

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Centre Universitaire Abdelhafid Boussouf -Mila

Institut des Sciences et de Technologie

Département de Sciences et Technologie



N°Ref :.....

Projet de Fin d'Etude préparé En vue de l'obtention du diplôme

de MASTER

Spécialité : Électromécanique

Techniques d'intégration d'un système photovoltaïque au réseau

Réalisé par :

- CHAHNA ANOUAR

Soutenu devant le jury :

Dr. BOUCHEKOUF. S

Dr. BOUHENNACHE. R

Dr. MEHIMMEDATSI. B

Présidente

Examineur

Promoteur

Année universitaire : 2021/2022

DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail à qui me sont les plus chers

♣ *A mes chers parents, pour leurs sacrifices, leurs patiences, leurs amours, leurs soutiens et leurs encouragements.*

♣ *A mes chers frères.*

♣ *A mes chères sœurs, je leur souhaite tout le succès et de la réussite dans leurs vies.*

♣ *A toute la famille et à tous mes amies, je vous souhaite le courage et le succès dans votre vie.*

♣ *Ainsi qu'à toutes les personnes que je connais de près ou de loin.*

Anouar Chahna

Remerciement

Nous adressons nos plus sincères sentiments de reconnaissance et de remerciement envers le bon Dieu, le clément et le miséricordieux, lequel nous a accordé la force et le courage de mener à bien ce modeste travail.

*Nous voulons exprimer notre gratitude à notre encadreur, **Dr. MEHIMMDATSI Boudjamaa** pour avoir proposé et diriger ce travail. Son soutien, sa disponibilité et ses précieux conseils tout au long de cette recherche.*

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour avoir accepté d'évaluer notre travail.

Nous remercions également tous enseignants du département d'électromécanique.

Enfin nos remerciements vont également à toutes les personnes qui ont, de près ou de loin, apporté aide et encouragement

Table des matières

Remerciements

Dédicaces

Nomenclature

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale 1

Chapitre I : Généralité sur les systèmes photovoltaïques

I.1. Introduction :	4
I.2. Energie solaire :	4
I.3. Le Potentiel Solaire en Algérie :	5
I.4. Energie solaire photovoltaïque :	5
I.4.1. Le Rayonnement solaire :	6
I.4.2. Principe de la conversion photoélectrique :	8
I.4.3. La cellule Photovoltaïque :	9
I.5. Générateur photovoltaïque :	12
I.5.1. Module photovoltaïque :	12
I.5.2. Panneau photovoltaïque :	13
I.5.3. Paramètres d'un module photovoltaïque :	14
I.5.4. Influence de la température et l'ensoleillement sur le rendement d'une cellule solaire :	15
I.6. Fonctionnement optimal d'un générateur photovoltaïque :	17
I.6.1. Convertisseurs d'énergie DC/DC pour les systèmes photovoltaïques :	18
I.6.2. Algorithmes de poursuite de point de puissance maximale (MPPT) :	23
I.7. Conclusion.....	28

Chapitre II : Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau

II.1. Introduction :.....	33
II.2. Classification d'un système photovoltaïque :.....	33
II.2.1. Systèmes photovoltaïques autonome :.....	33
II.2.2. Systèmes photovoltaïques connecté au réseau :.....	33
II.2.3. Systèmes photovoltaïques hybrides :.....	35
II.3. Les convertisseurs DC-AC (les onduleurs) :	35
II.3.1. Type Des onduleurs :	35
II.4. Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau :	37
II.4.1. Topologie d'onduleur central :	38
II.4.2. Topologie d'onduleur shunt (String inverter) :	39
II.4.3. Topologie d'onduleur multi-string (Multi-string inverter) :.....	39
II.4.4. Topologie d'onduleur modulaire (Module inverter) :	40
II.5. Le contrôle et la commande de l'Onduleur :	43
II.5.1. Onduleur de tension :.....	43
II.5.2. La commande de l'onduleur :	43
II.5.3. Régulateur proportionnel-Intégral	46
II.6. Onduleur photovoltaïque connecte au réseau :	49
II.6.1. Boucle à verrouillage de phase (PLL : Phase Locked Loop) :	50
II.6.2. Contrôle des courants envoyés au réseau électrique :.....	51
II.6.3. Contrôle de la tension du bus continu :.....	52
II.7. Conclusion	53

Chapitre III : Intégration des systèmes photovoltaïques aux réseaux

III.1. Introduction	57
III.2. Les réseaux électriques :.....	57
III.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :	57

III.2.2. Réseaux de répartition :	58
III.2.3. Réseaux de distribution :	58
III.3. Réseaux électriques en Algérie :	59
III.4. Raccordement des installations photovoltaïques au réseau électrique :	62
III.5. Interaction entre le réseau de distribution et les systèmes photovoltaïques :	62
III.5.1. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution :	63
III.5.2. Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques :	64
III.6. Contribution à l'amélioration de la qualité :	65
III.6.1. La qualité de l'énergie électrique	65
III.6.2. Les perturbations harmoniques :	67
III.6.3. Solutions de compensation des perturbations harmoniques :	71
III.7. Les micro-réseaux :	78
III.7.1. Les avantages des micro réseaux	79
III.7.2. Micro réseau connecte au réseau (grid-connected) :	79
III.7.3. Principales fonctions du micro-réseau :	80
III.8. Méthodes de contrôle des micro réseaux :	81
III.8.1. Le contrôle primaire PMS « Power Management System » :	82
III.8.2. Le contrôle secondaire :	87
III.8.3. Le contrôle tertiaire :	89
III.9. Conclusion	90

Chapitre IV : Résultats et simulations

IV.1. Introduction	96
IV.2. Description du système global :	96
IV.3. Paramètres de fonctionnement et de contrôle :	97
IV.4. Le sous-système : (partie contrôle et commande) :	99

IV.5. Résultats de la simulation :.....	104
IV.6. Conclusion :.....	111
Conclusion générale.....	114
Annexes.....	117
Résumé	

Nomenclature

AM : spectre hors atmosphère.

AM0: spectre solaire global

AM1 : spectre au niveau de la mer aux conditions standard

BT : basse tension

DC : Courant continue

DC-AC : Convertisseur continue-alternatif (Onduleur)

DC-DC : Conversion continue-continue (Hacheur)

F : Facteur de forme

FF : Facteur de forme.

FP: facteur de puissance

GPV : Générateur photovoltaïque

HT : haute tension

I_{cc} : Courant circuit ouvert

IGBT : Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor bipolaire à grille isolée).

I_{ph} : Courant généré par les photons

I_{ref} : Courant de référence

I-V : Caractéristiques courant tension

L_r : Inductance du filtre de raccordement

MOSFET : metal–oxide–semiconductor field-effect transistor.

MPPT : Maximum Power Point Tracking

n : Facteur d'idéalité de la jonction

P&O : Algorithme « perturbation et observation »

PCC : Point de Connexion Commun

PI : Proportionnel Intégral

PLL : Phase-Locked-Loop

PPM : Point de puissance maximale

Pref : Puissance active de référence

P-V : Caractéristique puissance tension

PV : Photovoltaïque

PWM : Pulse Width Modulation

Qref : Puissance réactive de référence

Rr : Résistance du filtre de raccordement

THD: taux de distorsion harmonique

Vco : Tension circuit ouvert

Vi : Tension de l'entrée de l'hacheur.

Vref: tension de référence

Vs : Tension de sortie de l'hacheur.

α : Rapport cyclique.

η : Rendement de la conversion.

Liste des figures

CHAPITRE I

Figure I.1 : Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque 2005–2015	6
Figure I.2 : normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.	7
Figure I.3 : différents composants de rayonnement solaire.	8
Figure I.4 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.	9
Figure I.5 : Cellule au Silicium Monocristallin.....	10
Figure I.6 : Cellule au Silicium Polycristallin.....	10
Figure I.7 : Cellule au Silicium amorphe (couche mince).	11
Figure I.8 : Constitution d'une cellule photovoltaïque (d'après source CEA).....	12
Figure I.9 : Configuration des cellules photovoltaïques	13
Figure I.10 : Association des modules en série.....	14
Figure I.11 : Courbes I (V) d'un panneau à divers ensoleillements.....	15
Figure I.12 : Courbes P(V) d'un panneau à divers ensoleillements à T=25°C.....	16
Figure I.13 : courbes I(V) d'un générateur PV pour différentes températures à G=1000W/m ²	17
Figure I.14 : chaine de de conversion photovoltaïque avec de convertisseur DC/dc contrôlé par une commande MPPT	18
Figure I.15 : Circuit électrique de l'hacheur Boost.....	19
Figure I.16 : Circuit électrique du hacheur abaisseur (Buck)	20
Figure I.17 : Circuit électrique de base de l'hacheur Buck-Boost.	22
Figure I.18 : Fluctuation du PMM.	24
Figure I.19 : Chaine de conversion photovoltaïque.	25
Figure I.20 : Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation (P&O).....	27

CHAPITRE II

Figure II.1 : Schéma d 'un système autonome (a) et d'un système connecté au réseau (b).....	34
Figure II.2 : Arbre des systèmes photovoltaïques.....	34
Figure II.3 : un système PV hybride	35
Figure II.4 : schéma de principe d'un onduleur monophasé en demi-pont.....	36
Figure II.5 : schéma de Principe d'un Onduleur Monophasé En Pont.	36
Figure II.6 : schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé En Pont.	37
Figure II.7 : Topologie d 'onduleur central.	38
Figure II.8 : Schéma topologique d'onduleur shunt.	39
Figure II.9 : Topologie d'onduleur mufti-string.	40
Figure II.10 : Topologie d 'onduleur modulaire.....	41
Figure II.11 : Onduleur de tension triphasé	43
Figure II.12 : Contrôle de courant par hystérésis.....	44
Figure II.13 : Commande des interrupteurs par hystérésis	45
Figure II.14 : Contrôle de courant par MLI	45
Figure II.15 : Commande des interrupteurs par MLI	46
Figure II.16 : Schéma de la régulation des courants de l'onduleur	47
Figure II.17 : Schéma bloc de la régulation (<i>PI</i>)	48
Figure II.18 : Schéma bloc de la régulation PI sans compensation de pôle.....	48
Figure II.19 : Schéma de commande de la connexion au réseau	50
Figure II.20 : Schéma de régulation de la PLL	51
Figure II.21 : Schéma bloc du contrôle des courants transités par le réseau dans le	52

CHAPITRE III

Figure III.1 : schéma générale de production, transport et distribution de l'énergie électrique.	59
Figure III.2 : Réseau électrique national.....	61

Figure III.3 : Architecture générale des réseaux électriques en Algérie.....	61
Figure III.4 : Représentation d'une forme d'onde de tension déformée.	68
Figure III.5 : Diagramme de Fresnel des puissances	69
Figure III.6 : Raccordement d'un filtre passif au réseau.	73
Figure III.7 : Filtre passif résonnant.	73
Figure III.8 : Filtre passif amorti.	74
Figure III.9 : Filtre actif série.	75
Figure III.10 : Filtre actif parallèle.	76
Figure III.11 : Filtre actif combine parallèle - série (UPQC)	77
Figure III.12 : Association série d'un filtre actif parallèle et d'un filtre passif.	77
Figure III.13 : structure d'un micro-réseau.....	78
Figure III.14 : Contrôle hiérarchique — Approches de couche	81
Figure III.15 : Niveaux du contrôle hiérarchique d'un micro-réseau.....	82
Figure III.16 : Droop Contrôle avec boucle de contrôle d'impédance de sortie virtuelle	85
Figure III.17 : Caractéristiques du droop control	86
Figure III.18 : Actions de contrôle primaires et secondaires	87

CHAPITRE IV

Figure IV.1 : Schéma de micro réseau intégré au réseau électrique dans logicial matlab/simulink	97
Figure IV.2 : Schéma du sous-système de commande.....	97
Figure IV.3 : Schéma du sous-système $\alpha\beta$ -frame	100
Figure IV.4 : Schéma du sous-système de la boucle de commande de puissance et de courant.	102
Figure IV.5 : Schéma du sous-système de référence de puissance dynamique.	102
Figure IV.6 : Schéma du sous-système de boucle de commande de courant.....	103
Figure IV.7 : Schéma du sous-système PRES.....	104
Figure IV.8 : L'influence de température sur les caractéristiques de GPV.....	104

Figure IV.9 : L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques de GPV.....	105
Figure IV.10 : résultats de simulation des signaux modulateurs alpha et bêta	105
Figure IV.11 : résultats de simulation du suivi actuel à partir de la boucle de contrôle	106
Figure IV.12 : résultats de simulation de la tension nominale et de la tension de sortie	107
Figure IV.13 : résultats de simulation de la tension du réseau.....	107
Figure IV.14 : résultats de simulation de 7 kW et 0 kVAr, courbes de puissance actives et réactives	108
Figure IV.15 : résultats de simulation de phase b entre la tension et le courant	108
Figure IV.16 : Schéma bloc de la simulation sous MATLAB / SIMULINK.	110

Liste des tableaux

CHAPITRE I

Tableau I.1 : Potentiel solaire en Algérie.....	5
Tableau I.2 : Différent types de convertisseurs	23

CHAPITRE II

Tableau II.1 : Comparaison entre les différentes topologies	42
--	----

CHAPITRE III

Tableau III.1 : Niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux basse tension (Norme CEI 61000-2-2).....	71
Tableau III.2 : Principaux aspects de chaque technique de contrôle secondaire.....	88

CHAPITRE IV

Tableau IV.1 : Paramètres électriques de micro réseau	98
Tableau IV.2 : Paramètres de contrôle de micro-réseau	99

Introduction générale

Introduction générale

La demande mondiale de l'énergie augmente continuellement en raison de la croissance de population et du développement de l'économie dans tous les pays, En effet, elle permet de diminuer la réserve des énergies renouvelables , en affectant également l'environnement, ce qui contribue de manière significative à l'augmentation de la moyenne mondiale des températures, Pour remédier ces problèmes, les spécialistes du monde entier cherchent des solutions à ces problèmes[1] ,Parmi de ces solutions les énergies renouvelables comme l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau Dans cette optique, plusieurs pays ont engagé des grands investissements et semblent de ce fait sur la bonne voie pour réussir le challenge d'allier la production et la consommation d'énergie d'un côté et le maintien de l'équilibre écologiques, Le soleil reste dans ce cas, que ce soit la source d'énergie la plus prometteuse. Les progrès technologiques permettent en effet d'envisager dès aujourd'hui une part non négligeable du mix énergétique de demain à partir des deux composantes énergétiques essentielles de l'énergie solaire : thermique et lumineuse [1, 2, 3].

L'Algérie comme les pays du monde a adopté un programme ambitieux de production et promouvoir les énergies renouvelables, il sert à produire d'ici 2030 : 22000 MW à base principalement de solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne, en plus les filières de la biomasse, et la géothermie [4].

L'énergie solaire fournie par les panneaux solaires dépend de l'intensité de l'éclairement, de la température, ce qui engendre une production intermittente et irrégulière. En effet, L'énergie solaire photovoltaïque est utilisée dans deux applications : alimenter les régions isolées ou désertes, et la connexion au réseau électrique publique pour injecter la puissance produite [3].

L'intégration de l'énergie électrique produite par les systèmes photovoltaïques dans le réseau a augmenté de façon considérable ces dernières années. Pour assurer la stabilité et la sécurité du réseau, les gestionnaires imposent des conditions rigoureuses pour permettre l'injection de la puissance produite. En effet, toutes les installations photovoltaïques doivent assurer le contrôle dynamique de la puissance active et réactive, avoir la possibilité de fonctionnement dans une bande de tension et fréquence, et garantir la participation efficace dans la stabilité et l'équilibrage du réseau par la gestion des moments d'injection et de déconnexion.

Cette mémoire développée dans le cadre de ce travail couvre justement un volet important de ce sujet, à travers l'étude et l'optimisation et les techniques d'intégration d'une installation solaire photovoltaïque au réseau électrique. Pour cela, la mémoire est organisée en quatre chapitres.

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les systèmes photovoltaïques, Nous commencerons ce chapitre par une présentation l'intérêt d'utiliser l'énergie solaire photovoltaïque. Ensuite, nous allons exposer le principe de la conversion photoélectrique et le fonctionnement de la cellule, et nous donnerons aussi un aperçu sur le fonctionnement optimal des générateurs photovoltaïques (convertisseur DC-DC et MPPT).

Le deuxième chapitre sera consacré aux différents systèmes photovoltaïques sont exposés, De plus, les différentes topologies d'onduleur ainsi que les différentes stratégies de commande utilisées sont présentées.

Le troisième chapitre sera consacré aux réseaux électriques et son architecture, et précisément la structure du réseau électrique algérien, de plus, l'amélioration de la qualité et des notions sur les micro-réseau et leur technique de contrôle.

Le quatrième chapitre, sera consacré aux modélisations et simulation par MATLAB/SIMULINK d'un micro réseaux raccordées aux réseaux électriques.

Enfin, on termine par une conclusion générale qui résume l'ensemble des résultats obtenus.

Chapitre I :
Généralité sur les systèmes
photovoltaïques

I.1. Introduction :

Il est pertinent de commencer ce chapitre par généralité sur les systèmes photovoltaïques et particulièrement le principe de la conversion photovoltaïque reposant sur l'effet photovoltaïques et les principales composantes dont le générateur photovoltaïque se compose (la cellule, le module et les panneaux) seront détaillées. Cependant, la conception et la réalisation des systèmes photovoltaïques permettant d'assurer le fonctionnement optimal des modules photovoltaïques dans diverses conditions. Pour cela et avec le développement de l'électronique de puissance spécifique destinée aux applications photovoltaïques, plusieurs systèmes de conversion innovants ont été conçus (les hacheurs) ayant des étages d'adaptation en entrée qui assurent la recherche de point de puissance maximale (PPM). En effet, ces dispositifs permettent d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs statiques de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur. Habituellement, ces étages disposent de commandes de gestion électrique qui permettent d'extraire le maximum de puissance à la sortie de générateur photovoltaïque et d'assurer une parfaite d'adaptation entre la tension du générateur et la tension d'entrée de l'onduleur quelles que soient les conditions météorologiques. Ces commandes sont généralement appelées MPPT (Maximum Power Point Tracking). Durant ces dernières années, plusieurs techniques commandes pour la recherche de puissance maximale ont été développées dans la littérature, parmi ces commandes, on cite par exemple la commande de perturbation et observation.

I.2. Energie solaire :

Le soleil est une source d'énergie qui envoie vers la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 8400 fois la consommation énergétique de l'humanité. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré (kWh/m^2) répartie sur tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts de notre planète reçoivent en 6 heures plus d'énergie du soleil que n'en consomme l'humanité en une année [5, 6, 7].

L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés :

- **Energie solaire thermique** : consiste à produire directement de la chaleur grâce à des capteurs adéquats. Cette dernière pouvant à son tour servir à la production d'électricité.
- **Energie solaire passive** : c'est une autre forme d'utilisation de l'énergie solaire en convertissant directement le rayonnement solaire en chaleur.

- **Energie solaire photovoltaïque** : consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires photovoltaïques.

D'après les calculs qui ont été faits par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), une surface de 145000km² (4% de la surface des déserts arides) de panneaux photovoltaïques suffirait à couvrir la totalité des besoins énergétiques mondiaux, ce qui rend le solaire photovoltaïque une solution efficace et prometteuse [2].

I.3. Le Potentiel Solaire en Algérie :

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700KWh/m²/an au nord et 2263kwh/m²/an au sud du pays.

Au Sahara, ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable s'il est exploité de manière économique. Le tableau I.1 indique le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie [8].

Tableau I.1 : Potentiel solaire en Algérie. [9]

Regions	Regions cottières	Hauts plateaux	Sahara
Superficies	4%	10%	86%
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m²/an)	1700	1900	2650

I.4. Energie solaire photovoltaïque :

L'énergie solaire photovoltaïque connaît actuellement un grand développement dans le monde (figure I.1), elle est devenue un moyen de production d'électricité au même titre qu'hydroélectricité ou l'énergie éolien. Le marché de l'énergie photovoltaïque a progressé de 25 % par rapport à 2014, pour atteindre le seuil record de 50 GW, ce qui porte le montant total mondial à 227 GW fin 2015 [3].

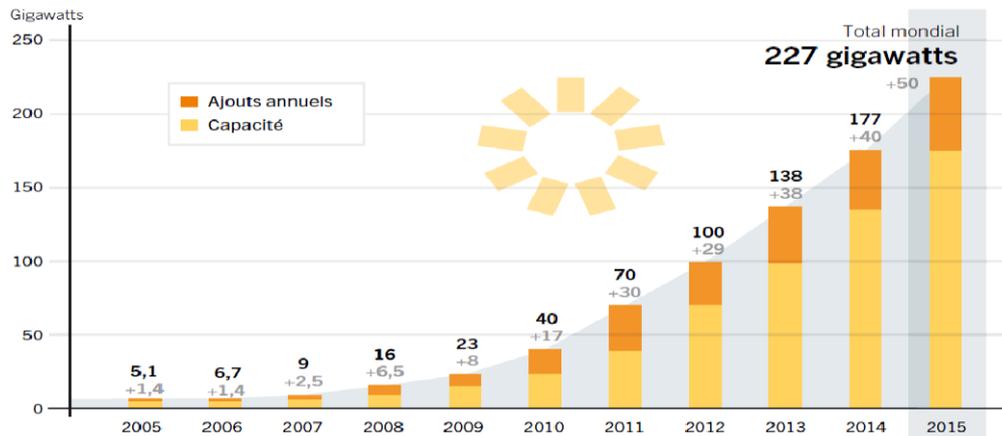


Figure I.1 : Capacité et ajouts annuels mondiaux d’énergie solaire photovoltaïque 2005–2015 [3]

Le solaire photovoltaïque apparaît ainsi à juste titre comme une solution d’avenir car il offre une multitude d’avantages dont [5, 10, 11, 12]:

- La production de cette électricité renouvelable n’émet pas de gaz à effet de serre, il faut cependant réduire l’impact environnemental de la fabrication du système.
- La lumière du soleil étant disponible partout et quasi-inépuisable, l’énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne, dans un site isolé que dans le centre d’une ville, au Sud autant que dans le Nord.
- L’électricité photovoltaïque peut être produite auprès de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l’utilisateur.

On distingue deux grands types d’applications susceptibles d’être alimentées par l’énergie solaire photovoltaïque, à savoir :

- Les systèmes de production autonomes pour l’alimentation de sites ou d’équipements isolés et non raccordés au réseau électrique.
- Les systèmes de production raccordés au réseau de distribution de l’électricité.

I.4.1. Le Rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est la matière première de l’énergie solaire, il est constitué de photons dont la longueur d’onde s’étend de l’ultraviolet (0.2 µm) à l’infrarouge lointain (2.5 µm). On utilise la notion AM pour Air Mass a fin de caractériser le spectre solaire en termes d’énergie émise.

L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur la distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m^2 (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (Figure I.2). Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite des phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé.

Le rayonnement direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m^2 du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration θ est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m^2 (AM1.5). [13]

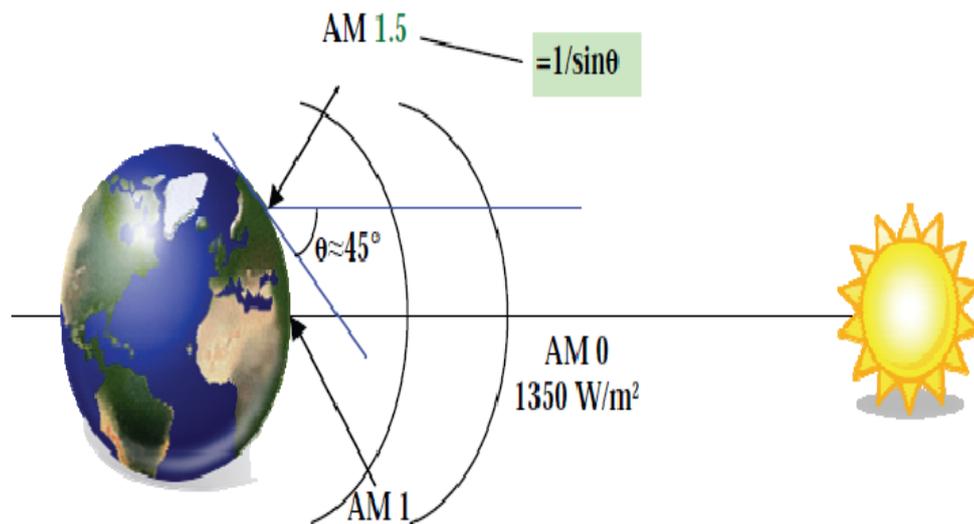


Figure I.2 : normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM. [13]

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de composantes principales suivant :

Rayonnement direct :

C'est le flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque solaire sans avoir été dispersé par l'atmosphère.

Rayonnement diffus :

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil ayant subi de multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère.

Rayonnement réfléchi :

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature du lieu appelé Albédo $0 \leq \epsilon \leq 1$.

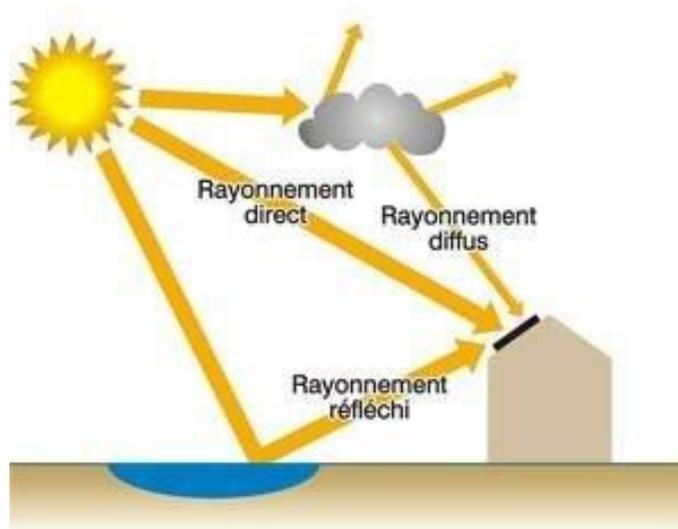


Figure I.3 : différents composants de rayonnement solaire.

I.4.2. Principe de la conversion photoélectrique :

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate (figure I.4). Il permet de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. La production d'électricité est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation de la cellule par rapport au soleil [14,15].

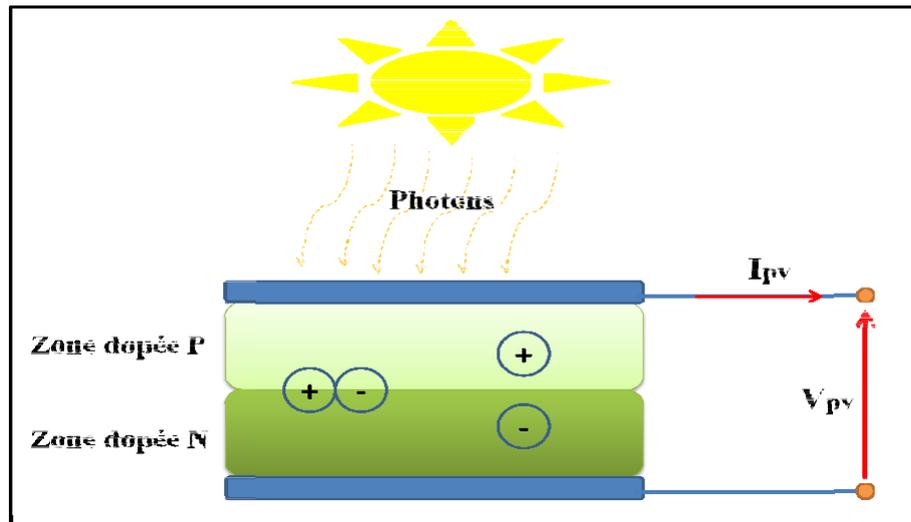


Figure I.4 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La génération de courant électrique en question est basée sur les mécanismes suivants [27] :

- Absorption des photons par le matériau constituant le dispositif.
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron dans le matériau semi-conducteur.
- Collecte des particules générées dans le dispositif.

I.4.3. La cellule Photovoltaïque :

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839 [16]. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment du même matériau, ou entre deux matériaux différents (hétérojonction).

I.4.3.1. Les types des cellules :

Il existe trois grands types des cellules en silicium : mono cristallin, poly cristallin et amorphe.[17]

a) Cellule au silicium monocristallin :

Pour ce genre d'applications technologiques, le silicium pur est obtenu à partir de la silice de quartz ou de sable par transformation chimique métallurgique. Le silicium a un rendement électrique et une durée de vie de l'ordre de deux fois celle du silicium amorphe, mais il est nettement plus cher.

