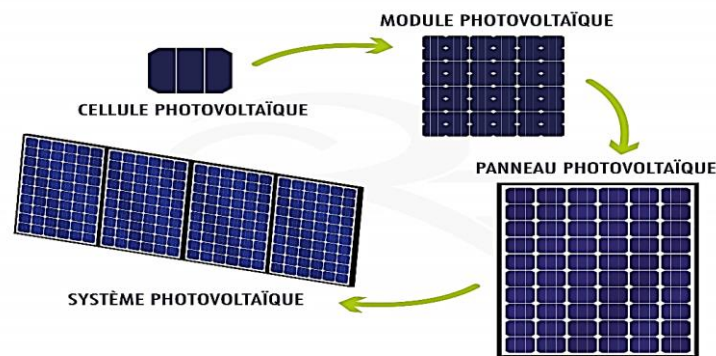


Figure I.6 : Le passage d'une cellule à module à un panneau à un champ.

En ajoutant N_s des cellules identiques en série, le courant reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules en série.

En ajoutant N_p des cellules identiques en parallèle, la tension reste la même mais le courant augmente proportionnellement au nombre des cellules en parallèle.

Donc nous obtenons les caractéristiques présentées dans la **figure I.7**, Ces caractéristiques sont déterminées pour des cellules identiques qui reçoivent la même irradiation [6, 15].

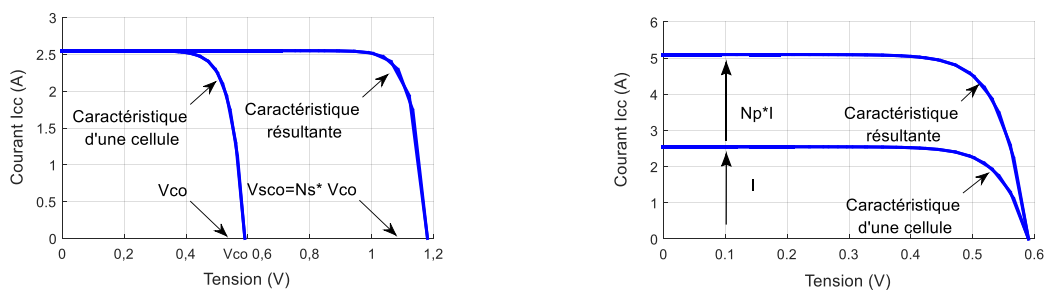


Figure I.7 : Caractéristiques d'une cellule photovoltaïques associant N_s cellules en série et N_p cellules en parallèles.

I.6 Protection des modules photovoltaïques

Afin d'assurer une durée de vie satisfaisante pour une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur plusieurs années, il est essentiel d'ajouter des dispositifs de protection aux modules. Ces dispositifs visent à prévenir les défaillances potentiellement destructrices liées à l'association de cellules en série et de panneaux en parallèle. Actuellement, deux types de protections classiques sont couramment utilisés dans les installations photovoltaïques, comme montre dans la figure I.8 ce sont :

- **Diode anti-retour :**

Cette diode empêchant le courant négatif dans les générateur photovoltaïque GPV (figure I.8), Ce problème peut survenir dans les GPV lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou lorsqu'une charge en connexion directe peut passer du mode récepteur au mode générateur, comme une batterie, ou un moteur.

- **Diodes by-pass :**

Les cellules d'un module sont regroupées en plusieurs ensembles. Chaque ensemble est ensuite connecté en antiparallèle avec une diode, également appelée diode de by-pass ou diode de dérivation (figure I.8). Cette diode sert à protéger les cellules contre leur fonctionnement en régime inverse [2].

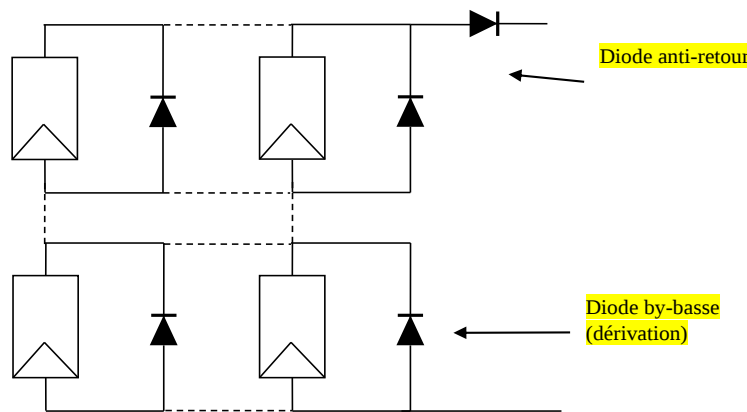


Figure I.8 : Association série- parallèle des modules photovoltaïques avec leurs protections.

I.7 Types des systèmes photovoltaïques

Les systèmes solaires photovoltaïques sont généralement classés en fonction de leurs besoins fonctionnels et opérationnels, ainsi que de leurs configurations de composants. On peut les classer en systèmes autonomes et en systèmes connectés au réseau électrique [8].

I.7.1 Systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont conçus pour fonctionner indépendamment du réseau électrique et sont généralement dimensionnés pour alimenter certains équipements électriques en courant continu (CC) et/ou alternatif (CA). Il existe deux types de systèmes photovoltaïques autonomes sont [6] :

- **Système PV autonome à entraînement direct :**

C'est le type le plus simple de système photovoltaïque autonome est un système à couplage direct, où la sortie en courant continu d'un module photovoltaïque est directement connectée à une charge en courant continu le comme montre la **figure I.9** [6].

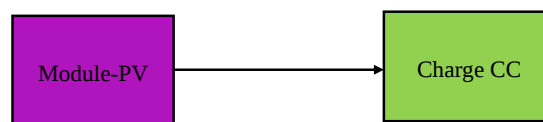


Figure I.9 : Système PV autonome à entraînement direct.

- **Système PV autonome avec batterie de stockage alimentant des charges à CC et CA :**

Dans ce système, l'énergie générée par les panneaux PV peut être stockée dans des batteries afin de l'utiliser durant la nuit, ou pendant les périodes d'ombrage ou en cas de l'insuffisance d'énergie solaire. De plus, il permet également d'alimenter des charges en courant alternatif grâce à l'utilisation d'un onduleur, voir la **figure I.10** [13].

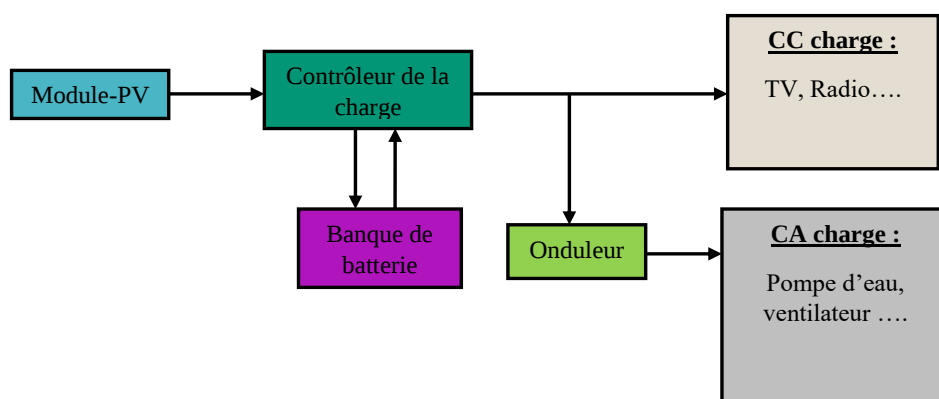


Figure I.10 : Système PV autonome avec batterie de stockage alimentant des charges à CC et CA.

Il existe différents types de batteries avec ce type de système PV, tels que les batteries au plomb-acide, nickel-cadmium, lithium bromure de zinc, chlorure de zinc, sodium-soufre, nickel-hydrogène, redox et batteries au vanadium [6] .

I.7.2 Systèmes photovoltaïques connecté au réseau électrique

Les systèmes photovoltaïques intégrés au réseau électrique sont conçus pour fonctionner en parallèle avec le réseau électrique. En plus d'injecter de la puissance réelle dans le réseau, ces systèmes peuvent également fournir de l'énergie réactive et soutenir la tension du réseau électrique. De plus, dans ces système les batteries de stockage sont éliminées, car le réseau électrique lui-même agit comme une réserve d'énergie [13].

I.8 Chaîne de conversion du système photovoltaïque connecté au réseau

Bien que le noyau d'un système PV soit la cellule PV également appelé un générateur PV, les convertisseurs statiques de l'électronique de puissance joue un rôle essentiel en tant que technologie permettant un contrôle et une interface efficaces du système PV pour transférer la puissance générée au réseau électrique et assurer une utilisation optimale de notre système [7, 14].

Une vue d'ensemble sur les composants d'un système PV connecté au réseau électrique, la **figure I.11** donne un aperçu :

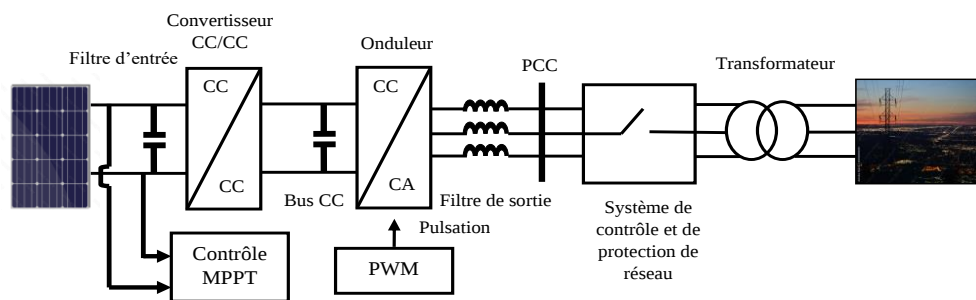


Figure I.11 : Chaîne de conversion d'un système PV connecté au réseau électrique.

Un générateur PV qui est en général un champ PV. Un filtre d'entrée passif généralement un condensateur utilisé pour découpler la tension et le courant entre le champ PV et de l'entrée du convertisseur CC-CC en réduisant l'ondulation de courant et de tension de champ PV. Dans certaines topologies des systèmes photovoltaïques, si le hacheur n'utilise pas le filtre d'entrée passif est utilisé comme un bus continu. On peut suivre le filtre d'entrée avec un convertisseur CC-CC de type élévateur de tension (boost), qui est généralement utilisé pour augmenter la tension de sortie du panneau PV et effectuer le MPPT.

On utilise le bus continu CC pour connecter le hacheur à l'onduleur photovoltaïque, comme le montre la **figure I.11**.

En règle générale, Les onduleurs photovoltaïques transforment l'énergie continue des panneaux solaires en énergie alternative qui est adaptée aux tensions et aux fréquences du réseau électrique. De

plus, ils permettent un contrôle efficace du système photovoltaïque. La connexion de l'onduleur-PV au réseau électrique se fait par l'intermédiaire d'un filtre de sortie habituellement composé d'une combinaison d'inductances (L) et de condensateurs (C), généralement en configurations L, LC ou LCL. Ce filtre contribue à réduire les harmoniques générées par l'onduleur.

Ensuite il existe différentes structures et topologies d'onduleurs PV pour connecter les panneaux PV au réseau électrique, nous citons après cette partie. Et on utilise également un transformateur à basse fréquence afin d'augmenter la tension de sortie de l'onduleur [14].

I.9 Différentes configurations des systèmes solaires PV connectés au réseau électrique :

Il existe quatre configurations des onduleurs pour connecter le système PV au réseau électrique, généralement classées en fonction de la structure et du nombre d'étages d'adaptation de puissance utilisés, on trouve :

- Configuration à onduleur centralisée pour les grandes installations photovoltaïques (triphases) est le plus utilisée.
- Configuration à onduleur string pour les petites installations photovoltaïques.
- Configuration à onduleur multi string pour les systèmes de petite à grande taille (monophasée et triphasée).
- Configuration à onduleur intégré aux panneaux pour les petits systèmes (généralement monophasé)[14].

I.9.1 Configuration à onduleur centralisé

La topologie centralisée (**Figure I.12.a**) a comme caractéristique principale l'utilisation d'un seul convertisseur DC/DC et d'un onduleur DC/AC triphasé de grande capacité typiquement entre (100 kW à 1,5 MW) pour connecter l'ensemble de la centrale photovoltaïque au réseau électrique.

Le système photovoltaïque est formé par la connexion de plusieurs branches parallèles et chaque branche est composée de nombreux modules en série, ce qui est appelé « configuration centralisée » [7].

Les avantages de cette configuration résident dans sa structure simple, son transformateur de basse fréquence unique et son système de contrôle unique.

Cependant, en raison d'un seul algorithme MPPT pour l'ensemble du système photovoltaïque, vient au détriment de la production de puissance réduite en cas des ombrages, des salissures, au vieillissement. En outre, les diodes de blocage en série de la chaîne introduisent des pertes de conduction. Actuellement, la configuration centralisée est la topologie la plus largement utilisée pour les centrales photovoltaïques à grande échelle [7, 14].

1.9.2 Configuration à onduleur strings

La configuration string (**Figure I.12.b**) utilise un onduleur par chaîne (string) photovoltaïque, donc il n'est pas nécessaire d'avoir une diode de blocage en série. L'onduleur peut avoir une tension d'entrée assez élevée pour éviter l'utilisation d'un autre convertisseur CC-CC, comme nous le verrons dans sa configuration. De plus pour une centrale photovoltaïque composée de plusieurs onduleurs de chaîne au lieu d'un seul onduleur central, il y aura plus de MPPT individuels disponibles, augmentant ainsi le rendement énergétique total par rapport à la configuration centralisée.

De plus, l'utilisation de la configuration string permet également d'accroître la modularité du système PV. Malgré toutes ces caractéristiques bénéfiques, cette configuration nécessite l'utilisation de plusieurs éléments par rapport à la précédente (onduleur central), tels que des transformateurs à basse et à haute fréquence si une isolation est requise, ainsi que la nécessité de plusieurs systèmes de commande individuelle de réseau, ce qui entraîne une augmentation du coût total de l'installation. Ainsi, on utilise fréquemment la topologie string comme solution pour les systèmes PV monophasés et triphasés de petite échelle [8, 13, 14].

1.9.3 Configuration à onduleur multi-strings

La configuration à onduleur multi-strings (**Figure I.12.c**), combine les avantages des systèmes centralisés et en chaîne. Ou chacun avec son convertisseur CC-CC, sont connectés à un onduleur central via un bus continu commun. Grâce à l'étage d'adaptation CC-CC, chaque string peut être utilisé à son propre Point de Puissance Maximale (PPM) Grâce à ce concept, les GPV peuvent bénéficier d'une grande modularité par rapport à configurations précédents.

Dans cette configuration, ce qui permet de repérer et de localiser rapidement la défaillance d'un GPV. En outre, la défaillance d'un seul module PV ne perturbera pas le bon fonctionnement de l'ensemble du champ PV, ce qui améliorera l'efficacité et le rendement énergétique global de l'installation. Néanmoins, cette configuration entraîne des pertes significatives de câbles à courant continu indispensables pour connecter les petites parties du système photovoltaïque et les convertisseurs CC-CC à l'onduleur principal. De plus, la détection de la PPM se complique lorsque la caractéristique P-V d'un string présente plusieurs pics. La configuration multi-strings est plus couramment utilisée dans les systèmes photovoltaïques de petite et moyenne puissance [8, 13, 14].

1.9.4 Configuration à onduleur intégré aux panneaux

Le micro-onduleur où également appelé l'onduleur intégré aux panneaux est l'intégration d'un système photovoltaïque et d'un onduleur en un seul appareil électrique (**Figure I.12.d**) où chaque module PV possède son propre onduleur qui est synchronisé avec le réseau électrique. Par conséquent, elle a la meilleure capacité de détection la MPPT de toutes les configurations précédentes, ce qui permet

d'augmenter l'efficacité et le rendement énergétique. Les pertes qui sont liées à la différence de puissance entre les GPV sont échappées dans cette topologie, quelle que soit l'origine du défaut.

