



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université Amar THELIDJI - Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT : ELECTROTECHNIQUE

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par :

LAGGOUN Khaled Nacer Eddine

SAHRAOUI Ibrahim Elkhalil

DOMAINE : Sciences et Technologies.

FILIERE : Electrotechnique.

OPTION : Réseaux électriques.

Thème

Etude des Techniques d'Intégration des
Systèmes à Energies Renouvelables aux
Réseaux Electriques.

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	qualité
S. ARIF	Professeur	Président
Y. OUBBATI	MCB	Examineur
O. BOUCHIBA	MAA	Rapporteur
S. CHETTIH	Professeur	Co-rapporteur

2020 /2021

ملخص:

الهدف الرئيسي من هذه الرسالة هو دراسة تقنيات دمج الأنظمة الكهروضوئية في الشبكة الكهربائية. في البداية تطرقنا إلى هياكل الأنظمة الكهروضوئية والمحولات المستخدمة في التكامل مع عناصر التحكم هذه ، ثم درسنا طريقتين للتحكم في محولات الشبكة : PWM و VSC مع حلقة PLL. و في الأخير، اختبرنا تأثير هذه التقنيات على دمج الأنظمة الكهروضوئية في الشبكة من خلال محاكاة نموذجين باستخدام Matlab Simulink حيث تعتمد هذه المحاكاة على المقارنة بين هاتين الطريقتين للتحكم.

الكلمات الافتتاحية : نظام PV ، الاتصال بالشبكة الكهربائية ، التحكم PWM ، التحكم VSC ، حلقة PLL.

Résumé

L'objectif principal de la présente thèse repose, sur l'étude des technique d'intégrations des systèmes photovoltaïques au réseau. D'abord on a touché les structures des systèmes photovoltaïques et les convertisseurs utilisé dans l'intégration avec ces commandes, puis on a étudié deux techniques de commande liées aux onduleurs des réseaux : MLI et VSC avec la boucle de PLL. En fin on a testé l'influence de ces techniques à l'intégration des systèmes PV au réseau par une simulation de deux modèles sous Matlab Simulink ou notre simulation est basée sur la comparaison entre ces deux techniques de commandes.

Mots clé : Système PV, Intégration au réseau, la commande MLI, la commande VSC, la boucle PLL.

Abstract

The main objective of this thesis is, on the study of techniques for integrating photovoltaic systems into the grid. First we touched the structures of photovoltaic systems and the converters used in the integration with these controls, then we studied two control techniques related to grid inverters: PWM and VSC with the PLL loop. Finally, we tested the influences of these techniques on the integration of PV systems into the grid by a simulation of two models in Matlab Simulink where our simulation is based on the comparison between these two control techniques.

Keywords: PV system, Grid integration, PWM control, VSC control, PLL loop.

Remerciements

Nous remercions tout d'abord, Allah qui nous a donné la force et le courage de terminer nos études et élaborer ce modeste travail.

Nous tenons à remercier toutes les personnes sans lesquelles ces années d'études n'auraient été que le pâle reflet de celles que nous avons passées.

*Nos sincères remerciements à notre encadreur et co-encadreur **M. BOUCHIBA OUMELKHIER** et **M.CHTIHE SALIHA** qui nous a bien encadré et nous a encouragé tout au long de notre travail.*

président jury M.SALEM ARIF, pour l'honneur qu'il nous ont fait en acceptant de juger notre travail

*Nous remercions également le membre du jury M.OUBBATI
YOUCEF,*

Enfin nous remercions, tous ceux qui ont contribué, de près ou loin à l'élaboration de ce mémoire.

Dédicaces

J'ai toujours voulu offrir quelque chose à mes parents en guise de reconnaissance pour avoir faits de moi l'homme que je suis aujourd'hui, Et voilà, l'occasion est venue ; A mes parents qui m'ont donné la vie, symbole de fierté, de sagesse et de patience, A mes parents qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, A qui je dois de l'amour et la reconnaissance.

Pour mes chères sœurs, elles sont mon terre dans cette vie sont la source du bonheur, de l'amour et du respect.

Aux petits poussins, ils ont ajouté un goût et un sens à nos vies.

À toute la famille généreuse.

À tous mes proches et amis.

À qui j'ai tout l'amour et le respect

À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin

WASRO

Dédicaces

Avant tous, je remercie dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour réaliser ce travail malgré toutes les difficultés rencontrées

Je dédie ce modeste travail en premier lieu à mes parents qui mon ont soutenu pour me permettre de réaliser tous mes objectifs

A mes frères, mes sueurs et toute mon grande famille,

A mon binôme LAGGHOUN NACER EDDINE

A tous mes enseignants depuis le primaire jusqu'à maintenant surtout nos enseignants du département génie électrique et en particulier M ARIF SALEM, M OUBBATI YUCEF, et mes encadreurs M BOUCHIBA OUMELKHIER, M CHTIHE SALIHA

A tous mes camarades et mes amis et mes collègues d'études surtout ceux D'électrotechnique et d'option réseau électrique

KHALIL

Sommaire

Remerciement	I
Dédicaces	II
Dédicaces	III
Sommaire	IV
Liste des figures	VII
Liste des tableaux	X
Abréviations	XI

Introduction générale

Introduction générale

Chapitre I : Contexte théorique des installations photovoltaïques

I.1. Introduction	3
I.2. L'énergie solaire photovoltaïque	3
I.3. L'énergie Photovoltaïque	3
I.4. Les systèmes PV	4
I.5. Les composants d'un système PV	4
I.5.1. Générateur PV	5
I.5.1.1. L'association des cellules	5
I.5.1.2. Caractéristiques d'un module PV	7
I.5.1.3. Paramètres d'un module PV	8
I.5.2. Les convertisseurs	10
I.5.3. Les convertisseurs DC/DC (Hacheur)	11
I.5.3.1. Convertisseur dévolteur (Buck-Converter)	11
I.5.3.2. Hacheur survolteur (Boost Converter)	12
I.5.3.3. Hacheur dévolteur - survolteur (Boost-Buck)	12
I.5.4. Convertisseur DC/AC	13
I.5.4.1. Onduleur monophasé	13
I.5.4.2. Onduleur triphasé	14
I.5.4.3. Différentes architectures des onduleurs	14
I.5.5. Le bus continu	17
I.5.6. La commande MPPT	17
I.5.6.1. Principe de la recherche du point de puissance maximale MPPT	18
I.5.6.2. Bilan sur les différents types d'algorithmes MPPT existants dans la	18
littérature	
I.5.6.3. Comparaison entre les méthodes MPPT	22
I.5.7. Les filtres	22

I.5.8. Protections classiques d'un générateur photovoltaïque	24
I.6. Application du système PV	24
I.7. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques	25
I.8. Conclusion	26

Chapitre II : Intégration des systèmes PV au réseau

II.1. Introduction	27
II.2. Différents types de systèmes photovoltaïques	27
II.2.1. Systèmes autonomes	27
II.2.2. Système hybride	27
II.2.3. Système photovoltaïque connecté au réseau électrique	28
II.2.3.1. Les systèmes PV connectés au réseau sans stockage	28
II.2.3.2. Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie stockage	29
II.3. Structure de la connexion au réseau	29
II.3.1. Structure PV connectée directement au réseau	30
II.3.2. Structure avec hacheur et onduleur	30
II.4. Classifications des centrales photovoltaïques connectées au réseau	31
II.5. Les réseaux électriques	31
II.5.1. Production	32
II.5.2. Le réseau de transport	33
II.5.3. Les réseaux de distribution	33
II.6. Transformateur	34
II.7. Les impacts et les conditions d'intégration d'un générateur PV au réseau électrique	35
II.8. Choix des éléments caractéristiques du convertisseur côté réseau	38
II.9. Techniques d'intégration du système PV au réseau	39
II.9.1. Modulation de largeur d'impulsion MLI	39
II.9.2. Boucle de régulation PLL (Phase Lock Loop)	41
II.9.3. Convertisseur source de tension (VSC voltage source Converter)	45
II.10. Conclusion	48

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connecté au réseau

III.1. Introduction	49
III.2. L'outil Matlab / Simulink	49
III.3. Système PV connecté au réseau	49
III.4. Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau	50
III.4.1. Système PV connecté au réseau avec une commande MLI	50
III.4.1.1. Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque	50
III.4.1.2. Convertisseur DC/AC	51
III.4.1.3. Le transformateur	54
III.4.1.4. Filtre	54
III.4.1.5. Réseau de distribution	54
III.4.1.6. Simulation et résultats	55
III.4.2. Système PV connecté au réseau avec une commande VSC	58
III.4.2.1. Modélisation et simulation du GPV	59
III.4.2.2. Modélisation et simulation convertisseur boost	60

III.4.2.3. Modélisation et simulation de la technique VSC	60
III.4.2.4. Le transformateur	61
III.4.2.5. Filtre	61
III.4.2.6. Réseau de distribution	61
III.4.2.7. Résultat et simulation deuxième système	61
III.5. Comparaisons entre les deux systèmes	66
III.6. Conclusion	68

Conclusion générale

Conclusion générale	69
Bibliographie	70
Annexe	74
Résumé	75

Liste des figures

Figures du chapitre I

Figure. I.1: Les différentes composantes du rayonnement solaire	4
Figure. I.2 : Schéma explicatif du fonctionnement d'une installation de panneaux solaires .	5
Figure. I.3: Module PV constitue par NS cellules en série et NP cellules en parallèle.	5
Figure. I.4 : Association des modules photovoltaïques en série.	6
Figure. I.5: Association des modules photovoltaïques en parallèle.	6
Figure. I.6 : Association mixte des modules photovoltaïques.	7
Figure. I.7: Caractéristique I(V) d'un module solaire, T=25°C	7
Figure. I.8: Caractéristiques P (V) d'un panneau solaire.	8
Figure. I.9 : Influence de la température sur le courant PV	9
Figure. I.10 :Influence de la température sur la puissance sur le GPV	9
Figure. I.11 : Influence de l'ensoleillement sur le courant PV	10
Figure. I.12: Influence de l'ensoleillement sur la puissance GPV.	10
Figure. I.13 : systèmes PV connecté au réseau.	11
Figure. I.14 : Schéma d'un quadripôle électrique.	11
Figure. I.15 : Schémas de principe d'un hacheur série	12
Figure. I.16: Schémas de principe d'un hacheur parallèle.	12
Figure. I.17 : Schémas de principe d'un hacheur série-parallèle	13
Figure. I.18 : Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé.	13
Figure. I.19: Schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé En Pont.	14
Figure. I.20: Onduleur monophasé et Triphasé d'un système photovoltaïque raccordé au réseau	14
Figure. I.21 : Topologie onduleur central raccordée au réseau.	15
Figure. I.22: Topologie onduleur string raccordée au réseau .	16
Figure. I.23 : Topologie onduleur multi-string raccordée au réseau.	16
Figure. I.24 : Bloc diagramme d'un contrôleur MPPT pour un système photovoltaïque	18
Figure. I.25 : Classification des différentes méthodes de poursuite du PPM	19
Figure. I.26: Schéma de converge vers le PPM par P&O	20
Figure. I.27 : Algorithme de MPPT à base de la méthode P&O la nouvelle puissance : P_{pvn}	20
Figure. I.28: Trajectoire par Incrémentation de Conductance	21
Figure. I.29 : Algorithme d'incrémentacion de la conductance	22
Figure. I.30 :topologie de filtres de base .	23
Figure. I.31 : le filtre LCL avec résistance d'amortissement	24
Figure. I.32 : Schématisation d'un GPV élémentaire avec diode by-pass et diode anti-retour	24

Figures du chapitre II

Figure. II.1 : Arbre des systèmes photovoltaïques	27
Figure. II.2 : Système PV raccordé au réseaux	28
Figure. II.3 : Installation photovoltaïque relié au réseau sans batterie	29
Figure. II.3 : Installation photovoltaïque relié au réseau sans batterie	29
Figure II.5 : Schéma synoptique de la structure à convertisseur unique	30
Figure. II.6 : Schéma de la structure avec hacheur et onduleur	30
Figure. II.7 : Schéma d'un ensemble de réseau électrique	32
Figure. II.8: Structure maillée d'un réseau de transport	33
Figure. II.9 : Structure arborescente d'un réseau de distribution	34
Figure. II.10 : Symbole de transformateur de puissance	34
Figure. II.11 : Schéma de principe de fonctionnement d'un transformateur de puissance	35
Figure. II.12 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV	36
Figure. II.13 : Schéma synoptique de la MLI	40
Figure. II.14 : Principe de la commande MLI et les impulsions d'un interrupteur	41
Figure. II.15 : Principe commun de PLL	42
Figure. II.16 : Bloc diagramme de SF-PLL.[44
Figure. II.17 : PLL basée sur les composants en quadrature (Q-PLL)	44
Figure. II.18 : Image de séquence positive PLL (PS-PLL)	45
Figure. II.19 : Schéma simplifié d'un VSC triphasé	47

Figures du chapitre III

Figure. III.1: schéma synoptique d'un système PV connecté au réseau.	49
Figure. III.2: Générateur PV sous Matlab.	50
Figure. III.3: Les caractéristiques I-V et P-V du module "Sun Power (SPR-415E-WHT-D)".	51
Figure. III.4 : L'onduleur DC/AC sous Matlab	52
Figure. III.5: L'unité de contrôle de l'onduleur sous Matlab/Simulink	52
Figure. III.6 : contrôleur MPPT sous Matlab.	53
Figure . III.7 : Régulateur VDC sous Matlab.	53
Figure. III.8: Régulateur de courant sous Matlab.	53
Figure. III.9 : Bloc PLL sous Matlab	54
Figure. III.10: Générateur MLI sous Matlab	54
Figure. III.11 : système PV connecté aux réseaux avec une commande MLI	55
Figure. III.12 : Irradiation en fonction du temps.	55
Figure. III.13 : La tension génère par le générateur PV	56
Figure. III.14 : Le courant généré par le générateur PV	56
Figure. III.15 : La puissance du générateur PV	56
Figure. III.16 : La tension injectée au réseau	57
Figure. III.17: le courant injecte au réseau	57
Figure. III.18 : La puissance injectée au réseau en fonction du temps	57
Figure. III.19 : Les caractéristiques I-V et P-V du module Sun Power SPR-305E-WHT-D"	59
Figure. III.20 : Convertisseur boost sous Matlab	60

Figure. III.21 : Contrôleur MPPT sous Matlab	60
Figure. III.22 : Modèle Simulink du contrôleur principal du VSC	61
Figure. III.23 : Système PV connecté aux réseaux avec une commande VSC	62
Figure. III.24 : Irradiation en fonction du temps de deuxième système.	62
Figure. III.25 : La tension générée par le GPV de deuxième système	62
Figure. III.26 : la tension d'entrée d'onduleur.	63
Figure. III.27 : Le courant généré par le GPV de deuxième système	63
Figure. III.28 : La puissance générée par le GPV de deuxième système	63
Figure. III.29 : la tension injecté au réseau de deuxième système	64
Figure. III.30 :Le courant injecte au réseau de deuxième système	64
Figure. III.31 : la puissance injectée au réseau de deuxième système	65
Figure. III.32 : rendement de système PV connecté au réseau avec la commande VSC	66
Figure. III.33 : rendement de système PV connecté au réseau avec la commande MLI	66
Figure. III.34 : THD de système PV connecté au réseau avec la commande MLI	67
Figure. III.35 : THD de système PV connecté au réseau avec la commande VSC	67
Figure. III.36: la tension de sortie d'onduleur de système PV connecté au réseau avec la commande VSC	69
Figure. III.37: la tension de sortie d'onduleur de système PV connecté au réseau avec la commande MLI	70

Liste des tableaux

Tableaux du chapitre I

Tableau I.1: Caractéristiques techniques des différents systèmes de configurations	16
--	----

Tableaux du chapitre III

Tableau III.1: Les spécifications du fabricant du module "Sun Power (SPR-415E-WHT-D)	51
--	----

Tableau III.2 :Les spécifications du fabricant du module "Sun Power SPR-305E-WHT-D"	59
---	----

Abréviations

PV : Photovoltaïque

GPV : Générateur photovoltaïque.

MPPT : Suivre de point de puissance maximale.

AC : Courant alternatif

DC : Courant continu

DC/DC : Courant continu / Courant continu.

DC/AC : Courant continu/Courant alternatif

MPP : Point de puissance maximale.

P&O : Perturbation et Observation.

Inc.-Cond : Incrémentale Conductance

Pmax : Puissance maximale.

THT : Très Haute Tension.

HTB : Haute tension B.

HTA : Haute tension A.

BTA : Basse tension A.

NS: Nombre de modules en série.

NP: Nombre de modules en parallèle.

STC : Condition de test standard.

Pc: Puissance crête

Voc: Tension à vide.

Icc : Courant de court-circuit

G : Eclairement

ASI :Alimentation Sans Interruption

Vpv : tension à la sortie du générateur PV

Ipv: Courant à la sortie du générateur PV

Ppv: Puissance à la sortie du générateur PV.

.MLI ou PWM : Modulation en largeur d'impulsion.

PLL: Phase Lock Loop

VSC: Voltage Source Converter

Introduction générale

Introduction générale

Dans le système électrique actuel, la majorité de l'énergie est injectée à partir des centrales de grandes puissances (de la centaine aux milliers de MW) sur le réseau, et une exploitation centralisée permet d'optimiser la gestion de la production pour le bénéfice des clients. Les réseaux de distribution ne sont pas conçus pour accueillir de la production d'énergie, leurs structures et leurs exploitations sont fortement marquées par le fait que l'énergie y est transportée des niveaux de tension les plus hauts vers le plus bas.

Poussée par un contexte favorable (volonté politique, intérêt économique...), la production décentralisée se développe dans de nombreux pays. Les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires. La production de l'électricité à partir des énergies renouvelables peut se faire par plusieurs façons de produire l'électricité (par le photovoltaïque, l'éolien, l'hydraulique, l'énergie de la mer) [1].

La filière étudiée dans ce mémoire est l'énergie solaire photovoltaïque. L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est en forte croissance depuis quelques années car c'est une source inépuisable, non polluante pour l'environnement, silencieuse et non dérangeante pour les riverains

L'énergie photovoltaïque impose comme une des sources d'énergies renouvelables les plus prometteuses de par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un important gisement solaire surtout dans le Sud du pays L'énergie solaire est certainement la plus importante en quantité en Algérie en général, et dans notre région en particulier, située sur les désert ; particulièrement en été, la quantité varie entre 4 (kWh/ m²/ jour) en hiver et peut atteindre 8,5 (kWh/ m²/ jour) en été.

L'énergie solaire est une bonne alternative à la production d'électricité en raison de sa disponibilité et de sa propreté. L'énergie solaire est directement convertie en électricité par un module solaire photovoltaïque (PV). Les modules photovoltaïques ont des points de puissance maximum (MPP) correspondant aux conditions ambiantes telles que l'éclairement solaire, la température des modules PV, la surface de la cellule et la charge. Pour que le module PV puisse fournir sa puissance maximale, plusieurs méthodes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) ont été proposées dans les systèmes PV autonomes et connectés au réseau. Dans les systèmes autonomes, les algorithmes MPPT sont généralement mis en œuvre sur les convertisseurs DC-DC, les bancs de batteries sont nécessaires pour stocker le surplus d'énergie. Dans les systèmes connectés au réseau, l'énergie produite par le générateur photovoltaïque peut être transférée au réseau via un convertisseur continu-continu utilisé comme régulateur MPPT et un onduleur qui convertit la tension du bus continu en une tension alternative. L'objectif de ce travail est de contribuer à une meilleure compréhension des performances de convertisseur DC-DC adapté par la

Introduction générale

commande numérique lors qu'il est couplé à un générateur photovoltaïque et améliorer sa tension de sortie afin d'obtenir une bonne source qu'on peut utiliser comme un générateur d'électricité.

Lorsqu'on désire mettre en place un système photovoltaïque raccordé au réseau, des problématiques se situent à plusieurs niveaux de difficulté en commençant par le panneau solaire lui-même. Comme variation locale de tension, déséquilibre de tensions, variation rapide de puissance (intermittent), injection des harmoniques, injection du courant continu et la synchronisation de l'onduleur avec le réseau.

Dans ce travail, nous étudions les problèmes causés par l'intégration des sources d'énergie renouvelable. Et nous voulons dire cela spécifiquement l'énergie PV et leur technique pour une intégration correcte et ses problèmes avec un réseau de distribution.

Le mémoire est divisé en trois chapitres, organisé comme suit :

Dans le 1^{er} chapitre, nous donnerons des définitions sur l'énergie solaire, les types d'installations photovoltaïques, les éléments qui composent l'installation PV raccordé au réseau, l'utilisation et les avantages et les inconvénients du système PV en fin, Nous donnerons un regard visuel sur l'avenir de ce système.

Dans le 2^{ème} chapitre, nous présenterons les problèmes induits par l'intégration de système dans un réseau de distribution et leur condition technique de raccordement et en fin nous présenterons les techniques d'intégration (les techniques de commande d'onduleur) pour un raccordement sans problèmes.

Dans le 3^{ème} chapitre, nous présenterons la modélisation, l'explication et la simulation de deux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau dans l'environnement Matlab/Simulink en commençant par le petit composant qui est la cellule jusqu'au dispositif de raccordement au réseau électrique où on a appliqué deux techniques d'intégration respectivement MLI pour le premier système, VSC pour le deuxième. Puis des résultats, les discussions et une comparaison entre les deux techniques sont présentés. Et nous terminerons ce travail avec une conclusion générale.

Chapitre I : Contexte théorique des installations photovoltaïques

I.1. Introduction

A travers l'effet photovoltaïque, l'énergie fournie est très variable et est toujours en courant continu: il faut souvent la stocker et parfois la transformer.

L'association des centrales PV se fait à l'aide d'un plusieurs éléments (convertisseur Courant Continu/Courant Alternatif (CC/CA...)).

Dans ce premier chapitre, l'énergie solaire est définie . De plus, une description générale sur les éléments d'un système de captage photovoltaïque, en fin l'utilisation et les avantages et les inconvénients photovoltaïque est présentée.

I.2. L'énergie solaire photovoltaïque

La distance de la terre au soleil est environ 150 millions de kilomètres et la vitesse de la lumière est d'un peu plus de 300000 km/h, les rayons du soleil mettent donc environ 8 minutes à nous parvenir. La constante solaire est la densité d'énergie solaire qui atteint la frontière externe de l'atmosphère faisant face au soleil. Sa valeur est communément prise égale à 1360W/m². Au niveau du sol, la densité d'énergie solaire est réduite à 1000 W/ m² à cause de l'absorption dans l'atmosphère.

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda} \quad (I.1)$$

λ : Longueur d'onde (m) ;

h : la constante de Planck,

c : la vitesse de la lumière.

E_{ph} : photon énergie

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Une façon commode d'exprimer cette énergie est [2]:

$$E_{ph} = \frac{1.26}{\lambda} \quad (I.2)$$

I.3. L'énergie Photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les panneaux photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable. En raison des caractéristiques électriques fortement non linéaires des cellules

Chapitre I :Contexte théorique des installations photovoltaïques

et de leurs associations, le rendement des systèmes photovoltaïques peut être augmenté par les solutions utilisant les techniques de recherche du point de puissance maximale (techniques dites MPPT) [1].la tension et le courant peut être variées a cause de variation de température et irradiation. Les composants d'irradiation sont :

- Rayonnement globale : il se décompose en rayonnement direct et rayonnement diffus, ces deux rayonnements sont exploités par le générateur solaire.
- Rayonnement direct : C'est l'éclairement provenant de la direction du soleil et reçu par le plan horizontal.
- Rayonnement diffus : c'est l'éclairement reçu sur le même plan horizontal depuis toute les autres directions de la voute céleste.
- Rayonnement réfléchi : il correspond au rayonnement renvoyé par le sol et l'environnement, cette composante est nulle sur un plan horizontal et variable sur un plan incliné.

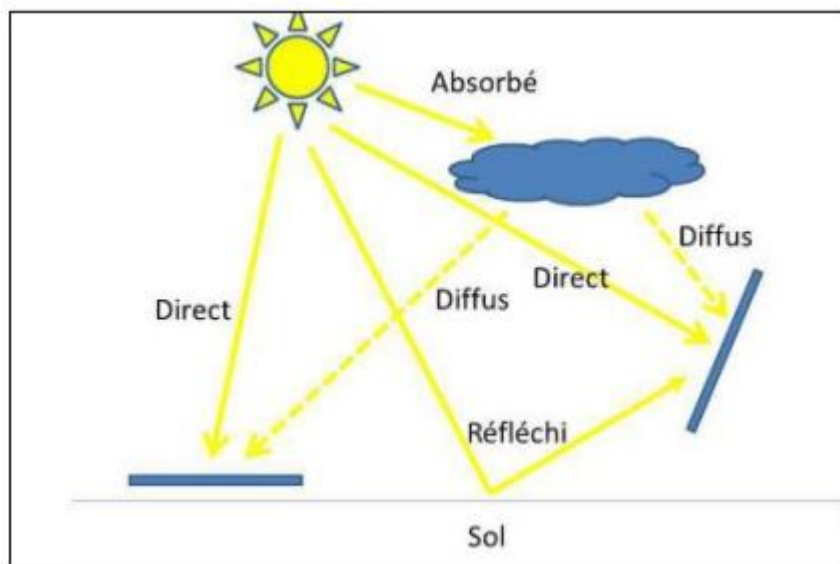


Figure I.1: Les différentes composantes du rayonnement solaire (par plan horizontal et incliné)[3].

I.4. Les systèmes PV

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi "Balance of System" ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser les modules, les câblages, la batterie en cas de stockage et son régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif [4].

I.5.Les composants d'un système PV

I.5.1.Générateur PV

Les générateurs PV comme leur nom indique génèrent l'énergie électrique. Une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5Volt. Alors Pour produire plus de puissance les cellules sont assemblées pour former un module, une association série et/ou parallèle de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau L'ensemble des panneaux photovoltaïques interconnectés forme le générateur PV figure I.2, celui-ci convertit directement la lumière solaire en électricité, sous forme de courant continu [5].

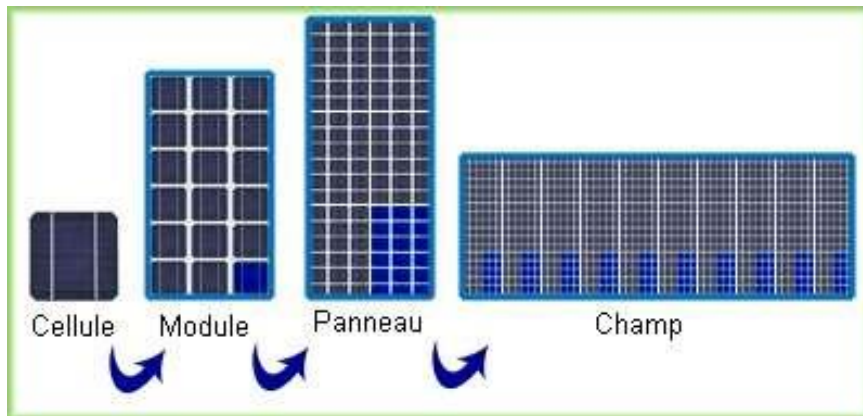


Figure. I.2:Schéma explicatif du fonctionnement d'une installation de panneaux solaires [6].