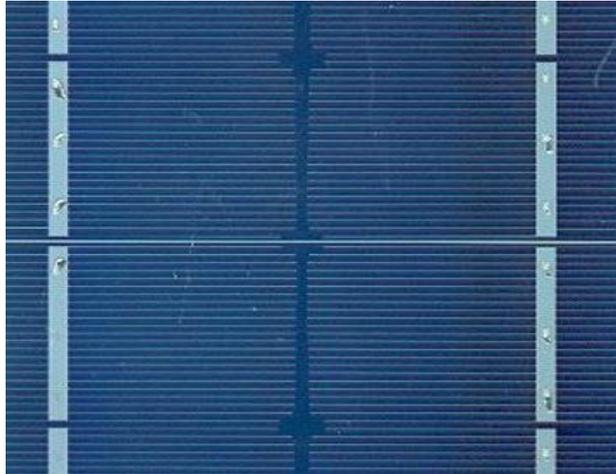


Figure I.5 : Cellule au Silicium Monocristallin

b) Cellule au silicium polycristallin :

Le silicium polycristallin est un matériau composé de cristaux juxtaposés obtenus par moulage. Ce matériau est moins coûteux. Les cellules carrées ou rectangulaires sont faciles à utiliser.

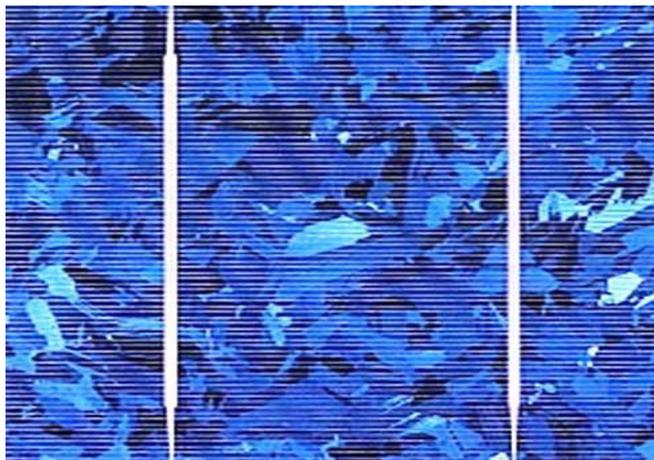


Figure I.6 : Cellule au Silicium Polycristallin.

c) Cellule au silicium amorphe :

Le silicium absorbe le rayonnement solaire jusqu'à 100 fois mieux qu'en état cristallin ; les cellules sont constituées par des couches très minces.

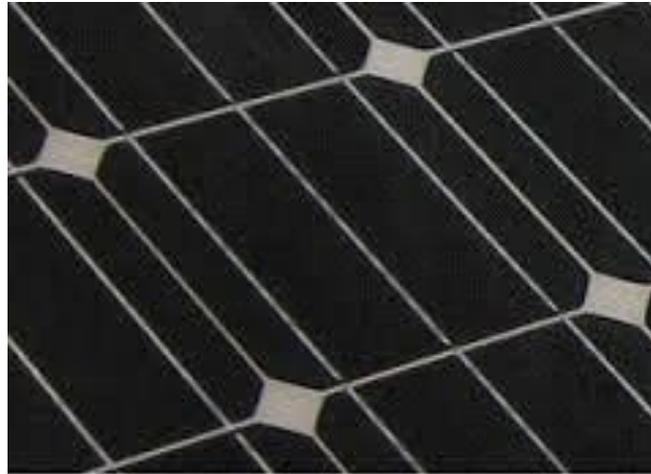


Figure I.7 : Cellule au Silicium amorphe (couche mince).

I.4.3.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

Les cellules photovoltaïques exploitent l'effet photoélectrique pour produire du courant continu par absorption du rayonnement solaire. Cet effet permet aux cellules de convertir directement l'énergie lumineuse des photons en électricité par le biais d'un matériau semi-conducteur transportant les charges électriques. Le matériau semi-conducteur comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit d'électrons. Ces deux parties sont respectivement dites « dopées » de type n et de type p (figure I.8). Le dopage des cristaux de silicium consiste à leur ajouter d'autres atomes pour améliorer la conductivité du matériau. Un atome de silicium compte 4 électrons périphériques. L'une des couches de la cellule est dopée avec des atomes de phosphore qui, eux, comptent 5 électrons (soit 1 de plus que le silicium). On parle de dopage de type n comme négatif, car les électrons (de charge négative) sont excédentaires. L'autre couche est dopée avec des atomes de bore qui ont 3 électrons (1 de moins que le silicium). On parle de dopage de type p comme positif en raison du déficit d'électrons ainsi créé. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p[27].

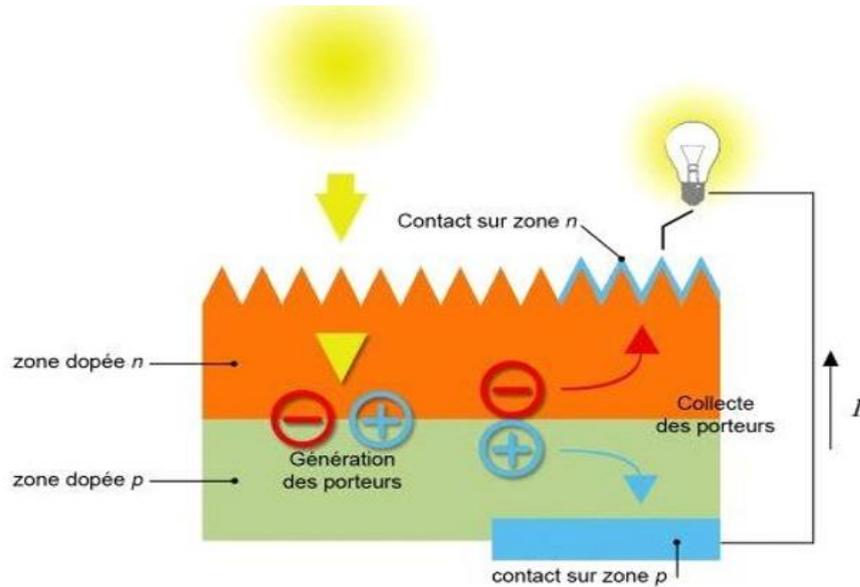


Figure I.8 : Constitution d'une cellule photovoltaïque (d'après source CEA)

En traversant la cellule photovoltaïque, les photons arrachent des électrons aux atomes de silicium des deux couches n et p. Les électrons libérés se déplacent alors dans toutes les directions. Après avoir quitté la couche p, les électrons empruntent ensuite un circuit pour retourner à la couche n.

I.5. Générateur photovoltaïque :

La puissance disponible aux bornes d'une cellule est très faible. Il est donc nécessaire d'associer en série et en parallèle de telles cellules pour obtenir des modules de puissance compatible avec le matériel usuel. Les modules sont ensuite connectés en série pour former une chaîne. Enfin, les chaînes sont connectées en parallèle pour former un générateur photovoltaïque. Le nombre de modules dans chaque chaîne est spécifiée selon le besoin du niveau de tension du générateur.

I.5.1. Module photovoltaïque :

Un module PV est le plus petit ensemble de cellules PV interconnectées et complètement Protégées contre l'environnement. Généralement il contient également des protections pour Protéger les cellules PV d'un fonctionnement qui peut être destructif. Les connexions peuvent être réalisées en parallèle ou en série.

I.5.2. Panneau photovoltaïque :

Le panneau photovoltaïque (ou champ solaire) est constitué de modules connectés en série et en parallèle pour obtenir la puissance souhaitée. Chaque module est lui-même composé de cellules.



Figure I.9 : Configuration des cellules photovoltaïques [24].

a) Association en série :

L'association en série favorise la tension, la tension globale est la somme des tensions à travers toutes les cellules et l'intensité du courant est la même dans chacun des éléments du circuit. Par conséquent, l'intensité I du courant qui traverse chaque cellule PV est constante.

b) Association en parallèle :

L'association en parallèle favorise le courant. L'intensité du courant débité par le panneau PV est égale à la somme des courants mesurés dans chaque module et la tension est la même dans chacun des éléments du circuit.

c) Association mixte :

Un montage est dit mixte s'il comporte un ensemble de panneaux montés en série et en parallèle. Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque.

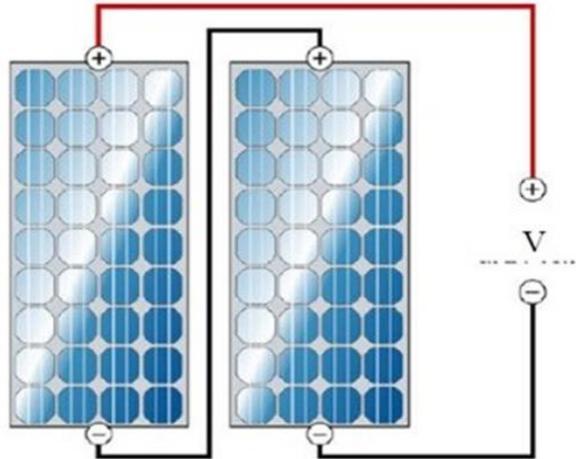


Figure I.10 : Association des modules en série.

I.5.3. Paramètres d'un module photovoltaïque :

Les modules sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides (quelques centimètres d'épaisseur), dont les paramètres suivants [18]:

- **La puissance crête, P_c** : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25 °C et un éclairement de 1000 W 1m²).
- **La caractéristique $I=f(V)$** : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Tension de circuit-ouvert, V_{co}** : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement I_l plein soleil .
- **Courant de court-circuit, I_{cc}** : C'est la plus grande valeur de courant générée par la cellule sous les conditions de court-circuit où $V = 0$. (Pratiquement $I_{cc} = I_{ph}$).
- **La puissance maximale P_{max}** : C'est la puissance électrique maximale que peut fournir le module, qui est associé à une tension maximale V_{max} et à une intensité maximale I_{max} .

$$P_{max} = V_{max} \cdot I_{max} \quad (I.1)$$

- **Rendement η** : Rapport de la puissance électrique maximale P_{max} à la puissance de radiation incidente P_{inc} .

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc}} \quad (I.2)$$

Avec P_{inc} est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des photopiles.

- **Facteur de forme FF**: Rapport de la puissance maximale qui peut être délivré à la charge sur le produit de (I_{cc} , V_{co})

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

Ce paramètre reflète la qualité de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique.

I.5.4. Influence de la température et l'ensoleillement sur le rendement d'une cellule solaire [19] :

On peut remarquer que la caractéristique I (V) d'un panneau photovoltaïque dépend fortement de l'insolation et de la température.

I.5.4.1. Influence de l'ensoleillement :

Une baisse de l'ensoleillement provoque une diminution de la création de paires électron-trou avec un courant changé à l'obscurité. Le courant du panneau solaire étant égal à la soustraction de la photo courant et du courant de diode à l'obscurité, il y'a une baisse du courant solaire proportionnelle à la variation de l'ensoleillement accompagnée d'une très légère diminution de la tension V_{co} et donc un décalage du point P_{max} du panneau solaire vers les puissances inférieures.

Les graphes suivants représentent les caractéristiques I(V) et P(V) respectivement d'un générateur photovoltaïque pour une température constante ($T=25^\circ\text{C}$) et un ensoleillement variable.

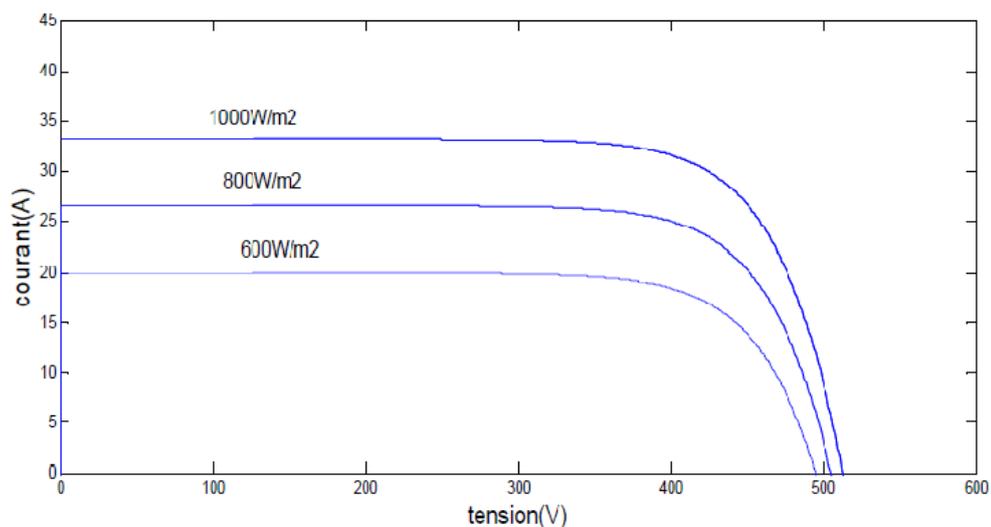


Figure I.11 : Courbes I (V) d'un panneau à divers ensoleillements.

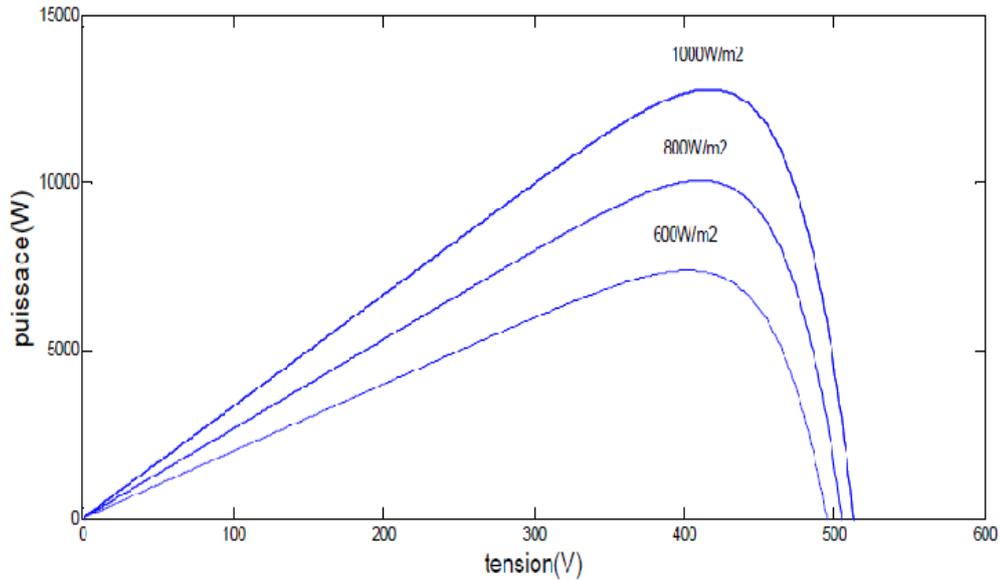


Figure I.12 : Courbes $P(V)$ d'un panneau à divers ensoleillements à $T=25^{\circ}\text{C}$.

Il est clair que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, mais reste quasiment identique même à faible éclairage.

Ceci implique donc que :

- La puissance optimale de la cellule (P_{\max}) est pratiquement proportionnelle à l'éclairage ;
- Les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension.

I.5.4.2. Influence de la température :

On s'aperçoit que le courant délivré par chaque cellule dépend de la température interne de la jonction PN qui constitue la cellule PV.

Si on considère le réchauffement d'un module PV de 25°C à 50°C et si l'on considère en première approximation que la température face arrière de chaque cellule est proche de la température de la jonction PN, alors on peut considérer l'influence de la température.

On s'aperçoit que la tension de circuit ouvert décroît en fonction d'une augmentation de la température. Par conséquent, on perd de la puissance disponible aux bornes du module PV.

Influence de la température sur les courbes $I(V)$ et $P(V)$

Les figures (I.12) et (I.13) présentent des courbes $I(V)$ et $P(V)$ pour différentes températures de fonctionnement du module photovoltaïque à une irradiation constante.

On remarque que la température à une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente. On en déduit donc que le panneau peut fournir une tension correcte, même à faible éclairage, par conséquent la puissance extractible diminue.

Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement prise en compte. Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue environ de 0,5% pour chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au-dessus de 25 °C[19].

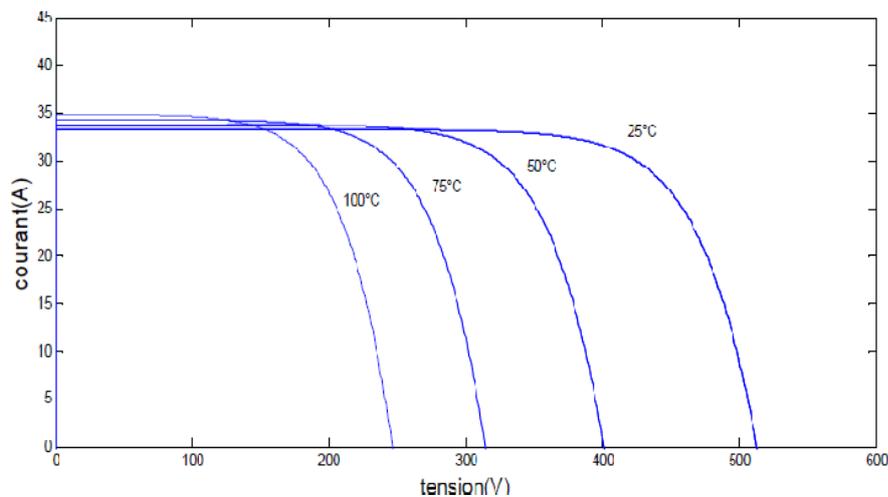


Figure I.13 : courbes I(V) d'un générateur PV pour différentes températures à $G=1000W/m^2$

I.6. Fonctionnement optimal d'un générateur photovoltaïque :

Comme nous l'avons montré précédemment, un GPV présenté par des caractéristiques IV et P-V, ces caractéristiques montrent bien que la puissance générée par le GPV varie fortement en fonction des conditions météorologiques, ainsi que la caractéristique de la charge sur laquelle le GPV débite ; que ce soit continu ou bien alternatif comme le réseau électrique, ce qui conduit à une Puissance de sortie non linéaire [21,22]. Il se pose donc un problème de l'adaptation de la GPV avec la charge ainsi l'extraction le maximum de la puissance aux bornes du GPV et de la transférer vers la charge. Dans ce cas, il est nécessaire de concevoir et de réaliser un dispositif qui permet de réguler et maximiser la puissance fournie à la charge.

Afin que le GPV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal et D'extraire à chaque instant le maximum de puissance et de la transférer à la charge quelles que soit les conditions météorologiques, une solution adoptée est d' introduire un étage d'adaptation d'impédance entre le GPV et la charge comme illustrée dans la figure (I.14) Cet étage d'adaptation est souvent réalisé par un convertisseur statique, ce convertisseur en tant que

traqueurs de point de puissance maximale, ce qu'on appelle: MPPT «Maximum Power Point Tracking », il se compose d'un circuit de puissance de topologie DC/DC ou AC/DC selon la nature de la charge, menu d'un circuit de commande où il y'aura un algorithme qui permette à suivre le point de puissance maximale (PPM) comme illustrée la figure (I.14) , Ces algorithmes vont modifier l'impédance équivalente du convertisseur pour s'assurer que le générateur PV fonctionne à sa puissance maximale [21,23].

Pour notre système photovoltaïque, l'étage d'adaptation qui l'on va utiliser c'est le Convertisseur DC-DC qui s'appelle hacheur, grâce à sa simplicité de commande ; on peut à chaque instant ouvrir ou fermer l'interrupteur pour changer le point de fonctionnement, et l'adaptation se fait par la variation du rapport cyclique de la commande de l'interrupteur du convertisseur [24].

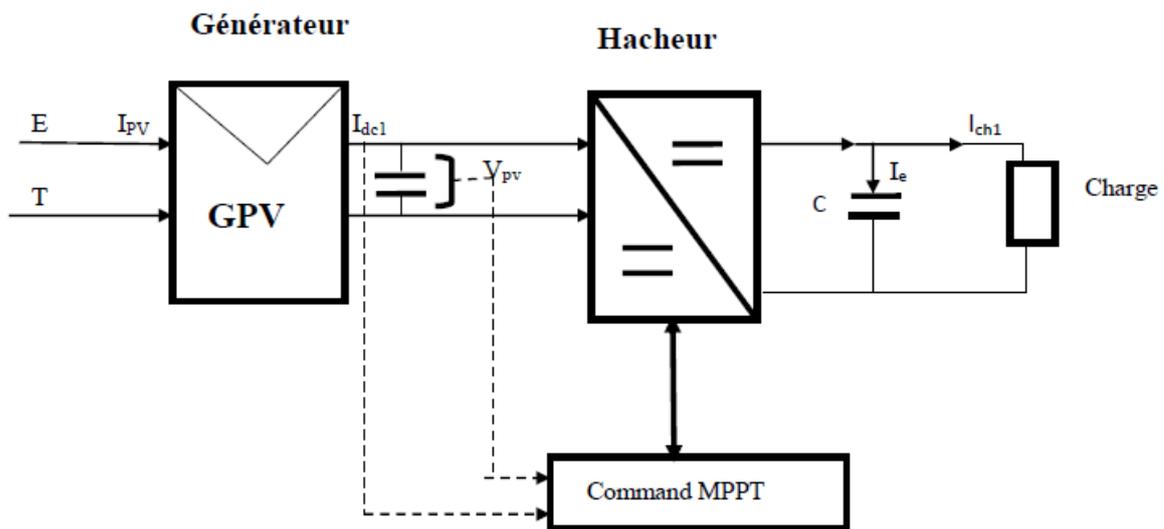


Figure I.14 : chaîne de de conversion photovoltaïque avec de convertisseur DC/dc contrôlé par une commande MPPT

I.6.1. Convertisseurs d'énergie DC/DC pour les systèmes photovoltaïques :

Comme nous l'avons vu dans la section précédente, le raccordement d'un générateur photovoltaïque à une charge quelconque nécessite un étage d'adaptation afin que d'adapter la source continue à amplitude variable (GPV) à la charge qui demande en général une tension DC constante, et d'assurer que le GPV fonctionne à sa puissance maximale. Ceci est réalisé par l'introduire entre le générateur PV et la charge un quadripôle d'adaptation qui est un convertisseur d'énergie DC/DC (hacheur).

L'hacheur présente la partie essentielle dans le dispositif de commande d'un le système de conversion d'énergie photovoltaïque, il s'agit d'un convertisseur statique du type DC-DC qu'il permet de contrôler et gérer le transfert d'énergie à partir d'une source de tension continue fixe vers un niveau de tension continue variable avec un rendement élevé [25].

Un hacheur peut être réalisé à l'aide d'un interrupteur électronique commandable à l'ouverture et à la fermeture, habituellement comme les thyristors GTO, les transistors bipolaires LGBT, MOSFET..., etc. L'idée d'un hacheur consiste à établir d'interrompre périodiquement la combinaison source-charge à l'aide d'un interrupteur électronique commandable. Ce dernier doit être fermé ou ouvert à volonté pour avoir une tension de sortie continue réglable [26].

On distingue trois types de convertisseurs DC/DC utilisés fréquemment dans les systèmes photovoltaïques :

- Hacheur élévateur (Boost) ;
- Hacheur abaisseur (Buck) ;
- Hacheur abaisseur-élévateur (Buck-Boost).

I.6.1.1. Hacheur élévateur (Boost)

L'hacheur élévateur peut être généralement trouvé dans la littérature sous le nom hacheur Boost ou hacheur parallèle, la figure (I.15) représente le circuit électrique de base d'un hacheur Boost. Ce convertisseur est une alimentation à découpage élévateur qui permet d'avoir une tension de sortie supérieure à celle de l'entrée [29],[24].

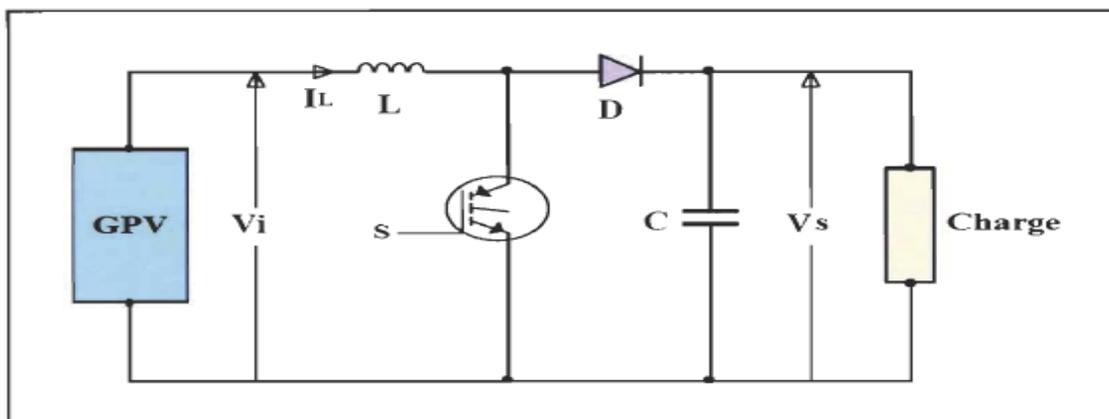


Figure I.15 : Circuit électrique de l'hacheur Boost.

En mode de conduction continue, on distingue deux phases de fonctionnement [29]:

1- Lorsque (S) est fermé, la diode est polarisée en inverse, la source (GPV) fournit de l'énergie à l'inductance (L) et le courant dans l'inductance croît progressivement, donc la charge est isolée à la source dans ce cas;

2- Lorsque (S) est ouvert, l'étage de sortie (charge + condensateur) reçoit l'énergie fournie par la source (GPV) ainsi l'énergie accumulée dans l'inductance à travers la diode D.

Les équations électriques de hacheur Boost s'écrivent comme de suite [12]:

$$L \cdot \frac{dI_L}{dt} = v_i - (1 - \alpha)V_s \tag{I.4}$$

$$C \cdot \frac{dV_s}{dt} = (1 - \alpha)I_L - \frac{V_s}{Z_{ch}} \tag{I.5}$$

En valeurs moyennes, l'expression de la tension de sortie (Vs) en fonction de la tension d'entrée (Vi) et du rapport cyclique (a) est donnée par l'équation suivante :

$$V_s = \frac{V_i}{(1-\alpha)} \tag{I.6}$$

On remarque que la régulation de la tension de sortie (Vs) se fait en contrôlant le rapport cyclique (α).

I.6.1.2. Hacheur abaisseur (Buck) :

Le hacheur Buck est monté sur la figure (I.16) peut être généralement trouvé dans la littérature sous le nom hacheur dévolteur ou hacheur série. Son application typique est capable de convertir sa tension d'entrée à une tension de sortie inférieure à celle de l'entrée [24] .

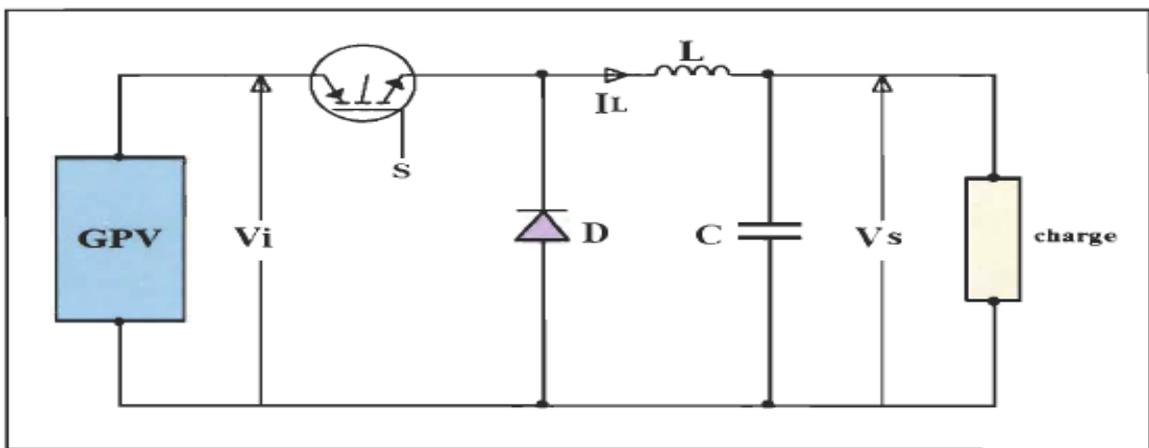


Figure I.16 : Circuit électrique du hacheur abaisseur (Buck)

Le fonctionnement de cette configuration de le hacheur Buck se base sur le processus de commutation qui décrit par la position de commutateur (S), qui peut être commandée sur deux positions (fermé ou ouvert) où la tension de GPV (V_i) doit être supérieur à celle aux bornes de la charge (V_s).

Quand le commutateur est fermé, la diode se bloque et le transistor ou MOSFET soit dans un état de saturation, alors la charge sera alimentée par le courant de source (GPV) à travers de l'inductance (L), et cette dernière au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie. Dès que le commutateur sera ouvert et la diode passante, la source et la charge ne sont plus en contact durant cette phase. Dans ce cas, l'inductance libère l'énergie emmagasinée vers la charge [29].

En régime de conduction continu et pour un rapport cyclique « α » donné, la tension (V_s) aux bornes de la charge est donnée par [26,21]:

$$V_s = \alpha V_i \quad (I.7)$$

Avec le rapport cyclique (a) est défini comme étant le rapport entre la durée (T_{on}) pendant laquelle (S) est fermé dans un période (T).

$$\alpha = \frac{T_{on}}{T} \quad 0 < a < 1 \quad (I.8)$$

Dans les 2 types de fonctionnement, on remarque que la tension de la charge (V_s) dépend du rapport cyclique (a). Donc, pour régler la tension (V_s), la valeur de rapport cyclique (a) doit être modifié.