La connexion au réseau électrique nécessite une augmentation de tension en raison du faible voltage produit par les modules PV. Il est courant que cette topologie inclue un convertisseur CC-CC de type élévateur et également comprend un transformateur d'isolation. De manière générale dans ce système, tous les éléments électroniques de puissance sont répartis entre tous les modules de l'installation, ce qui diminue l'efficacité du convertisseur et accroît le coût global de l'installation [8, 14].

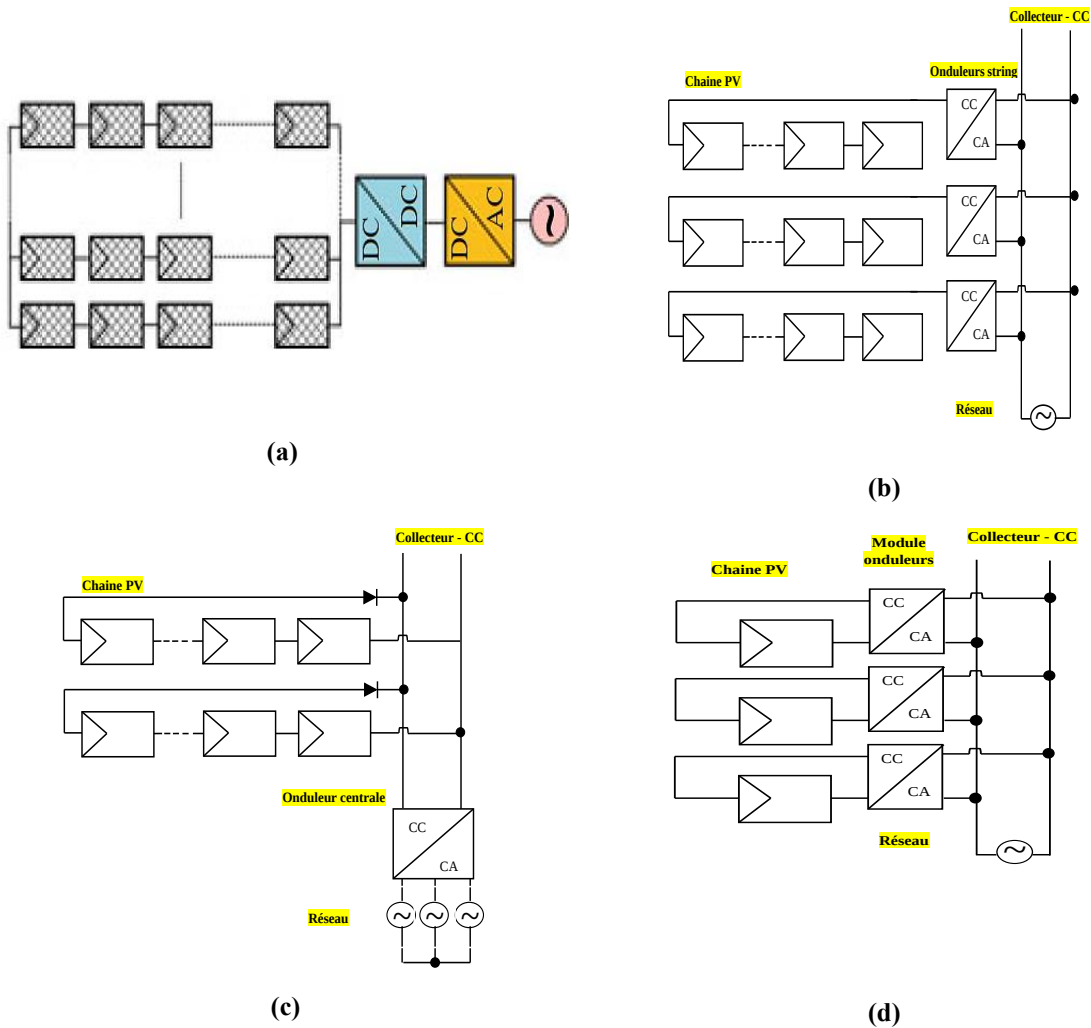


Figure I.12 : Différentes configurations des systèmes PV connecté au réseau : (a) configuration à onduleur centralisé, (b) configuration à onduleur strings, (c) configuration à onduleur multi strings, (d) configuration à onduleur intégré aux panneaux.

I.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé les aspects généraux du système photovoltaïque, en commençant par une brève introduction et en explorant le potentiel solaire en Algérie. Le principe de fonctionnement du système photovoltaïque a également été exposé. En outre, ce chapitre a également exposé les divers types de systèmes PV ainsi que leurs différentes configurations.

On a également évoqué les différentes configurations des onduleurs PV existants, qui sont utilisés pour connecter ce système aux réseaux électriques. Dans le cadre de cette étude, nous avons opté pour la configuration avec un onduleur centralisé connecté au réseau.

Dans le prochain chapitre, la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique sera présentée.

Chapitre II : Modélisation du système PV connecté au réseau électrique.

II.1 Introduction

La modélisation est une étape cruciale qui nous permet d'étudier de manière approfondie le comportement global du système photovoltaïque connecté au réseau électrique.

Dans ce chapitre on va voir le modèle mathématique de chaque élément qui fait partie de la chaîne de conversion photovoltaïque. Nous aborderons les modèles mathématiques : de générateur PV, convertisseur CC-CC particulièrement le convertisseur survolteurs utilisé dans ce travail, et l'onduleur PV de tension triphasé et son filtre, ainsi que les éléments essentiels dans les installations PV connectés au réseau électrique.

II.2 Modélisation du générateur PV

La modélisation du générateur photovoltaïque vise à obtenir les caractéristiques électriques courant / tension (I-V) et puissance / tension (P-V) fournies au bus continu, en fonction des conditions météorologiques. Tel qu'éclairement solaire et la température Afin de mieux apprendre les phénomènes liés aux comportements physiques des cellules photovoltaïques[13].

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles qui décrivent le fonctionnement et le comportement du générateur photovoltaïque[6].

Le modèle étudié dans cette section est le modèle d'une diode (**figure.II.1**) il se compose d'une seule diode et deux résistances (série et shunt), Ce modèle est le plus simple et le plus classique qui donne une bonne précision [6, 14].

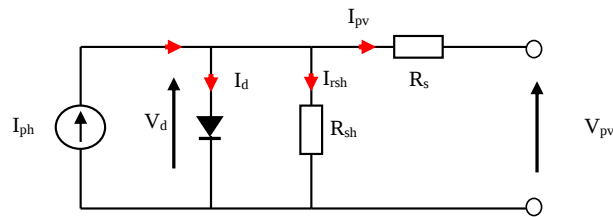


Figure II.1 : Modèle électrique d'une cellule PV.

La cellule PV peut être modélisée électriquement par un circuit équivalent tel que celui présenté dans la **figure II.1**, avec une source de courant photovoltaïque I_{ph} en parallèle avec une diode D caractérisant la jonction P-N, une résistance R_s en série représentant les pertes par l'effet joule, et une deuxième résistance de dérivation R_{sh} caractérisant un courant de fuite entre la grille et le contact arrière, elle est très supérieure à R_s [6, 14],[15].

L'équation caractéristique I_{pv} en fonction V_{pv} de ce modèle et déduite de manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \quad (II-1)$$

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

$$I_d = I_s \times \left[e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AKT}} - 1 \right] \quad (II-2)$$

Le courant de résistance shunt I_{rsh} est donné par l'expression suivante :

$$I_{rsh} = \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad (II-3)$$

On développe les termes I_d et I_{rsh} :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \times \left[e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AKT}} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad (II-4)$$

Le photo courant I_{ph} ou Courant PV généré par les rayonnements solaires G en ampère qui est en fonction de l'irradiation solaire et la température est exprimé par :

$$I_{ph} = [I_{sc-ref} + K_i(T - T_{ref})] \frac{G}{G_{ref}} \quad (II-5)$$

Avec : A le facteur d'idéalité de la diode, q la charge élémentaire de l'électron ($1.602 \times 10^{-19} C$), K constant de BOTZMAN ($1.381 \times \frac{10^{-23} J}{K}$), T la température ambiante de la cellule ($^{\circ}K$), V_{pv} la tension à travers la cellule photovoltaïque, G l'irradiation solaire (W/m^2), I_{sc-ref} Le courant de court-circuit tandis que la température et l'irradiation de référence est dans les conditions d'essai standard (STC) ($25^{\circ}C$, $1000 W/m^2$), K_i Le coefficient de température du courant de court-circuit (A/K).

Le courant de saturation de la diode I_s , qui change avec la température de la cellule, est donnée par :

$$I_s = I_{rr} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_g}{KA} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (II-6)$$

Avec I_{rr} le courant inverse de saturation dans les conditions standards, E_g l'énergie de gap, qui dépend de matériaux semi-conducteurs.

Pour obtenir une tension et un courant plus élevés adaptés aux applications nécessitant une puissance plus importante, plusieurs modules photovoltaïques doivent être connectés pour former un champ photovoltaïque (GPV). Qui contient N_s cellules en série et N_p cellules en parallèle, le courant de sortie de l'ensemble, I_{pv} sera [16-18] :

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_s \left(\exp \left[\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{N_s AKT} \right] - 1 \right) - \frac{N_p V_{pv}}{N_s (R_{sh} + R_s)} \quad (II-7)$$

II.3 Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque (I-V) (P-V)

En général, les caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque sont exprimées à travers les courbes I-V (courant/tension) et P-V (puissance/tension) dans diverses conditions de température et irradiance solaire [6].

Nous avons choisi d'étudier le panneau solaire type **Sharp ND-123UJF** à 36 cellules par module[19]. installé à l'**université de Saida**, Les paramètres électriques du module sont présentés dans le **tableau.II.1** suivant :

Tableau II.1 : Paramètres électriques d'un module PV (Sharp ND-123UJF).

Paramètre	Variable	Valeur
Puissance nominale dans les conditions standards (STC)	P_{mp}	123.0515 W
Tension de circuit ouvert	V_{oc}	21.78 V
Tension maximale	V_{mp}	17.21 V
Courant maximal	I_{mp}	7.15 A
Courant de court-circuit	I_{sc}	7.99 A
Nombre des cellules par module	N_s	36
Température coefficient pour I_{sc}	k_i	0.070688 %/°C
Résistance série	R_s	0.27257 Ω
Résistance shunt	R_{sh}	38.0582 Ω
facteur d'idéalité de la diode $A = (1-5)$	A	0.96279
l'énergie de gap, dépend de matériaux semi-conducteurs	E_g	1.12 ev

Les caractéristiques électriques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un GPV sont représentées dans la **figure II.2**.

- **Effet d'irradiation**

La **figure II.2.a** présente les caractéristiques courant-tension $I_{pv}-V_{pv}$ et puissance-tension $P_{pv}-V_{pv}$ pour différents niveaux de rayonnement, et pour une température constante de 25 °C en conditions standards. Nous notons que le courant de court-circuit I_{sc} connaît une augmentation plus que la tension de circuit ouvert V_{oc} qui augmente légèrement.

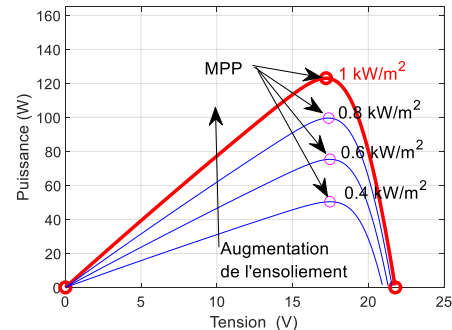
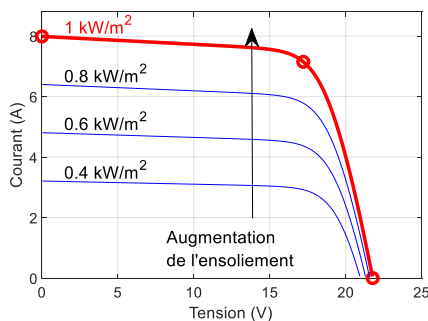
La puissance électrique maximale P_{MPP} (représentée par la courbe P-V) augmente également avec l'augmentation de l'ensoleillement, c'est-à-dire que l'efficacité est meilleure pour une irradiance élevée.

Les conditions de référence sont généralement choisies avec une irradiance de 1000 W/m^2 . En pratique, l'irradiance sur les cellules photovoltaïques sans concentration de lumière est inférieure, et donc l'efficacité est plus basse que sa valeur nominale[6].

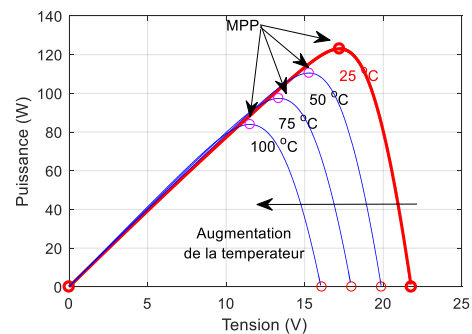
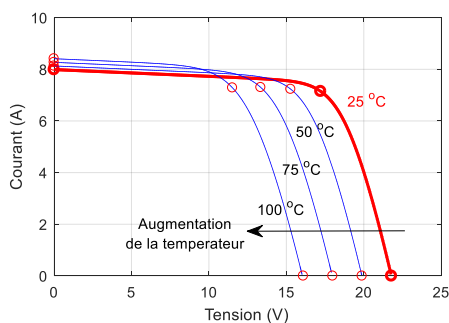
• Influence de la température

Lorsque la température augmente, avec une irradiation constante dans les conditions standards de 1000 W/m^2 , le courant de court-circuit I_{sc} augmente légèrement en raison d'une meilleure absorption de la lumière, mais la tension de circuit ouvert V_{oc} diminue fortement avec l'augmentation de la température ambiante. La puissance électrique maximale P_{MPP} diminue rapidement et présente une caractéristique non linéaire avec l'accroissement de la température. Comme montre la **figure II.2.b**.

Les conditions standards sont généralement choisies pour une valeur de température interne T égale à 25°C . Sous l'ensoleillement, la température interne est souvent plus élevée et donc l'efficacité est plus basse [6].



(a) Caractéristique électrique I-V P-V pour différents niveaux d'ensoleillement



(b) Caractéristique électrique I-V P-V pour différents niveaux de températures

Figure II.2 : Caractéristiques du générateur PV sous différents éclaircements et différentes températures

On peut dire que, les caractéristiques électriques d'un module PV ou d'une cellule PV sont non linéaires et dépendent fortement de l'irradiation solaire et de la température.

II.4 Modélisation de convertisseur CC-CC hacheur survolteur (Boost Converter)

Le convertisseur survolteur, également connu sous le nom hacheur Boost ou hacheur parallèle, est un type de convertisseur continu-continu qui offre un contrôle flexible et un rendement élevé de la puissance électrique dans les circuits fonctionnant en courant continu. Son symbole est schématisé à la **figure II.3**.

Ces convertisseurs sont largement utilisés dans les systèmes photovoltaïques pour réguler les tensions et les courants selon les besoins, permettant ainsi d'adapter les panneaux solaires aux charges requises[15].

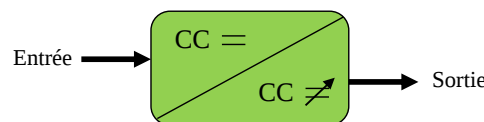


Figure II.3 : Symbole d'un convertisseur CC-CC.

La **figure II.4** présente le schéma équivalent du convertisseur élévateur CC-CC. Ce dispositif est constitué d'une source de tension d'entrée continue symbolisée par V_e , qui correspond à la tension de sortie du module PV. Un filtre d'entrée passif, généralement désigné par C_e , est souvent utilisé pour réduire les ondulations de courant et de tension du module PV.