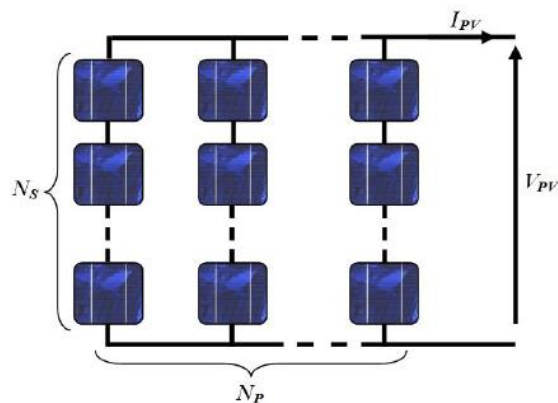


Figure. I.3: Module PV constitué par N_S cellules en série et N_P cellules en parallèle[7].

I.5.1.1. L'association des cellules

En effet, les modules PV sont composés d'un ensemble de cellules mises en série ou parallèle , réalisant la conversion proprement dite de la lumière du soleil en électricité. Ils sont eux-mêmes associés en série et parallèle pour former un champ photovoltaïque d'une puissance crête définie selon des conditions spécifiques d'éclairement, de température et de spectre solaire [8].

Chapitre I :Contexte théorique des installations photovoltaïques

➤ L'association en série :

Les cellules photovoltaïques peuvent se connecter en série. Comme illustré sur (la figure I.4), le même courant traverse chaque cellule tandis que la tension globale est la somme des tensions à travers toutes les cellules [8].

La connexion en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour le même courant

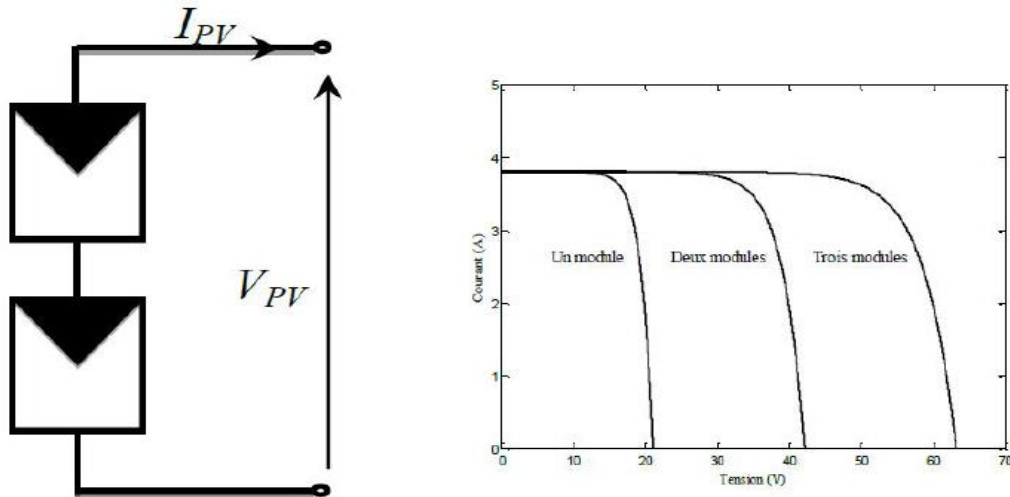


Figure. I.4: Association des modules photovoltaïques en série [8].

➤ L'association en parallèle

Lorsque les cellules sont connectées en parallèle, ce sont les courants qui s'ajoutent et la tension qui restera constante. Il faudra donc apparaitre les tensions et non les courants, lors de la mise en parallèle des modules photovoltaïques pour constituer un générateur puissant comme il est montré sur (la figure(I.5) [8].

Tandis que les connexions en parallèle de plusieurs cellules augmentent le courant pour la même tension

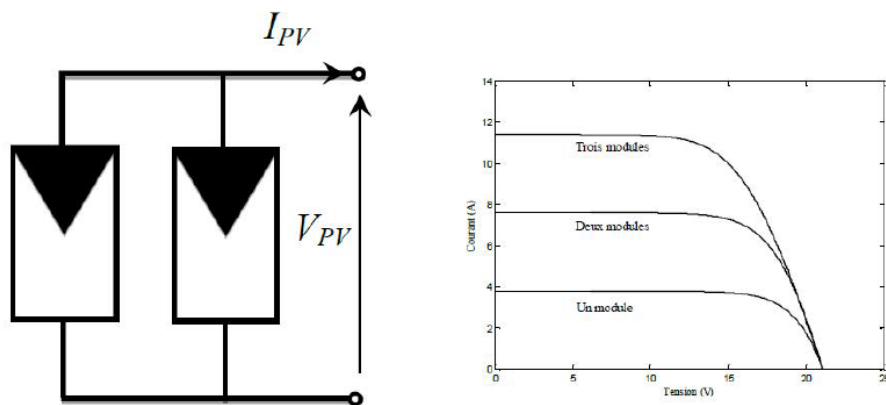


Figure. I.5: Association des modules photovoltaïques en parallèle [8].

Chapitre I : Contexte théorique des installations photovoltaïques

➤ Association mixte (série et parallèle)

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il faut associer les modules en série et en parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque. (la figure I.6) montre un exemple de couplage mixte [8].

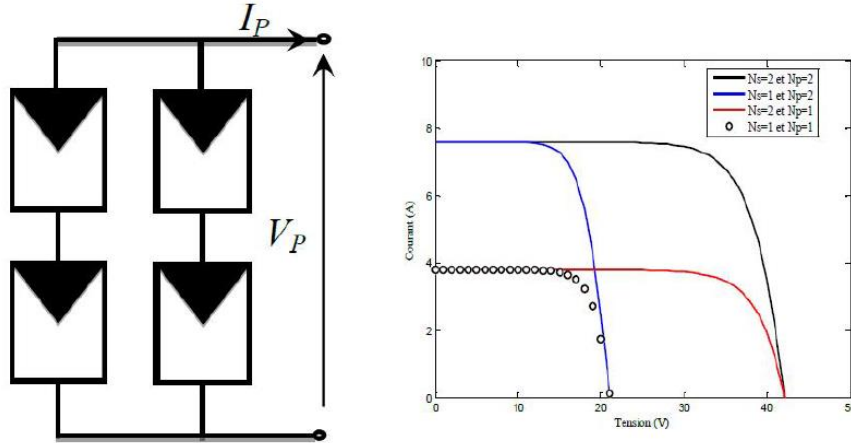


Figure. I.6: Association mixte des modules photovoltaïques [8].

I.5.1.2. Caractéristiques d'un module PV

➤ Caractéristique courant - tension I(V)

Caractéristique $I_{PV} = f(V_{PV})$: À température (25°C) et éclairement ($1000\text{W}/\text{m}^2$) constants, et particulièrement aux conditions standards la caractéristique est donnée par la figure I.7.

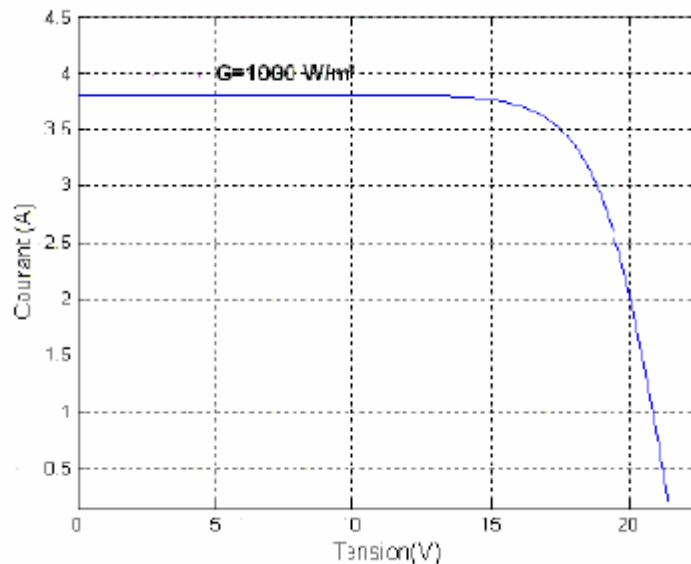


Figure. I.7: Caractéristique I(V) d'un module solaire, $T=25^{\circ}\text{C}$ [9]

➤ Caractéristique puissance - tension P(V)

La puissance débitée par le module photovoltaïque dépend du point de fonctionnement de cette dernière ; c'est le produit de l'intensité de courant et de la tension entre ses bornes figure I.8.

Le point « M » représente la puissance maximale débitée par le module [7].

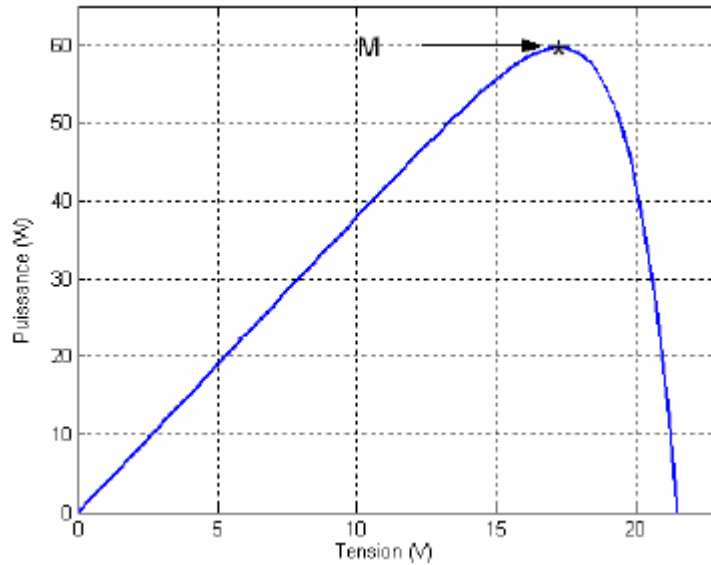


Figure. I.8: Caractéristiques P (V) d'un panneau solaire[9].

I.5.1.3. Paramètres d'un module PV

On décrit un GPV élémentaire par les paramètres suivants [10] :

- **La puissance de crête P_c** : puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards ($25^{\circ}C$ et un éclairement de $1000 W/m^2$),
- **la tension à vide V_{oc}** : tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ",
- **le courant de court-circuit I_{cc}** : courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ",
- **le point de fonctionnement optimum, (V_{mp}, I_{mp})** : lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil,

$$P_m = V_{mp} * I_{mp} \tag{I.3}$$

- **le rendement** : rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_i} = \frac{V_{max}.I_{max}}{P_i} FF \tag{I.4}$$

- **le facteur de forme** : rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc}.I_{cc}} = \frac{V_{max}.I_{max}}{V_{oc}.I_{cc}} \tag{I.5}$$

I.5.1.4. L'influence de la température et de l'éclairement

➤ L'influence de la température

Pour le fonctionnement d'un panneau solaire, la cellule PV doit s'exposer au rayonnement solaire. Ceci provoque un échauffement et la température agit sur les différentes caractéristiques de la cellule .

On fixe l'ensoleillement à 1000 W/m^2 et on fait varier la température de 25°C jusqu'à 75°C , les allures obtenues sont présentées en dessous [11] :

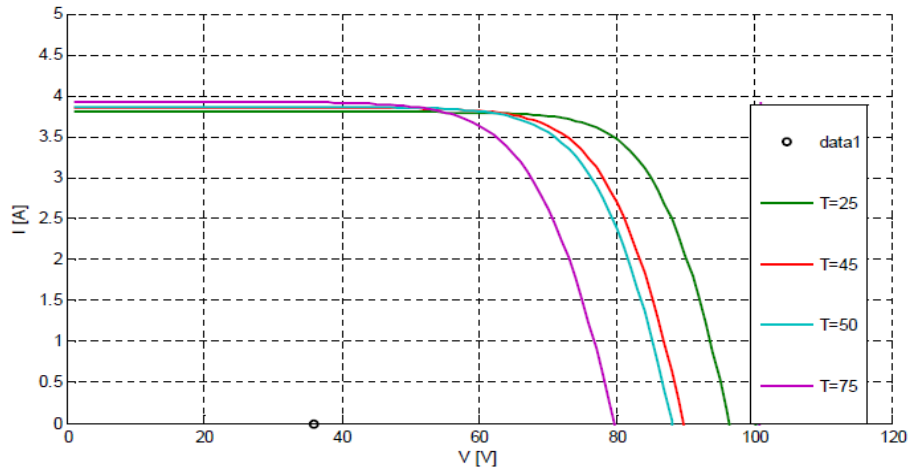


Figure. I.9: Influence de la température sur le courant PV [11].

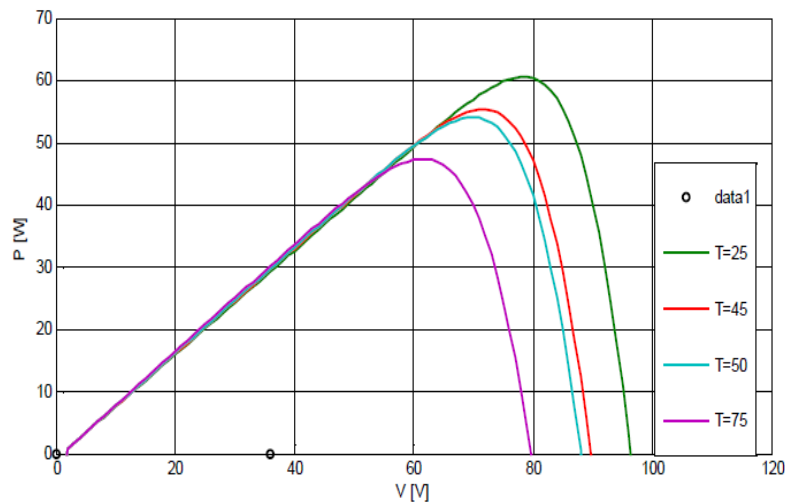


Figure. I.10: Influence de la température sur la puissance sur le GPV [11].

On remarque que l'augmentation de la température entraîne principalement une diminution de la tension par conséquent la puissance du GPV diminue, la figure I.10.

On a montré que l'augmentation en la température entre 25°C à 75°C engendre une chute de puissance de 25% [11].

➤ L'influence de l'éclairement

On applique une température $T=25^{\circ}\text{C}$ maintenue constante et l'on fait varier l'ensoleillement (G) de 200 W/m^2 jusqu'à 1500 W/m^2 , les résultats obtenus sont illustrés par les figures suivantes [11].

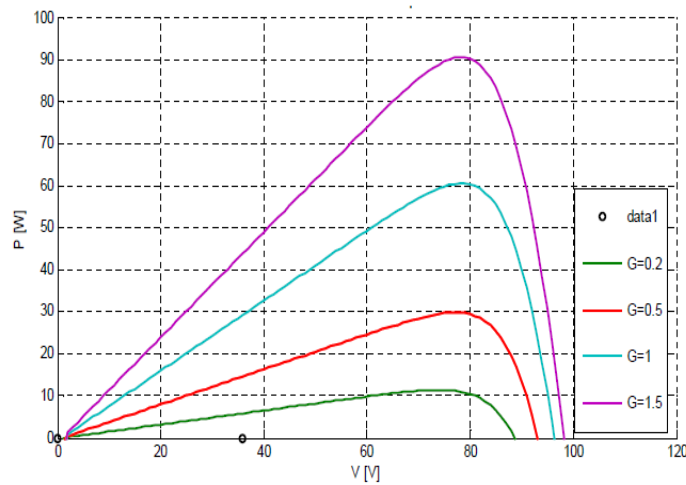


Figure. I.11: Influence de l'ensoleillement sur le courant PV [11].

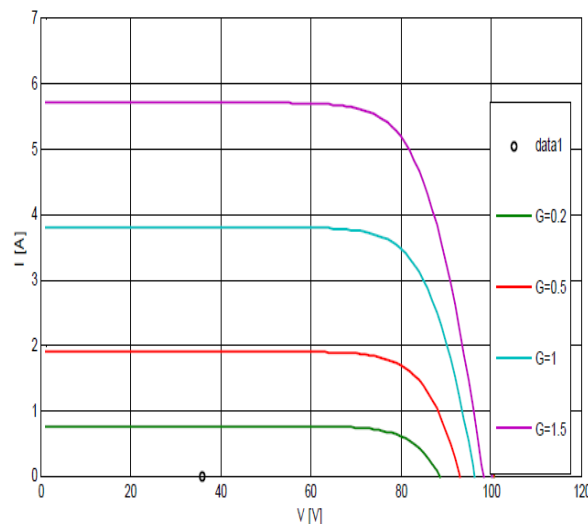


Figure. I.12: Influence de l'ensoleillement sur la puissance GPV[11].

La caractéristique du courant-tension pour différentes valeurs de l'éclairement est décalée d'une distance proportionnellement aux rayonnements solaires. Une augmentation de l'ensoleillement engendre essentiellement une augmentation du courant PV, par conséquent la puissance du PV augmente [11].

I.5.2. Les convertisseurs

Par convention, des systèmes de conversion photovoltaïques reliés au réseau se composent de convertisseur DC-DC et d'onduleur. Le convertisseur DC-DC est contrôlé pour la poursuite du point de puissance maximum du panneau photovoltaïque et l'onduleur est contrôlé pour produire le courant

Chapitre I : Contexte théorique des installations photovoltaïques

de telle manière que le courant de système ait une faible déformation totale d'harmonique et il ait en phase avec la tension du réseau. Cette partie décrit certains convertisseurs d'électronique de puissance et les techniques de commande et de conversion (DC-DC) [4].

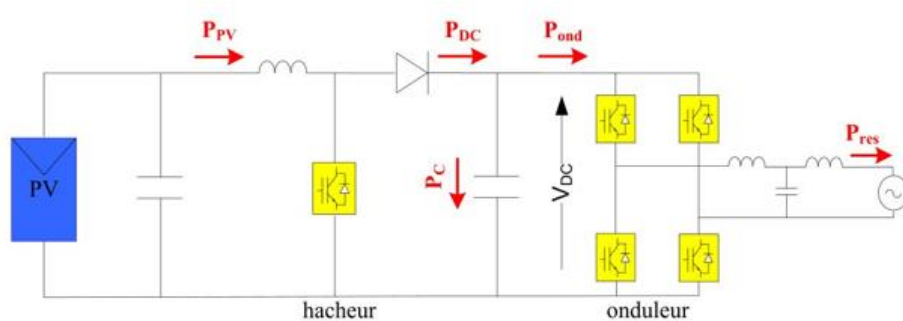


Figure.I.13: Système PV connecté au réseau [21].

I.5.3. Les convertisseurs DC/DC (Hacheur)

Les hacheurs sont des convertisseurs continu/continu qui ont pour but de contrôler le transfert et l'écoulement de l'énergie entre les panneaux solaires et la charge. Ils permettent de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant). Ils sont souvent utilisés comme une interface d'adaptation qui assure la poursuite du point de puissance maximale selon des stratégies de contrôle spécifiques [12].

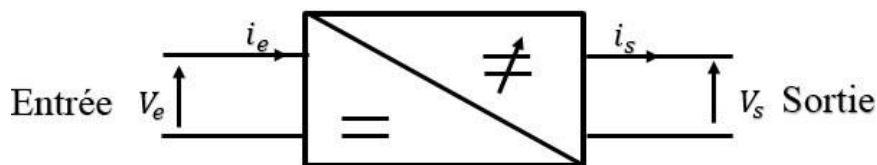


Figure.I.14: Schéma d'un quadripôle électrique [4].

I.5.3.1. Convertisseur dévolteur (Buck-Converter)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie V_s est inférieure à celle de l'entrée V_i . Pour un rapport cyclique « α » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par [13] :

$$V_s = \alpha \cdot V_i \quad (I.6)$$

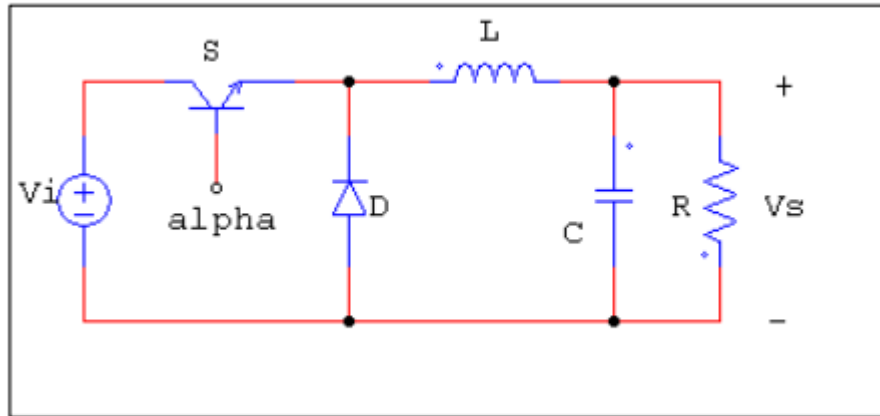


Figure.I.15 : Schéma de principe d'un hacheur série [15].

I.5.3.2. Hacheur survolteur (Boost Converter)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie V_s est supérieure à celle de l'entrée V_i . Pour un rapport cyclique « α » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par [13] :

$$V_s = \frac{1}{1-\alpha} V_i \quad (I.7)$$

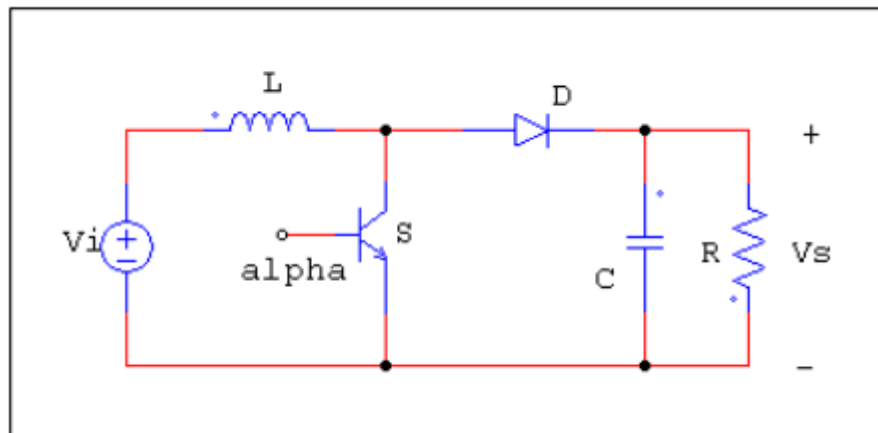


Figure. I.16: Schéma de principe d'un hacheur parallèle[13].

I.5.3.3. Hacheur dévolteur - survolteur (Boost-Buck)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie V_s est inférieure ou supérieure à celle de l'entrée V_i . Pour un rapport cyclique « α » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par la figure. I.17 [13]

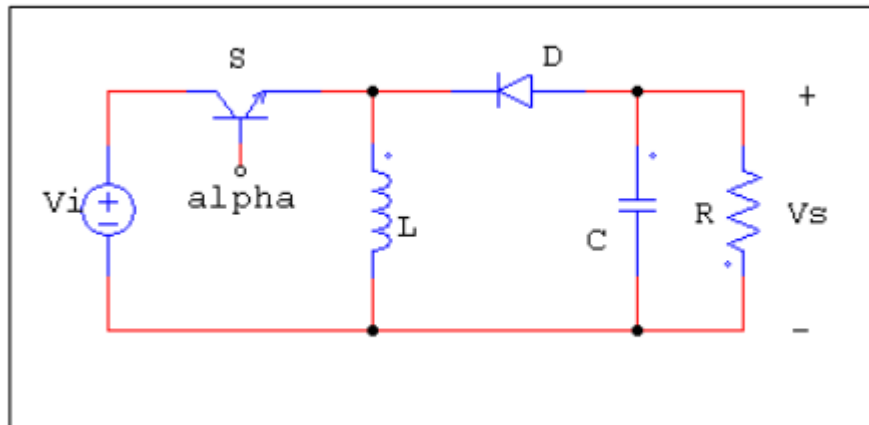


Figure. I.17 : Schéma de principe d'un hacheur série-parallèle[13].

I.5.4. Convertisseur DC/AC

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion d'énergie électrique de la forme continue (DC) à la forme alternative (AC) **Figure. I.18**. En fait, cette conversion d'énergie est satisfaite au moyen d'un dispositif de commande (semi-conducteurs). Il permet d'obtenir aux bornes du récepteur une tension alternative réglable en fréquence et en valeur efficace, en utilisant ainsi une séquence adéquate de commande [4].

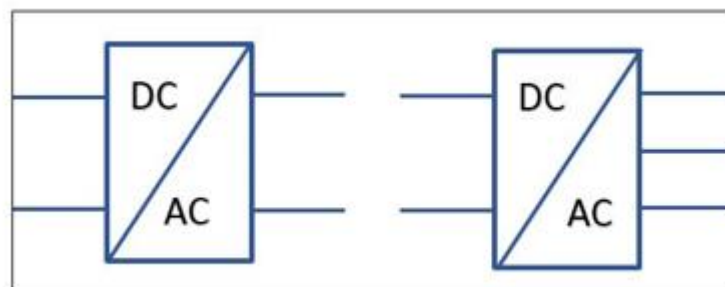


Figure. I.18: Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé [4].

Deux types d'onduleurs sont donc utilisés pour assurer une telle conversion. : onduleur Monophasé, onduleur Triphasé.

I.5.4.1. Onduleur monophasé

Ce type d'onduleur délivrant en sa sortie une tension alternative monophasée, est généralement destinée aux alimentations de secours. Deux classes d'onduleurs monophasés sont à distinguer, suivant leur topologie :

- ✓ Onduleur monophasé en demi-point.

- ✓ Onduleur monophasé en pont [14].

I.5.4.2. Onduleur triphasé

Ce type d'onduleur est généralement recommandé pour des applications de grande puissance. La structure de tel convertisseur se fait par l'association, en parallèle, de trois onduleurs monophasés en demi pont (ou en pont) donnant trois tensions de sortie déphasées de 120° degrés, l'une par rapport à l'autre (Figure.I.19) [15].

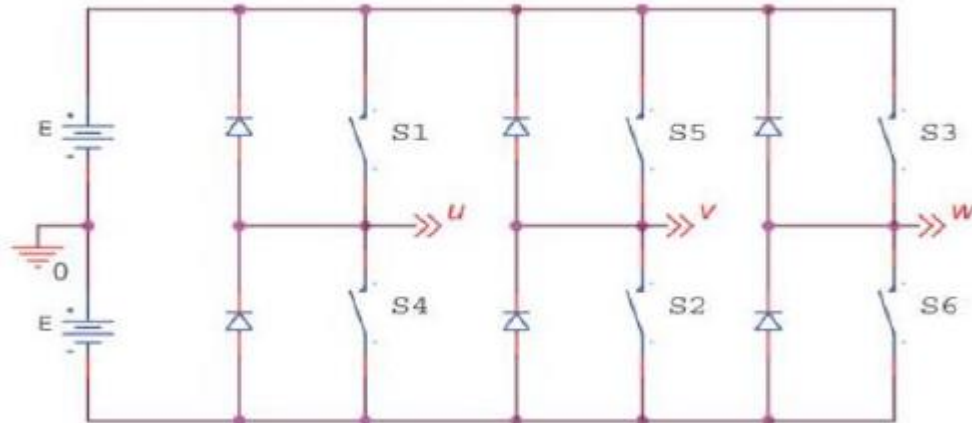


Figure. I.19: Schéma de Principe d'un onduleur triphasé en pont[16].