I.6.1.3. Hacheur abaisseur-élévateur (Buck-Boost) :

Dans le cas d'hacheur Boost ou Buck, le transfert d'énergie s'effectue dans un seul sens de la source (GPV) vers la charge. Ainsi, pour réaliser le transfert d'énergie dans les deux sens, un hacheur Boost et un hacheur Buck ont été associés.

L'hacheur abaisseur-élévateur (Buck-Boost) combine les propriétés des deux convertisseurs précédents, il est utilisé comme un transformateur idéal de n'importe quelle tension d'entrée pour avoir n'importe quelle tension de sortie désirée, soit supérieure ou inférieure de à celle de l'entrée selon le mode de commutation. La topologie de base de ce convertisseur est donnée par la figure (I.17) [24,29].

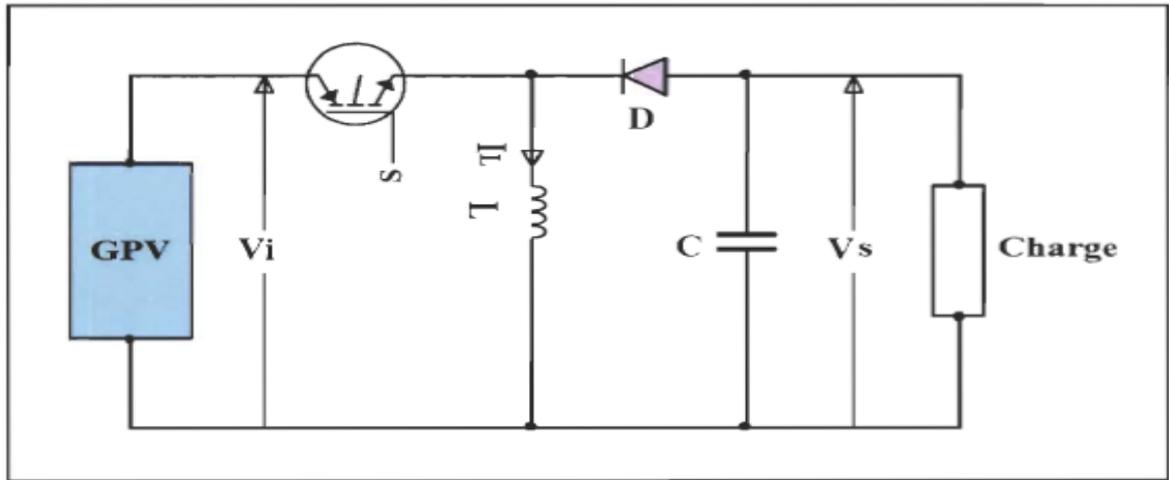


Figure I.17 : Circuit électrique de base de l'hacheur Buck-Boost.

En mode de conduction continue, on distingue deux phases de fonctionnement

1- Lorsque (S) est fermé et la diode (D) est bloquée, la tension de la source est appliquée aux bornes de l'inductance (L), où elle se charge et stocker l'énergie jusqu'au début la deuxième phase de fonctionnement. Dans cette phase, le courant (IL) dans l'inductance croît linéairement et sa tension (V_d) est égale à la tension de la source (V_i).

2- Lorsque (S) est ouvert, la diode (D) se met à conduire, l'énergie emmagasinée dans l'inductance (L) de la première phase de fonctionnement se transfère vers la charge à travers la diode. Dans cette phase de fonctionnement, le courant (IL) décroît linéairement et la tension V_L est égale V_s [24,21, 29].

L'équation de la tension moyenne aux bornes de la charge (V_s) en fonction de la tension d'entrée (V_i) et du rapport cyclique (a) qui décrit-elle le fonctionnement du hacheur (Buck-Boost) en conduction continue est donnée par [24, 29]. :

$$V_s = \left(\frac{\alpha}{1-\alpha} \right) V_i \quad (I.9)$$

D'après l'équation (I.9), on remarque, quand le rapport cyclique $a > 0.5$, le hacheur Buck-Boost fonctionne comme un hacheur Boost et quand le rapport cyclique $a < 0.5$, le hacheur Buck-Boost fonctionne comme un hacheur Buck.

Tableau I.2 : Différent types de convertisseurs [28].

Type des convertisseurs	Rapport de transformation	Application
Abaisseur (Buck)	D	Convertie sa tension continue d'entrée (V_i) en une tension de sortie (V_s) inférieure à (V_i).
Élévateurs (Boost)	$\frac{1}{1 - D}$	Convertie une tension continue d'entrée (V_i) en une autre tension continue de sortie (V_s) de valeur supérieure à (V_i).
Buck-Boost.	$\frac{-D}{1 - D}$	Convertie une tension continue d'entrée (V_i) en une tension continue de sortie (V_s) qui peut être supérieure ou inférieure { celle de l'entrée en fonction de D.

I.6.2. Algorithmes de poursuite de point de puissance maximale (MPPT) :

Pour la maximisation de puissance de la source PV, en intercalant un quadripôle d'adaptation qui est un convertisseur d'énergie DC-DC entre la source PV et la charge et avec le contrôle rigoureux du rapport cyclique de ce dernier, Cette adaptation se réalise en cherchant de façon automatique le PPM du panneau PV et un suivi continu de la puissance maximale est assuré , Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal, Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking) Son rendement se situe entre 90 et 95% ,La Figure (I.14) représente le schéma synoptique du ce système PV.

La commande MPPT permet de chercher le point de fonctionnement optimal du module photovoltaïque dans les conditions météorologiques variables.

Ceci est basé sur la variation automatique du rapport cyclique (α) du signal qui commande le convertisseur d'énergie, à une valeur adéquate de manière à maximiser la puissance à la sortie du module [34].

Comme le montre la Figure (I.18), pour une puissance incidente (W_1), la puissance optimale transférée à la charge est obtenue pour un rapport cyclique (α_{opt1}).

Si la puissance incidente change (W_2), alors ce point de puissance maximale est le point PPM2 et le point de fonctionnement du générateur PV est le point Pf (Figure I.18a).

Pour converger vers le nouveau point PPM2, il faut ajuster le rapport cyclique α à la valeur (α_{opt2}).

Il en sera de même que lorsque la charge (R_{ch}) change (Figure I.18b): Le point de puissance maximale dévie de sa position optimale (PPM1); pour converger vers ce PPM1, il faut agir sur le rapport cyclique(α).

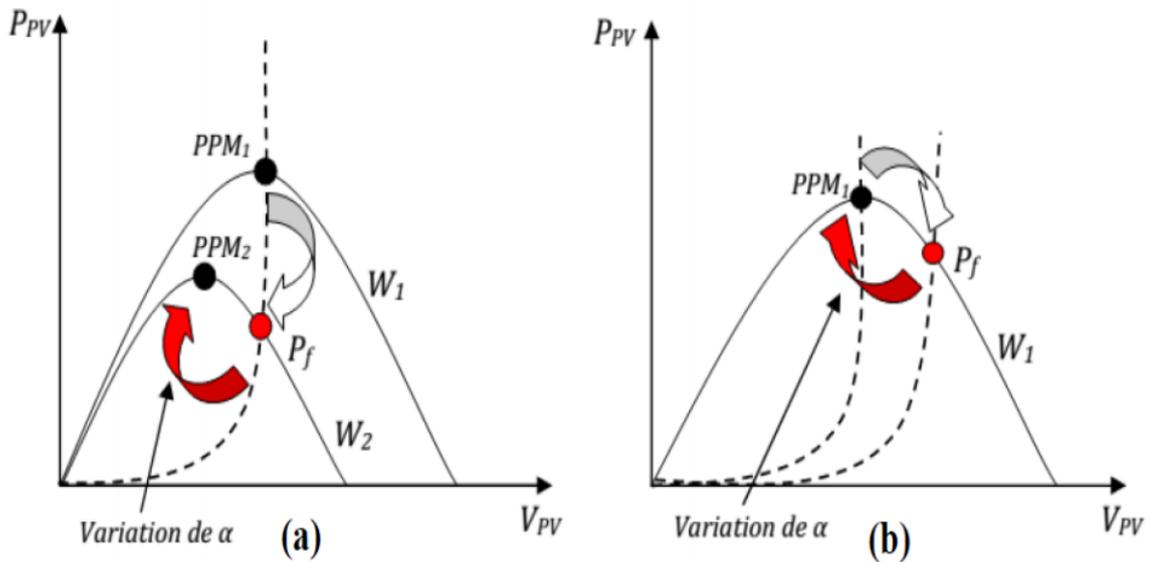


Figure I.18 : Fluctuation du PMM.

Avec : a) Variation de l'éclairement et b) Variation de la charge.

Pour savoir l'efficacité de la technique du MPPT, on définit le rendement MPPT (η_{MPPT}) comme suit :

Il donne le pourcentage de pertes de puissance d'un module PV (PIN), qui correspond à l'entrée de l'étage d'adaptation, par rapport à la fourniture de la puissance maximale qu'il pourrait produire (P_{MAX}) [32].

Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution.

Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un étage d'adaptation noté (η_{conv}) permettant d'évaluer les pertes liées à la conversion de puissance associée à l'étage d'adaptation.

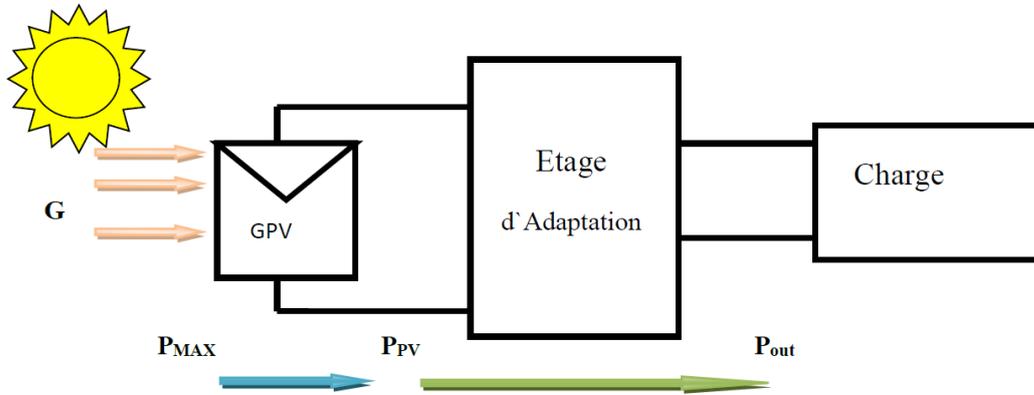


Figure I.19 : Chaîne de conversion photovoltaïque.

Ce type de rendement dépend du temps et des conditions de fonctionnement. Il est nécessaire, pour obtenir une grande précision sur cette grandeur, d'effectuer les mesures de courant et de tension en entrée et en sortie de l'étage au même instant garantissant ainsi la connaissance précise du transfert de puissance effectué à un instant donné.

$$\eta_{conv} = P_{out} / P_{pv} \quad (I.10)$$

Ce rendement traduit la capacité de la totalité d'une chaîne PV à produire plus ou moins de l'énergie électrique.

Cela permet également de comprendre la différence entre un rendement effectué en laboratoire sur des matériaux et des cellules PV sous température et irradiation contrôlées et le rendement réel des GPV installés fonctionnant en conditions réelles [32].

$$\eta_{tot} = \frac{P_{max}}{G \cdot S} \cdot \frac{P_{pv}}{P_{max}} \cdot \frac{P_{out}}{P_{pv}} \quad (I.11)$$

Ce rendement traduit la capacité de la totalité d'une chaîne PV à produire plus ou moins de l'énergie électrique. Cela permet également de comprendre la différence entre un rendement effectué en laboratoire sur des matériaux et des cellules PV sous température et irradiation contrôlées et le rendement réel des GPV installés fonctionnant en conditions réelles [32].

I.6.2.1. Différentes techniques d'MPPT :

Afin d'extraire Le maximum de puissance d'un panneau solaire, on peut raisonner Sur plusieurs et différentes méthodes, En littérature on trouve fréquemment les techniques de maximisation suivantes [33]:

- Perturbation et observation. (P&O).
- Méthode de capacité parasite.
- La méthode incrémentation de la conductance.

Dans notre chapitre, on se limite à la méthode de Perturbation et observation (P&O), qui est très simple à implanter, et de bon rendement.

I.6.2.2. La méthode Perturbation et Observation P&O :

C'est la méthode la plus répandue dans le domaine MPPT vu la simplicité de son principe et la facilité de son implémentation. Elle est basée sur l'introduction d'une perturbation sur le système et l'observation ou la diminution de (V_{ref}) où en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC/DC, puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie du panneau.

Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du Panneau est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$, alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent, la figure (I.20) donne l'organigramme de cet algorithme [33].

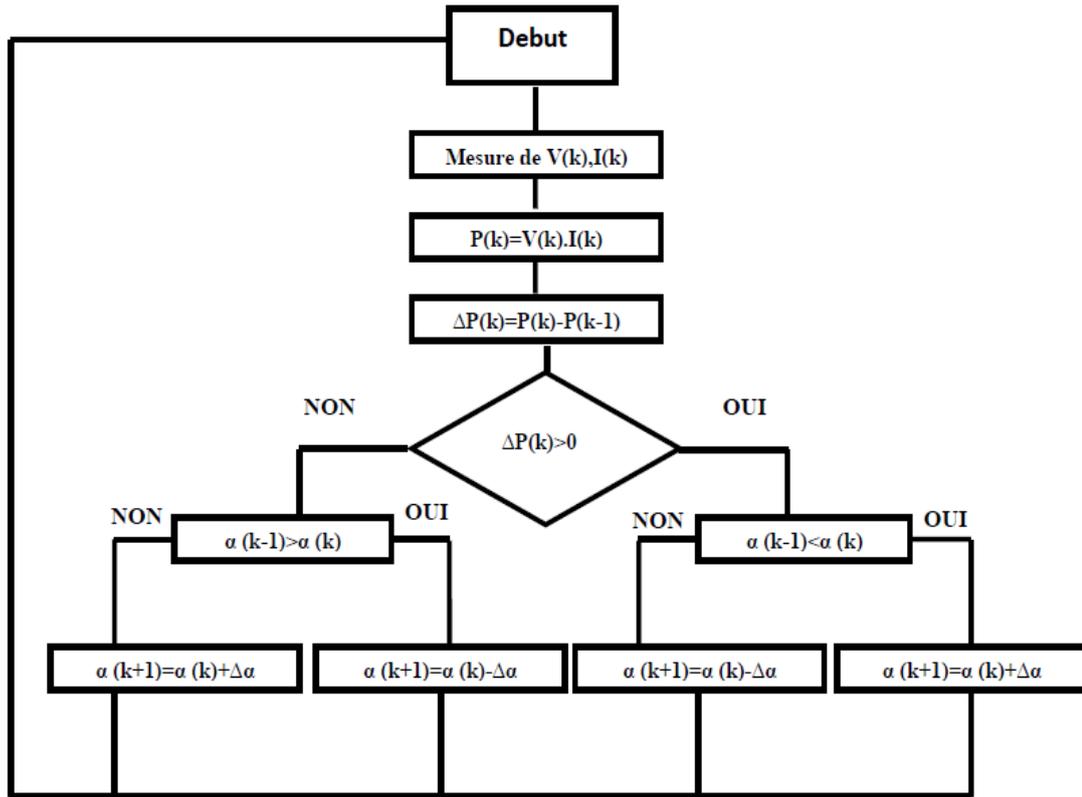


Figure I.20 : Organigramme de l’algorithme Perturbation et Observation (P&O)

D'abord la tension V et le courant I sont mesurés pour calculer la puissance (k). Cette valeur $P(k)$ est comparée à la valeur de la puissance obtenue durant la dernière mesure ($k - 1$).

1- Si la puissance fournie par le panneau a augmenté depuis la dernière mesure, l’incrémentatation ou des incrémentatations du rapport cyclique (α) continuera Dans le même sens que lors du dernier cycle et ceci est fait par le test sur (dV).

- Si $dV > 0$ cela veut dire qu’on a incrémenté (V) durant le dernier cycle c'est- à- dire

$$\alpha(k + 1) = \alpha(k) + \Delta\alpha \tag{I.12}$$

-Si $dV < 0$ cela veut dire qu’on a décrémenté (V) durant le dernier cycle c'est- à - dire qu’on va mettre :

$$\alpha(k + 1) = \alpha(k) - \Delta\alpha \tag{I.13}$$

Donc on termine dans le chemin où (P) continue à augmenter. Si la puissance fournie par le panneau a diminué depuis la dernière mesure, l’incrémentatation ou la des incrémentatons du rapport cyclique (α) sera en sens inverse par rapport au dernier cycle et ceci est fait aussi par le test sur (dv).

Avec cet algorithme la tension de fonctionnement (V) est perturbée avec chaque cycle [31].

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté quelques notions et définitions de base relatives aux systèmes photovoltaïques et particulièrement la source de production d'énergie électrique celle qui est: la cellule et l'effet photovoltaïque, générateur photovoltaïque, ensuite nous avons décrit la présentation les principales caractéristiques du générateur photovoltaïque et ces performances. Ainsi, nous avons détaillée dans ce chapitre qui elle permette à optimiser le fonctionnement du GPV et d'assurer d'avoir une puissance maximale à la sortie du GPV, cette solution consiste à introduire un étage d'adaptation associé à une commande poursuite le point de puissance maximum (MPPT) qui permettant d'extraire le maximum de puissance quelque soient les conditions climatiques et d'assurer une parfaite d'adaptation entre le GPV et la charge, En effet, cet étage d'adaptation a été réalisé à l'aide d'un convertisseur de puissance (hacheur), Dans ce contexte, on a étudié quelques types du hacheur les plus utilisés dans le système photovoltaïque comme: Hacheur Boost, Hacheur Buck et Hacheur Buck-Boost, On a présenté aussi la commande MPPT des convertisseurs DC-DC pour rechercher le point où la puissance du générateur photovoltaïque est maximale, sous différentes conditions de fonctionnement. On a étudié la commande MPPT basées sur l'algorithme de perturbation et observation.

Références :

- [1] : www.eia.gov , administration de l'information de l'énergie américaine (US Energy Information Administration).
- [2] : www.iea.org , agence internationale de l'énergie (International Energy Agency).
- [3] : « Rapport sur le statut mondial des énergies renouvelables 2016 » , REN21 (réseau mondial multipartite pour la promotion des politiques en faveur des énergies renouvelables).
- [4] : www.cder.dz , « Programme nationale de développement des énergies renouvelables 2015-2020-2030».
- [5] : S. Belakehal, « Conception & commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables», Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010.
- [6] : V. Courtecuisse, « Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau», Thèse de Doctorat, Ecole nationale d'Arts et Métiers, 2008.
- [7] : D. Lu, « Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré Application à l'agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain », Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille, 2010.
- [8] : Ministère de l'Énergie et des Mines Algérie, Guide des Énergies Renouvelables, Édition 2007.
- [9] : M.Boukli-Hacen Omar. Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique. Mémoire de magister. Université ABOU BAKR BELKAID de Tlemcen, 2011.
- [10] : S. Petibon, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques», Thèse de Doctorat, université de Toulouse, 2009.
- [11] : F. Alkhalil, « Supervision, économie et impact sur l'environnement d'un système d'énergie électrique associé à une centrale photovoltaïque», Thèse de Doctorat, Ecole nationale supérieur d'Arts et Métiers, 2011.

- [12]: D. Piazza, M. Carmela, G. Vitale, « Photovoltaic sources: modeling and emulation », Springer Science & Business Media, 2012.
- [13] : M. PETIBON Stéphane. Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. Thèse de Doctorat. Université de Toulouse, 2009.
- [14] :S. Vecchi, « Développement de cellules photovoltaïques a hétérojonction de silicium et contacts interdigités en face arrière », Thèse de Doctorat, Institut national des sciences appliquées de Lyon, 2013.
- [15] : A. Labouret, P. Cumunel, J-P. Braun, B. Faraggi, « Cellules solaires-5e éd: Les bases de l'énergie photovoltaïque », Dunod, 2010.
- [16] : S. M. Ait-Cheikh, «Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commandes appliquées aux systèmes photovoltaïques», Thèse de Doctorat d'état, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2007.
- [17] : N. Abouchabana, « Etude d'une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT », Mémoire de Magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2009.
- [18] : Chebana A, "Contrôle d'un système photovoltaïque connecté au réseau," Université Mohamed Khider Biskra, 2014
- [19] : M. DJERIOU Salim. Simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone. Mémoire de magister. Université FARHAT ABBAS de Sétif, 2011.
- [20] : Rachid MAOUEDJ. Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de tlemcen et de bouzareah. Mémoire de magistère, Université de Tlemcen, Algérie, 2005.
- [21] :D. Pefitisis, G. Adamidis, P. Bakas, and A. Balouktsis, "Photovoltaic system MPPTTracker investigation and implementation using DSP engine and buck – boost DC-DC converter," in Power Electronics and Motion Control Conference, 2008.
- [22]: M. Metry, M. B. Shadmand, L. Yushan, R. S. Balog, and H. Abu Rub, "Maximum power point tracking of photovoltaic systems using sensorless current-based model predictive control," in Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015
- [23] : A. Moussi and A. Saadi, "Étude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque," Larhyss Journal, vol. 158,2002.

- [24] Ghebbache, Mohamed. *Stratégies de commande d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique dans le but d'optimiser la qualité de l'énergie*. Diss. Université du Québec à Trois-Rivières, 2019.
- [25] : S. A. Tadjer, "Étude d'un système de compensation d'harmonique en utilisant un générateur photovoltaïque" GPV", "Mémoire de Magister en Génie électrique, Université de Boumerdès, Algérie, 2008.
- [26] : B. Wafa, "Convertisseurs multiniveaux dans les systèmes PV connectés au réseau," Mémoire de Magister en Électrotechnique, Option: Énergies renouvelables, Université Mohamed Khider, Biskra, 2013.
- [27] : Kerdoun, Djallel. *Contribution à l'étude d'une installation photovoltaïque avec stockage connectée au réseau électrique*. Université de Constantine 2018.
- [28] : Slama, Fateh. *Amélioration de l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique (smart grid)*. thèse de doctorat. 2021.
- [29] : F. Slama, "Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique," Mémoire de Magister en Électrotechnique, Université Ferhat Abbas de Sétif, 2018.
- [30] : A. T. Singo, "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome," Thèse de doctorat en Génie électrique Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2010.
- [31] : M. Hatti, « Contrôleur Flou pour la Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un Système Photovoltaïque », JCGE'08, Lyon, 2008.
- [32] : M. Dariga, «Réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonomes pour l'application aéronautique», Thèse Doctorat de l'Université de Toulouse, 2011.
- [33]: V. SALAS, E. OLIÍS, A. BARRADO, A. LAZÀRO, "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems" , Solar Energy Materials & Solar Cells, Elsevier, Vol. 90, Issue. 11, July 2006, pp. 1555-1578.
- [34] : K. Kassmi, M. Hamdaoui et F. Olivié, « Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique », Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4 (2007).

Chapitre II :
Les systèmes photovoltaïques
connectés au réseau

II.1. Introduction :

Pour effectuer un raccordement au réseau électrique il est nécessaire d'adapter la tension continue a la sortie des convertisseur DC-DC a la tension alternative du réseau de distribution , il faut donc utiliser l'onduleur.

Dans ce chapitre, nous présentons tout d'abord, les types des systèmes photovoltaïques et des notions sur les convertisseurs DC-AC et leurs topologies , ainsi que le raccordement d'onduleur au réseau et leurs stratégies de commande et contrôle .

II.2. Classification d'un système photovoltaïque :

Les systèmes photovoltaïques sont divisés en trois types : raccordé au réseau électrique , autonome , hybride .

II.2.1. Systèmes photovoltaïques autonome :

Sont des systèmes photovoltaïques qui ne sont pas connectés au réseau. Ces installations sont utilisées pour électrifier des circuits isolés, distants du réseau électrique, difficiles à alimenter car ils sont situés dans des zones peu accessibles ou caractérisées par de faibles consommations d'énergie qui rendent presque inutile un quelconque branchement au réseau public. Dans ces installations il est nécessaire de stocker l'énergie produite par les modules photovoltaïques en utilisant des batteries pour garantir une continuité d'énergie, de nuit ou lorsqu'il n'y a pas assez de soleil (figure II.1 a).

Les performances des systèmes autonomes reposent surtout sur l'état des batteries, c'est l'élément de base dans ces types des systèmes PV.

II.2.2. Systèmes photovoltaïques connecté au réseau :

Les systèmes connectés au réseau (figure II.1 b) proposées dans cette étude, c'est-à-dire le système relié en parallèle au réseau électrique, et conçu pour injecter dans le réseau l'énergie électrique produite par les champs PV. Dans Les systèmes reliés au réseau, les consommateurs standards de puissance sont connectés au générateur via un onduleur [2]. La tâche de l'onduleur est de transformer le courant continu sortant des panneaux en courant Alternatif.

Dans les systèmes connectés au réseau, c'est l'onduleur qui remplace les batteries, dans ce cas c'est l'élément de base dans ces types des systèmes.

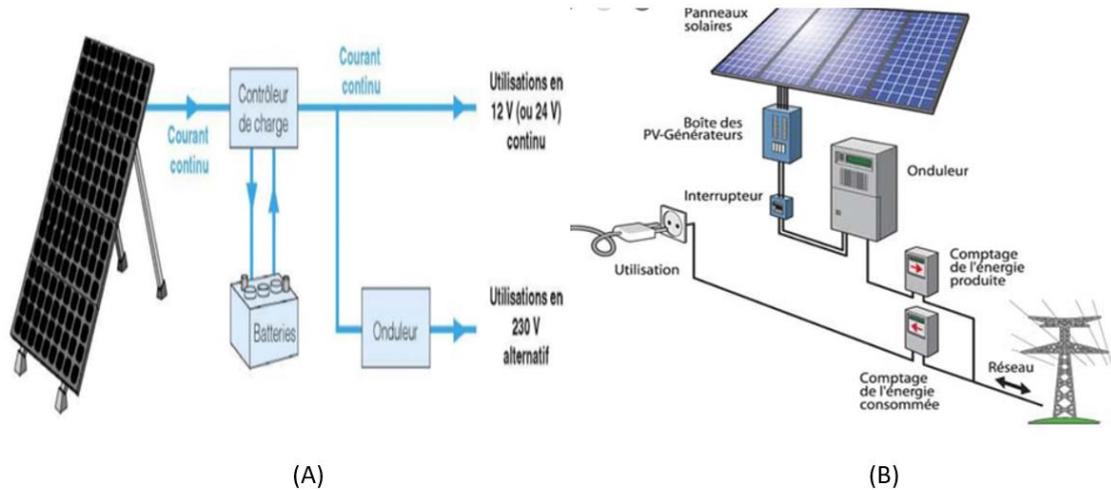


Figure II.1 : Schéma d'un système autonome (a) et d'un système connecté au réseau (b) [1]

Un résumé des systèmes photovoltaïques est présenté ci-après (figure II.2).

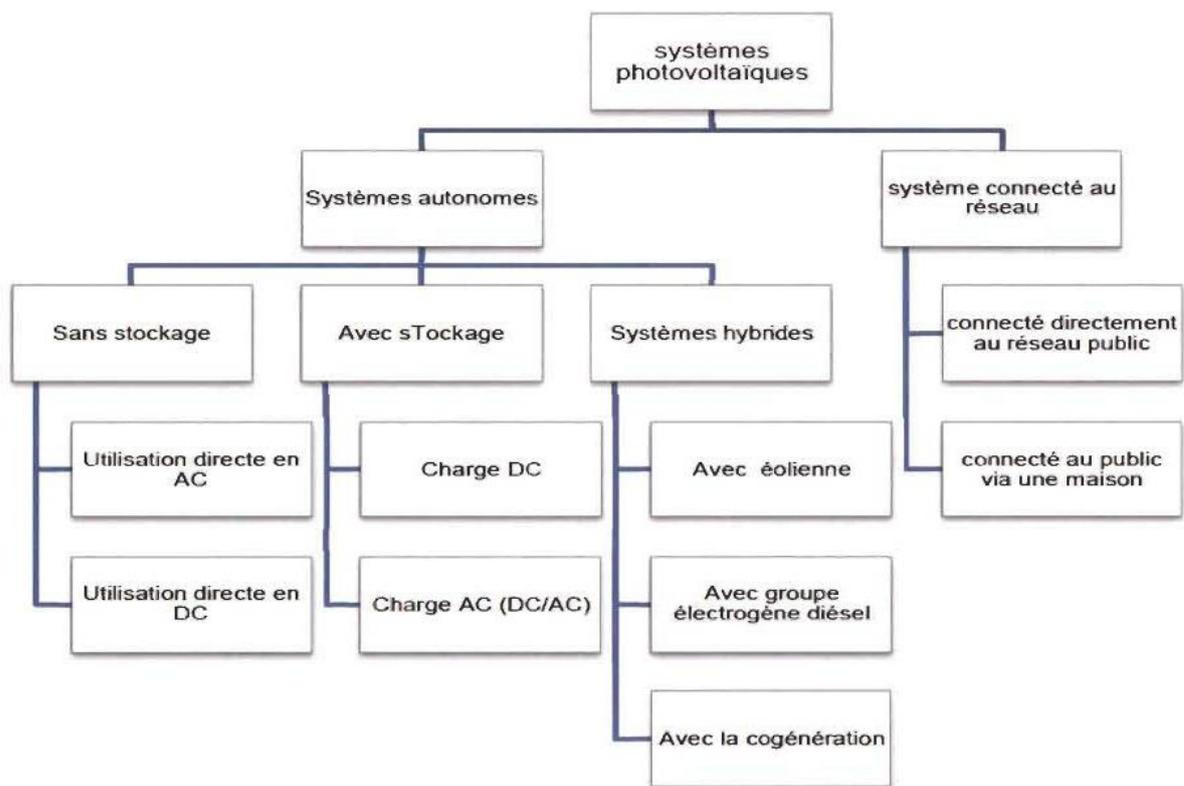


Figure II.2 : Arbre des systèmes photovoltaïques [2].