En outre, il comprend une inductance en série avec la source de tension V_e , un commutateur électronique de type transistor K , contrôlé à l'amorçage et le blocage (MOSFETS ou IGBT), une diode (l'amorçage et le blocage spontanés) et un condensateur de sortie C_s connecté en parallèle. Ce dernier est placé entre le module photovoltaïque et le circuit d'élévation pour diminuer les harmoniques à haute fréquence [13, 15].

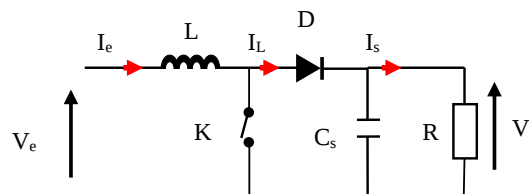


Figure II.4 : Circuit équivalent de convertisseur boost



Figure II.5 : État de commutation d'interrupteur K.

Ce convertisseur est une alimentation à découpage contrôlée par un signal de modulation de largeur d'impulsion (MLI) ayant une période de découpage fixe Td et un rapport cyclique variable α . Pendant chaque période, l'interrupteur K est fermé de l'instant 0 à αTd , puis ouvert de αTd à Td [20].

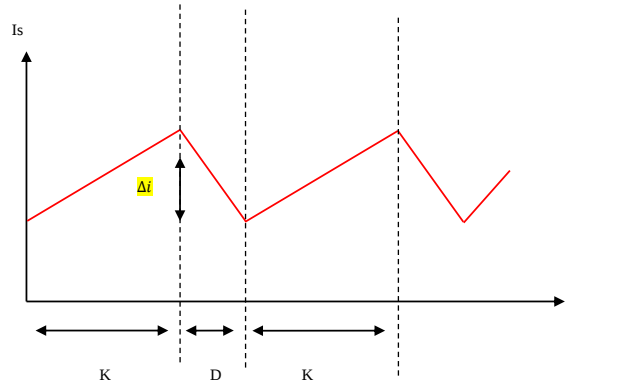


Figure II.6 : Forme d'onde du courant I_s .

Donc l'état de commutation de l'interrupteur K détermine le mode de fonctionnement du convertisseur élévateur :

A) K est fermé :

Durant l'intervalle $[0, \alpha Td]$ l'interrupteur K est fermé tandis que D ouvert, le courant à travers l'inductance augmente de manière linéaire, et la tension à travers l'interrupteur K est maintenue à zéro $V_k = 0$, et le circuit équivalent présenté dans la **figure II.5.A**, donc on obtient :

$$V_e = L \frac{di_L}{dt} \quad (\text{II-8})$$

$$i_L = i_{min} + \frac{V_e}{L} t \quad (\text{II-9})$$

i_{min} : la valeur minimale de courant dans l'inductance.

A l'instant $t = \alpha Td$, le courant dans l'inductance atteint son pic i_{max} suivant la formule suivante :

$$i_{max} = i_{min} + \frac{V_e}{L} \alpha T d \quad (II-10)$$

B) K est ouverte

Dans l'intervalle $[\alpha T d, T d]$ est comme il est présenté dans le circuit équivalent dans la figure II.5.B, l'interrupteur K s'ouvre permettant de l'énergie stockée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D .

On a alors $V_K = V_s$ en notant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle $V_L = 0$, on arrive :

$$V_s = V_e + L \frac{di_L}{dt} \quad (II-11)$$

$$V_s - V_e = L \frac{di_L}{dt} \quad (II-12)$$

$$i_L = i_{max} + \frac{V_e - V_s}{L} (t - \alpha T d) \quad (II-13)$$

Au moment où $t = T d$, le courant dans l'inductance rétablit à sa valeur minimale i_{min} :

$$i_{min} = i_{max} + \frac{V_e - V_s}{L} (1 - \alpha) T d \quad (II-14)$$

$$\Delta_i = i_{max} - i_{min} \quad (II-15)$$

Δ_i : Les ondulations du courant dans l'inductance.

La valeur moyenne de la tension de sortie V_s est calculée en utilisant l'égalité des deux équations de l'ondulation de courant (II-14) et (II-10) on obtient :

$$V_s = \frac{V_e}{(1 - \alpha)} \quad (II-16)$$

Avec V_e la tension d'entrée d'hacheur, V_s tension sortie d'hacheur et α le rapport cyclique qu'est compris entre $0 < \alpha < 1$

Donc il est possible de réguler la tension de sortie V_s du convertisseur en modifiant sa tension d'entrée V_e ou son rapport cyclique α [15, 20].

Alors on peut déterminer les équations électriques du convertisseur par les relations suivantes :

$$L \frac{di_L}{dt} = V_e - (1 - \alpha) \cdot V_s \quad (II-17)$$

$$C \cdot \frac{dV_s}{dt} = (1 - \alpha) \cdot I_L \frac{V_s}{R} \quad (II-18)$$

II.4.1 Détermination des paramètres de convertisseur élévateur

- Le rapport cyclique α :

On peut déduire le rapport cyclique α à partir de l'équation (II-16)

$$\alpha = 1 - \frac{V_e}{V_s} \quad (II-19)$$

- L'inductance :

$$L = \frac{\alpha \cdot V_e}{f_s \cdot \Delta_i} \quad (II-20)$$

Avec f_s Fréquence de commutation du convertisseur en (Hz), Δ_i les ondulations du courant dans l'inductance $\Delta_i = 1\%$ du courant de la charge.

- Capacité :

$$C = \frac{\alpha \cdot I_s}{f_s \cdot \Delta V_s} \quad (II-21)$$

ΔV_s : Les ondulations de tension de sortie $\Delta V_s = 2\%$ de la tension de sortie V_s [8].

II.5 Modélisation de l'onduleur photovoltaïque

Les onduleurs PV sont des convertisseurs statiques utilisés pour transformer l'énergie continue en énergie alternative dans les systèmes photovoltaïques, comme nous avons montré dans la **figure II.7** en produisant une tension et une fréquence compatibles avec le réseau électrique. Pour garantir une sortie de tension aussi proche que possible d'une sinusoïde et maintenir un faible taux d'harmoniques, cela dépend principalement de la technique de commande employée [16] .

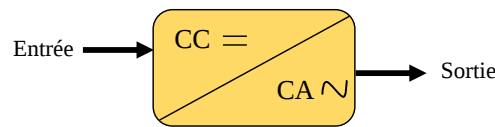


Figure II.7 : Symbole d'un convertisseur CC-CA.

Dans les systèmes photovoltaïques, les onduleurs doivent garantir une connexion efficace avec les modules PV, augmenter l'efficacité du contrôle par rapport aux topologies existantes dans les systèmes PV connectés au réseau, et améliorer la qualité de l'électricité produite et injectée.

Diverses topologies d'onduleurs-PV sont couramment employées dans les systèmes photovoltaïques. Dans notre travail, nous avons utilisé l'onduleur de tension triphasé à deux niveaux [14, 15].

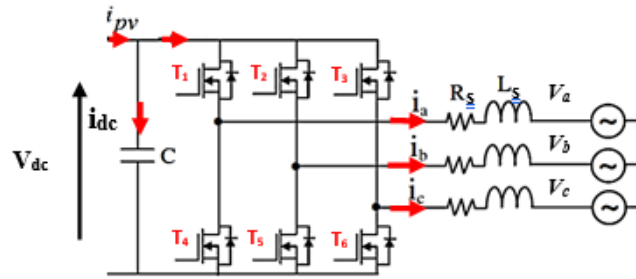


Figure II.8 : Onduleur triphasé à deux niveaux et son filtre.

Ce convertisseur présenté dans la **figure II.8**, est constitué d'une source de tension continue V_{dc} présentée par une capacité C , et de trois bras chacun étant composé de deux interrupteurs. Ces interrupteurs forment ensemble une cellule de commutation dont le fonctionnement doit être complémentaire pour éviter tout court-circuit avec la source continue. Ainsi les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant, composés d'un (GTO ou transistors bipolaire, MOSFET ou IGBT) et d'une diode en antiparallèle. Et un filtre RL qui est connecté au réseau et à l'onduleur pour réduire l'amortissement des harmoniques générés par l'onduleur[21].

- En posant que les tensions du réseau V_a , V_b , V_c sont sinusoïdales et symétriques, et déphasé par $\frac{2\pi}{3}$ et que la fréquence est constante, donc les trois tensions sont données par l'expression (II-22).
- Les interrupteurs sont considérés comme parfaits bidirectionnels en courant, unidirectionnel en tension.
- Les pertes de conduction sont modélisées par trois résistances symétriques R comme schématiser la **figure II.8**.
- Les inductances L sont linéaires et équilibrées [8, 13].

$$\begin{cases} V_a = V_m \cos(\omega t) \\ V_b = V_m \cos(\omega t - \frac{2}{3}\pi) \\ V_c = V_m \cos(\omega t + \frac{2}{3}\pi) \end{cases} \quad (\text{II-22})$$

Selon la loi de Kirchhoff, on peut décrire le comportement de l'onduleur dans le repère fixe abc en utilisant les relations suivantes :

$$\begin{cases} V_a = L \frac{di_a}{dt} + Ri_a + V_{in} v_a \\ V_b = L \frac{di_b}{dt} + Ri_b + V_{in} v_b \\ V_c = L \frac{di_c}{dt} + Ri_c + V_{in} v_c \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = I_{pv} - I_{dc} \end{cases} \quad (II-23)$$

Il est mentionné que la méthode de fonctionnement de l'onduleur à deux niveaux a été caractérisée par une fonction de commutation (II-24) employée pour représenter le convertisseur en termes de valeurs moyennes, afin de développer sa stratégie de contrôle [16].

$$T_i(i = 1,2,3) = \begin{cases} 1 \text{ si } T_i \text{ on et } T_{i+1} \text{ est off} \\ 0 \text{ si } T_i \text{ off et } T_{i+1} \text{ est on} \end{cases} \quad (II-24)$$

Donc on peut écrire le modèle complet de l'onduleur-PV dans le repère *abc* de la manière suivante :

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = V_a - Ri_a + \frac{V_{dc}}{3}(2T_1 - T_2 - T_3) \\ L \frac{di_b}{dt} = V_b - Ri_b + \frac{V_{dc}}{3}(T_1 - 2T_2 - T_3) \\ L \frac{di_c}{dt} = V_c - Ri_c + \frac{V_{dc}}{3}(T_1 - T_2 - 2T_3) \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = I_{pv} - (i_a T_1 + i_b T_2 + i_c T_3) \end{cases} \quad (II-25)$$

Comme le montre l'équation (II-25), ce système est un système non linéaire variant dans le temps en raison des fonctions de commutation (T_1 , T_2 et T_3) et du courant de diode I_{pv} . Quelques transformations et techniques utiles pour faciliter le contrôle de ce système non linéaire variant dans le temps seront discutées dans la section suivante [16].

II .3.1 Modèle mathématique de l'onduleur-PV dans le repère de Park (d, q)

La transformation de Park convertit un système tridimensionnel triphasé en un système bidimensionnel biphasé. Et Comme nous avons observé précédemment, le modèle de l'onduleur-PV présente une forte non-linéarité et une variabilité temporelle en raison des fonctions de commutation et du courant de diodes. Ainsi, afin de simplifier ce système, l'application de la transformation de Park est nécessaire.

En appliquant la transformation de Park sur le système décrit dans l'équation (II-25), le modèle mathématique de l'onduleur-PV dans le repère (d-q) est établi par [16] :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R}{L}I_d + \omega I_q - \frac{1}{L}V_{rd} + \frac{V_{dc}}{L}S_d \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R}{L}I_q + \omega I_d - \frac{1}{L}V_{rq} + \frac{V_{dc}}{L}S_q \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C}I_{pv} - \frac{1}{C}I_d S_d - \frac{1}{C}I_q S_q \end{cases} \quad (\text{II-26})$$

Les composantes I_d et I_q représentent respectivement les courants de sortie de l'onduleur dans les axes direct et quadrature. De même, les composantes V_{rd} et V_{rq} correspondent aux tensions du réseau dans les axes directs et quadrature. Les entrées de commande des axes d et q sont désignées par S_d et S_q . Alors la puissance active et réactive fournies au réseau sont données par :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_{rd} I_d + V_{rq} I_q) \\ Q = \frac{3}{2}(V_{rd} I_q - V_{rq} I_d) \end{cases} \quad (\text{II-27})$$

Si l'on suppose que la tension triphasée du réseau est idéalement sinusoïdale et ne contient pas d'harmoniques, alors dans le repère (d-q) le vecteur de tension du réseau s'exprime comme suit [13] :

$$\begin{cases} V_{rd} = V \\ V_{rq} = 0 \end{cases} \quad (\text{II-28})$$

En réalité la tension du réseau électrique n'est pas parfaitement sinusoïdale en raison de la présence d'harmoniques. Les composantes V_{rd} et V_{rq} , qui représentent les tensions dans les axes direct et quadrature du réseau ne restent pas constantes. Elles présentent plutôt des ondulations légères dont les fréquences et les amplitudes dépendent des harmoniques présents dans le réseau.

En état d'équilibre, la valeur moyenne de V_q reste toujours nulle. Ainsi, l'équation (II-27) peut être reformulée comme l'équation (II-29)[16].

La puissance active est influencée par le courant dans l'axe d , tandis que la puissance réactive dépend du courant dans l'axe q . De plus, pour parvenir à un facteur de puissance unitaire, la composante q du vecteur de commande du courant est ajustée à zéro[21].

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_{rd} I_d) \\ Q = \frac{3}{2}(V_{rq} I_q) \end{cases} \quad (\text{II-29})$$

II.6 Conclusion

Au cours de cette partie de notre travail, nous avons présentés la modélisation détaillée de la chaîne de conversion du système photovoltaïque connecté au réseau électrique qui y compris : le modèle du générateur photovoltaïque qui il est important pour étudier l'influence de la température et de l'irradiation sur leur fonctionnement. Par la suite, nous avons étudié et modélisés les convertisseurs statiques employés dans cette chaîne de conversion, nous avons commencés par l'hacheur élévateur (Convertisseur Boost), en reconstruisant leur modèle mathématique. Ensuite, nous avons analysé le comportement du l'onduleur triphasé de type (CC-CA) et son filtre et en élaborant leur modèle mathématique dans le repère (d-q) afin de simplifier leur contrôle.

Cette étape de modélisation de la chaîne de conversion PV connecté au réseau électrique est primordiale et nous prépare à examiner la section consacrée de son contrôle dans le chapitre qui suit.

***Chapitre III : Contrôle du
système PV connecté au
réseau électrique et le
problème d'îlotage.***

III.1 Introduction

Selon les sections précédentes, nous avons vu que les systèmes photovoltaïques connectés au réseau peuvent être composés d'une ou deux étapes de conversion de puissance (CC-CC et CC-CA) et de différentes topologies des onduleurs-PV. Par conséquent, le système de contrôle et les schémas de modulation varient en fonction de la topologie employée [14].

Après avoir présentés le modèle détaillé de chaque élément constituant dans la chaîne de conversion de système PV connecté au réseau électrique dans le chapitre précédent, ce chapitre présentera les synthèses de contrôle de cette chaîne de conversion d'énergie. Et le problème de l'îlotage qui apparaît dans les installations PV connectées au réseau électrique.

On commencera ce chapitre par les principaux aspects de contrôle y compris le suivi du point de puissance maximale (MPPT), la gestion de la puissance active et réactive, la synchronisation avec le réseau, puis nous examinons le phénomène d'îlotage en commençant par une explication détaillée de ce phénomène, mettant en évidence ses causes principales. Et la surveillance de l'installation PV, qui comprend la détection anti-îlotage sera aussi présentée dans ce chapitre afin de garantir les performances optimales et la sécurité des équipements et des individus[8], [14].