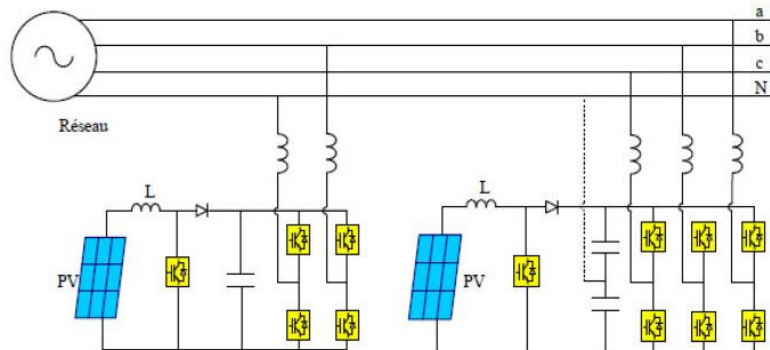


Figure. I.20: Onduleur monophasé et triphasé d'un système photovoltaïque raccordé au réseau[4].

I.5.4.3. Différentes architectures des onduleurs

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de d'énergie électrique. Pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseaudoit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau[4].

➤ Onduleur central

Cette architecture est la plus classique et la plus ancienne. Un seul onduleur est utilisé et réalise la conversion de la puissance DC totale en puissance AC totale injectée sur le réseau. Cette architecture est peu coûteuse et simple à surveiller. Elle permet également une maintenance simple et rapide. L'inconvénient réside dans le fait qu'il y a un seul MPPT pour tout l'ensemble du champ, ce qui limite l'extraction optimale de la puissance du champ, car il peut exister des différences de caractéristiques en charge sur chaque string, liées à l'ombrage, au vieillissement du matériel, etc...

Le type de montage de (la figure I.21) est présente plusieurs défauts:

- Pertes de conversion solaire (un seul MPPT pour un ensemble de modules).
- Pertes et risques électriques dans le câblage DC.
- Aucune évolutivité.
- Aucune continuité de service en cas de panne de l'onduleur.

Malgré les nombreux défauts de cette configuration, cette solution reste très employée dans les centrales PV au sol de forte puissance [21].

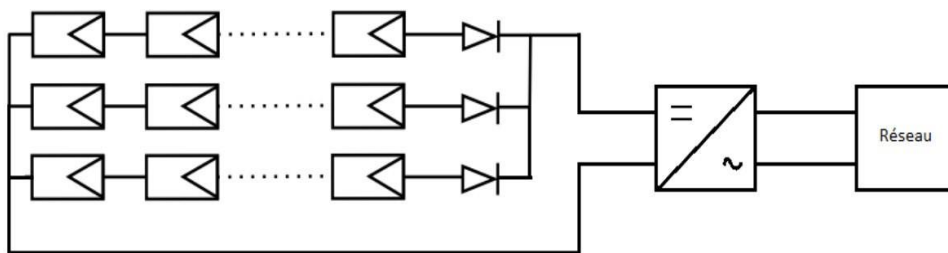


Figure.I.21: Topologie onduleur central raccordée au réseau [4].

➤ Onduleur string

Dans cette architecture, un onduleur est placé au bout de chaque chaîne ce qui a pour but d'augmenter le nombre de convertisseurs DC/DC qui amène à la possibilité d'extraction du maximum de puissance. La panne d'un onduleur n'engendre pas l'arrêt total du système (Figure. I.22). L'autre avantage est que cette structure est évolutive dans le sens où chaque string est indépendant. Une comparaison de la structure onduleur string et onduleur central, a permis de montrer la similarité de ces deux structures aux niveaux des pertes. L'énergie perdue compte 10% de l'énergie totale produite. Dans le cas d'un ombrage du système PV, la structure d'onduleur central produit 12% de moins d'énergie que la structure onduleur string. En conclusion, l'étude a montré que l'onduleur string a un rendement global plus élevé, prenant en compte les pertes ainsi que le nombre de jours

enseillés et ombragés. L'ombrage est un paramètre majeur dans la performance de la structure PV [4].

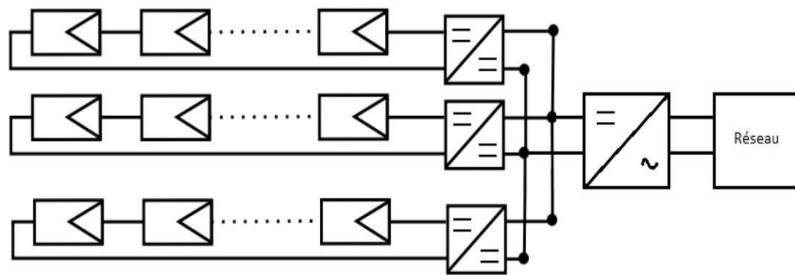


Figure.I.22: Topologie onduleur string raccordée au réseau [4].

➤ Onduleur multi-string

Cette architecture utilise un seul onduleur, tout en ayant un MPPT par string, en utilisant un hacheur ce qui réduit le nombre d'interactions entre le réseau et le système PV (**Figure. I.23**).L'intérêt principal est de réduire le coût par rapport à l'architecture précédente puisque le hacheur n' a pas besoin d'intégrer des fonctionnalités de mesure et de surveillance des données électriques du réseau.

Le coût peut être réduit aussi par le fait que le hacheur n'intègre pas le contrôle commande de la partie alternative, ni la détection du courant continu résiduel sur le réseau. En cas de panne de l'onduleur par contre, la continuité du service n'est plus assurée [4].

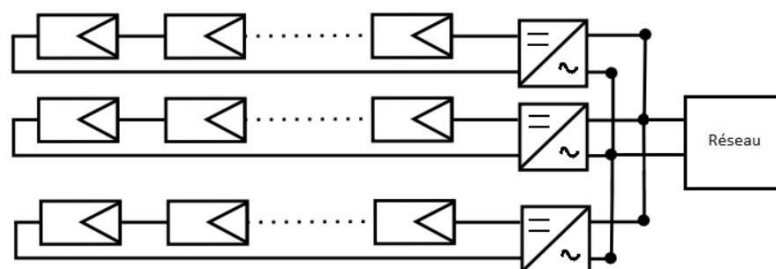


Figure. I.23: Topologie onduleur multi-string raccordée au réseau [4].

Le tableau suivant résumé les caractéristiques techniques des différents systèmes de configurations.

Chapitre I : Contexte théorique des installations photovoltaïques

Tableau I.1 : Caractéristiques techniques des différents systèmes de configurations [16].

	Onduleur central	Onduleur string	Onduleur intégré
Tension PV	340-800 V	150-800 V	17-90 V
Pertes DC (ohm)	≈ 1-5% en fonction de la tension et de la distance	≈ 1% en fonction de la tension et de la distance	Négligeable
η conv	95-97%	92-96%	87-93%
Maintenance et réparation	Simple	Difficile (recherche disfonctionnement)	Difficile (recherche disfonctionnement)

I.5.5. Le bus continu

Le découplage de la puissance et la réduction de l'ondulation de tension à l'entrée de l'onduleur est accompli en insérant un condensateur électrolytique. Ce condensateur est habituellement relié au côté continu de l'onduleur, et il doit être aussi petit que possible afin de compromettre la fiabilité du système [17].

la tension aux bornes de ce condensateur est régie par l'équation suivante :

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} = I_{pv} - I_{dc} \quad (I.8)$$

Le condensateur d'entrée de l'onduleur a un rôle très important pour les onduleurs photovoltaïques dans le maintien d'un point de fonctionnement stable. Il a une fonction d'accumulateur d'énergie et une fonction de filtrage des fluctuations de tension dues aux commutations. Il assure ainsi un écoulement homogène du courant du générateur PV vers le réseau en maintenant la tension constante.

Une tension satisfaisante au côté continu est une condition préalable pour réaliser une bonne qualité de puissance de sortie de l'onduleur. Si la tension continue devient plus basse que la tension de ligne, la direction du flux de puissance sera du réseau vers la partie continu (ce qui n'est pas souhaitable). Ceci également aura comme conséquence l'apparition d'un flux de puissance réactif et la déformation harmonique deviennent excessive. Pour avoir un flux de puissance correct avec une puissance réactive et une déformation harmonique de l'onduleur minimale, la tension continue doit toujours être plus grand que la tension de ligne [18].

I.5.6. La commande MPPT

La puissance délivrée par un panneau PV dépend fortement des conditions climatiques (ensoleillement et température) et de la charge. La courbe caractéristique de puissance d'un panneau PV présente un point unique (pour chaque ensoleillement et température) MPP où la puissance délivrée par le panneau est maximale.

Chapitre I : Contexte théorique des installations photovoltaïques

Ce point, défini par son courant I_{mpp} et sa tension V_{mpp} change en permanence avec les conditions de fonctionnement. Un système MPPT (Maximum Power Point Tracker) doit donc être utilisé pour forcer le panneau à fonctionner en ce point et délivrer donc sa puissance maximale. Un système MPPT contient généralement un algorithme qui donne le point de puissance maximale et un convertisseur statique (généralement un hacheur) [19].

Pour cela on présente quelques techniques de poursuite du point de puissance maximale en détaillant les plus simples à savoir :

- Perturbation & observation (P&O) ;
- Conductance incrémentale IC.

I.5.6.1. Principe de la recherche du point de puissance maximal MPPT

Le principe de cette commande est basé sur la variation automatique du rapport cyclique α en l'amenant à la valeur optimale de manière à maximiser la puissance délivrée par le panneau PV. (La Figure I.24) représente le schéma de principe d'un convertisseur MPPT classique. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique (DC), à l'aide d'un signal électrique approprié, pour tirer le maximum de puissance que le générateur photovoltaïque peut fournir. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le MPP. En général, il est basé sur la variation du rapport cyclique du convertisseur en fonction de l'évolution des paramètres d'entrée de ce dernier (I et V et par conséquent de la puissance du GPV) jusqu'à se placer sur le MPP [14].

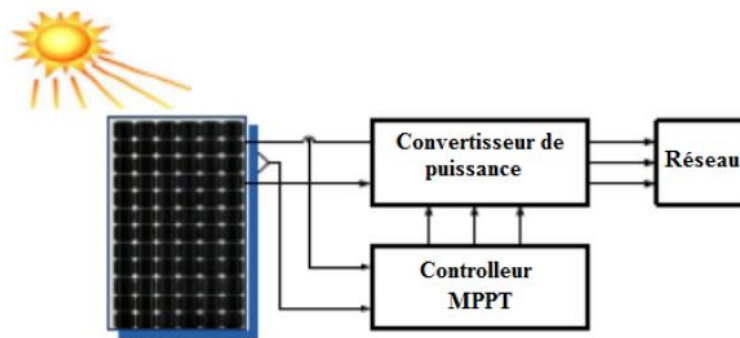


Figure. I.24 : Bloc diagramme d'un contrôleur MPPT pour un système photovoltaïque[14].

I.5.6.2. Bilan sur les différents types d'algorithmes MPPT existants dans la littérature

Il existe différentes manières de classification des algorithmes MPPT. Cependant il est plus intéressant de les classer selon le nombre de variables (paramètres d'entrée) ou selon la technique utilisée pour la poursuite du PPM.

Chapitre I :Contexte théorique des installations photovoltaïques

Dans notre étude on les classera en trois grands groupes : Offline (indirect), en ligne (direct) et autres techniques (**figure.I.25**). On se concentrera d'exposer que ceux qui représentent les meilleures performances [12].

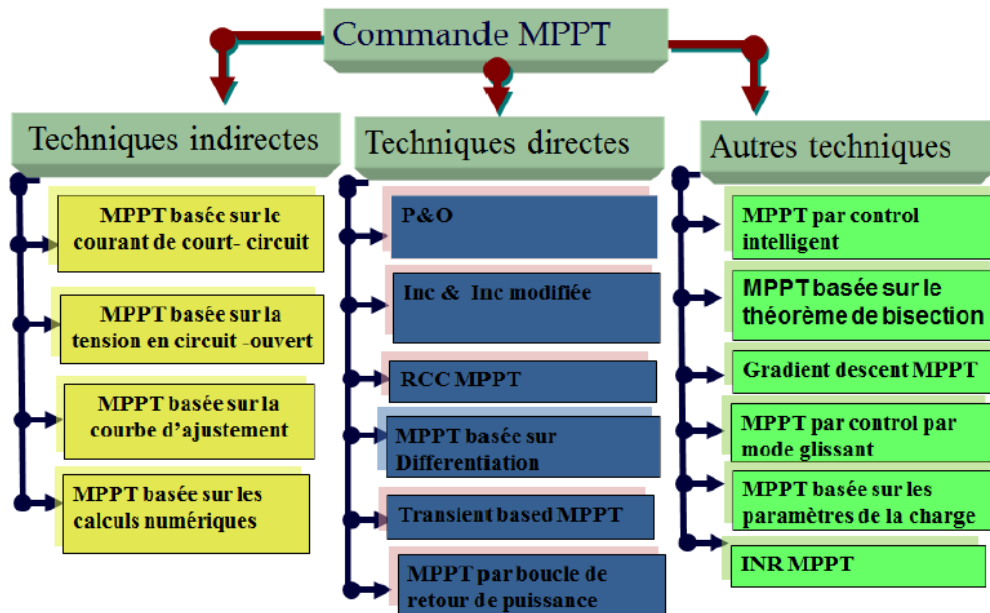


Figure. I.25: Classification des différentes méthodes de poursuite du PPM[12]

➤ Les méthodes indirectes

Les méthodes indirectes utilisent des bases de données regroupant les caractéristiques des panneaux photovoltaïques (PV) dans différentes conditions climatiques (température ensoleillement...) mais aussi des équations mathématiques empiriques permettant de déterminer le point de puissance maximum. Ces méthodes sont souvent propres à chaque type de panneau et donc difficile à généraliser : la méthode d'ajustement de courbe, la méthode « look up table », la méthode de la tension de circuit ouvert du générateur, la méthode de court-circuit [2].

➤ Les méthodes directes

Les méthodes directes sont des méthodes qui utilisent les mesures de tension et de courant des panneaux et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures.

L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV. Parmi ces méthodes, on retrouve la méthode de différenciation, la méthode Perturbe & Observe (P&O), l'incrément de conductance [2].

➤ La méthode Perturbe & Observe (P&O)

Le principe de cet algorithme est d'effectuer une perturbation sur la tension du panneau PV tout en agissant sur le rapport cyclique α . En effet, suite à cette perturbation, on calcule la puissance

$$\Delta P = P_{pv}(n) - P_{pv}(n - 1) \quad (\text{I.10})$$

➤ **La méthode incrémentation de la conductance**

Le principe de cet algorithme, montré par la figure (I.28), est basé sur la connaissance de la valeur de la conductance $G=I/V$ et sur l'incrément de la conductance (ΔG) pour déduire la position du point de fonctionnement par rapport au point de puissance maximale 'MPP'. Si l'incrément de conductance (ΔG) est supérieur à l'opposé de la conductance ($-G$), on diminue le rapport cyclique. Par contre, si l'incrément de conductance est inférieur à l'opposé de la conductance, on augmente le rapport cyclique. Ce processus est répété jusqu'à atteindre le point de puissance maximale, 'MPP' [8].

La puissance produite par le générateur PV peut être exprimé par :

$$P_{pv} = I_{pv} \cdot V_{pv} \quad (\text{I.11})$$

La conductance et l'incrément de la conductance peuvent être identifiées en dérivant l'équation par rapport à la tension P_{pv} :

$$\frac{1}{V} \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} + \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (\text{I.12})$$

Ainsi on a noté avec G la conductance et avec ΔG l'incrément de la conductance :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (\text{I.13})$$

$$\Delta G = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (\text{I.14})$$

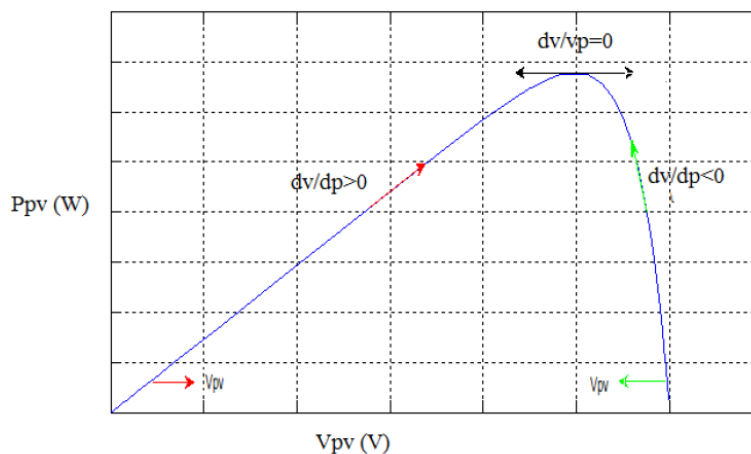


Figure. I.28: Trajectoire par incrémentation de conductance [1].

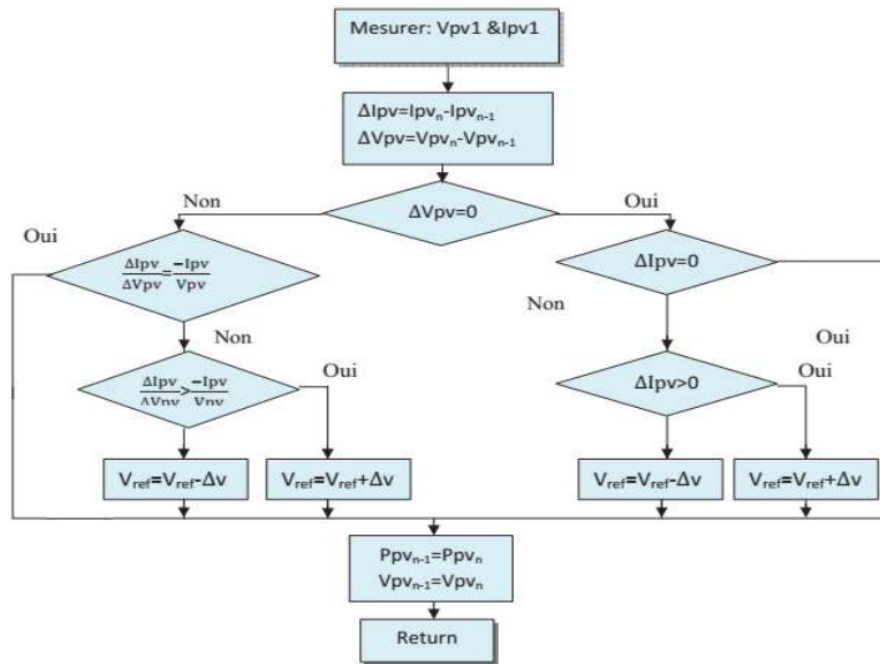


Figure. I.29 : Algorithme d'incrémentation de la conductance [2].

$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > 0$: Le point de fonctionnement est à gauche du PPM.

$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0$: Le point de fonctionnement sur le PPM .

$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < 0$: Le point de fonctionnement est droit de PPM

I.5.6.3. Comparaison entre les méthodes MPPT

➤ Algorithme perturbation and observation (P&O)

L'avantage de ce algorithme que il est simple et facile à mettre en application. par contre il a des Inconvénients que : Le système PV ne peut pas toujours fonctionner au point maximum de puissance dû au processus lent d'épreuve et d'erreur, dépend fortement des conditions initiales et il présente des oscillations autour de la valeur optimale, ce qui provoque des pertes de puissance, et l'inconvénient majeur de cet algorithme est son mauvais comportement suite à un changement brusque des conditions météorologiques [18].

➤ Algorithme Incrémental Conductance (INC)

L'avantage de ce algorithme qu'il se comporte mieux lors d'un changement rapide des conditions météorologiques, et il est rapide en régime transitoire et minimise les pertes de puissance dues à l'oscillation du point de fonctionnement du système autour de sa position optimale. Par contre ce algorithme est un peu complexe à mettre en application, et l'instabilité possible de rendement due à l'utilisation de l'algorithme dérivé [18].

I.5.7. Les filtres

Les onduleurs ne peuvent pas être directement connectés au réseau c'est à cause des harmoniques qui dégradent la qualité de l'énergie. Il existe différentes normes qui limitent les harmoniques pouvant être injectés dans le réseau, Une solution en utilisant un circuit de filtrage comme interface. Il existe trois types de filtres passifs généralement utilisés. Ces topologies possibles sont illustrées à la Figure I.30 [4].

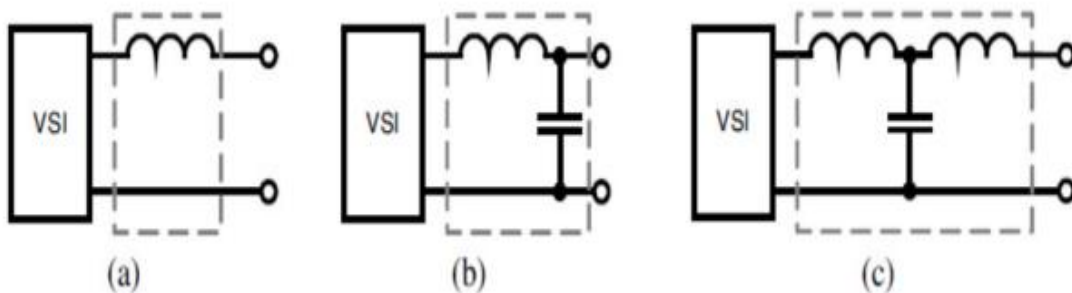


Figure.I.30 :Topologie de filtres de base [4].

I.5.7.1. Filtre L

Le filtre L (Figure I. 30.a) est le filtre de premier ordre avec une atténuation de 20 dB/décade sur toute la gamme de fréquences. Par conséquent, l'application de ce type de filtre convient aux convertisseurs à fréquence de commutation élevée, où l'atténuation est succincte. De l'autre côté, l'inductance diminue considérablement la dynamique de l'ensemble du convertisseur filtre du système [4].

I.5.7.2. Filtre LC

Le filtre LC est représenté sur (la figure I. 30.b). C'est deuxième ordre filtre et il a de meilleurs comportements d'amortissement que L-filtre. Cela configuration simple est facile à concevoir et fonctionne sans problème [4].

I.5.7.3. Filtre LCL

Le filtre LCL est un de filtre passe-bas (figure I. 30.c) qui garantit le couplage entre les différentes sources et une bonne atténuation pour les fréquences supérieures à la fréquence de coupure pour cela il est le choix d'équation pour notre système. L'atténuation du filtre LCL est 60 dB/décade pour les fréquences supérieures à la fréquence de coupure pour cela une fréquence de commutation de valeur inférieure peut être appliquée.

Chapitre I :Contexte théorique des installations photovoltaïques

Il garantit aussi un meilleur découplage entre l'impédance du réseau et les perturbations du courant à travers l'inductance du réseau. Donc c'est le filtre convenable pour notre application. Néanmoins le filtre LCL peut entraîner le phénomène de résonance dans notre cas indésirable, il faut donc choisir les bonnes valeurs des composants du filtre [4].

Schéma fonctionnel de l'onduleur connecté au réseau l'utilisation de ce filtre LCL est illustrée à (la Figure I.31).

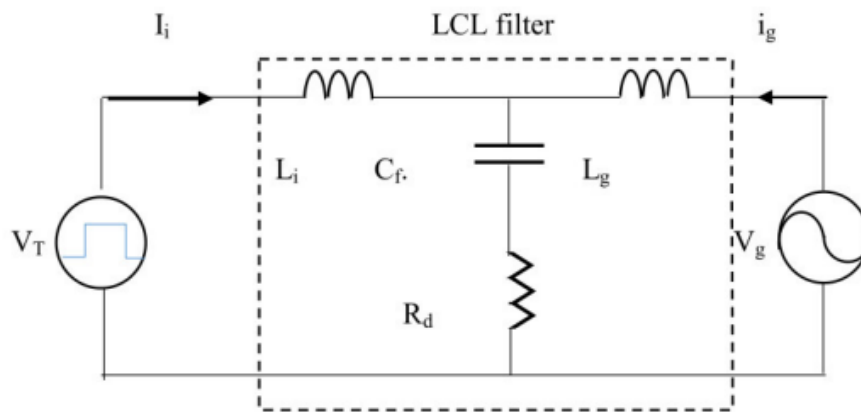


Figure.I.31: le filtre LCL avec résistance d'amortissement [4].

I.5.8. Protections classiques d'un générateur photovoltaïque

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

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

- La protection en cas de connexion en parallèle de modules PV pour éviter les courants négatifs dans les GPV (diode anti-retour).
- La protection lors de la mise en série de modules PV permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass) et éviter les points chauds [21].

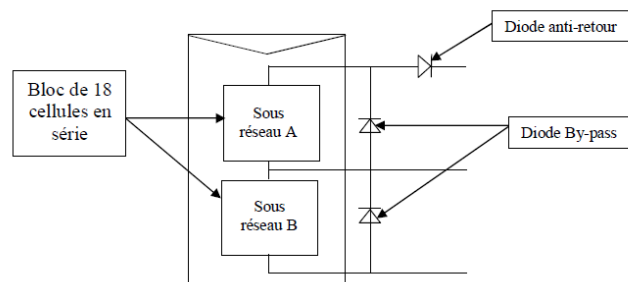


Figure. I.32: Schématisation d'un GPV élémentaire avec diode by-pass et diode anti-retour [10].

Chapitre I :Contexte théorique des installations photovoltaïques

I.6.Application du système PV

On peut utiliser les installations PV en plusieurs domaines tels que :

- L'éclairage (auto routes, arrêts d'autobus...).
- Les communications (Stations de relais de téléphone, bornes d'appel d'urgences sur Auto routes, téléphones mobiles, ...).
- La fourniture d'électricité pour des sites éloignés du réseau normal (Forêts, montagnes,...).
- Capteurs isolés (Infos météorologique, enregistrements sismiques, recherche scientifique...)
- Pour de petites stations de pompage ou d'irrigation.
- Chargement des batteries de voitures (les batteries normales, ou de voitures électriques)[19].

I.7. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques

➤ Avantages

- Conversion directe de l'énergie solaire gratuite et inépuisable en électricité.
- Absence de bruit, de pollution et d'émissions.
- Maintenance réduite (pas de pièces en mouvement ; durée de vie des modules = 20 ans).
- Rentabilité assurée pour les applications de faible puissance (moins de 3–5 kWh/jour).
- Possibilité d'adaptation de la taille de l'installation aux besoins existants, avec possibilité d'extension à la demande, au fur et à mesure que le besoin énergétique augmente.
- Le risque de choc électrique est réduit en 12 ou 24 Vcc et le risque d'incendie est moindre qu'avec les groupes électrogènes alimentés au kérosène ou au fuel. [19]

➤ Inconvénients

- Le cout d'investissement des panneaux photovoltaïques est élevé.
- Production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement, toujours variable.
- Le faible rendement de conversion de module.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique par des batteries est nécessaire, le cout du système photovoltaïque augmente.
- Pollution à la fabrication [19].