II.2.3. Systèmes photovoltaïques hybrides :

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou plusieurs sources supplémentaires, qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité. En pratique le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois avec des accumulateurs de stockage de l'énergie. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée [3].

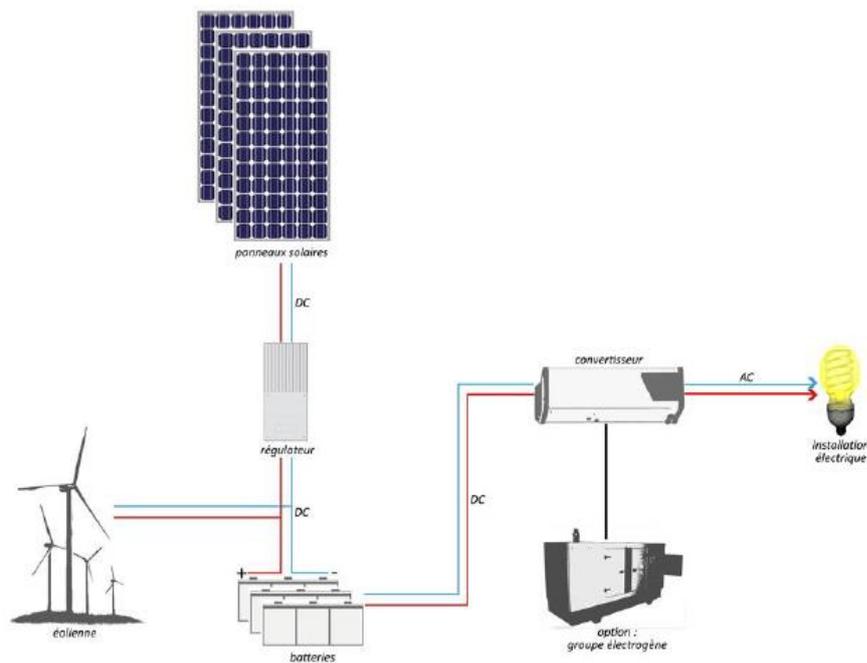


Figure II.3 : un système PV hybride

II.3. Les convertisseurs DC-AC (les onduleurs) :

Les convertisseurs DC-AC sont des appareils servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant en une tension continue différente ou une tension alternative.

II.3.1. Type Des onduleurs :

Les deux genres des onduleurs que l'on rencontre généralement et utilisés pour assurer une telle conversion sont les Onduleurs Monophasé et Triphasé [4].

II.3.1.1. Onduleur Monophasé :

Ce type d'onduleur délivrant en sa sortie une tension alternative monophasée. Deux classes d'onduleurs monophasés sont à distinguer, suivant leur topologie.

a) Onduleur monophasé en demi-pont :

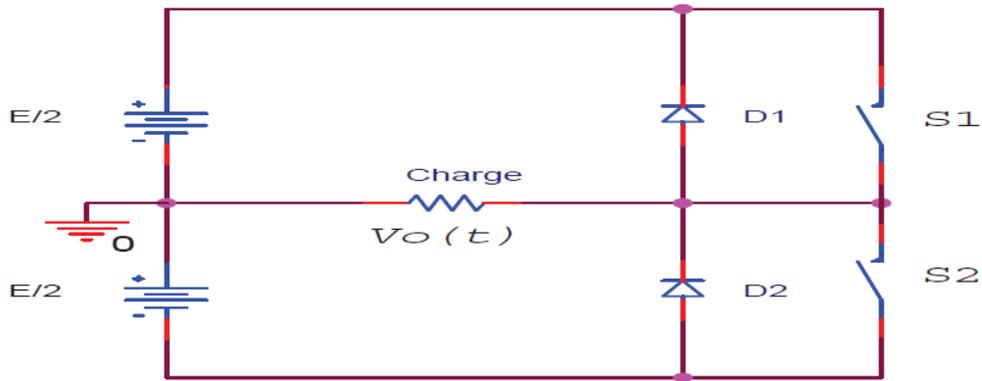


Figure II.4 : schéma de principe d'un onduleur monophasé en demi-pont.

Il est constitué principalement de deux interrupteurs de puissance notés $S1$ et $S2$ à commande complémentaire. La durée de conduction de chacun des interrupteurs est alors d'un demi cycle (180°) correspondant à la fréquence du signal de sortie requis.

Lors de la fermeture de l'interrupteur $S1$, la tension aux bornes de la charge serait donc de $-E/2$, et prend la valeur $+E/2$ quand le second interrupteur, $S2$ est fermé.

La conduction simultanée des deux interrupteurs est évitée par l'élaboration d'une commande adéquate qui tient compte des différentes caractéristiques des imperfections de ces interrupteurs de puissance (temps de montée t_r , temps de descente t_f et temps de stockage t_s).

Les diodes $D1$, $D2$, dites de récupération, assurent la conduction d'un courant négatif en cas de déphasage de ce dernier par rapport à la tension aux bornes de la charge.

b) Onduleur monophasé en pont (Pont H) :

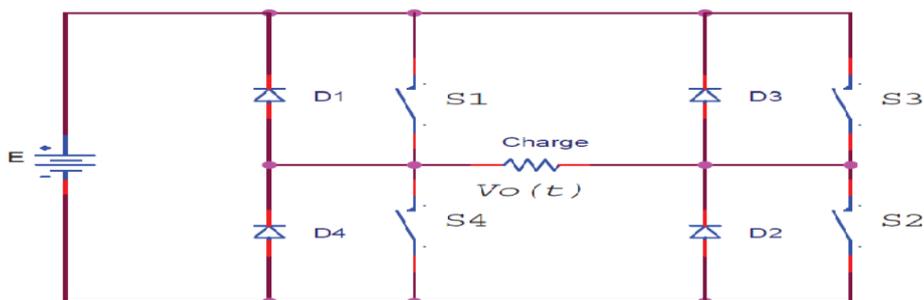


Figure II.5 : schéma de Principe d'un Onduleur Monophasé En Pont.

L'onduleur en pont est représenté en figure (II.5) il comporte quatre interrupteurs de puissance désignée par $S1$, $S2$, $S3$ et $S4$ quand les interrupteurs $S1$ et $S2$, sont fermés simultanément la tension imposée aux bornes de la charge prend la valeur $(+E)$, et de $(-E)$ lors de la fermeture simultanée des deux autres interrupteurs $S3$ et $S4$.

Deux interrupteurs du même bras ne peuvent pas conduire simultanément, à cause d'un court-circuit de la source de tension continue.

II.3.1.2. 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.

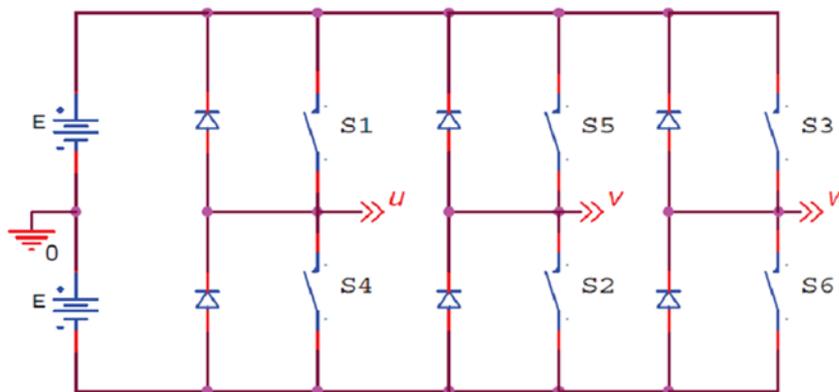


Figure II.6 : schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé En Pont.

Les onduleurs triphasés sont constitués de trois bras chaque bras se compose de deux interrupteurs,

Les interrupteurs choisis, constituent bien une cellule de commutation. Leur fonctionnement doit être complémentaire afin de ne jamais court-circuiter la source continue. Donc les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant, et se compose soit d'un thyristor et une diode en antiparallèle ou bien un transistor avec une diode en antiparallèle.

II.4. Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau :

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques, Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau.

Pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [5].

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau ont les différentes topologies. En général, il y a quatre types de système PV connecté au réseau sans batterie de stockage sont identifiés, leurs topologies ont été conçues comme suit [6][7]:

- Onduleur string
- Onduleur multi-string
- Onduleur modulaire
- Onduleur central.

II.4.1. Topologie d'onduleur central :

La topologie la plus répandue consiste à utiliser un seul onduleur pour interfacer le Générateur PV et le réseau électrique comme la montre en (figure II.7). Les modules PV sont reliés en série et en parallèle pour réaliser les niveaux exigés de courant et de tension pour produire une tension alternative de qualité utilitaire sans utiliser d'étage d'amplification de tension supplémentaire. Ces chaînes sont connectées en parallèle, via des chaînes des diodes, si un courant plus élevé est requis [6].

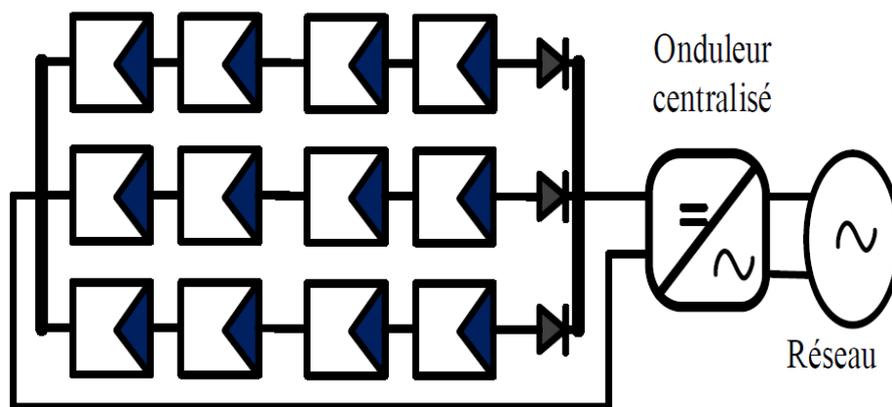


Figure II.7 : Topologie d'onduleur central.

Le principal avantage de cette topologie est le haut rendement et le faible coût en raison de l'utilisation d'un seul onduleur. Par contre, ce montage présente plusieurs défauts :

- pertes de conversion solaire (un seul MPPT pour un ensemble de modules) et risques électriques dans le câblage ;

- aucune évolutivité et continuité de service en cas de panne de l'onduleur ;

Malgré les défauts de cette configuration, cette solution reste très employée dans les centrales PV de forte puissance.

II.4.2. Topologie d'onduleur shunt (String inverter) :

Un onduleur linéaire est une interprétation abrégée d'un onduleur central, dans lequel une seule série de modules PV est connectée à l'onduleur [6]. Donc la plage de puissance est faible.

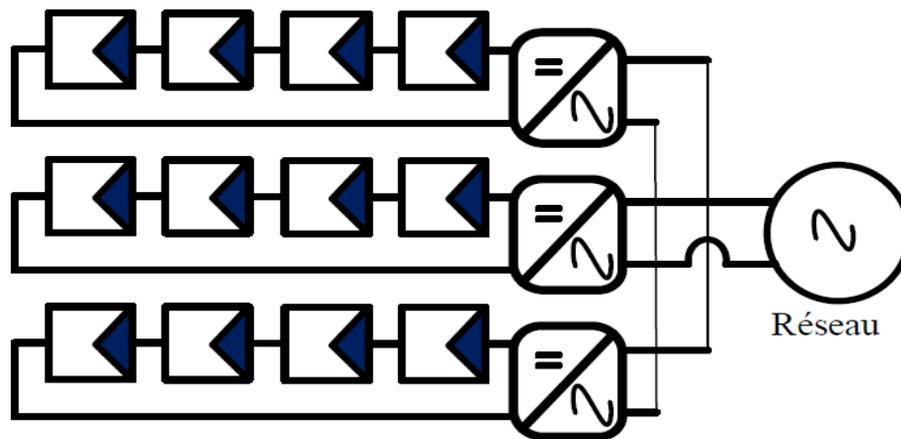


Figure II.8 : Schéma topologique d'onduleur shunt.

Les avantages de cette topologie est :

- Il n'y a pas de pertes associées aux diodes string car une seule chaîne est utilisée avec un onduleur et des MPPT séparés peuvent être appliqués à chaque chaîne, cela augmente l'efficacité globale (1 à 3% de plus) par rapport à l'onduleur centralisé ;
- Fiabilité du système est améliorée en raison du fait que le système ne dépend plus d'un seul onduleur par rapport à la topologie onduleur central, De plus, la configuration peut évoluer simplement en ajoutant des onduleurs shunt et les reliant aux bornes d'alimentation du réseau pour augmenter la puissance nominale de l'installation ;

Inconvénients :

- Coût du système est supérieur à l'onduleur central en raison des onduleurs supplémentaires ;
- Lorsque la production d'énergie PV est faible, les onduleurs shunt sont moins efficaces.

II.4.3. Topologie d'onduleur multi-string (Multi-string inverter) :

Le concept d'onduleur à chaînes multiples, voir (figure II.9) [6] a été développé pour augmenter le niveau de puissance par rapport aux onduleurs shunt et pour conserver les

avantages de l'onduleur string (comme la fiabilité, la flexibilité de conception, l'efficacité) sur onduleur centralisé. Les convertisseurs dc/dc de faible puissance avec leur propre MPPT sont connectés à une chaîne Photovoltaïque individuelle et tous les convertisseurs dc/dc sont connectés via un bus CC via un seul onduleur haut puissance au réseau.

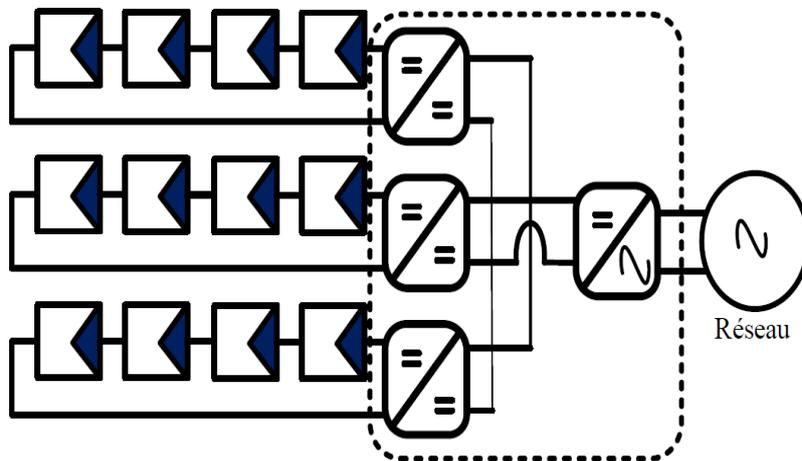


Figure II.9 : Topologie d'onduleur multi-string.

Les avantages de cette topologie est :

- Coût d'un onduleur multi-shunt est inférieur à celui de l'onduleur shunt pour une puissance nominale équivalente ;
- Réduit le coût global du système en conservant un contrôle du flux d'énergie par shunt ;

Pour un fonctionnement de commutation basse puissance et haute fréquence, des MOSFET de puissance et des IGBT sont utilisés respectivement dans les onduleurs à chaînes multiples.

Inconvénient :

Fiabilité du système diminue par rapport la topologie de l'onduleur shunt et les pertes dues à l'hacheur sont ajoutées aux pertes du système.

II.4.4. Topologie d'onduleur modulaire (Module inverter) :

Chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel. Pour les installations importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif comme illustré en (figure II.10) Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module.

Un meilleur rendement est obtenu par rapport à l'onduleur string car un MPPT est mis en œuvre pour chaque module. Dans cette configuration, les pertes liées aux incohérences entre les modules PV sont éliminées et il est possible d'optimiser l'onduleur pour le module PV et ainsi permettre un MPPT individuel pour chaque module PV. Et il présente également l'avantage de réduire les problèmes liés à l'ombrage et à la différence d'exposition des strings mais également ceux liés à l'utilisation de modules différents.

Cependant, cette topologie ne convient qu'aux applications de faible puissance (jusqu'à 500 W) et son coût est relativement élevé [6].

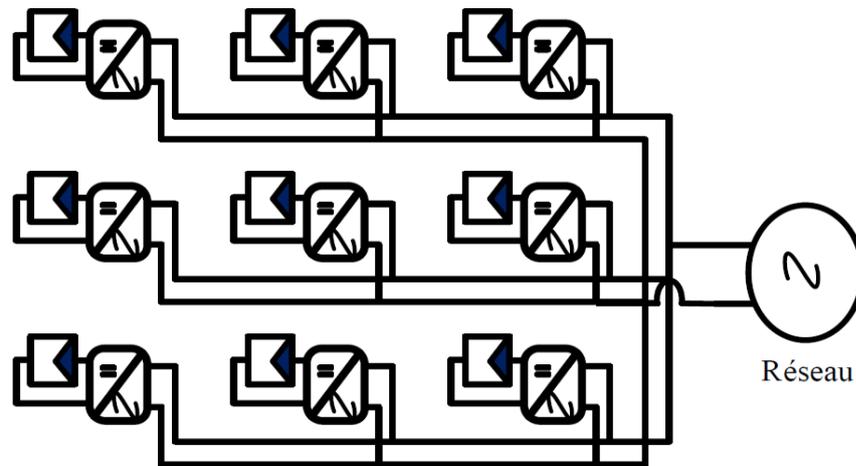


Figure II.10 : Topologie d'onduleur modulaire

Le tableau II.1 suivant récapitule les avantages et inconvénients de chaque technologie [8]:

Tableau II.1 : Comparaison entre les différentes topologies

Topologies	Avantages	Inconvénient	Puissance
Onduleur Central	<ul style="list-style-type: none"> - Facile à maintenir - Faible coût en raison de l'onduleur central - Facile à surveiller 	<ul style="list-style-type: none"> - Pertes de puissance dues à la centralisation MPPT et le décalage dans les modules PV - Faible fiabilité - Configuration pas flexible - Pertes CC dans câbles de haute tension 	Jusqu' à plusieurs megawatts
Onduleur Shunt (String)	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction des pertes d'énergie qui en résultent de l'ombrage partiel - Les pertes dans les diodes de shunt sont éliminées - Bonne fiabilité - Configuration flexible 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût plus élevé par rapport au central - Utilisée pour les faibles puissances 	3-5kW / shunt
Onduleur Multi-shunt (String)	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction des pertes d'énergie qui en résultent de l'ombrage partiel - Les pertes dans les diodes de shunt sont éliminées - MPPT et le contrôle de courant sont séparés - L'amplification de tension peut être réalisée par les hacheurs cc-cc 	<ul style="list-style-type: none"> - Tous les shunts sont connectés à un seul onduleur donc la fiabilité du système diminue - Pertes supplémentaires à l'intérieur de l'hacheur CC-CC - Le coût est plus élevé par rapport au central 	5kW
Onduleur Modulaire	<ul style="list-style-type: none"> - Aucune perte due à l'ombrage partiel - Aucune perte de décalage entre les modules - Facile à détecter le défaut des modules - Configuration flexible et extensible 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût élevé - Remplacement de l'onduleur en cas de défaut pas facile - Durée de vie des composants électroniques réduite à cause des thermiques additionnelles 	Jusqu'à 500W

II.5. Le contrôle et la commande de l'Onduleur :

II.5.1. Onduleur de tension :

La Figure (II.11) présente un onduleur triphasé. Il se compose de trois bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture, réalisés à partir d'un transistor (GTO ou IGBT) et d'une diode. Le stockage de l'énergie du côté continu se fait par l'intermédiaire d'un condensateur (C_{dc}) de tension (U_{dc}) [9], ou à deux condensateurs avec un point milieu (C_{dc1} , C_{dc2})[10]. Le filtre de sortie est un filtre passif habituellement du premier ordre (L_r, R_r) employé pour connecter l'onduleur de tension au réseau[20].

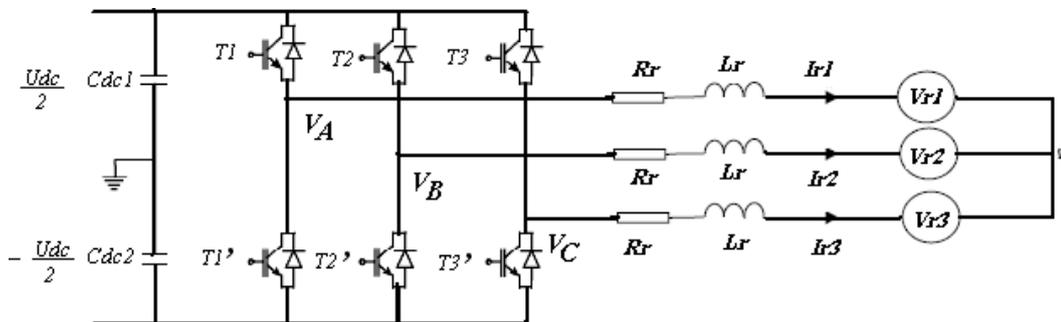


Figure II.11 : Onduleur de tension triphasé [10]

En pratique, nous commandons les deux semi-conducteurs d'un même bras de façon complémentaire : la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre. En réalité, le mode, où les semi-conducteurs d'un même bras sont tous les deux fermés, n'existe que durant les commutations.

Afin d'éviter un court-circuit à cause du délai de blocage des interrupteurs, il faut insérer sur un même bras, un temps d'attente, également appelé temps mort, entre la commande de blocage d'un interrupteur et la commande d'amorçage de l'autre. Avec l'hypothèse des commutations instantanées, ce mode de fonctionnement ne sera pas pris en compte et par conséquent, aucun risque de court-circuiter le condensateur n'est à craindre [10].

II.5.2. La commande de l'onduleur :

La structure du système de commande peut être séparée en deux sous-systèmes ayant des dynamiques différentes : l'une dite rapide qui est liée aux courants, et une autre dite lente qui est associée à la tension continue. De ce fait, une synthétisation de deux régulateurs pour la boucle interne des courants, et pour la boucle externe de la tension continue peut se faire. D'autre part, il est bien connu que la performance de la boucle des courants joue un rôle

essentiel dans la performance globale du système ; c'est pourquoi une commande ayant une réponse rapide et un bon comportement en état stationnaire s'avère nécessaire. Pour le réglage de la tension continue, l'utilisation de commandes classiques, en particulier du type proportionnel intégral, semble être suffisante pour obtenir des performances acceptables. Ce travail est consacré à l'étude des différentes lois de commande pour la boucle interne des courants [11].

L'objectif de la commande est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Deux méthodes de commande peuvent être utilisées commande par hystérésis, Et commande par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion) [11].

II.5.2.1. Commande par hystérésis :

Le principe de contrôle des courants par hystérésis consiste à maintenir chacun des courants générés dans une bande enveloppant les courants de référence. Chaque violation de cette bande donne un ordre de commutation ; En pratique, c'est la technique schématisée sur la Figure (II.12) que l'on utilise. La différence entre le courant de référence et celui mesuré est appliquée à l'entrée d'un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l'ordre de commande des interrupteurs du bras correspondant de l'onduleur [11] :

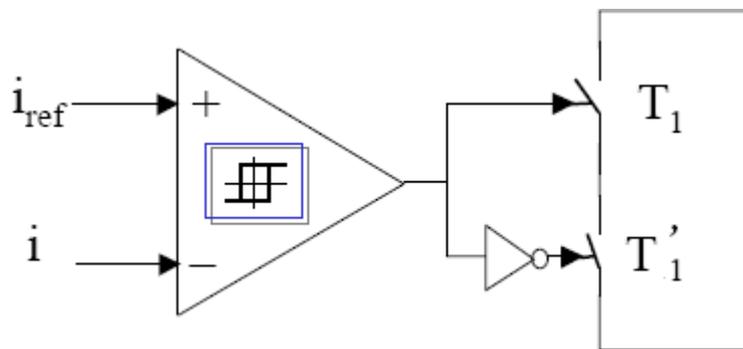


Figure II.12 : Contrôle de courant par hystérésis [11]

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

Le seul paramètre de régulation dans cette commande est la largeur de la bande d'hystérésis qui détermine l'erreur sur les courants et la fréquence de commutation bien que ce dernier reste inconnu. Le principe de la commande des interrupteurs est illustré par la Fig. (II.13):

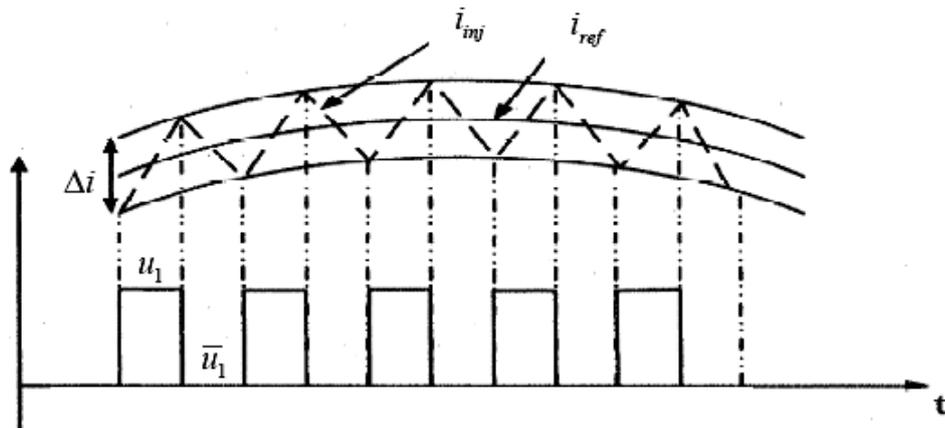


Figure II.13 : Commande des interrupteurs par hystérésis [13]

II.5.2.2. Commande par MLI :

La méthode basée sur la MLI met en œuvre d’abord un régulateur qui, à partir de l’écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence de l’onduleur (modulatrice). Cette dernière est ensuite comparée avec un signal en dent de scie à fréquence élevée (porteuse).

La sortie du comparateur fournit l’ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la Figure II.14 [11] :

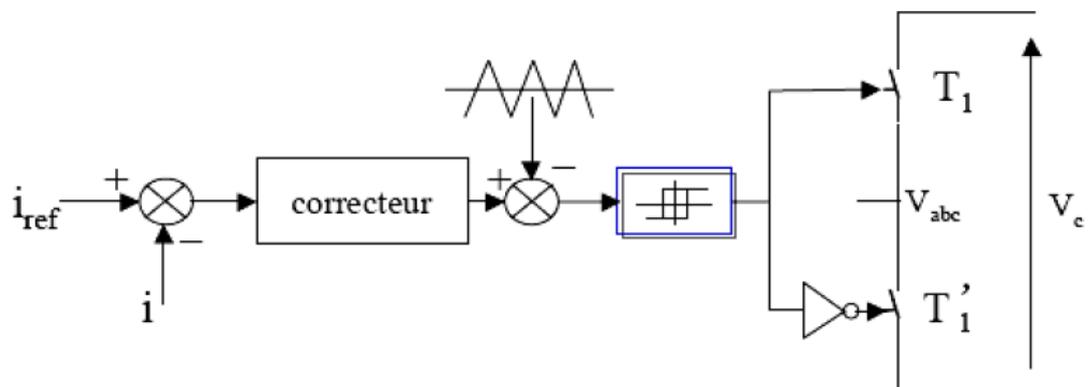


Figure II.14 : Contrôle de courant par MLI [11]

Le schéma de principe de la commande est donné par la Figure (II.15) suivante :

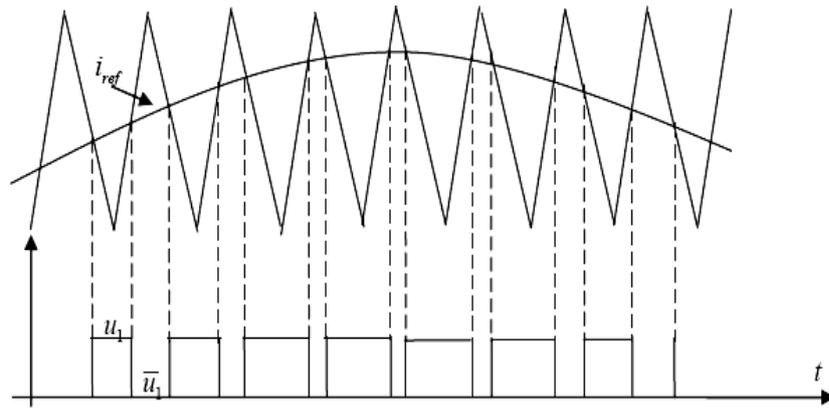


Figure II.15 : Commande des interrupteurs par MLI [13].