III.2 Suivi du point de la puissance maximale (MPPT)

A cause de l'aspect intermittent des sources d'énergie renouvelable, qui dépendent entièrement des conditions météorologiques, le contrôle du suivi de point de puissance maximale (MPPT) est essentiel dans les systèmes de production renouvelables afin d'extraire la puissance maximale, quelles que soient les conditions météorologiques et de garantir une alimentation adaptée aux charges à alimenter tout en améliorant la fiabilité globale du système[6, 8, 13].

Le suivi du point de puissance maximale MPPT (Maximum Power Point Tracking) dans les systèmes PV, exploitant les caractéristiques **I-V** et **P-V** des panneaux PV, que nous avons vue dans la section précédente. Ces caractéristiques présentent un point critique, appelé **point de puissance maximale (MPP)**, où la puissance générée est à son maximum et la tension correspondante est dénommée tension de point de puissance maximale V_{mp} .

Cette commande repose sur la variation du rapport cyclique (α) d'hacheur qui effectue le MPPT grâce à des algorithmes de contrôles spécifiques.

Le rapport cyclique varie en fonction des conditions environnementales et des caractéristiques des panneaux solaires afin de l'amener à sa valeur optimale, de manière à maximiser la puissance fournie par le panneau solaire photovoltaïque [3].

Pour déterminer ce point optimal de fonctionnement, diverses techniques sont proposées dans les littératures, notamment [3, 13]:

La méthode "Perturb and Observe" (**P&O** - Perturbation et Observation), conductance incrémentale, il existe aussi des techniques de calcul plus avancées comme le réseau de neurones artificiels (ANN), les essais particulaires (**PSO**), le contrôleur logique flou et l'algorithme évolutionnaire [8, 14].

III.2.1 La méthode de perturbation et observation (P&O)

La méthode de perturbation et observation (P&O-Perturb and Observe) est l'une des méthodes classiques de MPPT, c'est la méthode la plus largement utilisée à cause de sa simplicité de mise en œuvre et au suivi efficace du point de puissance maximale (MPP).

L'idée fondamentale de cette approche est d'ajuster la tension photovoltaïque V_{pv} , soit en incrémentant ou décrémentant, pour atteindre le MPP où en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur CC-CC (perturbation), puis mesurer le changement de la puissance P_{pv} (observation). Au cas où une correction de ce rapport cyclique serait nécessaire [22], les perturbations de la tension de référence sont effectuées dans la direction où la puissance P_{pv} devrait augmenter.

La **figure III.1** présente le principe de cette méthode [14] :

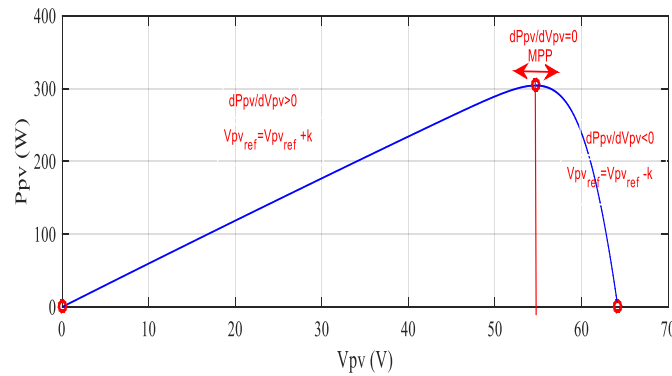


Figure III.1 : Principe de l'algorithme 'Perturb and Observe'.

La tension du panneau est délibérément perturbée (augmentée ou diminuée), puis la puissance est comparée à la puissance obtenue avant la perturbation. Plus précisément, si la puissance du panneau augmente en raison de la perturbation, la perturbation suivante sera effectuée dans la même direction. Et si la puissance diminue, la nouvelle perturbation est effectuée dans la direction opposée [6].

Nous choisissons à titre d'exemple d'utiliser cet algorithme dans ce mémoire.

III.2.2 La méthode de la conductance incrémentale

Cette méthode est similaire à l'algorithme P&O a été proposée pour les conditions atmosphériques qui change rapidement[14]. Se concentre directement sur les variations de puissance, le courant et la tension de sortie du panneau photovoltaïque sont utilisés pour calculer la conductance et la conductance incrémentielle.

Le principe de cette méthode consiste à comparer la conductance I_{pv}/V_{pv} et la conductance incrémentielle dI_{pv}/dV_{pv} pour décider quand augmenter ou diminuer la tension du panneau solaire photovoltaïque V_{pv} afin d'atteindre le point de puissance maximale MPP où la dérivée de la puissance est nulle $dP_{pv}/dV_{pv} = 0$, comme montre la **figure III.2**.

La méthode de conductance incrémentielle est souvent une précision plus élevée par rapport de l'approche P&O. Toutefois, la mise en œuvre de l'algorithme est fréquemment complexe et demande une grande capacité de calcul, ce qui prolonge la durée de contrôle du système [6].

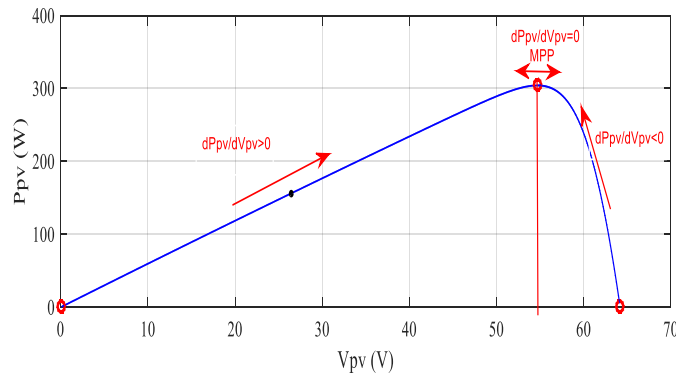


Figure III.2 : Principe de l'algorithme 'conductance incrémentale'.

III.2.3 La méthode de tension de circuit ouvert (Open circuit voltage)

C'est une méthode très simple, elle consiste à comparer la tension du panneau V_{pv} avec une tension de référence correspondant à une tension optimale V_{opt} , l'erreur de tension est ensuite utilisée pour ajuster le rapport cyclique du convertisseur statique. La tension de référence est obtenue à l'aide de l'équation suivante :

$$V_{opt} = K_1 \times V_{co} \quad (III-1)$$

Avec k_1 constante de la proportionnalité qui dépend de la caractéristique du système PV et déterminée par mesure V_{opt} et V_{oc} dans différence condition de température et irradiance, $k_1 < 1$

Après avoir déterminé la valeur de k_1 , il est possible de calculer V_{opt} en utilisant l'équation (III-1). Cela nécessite que le système effectue la mesure de la tension V_{oc} à chaque période. Ensuite, nous

obtenons directement la tension de référence qui correspond à la tension optimale. Bien que cette méthode soit simple, il est difficile de choisir une valeur optimale pour k_I [6, 14].

III.3 Contrôle de l'onduleur PV connecté au réseau

L'onduleur-PV est principalement utilisé pour assurer la synchronisation avec le réseau, contrôler de manière distincte le flux de puissance active et réactive, réguler les courants du réseau et maintenir la tension aux bornes du condensateur à une valeur constante.

Dans les configurations photovoltaïques où aucun étage CC-CC n'est inclus, le contrôle de la tension du condensateur de liaison CC effectue également le MPPT du système PV, en ajuste de manière automatique le signal de tension continue de référence V_{dc} du régulateur de l'onduleur pour obtenir une tension de référence continue qui permet d'extraire la puissance maximale du système PV.

D'après le modèle mathématique de l'onduleur-PV dans le repère de Park (d-q) exprimé par l'équation (II.26), on peut observer qu'il y a un couplage croisé entre les composants du courant d et q . Toutefois cette combinaison peut avoir un impact sur la performance dynamique du régulateur, par conséquent il est essentiel de séparer les deux axes afin d'améliorer les performances.

Il est courant d'utiliser le contrôle à tension orientée ou voltage-oriented control (VOC) dans le système PV connecté au réseau, car il assure une réponse transitoire rapide et des performances statiques élevées grâce à des boucles de commande interne de courant [13, 14].

Selon son nom le contrôle de tension orienté (VOC) utilise une transformation de référence de repère (d-q) rotatif orienté avec le vecteur de tension du réseau pour convertir toutes les grandeurs alternatives CA en valeurs continues CC. Cela simplifie la conception du système de contrôle et permet l'utilisation de régulateurs PI.

Le courant du réseau dans le repère (d-q) peut être décomposé en une partie réelle sur l'axe d (id), qui est alignée avec le vecteur de tension du réseau et donc proportionnelle à la puissance active P , et une partie imaginaire sur l'axe q (iq) qui est perpendiculaire au vecteur de tension du réseau donc il est proportionnel à la puissance réactive Q .

D'après la **figure III.3**, le contrôle de tension orienté repose sur deux boucles de contrôle en cascade. La tension de bus continu (condensateur de liaison continue) V_{dc} est contrôlée par une boucle externe qui utilise un contrôleur PI dont la sortie est proportionnelle à la puissance active et donc à la valeur désirée (id).

En revanche, la boucle interne qui contrôle les courants du réseau (id , iq), tandis que la puissance réactive est contrôlée avec la composante quadrature de courant (iq) [14].

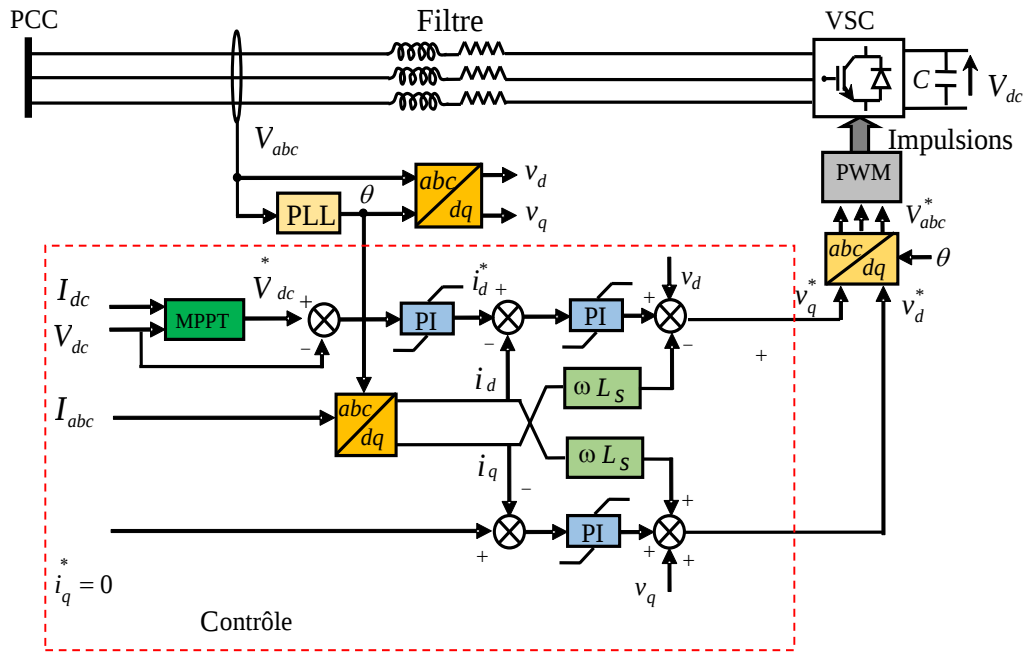


Figure III.3 : Commande de la tension orienté VOC pour l'onduleur PV.

Les régulateurs PI régulent les deux boucles de contrôle de courant i_d , i_q , dont les sorties sont les tensions de référence V_q^* , V_d^* . Ces tensions sont ensuite converties en valeurs de phase pour être modulées par l'onduleur à l'aide de la modulation de largeur d'impulsion (MLI). Il est important de noter que le courant de l'axe q de référence peut être ajusté de manière arbitraire. Habituellement i_q^* est réglé à zéro, pour assurer un facteur de puissance unitaire bien que lors de chutes de tension, l'opérateur du réseau peut demander l'injection de puissance réactive pour soutenir le réseau. Ensuite on peut synchroniser le système PV avec le réseau électrique en extrayant l'angle du vecteur de tension du réseau θ , afin de garantir un bon alignement du repère (d-q) avec le vecteur de tension du réseau électrique. Dans cette étude, on utilise une boucle de verrouillage de phase (PLL) afin d'exécuter cette tâche. En résumé, le VOC permet de gérer efficacement les courants du réseau et de contrôler la puissance active et réactive dans les systèmes photovoltaïques [14].

III.3.1 Régulation des courants

En considérant que :

$$V_d = -V_{rd} + V_{dc}S_d + \omega L_{iq} \quad (III-2)$$

$$V_q = -V_{rq} + V_{dc}S_q - \omega L_{id} \quad (III-3)$$

Avec ω représentant la fréquence angulaire du réseau électrique, Donc nous pouvons réécrire le modèle dans le repère de Park que nous avons mentionné dans la section précédente (II.26) de la manière suivante :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R}{L}i_d + \frac{1}{L}V_d \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R}{L}I_q + \frac{1}{L}V_{rq} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C}I_{pv} - \frac{V_{rd} + V_d}{CV_{dc}}i_d - \frac{V_{rq} + V_q}{CV_{dc}}i_q \end{cases} \quad (III-4)$$

Ainsi, on peut commander les courants i_d et i_q de manière distincte en agissant sur les entrées V_d et V_q , respectivement. Par ailleurs, l'utilisation de régulateurs de type PI permet d'obtenir une réponse dynamique rapide et des erreurs d'état constantes nulles [13].

III.3.2 Régulation de la tension

Pour un facteur de puissance unitaire i_q doit ajuster à zéro et en se basant sur l'hypothèse précédente, la troisième équation du modèle dans le repère de Park (II.26) peut être écrite de la manière suivante :

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = I_{pv} - S_d i_d \quad (III-5)$$

On peut maintenir la tension du bus continu V_{dc} constante en commandant la composante directe du courant i_d , comme le montre l'équation (III.5)[13].

III.3.3 Commande de l'onduleur par MLI (Sinus-Triangle)

La commande Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) est une méthode couramment utilisée pour le contrôle de l'onduleur. Dans notre étude, nous avons examiné la méthode MLI Sinus-Triangle.

Elle consiste à comparer le signal de référence sinusoïdal (modulante) de fréquence f_{ref} au signal triangulaire (porteuse), de haute fréquence f_p .

Tout en respectant l'inégalité sur les fréquences ($f_p > f_{ref}$).

Les moments de commutation sont déterminés par les points d'intersection entre la porteuse et la référence (modulante). La fréquence de commutation est fixée par la porteuse. La **figure III.4** présente le principe de fonctionnement de la MLI sinus triangle.

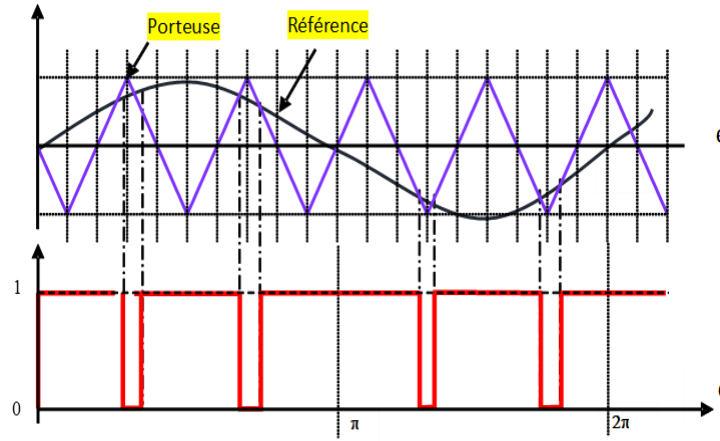


Figure III.4 : Principe de la commande MLI sinus-triangle.