I.8. Conclusion

Cette première partie résume les concepts de base de l'énergie solaire et de la production d'électricité grâce à l'effet photovoltaïque. un aperçue générale sur les différents types des systèmes photovoltaïques est effectué et les principaux éléments du système photovoltaïque sont étudiés, en fin, les avantages ,les inconvénients du système PV sont présenté.

Le chapitre suivant est réservé aux problèmes, aux conditions techniques et techniques de commande d'intégration pour un réseau adapte avec les systèmes PV.

Chapitre II :Intégration d'un système PV au réseau

II.1. Introduction

Le raccordement des systèmes PV au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux électriques : impacts sur le changement des flux de puissance, sur le plan de tension, sur le plan de protection, sur la qualité de l'énergie ou sur la planification du réseau... D'un autre côté, les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations sur les réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement des systèmes PV.

Dans ce chapitre on va étudié les techniques d'intégration d'un système photovoltaïque et les impacts de raccordement sur le réseau électrique.

II.2. Différents types de systèmes photovoltaïques

On rencontre généralement trois types de systèmes photovoltaïques, les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectés à un réseau qu'on a définie ci-dessous (**Figure. II.1**). Les deux premiers sont indépendants du système de distribution d'électricité, en les retrouvant souvent dans les régions éloignées [22].

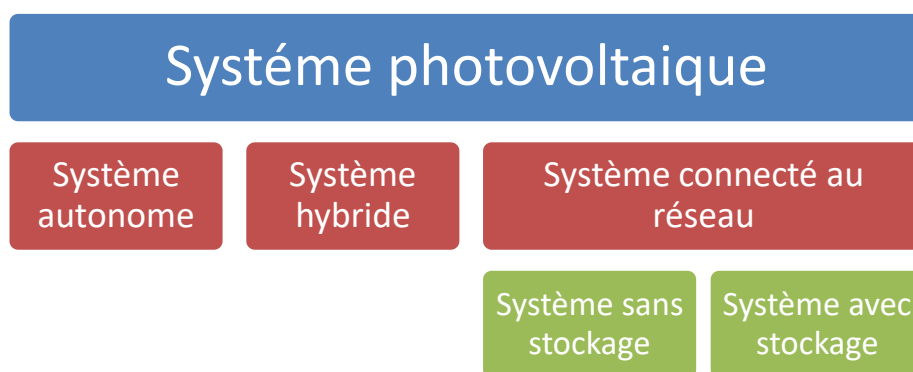


Figure. II.1: Arbre des systèmes photovoltaïques

II.2.1. Systèmes autonomes

C'est un système photovoltaïque complètement indépendant d'autre source d'énergie et qui alimente l'utilisateur en électricité sans être connecté au réseau électrique. Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries pour le stockage d'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau. En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique [23].

II.2.2. Système hybride

Les systèmes hybrides se sont des systèmes qui combine entre deux ou plusieurs sources d'énergies différentes, et cela afin d'assurer la continuité du service électrique et présente un double avantage afin de minimiser les perturbations de l'environnement, grâce à une consommation sur le lieu de production de ressources naturelles renouvelables et une sécurité d'approvisionnement, quelles que soient les conditions météorologiques. Les systèmes hybrides se compose généralement de sources d'énergie classique (groupe électrogène), de sources d'énergie renouvelable (éolienne, solaire, hydroélectrique, marémotrice, géothermique etc.) des convertisseurs statiques et dynamique, des systèmes de stockage (batterie, volant d'inertie, le stockage hydrogène...), et un système de surveillance [23].

II.2.3. Système photovoltaïque connecté au réseau électrique

La figure II.2 représente la configuration du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique de distribution. Le générateur photovoltaïque est relié à un convertisseur DC/DC qui est associé à une capacité à son entrée et qui assure le suivi du point de fonctionnement optimal (MPPT). L'ensemble est connecté au réseau électrique par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/AC (onduleur) commandé par une stratégie qui permet de synchroniser la source photovoltaïque avec le réseau (par exemple MLI) [24].

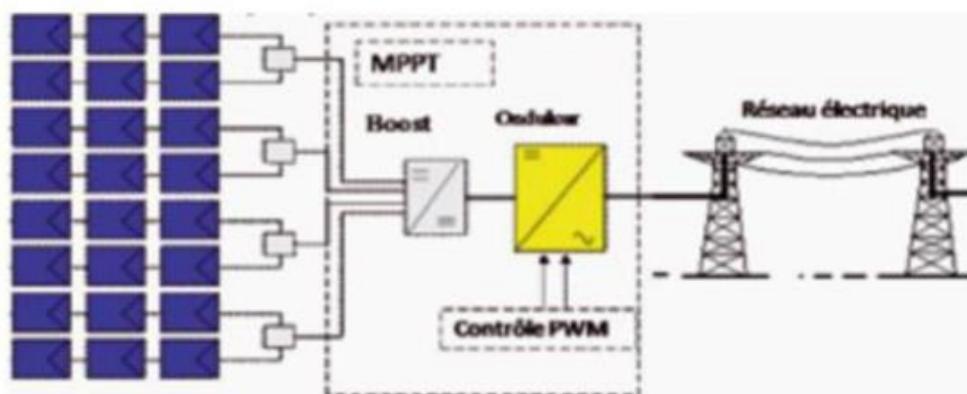


Figure .II.2: Système PV raccordé au réseaux

II.2.3.1. Les systèmes PV connectés au réseau sans stockage

Ces systèmes sont ainsi conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité pour couvrir les besoins en énergie. Les principaux composants de la connexion au réseau de ce type de système sont l'onduleur et le transformateur. Il convertit la puissance continue obtenue à partir des modules PV en puissance alternative en respectant les conditions de qualité de la tension et de la puissance exigées par le réseau, avec une possibilité d'arrêt automatique quand le réseau n'est pas en fonctionnement. Une interface bidirectionnelle est placée

Chapitre II : Intégration des systèmes PV au réseau

entre la sortie alternative du système PV et le réseau constitué par un dispatching. La maintenance de ce système fonctionnant sans batterie, est particulièrement facile. Elle se limite à la vérification de l'état de propriété des modules (PV), comme est indiqué sur (la figure II.3) [25].

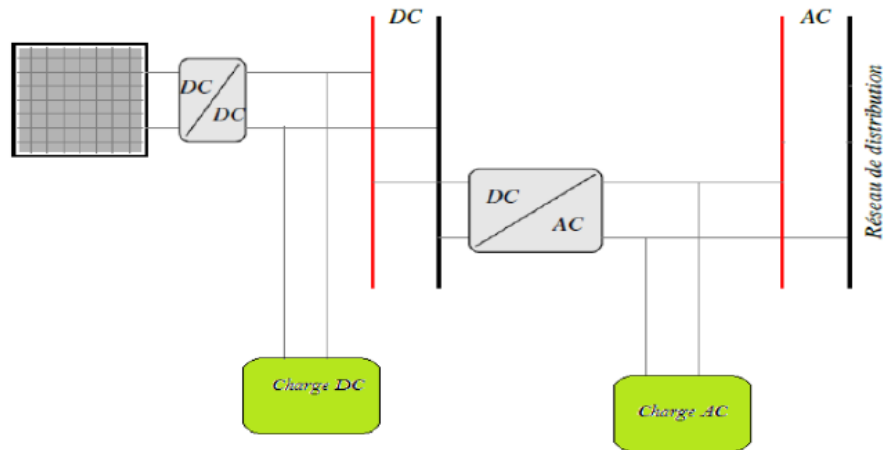


Figure II.3: Installation photovoltaïque relié au réseau sans batterie [26].

II.2.3.2. Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie de stockage

Ce système a pour objectif de permettre, en absence d'énergie fournie par le réseau, l'utilisation d'énergie stockée par les batteries et celle fournie par le champ photovoltaïque afin d'alimenter des usages prioritaires de l'installation. Les batteries d'accumulateurs et l'onduleur forment une alimentation sans interruption (ASI) pour le système comme la montre (la figure II.4).

Cette configuration permet d'utiliser au maximum l'énergie produite par les modules PV par l'intermédiaire des caractéristiques spécifiques de l'onduleur permettant un fonctionnement en mode synchrone sur la sortie du réseau [25].

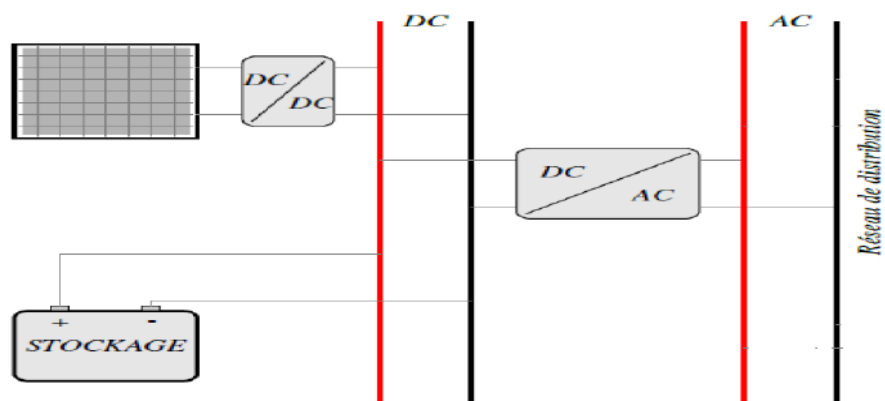


Figure II.4 : Installation photovoltaïque relié au réseau avec batterie [26].

II.3. Structure de la connexion au réseau

Il existe deux types de structures photovoltaïques connectées au réseau électrique.

Les structures à connexion directe au réseau: cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque qui est connecté à l'aide d'un onduleur au réseau électrique. Il existe dans la littérature de nombreux d'exemples.

Les structures à bus continu en intermédiaire: Le générateur est connecté à un bus continu en intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée. Celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau [25].

II.3.1. Structure PV connectée directement au réseau

La figure II.5 montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connectée aux modules photovoltaïques. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence constante. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré.

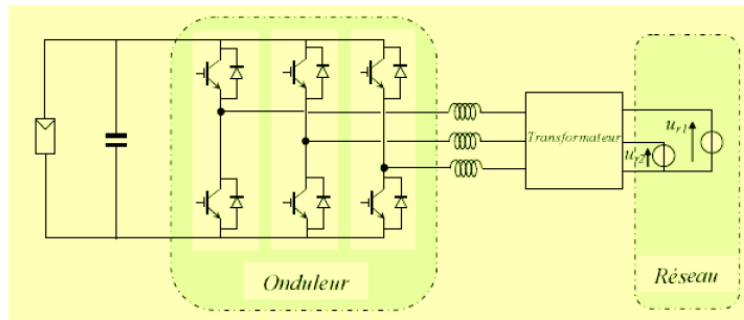


Figure II.5 : Schéma synoptique de la structure à convertisseur unique [26].

II.3.2. Structure avec hacheur et onduleur

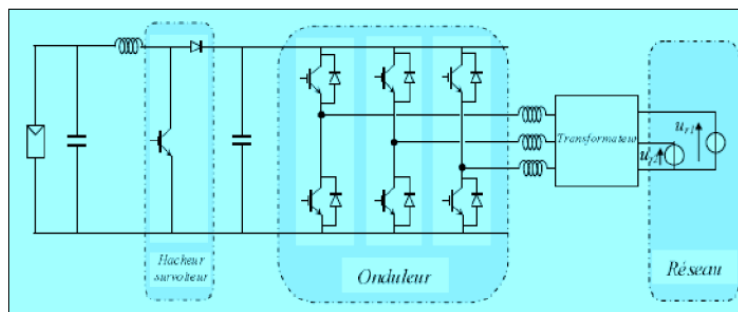


Figure II.6 : Schéma de la structure avec hacheur et onduleur [26].

II.4. Classifications des centrales photovoltaïques connectées au réseau

Une première classification des (CPCR) en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante :

➤ **Centrales de petite taille ($P_w = 1\text{ à }10\text{KW}$)**

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... Elles se connectent au réseau basse tension.

➤ **Centrales de taille moyenne ($P_w = 10\text{ à }100\text{KW}$)**

Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille.

➤ **Centrales de grande taille ($P_w \geq 500\text{KW}$)**

Ce sont des systèmes centralisés et sont des propriétés de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non [27].

II.5. Les réseaux électriques

L'électricité, produite et livrée aux clients grâce à une installation complexe assumant un objectif fonctionnel (la production, transport et distribution), constitue l'un des plus grands marchés de consommation dans le monde. Pour assurer ces objectifs fonctionnels de haut niveau, le processus fait appel à un ensemble de systèmes interconnectés. Chaque système assure une ou plusieurs fonctions bien définies [28].

Constituants d'un réseau électrique L'étude de la fiabilité d'un réseau électrique, peut être effectuée selon plusieurs phases. Rappelons qu'un réseau électrique est constitué de trois systèmes [28] :

- Les organes de production (alternateur)
- Les réseaux de transport (lignes aériennes, transformateurs, jeux de barre)
- Les réseaux de distribution (les clients finaux)

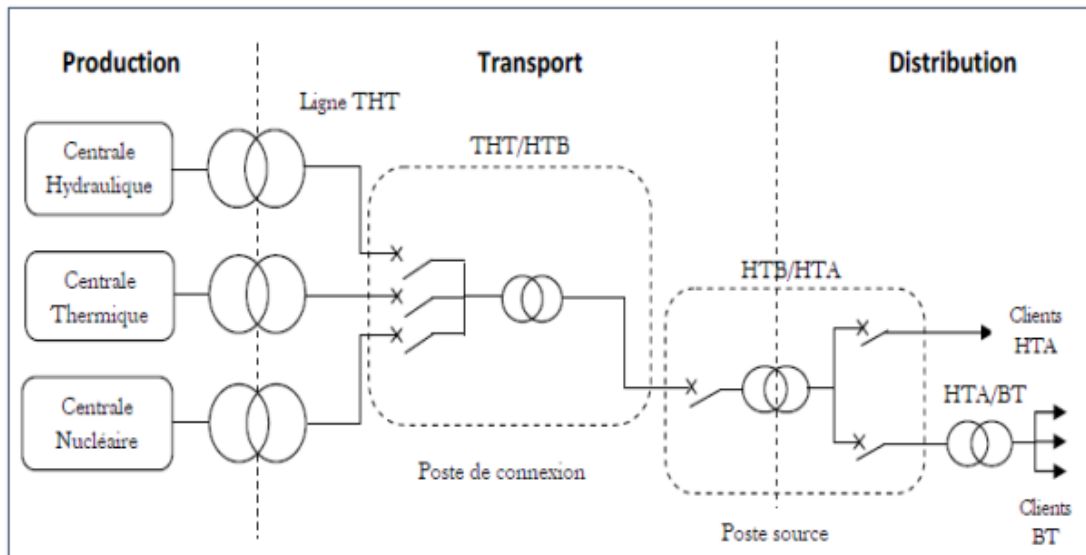


Figure.II.7 : Schéma d'un ensemble de réseau électrique [29].

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble [28].

II.5.1. Production

Quand elle n'est pas d'origine chimique (batteries et accumulateurs), ou photovoltaïque (énergie solaire), l'électricité "industrielle" est toujours produite selon le même principe la transformation d'une énergie mécanique en énergie électrique, provenant de la mise en mouvement d'un aimant dans un bobinage de fil conducteur. Ce principe de l'alternateur (comparable à la dynamo des éclairages de bicyclettes) fonctionne à partir de diverses sources motrices : force de l'eau (barrages), force du vent (éoliennes), force de la vapeur d'eau (centrales nucléaires et centrales thermiques à flamme) qui vont toutes entraîner la rotation de l'alternateur. Une très grande partie de l'énergie électrique est produite par trois types de centrales :

- a) Les centrales hydrauliques
- b) Les centrales thermiques
- c) Les centrales nucléaires.

En Algérie, la société « Sonelgaz » veille donc à assurer, en permanence, un équilibre entre les offres de production et les besoins de consommation qui varient avec la saison, la météo du jour, de l'heure...etc. Des prévisions définissent les besoins théoriques nécessaires et les ajustements ont lieu en permanence pendant la journée [30].

II.5.2. Le réseau de transport

La fonction première des grands réseaux de transport est d'assurer la liaison entre les centres de production et les grandes zones de consommation. Ils permettent d'acheminer, la ou elle est consommée, l'énergie le moins cher possible a un instant donne. Par ailleurs, le maillage du réseau (Figure II.8) contribue à la sécurité d'alimentation et permet de faire face, dans des conditions économiques satisfaisantes, aux aléas locaux ou conjoncturels (indisponibilité d'ouvrage, alea de consommation, incident...) qui peuvent affecter l'exploitation.[31]

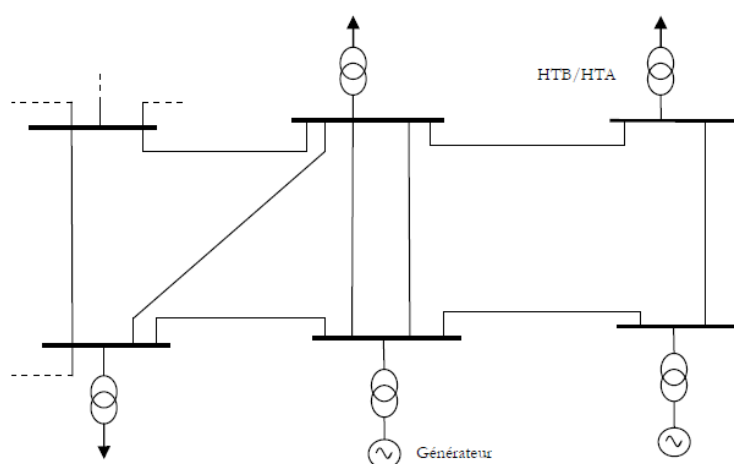


Figure. II.8: Structure maillée d'un réseau de transport [31].

II.5.3. Les réseaux de distribution

Pour des raisons de coût et de simplicité technique, les réseaux de distribution ont une structure arborescente, ce qui simplifie considérablement le système de protection puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que l'évaluation de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intégré dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée [28].

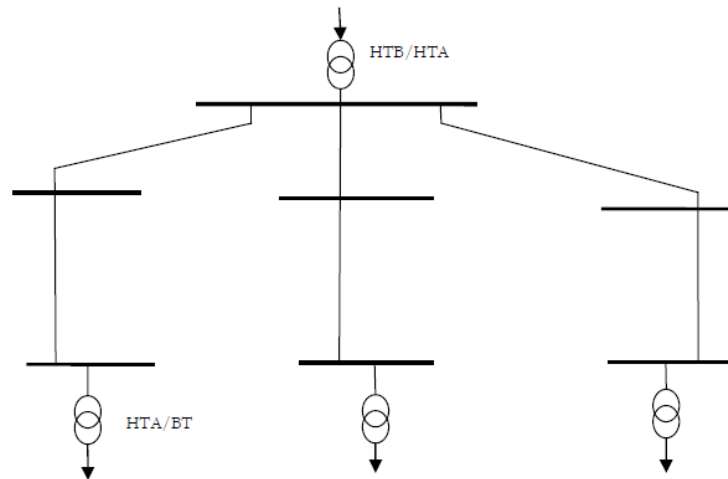


Figure. II.9: Structure arborescente d'un réseau de distribution [31].

II.6. Transformateur

Le transformateur est une machine électrique statique, appelé aussi convertisseur statique à induction, il comporte deux ou plusieurs enroulements fixes, destiné à transformer la tension et le courant alternatifs, à une tension et courant alternatifs de même fréquence mais d'amplitudes différentes selon les besoins d'utilisation [32].

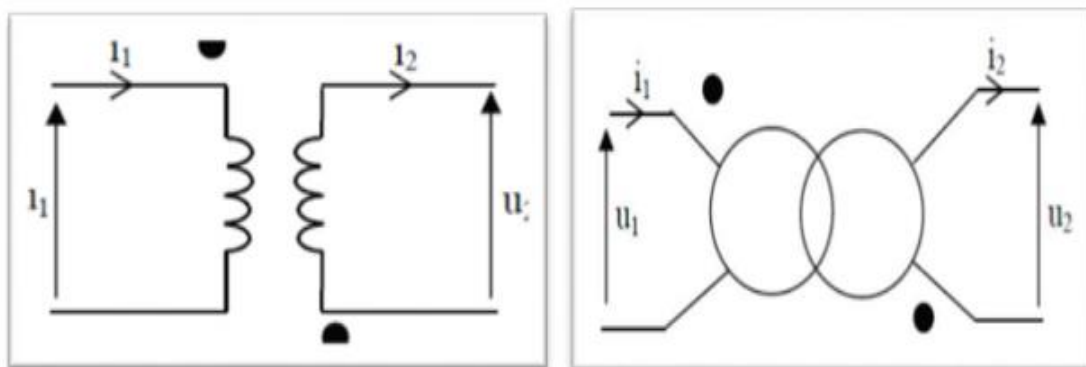


Figure. II.10: Symbole de transformateur de puissance [32].

Un transformateur comprend essentiellement deux circuits électriques montés sur un circuit magnétique, l'un des circuits électriques dit enroulement primaire comporte N_1 spires étant raccordé à une source de tension alternatif U_1 , le courant I_1 qui traverse cet enroulement donne naissance à un flux ϕ_m dans le circuit magnétique. Ce flux induit une force électromotrice dans le deuxième enroulement dit « enroulement secondaire » de N_2 spires aux bornes duquel apparaît une tension U_2 [32].

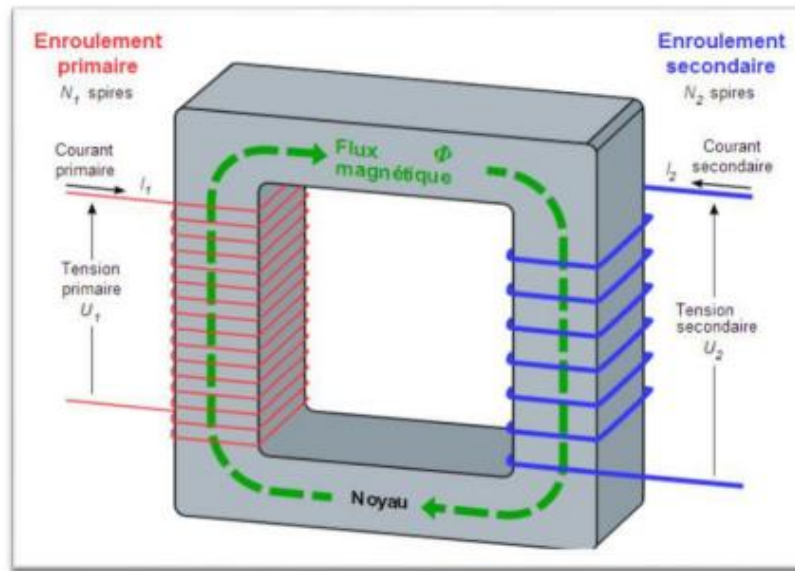


Figure. II.11: Schéma de principe de fonctionnement d'un transformateur de puissance [32].

Suivant le poste électrique, le transformateur sera [33]:

- Élévateur, la tension au secondaire(en sortie) sera plus élevée que la tension primaire (en entrée), généralement en sortie de centrale.
- Abaisseur, la tension au secondaire(en sortie) sera moins élevée que la tension primaire (en entrée), utilisé pour l'adaptation à l'utilisation
- Isolé :sont des dispositifs de sécurité intégrant une installation électrique pour la protection des personnes, mais aussi des équipements situés en aval

II.7. Les impacts et les conditions d'intégration d'un générateur PV au réseau électrique

II.7.1. Elévation et fluctuation locale du niveau de tension

Dans le réseau de production PV présenté dans (la Figure II.12), le transit de puissance est modifié par rapport à un réseau classique. La chute de tension entre le réseau et le point de raccordement du PV s'approxime bien par la formule ci-dessous [34]:

$$\Delta V = R(PG - PL) + X(\pm QL + QC)/V \quad (II.1)$$

Où :

- R, X sont la résistance et la réactance totale de la ligne
- PG, QG sont les puissances actives et réactive fournies par PV
- PL, QL sont les puissances active et réactive de consommation
- QC est la puissance réactive du dispositif de compensation éventuel.

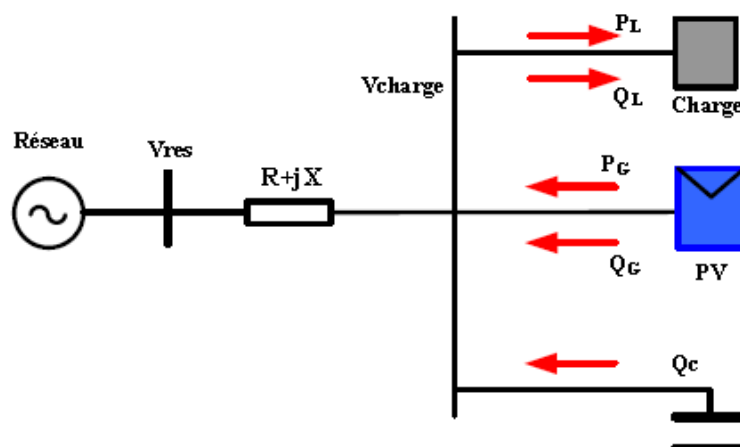


Figure. II.12: Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV [34].

Dans le réseau de distribution, la puissance active injectée par un système PV joue un rôle important dans la variation de la tension car la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique ($R \gg X$). Plus la puissance PV installée est grande, plus la tension au point de raccordement est élevée.

De plus, l'ensoleillement variable provoque la fluctuation de la puissance PV, donc implique la fluctuation de la tension locale [34].

II.7.2. Surtension temporaire

Une étude réalisée en Espagne rapporte que des surtensions ont détruit des équipements électriques comme des compteurs. De tels incidents sont survenus lorsqu'une coupure de réseau en amont de l'onduleur PV entraîne son isolement par rapport à la charge. La surtension peut dépasser 200% par rapport à la valeur nominale de la tension du réseau. Des simulations effectuées dans le cadre du projet Esprit ont montré qu'au moment de la coupure du réseau, plus la production PV est importante par rapport à la consommation, plus la surtension est élevée [34].

II.7.3. Harmoniques de courant

Deux autres études montrent que la multiplication des onduleurs sur le réseau peut augmenter les harmoniques quand les onduleurs sont de même type, alors que des onduleurs de types différents tendent à atténuer les harmoniques générés par aplatissement du spectre résultant. Ce problème d'harmonique courant s'atténue avec les nouvelles technologies d'onduleurs [34].

II.7.4. Injection de courant continu

L'étude montre que tous les types d'onduleurs (avec transformateur HF, BF, sans transformateur) injectent un courant continu (les onduleurs de type transformateur BT injectent un courant continu plus faible). Dans le cas du projet DISPOWER, différents tests réalisés avec des onduleurs de puissance maximale 4kW montrent que la composante continue est inférieure à 600mA, dans ces 8

sur 12 cas, inférieure à 100mA. Cette composante continue influence négativement le fonctionnement et la durée de vie les équipements du réseau comme la protection différentielle et les compteurs. Les auteurs du projet DISPOWER recommandent de maintenir la composante continue en dessous de 0,5 % du courant nominal des transformateurs de distribution [34].