D'autres techniques de MLI existent également dans la littérature comme la MLI à échantillonnage régulier où on peut distinguer deux méthodes :

- La MLI à échantillonnage régulier symétrique où la référence est échantillonnée à chaque période de la porteuse,
- la MLI à échantillonnage régulier asymétrique où la référence est échantillonnée à la demi-période de la porteuse.

La mise au point d'un régulateur doit prendre en compte les critères suivants :

- la bande passante du régulateur doit être assez large afin de ne pas introduire un retard important,
- le fonctionnement de la régulation ne doit pas être perturbé par les harmoniques dus aux découpages de l'onduleur. Ces harmoniques doivent être atténués à la sortie du régulateur.

II.5.3. Régulateur proportionnel-Intégral

Nous utilisons simplement pour chacune des phases un régulateur proportionnel- Intégral suivi d'un filtre passe bas du premier ordre.

Le rôle de ce filtre est d'atténuer les signaux hautes fréquences venant de la *MLI*. Le schéma de régulation du courant est représenté par la Figure (II.16) [20].

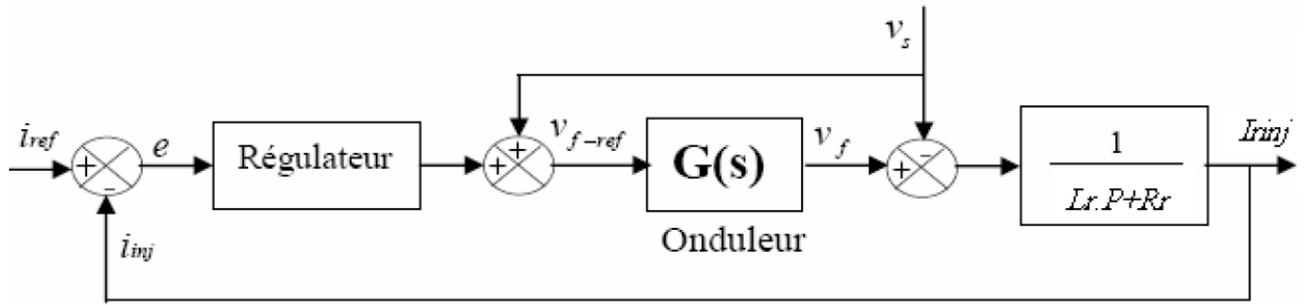


Figure II.16 : Schéma de la régulation des courants de l'onduleur [13].

Notons par la différence entre le courant de référence et le courant mesuré à partir de la relation suivante [11]:

$$\Delta i = I_{ref} - I_{inj}$$

$$R_r \cdot I_r + L \frac{dI_{inj}}{dt} = V_s \cdot V_f \quad (II.1)$$

D'après, et le schéma de la figure (II.15) nous obtenons l'expression suivante :

$$R_r \cdot \Delta i + Lr \frac{d\Delta i}{dt} = \left(V_s + Lr \frac{dI_{rf}}{dt} + R_r \cdot I_{ref} \right) + V_f \quad (II.2)$$

Le premier terme de la partie droite de la relation (II.2) peut être défini comme tension de référence (V_f-ref), ce qui nous donne l'expression suivante

$$V_f - ref = V_s + Lr \frac{dI_{ref}}{dt} + R_r \cdot I_{ref} \quad (II.3)$$

L'onduleur de tension à commande MLI est modélisé par un gain G_0 [11] :

$$G_0 = \frac{U_{dc}}{U_p} \quad \text{Avec :}$$

U_{dc} : tension côté continu de l'onduleur,

U_p : amplitude de la porteuse.

Et pour que (V_f) soit égale à (V_f-ref) nous choisissons G_0 égal à 1.

R_r et L_r : Respectivement la résistance et l'inductance de raccordement intermédiaire entre l'onduleur et le réseau.

II.5.3.1. Régulateur PI avec compensation de pôle :

Nous utilisons un régulateur (PI) représenté par la Figure (II.17) :

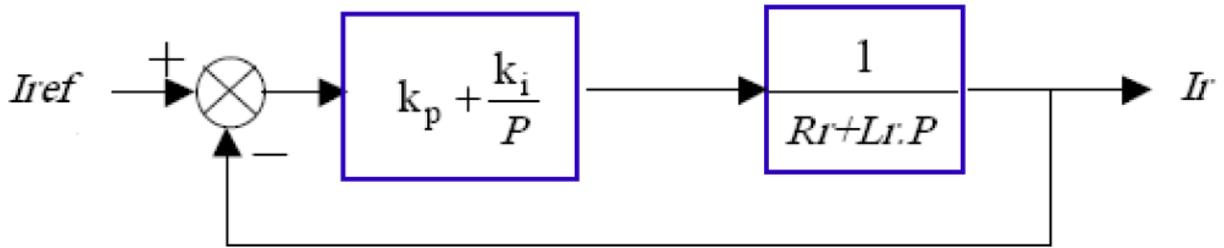


Figure II.17 : Schéma bloc de la régulation (PI) [12]

La fonction de transfert de la boucle fermée et les coefficients du correcteur (PI) sont donnés par les équations suivantes [12]:

$$\frac{I_r}{I_{ref}} = \frac{1}{1 + \frac{L_r}{k_p.P}} = \frac{1}{1 + \tau.P} \quad (II.4)$$

Avec : $\frac{k_i}{k_p} = \frac{R_r}{L_r} \quad (II.5)$

II.5.3.2. Régulateur (PI) sans compensation de pôle :

Cette méthode consiste à utiliser un régulateur (PI) comme représenté sur la Figure (II.18). Il en résulte la fonction de transfert de la boucle fermée [12]:

$$\frac{I_r}{I_{ref}} = \left(\frac{k_i + k_p.P}{P} \right) \frac{\frac{k_i}{L_r}}{P^2 \left(\frac{k_p + R_r}{L_r} \right).P + \frac{k_i}{L_r}} \quad (II.6)$$

Nous remarquons la présence d'un zéro en boucle fermée, nous pouvons l'éliminer en ajoutant un filtre passe-bas du premier ordre sur la consigne du courant comme indiqué sur la figure suivante :

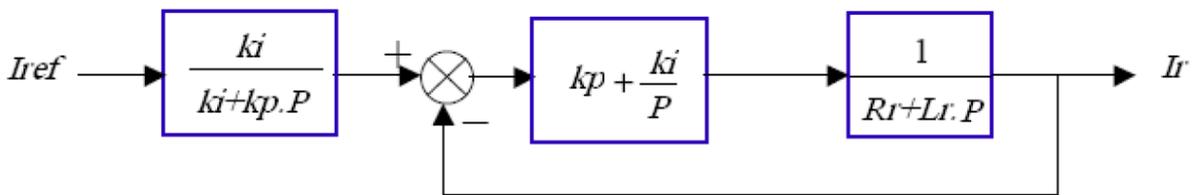


Figure II.18 : Schéma bloc de la régulation PI sans compensation de pôle [12]

La réponse du système en boucle fermée peut être identifiée à celle d'un système du second ordre [12]:

$$\frac{I_r}{I_{ref}} = \frac{w_i^2}{P^2 (2.\xi.w_i).P + w_i^2} \quad (II.7)$$

Avec :

$$k_i = w_i^2 . L_r \text{ et } k_p = 2\xi . w_i . l_r - R_r$$

II.6. Onduleur photovoltaïque connecte au réseau :

Le raccordement des installations de production aux réseaux publics de distribution est encadré par plusieurs réglementations Pour régler la tension à injecter, laquelle comporte :

- Une boucle à verrouillage PLL de pour la synchronisation avec la tension du réseau.
- Une boucle de réglage de la tension du bus continu
- Une boucle de poursuite de courant réseau désiré [19].

Le schéma synoptique de connexion au réseau électrique se présente dans la figure (II.19).

La sortie de l'onduleur est connectée au réseau électrique, échantillonnant la tension du réseau (e_a , e_b et e_c) et la phase de verrouillage et Les courants (i_a , i_b et i_c) à la sortie de l'onduleur sont échantillonnés et comparés avec ses références. Les écarts entre elles passent par le régulateur PI, les sorties de régulateur donnent les composantes de la tension de référence de la MLI dans le repère (dq). En passant par la transformée inverse de Park, nous obtenons les références du signal de commande (MLI) [1] .

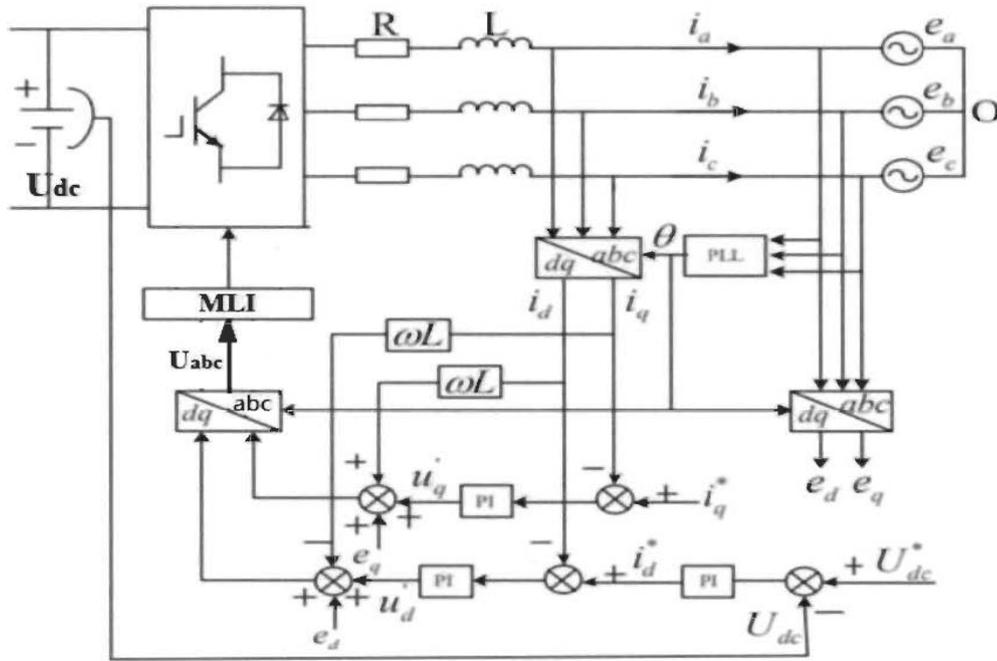


Figure II.19 : Schéma de commande de la connexion au réseau [15]

e_d, e_q : sont les composantes directe et quadratique de la tension du réseau dans le Référentiel de Park.

i_d, i_q : sont les composantes directe et quadratique du courant à la sortie d'onduleur dans le référentiel de Park.

U'_d, U'_q : sont les composantes directe et quadratique de la tension à la sortie du Régulateur PI dans le référentiel de Park.

II.6.1. Boucle à verrouillage de phase (PLL : Phase Locked Loop) :

Une PLL, ou boucle à verrouillage de phase, est un montage électronique permettant d'asservir la phase instantanée de sortie sur la phase instantanée d'entrée, mais elle permet aussi d'asservir une fréquence de sortie sur un multiple de la fréquence d'entrée.

Le principe de base de la PLL triphasée consiste à appliquer une transformation inverse de Park sur les tensions triphasées du réseau. La composante d'axe q générée par cette transformation est asservie à zéro par action sur l'angle du repère de Park afin de Générer l'angle de synchronisation [16].

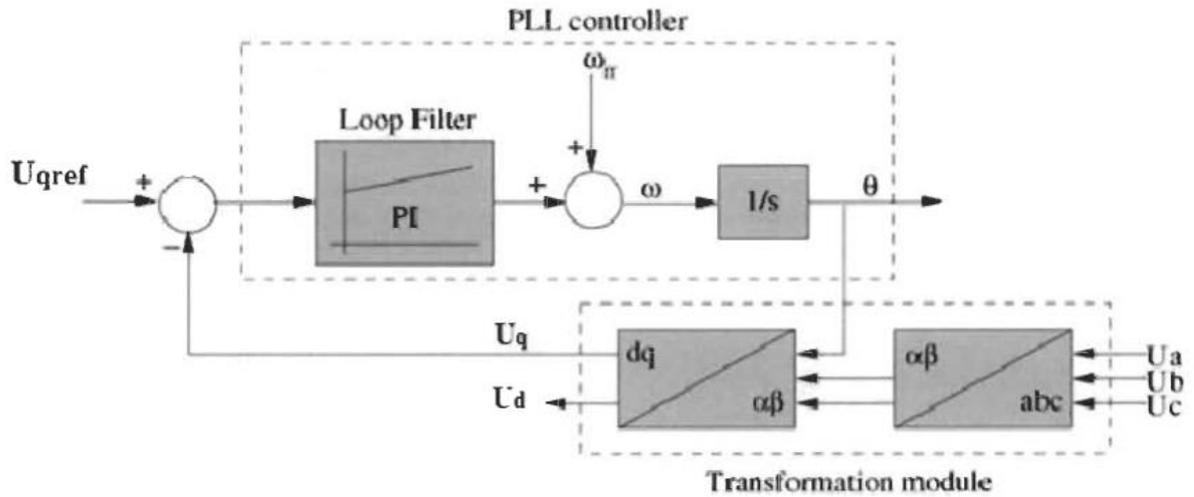


Figure II.20 : Schéma de régulation de la PLL [17].

II.6.2. Contrôle des courants envoyés au réseau électrique :

Le dispositif de commande des courants (i_d et i_q) a été obtenu à partir de l'inversion du modèle de la liaison au réseau dans le repère de Park. Il comprend trois actions spécifiques :

-Une action de découplage des courants :

$$U_{dref} = U_d + ed - vq \tag{II.8}$$

$$U_{qref} = U_q + ed - vd \tag{II.9}$$

-Une compensation de la tension :

$$vq = \omega \cdot L \cdot iq \tag{II.10}$$

$$vd = \omega \cdot L \cdot id \tag{II.11}$$

-Un contrôle en boucle fermée des courants :

$$U_{dref} = PI \cdot (idref - id) \tag{II.12}$$

$$U_{qref} = PI \cdot (iqref - iq) \tag{II.13}$$

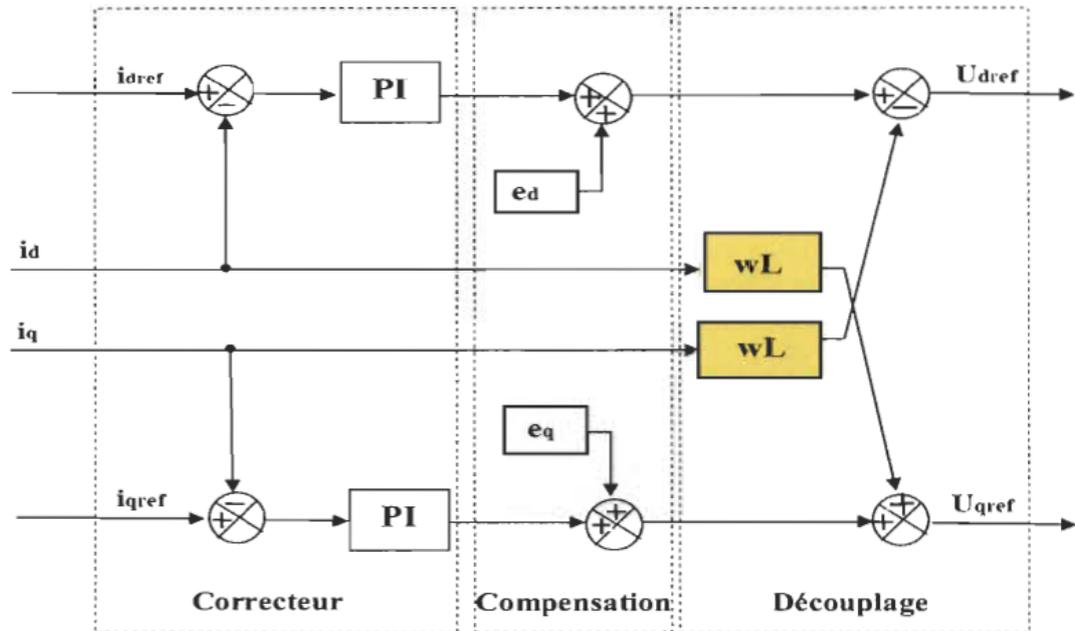


Figure II.21 : Schéma bloc du contrôle des courants transités par le réseau dans le Repère de Park [18]

II.6.3. Contrôle de la tension du bus continu :

La régulation des transits de puissance permet d'imposer le courant capacitif au bus Continu. La régulation du bus continu est alors réalisée au moyen d'une boucle de Régulation, permettant de maintenir une tension constante du bus continu, avec un Correcteur PI générant la référence du courant à injecter dans le condensateur C (i_{cref}) :

$$i_{cref} = PI.(i_{cref} - i_c) \tag{II.14}$$

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types des systèmes photovoltaïques et les onduleurs. Ainsi que, leur principe de fonctionnement, leurs différentes topologies, On a aussi présenté la stratégie de commande d'ondeur et de régulation pour le raccordement aux réseaux électriques.

Références :

- [1] :Jiang, Xue yang. *Étude comparative de structures de convertisseurs pour les systèmes photovoltaïques connectés à un réseau électrique moyenne tension*. . Université du Québec à Trois-Rivières, 2019.
- [2] : B N Yannick, "Modélisation des injections de puissance d'un système PV sur un réseau public," *Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'environnement*,
- [3] : W. Boucheritte, « Convertisseurs multi niveaux dans les systèmes PV Connectés au réseau», Mémoire de Magistère, Université de Biskra.
- [4] : Zerhouni F Z, Zegrar M, Brahim S K, et Stambouli A B, "Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique," *Revue des énergies renouvelables*, 2008
- [5]: Slama, Fateh. *Amélioration de l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique (smart grid)*. These de doctorate. 2021.
- [6] : Picault D, "Reduction of mismatch losses in grid-connected photovoltaic systems using alternative topologies, " *Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG*, 2010.
- [7] ; Vighetti S, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion," *Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG*, 2010.
- [8]; J. Jana, H. Saha, and K. Das Bhattacharya, "A review of inverter topologies for single-phase grid-connected photovoltaic systems," *Renew. Sustain. Energy Rev*, April 2015,
- [9] :G. Haizea, «Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisés : application aux micro réseaux». Thèse de doctorat . l'Ecole Doctorale de Grenoble, 15 Décembre 2006.
- [10] : M.A.E. Alali, « Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension ». Automatisation des systèmes de puissance électriques, Thèse de doctorat, Université Louis Pasteur, 2002.
- [11]. J. XU «Filtrage active shunt des harmoniques des réseaux de distribution d'électricité». Thèse de doctorat de l'INPL, Nancy, Janvier 1994.
- [12].E. Gholipour Shahraki, «Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques». Thèse de doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, Octobre 2003.

- [13] :M. Boudjdaimi «Commande d'un onduleur par des approches basées sur des réseaux de neurones artificiels». Mémoire de magister, UMMTO, 27/09/2009.
- [14] :E. Florin Mogos, «Production décentralisé dans les réseaux de distribution». Thèse de doctorate.
- [15] Han Q, Li B, Li Z, et Ke Q, "Research of grid-connected photovoltaic inverter grid-connected system based on dual closed-loop of grid voltage vector orientation," 2017 Chinese Automation Congress (CAC). IEEE, 2017.
- [16] :Asma M, Ali H, Oualid K, "Modélisation et Simulation d'un Système PV Intégré à un Réseau BT par la Méthode Du Watt-Var découplé," International journal of Control Energy and Electrical Engineering (CEEE), 2014.
- [17]: Blaabjerg F, Teodorescu R, Liserre M, et al, "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems, " IEEE Transactions on industrial Electronics, 2006.
- [18] : Yazid M, Aouzellag D, "Étude des onduleurs multi-niveaux dans les chaînes de production d'énergie éolienne, " Université de Bejaia, 2009.
- [19] : Mohammed MCHICHOU, "Étude et conception d'un onduleur photovoltaïque," Université Sidi Mohamed Ben Abdellah, 2015.
- [20] : Abbassen, Lyes. Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque. Université Mouloud Mammeri, 2011.

Chapitre III :
Intégration des systèmes
photovoltaïques aux réseaux

III.1. Introduction

L'intégration de l'énergie photovoltaïques dans le réseau électrique a augmenté de façon considérable ces dernières années. Pour assurer la stabilité et la sécurité du réseau, les gestionnaires imposent des conditions rigoureuses pour permettre le raccordement et l'injection de la puissance produite. En effet, toutes les installations photovoltaïques doivent assurer le contrôle dynamique de la puissance active et réactive, avoir la possibilité de fonctionnement dans une bande de tension et fréquence, et garantir la participation efficace dans la stabilité et l'équilibrage du réseau par la gestion des moments d'injection et de déconnexion.

Ce chapitre présente sur l'intégration d'énergie produite d'un système photovoltaïques au réseau de distribution. Pour cela, nous présentons tout d'abord notions sur les réseaux électriques, ensuite les interactions entre le réseau de distribution et les systèmes PV et la Contribution à l'amélioration de la qualité. Réseaux électriques et son architecture, et précisément la structure du réseau électrique algérien, de plus, des notions sur les micro-réseau et leur technique de contrôle.

III.2. Les réseaux électriques :

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles 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 assurer la gestion dynamique de l'ensemble production, transport et consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble [1].

Les réseaux électriques sont en trois types [1] :

III.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :

Les réseaux de transport à très haute tension. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau national et les échanges d'énergie électrique au niveau international.

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport) ;
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion) ;
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV ;
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé.

III.2.2. Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition ont pour rôle de répartir au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation[1].

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

- La tension est 90 kV ou 63 kV ;
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre ;
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV ;
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV ;
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

III.2.3. Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/BTA.

Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique[1].

Réseaux de distribution à moyenne tension :

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu) ;
- Neutre à la terre par une résistance ;
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens ;
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains ;
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

Réseaux de distribution à basse tension :

- BTA (230 / 400 V) ;
- Neutre directement à la terre ;
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

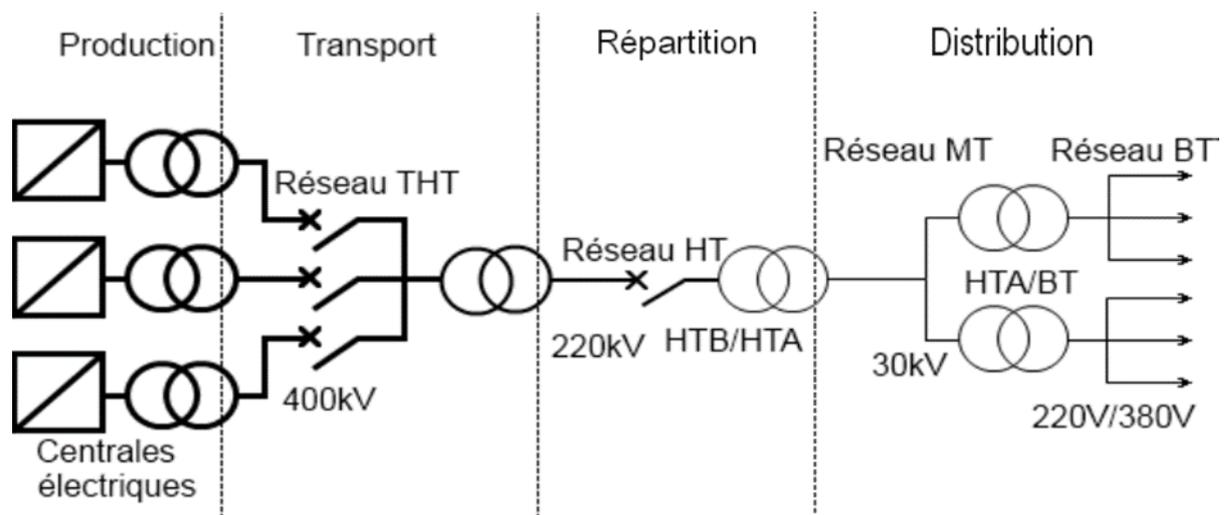


Figure III.1 : schéma générale de production, transport et distribution de l'énergie électrique.

III.3. Réseaux électriques en Algérie :

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales thermiques à gaz, à vapeurs et à cycle combinés avec les centres de consommation.

L'énergie électrique est transportée en haute tension pour limiter les pertes joules, puis progressivement abaisser au niveau de la tension de l'utilisateur final.

Il n'existe aucune structure de réseau unique à travers le monde, et le découpage en plusieurs réseaux avec les niveaux de tension associés peut être différent selon les pays. Mais en général, le nombre de niveaux de tensions est limité à trois :

Réseaux de transport et d'interconnexion (THT) : la tension est entre 150 – 220 kV, et dernièrement 420 kV,

Réseaux de répartition (HT) : a pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. La tension est supérieure à 63 kV,

Réseaux de distribution (MT et BT) : Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV.

En Algérie, dans les conditions normales de fourniture, le courant distribué en haute tension est livré aux tensions nominales entre phases à 30 kV, 10 kV et 5,5 kV pour la classe A (HTA) et a 60 kV, 90 kV, 220 kV et plus pour la classe B (HTB). La tension nominale 5,5 kV sera portée progressivement à 10 kV ou 30 kV. La Figure III.2 présente la structure générale du réseau d'énergie électrique national, exploité, maintenu et développé par le groupe Sonelgaz.

Le courant distribué en basse tension (BT) est livré à la tension nominale 220/380 V qui sera portée progressivement à 230/400 volts. Le réseau BT représente le dernier niveau dans une structure électrique, il permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Selon le bilan de l'année 2013, les quatre sociétés de Distribution du groupe sonelgaz comptent 7 700 000 abonnés BT [2].

Il convient de rappeler que Sonelgaz conçoit, construit, met en service, protège, utilise et Entretien son réseau électrique afin de fournir un service d'électricité dont les caractéristiques Sont satisfaisantes pour la clientèle.

Les conditions de service prévoient spécifiquement les caractéristiques de la tension et de la fréquence du réseau.

La tolérance maximale pour la variation de la BT autour de la tension nominale est de 5 % pour les zones urbaines à usage éclairage prépondérant.

La fréquence du courant distribué est fixée à 50 Hertz ; elle ne doit pas varier de plus de 1,5 hertz en plus ou en moins de sa valeur nominale[5].