L'équation de porteuse triangulaire est exprimée comme suit :

$$\begin{cases} x_1(t) = V_p \left(-1 + 4 \frac{1}{T_p} t \right) & t \in \left[0, \frac{T_p}{2} \right] \\ x_1(t) = V_p \left(3 - 4 \frac{1}{T_p} t \right) & t \in \left[\frac{T_p}{2}, T_p \right] \end{cases} \quad (\text{III-6})$$

L'équation de la référence représente un système de signaux triphasés donné par :

$$\begin{cases} V_{réf,a} = V_{réf} \sin(\omega_{réf} t) \\ V_{réf,b} = V_{réf} \sin\left(\omega_{réf} t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_{réf,c} = V_{réf} \sin\left(\omega_{réf} t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (\text{III-7})$$

La fonction liée au signal de commande est exprimée dans la figure III.5 de la manière suivante :

$$\begin{cases} 1 & \text{si } V_{réf} \geq V_p \\ 0 & \text{si } V_{réf} \leq V_p \end{cases} \quad (\text{III-8})$$

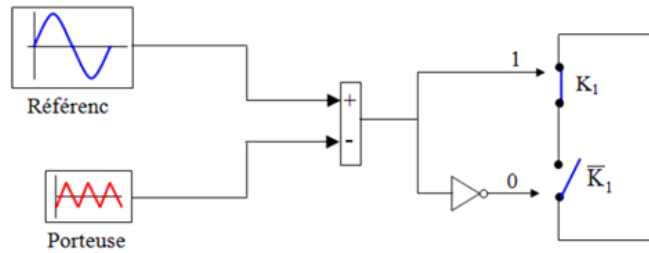


Figure III.5 : Fonction logique du signal de commande de la MLI.

Cette commande vise à minimiser les distorsions harmoniques et à obtenir une tension de sortie aussi proche que possible de la sinusoïde de référence, ce qui est crucial dans de nombreuses applications telles que les alimentations électriques, les systèmes d'énergie renouvelable, etc [23].

Pour améliorer la commande MLI Triangulo-sinusoïdale, on se base sur deux paramètres qui définissent cette méthode :

- **Indice de modulation I_M** : est le rapport entre la fréquence de porteuse f_p sur la fréquence de référence $f_{réf}$.

$$I_M = \frac{f_p}{f_{réf}} \quad (III-9)$$

- **Taux de modulation T_M** : est le rapport entre l'amplitude de tension de la référence $V_{réf}$ sur l'amplitude de la tension de la porteuse V_p .

$$T_M = \frac{V_{réf}}{V_p} \quad (III-10)$$

III.4 Synchronisation du système PV avec le réseau électrique

Pour contrôler un système photovoltaïque connecté à un réseau, il est essentiel de connaître l'amplitude et la phase de la tension du réseau. Ces informations sont nécessaires pour le contrôle du courant et de la tension, assurant la stabilité du système et maximisant la puissance. Pour obtenir ces informations essentielles, une méthode de synchronisation doit être utilisée pour synchroniser la sortie de l'onduleur et le réseau électrique.

Diverses méthodes sont disponibles, notamment le passage par zéro, les algorithmes de filtrage et les boucles à verrouillage de phase [8, 16].

III.4.1 Méthode de verrouillage de phase ou (Phase Locked Loop (PLL))

La structure d'un circuit de base de PLL, comme il est schématisé dans la **figure III.6** et généralement constitué de trois éléments, souvent :

- **Un détecteur de phase** : génère un signal d'erreur en comparant le signal d'entrée de référence avec le signal de sortie.
- **Un filtre de boucle** : élimine les termes harmoniques indésirables du signal d'erreur.
- **Un oscillateur à tension commandée** : génère le signal de sortie dont la fréquence varie autour d'une fréquence centrale en fonction de la sortie du filtre de boucle [8].

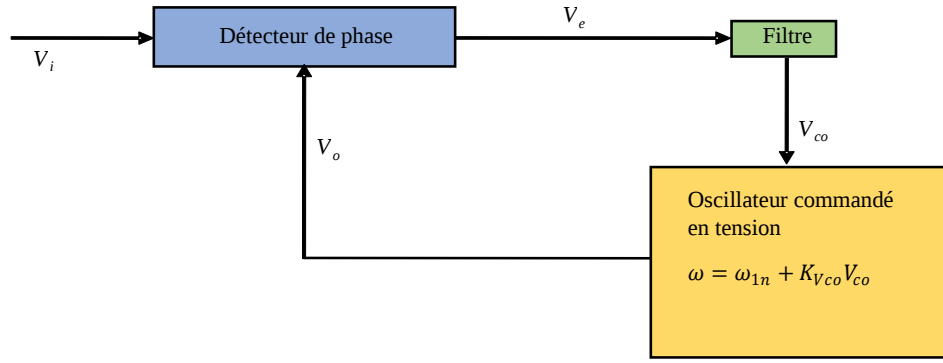


Figure III.6 : Les composants principaux d'une boucle à verrouillage de phase (PLL).

Le PLL utilise une commande non linéaire en boucle fermée pour synchroniser ses signaux de sortie avec des signaux d'entrée ou des signaux de référence en termes de phase et de fréquence. Cette commande modifie automatiquement la fréquence d'un oscillateur en fonction de la fréquence et de la phase du signal d'entrée, assurant ainsi une synchronisation en fréquence et en phase avec la référence ou le signal d'entrée[8].

Cet algorithme offre un rejet d'harmonique et de perturbation plus efficace que le passage à zéro et la transformation $\alpha\beta$ -dq, cependant, lors des déséquilibres de réseau, il est nécessaire d'apporter d'autres améliorations.[16].

Donc il y a diverses configurations de PLL disponibles pour les systèmes triphasés parmi eux :

- PLL de repère de référence synchrone (dq PLL).
- PLL de repère de référence stationnaire ($\alpha\beta$ PLL).
- PLL de repère de référence synchrone découplé (DSRF PLL).

Pour cette étude, nous examinons le premier type de PLL (PLL de repère de référence synchrone (dq PLL)) qui est présenté dans la **figure III.7**.

Le PLL dq utilise les équations de la transformation de Park, telles qu'elles sont présentées dans l'équation (III-11), pour traduire le repère de référence tournant naturel triphasé abc en repère de référence synchrone diphasé dq

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix}^{syn} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - 120) & \cos(\theta + 120) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - 120) & \sin(\theta + 120) \end{bmatrix} \quad (III-11)$$

On peut effectuer une estimation de la fréquence ou du déphasage de la tension du réseau en prenant en compte soit par la composante de l'axe direct, soit par la composante de l'axe en quadrature de la tension. Ainsi, dans cette étude, on utilise l'orientation en fonction de l'axe (d). Ensuite, il est nécessaire que la composante V_q suive le zéro en utilisant un Régulateur PI [8].

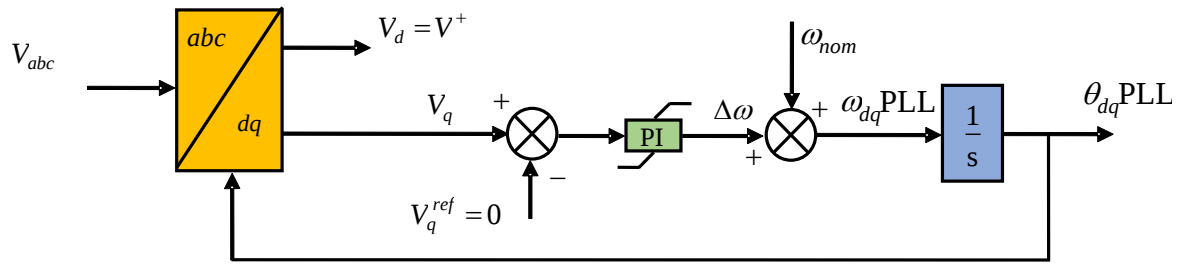


Figure III.7 : structure de PLL de repère de référence synchrone (dq PLL).

La fréquence angulaire indiquée par la sortie du régulateur PI est intégrée pour obtenir l'angle, qui est ensuite utilisé dans la transformation vers le système diphasé. Ce résultat est ensuite utilisé pour recalculer l'erreur, à laquelle une valeur spécifique de la fréquence est ajoutée pour améliorer les performances globales de suivi de la PLL [8].

III.5 Problème d'îlotage dans les générateurs distribué

Le générateur distribué (GD) fait référence à la production d'énergie sur site, souvent de l'électricité, à partir de systèmes d'énergie renouvelable tels que l'énergie solaire photovoltaïque (PV) et les parcs éoliens, ces systèmes sont situés plus près des consommateurs d'électricité, permettant une production d'électricité localisée. La capacité des systèmes de production distribuée peut varier de quelques kilowatts à plusieurs dizaines de MW [24, 25].

L'intégration des générateurs distribués (GD) comme les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique présente un problème important, également appelé système en îlotage.

D'après la norme IEEE 1547-2008 l'îlotage se réfère à un générateur distribué continu de produire de l'électricité au charges locales même en l'absence de connexion au réseau électrique principal comme schématiser sur la **figure III.1**[14, 25].

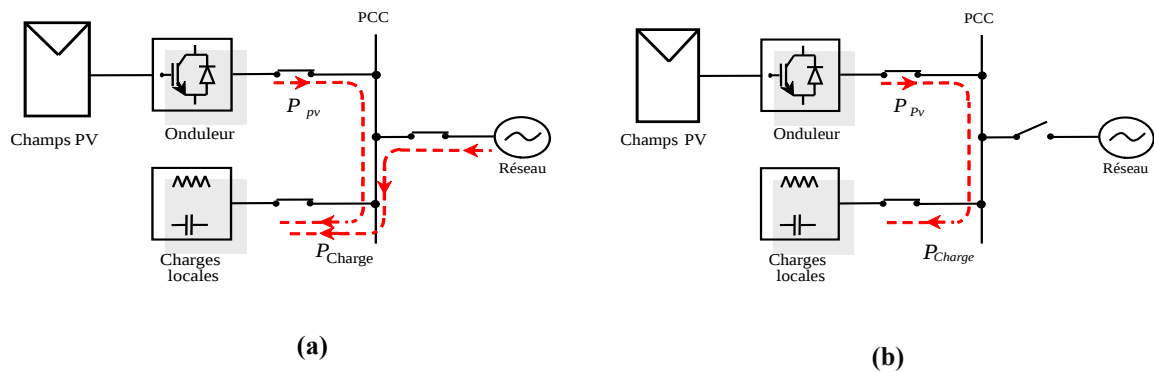


Figure III.8 : Générateurs distribués connectés au réseau avec des charges locales : (a) fonctionnement normale et (b) fonctionnement sous L'îlotage.

III.6 Détection de l'îlotage (anti-îlotage)

L'îlotage est un phénomène indésirable car il entraîne des risques pour la sécurité du public et des travailleurs intervenant sur le réseau, car il maintient les lignes électriques sous tension même lorsqu'elles sont censées être déconnectées. De plus, il peut entraîner des dommages aux équipements en raison des variations de tension et de fréquence de la (PCC), qui peuvent s'éloigner des valeurs nominales.

De plus, une fois l'opération d'îlotage terminée et que le réseau est reconnecté, il est très probable que l'onduleur du système photovoltaïque soit désynchronisé, ce qui peut endommager le convertisseur et les charges locales en raison de la différence de phase entre le réseau et la tension de l'onduleur.

Pour cette raison et afin de prévenir ces risques, selon les normes (IEEE 929-2000, IEEE 1547.1, VDE 0126.1.1 et IEC 62116) et pour des raisons de sécurité, les systèmes de générateur distribué connectés au réseau soient capables de détecter les défauts du réseau et de se déconnecter automatiquement lorsque la condition d'îlotage est détectée dans un délai de temps spécifié, généralement compris **entre 0,1 et 2 secondes**, en fonction de la norme applicable et du type de défaut [13, 25, 26].

Diverses méthodes de détection de l'îlotage peuvent être brièvement classées en deux catégories : les méthodes de détection locale, où la détection est basée du côté du GD, (côté générateur distribué ou côté onduleur) et techniques reculées (côté réseau) comme montre la **figure VI.2** [14].

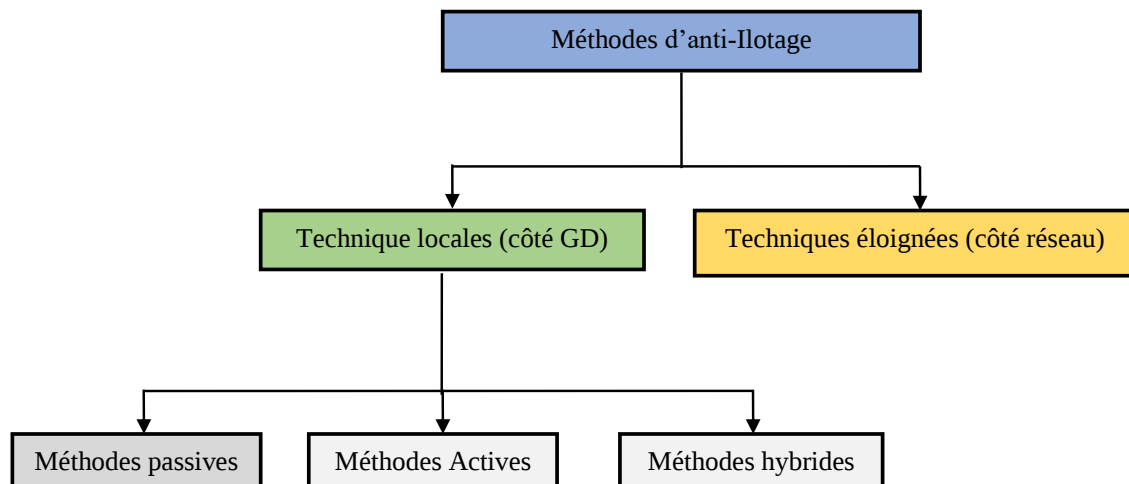


Figure III.9 : Techniques de détection d'îlotage pour les générateurs distribués reliés au réseau électrique.

III.6.1 Les techniques locales (côté GD) :

On peut également classer les techniques locales (coté GD) en trois catégories : passives, actives et hybrides [26].

III.6.1.1 Méthodes passives :

Les méthodes passives consistent à surveiller et mesurer les paramètres du réseau tels que la tension, le courant, la fréquence, etc. Pour détecter l'îlotage en comparant les valeurs mesurées avec les valeurs de seuils prédéfini, On détecte l'îlotage lorsque les valeurs mesurées dépassent les valeurs de seuils.

Les valeurs de seuils déterminent la zone non détectée (ZND), où l'îlotage n'est pas détecté. Particulièrement lorsque les charges locales ont une capacité de puissance similaire au système photovoltaïque et que toute l'énergie générée est consommée localement, produisant seulement de légères variations de tensions et de courants au point de couplage commun PCC lors de l'îlotage [27].

Ces techniques sont conceptuellement simples, n'entraînent que peu ou pas de coûts supplémentaires, sont faciles à mettre en œuvre et n'introduisent aucun changement dans la qualité de l'énergie du système. Ces méthodes sont utilisées dans les convertisseurs photovoltaïques à petit et moyen échelle. Néanmoins, ces approches présentent un inconvénient majeur, à savoir une zone non détectée (ZND) considérablement très grande. Les méthodes d'anti-îlotage passives les plus courantes, ce sont :

- Protections à seuils de tension et fréquence.
- Méthode ROCOF (rate of change frequency) et variants.
- Méthode basée sur la mesure du déphasage entre courant et tension (voltage vector shift).
- Méthodes basées sur la mesure des harmoniques.
- Méthode basée sur la mesure du déséquilibre entre phases [14, 25] .

III.6.1.2 Méthodes actives

Les méthodes actives ont été développées dans le but de minimiser la zone de non-détection par rapport aux approches passives. En détectant l'îlotage par l'injection de petites perturbations périodiques sur la tension ou la fréquence du système au point de connexion au réseau, Étant donné que le système électrique du réseau est une source d'alimentation de référence très stable, ces petites perturbations n'ont pas un effet significatif sur la tension ou la fréquence du système dans des conditions normales. Cependant, lorsqu'un fonctionnement en îlotage se produit le système perd son alimentation électrique de référence stable.