II.7.5. Contribution aux courants de court-circuit

En cas de court-circuit sur le réseau, le courant de court-circuit apporté par le générateur PV, peut perturber la détection du défaut par les dispositifs de protection prévus sur le réseau. Donc il est nécessaire de proposer des stratégies de coordination des différentes protections – réseau, PV, consommation- pour assurer le bon fonctionnement des protections de court-circuit [34].

II.7.6. Courants de fuite

Avec les onduleurs de type sans transformateur raccordée au réseau en régime de neutre (le cas de réseau BT en France), un courant de fuite peut être créé et circuler entre la capacité (du panneau PV et EMC filtre) et la terre. La somme des courants de fuite de plusieurs systèmes PV circulant dans le conducteur de terre, et en cas de défaut (coupure du fil de terre) provoque une surtension dangereuse si on touche des équipements. Si la valeur de ce courant de fuite atteint le seuil de protection différentielle (30mA en France), une coupure du PV aura lieu [34].

II.7.7. Déséquilibre entre phases

Les onduleurs installés dans les secteurs résidentiels sont normalement de petite puissance, et de structures monophasées. Dans un réseau triphasé BT, si la puissance de production PV n'est pas correctement répartie entre les 3 phases, un phénomène de déséquilibre du réseau BT peut apparaître [34].

II.7.8. Les conditions techniques d'intégration

Lors de la connections d'un tel système au réseau il faut que les conditions suivantes sont vérifiés :

- le taux distorsion d'harmonique réduit.
- la même fréquence entre le système PV et le réseau.
- Le différence entre l'amplitude de système PV et le réseau ne dépasse pas 5%
- Le déphasage entre les phase équilibré égal à 120 degree

II.8.Choix des éléments caractéristiques du convertisseur côté réseau

Afin de réduire le coût, d'éviter beaucoup de problèmes de commande et d'atteindre de très bonnes performances dans la qualité de la puissance injectée, la première étape dans la conception de l'onduleur, qui permet l'injection au réseau, est de sélectionner ses paramètres adéquats [35]:

- ✓ Valeur de la tension du bus continu ;
- ✓ Valeur de la capacité du condensateur du bus continu ;
- ✓ Valeur de l'inductance de couplage au réseau.

II.8.1 Valeur de la tension du bus continu

Afin d'assurer la commandabilité du courant du convertisseur côté réseau, il faut que la tension du bus continu ($V_{DC-réf}$) soit supérieure à la valeur maximale (valeur crête) de la tension composée côté alternatif de l'onduleur et peut être déduite par la relation :

$$m_{a\ max} \left(\frac{V_{DC-réf}}{\sqrt{3}} \right) > V_{réf\ max} \Rightarrow V_{DC-réf} > \left(\frac{\sqrt{3} * V_{réf\ max}}{m_{a\ max}} \right) \quad (\text{II.2})$$

Avec

$m_{a\ max}$: La valeur maximum du coefficient de réglage.

$V_{DC-réf}$: La valeur maximum de la tension de phase à la sortie d'onduleur.

II.8.2.Valeur du condensateur du bus continu

La détermination de la valeur de la capacité du condensateur du bus peut être estimée en se basant sur le principe d'échange instantané de l'énergie nécessaire pour subvenir à une perturbation de puissance imposée par le générateur (régime transitoire) en appliquant le concept de l'équilibre d'énergie. Parmi les formules qui dimensionnent la valeur de la capacité dans le cas le plus défavorable, nous citons ci-dessous :

$$C_{DC} = \frac{2 * P_{max} * 20 * 10^{-3}}{V_{DC}^2 (1 - k^2)} \quad (\text{II.3})$$

$$k = (V_{DC\ min} / V_{DC}) \quad (\text{II.4})$$

Avec :

P_{max} : La puissance maximale extraite qui sera injectée.

Cette formule est basée sur le rôle du condensateur du bus (DC) qui est de transiter la puissance extraite du générateur photovoltaïque. La tension « $V_{DC\ min}$ » doit être choisie judicieusement pour assurer la contrôlabilité du courant en tout points de fonctionnement.

II.8.3. Valeur de l'inductance de couplage au réseau

La présence des inductances de couplage au réseau est indispensable pour assurer le contrôle des courants injectés par l'onduleur. Ces inductances jouent le rôle de filtre passe bas et limitent l'ondulation du courant à la fréquence de commutation.

Pour cette raison, le calcul de l'inductance de couplage fait intervenir les paramètres classiques qui sont: la fréquence de commutation, l'ondulation maximale admissible du courant la traversant et la tension appliquée à ses bornes.

$$\Delta I_{max} = \frac{V_{DC}}{6.9 * L * f_c} \Rightarrow L = \frac{V_{DC}}{6.9 * \Delta I_{max} * f_c} \quad (\text{II.5})$$

Avec :

ΔI_{max} : Ondulation du courant maximale admissible

f_c : Fréquence de la porteuse (de commutation).

II.9. Techniques d'intégration du système PV au réseau

II.9.1. La technique de commande MLI (Modulation de largeur d'impulsion)

La modulation de largeur d'impulsion (en anglo-saxon pulse width modulation) consiste à adapter une fréquence de commutation supérieure à la fréquence des grandeurs de sortie et à former chaque alternance d'une tension de sortie d'une succession de créneaux de largeurs convenables. Elle est peut être considéré comme une extension du principe de la commande par découpage ou la durée des impulsions n'est plus régulière mais choisie de façon à supprimer le maximum d'harmoniques de rangs faibles difficiles à filtrer [36].

Cette technique consiste à comparer un signal de référence (modulante) à un signal porteuse.

Le signal de référence représente l'image de la sinusoïde qu'on désire à la sortie de l'onduleur ce signal est modulé en amplitude et en fréquence. Quant à la porteuse, elle définit la cadence de la commutation des interrupteurs statiques de l'onduleur, c'est un signal de haute fréquence [37].

II.9.1.1. Principe de base de MLI

Le principe de base de la modulation de largeur d'impulsion est sur le découpage d'une pleine onde rectangulaire. Ainsi la tension de sortie de l'onduleur est formée par une succession de créneaux d'amplitude égale à la tension d'alimentation (continue) et de largeur variable. La technique la plus répandue pour la reproduction d'un signal MLI est de comparer un signal triangulaire appelé porteuse de haute fréquence **Figure. II.13** à un signal de référence appelé modulatrice et qui constitue l'énergie du signal recueilli à la sortie de l'onduleur [36].

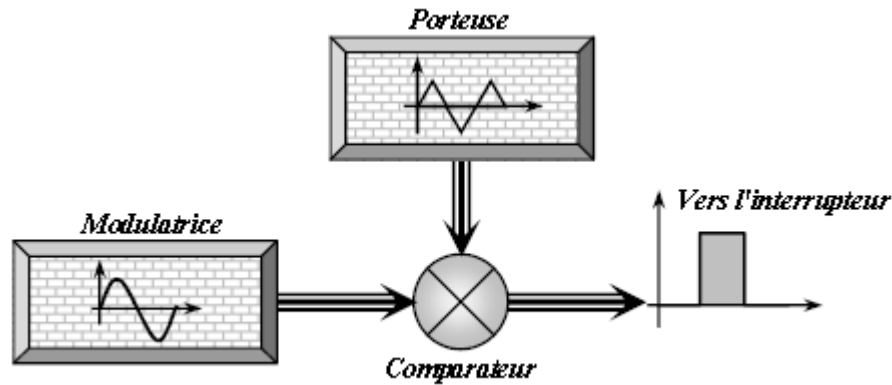


Figure. II.13: Schéma synoptique de la MLI [36].

II.9.1.2. Différente technique de modulation en MLI

Le principe de base pour la comparaison des deux ondes est un amplificateur fonctionnant en comparateur, le chargement d'état du comparateur est obtenu après chaque intersection des deux ondes, d'où à la sortie on obtient un créneau d'impulsion de largeur variables pour cela on distingue deux procédés pour l'obtention des ondes modulés :

Fonctionnement en boucle ouverte ;

Fonctionnement en boucle fermée [36].

➤ Modulation en boucle ouverte

Le fonctionnement en boucle ouverte est caractérisé par deux types de modulation : Modulation naturelle et la modulation régulière (uniforme).

• Modulation d'échantillonnage naturel

L'échantillonnage naturel est un processus de sélection naturel des points échantillonnés. Le temps d'échantillonnage coïncide avec le temps d'apparitions des largeurs d'impulsions modulés. L'échantillonnage naturel comporte : L'échantillonnage naturel à un seul front, et l'échantillonnage naturel à deux fronts.

Dans le premier cas l'impulsion modulée est échantillonnée par un seul côté, tandis que dans le deuxième cas, l'impulsion modulée par les deux côtés. L'influence du nombre l'impulsion concernant L'échantillonnage à doubles fronts, est l'amélioration du spectre d'harmonique

• Modulation d'échantillonnage régulier

On appelle ce processus (d'échantillonnage régulier) car ces échantillons ont un espace de temps régulier ou uniforme. Dans ce mode l'intervalle entre deux points échantillonnés successif est constant ; ainsi que l'amplitude du signal modulé reste constante dans tout l'intervalle il existe deux

types d'échantillonnage régulier : Echantillonnage régulier symétrique et échantillonnage régulier asymétrique.

- Echantillonnage régulier symétrique

Dans ce cas, les fronts de commutation sont déterminés par l'intersection de l'onde porteuse avec l'onde modulatrice

-Echantillonnage régulier asymétrique

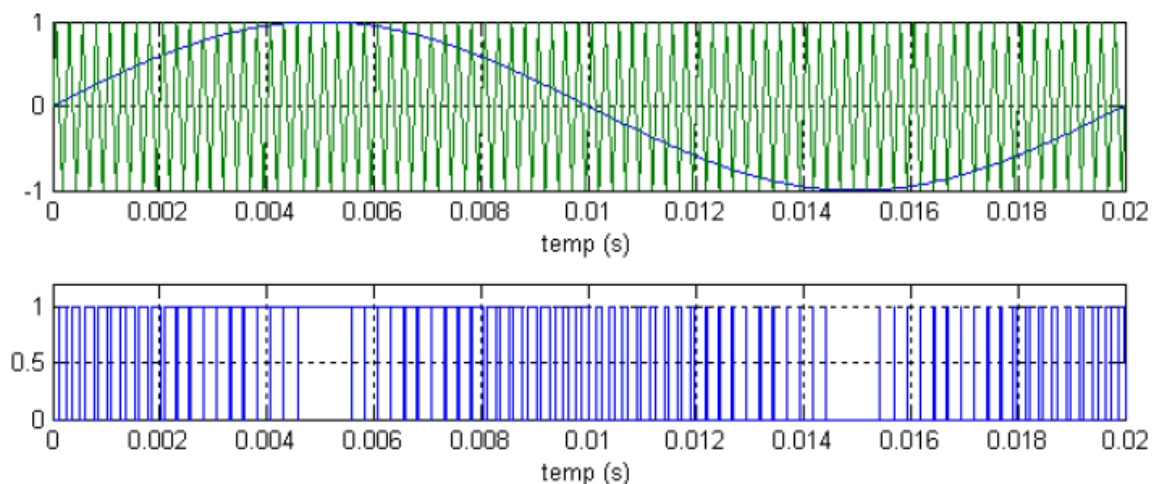
La technique d'échantillonnage régulier asymétrique au même principe que la technique d'échantillonnage régulier symétrique sauf que l'onde en marge d'escalier est échantillonnée deux fois par cycle de l'onde porteuse,

➤ Modulation en boucle fermée

On a deux types modulation :

- Modulation aléatoire.
- Modulation synchronisée.

Dans le premier cas, elle consiste à commander les interrupteurs avec le signal résultant à la sortie du détecteur de seuil, tandis que le deuxième cas elle à le même principe que le premier mais les interrupteurs sont commandés par un signal de sortie d'une bascule de type (D) commandé par une horloge et montée en cascade avec le comparateur assurant ainsi une meilleure cohérence des basculements de commande des interrupteurs



II.9.2. Boucle de régulation PLL (Phase Lock Loop)

Les techniques P.L.L sont utilisées dans la commande de l'onduleur pour répondre aux perturbations dus au réseau électrique. Parmi ces perturbations, on a le saut de phase, creux de tension, harmonique et saut de fréquence. Pour remédier à ces défauts du réseau qui influent sur la fréquence et par conséquent sur la position de la phase, le but du PLL est de synchroniser la fréquence des tensions de phases entre le réseau et l'onduleur. La boucle de régulation du PLL comprend trois essentiels : le détecteur de phase (DP) ; le correcteur et l'intégrateur [37]

II.9.2.1. Principe

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

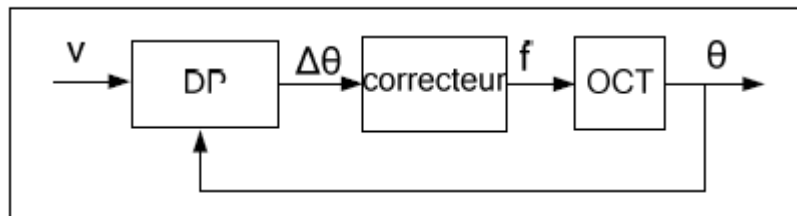


Figure. II.15: Principe commun de PLL [37].

Dans la littérature, il existe plusieurs méthodes. On peut numéroté ici, les méthodes classiques comme :

*Le « Zéro Crossing » qui utilise une logique OU Exclusif.

*Méthode de filtrage de la tension comme $\alpha\beta$ filtre.

Ces méthodes ont le même inconvénient de sensibilité aux perturbations.

La méthode la plus efficace est la PLL (Phase Lock Loop). La structure de la PLL est très diversifiée, mais comprend toujours 3 blocs (figure. II.15) : DP - détecteur de phase ; correcteur ; OCT - oscillateur commande en tension

La boucle à verrouillage de phase (PLL) est une partie importante du convertisseur raccordé au réseau contrôlé par le courant. Son travail consiste à estimer l'angle de phase de la tension du réseau. Si le PLL n'est pas robuste, la distorsion de la tension du réseau conduira à une erreur dans la phase estimée conduisant à une performance dégradée du convertisseur.

Dans les systèmes triphasés, l'algorithme PLL est généralement mis en œuvre dans un cadre de référence rotatif (cadre dq) qui est synchronisé avec la tension du réseau à l'aide de l'estimation

angle de phase. Ce type de PLL sera appelé QPLL, puisque son entrée principale est la composante quadrature (q) du vecteur de tension. Ce dernier reflète l'erreur entre la phase estimée et la phase réelle. Lorsque cette erreur est alimentée dans un contrôleur PI, l'angle estimé change dans une façon d'éliminer cette erreur. Le Q-PLL donne de bons résultats en conditions non perturbées. Toutefois, en présence des harmoniques de tension du réseau, des déséquilibres ou de la tension changement d'amplitude, une erreur dans la phase estimée se produire. Afin de rendre le PLL robuste vers cela tension polluée et pour récupérer l'angle de phase correct est l'utilisation de filtres passe-bas. Le but de l'utilisation d'une séquence de la tension du réseau dans la direction q, dans laquelle la séquence négative ne doit pas apparaître. De cette façon, l'effet du déséquilibre de la tension du réseau sur phase est négligeable.

La tension de sortie d'un VSC raccordé au réseau est synchronisée avec la tension du réseau à l'aide d'un PLL. Le la production de phase estimée du PLL pourrait également être utilisée pour la détection d'un état insulaire pour protéger le VSC et le système qui y est connecté, en cas de graves variations de tension dans le réseau. Par conséquent, pour fonctionnement du contrôleur, l'erreur dans la phase estimée devrait être minimale. Deux algorithmes PLL seront évalués concernant leur performance pour gérer la tension perturbations. Étant donné que le composant en quadrature PLL est élément de construction de base pour les deux, il sera d'abord expliqué [38].

II.9.2.2. Passage de abc à dq à l'aide de la transformation de Park

La transformation de Park est constituée d'une transformation triphasée-diphase. Elle permet de passer du repère abc vers le repère $\alpha\beta$ puis vers le repère dq . Ces deux transformations sont des rotations et sont appelées Concordia et Clark.

L'implantation de cette transformation sur microcontrôleur se fait à l'aide de la relation matricielle de l'équation suivant.[39]

$$\begin{bmatrix} vd \\ vq \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - 2 \cdot \frac{\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - 4 \cdot \frac{\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - 2 \cdot \frac{\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - 4 \cdot \frac{\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} va \\ vb \\ vc \end{bmatrix} \quad (\text{II.6})$$

Le principe consiste à annuler la composante Vd en déterminant un angle q qui doit être en phase avec la tension du réseau. Les étapes de la synchronisation se résument à :

- Transformations abc du réseau triphasé en dq ;
- Calcul de la composante Vd ;
- Annulation de cette composante Vd en régulant à l'aide d'un correcteur PI, la fréquence angulaire ;
- Intégration de la fréquence angulaire pour déduire l'angle θ [39].

II.9.2.3. Principe de la SF-PLL

Il existe plus d'une dizaine de techniques de PLL et la technique de PLL dans le repère stationnaire (Synchronous Frame PLL en anglais) est l'approche la plus utilisée dans les systèmes triphasés. Le schéma fonctionnel de la SF-PLL est illustré dans la **figure II.16**, où l'angle de phase instantané est détecté en synchronisant le repère tournant de la PLL avec le vecteur de la tension du réseau. Le contrôleur PI, régule la composante vd ou le vq à zéro. Dans des conditions idéales, sans distorsion harmonique ou déséquilibre, la SF-PLL avec une largeur de bande élevée peut rapporter une détection rapide et précise de la phase de la tension du réseau. En présence d'harmoniques et de distorsions, la SF-PLL est en mesure de bien fonctionner, mais avec des temps de réponse plus lents [38].

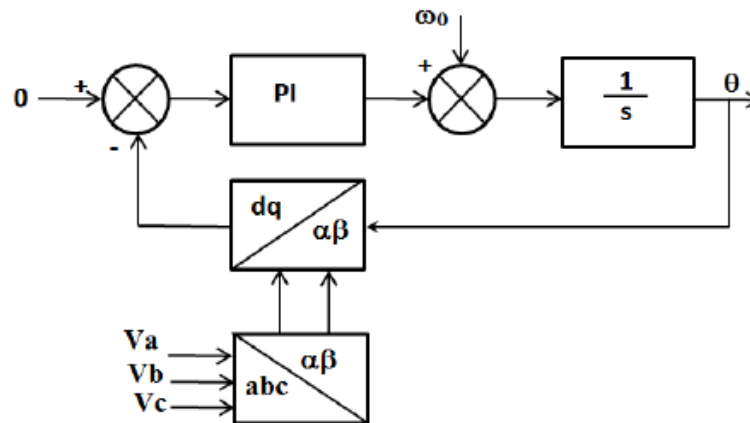


Figure II.16: Bloc diagramme de SF-PLL [38].

II.9.2.4. PLL basée sur les composants en quadrature (Q-PLL)

Le Q-PLL est illustré à **Figure. II.17**. La grille mesurée la tension est transformée de la notation triphasée en un vecteur de tension dans une image $\alpha\beta$ fixe, utilisant la puissance transformation de l'invariance. Ce vecteur de tension est alors normalisé et transformé en vecteur dans une coordonnée dq rotative, qui tourne avec l'angle estimé fréquence

$\omega = d\theta/dt$, où θ est la phase estimée angle. Le q-composant normalisé de la tension est alors

utilisé comme entrée à un contrôleur PI pour produire un changement de fréquence angulaire (ω) pour suivre la changements dans l'angle de phase [38].

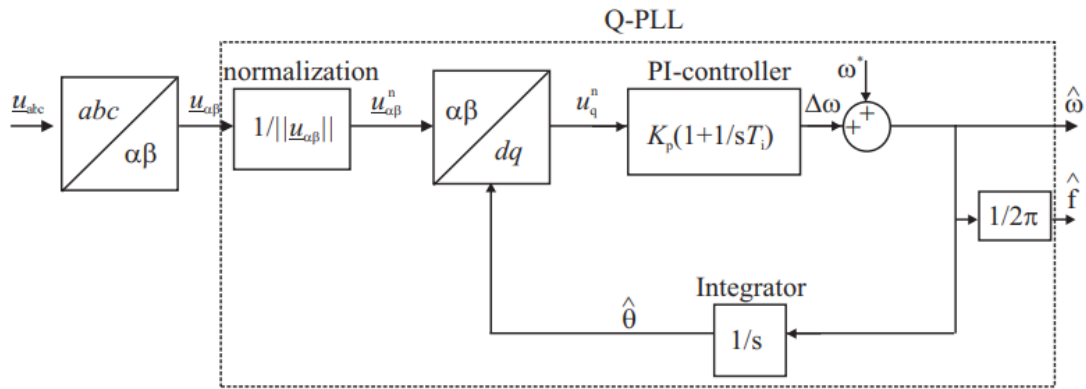


Figure. II.17: PLL basée sur les composants en quadrature (Q-PLL) [38].

II.9.2.4. Image de séquence positive PLL (PS-PLL)

Pour réduire l'erreur dans l'angle de phase estimé due à l'existence de la séquence négative en cas de grille déséquilibré de tension, un PS-PLL est généralement mis en œuvre., les tensions triphasées sont mesurés et transformés en vecteur dans le Stationary $\alpha\beta$ -frame. Puis la tension de séquence positive vecteur est extrait et introduit dans le Q-PLL (**figure. II.18**) [38].

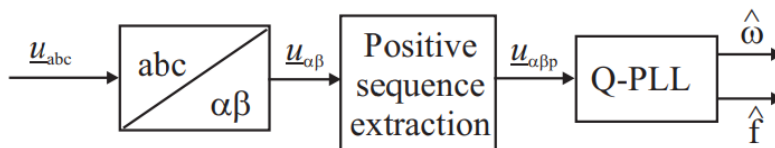


Figure. II.18: Image de séquence positive PLL (PS-PLL) [38].

II.9.2.5. PLL basé sur les extracteurs fondamentaux du réseau neural (NN-PLL)

Pour annuler l'erreur d'estimation de phase produite en raison de les harmoniques et la modulation d'amplitude de la grille et en même temps pour obtenir une bonne dynamique la performance, la mise en œuvre d'une extracteur réseau neuronal (ADALINE) est proposé. Les avantages sont la synthèse et la programmation faciles, le capacité d'adaptation à la variation de la tension du réseau; la réponse rapide [38].

II.9.3. Convertisseur source de tension (VSC voltage source Converter)

un convertisseur à source de tension (VSC) est nécessaire pour convertir l'énergie DC du réseau solaire-photovoltaïque extrait en courant alternatif pour être adapté à la connexion avec le réseau de distribution [40]. Cette technologie est apparue dans les années 1980 pour piloter les moteurs électriques , et avec Les développements dans le domaine des semi-conducteurs, et en particulier des IGBT, ont permis de rendre les petites liaisons en courant continu plus abordables. Il a été choisi comme base pour plusieurs projets récents en raison de sa contrôlabilité, compact conception modulaire, facilité d'interface du système et faible impact sur l'environnement [23].

Chapitre II : Intégration des systèmes PV au réseau

Les VSC utilisent des commutateurs auto-mutateurs, p.ex. des thyristors d'arrêt de porte (GTOs) ou des thyristors isolés, transistors bipolaires de porte (IGBT), qui peuvent être activés ou désactivés de manière contrôlée. Les signaux de synchronisation sont générés selon la technique de modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale en comparant des signaux de modulation sinusoïdale (générés par le système de contrôle en boucle fermée du VSC) avec une onde porteuse triangulaire à haute fréquence de commutation. Les boucles de contrôle du VSC sont mises en œuvre pour retenir la puissance active et réactive qui en est générée et la transmettre au réseau de distribution. Ce contrôleur peut être effectué en fonction du mode de commande du courant ou du mode de commande de la tension. Bien que le mode de contrôle de la tension soit simple à mettre en œuvre, il n'a aucun contrôle sur le courant de ligne VSC et aucune protection contre les trous de courant. Cependant, le contrôle du mode de courant est compliqué, il a certaines caractéristiques telles que la précision de sortie élevée, la protection contre les problèmes de surintensité, la robustesse contre la tension du côté CA et les variations de charge. Le contrôle est produit en image dq, de sorte que les signaux AC doivent être convertis d'une image abc à une image dq à l'aide de la matrice de transformation Clark [32].

Les facteurs suivants font la transmission basée sur VSC attrayant [41] :

- Contrôle indépendant de la puissance réactive et active
- Interface plus simple avec le système AC
- Filtres compacts
- Permet une régulation continue de la tension AC.
- Aucune restriction de puissance minimale
- Fonctionnement dans des systèmes extrêmement faibles
- Aucune défaillance de commutation
- Aucune restriction sur les entrées multiples
- Aucune inversion de polarité n'est nécessaire pour inverser la puissance
- Capacité à démarrer en noir
- Fréquence variable
- Câble léger HVDC - polymère extrudé économique

Les convertisseurs de source de tension (VSC) sont typiquement utilisés dans les convertisseurs AC-DC demandés.

Chapitre II : Intégration des systèmes PV au réseau

VSC peut contrôler indépendamment les échanges actifs et réactifs avec le système AC.

VSC peut appliquer la tension AC souhaitée, par modulation de la tension DC existante dans le côté AC [42].

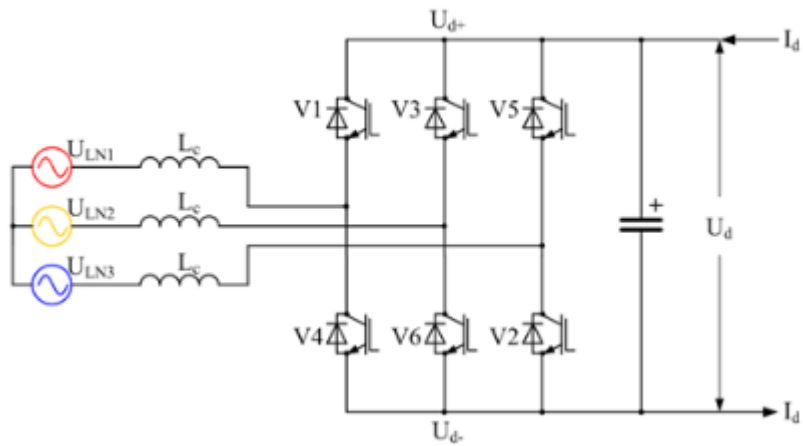


Figure. II.19: Schéma simplifié d'un VSC triphasé [42].

II.10. Conclusion

Dans ce chapitre, on a étudié quelque structure de l'installation photovoltaïque, ainsi que les impacts conséquences de l'intégration cette source d'énergie sur le réseau électrique comme les fluctuations de tension et les harmoniques de courant et déséquilibre entre les phases, en plus on a étudier aussi les technique utilise pour une intégration parfait avec le réseau.