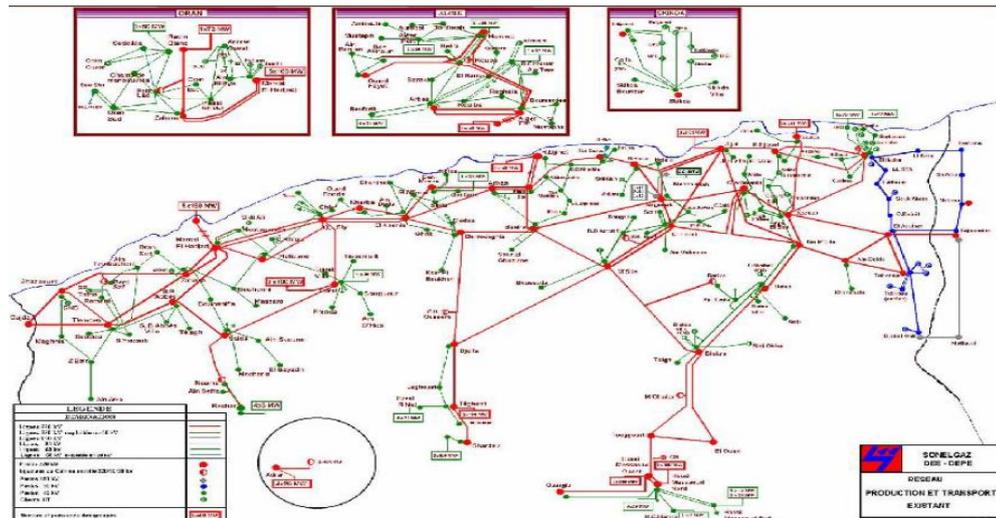


Figure III.2 : Réseau électrique national [2]

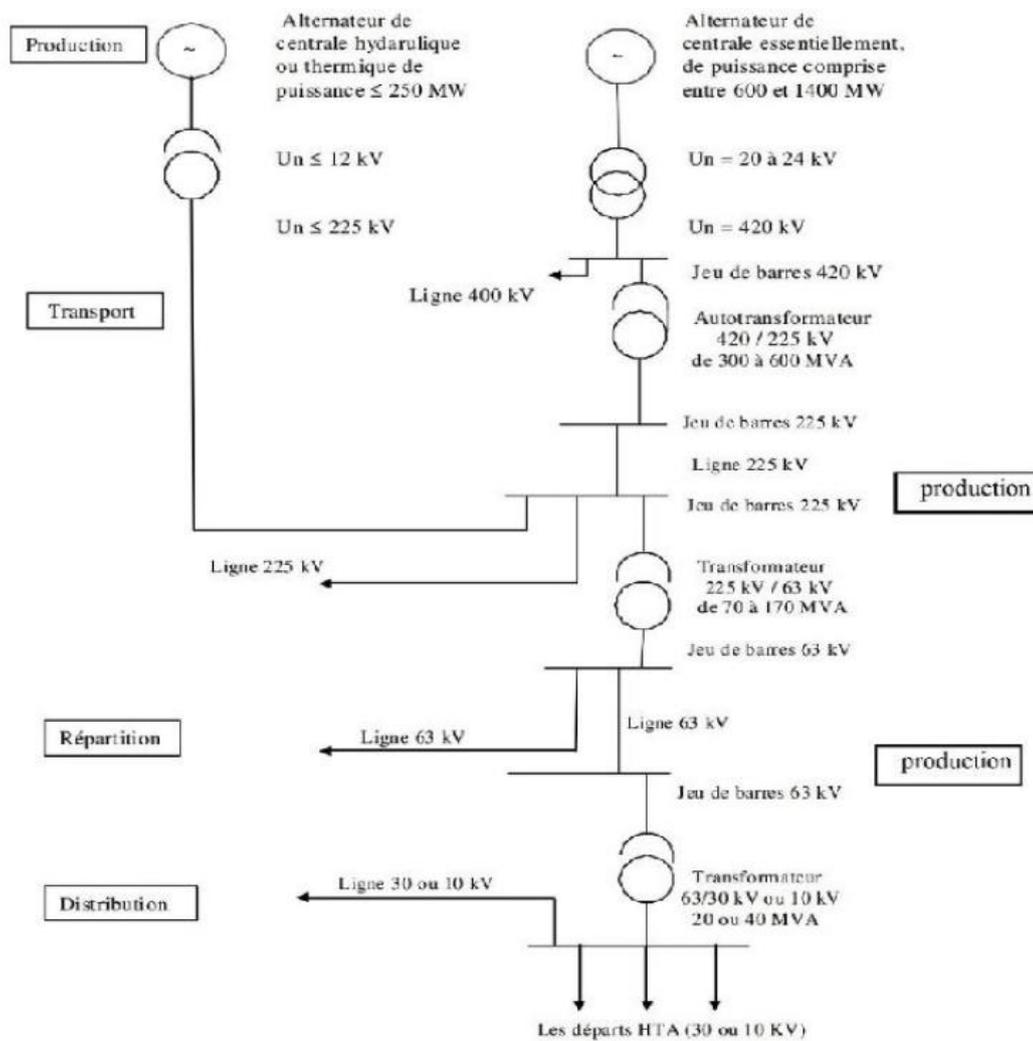


Figure III.3 : Architecture générale des réseaux électriques en Algérie [1].

III.4. Raccordement des installations photovoltaïques au réseau électrique :

Le raccordement des installations de production aux réseaux publics de distribution est encadré par plusieurs textes règlementaires, et la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux précise les études électriques qui sont menées lors d'une demande de raccordement. Pour effectuer un raccordement au réseau de distribution d'électricité, il est nécessaire d'adapter la tension continue à la sortie des panneaux photovoltaïques à la tension alternative du réseau de distribution. Il faut donc utiliser un onduleur. Des éléments de protection électriques doivent être mis en place du côté du courant alternatif comme du côté du courant continu, afin de protéger l'installation des courts-circuits [3].

Du côté continu, il faut protéger l'installation contre les courts-circuits et les surtensions a. il faut également prévoir la mise en place d'un interrupteur général permettant la coupure de l'ensemble des panneaux solaires en cas d'urgence.

Du côté alternatif de l'installation, il faut protéger l'installation contre les surintensités, les surtensions. Il faut prévoir la mise en place d'un interrupteur sectionneur afin de déconnecter l'installation ainsi que la mise en place de la protection des personnes.

Les contraintes liées à l'intégration des installations PV diffèrent selon le point de raccordement, celles raccordées au côté primaire ou secondaire de la distribution et celles raccordées au réseau de transport ont un impact différent sur le système électrique. Une variation de la sortie d'une installation PV raccordée au réseau moyenne ou basse tension peut affecter la stabilité de point de raccordement, par contre pour une installation à grande puissance raccordée au réseau de transport ou bien au réseau de répartition une telle variation dans la source primaire (éclairage) est fortement minimisée par l'effet de la vaste zone occupée par l'installation.

III.5. Interaction entre le réseau de distribution et les systèmes photovoltaïques :

La filière photovoltaïque, dont le développement est soutenu par les pouvoirs publics possède des caractéristiques spécifiques [4] :

- La puissance de production des installations varie de quelques kW à plusieurs MW.
- Le nombre de producteurs peut devenir à terme très important,
- Les installations comportent des convertisseurs statiques (pas de machines tournantes)
- Les équipements (onduleurs et modules) disponibles sur le marché sont variés,

-La production d'énergie est naturellement intermittente,

-Le raccordement des installations est le plus souvent le résultat d'initiatives individuelles et donc n'est pas planifié.

III.5.1. Influence des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution :

Les réseaux de distribution se comportaient comme des éléments passifs dans lesquels les flux de puissance s'écoulaient de manière unidirectionnelle du poste source vers les consommateurs. Du fait de l'insertion des productions décentralisées, les flux de puissance et les tensions sont impactés non seulement par les charges mais aussi par les sources. Par suite de ces spécificités techniques des installations photovoltaïques, l'intégration des systèmes PV au réseau peut avoir des impacts importants sur son fonctionnement [10]. Les influences les plus significatives des systèmes PV sur le réseau de distribution sont les suivantes [4] :

Influence sur le plan de tension : la présence de générateurs PV a une influence sur le plan de tension et sur les dispositifs de réglage du réseau. La tension varie en fonction des injections de puissances active et réactive sur le réseau [11], [12]. En particulier pendant une période de fort ensoleillement et de faible consommation, la tension de certains nœuds du réseau peut dépasser le seuil admissible, l'injection d'énergie sur le réseau fait croître la tension jusqu'à un seuil provoquant le découplage de certains systèmes, notamment en fin de semaine lorsque la consommation est faible [13].

Influence sur le plan de protection : la contribution des systèmes Photovoltaïques au courant de défaut dans le réseau de distribution a des conséquences faibles sur le plan de protection. Mais la sélectivité et la sensibilité des protections du réseau peuvent être affectées et provoquer le déclenchement intempestif du départ sain ou l'aveuglement de la protection du départ en défaut.

Influence sur la qualité de l'énergie :

Injection d'harmoniques de courant : la présence d'interfaces électronique de puissance peut injecter des harmoniques de découpage au réseau si les onduleurs ne sont pas munis de filtres efficaces. Les onduleurs actuels contribuent tout de même à l'augmentation des harmoniques de courant car ils fonctionnent le plus souvent à puissance réduite (un appareil fonctionnant à puissance réduite ne peut fournir la même qualité de courant qu'à puissance nominale) [14], ainsi les THD sont plus importants. Les conséquences de ces harmoniques peuvent être instantanées sur certains appareils électroniques.

Injection de courant continu au réseau : une étude réalisée en Espagne [15] montre que les onduleurs actuels (avec transformateur haute fréquence et avec ou sans transformateur basse fréquence) du marché européen injectent une composante continue dans le réseau. La présence de courants DC dans les réseaux de distribution peut affecter le bon fonctionnement des dispositifs de coupure différentiels, créer des erreurs sur les compteurs d'énergie, affecter la durée de vie des composants du réseau, notamment à travers une augmentation de leur corrosion et enfin contribuer à une saturation des transformateurs.

Déséquilibre entre phases : l'insertion des systèmes PV engendre un déséquilibre entre phases en cas d'utilisation des onduleurs monophasés. Si la puissance produite n'est pas correctement répartie entre les 3 phases d'un même système PV triphasé, alors ce système va contribuer à déséquilibrer le réseau BT[16].

Influence sur les pertes dans les réseaux de distribution : une étude d'EDF R&D [37]a montré que les fermes PV de plusieurs MW, généralement raccordées sur de départs HTA dédiés, conduiraient à une augmentation des pertes et que les installations PV de type résidentiel, plus proches des lieux de consommation, permettraient de réduire les pertes[4].

III.5.2. Influence du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques :

Les caractéristiques, le fonctionnement et les perturbations des réseaux de distribution peuvent influencer le fonctionnement normal des systèmes PV. Ceci provient généralement, soit des caractéristiques intrinsèques des réseaux de distribution, soit de la qualité de tension dégradée par d'autres utilisateurs du réseau, soit d'une association de ces deux causes [9], Les influences du réseau de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques peuvent se résumer comme suit [4]:

Régime de neutre et courants de fuite : le régime de neutre utilisé en basse tension. Avec ce régime de neutre, la protection des personnes s'effectue à l'aide de disjoncteurs ou d'interrupteurs différentiels qui ont pour fonction de s'ouvrir en cas de fuite de courant. Les installations PV peuvent produire des courants de fuite du fait des caractéristiques capacitatives des panneaux, et des onduleurs . Ces capacités en présence d'une composante alternative sur le circuit à courant continu [16]. Ces courants de fuite peuvent être d'amplitude importante et devenir potentiellement dangereux pour les personnes en cas de contact direct avec le fil de terre [9].

Niveau de tension du réseau : le niveau initial de tension du réseau est un paramètre clé vis-à-vis du dimensionnement et du fonctionnement des installations photovoltaïques et les types de protection de découplage.

Creux de tension et tenue des systèmes PV : les creux de tension sont considérés comme les plus graves perturbations de la qualité de service en raison de leurs effets sur les processus sensibles. Leur profondeur et leur durée varient en fonction des caractéristiques du réseau et des groupes de production qui y sont raccordés.

Les creux de tension sont ainsi l'une des principales causes de déclenchements des systèmes PV. La déconnexion d'un nombre important de systèmes PV pourrait avoir des impacts locaux et globaux sur le fonctionnement du réseau, en particulier sur des réseaux faibles[18].

Présence de composante continue et d'harmoniques de tension : les onduleurs pour systèmes photovoltaïques hachent le courant continu issu des modules photovoltaïques en modulation à largeur d'impulsion pour le convertir en courant alternatif sinusoïdal. Le fonctionnement des onduleurs sans transformateur peut être affecté par une asymétrie des tensions du réseau, par exemple en présence d'harmoniques issues de charges non-linéaires, qui se traduirait par l'ajout d'une composante DC dans la tension injectée par l'onduleur [16].

Inters harmoniques : Les inter-harmoniques (fréquences qui ne sont pas un multiple entier de la fréquence du réseau) sont produits par des variations rapides des charges, ou la saturation des transformateurs [16]. Les inter-harmoniques créent des perturbations sévères sur les dispositifs de mesures de la fréquence et de l'impédance du réseau.

III.6. Contribution à l'amélioration de la qualité :

III.6.1. La qualité de l'énergie électrique

La qualité de l'énergie électrique est considérée comme une combinaison de la qualité de la tension et de la qualité du courant. Nous allons donc définir ces deux notions dans la suite de ce paragraphe.

III.6.1.1. Qualité de la tension électrique :

Dans la pratique, l'énergie électrique distribuée se présente sous la forme d'un ensemble de tensions constituant un système alternatif triphasé, qui possède quatre caractéristiques principales : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie.

Amplitude : l'amplitude de la tension est un facteur crucial pour la qualité de l'électricité. Elle constitue en général le premier engagement contractuel du distributeur d'énergie. Habituellement l'amplitude de la tension doit être maintenue dans un intervalle de $\pm 10\%$ autour de la valeur nominale. Dans le cas idéal, les trois tensions ont la même amplitude, qui est une constante. Cependant, plusieurs phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions. En fonction de la variation de l'amplitude on distingue deux grandes familles de perturbations [19] :

Les creux de tension, coupures et surtensions. Ces perturbations se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude. Elles ont pour principale origine des courts-circuits, et peuvent avoir des conséquences importantes pour les équipements électriques. Les variations de tension. Ces perturbations se caractérisent par des variations de l'amplitude de la tension inférieure à 10% de sa valeur nominale. Elles sont généralement dues à des charges fluctuantes ou des modifications de la configuration du réseau.

Fréquence : Dans le cas idéal, les trois tensions sont alternatives et sinusoïdales d'une fréquence constante de 50 ou 60 Hz selon le pays [20].

La forme d'onde : La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être considérée comme une onde fondamentale à 50Hz associée à des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50 Hz appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non périodiques (bruits) [21].

Symétrie : se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. Les dissymétries du réseau ne provoquent que de faibles niveaux de déséquilibre de la tension. Par contre, certaines charges monophasées sont la cause de courants déséquilibrés importants et dès lors d'un déséquilibre significatif de la tension [19].

III.6.1.2. Qualité du courant :

C'est relatif à une dérive des courants de leur forme idéale, et se caractérise quatre paramètres : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie. Dans le cas idéal, les trois courants sont d'amplitude et de fréquence constante déphasés de $2\pi/3$ radians entre eux, et de forme purement sinusoïdale [19].

Le terme « qualité du courant » est rarement utilisé, car la qualité du courant est étroitement liée à la qualité de la tension et la nature des charges. Pour cette raison, « la qualité de l'énergie électrique » est souvent réduite à « la qualité de la tension » [21].

La mesure et l'analyse de ces paramètres nous permettent de juger la qualité de l'énergie Électrique. Une détérioration de l'un ou plusieurs de ces paramètres provoque des Perturbations dans le réseau électrique et qui peuvent affecter le bon fonctionnement de L'équipements et des charges raccordées sur le même réseau [22].

Les perturbations sont l'ensemble des phénomènes physiques au Réseau ayant un pouvoir de modifier d'une manière transitoire ou permanente en amplitude Et/ou en forme les grandeurs électriques du réseau [23].

Afin de Bien analyser les perturbations de réseau électrique et par conséquent de trouver les meilleures méthodes de dépollution, on va classer ces perturbations selon deux critères : la durée de persistance, ou le mode d'affectation c'est-à-dire leurs conséquences sur les grandeurs électriques, on a deux catégories essentielles [23] :

Perturbations périodiques : sont des phénomènes permanents qui durent dans le Temps, comme les altérations de l'onde de tension (distorsions harmoniques, chutes de tension...);

Perturbations apériodiques : sont principalement l'ensemble des phénomènes Fugitifs et très difficiles à prévoir comme les creux de tension, surtension Transitoire et les coupures brèves d'une durée de l'ordre d'une à quelques secondes. Selon leurs modes d'affectation, on distingue trois familles principales [23] :

- Distorsions harmoniques.
- Perturbations sur l'amplitude ou les valeurs efficaces ;
- Déséquilibre des systèmes triphasés ;

III.6.2. Les perturbations harmoniques :

Les harmoniques sont des perturbations permanentes affectant la forme d'onde de la Tension et/ou le courant du réseau. Ces perturbations se superposent sur l'onde fondamentale Et ayant des fréquences multiples entières de la fréquence fondamentale (50 Hz, 60 Hz où 400 Hz) [25]. La figure (III.4) [24] présente un exemple d'une Perturbation harmonique en tension, contenant en plus du terme fondamental deux Harmoniques de rang impair 5 et 7.

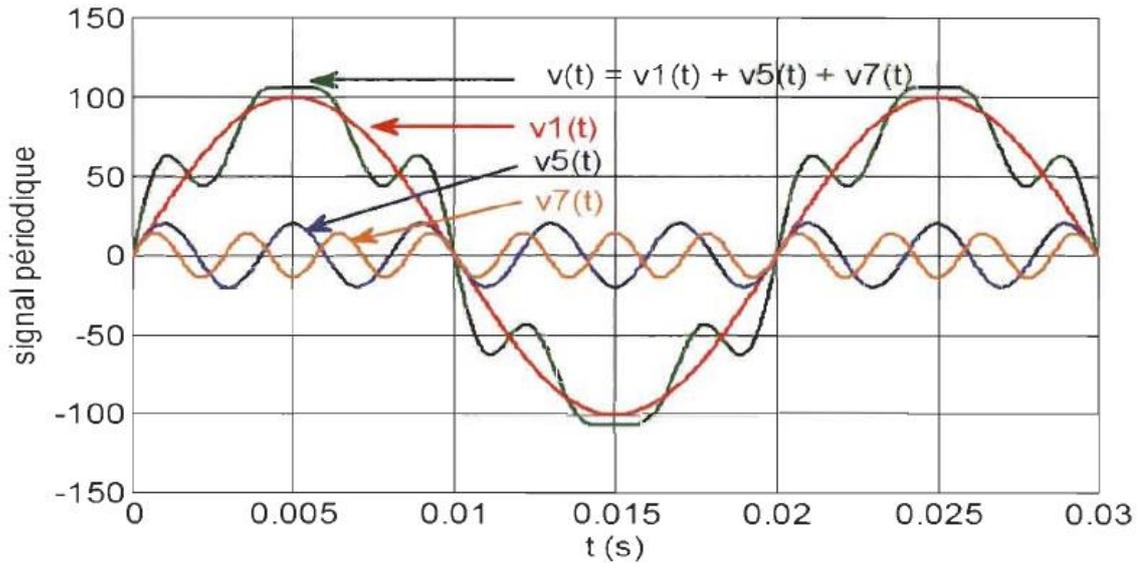


Figure III.4 : Représentation d'une forme d'onde de tension déformée.

III.6.2.1. Origines des harmoniques :

L'apparition des équipements électriques utilisant des convertisseurs statiques a entraîné une augmentation sensible du niveau de pollution harmonique des réseaux électriques. Ces équipements électriques sont examinés comme des charges non linéaires distribuant des courants harmoniques dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence fondamentale, ou parfois à des fréquences quelconques. Le passage de ces courants harmoniques dans les impédances du réseau électrique peut entraîner des tensions harmoniques aux points de raccordement et ainsi polluer les consommateurs alimentés par le même réseau électrique [6].

III.6.2.2. Caractéristiques de perturbation harmonique :

Différents critères sont définis pour quantifier ce type de perturbation, parmi ceux-ci les plus utilisés sont :

-Taux harmoniques de rang h (THh) :

$$THh = \frac{Xh}{X1} \quad (III.1)$$

Où : Xh représente la composante harmonique de rang h , $X1$ Représente la composante fondamentale.

-Taux d'harmoniques (THD) :

Le terme THD, il est bien adapté pour quantifier le degré des perturbations harmoniques sur le réseau électrique de manière globale.

Il est exprimé par le rapport entre la valeur efficace des harmoniques et la valeur efficace du fondamental, il est défini par l'expression suivante [25]:

$$THD\% = 100 \cdot \sqrt{\sum_h^{\infty} = 2 \frac{X_h^2}{X_1^2}} \quad (III.2)$$

Avec : X_1 représente la valeur efficace du courant ou tension fondamentaux et X_h représente les valeurs efficaces des différentes harmoniques du courant ou tension.

-Facteur de puissance :

Le facteur de puissance est donné par le rapport entre la puissance active (P) et la puissance apparente (S). Dans le cas où il y'a des harmoniques, une puissance supplémentaire appelée la puissance déformante (D), apparaît comme montré le diagramme de Fresnel de la figure III.5 et donné par la relation (2.4) de C. Budeanu [26].

C. Budeanu a donné l'expression de puissance apparente dans le cas périodique non sinusoïdal de la manier suivante [26]:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (III.3)$$

Avec la puissance déformante D est due aux harmoniques de courant est définie par la formule suivante :

$$D = m \cdot V_{eff} \cdot \sqrt{\sum_h^{\infty} = 2I_n^2} \quad (III.4)$$

Où : m ; représente le nombre des phases

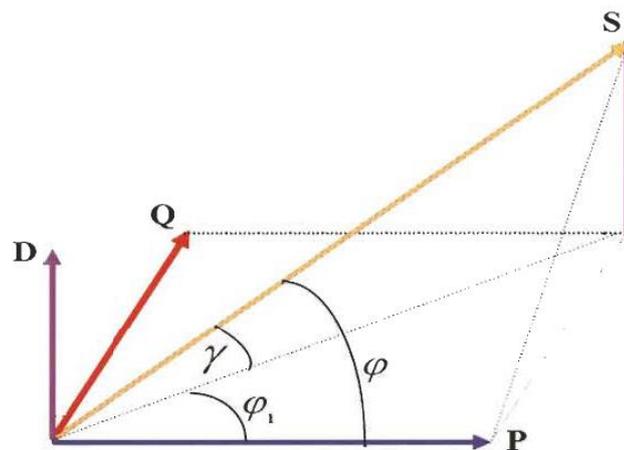


Figure III.5 : Diagramme de Fresnel des puissances.

Finalement, le facteur de puissance s'exprime comme suit :

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2+D^2}} \quad (\text{III.5})$$

D'où, on peut constater que le facteur de puissance se dégrade par la présence d'harmoniques d'une part et la consommation d'énergie réactive d'autre part [27].

III.6.2.3. Normes et réglementations :

Afin de limiter l'influence d'une charge polluante sur les autres charges connectées au réseau et en même temps éviter la modification des caractéristiques de ce dernier, les distributeurs d'énergie électrique ont été amenés à émettre des recommandations. Ces recommandations concernent les exigences au point de raccordement de l'utilisateur sur le réseau électrique dans le but :

- D'épargner à l'utilisateur de l'énergie électrique, les désagréments engendrés par la présence des harmoniques.
- D'assurer la longévité et la sécurité des différents équipements constituant le réseau et ceux qui sont branchés à ce dernier.

Des normes fixant un seuil d'injection harmonique maximale à ne pas dépasser, ces normes ont été élaborées par différents organismes, ils peuvent être soit nationaux, notamment UTE-CEF (Union Technique de l'Électricité- Comité Électrotechnique Français), régionaux, notamment le CENELEC (Comité de normalisation Électrotechnique (EN 50160)) en Europe ou internationaux, notamment CEI (Comité Électrotechnique International).

Le tableau (III.1), repris de la norme CEI 61000-2-2, présente les caractéristiques et le niveau de compatibilité pour les harmoniques au point de raccordement du client pour un réseau satisfaisant la norme CEI 1000-2-4.

Tableau III.1 : Niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux basse tension (Norme CEI 61000-2-2).

Rangs impairs non multiples de 3		Rangs impairs multiples de 3		Rangs pairs	
Rang	Tension harm. (%)	Rang	Tension harm. (%)	Rang	Tension harm. (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3	21	0.2	8	0.5
17	2	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
25	1.5				
>25	0.2+1.3*25/h				

III.6.3. Solutions de compensation des perturbations harmoniques :

Pour faire face à ces problèmes répandus des harmoniques et leur conséquence, plusieurs solutions ont été introduites dans littérature afin de limiter des harmoniques sur les réseaux de distribution et améliorer la qualité de l'énergie électrique [23],[27]. Parmi ces méthodes :

III.6.3.1. Utilisation la technique de prélèvement sinusoïdal :

Le prélèvement sinusoïdal est une technique qui permet aux convertisseurs statiques d'absorber un courant très proche d'une sinusoïde avec un facteur de puissance unitaire. Dans ce cas, ces structures se positionnent dans une stratégie préventive et non curative. Ces techniques de prélèvement sinusoïdal s'appliquent aux structures monophasées et triphasées. Ces convertisseurs propres utilisent la technique MLI (Modulation de Largeur d'Impulsions) également appelée PWM comme principe de pilotage des interrupteurs commandés [28].

III.6.3.2. Utilisation l'inductance de lissage du courant :

Le placement des inductances de lissage suffisamment importantes en amont des dispositifs polluants peut être strictement solution utilisée pour réduire les harmoniques de rangs élevés puisque leurs impédances augmentent avec la fréquence. Ces inductances réduisent donc la distorsion de la tension au point de raccordement, mais induisent un coût supplémentaire. De plus, elles doivent être dimensionnées pour le courant nominal circulant en ligne [28].

III.6.3.3. L'augmentation de la puissance de court-circuit du réseau :

La puissance harmonique augmente lorsque la puissance de court-circuit du réseau diminue si l'on ne prend pas le phénomène de résonance. On a donc intérêt à connecter les sources polluantes à un point du réseau où l'impédance de réseau est la plus faible possible en séparant magnétiquement les différentes charges [29].

III.6.3.4. Confinement des harmoniques par l'utilisation des transformateurs spéciaux :

D'autres solutions proposées qui consistent à confiner la circulation des courants Harmoniques par l'utilisation de transformateurs à couplage approprié. L'effet de Couplage de transformateurs permet la suppression de certains rangs d'harmoniques. Par Exemple l'utilisation d'un transformateur couplé en triangle étoile permet d'éliminer les harmoniques de rang 3, le couplage triangle- zigzag permet d'éliminer les harmoniques de rang 5, le couplage Triangle étoile - triangle permet d'éliminer les harmoniques de rangs 5 et 7 . Cependant, ces montages ne fonctionnent que pour des charges qui sont équilibrées, donc ces transformateurs ne constituent pas des solutions plus efficaces et usuelles pour compenser les harmoniques [22].

III.6.3.5. Filtrage passif :

Le filtrage passif constitue aussi la solution la plus ancienne et la plus répandue pour réduire la distorsion harmonique et améliorer le facteur de puissance sur les réseaux électriques. Le principe du filtrage passif consiste à placer en parallèle sur le réseau d'alimentation et à côté des charges génératrices d'harmoniques une ou plusieurs impédances des valeurs très faibles accordées aux fréquences harmoniques qu'ils doivent compenser et suffisamment grandes à la fréquence fondamentale du réseau (figure 3-6) [28]. Ces filtres sont composés généralement de composants passifs (R, L, C), qui sont disposés de manière à obtenir une résonance série accordée à une fréquence choisie et assurant ainsi une compensation statique pour une charge à spectre fixe [25,28].

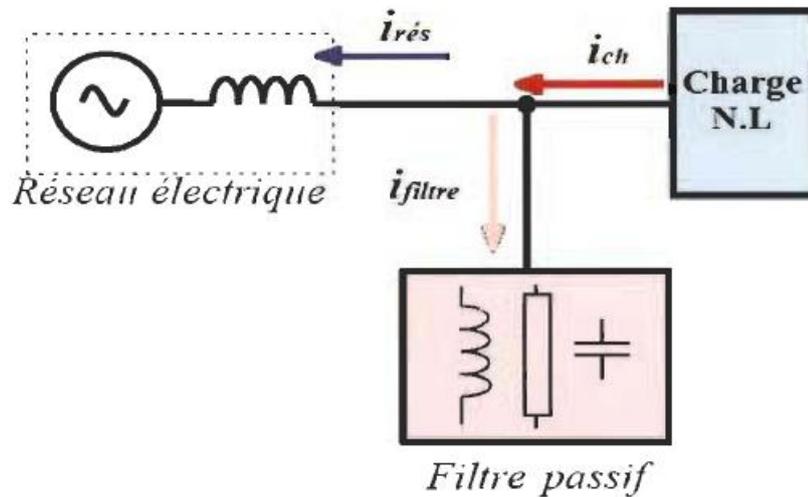


Figure III.6 : Raccordement d'un filtre passif au réseau.

Parmis les dispositifs de filtrage passif les plus répandus, on distingue le filtre passif résonnant et le filtre passif amorti ou passe-haut.

a) Filtre accordé ou résonnant :

Le filtre résonnant est un filtre très sélectif, il est constitué d'un circuit résonnant composé d'une résistance, d'un condensateur et d'une inductance en série accordée à la fréquence d'une harmonique que l'on veut éliminer généralement d'un rang inférieur (figure3-7), il peut se connecter en parallèle avec d'autres filtres résonnants, correspondant aux différents rangs harmoniques à filtrer [28] .

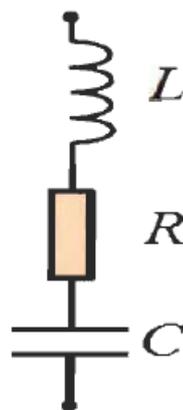


Figure III.7 : Filtre passif résonnant.

Les filtres résonnants présentent l'inconvénient d'être sensibles aux variations de l'inductance ou de la capacité, ce qui entraîne un désaccord de l'ensemble [30].

b) Filtre passif amorti :

Le filtre passif amorti est un circuit RLC constitué par la mise en série d'une capacité avec un ensemble constitué de la mise en parallèle d'une résistance dite résistance d'amortissement et d'une inductance comme illustrée dans la figure III.8 [30].

On utilise les filtres amortis pour atténuer les harmoniques supérieurs ou égaux à sa fréquence d'accord, et non pour les harmoniques d'un rang particulier. On l'appelle aussi un filtre passe-haut. Ce filtre est généralement ajusté aux 7^{ème} ou 11^{ème} rangs harmoniques [30],[24].