Et ces petites perturbations entraînent un changement significatif dans les paramètres du système (tension et fréquence) et la stabilité du système même si la génération d'électricité et la consommation de charge sont équilibrées, Parmi les méthodes les plus couramment utilisées, on retrouve :

- Estimation de l'impédance,

- Mode glissement de variation de fréquence 'Slip Mode frequency Shift' (SMS),
- Dérive de la fréquence active (AFD),
- Changement de fréquence Sandia (SFS).

Les méthodes actives ont l'avantage de réduire, la ZND et détecter avec précision le fonctionnement en îlotage par rapport aux méthodes passives. Contrairement aux méthodes de détection passive, les méthodes actives peuvent dégrader la stabilisation du système à cause de dégradation de la qualité de l'énergie électrique [28].

De plus, les méthodes de détection actives nécessitent du temps pour générer une perturbation externe et détecter les changements de tension ou de fréquence dus à cette perturbation externe [14, 25].

III.6.1.3 Méthodes hybrides

Les méthodes hybrides visent à réduire les inconvénients à la fois des méthodes passives et actives : en particulier, elles atténuent les effets négatifs sur le réseau introduits par les méthodes actives tout en maintenant une zone de détection de l'îlotage plus petite que celle des méthodes passives ; cependant, le temps de détection de l'îlotage devient plus long que celui des autres techniques [26].

III.6.2 Techniques reculées (côté réseau)

Reposent sur la communication directe entre l'opérateur de réseau et le GD grâce au système SCADA (supervisory control and data acquisition) ou PLCC (power line carrier communication), Lorsque l'îlotage est détecté dans ces méthodes, un signal est transmis au convertisseur de GD afin de le séparer du réseau électrique. Ces méthodes nécessitent l'implication de la compagnie d'électricité et ne sont donc pas adaptées aux systèmes photovoltaïques de petite et moyenne échelle [13, 29].

III.7 Méthode proposée de détection de L'îlotage dans les systèmes PV :

Dans les systèmes PV raccordés aux réseaux électriques, lorsqu'un défaut survient, la tension de bus continue varie brusquement et présente des oscillations plus élevées en raison des séquences positives et négatives sous les perturbations du réseau [30]. Par conséquent, nous avons utilisés cette caractéristique pour détecter le phénomène de l'îlotage.

Donc, dans cette partie, une nouvelle méthode de détection de l'îlotage basée sur le contrôle de la tension de bus continu est utilisée.

Le principe de cette technique repose sur la mesure de la tension de bus continue et la comparaison avec la valeur de seuil. L'îlotage est détecté lorsque la valeur mesurée dépasse la valeur de seuil définie.

III.8 Conclusion

Dans Cette partie de mémoire, nous avons introduit les différentes techniques de contrôle du système PV connecté au réseau électrique, ainsi que le problème critique de connexion des systèmes PV aux réseaux électriques c'est le phénomène de l'îlotage

Nous avons commencé par la commande du suivi du point de puissance maximale (MPPT), où nous avons cité puis expliquer brièvement les différentes méthodes existantes et nous avons choisi la technique Perturbation Observation « P&O » dans notre étude.

Nous avons abordé aussi le principe de contrôle de l'onduleur-PV (la synchronisation avec le réseau, et le contrôle de la tension du bus continue) et le contrôle de réseau. Ces stratégies de contrôle sont essentielles pour maximiser l'efficacité, la fiabilité et la de gestion de l'énergie de système PV.

Par la suit nous examinons le phénomène d'îlotage, où les différentes techniques existantes ont été présentés. A la fin de ce chapitre, une nouvelle technique de l'anti- îlotage a été présentée, elle basée sur la variation tension de bus continue, cette méthode sera utilisée dans notre système.

Dans le chapitre qui suit, on va présenter la Simulation sous logiciel (Matlab Simulink) du système PV complet connecté au réseau électrique.

Chapitre IV : Simulation du système PV avec méthode proposée.

IV.1 Introduction

Après avoir présentés le modèle détaillé et les synthèses de contrôle de la chaîne de conversion du système PV connecté au réseau électrique dans les chapitres précédents, ce chapitre sera présenté des Simulations dans l'environnement MATLAB / SIMULINK du système PV-réseau électrique sous différentes conditions, ainsi une brève description du centre de recherche **Sahara Solar Energy Research Center** sera aussi présentée dans ce chapitre.

IV.2 Description du centre de recherche Sahara Solar Energy Research Center de Saida

Le projet **Sahara Solar Breeder (SSB)** est un projet conjoint d'universités **Japonaises-algériennes** visant à utiliser l'abondance de sable et d'énergie solaire dans le désert du Sahara. Le projet consiste à construire des installations industrielles dans le désert du Sahara qui extrairaient la silice du sable et l'utiliseraient pour produire des panneaux photovoltaïques.

Les conditions météorologiques telles que la température de l'air, l'irradiation solaire, la vitesse du vent et l'humidité relative jouent un rôle important dans la conception des installations photovoltaïques.

Pour cette raison et dans le cadre du projet **SSB**, un Centre de Recherche sur l'Energie Solaire du Sahara (SSERC) a été installé à l'**Université de Saida (Algérie)**, située à la porte du Sahara [31].

Ce centre est équipé d'une station de surveillance météorologique, des systèmes d'évaluation extérieurs des panneaux photovoltaïques et du système de mesure de la température souterraine comme montre la **figur.IV.1**



Figure IV.1 : Site du centre de Recherche sur l'Energie Solaire du Sahara installé à l'Université de Saida.

IV.2.1 Simulation du système PV-réseau

Dans cette section, le système PV connecté au réseau électrique avec la configuration à onduleur centralisé de puissance de **100kW** est simulé dans l'environnement MATLAB / SIMULINK basée sur

le modèle mathématique présenté dans les chapitres précédents. Les résultats sont également présentés et discutés. Les paramètres du système sont présentés dans l'annexe A.

La structure du schéma bloc du système PV-réseau est représenté sur la figure IV.2

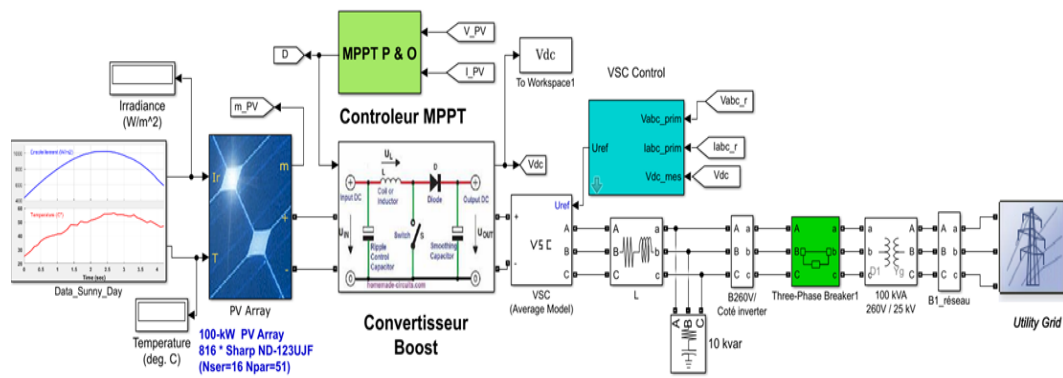


Figure IV.2: Schéma bloc de la structure proposée du système étudié en Simulink.

Pour vérifier, les performances du système étudié et de valider les techniques de commande proposée, deux simulations ont été effectuées :

- Premièrement, sous changements rapides des conditions climatiques, où le système sera simulé sous deux profils réels de l'ensoleillement et des températures pour deux journées différentes : journée ensoleillée et pour une journée nuageuse, relevés du site du centre de recherche **Sahara Solar Energy Research Center** d'université de Saida.
- Deuxièmement, pendant la condition de l'ilotage.

IV.2.1.1 Performances du système PV sous variation de rayonnement solaire et de température

Cette étude de cas a été réalisée pour objectif d'évaluer les performances du système PV-réseau, et les comportements de l'onduleur photovoltaïque face aux variations de rayonnement solaire et de température.

Pendant une période donnée, nous testons le système pour deux profils réels d'ensoleillement et de températures variables, le premier pour une journée ensoleillée et l'autre pour une journée nuageuse.

Les résultats de simulation pour ces conditions sont présentés dans la figure IV.4.

A) Performances du système PV-réseau sous variation d'ensoleillement et température (Journée ensoleillée) :

Dans ces conditions, les performances du système PV - réseau sont testés sous un changement de rayonnement solaire et de la température pour une journée ensoleillée selon le profil présenté dans la figure IV.3.

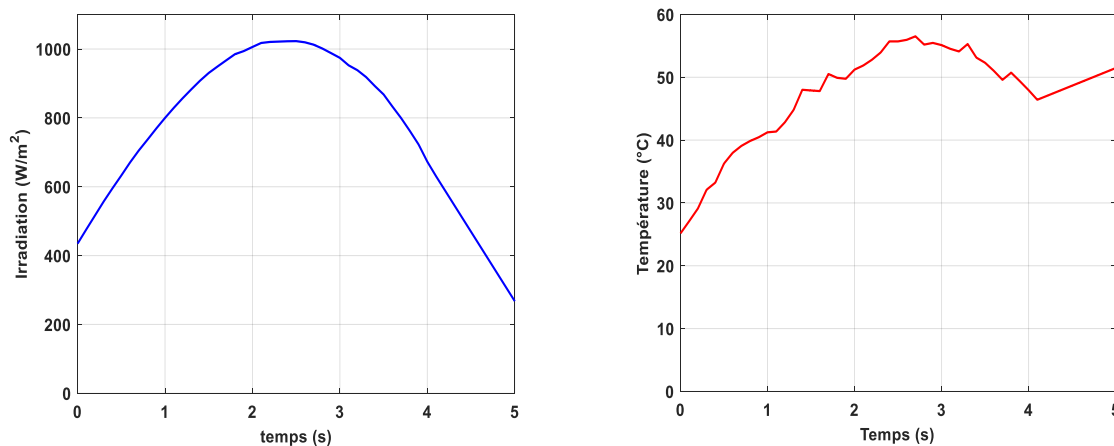


Figure IV.3: Profil d'irradiation et des températures pour une journée ensoleillée.

A partir des résultats obtenus, on note que les caractéristiques I-V et P-V de champs PV ont été variées avec la variation des conditions climatiques (Ensoleillement et la température), en effet, Le changement de l'irradiation entraîne une variation proportionnelle du courant et de la tension, et l'augmentation de la température diminue la tension produite par le GPV ce qui entraine une diminution de puissance électrique maximale délivré au réseau comme indiqué dans la **figure IV.4. (a, b, c)**

De plus, l'algorithme de base de MPPT suit correctement le point de puissance maximale pendant le changement rapide des conditions météorologiques et rend le générateur PV toujours générer la puissance maximale. De fait, la puissance maximale sous ces conditions est (**90.78 kW**) au **t=2.1 S** comme il présenté dans la **figure IV.4.c** est obtenue lorsque le rapport cyclique est **$\alpha=0,494$** (**figure.IV.4.h**).

La tension de bus continue est gardée constante par le contrôle malgré le changement rapide des conditions climatiques, (**figure.IV.4.d**).

La **figure IV.4.e** et **f** représente les réponses de la tension et du courant de réseau, il est noté que la tension de réseau n'est pas affectée par le changement rapide des conditions climatiques, car il est imposé par le réseau, tandis que le courant change lorsque l'irradiation et la température change.

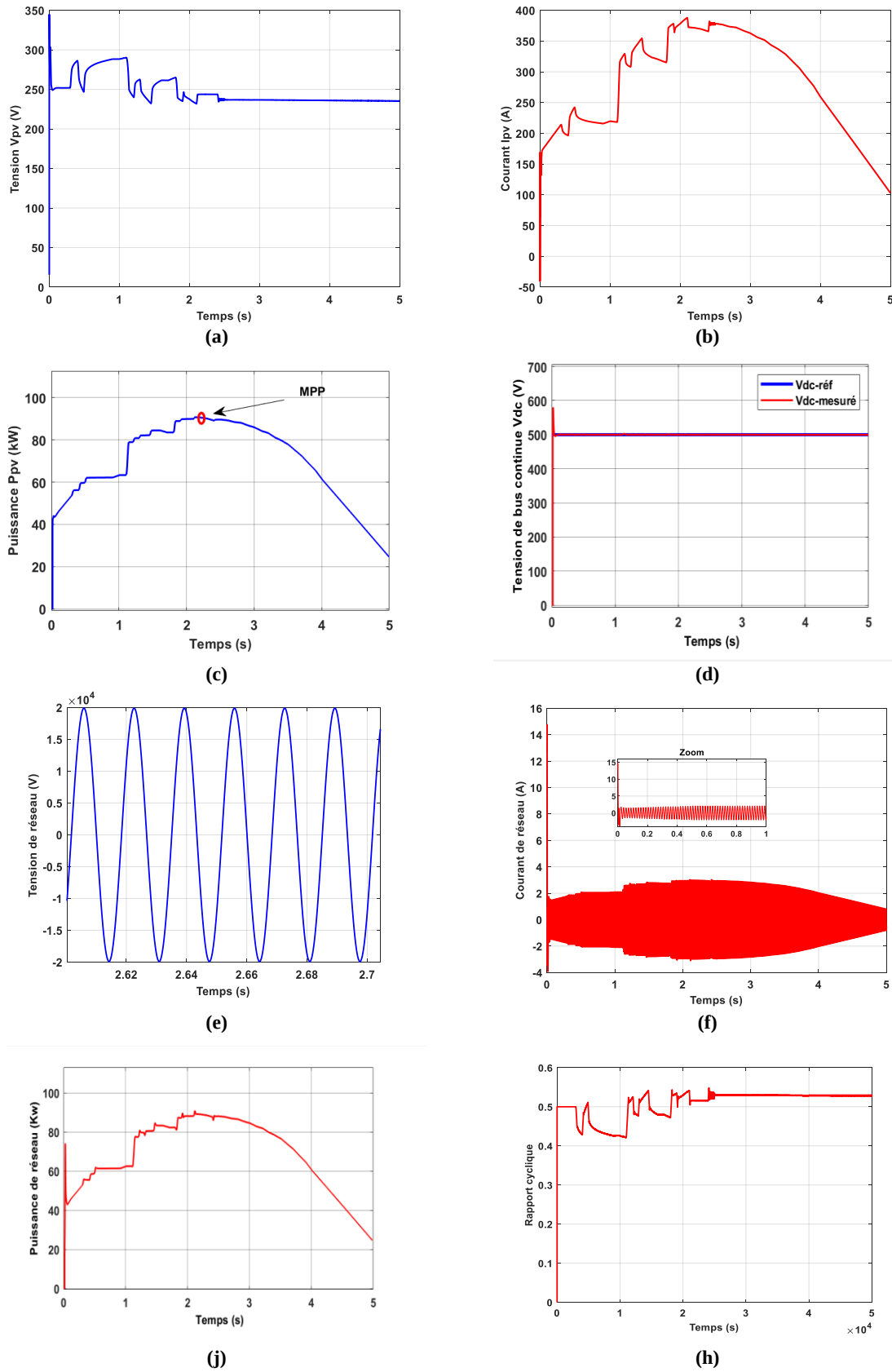


Figure IV.4 : Comportement du système PV-réseau sous variation d'ensoleillement et température (Journée ensoleillée).

B) Performances du système PV-réseau sous variation d'ensoleillement et température (Journée nuageuse) :

Dans ces conditions, les performances du système PV - réseau sont testées sous un changement de rayonnement solaire et de la température pour une journée nuageuse suivant le profil présenté dans la figure IV.5.