Parmi ces technologies utilisées avec le système photovoltaïque qui sont mentionnées dans ce chapitre la stratégie de commande de modulation de largeur d'impulsion MLI et le boucle de commande PLL(phase lock Loop) et le convertisseur de source de tension VSC. Ils aident a atténuer les impacts attachés lors de l'intégration du system photovoltaïque au réseau, ces technique affectent de manière significative de la puissance P, le courant I et la tension V.

**Modélisation et
simulation des systèmes
PV connectés au réseau**

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

III.1 Introduction

Le but de la modélisation et la simulation des composants du système PV connecté au réseau est d'aider à comprendre les critères et les conditions de la connexion des systèmes PV connectés au réseau. Ces conditions permettent d'assurer un bon fonctionnement et qualité de service de l'énergie électrique injectée au réseau.

III.2. L'outil Matlab / Simulink

Simulink est un environnement de diagramme de blocs pour la simulation multi-domaines et la conception à base de modèles. Il prend en charge la conception au niveau système, la simulation, la génération automatique de code, ainsi que le test et la vérification continus des systèmes embarqués. Simulink fournit un éditeur graphique, des bibliothèques de blocs personnalisables et des solveurs pour la modélisation et la simulation de systèmes dynamiques. Il est intégré à MATLAB, ce qui vous permet d'incorporer des algorithmes MATLAB dans les modèles et d'exporter les résultats de simulation vers MATLAB pour une analyse plus approfondie.

III.3. Système PV connecté aux réseaux

Dans cette partie nous voulons tester deux techniques d'intégrations des systèmes à énergies renouvelables au réseau, notre choix est basé sur les techniques de la commande MLI et VSC appliquées à un système PV connecté au réseau.

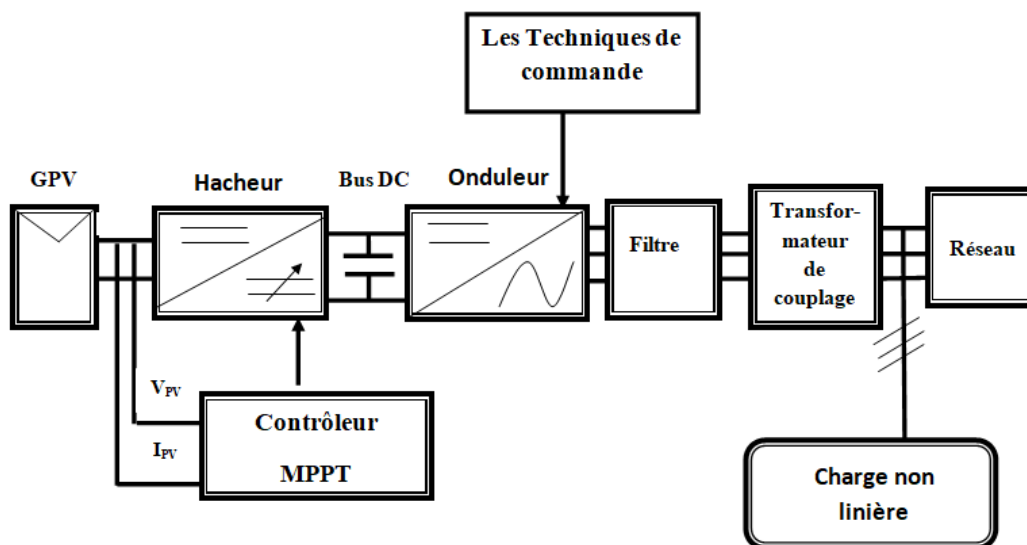


Figure III.1: Schéma synoptique d'un système PV connecté au réseau.

III.4. Modélisation et simulation des systèmes PV connecté au réseau

III.4.1. Système PV connecté au réseau avec une commande MLI

Le premier système teste l'application de la technique MLI dans l'intégration des systèmes PV, les principaux composants sont le générateur PV qui génère le courant et la tension, le convertisseur boost qui augmente la tension du générateur PV et commandé par le contrôle MPPT. Dans ce système on utilise la technique de Perturbation et d'observation (P&O) pour obtenir la puissance maximale du générateur photovoltaïque, la conversion DC/AC est effectuée par un onduleur triphasé commandé par une unité de contrôle qui se compose d'un régulateur de courant, d'un régulateur de tension, la PLL, et la technique MLI. La tension de sortie de l'onduleur est connectée à un filtre pour éliminer les composantes harmoniques, un transformateur de couplage triphasé est utilisé pour adapter la tension injectée au réseau de distribution.

III.4.1.1 Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque

Le premier système constitué de 245 modules type "Sun Power (SPR-415E-WHT-D)". il se compose de 35 chaînes parallèles, et chaque chaîne comporte 7 modules de connectés en série. Le bloc du générateur PV est illustré dans la Figure III.2. Les caractéristiques I-V et P-V du module sont représentées dans la Figure III.3.

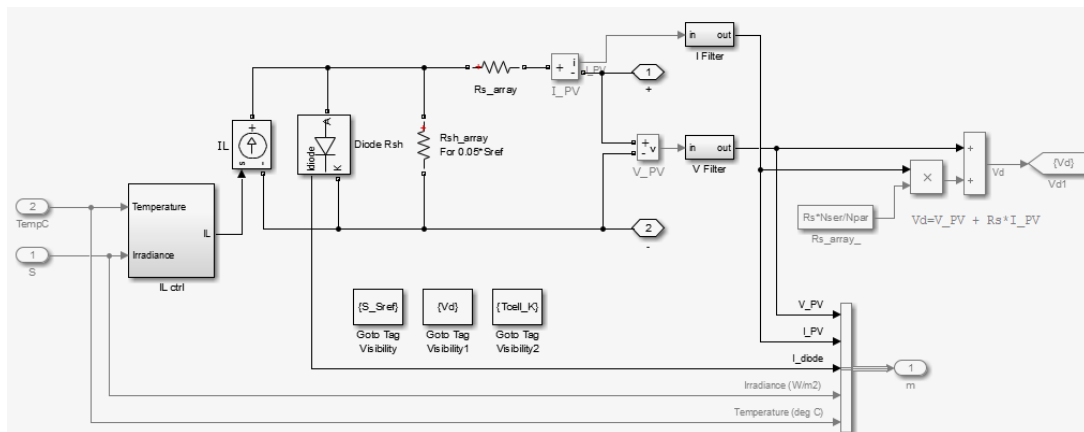


Figure III.2: Générateur PV sous Matlab.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

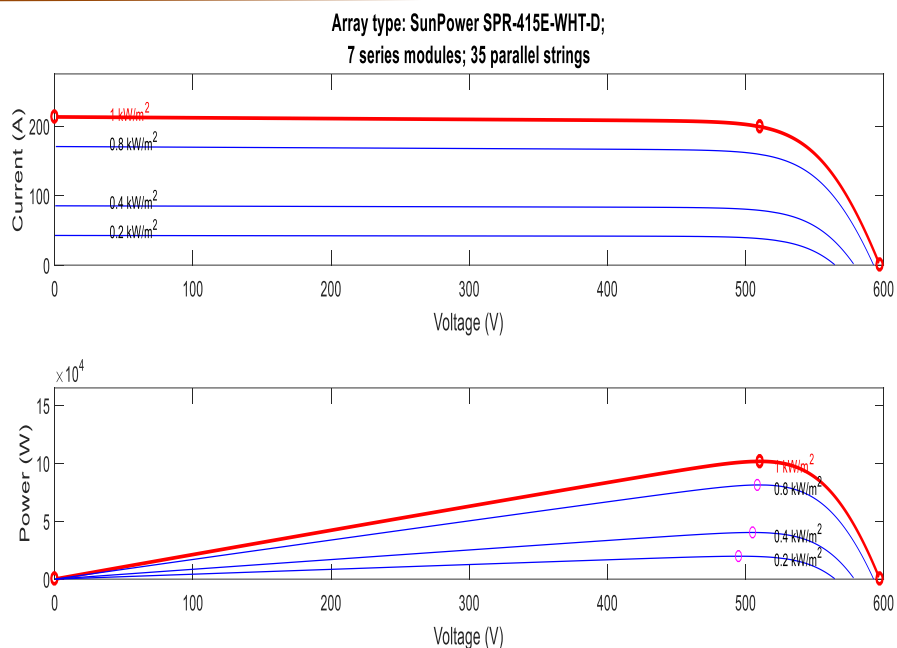


Figure III.3: Les caractéristiques I-V et P-V du module "Sun Power (SPR-415E-WHT-D)".

Les spécifications du fabricant pour le module "Sun Power (SPR-415E-WHT-D)" mesurés dans des conditions standard (STC) de rayonnement solaire 1000W/m^2 et de température de module de 25°C , de masse d'air égale à 1.5 sont indiquées dans le tableau III.1.

Tableau III.1: Les spécifications du fabricant du module "Sun Power (SPR-415E-WHT-D) "

Nom de module	Sun Power (SPR-415E-WHT-D)
Nombre des cellules par modules	128
Tension en circuit ouvert (V_{oc})	85.3 V
Courant de court-circuit (I_{sc})	6.09 A
Tension de puissance maximale (V_{mp})	72.9 V
Courant d'alimentation maximal (I_{mp})	5.69 A
Puissance Maximal (P_{mp})	414.801 W

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

III.4.1.2 Modélisation et simulation du convertisseur DC/AC

L'onduleur DC/AC triphasé est modélisé en utilisant un pont IGBT à trois niveaux contrôlés par MLI figure III.4, l'unité de contrôle de l'onduleur est conçue est simulée comme les montre la figure III.5 ci-dessous.

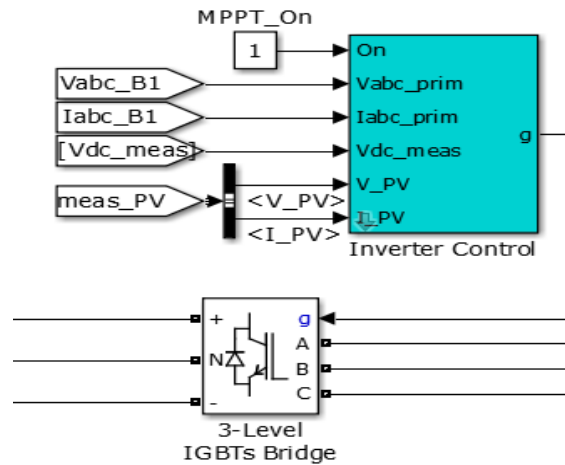


Figure III.4 : L'onduleur DC/AC sous Matlab

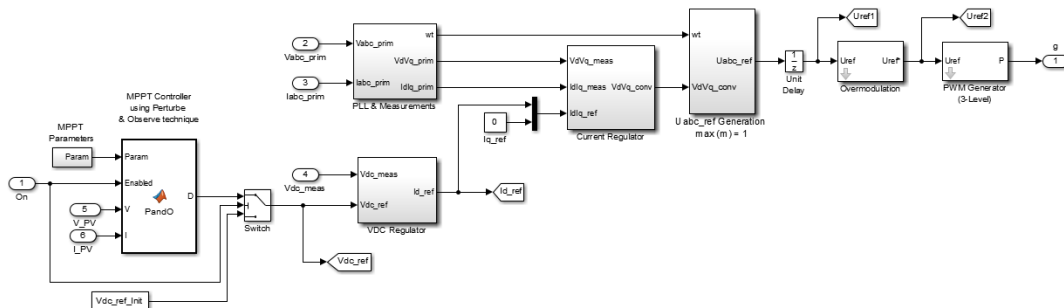


Figure III.5: L'unité de contrôle de l'onduleur sous Matlab/Simulink

Le système de contrôle contient cinq sous-systèmes majeurs basés sur Simulink :

- **Contrôleur MPPT** : Le contrôleur de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est basé sur la technique P&O « Perturber et observer » figure III.6 et son algorithme en Annexe 1. Ce système MPPT fait varier automatiquement le signal de référence V_{DC} du régulateur V_{DC} de l'onduleur afin d'obtenir une tension continue qui extraira la puissance maximale du générateur photovoltaïque.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

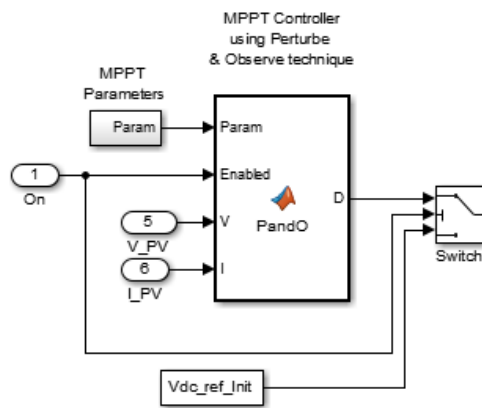


Figure III.6 : contrôleur MPPT sous Matlab.

- **Régulateur V_{DC}** : détermine la référence I_d (courant actif) requise pour le régulateur de courant.

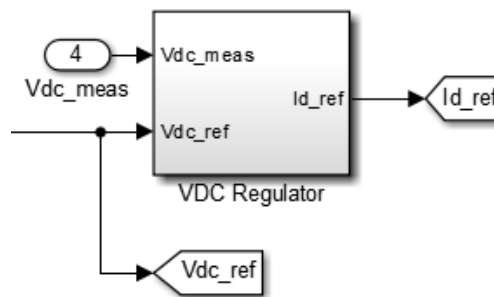


Figure III.7 : Régulateur V_{DC} sous Matlab.

- **Régulateur de courant** : Sur la base des références de courant I_d et I_q (courant réactif), le régulateur détermine les tensions de référence requises pour l'onduleur. Dans notre exemple, la référence I_q est mise à zéro.

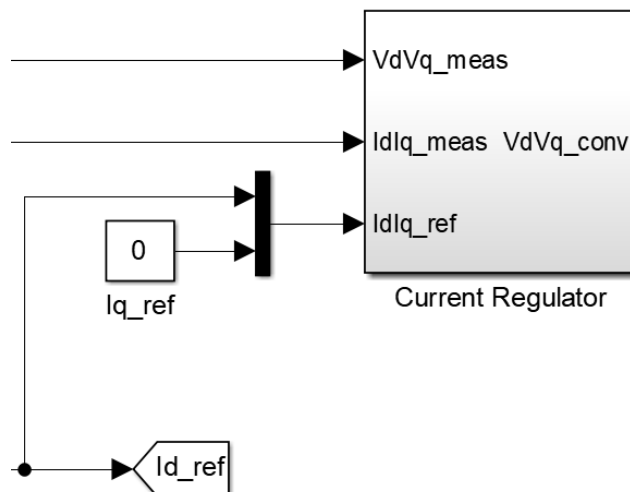


Figure III.8: Régulateur de courant sous Matlab.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

- **PLL & Mesures** : Nécessaire pour la synchronisation et les mesures de tension/courant, Le principe de la PLL consiste à annuler la composante Vd en déterminant un angle q qui doit être en phase avec la tension du réseau. Les étapes de la synchronisation se résument à :
 - Transformations abc du réseau triphasé en dq ;
 - Calcul de la composante Vd ;
 - Annulation de cette composante Vd en régulant à l'aide d'un correcteur PI, la fréquence angulaire ;
 - Intégration de la fréquence angulaire pour déduire l'angle θ .

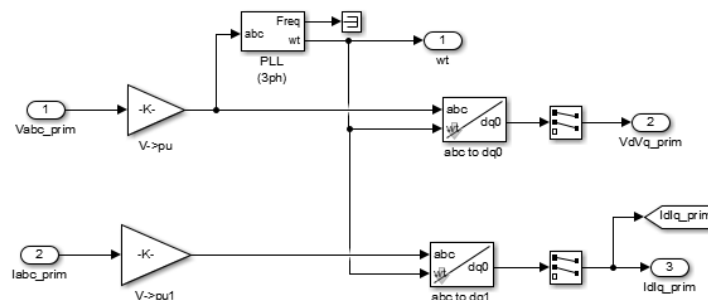


Figure III.9 : Bloc PLL sous Matlab

- **Générateur MLI** : génère des signaux d'allumage vers les IGBT en fonction des tensions de référence requises.

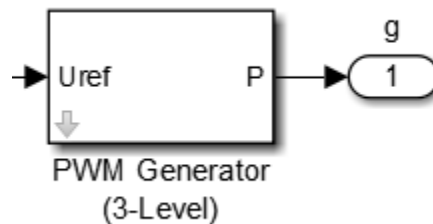


Figure III.10: Générateur MLI sous Matlab.

III.4.1.3. Le transformateur

Utilisé dans ce système est un transformateur de couplage triphasé 100 kVA 260V/25kV.

III.4.1.4. Filtre

La tension de sortie de l'onduleur est connectée à un filtre pour éliminer les composantes harmoniques. On utilise le filtre LC.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

III.4.1.5. Réseau de distribution

Le réseau est modélisé comme un réseau de distribution. La connexion au réseau est réalisée en connectant la sortie de l'onduleur avec deux lignes d'alimentation de 25 kV, des charges, un transformateur triphasé delta/étoile de 250kVA 250V/25kV, de mise à la terre et un système de transmission équivalent à 120 kV.

III.4.1.6. Simulation et Résultats

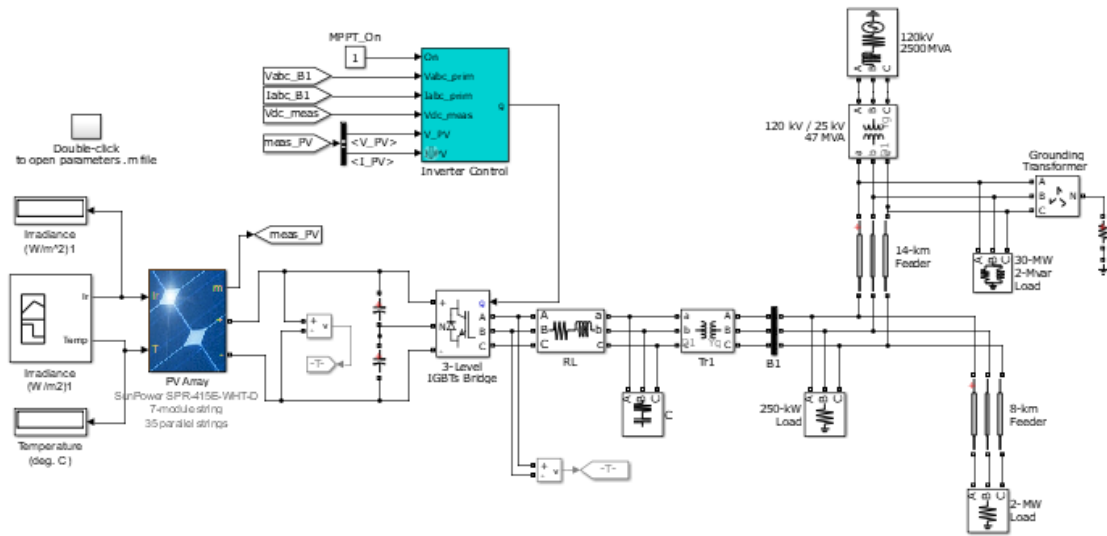


Figure III.11 : Système PV connecté au réseau avec une commande MLI.

La simulation commence avec des conditions de test standard (25 degrés C, 1000 W/m²) et le temps de simulation est 6 secondes.

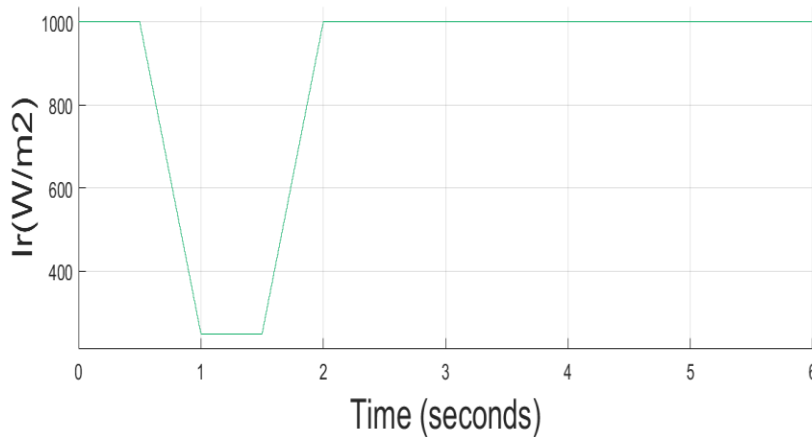


Figure III.12 : Irradiation en fonction du temps.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

Les figures III.13.14.15 Représentent la tension et le courant et la puissance générant par le générateur PV de système 1.

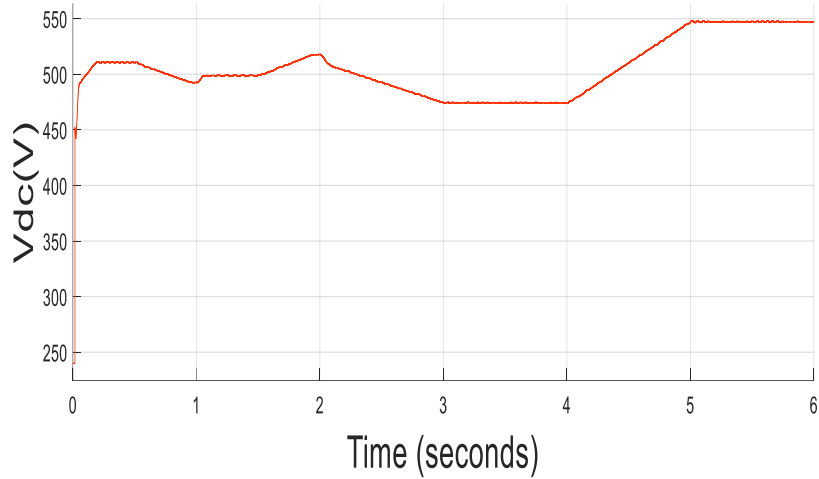


Figure III.13 : La tension générée par le générateur PV.

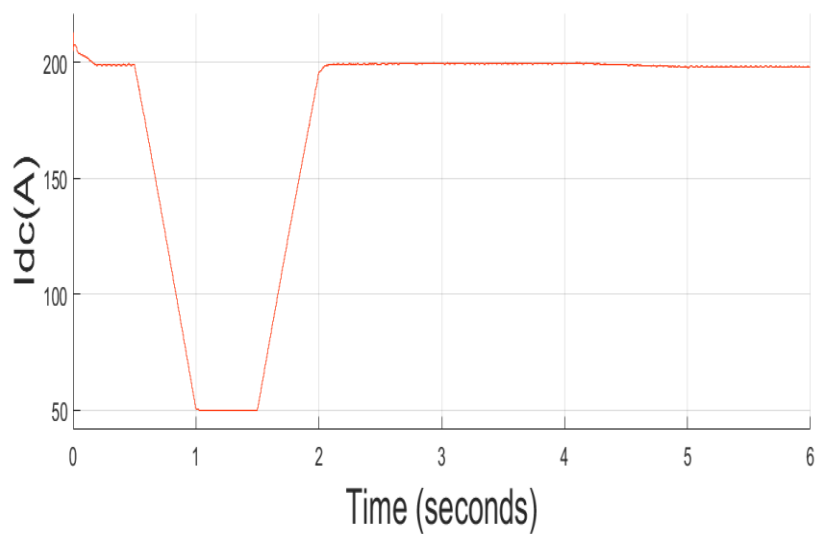


Figure III.14 : Le courant générée par le générateur PV.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

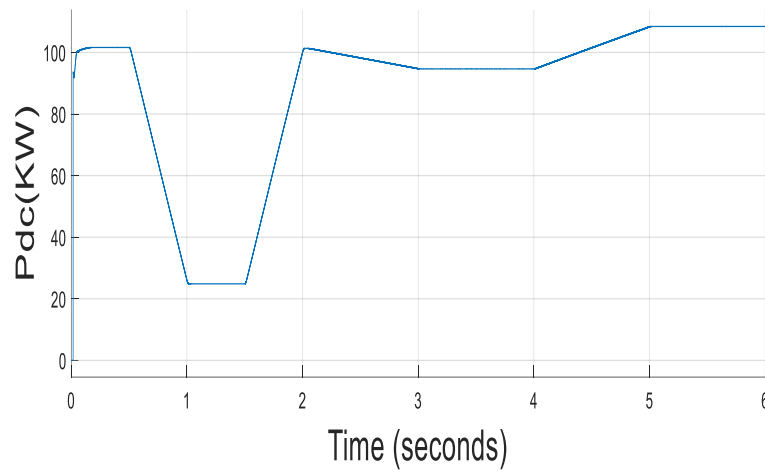


Figure III.15 : La puissance du générateur PV.

Les figures III.16.17.18 Représentent respectivement la tension et le courant et la puissance générés par l'onduleur :

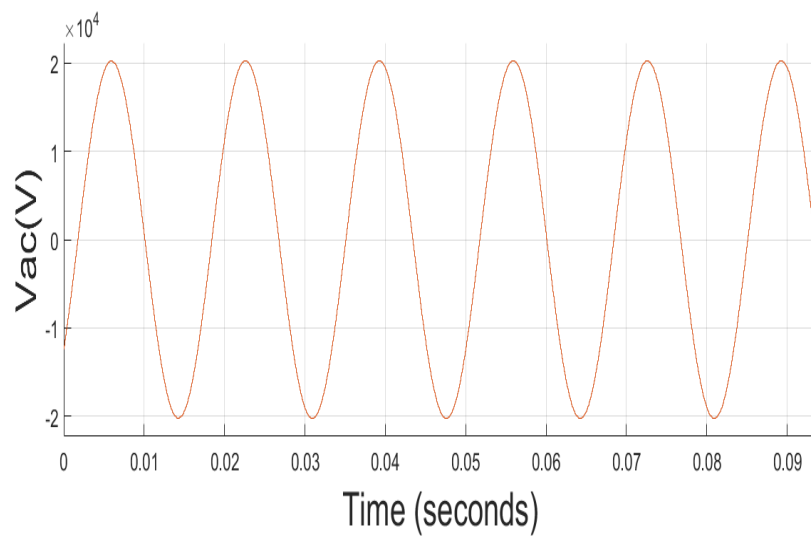


Figure III.16 : La tension injectée au réseau.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

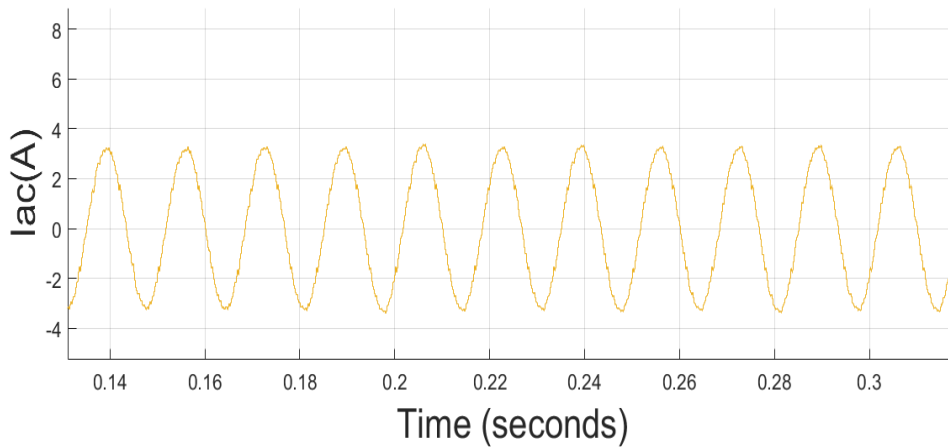


Figure III.17: le courant injecté au réseau.