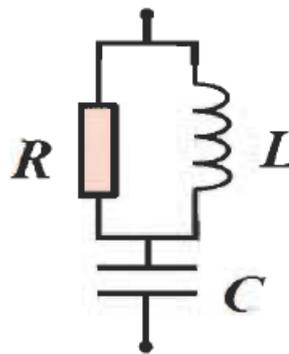


Figure III.8 : Filtre passif amorti.

Malgré l'efficacité, la simplicité, l'adaptation avec les réseaux de haute puissance et le faible coût de ces dispositifs de filtrage, ces derniers présentent aussi certains d'inconvénients comme [27] :

- Problème de résonance avec l'impédance du réseau ce qui affecte la stabilité des systèmes de distribution d'énergie ;
- Manque de souplesse à s'adapter en cas de modifications dans le réseau (restructuration, nouveaux clients ...) et dans la charge ;
- La variation de fréquence de la source affecte les caractéristiques de filtrage passif ;

Ces inconvénients ont limité à l'utilisation de ces filtres qui n'est plus adapté pour les réseaux actuels [31].

III.6.3.6. Filtrage actif :

Avec les inconvénients inhérents de filtrage passif comme nous avons décrit précédemment et le progrès dans le domaine des semi-conducteurs de puissance a permis de concevoir une nouvelle solution efficace de dépollution des réseaux électriques appelée le

filtrage actif de puissance (FAP), dont l'objectif est l'élimination des problèmes fondamentaux des filtres passifs et fournir aux consommateurs une bonne qualité de l'énergie électrique, même dans les conditions de fonctionnement les plus perturbées [28].

Le filtre actif est un convertisseur de puissance (onduleur) associé à un dispositif de contrôle adapté afin générer soit des courants, ou des tensions harmoniques de manière à ce que le courant et la tension du réseau soient rendus sinusoïdaux, mais dans la plupart des cas il a également des fonctions supplémentaires, telles que la compensation de la puissance réactive, courant de neutre et régulation de tension [22], [25]. Il existe plusieurs types de filtres actifs, ils sont essentiellement classés dans la littérature sous différentes topologies : soit en série (FAS), soit en parallèle (FAP), soit combiner les deux dernières structures, ou associé avec des filtres passifs pour constituer ce qu'on appelle les filtres hybrides [23], [22], [25].

a) Filtre actif série :

Le but du filtre actif série est de créer une impédance en série avec le réseau qui sera nulle pour le fondamental et de valeur élevée pour les harmoniques. Il est destiné à protéger les installations sensibles aux perturbations provenant du réseau telles que les harmoniques en tension, les surtensions, déséquilibres et creux de tension. En revanche, le filtrage série ne permet pas de compenser les courants harmoniques consommés par la charge.

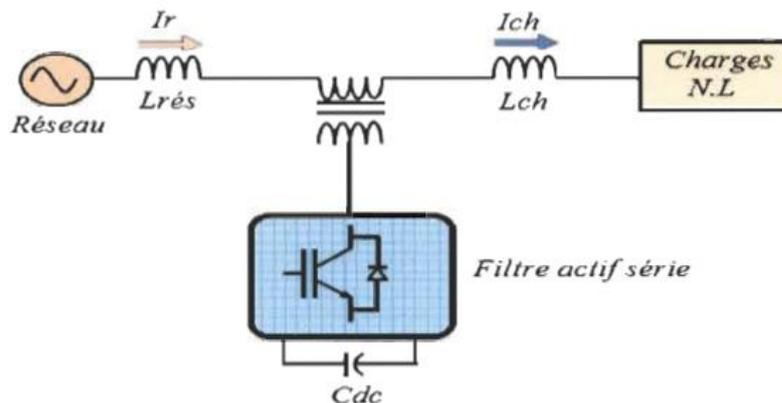


Figure III.9 : Filtre actif série.

b) Filtre actif parallèle :

Contrairement au filtre actif série, le filtre actif parallèle (FAP) est la solution la plus adaptée à la compensation des perturbations de courant. Il est composé d'un onduleur et connecté en parallèle avec le réseau avec ou sans transformateur par l'intermédiaire d'un filtre de nature inductif comme illustré dans la figure (III.10) [32].

Ce filtre se comporte comme une source de courant harmonique contrôlable qui permettra à injecter en temps réel dans le réseau un courant de compensation égale et en opposition de phase avec le courant harmonique absorbé par la charge polluante, ceci afin de rendre le courant coté réseau sinusoïdal. Ainsi l'objectif du filtre actif parallèle consiste à compenser les courants réactifs et aussi les déséquilibres [29].

En général, le filtre actif parallèle est utilisé pour la dépollution du réseau BT et MT grâce à son indépendance totale vis-à-vis de la source et de la charge qui lui donne auto adaptabilité, fiabilité et performance [32].

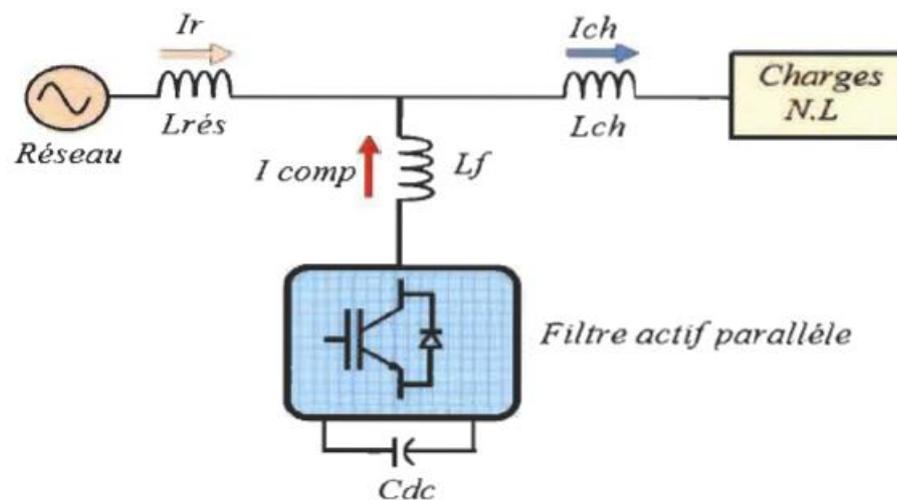


Figure III.10 : Filtre actif parallèle.

c) Filtre combiné parallèle-série (UPQC) :

L'UPQC est principalement la combinaison de deux filtres actifs série et parallèle qui partagent la même capacité sur le bus continu. Ce type de dispositif est capable à la fois de régler la tension du réseau et d'éliminer les harmoniques. Il est considéré comme le plus puissant dispositif et il est capable d'effectuer efficacement toutes les tâches de conditionnement de puissance [33][34][28].

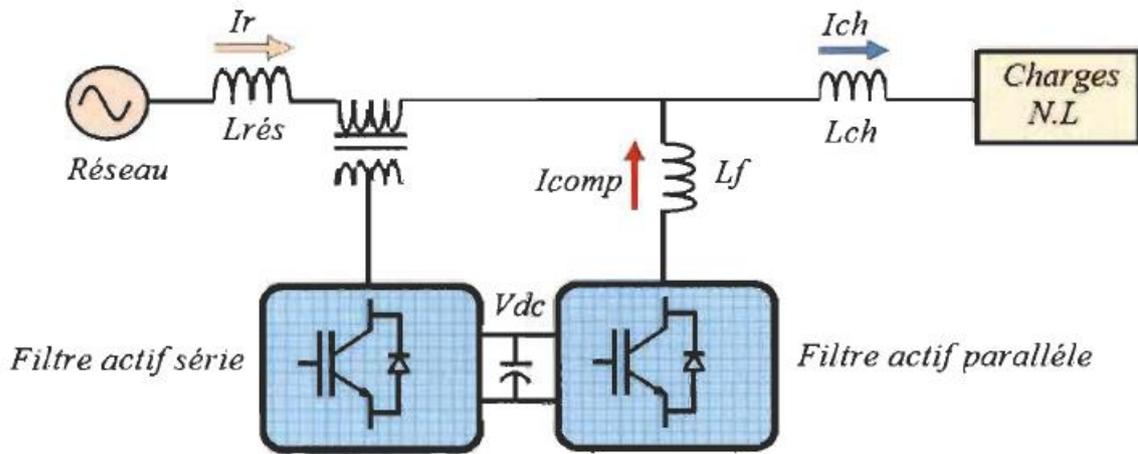


Figure III.11 : Filtre actif combine parallèle - série (UPQC)

d) Filtre actif hybride :

Connecté avec ou sans transformateurs au réseau, le filtre actif hybride (Figure I.12) est constitué d'un filtre passif connecté directement en série avec le filtre actif, ce qui entraîne une diminution de la tension du bus continu comparativement à celle d'un filtre actif pur et une réduction du dimensionnement du filtre hybride. En plus, le filtre passif évite les oscillations dues à la commutation car il présente une haute impédance à cette fréquence [28].

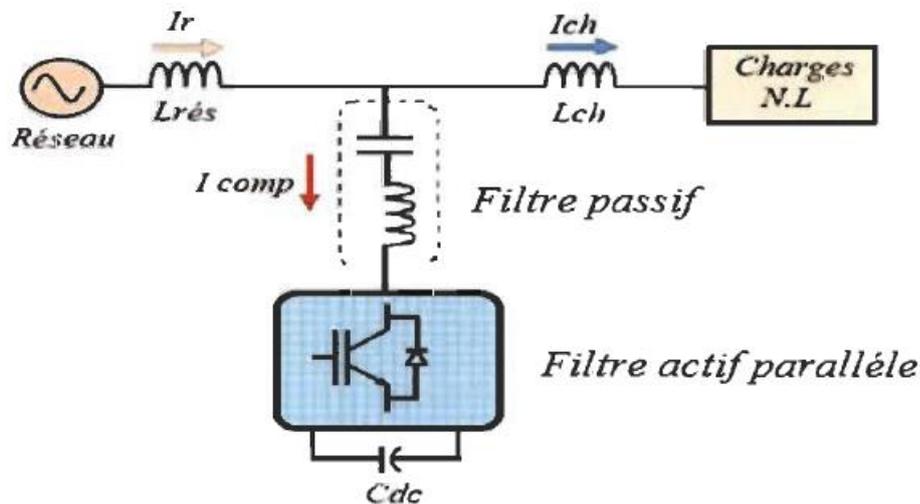


Figure III.12 : Association série d'un filtre actif parallèle et d'un filtre passif.

Ce type de filtrage permet donc d'avoir un bon compromis pour un type particulier de charge, mais reste bien moins performant que le filtre actif pur. L'inconvénient principal de ce type de filtre hybride est de ne permettre pas de compenser de l'énergie réactive, en plus il est noté que très peu de filtres hybrides ont été réalisés au niveau pratique [29].

III.7. Les micro-réseaux :

Un micro-réseau est une version réduite d'un réseau électrique pouvant être composé de différents éléments et générateur de distribution tels que, des générateurs d'énergie d'origine renouvelable tels que l'énergie photovoltaïques ou éoliennes ou des éléments de stockage d'énergie comme par des batteries, ou bien des piles à combustible, ou des générateurs d'énergie primaire comme un générateur diesel.

Ces réseaux doivent être flexibles, afin de pouvoir répondre aux divers besoins du clients, résilients, face à des perturbations prévues ou imprévues, fiables, afin de garantir une sécurité ainsi qu'une qualité de l'énergie électrique, et durables dans le temps afin d'être économiquement intéressants. La Figure (III.13) présent une structure typique d'un micro-réseau.

Un micro réseau peut être connecté au réseau principal au niveau d'un point de distribution (PCC). Dans ce cas, le micro-réseau peut fonctionner selon deux configurations, suivant qu'il soit connecté ou isolé du réseau principal. En mode connecté, le micro-réseau s'équilibre en puissance et en fréquence avec l'aide du réseau principal. En mode isolé, les puissances active et réactive générées par les sources d'énergie présentes dans le micro-réseau doivent être en équilibre avec la demande de la charge [38] [39].

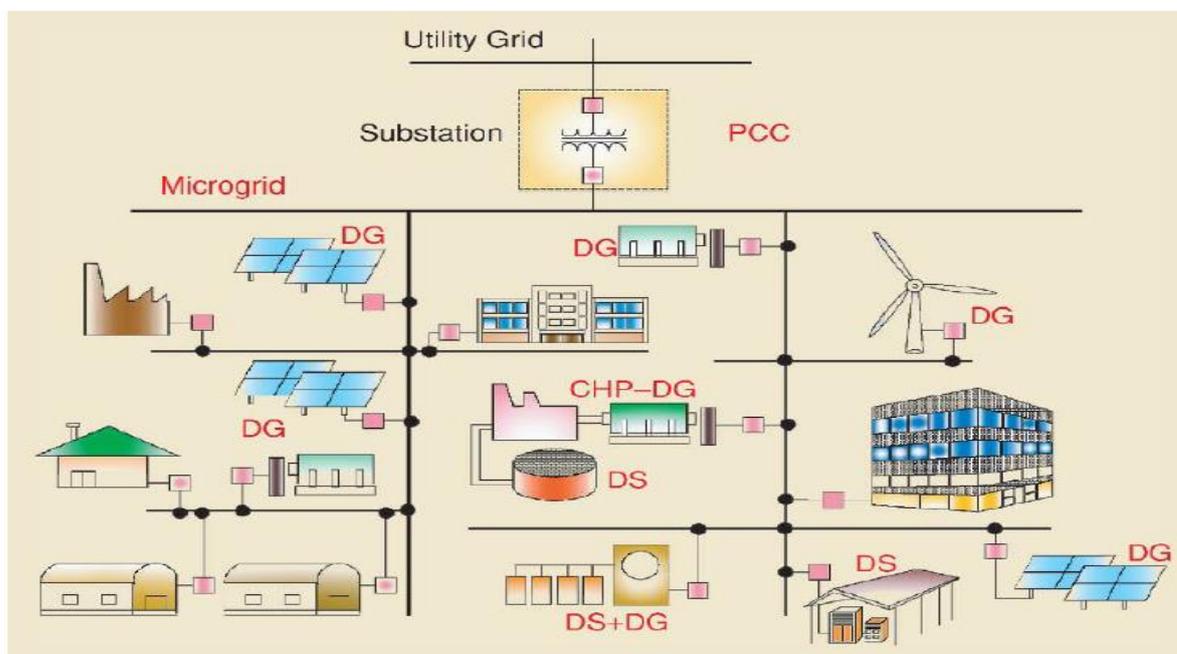


Figure III.13 : structure d'un micro-réseau [39].

III.7.1. Les avantages des micro réseaux

Micro réseaux représentent aujourd'hui une avancée technologique dans le domaine des installations électriques ces avantages tout d'abord :

-une gestion optimisée des moyens de production décentralisée d'origine renouvelable que l'énergie photovoltaïques. Les centrales pourront ajuster leurs productions selon la demande des consommateurs. Ils pourront également de manière plus efficace soutenir le réseau de distribution publique lors des pics de consommations, notamment par un pilotage de la demande. En plus

-Un meilleur rendement du transport de l'électricité est également possible. Sur le réseau principal, l'acheminement de l'électricité se fait par le biais d'un réseau maillé de ligne haute et moyenne tensions. Ce transport sur de longues distances induit des pertes de lignes importantes. En favorisant les micro réseaux, c'est une production locale et régionale qui est mis en avant et donc un transport sur de plus faible distance, ce qui engendre moins de perte. De plus, les lignes étant moins surchargées, le nombre de panne est réduit, entraînant des économies drastiques [44].

III.7.2. Micro réseau connecte au réseau (grid-connected) :

En mode connecté au réseau, le micro réseau fonctionne en important et en exportant de l'énergie depuis et vers le réseau de distribution d'électricité, en assurant l'équilibre du flux de contrôle de l'énergie et de l'énergie et en soutenant le réseau grâce à une gamme de services auxiliaires, tels que la régulation de la tension et de la fréquence, les services de répartition et la capacité de réserve opérationnelle, entre autres fonctionnalités en fonction des conditions de charge et de production [7]. Idéalement, les micro-réseaux sont systématiquement interconnectés au service public, ce qui permet d'envoyer tout excès d'énergie du micro réseau au réseau principal, ainsi que tout déficit de l'énergie dans le micro réseau à fournir par le service public, qui devrait l'être sporadiquement puisque le micro réseau doit être autosuffisant conçu.

Dans ce mode de fonctionnement, le réseau électrique régule l'amplitude, la fréquence et la phase de la tension du réseau au point de couplage commun (PCC), correspondant à un point de connexion électrique entre le micro réseau et le réseau principal. Les systèmes de conversion, qui sont couplés électroniquement à des sources d'énergie distribuées dédiées à une charge ou à un groupe de charges, agissent normalement comme des suiveurs de tension en mode connecté au réseau et sont classés comme (grid-fidding). Lorsque les onduleurs sont contrôlés en tant

qu'intégré au réseau, ils sont synchronisés en permanence avec la grille principale et sont configurés pour fonctionner de manière équivalente en tant que sources de courant.

Cette opération est principalement mise en œuvre sur des sources d'énergie photovoltaïque intermittentes non distribuables qui nécessitent des algorithmes (MPPT), qui sont crédités pour extraire la puissance maximale pouvant être obtenue à partir des sources de production [45, 46].

Les convertisseurs de puissance peuvent également être contrôlés en tant que (grid-forming), fonctionnant de manière équivalente comme sources de tension, ce qui est particulièrement appliqué dans le mode de fonctionnement insulaire pour gérer les besoins en énergie. Cependant, cela peut également être mis en œuvre en mode grid-connected, si nécessaire. Les convertisseurs formant le réseau prennent en charge le réseau principal pour déterminer les composants de tension nécessaires pour piloter les sources non distribuables, en alimentant les chargeurs du réseau conformément aux normes de qualité de l'alimentation. Les convertisseurs de formation de réseau sont synchronisés avec le réseau à l'aide de fonctions de boucle à verrouillage de phase (PLL) et sont généralement utilisés dans les unités de production distribuables conventionnelles et les dispositifs de stockage d'énergie [7, 45]. Les convertisseurs formant le réseau contrôlent l'amplitude et la fréquence de tension au PCC, produisant comme sous-produits des signaux de puissance actifs et réactifs [41].

III.7.3. Principales fonctions du micro-réseau :

La gestion énergétique et le contrôle des variables des micro-réseaux sont indispensables afin de pouvoir assurer un fonctionnement fiable.

Les principales caractéristiques souhaitées pour le système de contrôle sont les suivantes [39] :

- Réguler la fréquence et la tension du réseau pour les modes connectés et isolés ;
- Fournir une stratégie de contrôle pratique pour une séparation entre le micro-réseau et le réseau principal en cas d'urgence ou d'une resynchronisation.
- Assurer un bon équilibre entre les puissances produites et consommées, et donc une bonne coordination et une répartition optimale entre producteurs et consommateurs ;

Après avoir établi les principales caractéristiques et défis associés au déploiement et au pilotage des micro-réseaux, nous allons désormais décrire plus précisément les différentes méthodes de contrôle de ces systèmes.

III.8. Méthodes de contrôle des micro réseaux :

Cette section décrit les méthodes de contrôle des micro-réseaux basées sur le système de contrôle hiérarchique : primaire, secondaire et tertiaire. La couche de base contrôle le niveau de l'appareil et fournit la réponse la plus rapide, tandis que les couches supérieures contrôlent le niveau du système avec une réponse plus lente. Afin de garantir la qualité de l'énergie et le rejet des perturbations dans les micro-réseaux, les fonctionnalités essentielles des techniques de contrôle sont la régulation et la fourniture d'amplitude et de fréquence de tension stables, grâce à des boucles de contrôle qui ajustent le flux de puissance active et réactive, en plus d'ajouter des capacités de filtrage, de partage de courant harmonique et de compensation de puissance réactive. Pour prendre en charge le fonctionnement parallèle de plusieurs sources de tension partagent les charges du réseau et maintenant la qualité de l'alimentation, la droop méthode est principalement mise en œuvre sur des contrôles hiérarchiques. La couche primaire garantit un partage précis de la puissance entre les onduleurs, en ajoutant une inertie virtuelle qui émule les caractéristiques physiques des systèmes d'alimentation conventionnels grâce à la régulation de l'amplitude de tension et de la fréquence. La commande secondaire restaure l'amplitude de tension et les écarts de fréquence causés par le droop contrôle. La couche tertiaire gère le flux d'énergie entre le micro-réseau et le réseau électrique au PCC [41].

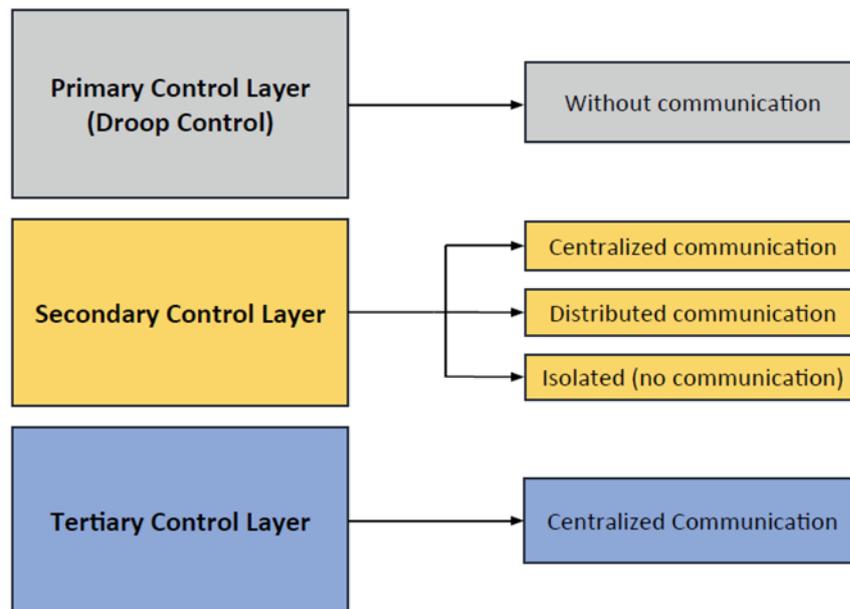


Figure III.14 : Contrôle hiérarchique — Approches de couche [41].

La couche primaire est utilisée à chaque onduleur uniquement sur la base de mesures locales, tandis que la commande secondaire peut être mise en œuvre de manière similaire localisée ou basée sur la communication entre les onduleurs, et dans ce dernier scénario, la

commande secondaire est organisée de manière centralisée ou distribuée. D'autre part, la couche de contrôle tertiaire doit être contrôlée de manière centralisée avec des moyens de communication. Les principaux aspects de chaque couche hiérarchique de contrôle sont illustrés. Figure (III.14).et la figure (III.15).

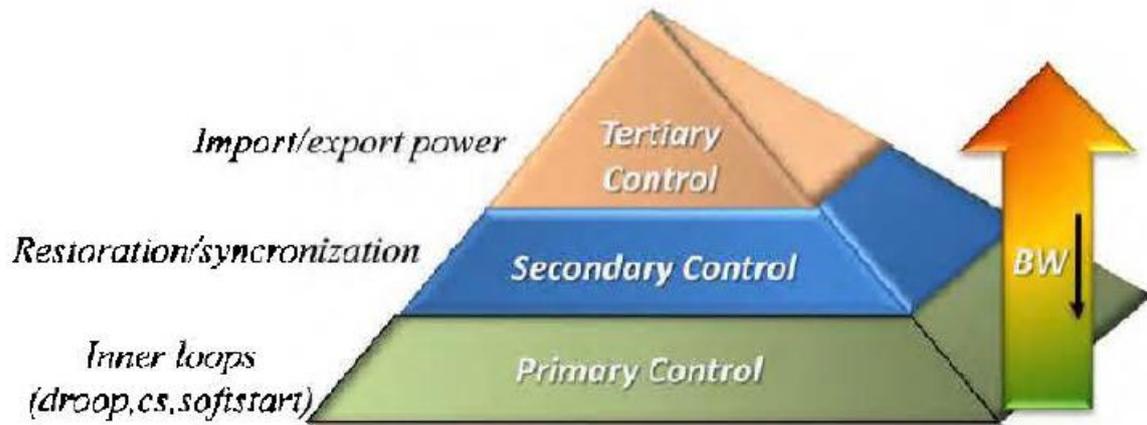


Figure III.15 : Niveaux du contrôle hiérarchique d'un micro-réseau.

III.8.1. Le contrôle primaire PMS « Power Management System » :

La couche de contrôle primaire dérivée de la méthode droop contrôle est mise en œuvre afin de gérer la puissance fournie par chaque convertisseur par la régulation de la fréquence de tension et de l'amplitude. Le concept de droop contrôle provient d'un système à haute puissance, qui permet aux grands générateurs synchrones à fortes inerties de fonctionner en parallèle en partageant la charge en réduisant leur fréquence lorsque la puissance active augmente sur le réseau [7, 8, 46].

Contrairement aux systèmes d'alimentation conventionnels typiques, les unités de production couplées électroniquement aux convertisseurs de puissance n'intègrent pas de propriétés d'inertie pour assurer la stabilité du système pendant les étapes de synchronisation. Au lieu de cela, il fournit un contrôle de la dynamique du système et transitoire en offrant une réponse rapide. Par conséquent, pour améliorer la stabilité du micro-réseau et la coordination des sources de tension fonctionnant en parallèle, la propriété d'inertie des générateurs synchrones est émulée électroniquement dans les convertisseurs formant le réseau par la droop méthode, régulant l'amplitude et la fréquence de la tension proportionnellement aux composants de puissance actifs et réactifs.

Les équations de base pour la couche primaire basées sur la droop méthode sont exprimées comme dans (III.6) et (III.7):

$$\omega_i = \omega_{nom} - m_i P_i \quad (III.6)$$

$$V_i = V_{nom} - n_i Q_i \quad (III.7)$$

Où ω_i est la fréquence angulaire de l'onduleur i ($i = 1, 2, \dots, n$) correspondant à la puissance active mesurée P_i , ω_{nom} est la fréquence nominale du réseau, et m_i est le coefficient par rapport à la puissance active pour la méthode d'affaissement. Alors que V_i est l'amplitude de la tension de sortie du convertisseur proportionnellement à la puissance réactive Q_i , V_{nom} est l'amplitude de tension nominale établie et n_i est le coefficient lié à la puissance réactive pour la droop méthode.

La composante de fréquence est une variable globale générée également entre les convertisseurs formant le réseau à l'état d'équilibre, conduisant à un partage actif égal de la puissance lorsque le droop coefficient m_i est constant et égal pour tous les onduleurs. Inversement, la composante de tension est une variable locale, donc, même en supposant droop coefficient similaire n_i , il n'y a pas de partage parfait de la puissance réactive en raison de l'amplitude de tension inégale dans les différents nœuds du micro-réseau. Pour illustrer cela, pour deux convertisseurs formant un réseau, les relations de partage de puissance active et réactive sont exprimées en (III.8) et (III.9):

$$m_1 P_1 = m_2 P_2 \quad (III.8)$$

$$n_1 Q_1 = n_2 Q_2 + V_2 - V_1 \quad (III.9)$$

Lorsque le contrôle hiérarchique n'est pas implémenté, chaque convertisseur injecte des injections puissance active du réseau, en fonction de l'impédance de ligne détectée à leurs nœuds [14].

La fréquence angulaire et l'amplitude de tension des droop équations sont utilisées pour générer la référence de tension sinusoïdale de chaque convertisseur, comme décrit au point (III.10):

$$V_{ref} = V_i \sin(\omega_i t) \quad (III.10)$$

Afin d'améliorer un transitoire dynamique dans la tension de référence, il est introduit un composant d'avance par rapport à la puissance active dans l'angulaire droop équation de fréquence, exprimée en (III.11) :

$$\omega_i = \omega_{nom} - m_i P_i - m_{ip} \frac{dp}{dt} \quad (\text{III.11})$$

Cette composante de droop compensation correspond à un contrôleur de dérivée proportionnelle (PD), où le gain (m_{ip}) contribue à une réponse transitoire plus rapide en ce qui concerne les variations de puissance actives, et le terme dérivé correspond au signal d'avance [3]. Ce paramètre peut améliorer la position des pôles en boucle fermée du système, en fournissant une variabilité plus élevée et en réduisant les caractéristiques d'amortissement. Dans le but d'atténuer la distorsion, de réduire l'impact de la circulation courant et assurant le partage du courant harmonique sous des charges non linéaires et déséquilibrées, la droop méthode émule une impédance à la sortie du convertisseur grâce à un contrôle supplémentaire en boucle fermée, défini comme une impédance virtuelle [46]. L'impédance virtuelle est incluse dans le signal de référence de tension en tant que nouvelle variable basée sur le courant de sortie, tel qu'exprimé en (III.12):

$$V_{ref} = V_i \sin(ph) - (R_v i_o + L_v \frac{di_o}{dt}) \quad (\text{III.12})$$

Où ph correspond à l'intégrale dans le temps de (1,6), i_o est le courant de sortie du convertisseur, et R_v et L_v sont les composantes inductives résistives et réactives de l'impédance virtuelle Z_v , exprimées comme dans (III.13) :

$$Z_v = R_v + j L_v \quad (\text{III.13})$$

La variable d'impédance virtuelle est modifiée afin de fournir principalement un réseau inductif, assurant la contrôlabilité de la puissance active et réactive par les Équations. (III.6) et (III.7).