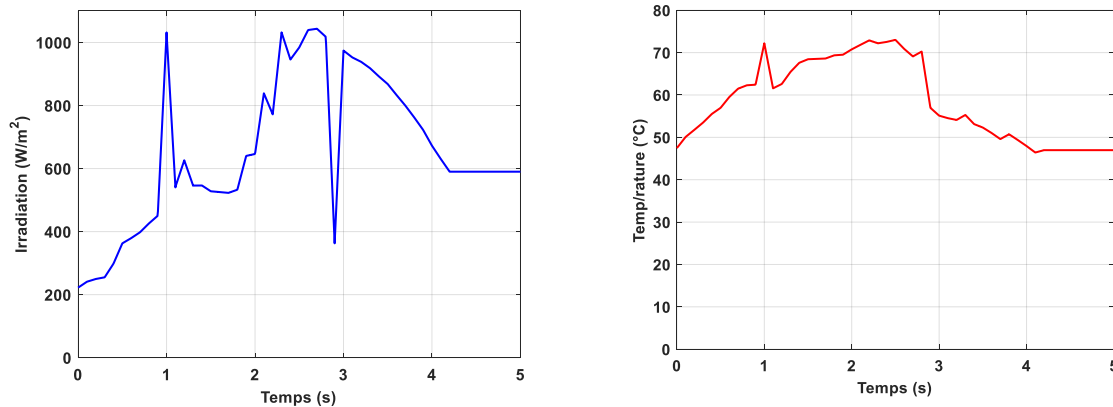


Figure IV.5 : Profil d'irradiation et des températures pour une journée nuageuse.

A partir des résultats obtenus, on note aussi que les caractéristiques I-V et P-V de champs PV ont été variées avec la variation des conditions climatiques comme montre la figure IV.5 .(a, b, c). En effet, les profils de l'ensoleillement et de la température présentes deux pics importants, le premier à $t=1$ S ou' l'irradiation augmente rapidement de la valeur 450 W/m^2 à 1000 W/m^2 aussi pour la température, elle accroît de la valeur 62 °C à 72 °C et diminue rapidement à $t=1.1$ S. Le deuxième pic est remarqué à $t=2.8$ S ou' l'ensoleillement chuté rapidement de la valeur 1017 W/m^2 jusqu'à 462 W/m^2 , et le température de 70 °C à 56 °C respectivement, cette décroissance due au moment nuageux.

On peut constater que les comportements de système PV (les caractéristiques V-I et V-P) sont entièrement influencés par la variation significative de l'irradiation et de la température et par conséquent le point de puissance maximale change également.

En outre, l'algorithme de MPPT continu suit le point de puissance maximale pendant le changement rapide des conditions météorologiques et rend le générateur PV toujours générer la puissance maximale, De fait, la puissance maximale sous ces conditions est (84.14 kW) au $t= 3.12$ S comme montre la figure IV.5.c est obtenue lorsque le rapport cyclique est $\alpha=0,52$ (figure IV.6.h). La tension de bus continue est gardée constante par le contrôle malgré le changement rapide de l'irradiation et de la température, figure IV.5.d.

Pour les représente les réponses de la tension et du courant de réseau, il est noté que la tension de réseau, figure IV.5.e n'influe pas par la variation de l'irradiation et de la température, par ce qu'il est

imposé par le réseau, tandis que le courant de réseau **figure IV.5.f** varié avec la variation des conditions climatiques.

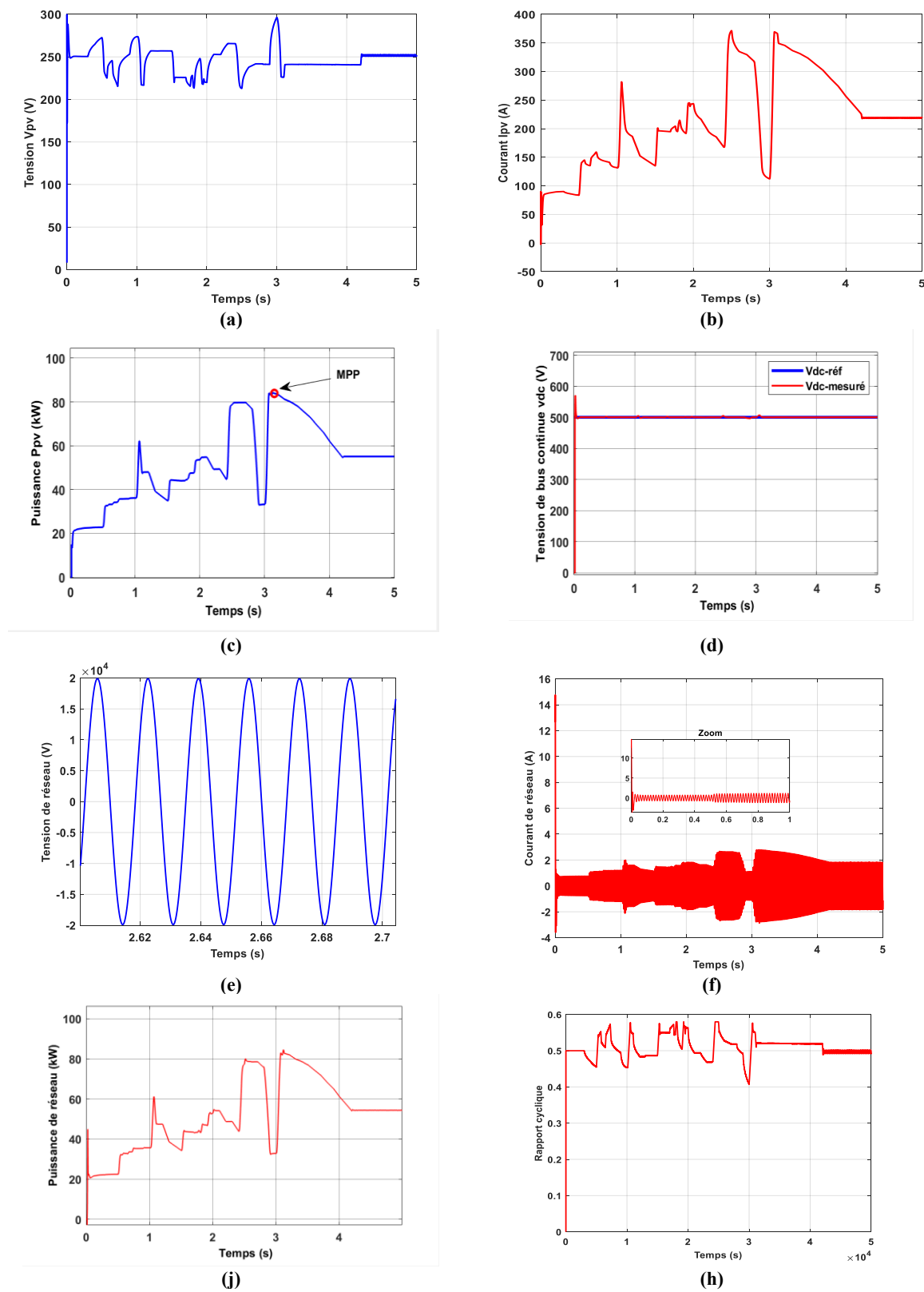


Figure IV.6 : Comportement du système PV-réseau sous variation d'ensoleillement et température (Journée nuageuse).

La **figure IV.5.j**, montre la puissance délivrée au réseau électrique, on remarque que la production de puissance photovoltaïque P_{pv} est correspondante avec à la puissance fournie au réseau.

IV.2.1.2 Performances du système PV sous la condition de l'ilotage :

Afin de mettre en évidence les performances du système sous condition d'ilotage, un ilotage intentionnel du réseau de la **figure IV.7** est isolé de reste système électrique par l'ouverture du coupe-circuit (circuit breaker) (CB1) à l'instant $t=3$ S à 3.15 S.

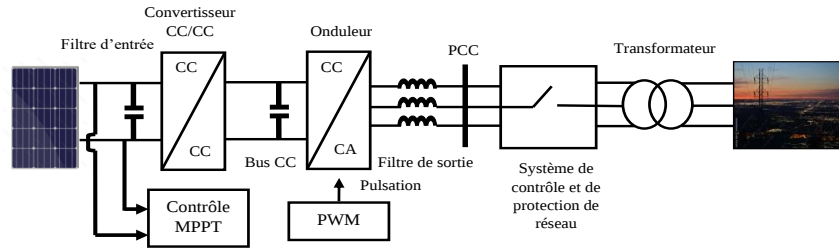
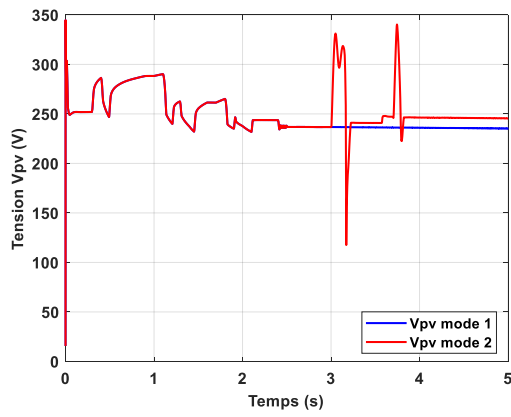


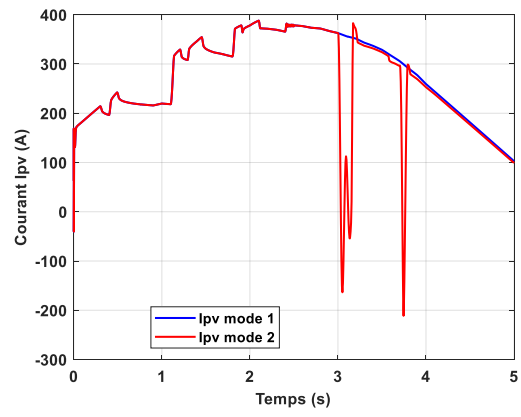
Figure IV.7 : Système PV sous condition de l'ilotage

la **figure IV.8** présenté les performances du système PV durant l'ilotage (mode 2 en couleur rouge), on peut noter que la tension du réseau (**figure IV.8.e**) est devenue nulle en raison d'interruption du réseau, et le courant du réseau (**figure IV.8.f**) atteint un pic important.

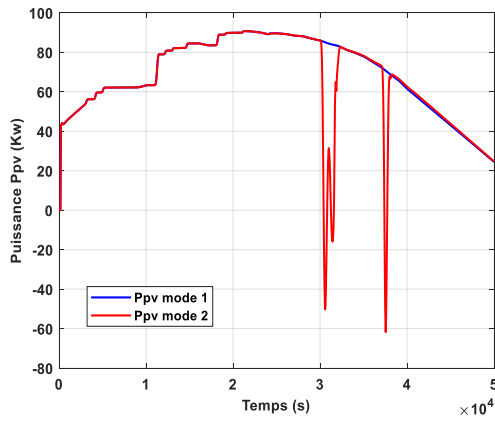
La tension de bus continu (**figure IV.8.d**) connaît une augmentation rapide et atteint également des pics durant l'ilotage, cette hausse de la tension du bus continu n'est pas tolérée et peut causer des dommages à l'onduleur. Au niveau de la tension, des pics et des oscillations importantes sont observées au niveau de courant et la puissance du système PV (**figure IV.6.(a, b, c)**).



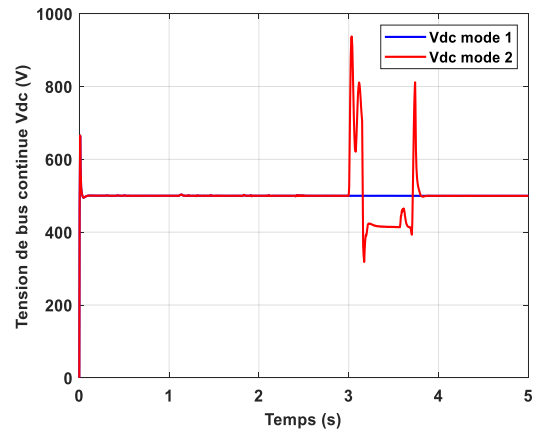
(a)



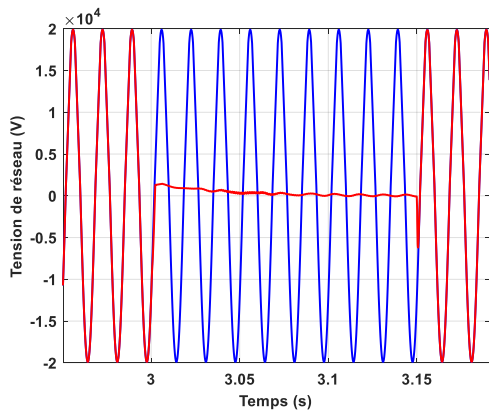
(b)



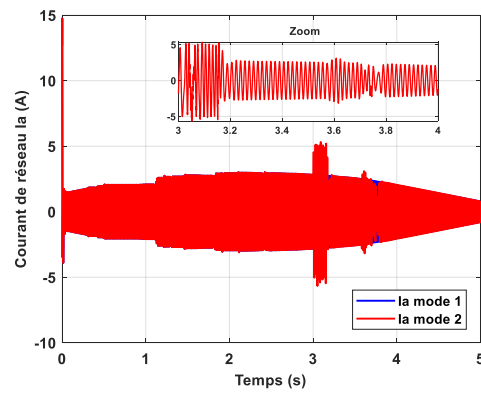
(c)



(d)



(e)



(f)

Figure IV.8 : les performances du système PV-réseau sous condition d'ilotage.

IV.2.1.3 Simulation avec l'utilisation de la technique de l'anti-ilotage basé sur la surtension continue

Dans cette partie, nous allons évaluer les performances de la méthode de détection de l'ilotage basée sur le contrôle de la tension de bus continue, qui permet de séparer le système photovoltaïque du réseau électrique.

Comme mentionner précédemment, l'ilotage du réseau de la **figure IV.8** est fait par l'ouverture du coupe-circuit (disjoncteur) (CB) de $t = 3 \text{ S}$ à 3.15 S .

Cette séparation de réseau provoque une augmentation progressive de la tension de bus continue qui dépasse sa valeur nominale à plus de 800 V en moins de 200 ms. La valeur de seuil maximum de la tension continue est choisie par simulation ($V_{CC_{sell}} = 550 \text{ V}$) elle atteinte vers 3.05s comme le montre la **figure IV.10. a**, le dispositif de l'anti-ilotage déclenche le disjoncteur et met en arrêt l'onduleur à $t = 3.02 \text{ S}$ comme montre la **figure IV.9**, cette figure montre que la détection de la variation de la tension continue VCC est plus facile à détecter que les variations de fréquence.

La tension de phase de réseau s'annule à $t = 3.02 \text{ S}$ (**figure IV.10.b**).

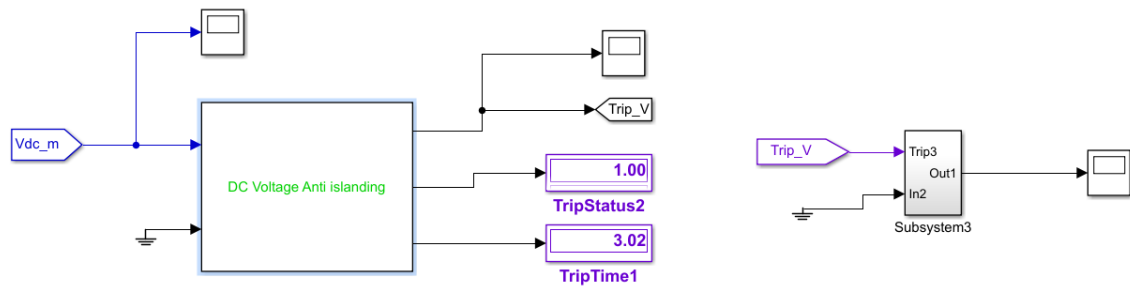


Figure IV.9 : Performance de la méthode d'anti-ilotage de surtension continue VCC.