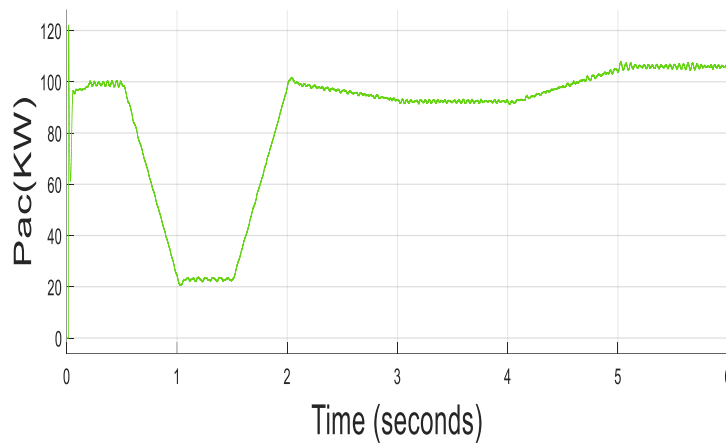


Figure III.18 : La puissance injectée au réseau en fonction du temps.

- De $t = 0s$ à $t = 0.05s$, l'onduleur est bloqué. La tension de GPV correspond à la tension de circuit ouvert ($V_{pv}=7$ modules en série $\cdot V_{co} = 7 \cdot 85.3 = 597.1$ V) figure III.13, la puissance de GPV et la puissance injecté augmentant car les impulsions du convertisseur est bloqué figure III.15 et figure III.18.
- De $t = 0.05 s$ à $t = 0.3s$, l'onduleur est déverrouillé. La tension continue est $V_{dc-réf} = 500V$, L'éclairement est fixé à 1000 W/m² figure III.12, la puissance de GPV égal 100 kW figure III.15 et la puissance injecté égale à 97 kW figure III.18.
- De $t = 0,3 s$ à $t = 0,5 s$, le MPPT est activé. Le régulateur MPPT commence à réguler la tension PV ($V_{PV} = N_{ser} \cdot V_{mp} = 7 \cdot 72.9 = 510.3$ V) en faisant varier le cycle de service afin d'extraire une puissance maximale. Alors que la puissance maximale spécifiée avec un éclairement énergétique de 1000 W/m² est de 101.6 kW figure III.15.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

- De $t=0,5$ s à $t=1,0$ s, l'éclairement est réduit de 1000 W/m^2 à 250 W/m^2 figure III.12. le contrôleur MPPT continue de suivre la puissance maximale fournie par le GPV, les variations de l'irradiation conduisent à modifier la puissance injectée dans le réseau.
- De $t=1,0$ s à $t=1,5$ s lorsque l'éclairement reste constant est égale à 250 W/m^2 . La tension figure III.13 et la puissance PV correspondantes sont $V_{pv} = 500 \text{ V}$ et $P_{pv}=24,4 \text{ kW}$ et $P_{ac} = 23 \text{ kW}$.
- De $t=1,5$ s à $t=6,0$ s, l'irradiance solaire est rétablie à 1000 W/m^2 puis la température varie entre 50° C . et 0° C . Afin d'observer l'impact de la température. Notez que la puissance de sortie PV maximale (108 kW) et la puissance injecté (105.5 kW) sont obtenues à une température minimale (0° C).

III.4.2. Système PV connecté au réseau avec une commande VSC

Le deuxième système consiste à étudier l'application de la technique VSC avec les principales composants du système pv le générateur PV, le convertisseur boost qui est commandé par le contrôle MPPT dans ce système on utilisé la technique Perturbation et d'observation (P&O), la conversion DC/AC est effectuée par un onduleur triphasé commandé par la technique VSC qui convertie la tension continue fourni par le système PV en une tension alternative il se compose d'un régulateur V_{DC} , un régulateur de courant et la PLL , la tension de sortie est filtrée pour éliminer les harmoniques , un transformateur de couplage triphasé est utilisé pour augmenter la tension injecte au réseau de distribution.

III.4.2.1. Modélisation et simulation de GPV du deuxième système

Le deuxième système Utilisé 330 modules de type "Sun Power SPR-305E-WHT-D". il se compose de 66 chaînes parallèles. Chaque chaîne comporte 5 modules connectés en série. Le bloc du générateur photovoltaïque a deux entrées qui vous permettent de faire varier l'ensoleillement (entrée 1 en W/m^2) et la température (entrée 2 en degrés C). Les caractéristiques I-V et P-V du module sont représentées dans la Figure III.19.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

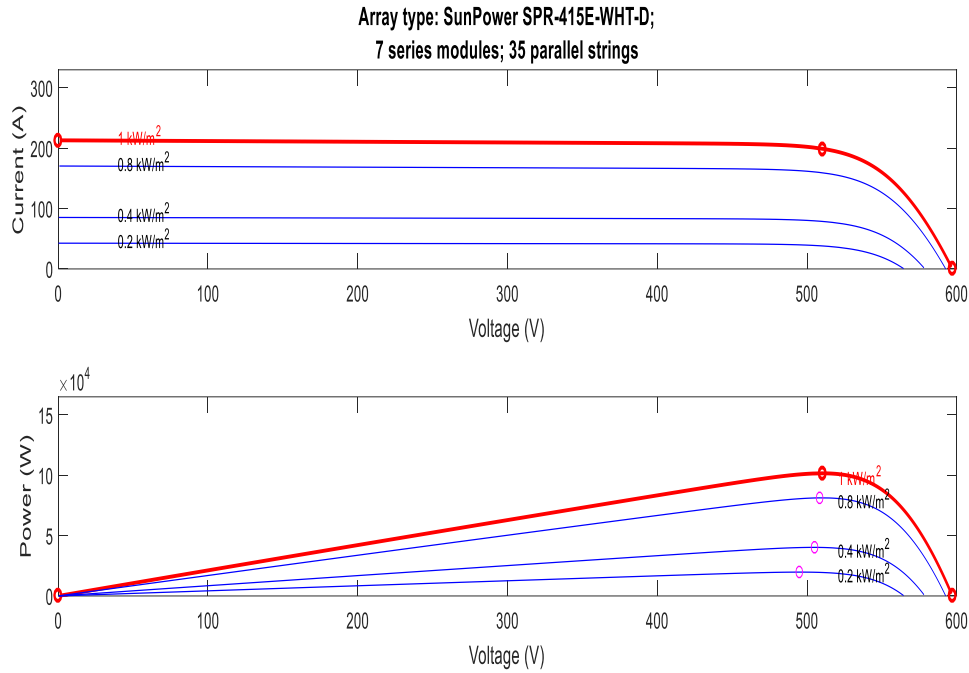


Figure III.19 : Les caractéristiques I-V et P-V du module Sun Power SPR-305E-WHT-D''.

Les spécifications du fabricant du module "**Sun Power SPR-305E-WHT-D**" mesurées dans des conditions standard (STC) de rayonnement solaire $1000\text{W}/\text{m}^2$ et de température de module de 25°C , de masse d'air égale à 1.5 sont listées dans le Tableau III.2 :

Tableau III.2 : Les spécifications du fabricant du module "Sun Power SPR-305E-WHT-D"

Nom du module	Sun Power SPR-305E-WHT-D
Nombre des cellules	96
Tension en circuit ouvert(Voc)	64.2 V
Courant de court-circuit(Isc)	5.96 A
Tension de puissance maximale(Vmp)	54.7 V
Courant d'alimentation maximal (Imp)	5.58 A
Puissance Maximal (Pmp)	305.226 W

III.4.2.2. Modélisation et simulation de convertisseur boost

Il est mis en œuvre dans ce convertisseur proposé en utilisant une diode et un MOSFET. Pour augmenter la tension de sortie PV (308 V) à un niveau plus élevé (500 V) adapté au fonctionnement de l'onduleur DC/AC connecté au réseau électrique.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

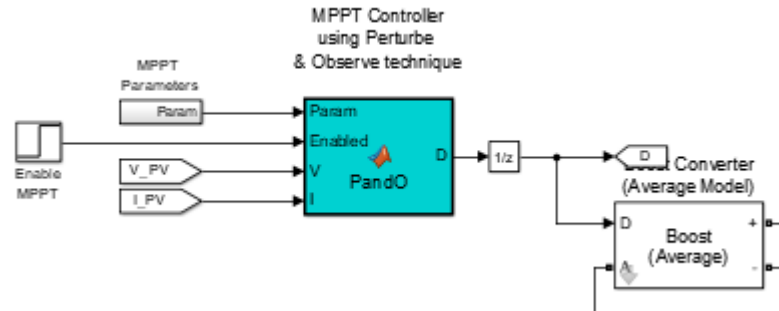


Figure III.20 : Convertisseur boost sous Matlab

Le convertisseur boost utilise le contrôleur MPPT qui varie automatiquement le rapport cyclique afin de générer la tension requise pour extraire la puissance maximale.

➤ Contrôleur MPPT

Le point de puissance maximale du réseau PV change continuellement et la technique MPPT est donc utilisée pour maintenir le point de fonctionnement du réseau PV à son MPP. La technique P&O (voir annexe 1) est utilisée dans ce travail c'est la technique la plus largement utilisée pour suivre la puissance maximale du réseau.

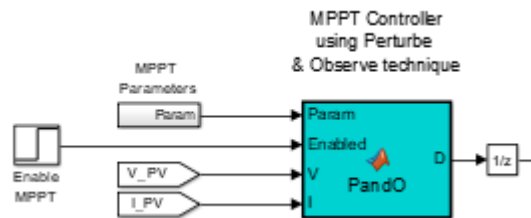


Figure III.21 : Contrôleur MPPT sous Matlab.

III.4.2.3. Modélisation et Simulation de La technique VSC

Les modules PV génèrent un courant continu (CC) et une tension. Cependant, pour alimenter le réseau en électricité, il faut un courant alternatif (CA) et une tension (CA). Les onduleurs sont les équipements utilisés pour convertir le CC en CA. En outre, ils peuvent être chargés de maintenir le point de fonctionnement de la matrice PV au MPP. Ceci est généralement réalisé à l'aide d'algorithmes de suivi MPP. Il existe différentes configurations d'onduleurs en fonction de la manière dont les modules PV sont connectés à l'onduleur.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

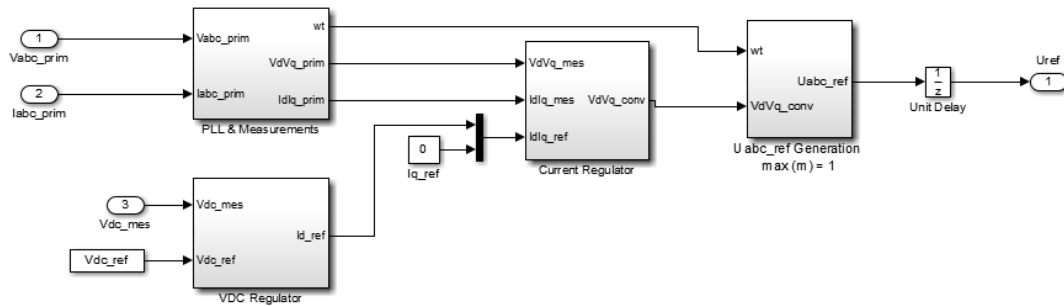


Figure III.22 : Modèle Simulink du contrôleur principal du VSC.

La VSC convertit les tensions de liaison de 500 V CC en 260 V CA et maintient le facteur de puissance à l'unité. Le système de contrôle du VSC se compose de :

- Une boucle de contrôle externe (Vdc régulateur) qui régule la tension de liaison CC à +/- 250 V ;
- Une boucle de contrôle interne (Current régulateur) qui régule les composantes de courant du réseau (actif et réactif) ;
- Une boucle à verrouillage de phase (PLL & Measurement) pour la synchronisation et les mesures de tension/courant ;
- Le système de contrôle utilise un temps d'échantillonnage de 100 microsecondes pour les régulateurs de tension et de courant.

III.4.2.4. Le transformateur

Utilisé dans ce système c'est un transformateur de couplage triphasé 100 kVa 260V/25kV.

III.4.2.5. Filtre

La tension de sortie de l'onduleur est connectée à un filtre pour éliminer les composantes harmoniques. On utilise le filtre LC.

III.4.2.6. Réseau de distribution

Le réseau est modélisé comme un réseau de distribution. Il comprenait deux lignes d'alimentation de 25 kV, des charges, un transformateur de mise à la terre et un système de transmission équivalent à 120 kV.

III.4.2.7. Résultats et simulation du deuxième système

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

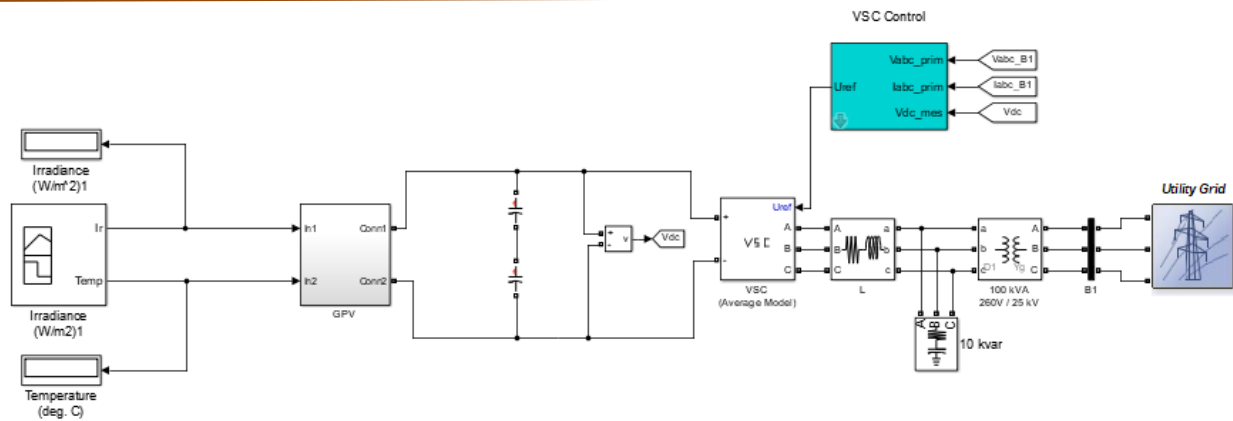


Figure III.23 : Système PV connecté aux réseaux avec une commande VSC.

La simulation commence avec des conditions de test standard (25 degrés C, 1000 W/m²).

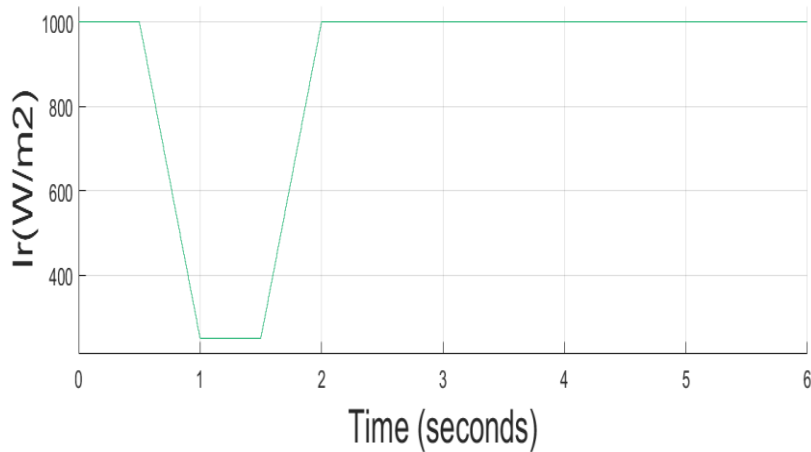


Figure III.24 : Irradiation en fonction du temps du deuxième système.

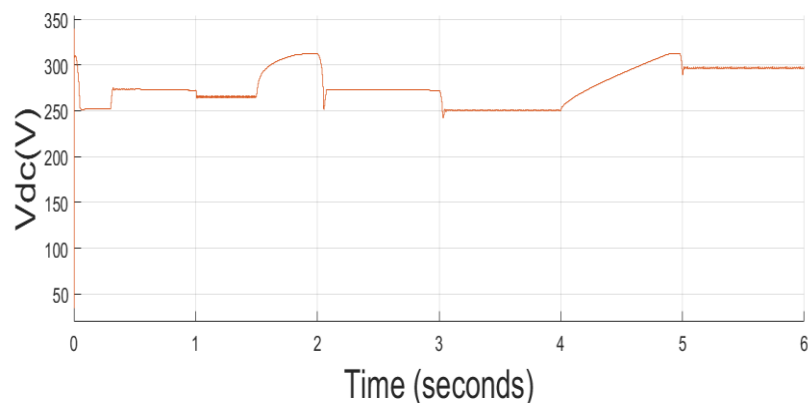


Figure III.25 : La tension générée par le GPV du deuxième système.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

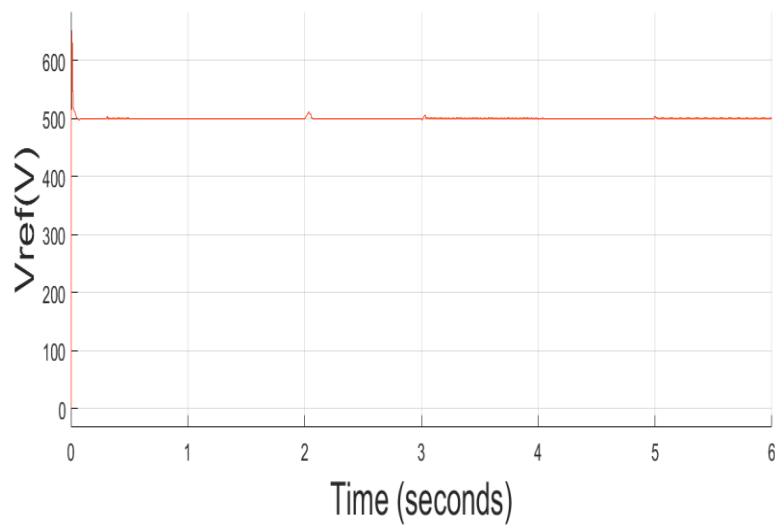


Figure III.26 : La tension d'entrée d'onduleur.

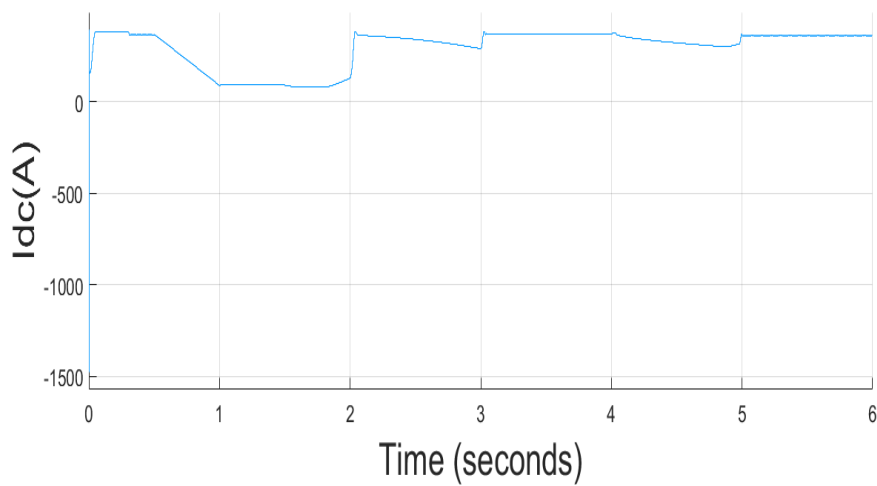


Figure III.27 : Le courant généré par le GPV du deuxième système

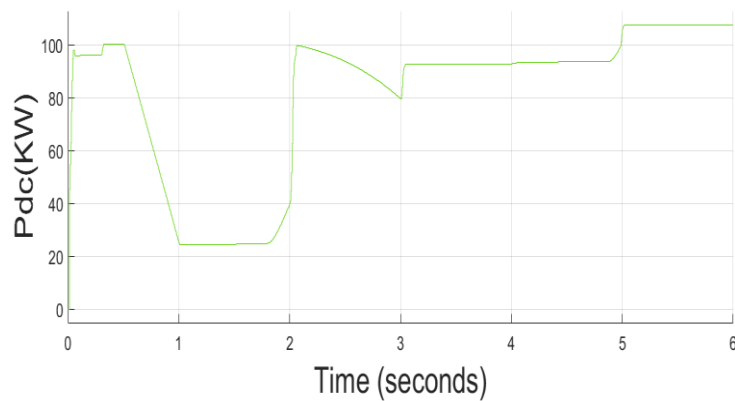


Figure III.28 : La puissance générée par le GPV du deuxième système.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

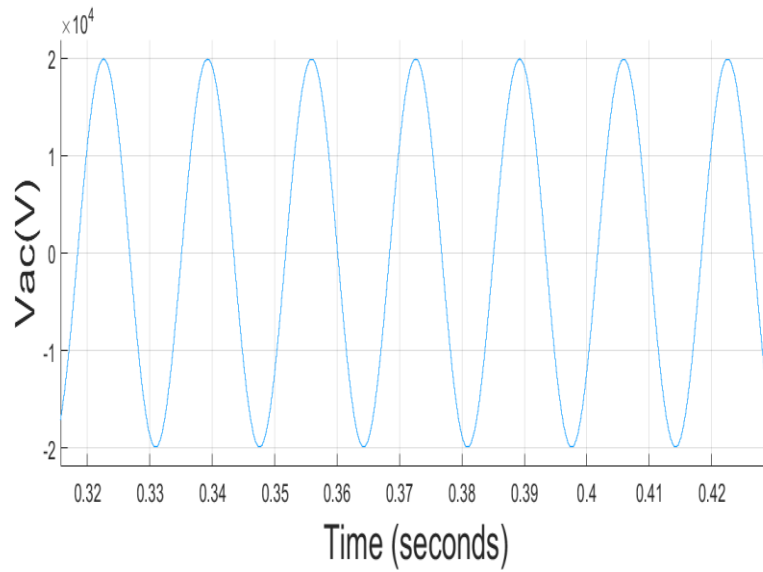


Figure III.29 : la tension injecté au réseau de deuxième système.

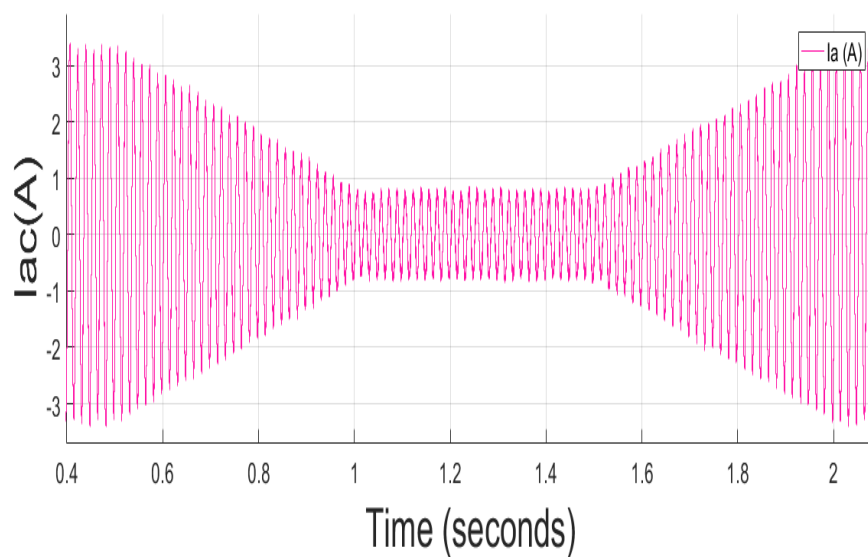


Figure III.30 :Le courant injecté au reseau du deuxième système.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

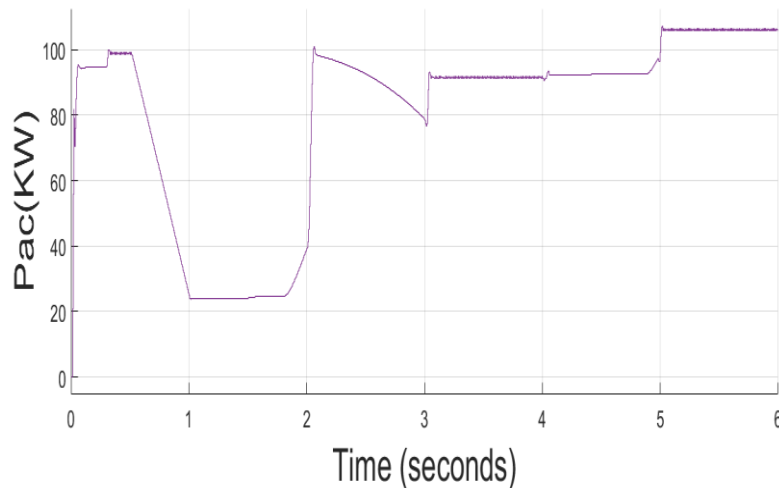


Figure III.31 : la puissance injectée au réseau de deuxième système.

- De $t=0s$ à $t=0.05s$, les impulsions de l'onduleur VSC est bloqué, la tension GPV correspond à la tension de circuit ouvert ($V_{pv} = 5 \text{ modules en série} * V_{co} = 5 * 64.2 = 321 \text{ V}$) figure III.25, la puissance de GPV et la puissance injecte augment car les impulsions du convertisseur sont bloqué.
- De $t=0.05s$ à $t=0.3s$, le convertisseur boost et l'onduleur VSC sont déverrouillés, donc la tension de GPV (V_{ref-DC}) adapté et fixé à 500 V figure III.26, et l'éclairement fixé à 1000 W/m^2 figure III.24, la puissance de GPV égale à 98 kW figure III.28, et la puissance injectée 96 kW figure III.31.
- De $t=0.3s$ à $t=0.5s$, le contrôle MPPT activé, en faisant varier le cycle de service afin d'extraire une puissance maximale. Alors que la puissance maximale spécifiée avec un éclairement énergétique de 1000 W/m^2 est de 100.7 KW figure III.28.
- De $t=0,5 \text{ s}$ à $t=1,0 \text{ s}$, l'éclairement est diminué linéairement de 1000 W/m^2 à 250 W/m^2 figure III.24. le contrôleur MPPT continue de suivre la puissance maximale fournie par le GPV, et le courant continue à diminué de 0.98 A à 0.2A Alor, on peut déduire que le courant croît proportionnellement avec l'éclairement.
- De $t=1,0s$ à $t=1,5s$ lorsque l'éclairement reste constant et égale à 250 W/m^2 , la tension et la puissance PV correspondantes sont $V_{pv} = 265 \text{ V}$ et $P_{pv} = 24,4 \text{ kW}$.
- De $t=1,5 \text{ s}$ à $t=6,0 \text{ s}$, l'éclairement solaire est rétabli à 1000 W/m^2 puis la température varie entre 50° C . et 0° C . afin d'observer l'impact de la température. Notez que la

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

puissance de sortie PV maximale (107,5 kW) est obtenue à une température minimale (0°C).