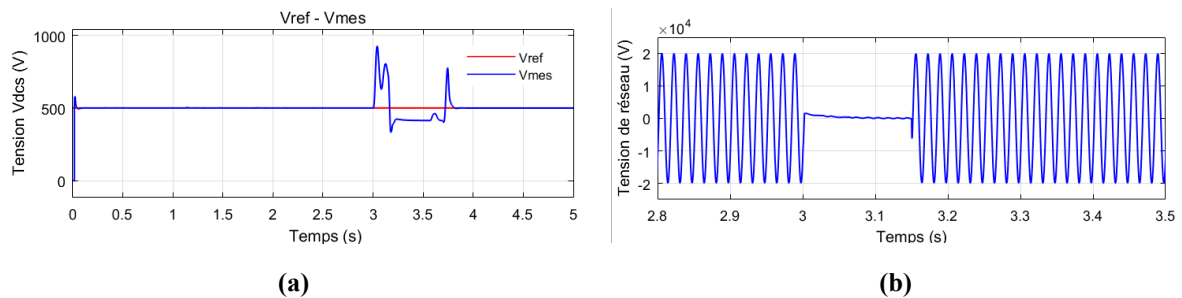


Figure IV.10 : Vérification de la technique d'anti-ilotage de surtension continue VCC.

IV.3 Conclusion

Dans ce chapitre, des simulations dans l'environnement MATLAB / SIMULINK du système photovoltaïque connecté au réseau.

En effet, deux simulations ont été effectuées : système photovoltaïque connecté au réseau sous changement rapide des conditions climatiques et le système photovoltaïque sous le phénomène de l'îlotage afin de valider les techniques de commandes proposées et de vérifier les performances du système.

À partir des résultats obtenus, on constate que les comportements du système PV sont totalement dépendus aux conditions climatiques. En effet, lorsque le rayonnement solaire varie, les comportements du système vont aussi varier. De plus, l'algorithme de base peut suivre correctement le point de puissance maximale sous les variations de rayonnement solaire et de la température et rendre le générateur PV toujours générer la puissance maximale. Nous avons vu également que le phénomène de l'îlotage provoque des risques sérieux pour le public et le personnel emmenés à intervenir sur le réseau, car les lignes restent sous tension. Il peut également endommager l'onduleur-PV et les charges locales connectées. Par conséquent, une technique d'anti-îlotage a été proposée afin de détecter rapidement ce phénomène et de séparer le système PV du reste de réseau défectueux. Cette technique a été basée sur la surveillance de la tension du bus continu VCC qui est variée rapidement et présentée des oscillations plus élevées lorsqu'un défaut survient[30].

Les résultats obtenus montrent que la détection de la variation de la tension continue VCC est plus facile à détecter

Conclusion générale

Le travail exposé dans ce mémoire s'inscrit dans le cadre des énergies renouvelables, notamment l'énergie photovoltaïque. Cette étude porte à étudier système photovoltaïque connecté au réseau en termes de performances et des techniques de contrôles proposées, les problématiques auxquelles il est confronté, notamment le phénomène de l'îlotage.

En cinq étapes, nous avons réalisé cette étude : Après mettre accent sur les principes de base de conversion photovoltaïque, la modélisation des éléments qui font partie de la chaîne de conversion photovoltaïque connecté au réseau (GPV, convertisseurs statiques, réseau), le contrôle de système PV, le problème d'îlotage sa définition et ces causes. Puis, l'ensemble du système a été testé et simulé dans l'environnement MATLAB / SIMULINK dans diverses conditions climatique (irradiation et température) et pendant l'îlotage afin d'évaluer le comportement du système PV et valider la technique de de contrôle (MPPT P&O) ainsi que la technique d'anti-îlotage basé sur la surtension continue VCC.

Nous avons pu tirer les conclusions suivantes à partir des résultats obtenus :

✓ Les performances du système PV dépendent entièrement des conditions météorologiques (Irradiation et température), En effet, lorsque les conditions météorologiques changent les comportements du système variées. En outre, l'algorithme de base de MPPT suivre le point de puissance maximale durant les variations des conditions climatique et rendre le générateur PV toujours générer la puissance maximale.

✓ L'îlotage est un phénomène indésirable car il entraîne des dangers importants pour le public et le personnel qui sont amenés à intervenir sur le réseau, car les lignes sont toujours sous tension. Il pourrait aussi causer des dommages à l'onduleur-PV et aux charges locales. Et afin de détecter ce problème et d'isoler le système photovoltaïque du reste du réseau endommagé on a proposé une technique de l'anti- îlotage basée sur la surveillance de la tension du bus continu, les résultats obtenus montrent que l'îlotage est rapidement détecté par la méthode proposée.

Bibliographie

- [1] Z. Samir, "Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque," Mémoire de fin d'étude En vue de l'obtention du diplôme de Master ,Spécialité : Energies renouvelables, Université A. MIRA -BEJAIA 2021.
- [2] B. S. eddine, "Contribution à l'étude d'une installation photovoltaïque avec stockage connectée au réseau électrique," Thèse Pour l'Obtention du diplôme de DOCTORAT EN SCIENCES, , Université Frères Mentouri-Constantine 2018.
- [3] B. A. A. e. B. Seddik, "Étude et commande d'un système PV connecté au réseau utilisant un onduleur T-type à trois niveaux," Mémoire de projet de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat en Automatique, Ecole Nationale Polytechnique 2020.
- [4] H. Houaria, B. MEKKAOU, A. RAHMANI, and A. Amine, "Modélisation et Contrôle d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique," Projet de fin d'études Pour l'obtention du diplôme de Master ,Filière : Electromécanique Université -Ain-Temouchent- Belhadj Bouchaib, 2022.
- [5] B. Estibals, "Contribution à l'amélioration des chaines de conversion photovoltaïques par l'introduction d'architectures distribuées," habilitation Préparée au Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes du CNRS En vue de l'Obtention du diplôme de l'Université Paul Sabatier de Toulouse, Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2010.
- [6] D. Rekioua and E. Matagne, *Optimization of photovoltaic power systems: modelization, simulation and control*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [7] A. M. Eltamaly, "Photovoltaic Maximum Power Point Trackers: An Overview. In: Motahhir, S., Eltamaly, A.M. (eds) Advanced Technologies for Solar Photovoltaics Energy Systems. Green Energy and Technology," 27 April 2021 ed: Springer, Cham, 2021, pp. 117–200.
- [8] S. Sumathi, L. A. Kumar, and P. Surekha, *Solar PV and wind energy conversion systems: an introduction to theory, modeling with MATLAB/SIMULINK, and the role of soft computing techniques*. Springer, 2015.
- [9] F. Sofiane and M. Siham, "Etude d'un système photovoltaïque connecte au réseau," Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE ,Filière : Génie Electrique UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2015.
- [10] S. Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion," Thèse pour obtenir le grade de DOCTEUR DE L'Université de Grenobledélivré par l'Institut polytechnique de Grenoble ,Spécialité : « Génie Electrique », UNIVERSITE DE GRENOBLE INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, 2010.
- [11] A. O. e. B. Abderrazak, "Etude thermique d'un capteur photovoltaïque," Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de master En Génie Mécanique Mohamed Boudiaf University of M'sila Faculty of Technology, 2021.
- [12] B. H. B. Elhassane, " Etude comparative des performances photovoltaïques des différentes technologies de cellules photovoltaïques," Mémoire Présenté pour obtenir le diplome de master filiere :Génie Mécanique, Université de Mohamed El-Bachir El-Ibrahimi - Bordj Bou Arreridj, 2022.
- [13] K. BENYAHIA, "Contribution à l'étude des performances d'un système hybride (éolien-photovoltaïque) relié au réseau électrique," Pour l'obtention du diplôme de DOCTORAT LMD en Electrotechnique UNIVERSITE Dr. TAHAR MOULAY SAIDA 2018.

- [14] H. Abu-Rub, M. Malinowski, and K. Al-Haddad, *Power electronics for renewable energy systems, transportation and industrial applications*. John Wiley & Sons, 2014.
- [15] M. Y. GOHMES, B. DJELLALI, and A. DJEDAI, "Modélisation et commande d'un système PV connecté au réseau électrique utilisant DSTATCOM," Mémoire du projet de fin d'étude En vue de l'obtention du diplôme de MASTER PROFESSIONNEL ,Filière : Automatique UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, 2020.
- [16] H. Malek, "Control of grid-connected photovoltaic systems using fractional order operators," A dissertation submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of DOCTOR OF PHILOSOPHY in Electrical Engineering, UTAH STATE UNIVERSITY Logan, Utah, 2014.
- [17] N. Pandiarajan and R. Muthu, "Mathematical modeling of photovoltaic module with Simulink," in *2011 1st International Conference on Electrical Energy Systems*, 2011: IEEE, pp. 258-263.
- [18] MathWorks.com. https://www.mathworks.com/?s_tid=gn_logo (accessed).
- [19] "SHARP SOLAR PV." <https://www.sharp.fr/energie-solaire> (accessed).
- [20] I. CHEKKAF and M. A. BOUZIANE, "Etude et modélisation des hacheurs boost multi-niveaux dédiés aux systèmes photovoltaïques," Mémoire de fin d'étude pou l'opention du diplôme d'Ingénieur, Filière : électrotechnique ÉCOLE SUPERIEURE EN SCIENCES APPLIQUEES -T L E M C E N-, 2019.
- [21] T. Yang, Z. Cai, and Q. Xun, "Adaptive backstepping-based H & robust controller for photovoltaic grid-connected inverter," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 17263-17272, 2019.
- [22] Y. MEDDOUR and Z. YAZI, "Etude de raccordement d'un système photovoltaïques au réseau électrique," Mémoire Master academique Domaine : Sciences et technologies ,Filière : Génie électrique UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, 2015.
- [23] djamila.cherifi, " Cour d'université de saida "La commande MLI pour un onduleur" " 2023.
- [24] I. U. Salam, M. Yousif, M. Numan, K. Zeb, and M. Billah, "Optimizing distributed generation placement and sizing in distribution systems: A multi-objective analysis of power losses, reliability, and operational constraints," *Energies*, vol. 16, no. 16, p. 5907, 2023.
- [25] A. G. Abd-Elkader, D. F. Allam, and E. Tageldin, "Islanding detection method for DFIG wind turbines using artificial neural networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 62, pp. 335-343, 2014.
- [26] S. Bifaretti, A. Lidozzi, L. Solero, and F. Crescimbin, "Anti-islanding detector based on a robust PLL," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 1, pp. 398-405, 2014.
- [27] H. Khosravi, H. Samet, and M. Tajdinian, "Empirical mode decomposition based algorithm for islanding detection in micro-grids," *Electric Power Systems Research*, vol. 201, p. 107542, 2021.
- [28] G. Marchesan, K. Maresch, G. Cardoso Jr, A. P. de Moraes, and M. R. Muraro, "Distributed Synchronous generation ride-through enhancement by anti-islanding protection blocking," *Electric Power Systems Research*, vol. 196, p. 107232, 2021.
- [29] A. HABBATI, "Etude par plans d'expériences d'une installation photovoltaïque connexion au réseau Electrique avec systèmes d'anti ilotage," Thèse présenté Pour l'obtention du diplôme de Doctorat en Electrotechnique ,Option : Electrotechnique, UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES 2014.

- [30] A. Merabet, L. Labib, A. M. Ghias, C. Ghenai, and T. Salameh, "Robust feedback linearizing control with sliding mode compensation for a grid-connected photovoltaic inverter system under unbalanced grid voltages," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 7, no. 3, pp. 828-838, 2017.
- [31] M. Mostefai, Y. Miloud, and A. Miloudi, "Evaluation of five various technologies of PV panels for Si production using Sahara sand silica source," *World Journal of Environmental Research*, vol. 9, no. 2, pp. 36-45, 2019.

Annexes

Annexe A :

A.1. Grandeurs nominales et paramètres du système PV de 100kW

Les simulations sont réalisées avec un système PV de 100 kW connectée au réseau électrique. Les paramètres de ce système PV sont décrits comme suit :

Grandeur	Valeur
Puissance nominale	100 KW
Nombre de Modules en série et en parallèle	816 ($N_s=51$, $N_p=16$)

A.1.1. Paramètres électriques d'un module PV Sharp ND-123UFJ sous condition standard

Type de cellule	Cellule polycristalline
Cellule par module N_{cell}	36
Puissance nominale STC P_{mp}	123.0515 W (+10%/-5%)
Tension en circuit ouvert V_{oc}	21.78 V
Courant de court-circuit I_{sc}	7.99 A
Tension à la puissance maximale V_{mp}	17.21 V
Courant à la puissance maximale I_{mp}	7.15 A
Efficacité du module	12.39%
Tension maximale du système V_{max}	600 V
Valeur nominale maximale du fusible en série	15 A
Courant généré par la lumière	8.0472 A
Courant de saturation du diode I_0	1.7849e-10 A
Facteur d'idéalité de la diode	0.96279
Résistance série	38.0582 Ω
Résistance shunt	0.27257 Ω

Coefficients de température

Coefficient de température de I_{sc}	0.070688 %/°C
Coefficient de température de V_{oc}	-0.34821 %/°C
Température de fonctionnement	-40 à 194°F / -40 à 90°C

Caractéristiques mécaniques

Dimensions	9.02" x 26.06" x 1.81" / 1499 x 662 x 46 mm
------------	---

A.1.2. Paramètres de l'onduleur PV

Puissance nominale	100 Kw
Fréquence nominale	60 Hz
Tension nominale de bus continu	500 V
Capacitance de bus continu	0.006 F
Impédance du filtre	0.00754 Ω , 250e-6 H
Gain du régulateur de courant [Kp,Ki]	[0.3 20]
Gain du régulateur de tension [Kp,Ki]	[7 800]

A.2. Paramètres de réseau de distribution (chapitre 4)

A.2.1. Définitions :

On considère une source R, L, E ayant ces paramètres suivants :

$S_{ccsource}$: Puissance apparente de court-circuit 250 MVA

U_{source} : Tension nominale 120 kV

A.2.2. Les paramètres :

Les paramètres du réseau HTA du chapitre 5 sont regroupés dans le tableau suivant, Ce tableau regroupe uniquement la source RLE triphasée, le transformateur et les paramètres généraux des lignes.

Eléments de réseau	Grandeur	Valeur
Source RLE triphasée	Puissance apparente de court-circuit $S_{ccsource}$	2500 MVA
	Tension nominale U_{source}	120 kV
	Courant de court-circuit de la source	12 kA
	Résistance de la source	$R_{source} = 0.5760 \Omega$
	Inductance de la source	$L_{source} = 0.0156 H$
Transformateur 1	Puissance nominale du transformateur	$S_{ntransfo1} = 47 MVA$
	Tension efficace phase à phase au primaire du transformateur	$U_{effprimaire-transfo1} = 120 kV$
	Tension efficace phase à phase au secondaire du transformateur	$U_{effsecondaire-transfo1} = 25kV$
	Résistance magnétique du transformateur	$R_{m-T1} = 500 p.u$
	Réactance magnétique du transformateur	$X_{m-T1} = 500 p.u$

	Résistance au primaire du transformateur	$R_{1-T1} = 0.0027 \text{ p.u}$
	Réactance au primaire du transformateur	$X_{1-T1} = 0.08 \text{ p.u}$
	Résistance au secondaire du transformateur	$R_{2-T1} = 0.0027 \text{ p.u}$
	Réactance au secondaire au transformateur	$X_{2-T1} = 0.08 \text{ p.u}$
Charges	Puissance apparente de la charge en D en (VA)	$S_{chargebusD} = 1e06$
	Facteur de puissance de la charge enD (sans unité)	$f_{pchargebusD} = 0.9$