III.5. Comparaisons entre les deux systèmes

- **Le rendement** : c'est le rapport entre l'énergie électrique produite et énergie électrique injecté.

$$\eta = \frac{P_{\text{entrée}}}{P_{\text{sortie}}} \quad (\text{III.1})$$

- Le rendement de la commande VSC est $\eta(vsc) = 0.98$:

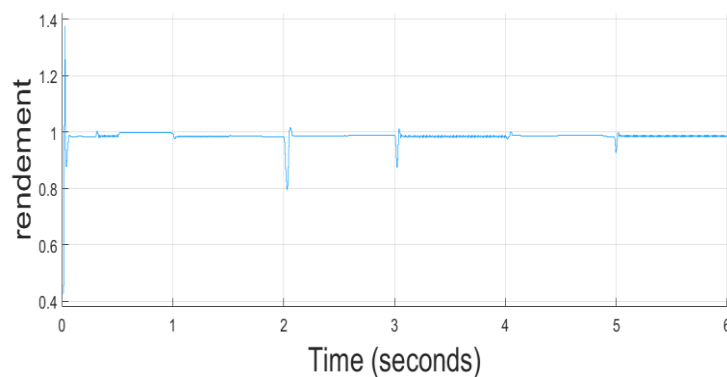


Figure III.32 : Rendement de système PV connecté au réseau avec la commande VSC

- Le rendement de la commande MLI $\eta(MLI) = 0.9725$:

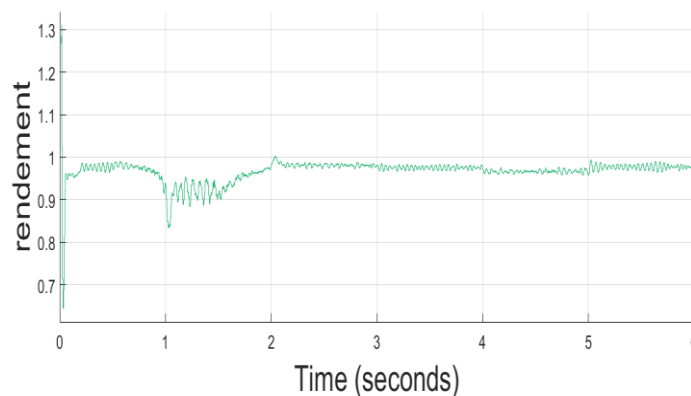


Figure III.33 : Rendement de système PV connecté au réseau avec la commande MLI

- On remarque que le rendement de la technique VSC est mieux que le rendement de la technique MLI. $\eta(vsc) > \eta(MLI)$

- **La fréquence**

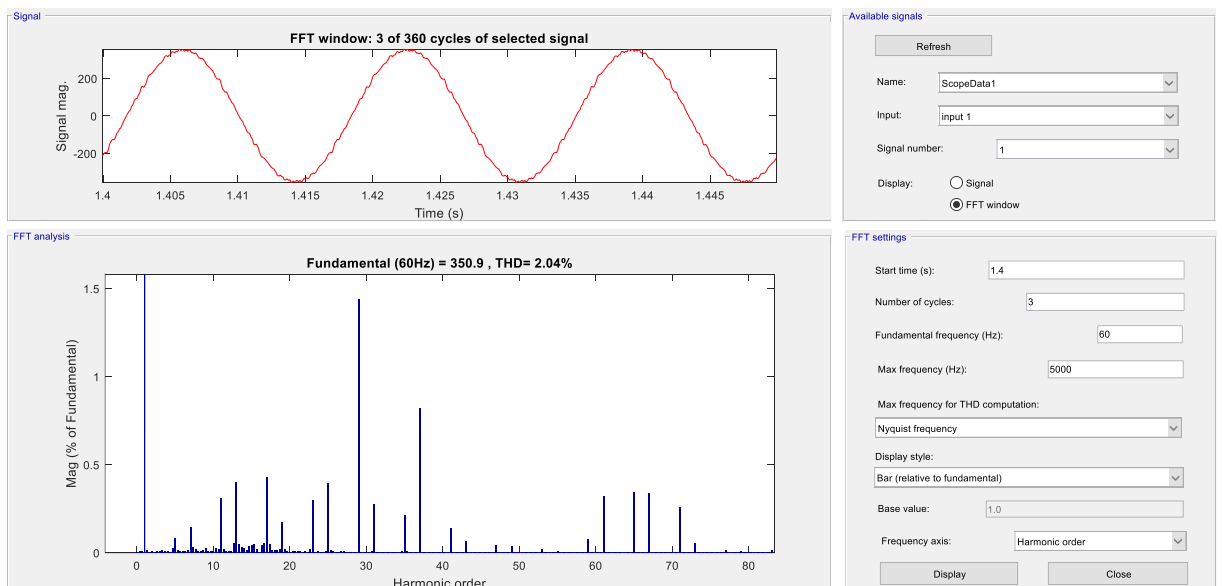
Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

À partir des deux circuits on remarque que la fréquence d'onduleur est égale à la fréquence du réseau ($f = 60\text{hz}$).

- **Les harmoniques**

Les techniques d'intégration peut réduire la distorsion harmonique (THD) de la tension de sortie d'onduleur

➤ Le taux de distorsion harmonique totale de la technique MLI est $THD = 2.04\%$:



➤ **Figure III.34 : THD de système PV connecté au réseau avec la commande MLI**

➤

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

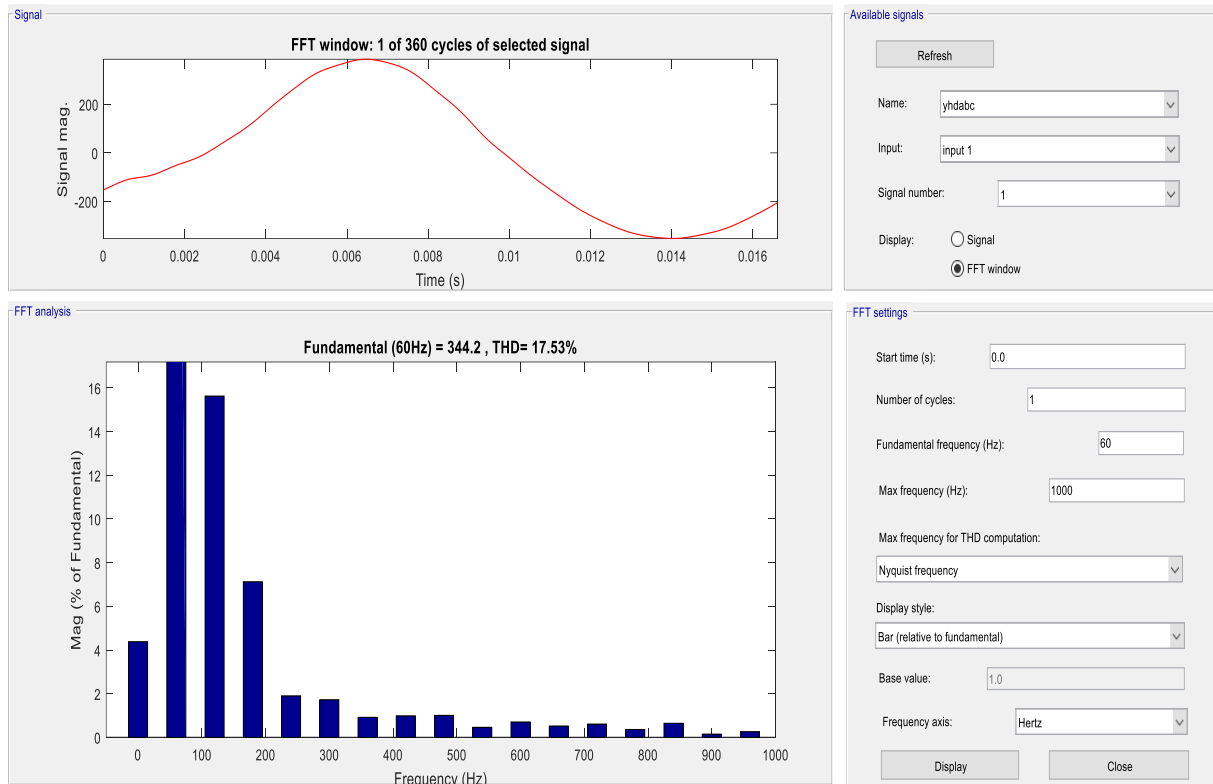


Figure III.35 : THD du système PV connecté au réseau avec la commande VSC

- L'amplitude et le déphasage :

L'amplitude et le déphasage des tension de sortie d'onduleur est la même dans les deux systèmes.

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

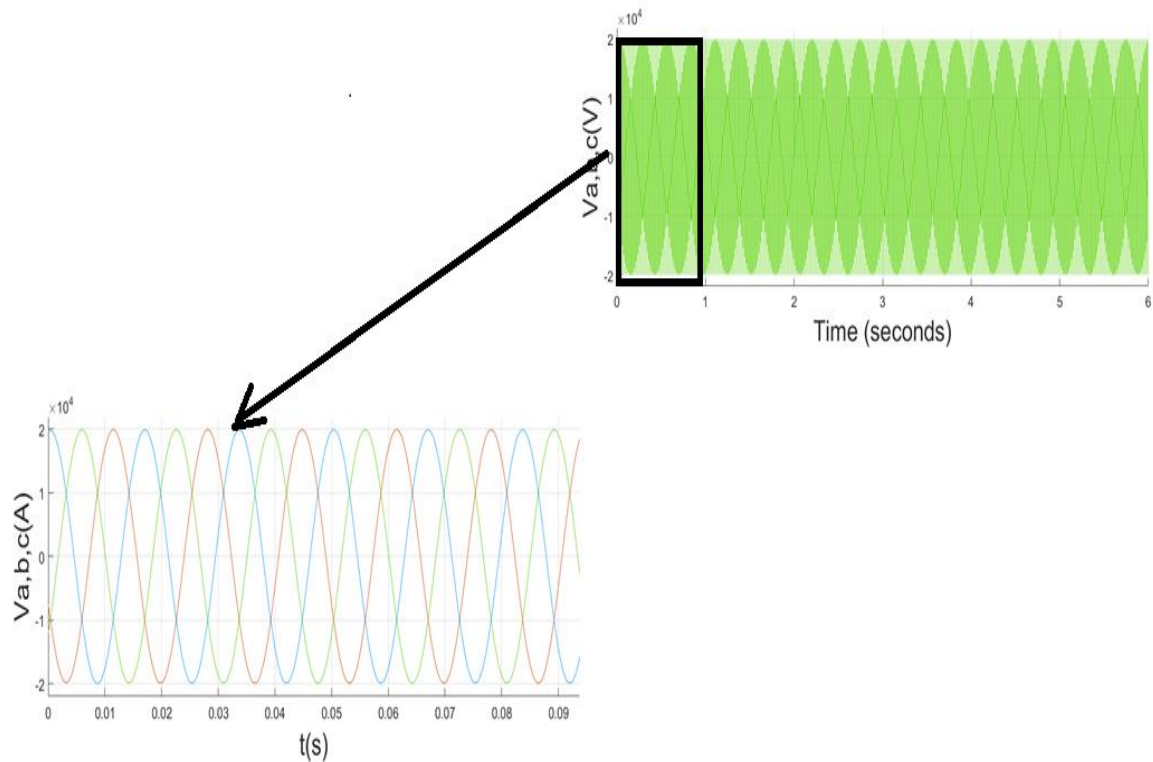


Figure III.36 : la tension de sortie d'onduleur de système PV connecté au réseau avec la commande VSC

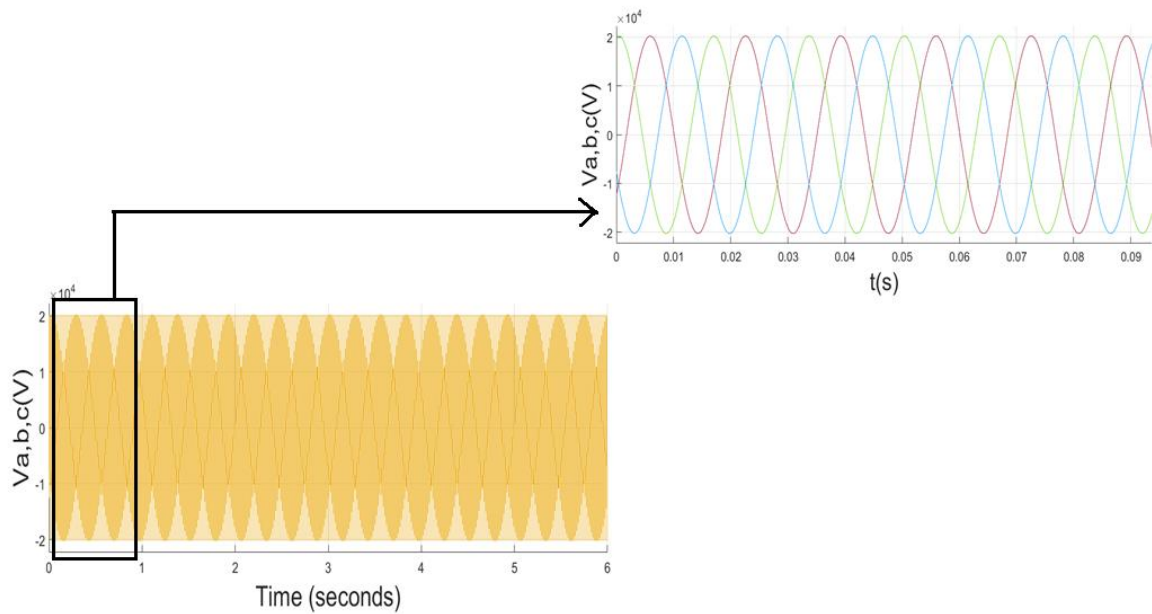


Figure III.37 : la tension de sortie d'onduleur de système PV connecté au réseau avec la commande MLI

Chapitre III : Modélisation et simulation des systèmes PV connectés au réseau

III.6. Conclusion

Ce chapitre présente la modélisation et la simulation de deux systèmes photovoltaïques de 100 kW connectés au réseau de 25 KV à travers un onduleur triphasé. Un GPV a été utilisé pour absorber l'irradiation solaire et générer de l'énergie en courant continu. L'algorithme de P&O a été mis en œuvre pour la mise en œuvre du MPPT avec le convertisseur DC/DC boost. La sortie du premier système a été alimentée à l'onduleur triphasé de source de tension contrôlé par le signal MLI et le deuxième système a été alimenté à l'onduleur triphasé de source de tension contrôlé par la technique VSC. Afin de se débarrasser des harmoniques produites par la nature de la commutation de l'onduleur, des filtres ont été utilisés. L'adaptation de phase a également été mise en œuvre par le biais de PLL.

A la fin de ce chapitre nous avons fait une comparaison entre les deux techniques d'intégrations.

Conclusion générale

Conclusion générale

La consommation croissante d'énergie électrique dans tous les domaines de la vie a forcé le monde à rechercher et à découvrir des ressources énergétiques exploitables pour compenser l'insuffisance de l'énergie nécessaire. L'une des ressources énergétiques les plus vitales est l'énergie solaire photovoltaïque, car elle est propre, disponible, durable, renouvelable et n'a aucun coût d'entretien. Le travail présenté dans ce mémoire concerne les techniques d'intégration d'un système photovoltaïque au réseau électrique, on a commencé par les composants d'un système photovoltaïque en générale avec les caractéristique des modules PV ainsi que les convertisseurs statiques qui assurant une production d'énergie électrique intégré directement au réseau (les onduleurs les hacheurs et les convertisseur de source de tension). Le rôle essentielle d'un convertisseur est utilisé pour transformer l'alimentation DC de la cellule solaire-PV en alimentation AC pour correspondre à l'alimentation du réseau. La puissance de sortie solaire-PV est intermittente car elle dépend de l'irradiante solaire et de la température ambiante. Par conséquent, des techniques de suivi de la puissance maximale (MPPT) ont été utilisées dans les systèmes photovoltaïques pour assurer l'extraction de la puissance maximale disponible dans toutes les conditions environnementales. Il existe de nombreuses techniques pour déterminer le point de puissance maximale, comme Perturb & Observe et la méthode incrémentation de la conductance...

Les techniques d'intégration au réseau électrique adores dans notre mémoire correspondent par la commande MLI et la boucle PLL de l'onduleur et du contrôle de source de tension VSC. Notre simulation est basée sur la comparaison entre les deux techniques la commande MLI de l'onduleur et les VSC appliquent sur un système PV intégré au réseau électrique.

Le rendement de premier système est amélioré l'utilisation du VSC dans le circuit donne un bon résultat pour un système de rendement élève. La commande MLI est plus mieux pour l'absence des harmoniques dans la tension donc une forme sinusoïdale et une fréquence fixe. La boucle PLL assure la synchronisation entre l'onduleur triphasé et le réseau électrique.

Des améliorations de ce commande peuvent faire l'objet de travaux futurs. Nous souhaitons que les performances de commande proposé seront affrontées à d'autres techniques de commande :

logique floue, neuro flou, mode glissant...

Les travaux réalisés dans le cadre de ce projet nous ont permis d'être plus conscients sur l'importance stratégique des énergies renouvelables pour notre pays. Les efforts de recherche doivent être doublés de la part de tous les acteurs de l'énergie (politiques, universités, centres de recherches, SONELGAZ...) dans le but de promouvoir l'énergie solaire dont l'Algérie présente un des plus grands gisements du monde; le futur de nos enfants en dépend fortement.

Références

bibliographiques

References bibliographiques

- [1] Mr Mehdi Merad-Boudia, « Injection de l'électricité produite par les Energies renouvelables dans le réseau électrique », Mémoire de Magister " Ecole Doctorale " en énergies renouvelables, Université Abou Bekrbelkaïd, Tlemcen,2010.
- [2] Touil Nacer Eddine Lammouch iZakaria , « Modélisation et Simulation d'un Système Photovoltaïque », Mémoire De Master de RE, Université Echahid Hama Lakhder d'El-Oued,2015.
- [3] Antar Fatima Zahra, Saci Zhour Ismahane « Dimensionnement et Etude Technico Economique d'un Système Solaire Photovoltaïque pour une Ecole Primaire avec PVSYST », Mémoire Master 2,Energies Renouvelables en Electrotechnique, Université Amar Thelidji Laghouat, 2020.
- [4] Boucherit Omar « Eude et Modélisation d'un Filtre LCL pour Onduleur PV Connecté au Réseaux », Mémoire de Master Machines Electriques, Université Saad Dahlab Blida,2019.
- [5] Nouar Allal et Mohammed Luqman, « Etude et Dimensionnement d'une Centrale Hybride PV/Eolien », Mémoire de Master Energies Renouvelables en Electrotechnique, Université Amar Thelidji- Laghouat,2020.
- [6] Disponible Sur:<https://www.futura-sciences.com/> Consulté Le 08/06/2021 A 14:34 PM
- [7] Zigha Ali, « Etude et Simulation d'un Système Hybride Photovoltaïque-Eolien » Master en Electrotechnique, Université Constantine I, 2014.
- [8] Serhane Mouad, Merrouche Younes, « Commande Par Mode Glissant d'un Système Photovoltaïque Connecté à un Réseau Monophasé Via Double Etages », Master en Automatique, Université Mohamed Sedik Ben Yahia–Jijel,2020.
- [9] Tarek Bouguerra, « Optimisation d'un Système Photovoltaïque :Application en Continu et En Alternatif », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Mentouri de Constantine I, 2014.
- [10] Boukhers Djamil, « Optimisation d'un Système d'énergie Photovoltaïques Application au Pompage », Mémoire Magister en Electrotechnique, Université Mentouri de Constantine, 2007.
- [11] Cylia Tigrine , Automatique et Informatique Industriel, Ouerdia Ait Ouali ,Automatique et Système, « Etude et Simulation des Techniques MPPT d'un Système Photovoltaïque », Mémoire de Master Automatique, Université de Bejaia ,2019.
- [12] Mlle Ayache Khadîdja, « Modélisation et Simulation d'un Générateur Photovoltaïque Couplé à un Réseau Électrique », Mémoire de Magister en Électrotechnique, Université Mohamed Chérif Messaâdia de Souk-Ahras, 2014.
- [13] Boucheritte Wafa, « Convertisseurs Multi Niveaux dans les Systèmes PV Connectés au Réseau », Mémoire de Magister en Electrotechnique , 2012.

References bibliographiques

- [14] R. Faranda, S. Leva, «Energy Comparison Of MPPT Techniques for PV Systems», Wseas Transactions On Power Systems,2008.
- [15] Onduleur De Tension Mise en Œuvre et Structures-Principes-Applications. Techniques d'ingénieur, Traité de Génie Electrique D.3176-3177.
- [16] Mr Targan tLyes & Mr. Khalef Sofiane, « Modélisation et Simulation d'un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique », Mémoire de Master Electronique Option Microélectronique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2018.
- [17] A, Bouchetab, « Commande d'un Onduleur Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique», Mémoire de Master, Université de Jijel, 2012.
- [18] Selma Hammadou et Souad Rezzak, « Commande Linéairisante Appliquée aux Systèmes PV Connecté au Réseau », Mémoire Présenté pour l'obtention du Diplôme de Master en Automatique, Université de Jijel, 2020.
- [19] Belmeliani Mohammed Réda Et Youcef Wahiba, « Modélisation d'un Système Photovoltaïque Relié Au Réseau : Contrôle Des Puissances Active Et Réactive », Memoire en vue de l'obtention du diplôme de Master II, Universite Mustapha Stambouli de Mascara, 2018.
- [20] A Amrani, R. Benglia, «Modélisation et Optimisation d'un Système Photovoltaïque Interconnecté au Réseau Electrique », Mémoire de Master, Université d'El Oued, 2017.
- [21] Mr Hocini Nassim, Mr Tazamouchet Elyazid, «Sur la Maîtrise de l'insertion des ressources renouvelables aux Réseaux Electriques», Memoire Master, Universite Abderahmane Mira de Bejaia, 2016.
- [22] Mr Chelabi Anis, Mr Ibelhoulen Aziz « Etude d'un Système Hybride Autonome», Université Abderrahmane Mira– Béjaia, 2011 / 2012.
- [23] H. Chohraoui, R. Hadbi, « Modélisation Et Simulation d'un Système Photovoltaïque Connecté Au Réseau», Mémoire De Master, Université De Tlemcen, 2016.
- [24] F. Boutlilis, «Modélisation et Simulation des sources de production décentralisée Application à l'intégration d'un Générateur PV A Stockage Dans Un Réseau Electrique», Thèse De Doctorat,2018.
- [25] Mr. Kahal Housseyn « Réseaux Bayésiens Dynamiques : Application aux Réseaux Electriques». Magistère en Electrotechnique Université des Sciences Et de la Technologie d'Oran-Algérie, 2010.

References bibliographiques

- [26] Fethallah Djamel Eddine, Benouis Moulay Elarbi, « l'évaluation de la disponibilité et de la Fiabilité des composants réparables », Mémoire de Master Réseaux Electriques , Université Dr. Tahar Moulay de Saïda,2018.
- [27] Bellaredj Amina et Gaouar Youcef « Conception et Simulation d'une ligne Aérienne de Transport Electrique 220KV », Mémoire Master en Electrotechnique, Université Aboubakr Belkaïd– Tlemcen, 2016.
- [28] Herman Bayem« Apport des Méthodes Probabilistes aux Etudes d'intégration des Energies Renouvelables aux Systèmes Electriques Energie Electrique ». Université Paris Sud - Paris XI, 2009. Français.
- [29] Tabet Saber, Touansa Hicham, « Etude d'une Installation Electrique Industrielle dans l'usine SPA Biskra Ciment », MÉMOIRE DE MASTER Electromécanique, Université Mohamed KhiderDe Biskra,2020.
- [30] Www.Mathsisfun.Com, 03 Juillet 2021 A 10 :43.
- [31] VanLinh Nguyen « Couplage des Systèmes Photovoltaïques et des Véhicules Electriques au Réseau Problèmes et Solutions » Université de Grenoble,2014.
- [32] Mr. Gassab Samir, « Modélisation d'une Centrale à Energie Renouvelable Photovoltaïque-Eolienne », Mémoire de Magister, Machines Electriques et Leurs Commandes, Universite Ferhat Abbas – Setif UFAS (Algerie), Décembre 2011.
- [33] Adjimi Nadia, Belaidi Wahiba « Modélisation et Commande d'un Onduleur MLI » Université Larbi Ben M'hidi Oum El-Bouaghi, 2009.
- [34] Dione Mbaye, Merahi Sawsene « Etude du Fonctionnement et Commande d'un Système Photovoltaïque Raccordé au Réseau », Université de Tlemcen, 04 Juillet 2019.
- [35] Fainan Hassan AndRoger Critchley « A Robust PLL For Grid Interactive Voltage Source Converters », Areva T&D/Research & Technology Centre, Stafford, UK,2010.
- [36] Elsayed Saad, Yasser Elkotesy, And Usama Abouzayed « Modelling and Analysis Of Grid Connected Solar-PV System Through Current-Mode Controlled VSC» Electrical Power and Energy, Military Technical College, Cairo, Egypt.
- [37]<https://Library.E.Abb.Com/Public/b35718ff8f3fa4c0c1256fda004c8ca2/VSC%20TRANSMISSION%20TECHNOLOGIES.Pdf>,17Juin 2021 A 11 :17 .
- [38]https://Cleanenergysolutions.Org/Sites/Default/Files/Documents/Session-25-PvInverters_Vfinal.Pdf 17 Juin 2021 A 14 :22.
- [39]<https://.Entsoe.Eu/Technopedia/Techsheets/Voltage-Source-Converters> 17 Juin 2021,16:4

ANNEXE 01 : Programmation P&O sous Matlab.

```
function D = PandO(Param, Enabled, V, I)

% MPPT controller based on the Perturb & Observe algorithm.

% D output = Duty cycle of the boost converter (value between 0 and 1)
%
% Enabled input = 1 to enable the MPPT controller
% V input = PV array terminal voltage (V)
% I input = PV array current (A)
%
% Param input:
Dinit = Param(1); %Initial value for D output
Dmax = Param(2); %Maximum value for D
Dmin = Param(3); %Minimum value for D
deltaD = Param(4); %Increment value used to increase/decrease the duty cycle D
% ( increasing D = decreasing Vref )
%

persistent Vold Pold Dold;

dataType = 'double';

if isempty(Vold)
    Vold=0;
    Pold=0;
    Dold=Dinit;
end
P= V*I;
dV= V - Vold;
dP= P - Pold;

if dP ~= 0 & Enabled ~=0
    if dP < 0
        if dV < 0
            D = Dold - deltaD;
        else
            D = Dold + deltaD;
        end
    else
        if dV < 0
            D = Dold + deltaD;
        else
            D = Dold - deltaD;
        end
    end
else D=Dold;
end

if D >= Dmax | D<= Dmin
    D=Dold;
end

Dold=D;
Vold=V;
Pold=P;
```