La figure (III.16) illustre la boucle d'impédance de sortie virtuelle concernant le droop contrôle, la tension et les boucles de courant interne. L'impédance de sortie virtuelle peut fournir d'autres fonctions, comme l'opération de démarrage progressif fournie en concevant une valeur d'impédance plus élevée au démarrage, puis en la diminuant progressivement [41].

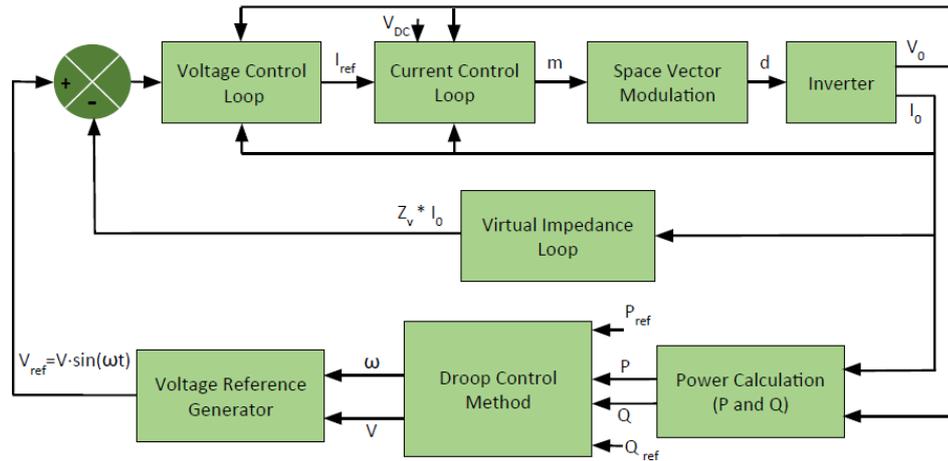


Figure III.16 : Droop Contrôle avec boucle de contrôle d'impédance de sortie virtuelle [46].

III.8.1.1. Le droop contrôle :

C'est une méthode de contrôle considéré permet de réguler l'amplitude de la tension de sortie et la fréquence de l'onduleur à partir de la mesure des puissances active et réactive délivrées par l'onduleur (figure III.16). Une augmentation de la puissance réactive va entraîner une diminution de la tension. Aussi, une augmentation de la puissance active par rapport à sa puissance nominale va entraîner une diminution de la fréquence. Cette technique est un excellent choix pour contrôler des onduleurs qui sont connectés en parallèle et soumis au partage de charge entre les systèmes photovoltaïque dans les réseaux électriques connectés ou isolés. Elle donne une grande fiabilité en ce sens que, en cas de défaillance d'un convertisseur, les autres peuvent continuer à distribuer la puissance à la charge. Cette stratégie de régulation non seulement permet le partage de puissance entre onduleurs connectés mais permet également la distribution de rôle précis entre l'onduleur monté en maître et le ou les onduleurs subordonnés. Bien que la commande *droop control* conventionnel soit l'un des plus populaires utilisé pour le fonctionnement en parallèle des convertisseurs, elle enregistre quelques insuffisances relevées dans la littérature. Entre autres un mauvais partage des harmoniques dans le cas de charges non linéaires, une réponse transitoire lente lors de changements brusque de charges, un mismatch entre les impédances de sortie des convertisseurs connectés en parallèle qui empêche un partage équilibré de la puissance réactive entre convertisseurs connectés en parallèle. Ce qui conduit à un déséquilibre dans le partage des puissances actives et réactives entre convertisseurs.

La méthode de *droop control* utilisant une impédance virtuelle a été longtemps utilisée dans le but d'obtenir l'impédance de sortie désirée. Elle permet également de découpler P-Q et

d'éliminer les différences de puissance réactive dans le micro-réseau à cause du mismatch d'impédance de ligne. Cela est réalisé à l'aide d'une boucle d'impédance virtuelle intégrée à la commande qui permet de simuler l'impédance de ligne [42].

Les différentes approches adaptatives de *droop control* ont pour but de combler les insuffisances inhérentes au droop control par un partage précis de puissance, un maintien de la tension de la charge dans une plage désirée, une réponse transitoire. Ainsi la commande non linéaire (frequency droop) a été mise en place pour minimiser le coût d'exploitation sans compromettre la capacité des micro réseaux à répondre à des variations soudaines de charges. Également pour maintenir un point de fonctionnement efficace lorsque la puissance des système photovoltaïque injectée dans le réseau [41].

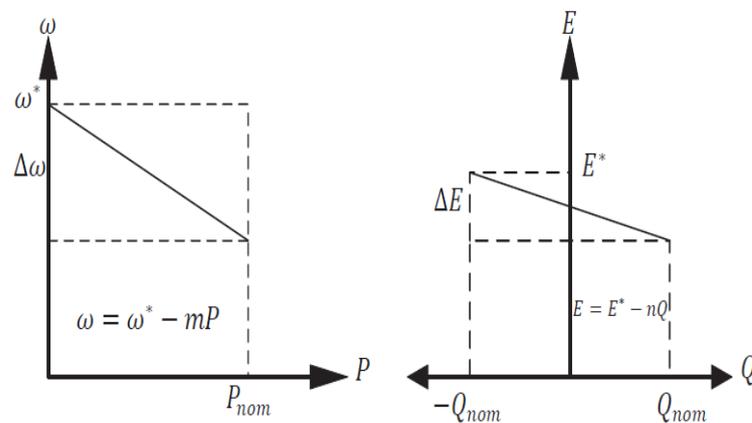


Figure III.17 : Caractéristiques du droop control [43].

Où : ω^* et E^* : sont la fréquence angulaire de référence et la tension de référence de sortie à vide.

n et m : les coefficients respectifs de statisme de la fréquence et de la tension.

P_{ref} , P_i et Q_{ref} , Q_i : renvoient aux puissances de références et de sortie mesurées pour les puissances actives et réactives [43].

En générale La méthode de droop contrôle appliquée dans la commande primaire offre un équilibre de puissance satisfaisant entre les convertisseurs conçus pour former un réseau. Cependant, il introduit une erreur dans la fréquence à l'état d'équilibre et l'amplitude de la tension, qui est traitée par la commande secondaire [7].

III.8.2. Le contrôle secondaire :

Dans cette partie, la restauration de la fréquence et de la tension aux valeurs nominales est donnée en ajoutant un terme correctif et en déplaçant la droop fonction vers le haut aux caractéristiques initiales de chaque unité. (La figure III.14) illustre les mesures de contrôle primaires et secondaires.

Il est à noter que, sans mise en œuvre de couche secondaire, la fréquence et l’amplitude de tension de la production dans le micro-réseau dépendent de la charge, avec des écarts provenant de l’inertie virtuelle et des impédances du droop contrôle dans la couche primaire [46,7].

Il existe essentiellement quatre techniques de contrôle secondaires [41] :

Contrôle centralisé : est basé sur un contrôleur central qui nécessite un à tous les schémas de communication. Le contrôleur central calcule toutes les erreurs de composants, en utilisant les mesures du PCC, et envoie le terme correctif aux autres convertisseurs.

Il s’agit d’une technique robuste contre les contraintes de communication, mais avec une faible fiabilité, une tolérance et une flexibilité en cas de panne du convertisseur, exigeant une duplication du contrôleur en raison de sa configuration maître-esclave [45] .

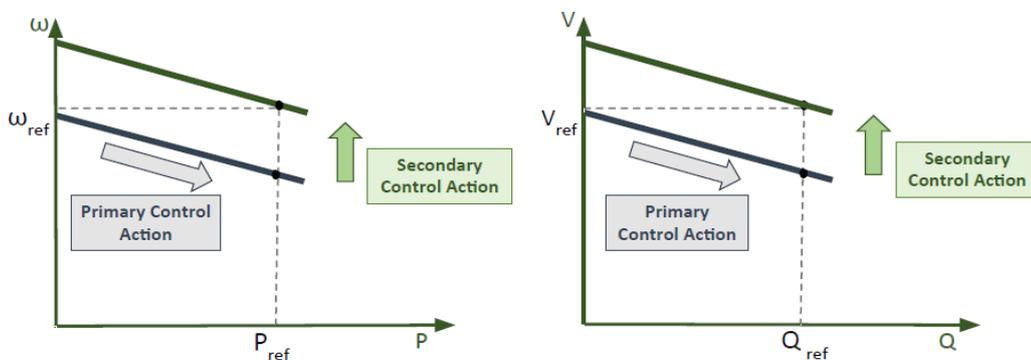


Figure III.18 : Actions de contrôle primaires et secondaires [46].

Contrôle décentralisé : est un système hybride basé sur des contrôleurs locaux et centraux, qui nécessite un à tous les schémas de communication. Comme dans la première technique, les erreurs de signaux sont communes aux onduleurs obtenus par le contrôleur central, mais d’autres propriétés comme le terme correctif sont calculées de manière autonome par chaque contrôleur local. Cette technique est sensible aux problèmes de communication, car les onduleurs peuvent produire des termes correctifs différents s’ils reçoivent des informations

dans temps distinct dû à des horloges internes non synchronisées entre les contrôleurs, un effet connu sous le nom de dérive de l'horloge [45].

Contrôle de la moyenne : est basé sur un contrôleur décentralisé qui nécessite un schéma de communication tout-à-tout. Chaque contrôleur calcule l'erreur en faisant la moyenne des valeurs de sortie de tous les autres contrôleurs. Cette technique présente également des limitations dues aux performances de communication entre les contrôleurs, entraînant un partage incorrect de l'énergie en cas de perte de données.

Contrôle par consensus : est basé sur un contrôle décentralisé qui nécessite un schéma de communication tout-à-tout. Chaque contrôleur calcule son propre terme correctif en fonction de la moyenne de l'écart des composants entre les onduleurs locaux et voisins, des erreurs des composants locaux et de la moyenne des termes correctifs entre les onduleurs. Les agents décisionnels du réseau communiquent dans un protocole peer-to-peer avec ses nœuds voisins, dans le but d'obtenir un consensus mondial sur le contrôle du pouvoir. Cette stratégie garantit le partage de l'énergie et une amplitude de fréquence et de tension appropriées, quelles que soient les contraintes de communication. Cependant, il faut une puissance de calcul supérieure pour traiter un taux de change de données accru, ce qui a un impact sur les coûts d'investissement du système [41].

Les principaux aspects de chaque technique de contrôle secondaire EMS sont résumés qualitativement dans le tableau (III.2) [41].

Tableau III.2 : Principaux aspects de chaque technique de contrôle secondaire

Technique	Schéma de communication	Tolérance aux defaults	Dérive de l'horloge	Contraintes de communication	Bande passante de communication
Contrôle centralisé	Un à tous	Faible	Non	Robuste	Haut
Contrôle local décentralisé	Un à tous	Fort	Oui	Aucun	Aucun
Contrôle décentralisé de la moyenne	Tout pour tous	Fort	Non	Faible	Très élevé
Contrôle décentralisé du consensus	Tout pour tous	Fort	Non	Fort	Très élevé

III.8.2.1. Contrôle par tolérance aux défauts : « fault tolerant control» (FTC) :

Le principe du contrôle tolérant aux défauts est de détecter les pannes et/ou défauts du système afin de pouvoir par la suite modifier le contrôle de manière à ce qu'il puisse continuer à fonctionner de manière adéquate et sûre.

Dans la littérature, on retrouve deux types de commandes tolérantes aux défauts, l'une passive et l'autre active [40].

La stratégie passive : est ainsi définie comme un contrôle à paramètres fixes ayant anticipé tous les défauts possibles ou connus du système, à l'instar d'une commande robuste mais aux défauts du système.

La stratégie active : quant à elle cherche à compenser les effets des défauts en adaptant les paramètres du contrôle, en synthétisant une nouvelle loi de commande en temps réel. Ce type de stratégie nécessite une cohabitation de différentes tâches : le diagnostic en ligne des défauts, la prise de décision en temps réel et la reconfiguration du contrôleur, ce qui nécessite de fait des moyens de calculs importants.

L'intérêt de cet ajout de commande est de rendre le contrôle du micro-réseau le plus fiable et robuste face à des défauts dans le système ; cependant une telle méthode nécessite un temps de réaction plus long lié aux différentes tâches à accomplir en ligne [39] .

III.8.3. Le contrôle tertiaire :

Dans la couche de contrôle tertiaire, le flux d'énergie global entre le micro-réseau et le réseau principal est optimisé en détectant de manière autonome les déséquilibres de l'offre et de la demande d'énergie [8]. Le contrôle de l'énergie importée et exportée du réseau de distribution dépend de questions techniques et économiques, telles que l'atténuation des harmoniques, la tolérance aux défauts du réseau dues à la fluctuation, au déséquilibre ou à l'interruption, et le prix dynamique de l'énergie, principalement en période de pointe [7]. Une mise en œuvre forte de la couche de contrôle tertiaire est donc vitale pour créer une connexion bidirectionnelle efficace pour contrôler le flux de puissance. Le contrôle tertiaire, parfois appelée au sens large système de gestion de l'énergie (EMS), est appliquée dans la configuration traditionnelle du réseau centralisé pour optimiser les coûts d'exploitation avec une surveillance en temps réel et une prise de décision automatisée basée sur les coûts de production, les prévisions météorologiques et les informations sur le marché. Ces fonctionnalités, ainsi que d'autres telles que la prise en charge de la puissance réelle et réactive,

l'îlotage intentionnel et les services auxiliaires, peuvent être adaptées et mises en œuvre dans un scénario de micro-réseau, dans ce qui est décrit comme un micro-réseau système de gestion (MGMS), communiquant avec des couches de contrôle inférieures pour un contrôle centralisé du flux d'énergie du système lorsqu'il fonctionne en mode connecté au réseau [45].

Dans le mode connecté au réseau, le flux de puissance peut être contrôlé en régulant l'amplitude et la fréquence de la tension, comme dans le fonctionnement de la commande primaire et secondaire à partir du mode îlot. Néanmoins, après une bonne synchronisation avec le réseau principal, la bidirectionnalité du flux de puissance peut être contrôlé par la couche tertiaire, qui définit les valeurs de puissance active et réactive souhaitées en envoyant les références d'amplitude de tension et de fréquence à la commande secondaire. Pour éviter les instabilités du réseau, les références de contrôle tertiaire doivent être désactivées en cas d'îlotage détection, lorsque le service public est déconnecté du micro réseau [41,7,46].

III.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté , Les réseaux électriques et son architecture, et précisément la structure du réseau électrique algérien Ensuite on a détaillé Interaction entre le réseau de distribution et les systèmes photovoltaïques surtout les pollution harmonique et leur impact sur la qualité d'énergie fournie par un réseau , en plus vous été proposé quelques solutions et quelque technique pour améliorer la qualité de l'Energie électrique come les filtrage passif et active .Par ailleurs afin augmenter des notions sur les micro-réseau et leur techniques de contrôles.

Références :

- [1] : M.ZELLAGUI Mohamed. Etude des protections des réseaux électriques MT. Mémoire de magister. UNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE, 2010.
- [2] : Groupe Sonelgaz, www.sonelgaz.dz
- [3] : Abbes DHAKER. Intégration des énergies renouvelables aux réseaux électriques, introduction au smartgrids, mar. 2015. Intégration des énergies renouvelables aux réseaux électriques.pdf.
- [4] : Thi Minh Chau LE , «Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations», Thèse de Doctorat, 2012.
- [5] BOUCHAKOUR, Salim. Contribution à l'étude et commande d'un couplage des systèmes hybrides (réseau et photovoltaïque) pour la production d'énergie électrique. 2015.
- [6] : Abdeslem, Sahli. "Filtrage actif et contrôle de puissances: application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau." Mémoire pour l'obtention du diplôme de Magister, Université Ferhat Abbas–Setif (ALGERIE) (2012).
- [7] : Vasquez JC, Guerrero JM, Miret J, Castilla M, De Vicuna LG Hierarchical control of intelligent microgrids. IEEE Ind Electron ,(2010).
- [8]: Guerrero JM, Loh PC, Lee T-L, Chandorkar M Advanced control architectures for intelligent microgrids—Part II: Power quality, energy storage, and AC/DC microgrids. IEEE Trans Industr Electron , (2012)
- [9] : Rapport du projet Esprit finance par l'ADEME, « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique a basse tension, 2010
- [10] : T. Tran-Quoc, R. Caire, chapitre 5 du livre “La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée”, éditeur LAVOISIER, 2010.
- [11] : G. Rami, « Controle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution », Thèse doctorat de l'INPG, 2006.
- [12]: T. Tran-Quoc, C. Le Thi Minh, S. Bacha, C. Kieny, N. Hadjsaid, C. Duvauchelle, A. Almeida, “Local voltage control of PVs in distribution networks”, CIRED, Prague, Czech Republic, 8-11 May 2009
- [13]: Y. Ueda, "Analytical Results Of Output Restriction Due To The Voltage

Increasing Of Power Distribution Line In Grid-Connected Clustered PV Systems", 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.

[14]: D. Infield (CREST, UK), "Current Waveform Quality from Grid-Connected Photovoltaic Inverters and its Dependence on Operating Conditions", Progress In Photovoltaics, vol.8:300-319, 2000

[15] :V. Salas, « DC current injection into the network from PV grid inverters », IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2006.

[16] : T. Tran-Quoc, “Interactions entre onduleurs/reseau et nouveau concept d'un onduleur photovoltaïque plus intelligent, Présentation aux journées d’innovation du IDEA”, Annecy, le 8 Mai 2010

[17]: "State of the art on dispersed PV power generation: publications review on the impact of PV Distributed Generation and Electricity networks", IEE PV Upscale, WP4-Deliverable 4.1, 2007

[18]: Norme DIN VDE 0126-1-1, “Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid”, fevrier 2006.

[19] :S. Haddad, « gestion de la qualité d’énergie électrique dans un réseau de transmission» Thèse de Doctorat d’état, Université de Annaba 2010.

[20] : P. Bornard, M. Pavard, « Réseaux d’interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement, Techniques de l’ingénieur », mars 1993.

[21] : V. Ignatova, « Méthodes d’analyse de la qualité de l’énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique », Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, France 2006.

[22] : H. Kouara, "Contribution au contrôle d'un filtre actif parallèle triphasé à quatre fils dans un milieu perturbé," Thèse de Doctorat en Électrotechnique, Université de Batna, Algérie, 2015.

[23] : S.Chennai, "Étude, Modélisation & Commande des Filtres actifs : Apport des Techniques de l'Intelligence artificielle," Thèse de Doctorat en Sciences, Université de Biskra, Algérie, 2013

[24] : K. Djazia, "Étude des filtres actifs pour réseaux déséquilibrés et distordus," Thèse de Doctorat en Sciences, Département d'Électronique, Université Ferhat Abbas, Sétif 1 Algérie, 2015.

[25] : M. M. Abdusalam, "Structures et stratégies de commande des filtres actifs parallèle et hybride avec validations expérimentales," Thèse de Doctorat en Génie électrique, Université Henri Poincaré-Nancy 1, France, 2008.

[26] : M. A. E. Alali, "Contribution à l'Étude des Compensateurs Actifs des Réseaux électriques Basse Tension," Thèse de doctorat, Université Louis Pasteur, Strasbourg, France, 2002.

[27] : M. Magraoui, "Validation de techniques de commande d'un filtre actif parallèle," Maîtrise en génie électrique, École de technologie supérieure, Montréal, Canada, 2007.

[28] :A. Chaoui, « Filtrage actif triphasé pour charges non linéaires », Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas – Sétif, Décembre 2010.

[29] : H. Denoun, "Contribution à l'étude et la réalisation des convertisseurs AC/DC à MU à facteur de puissance unitaire," Thèse de Doctorat en Électrotechnique, Université Mouloud Mammeri, Algérie, 2013.

[30] : B. Abdelmalek, "Filtrage actif d'un réseau électrique," Mémoire de Master, Université de Biskra, Algérie, 2014.

[31] :A. Hanna Nohra, "Commande de filtres actifs parallèles sur un réseau fortement perturbé," Thèse de Doctorat en Génie électrique, Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse), France, 2017.

[32]: H. Akagi, "Active harmonic filters," Proceedings of the IEEE, vol. 93, pp. 2128-2141, 2005 .

[33] M. Aredes, J. Häfner, K. Heumann, "A combined series and shunt active power filter", IEEE/KTH Stockholm Power Tech. Conference, Stockholm, Sweden, Jun. 1995.

[34]: H. Fujita, H. Akagi, "The unified power quality conditioner: the integration of series- and shunt-active filters ", IEEE Trans. On Power Electronics, vol. 13, no. 2, pp.1312-1322, Mar. 1998.

[35] : T. M. C. Le, "Couplage onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations," Thèse de doctorat, Université de Grenoble, France, 2012.

[36] : B. Boukezata, "Étude et commande d'une chaîne de conversion d'énergie d'un système solaire photovoltaïque," Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif 1, Algérie, 2018.

- [37]: Philippe Loenvenbruck, “Impact Of Distributed Generation On Losses, Draw Off Costs From Transmission Network And Investments Of The French Distribution Network Operator Erdf”, CIRED, juin 2009.
- [38]: W. Su et J. Wang, « Energy Management Systems in Microgrid Operations », *The Electricity Journal*, vol. 25, no 8, pp. 45-60, octobre 2012.
- [39]: Horvatic, Iréna. *Vers une commande robuste adaptative aux conditions temps réel d'un micro-réseau*. Diss. Université Grenoble Alpes.
- [40]: L. Ortiz et al., A Review on Control and Fault-Tolerant Control Systems of AC/DC Microgrids, , vol. 6, no 8, août 2020.
- [41];De Andrade, Flávia, Miguel Castilla, and Benedito Donizeti Bonatto. *Basic Tutorial on Simulation of Microgrids Control Using MATLAB® & Simulink® Software*. Springer Nature, 2020.
- [42];Tayab,U. B., Roslan, M. A. B., Hwai, L. J., & Kashif, M. A review of droop control techniques for microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. (2017).
- [43];Tapsoba, Gildas Ragnagnéwendé. *Maximisation du transfert de l'énergie d'un champ photovoltaïque tenant compte du phénomène d'ombrage partiel: connexion réseau électrique*. Diss. École de technologie supérieure, 2019.
- [44];Imokrane, Abdel-Malek. *Intégration des commandes de statisme aux sources d'énergies renouvelables décentralisées*. Diss. École de technologie supérieure, 2015.
- [45]: Miret J, García de Vicuña J, Guzmán R, Camacho A, A flexible experimental laboratory for distributed generation networks based on power inverters. *Energies* ,(2017)
- [46]: Guerrero JM, Chandorkar M, Lee T-L, Loh PC Advanced control architectures for intelligent microgrids—Part I: Decentralized and hierarchical control. *IEEE Trans Industr Electron* ,(2012)

Chapitre IV :

Résultats et simulations

IV.1. Introduction

La recherche scientifique se concentre sur la création et l'optimisation d'algorithmes et de matériel qui améliorent les techniques de contrôle des micro-réseaux, rendant leur adoption viable et de plus en plus avantageuse. Afin d'évaluer l'efficacité de ces nouvelles approches, des simulations informatiques sont souvent développées. Dans l'environnement académique, il est bien connu que le logiciel MATLAB-Simulink est un outil puissant, robuste et polyvalent capable d'effectuer ces tâches.

Ce chapitre sera consacré à la conception et la simulation sur le logiciel MATLAB-Simulink d'une méthode de contrôle appliquée aux micro-réseaux connectés au réseau, avec des explications sur les performances pour configuration dans ce mode de fonctionnement. L'objectif principal de ce travail est donc de contrôler les performances et la puissance active et réactive exportée vers le réseau.

IV.2. Description du système global :

Le modèle conçu présente un système photovoltaïque de micro-réseau intégré au réseau de distribution qui peut produire 7kw, se compose d'un générateur PV et d'un convertisseur élévateur avec MPPT : (Maximum Power Point Tracking) et onduleurs triphasés, ainsi que ces composants électriques, le réseau, et le sous-système de contrôle. (Figure IV.1.)

La figure (IV.2) présente le sous-système de commande de l'onduleur composé de trois blocs: (Alpha Bêta) qui est responsable de la conversion d'un phaseur tridimensionnel en un cadre de phaseur orthogonal bidimensionnel, défini comme alpha et bêta ($\alpha\beta$); la boucle de contrôle combinée de puissance et de courant (Power and Current Control Loop), qui génère le signal de modulation par rapport à une valeur de référence prédéfinie pour puissance active et réactive et la modulation (vectorielle Vector) ,Modulation qui transforme le signal de modulation donné dans les composants de l'axe $\alpha\beta$ en impulsions pour chacun des six commutateurs des trois demi-pont de l'onduleur.

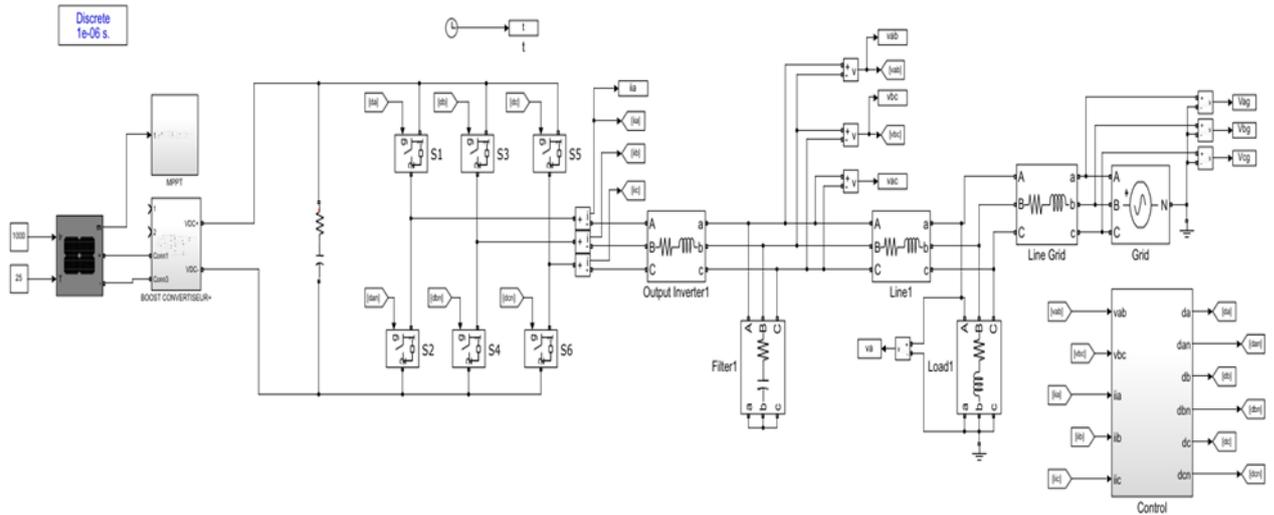


Figure IV.1 : Schéma de micro réseau intégré au réseau électrique dans logical matlab/simulink

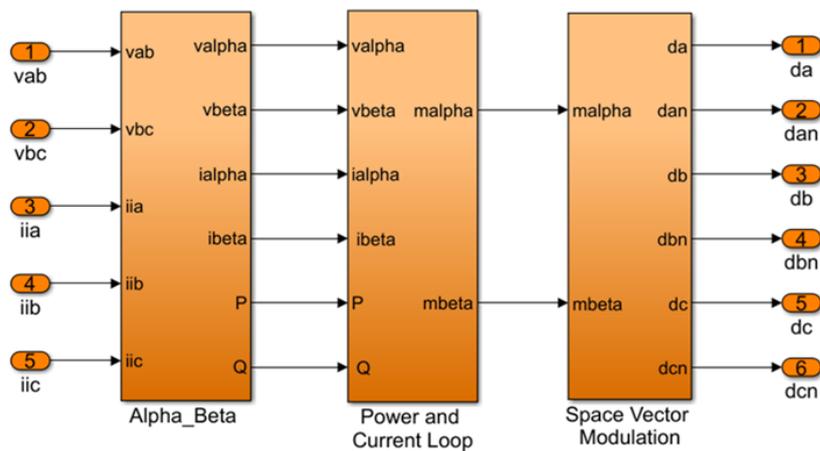


Figure IV.2 : Schéma du sous-système de commande.

IV.3. Paramètres de fonctionnement et de contrôle :

À l'étude de ce cas qui nous présente le mode de fonctionnement d'un micro réseau connecté au réseau par un système photovoltaïque le réseau électrique définit l'amplitude, la fréquence et la phase de tension.

Les paramètres électriques ajustés pour le micro réseau à étudier sont présentés dans le tableau [bookmark45](#) (IV.1) les valeurs définies pour la tension nominale et la tension de qui produite par le générateur photovoltaïque et injecter à l'entrée d'un onduleur triphasé par un convertisseur boost adapte par MPPT.

Les valeurs d'impédance sur la sortie de l'onduleur, de la ligne locale et de la ligne de réseau caractérisent les effets des pertes et des éléments parasites des câbles d'alimentation et de la configuration du réseau[1]. Les valeurs définies détaillées dans le tableau (IV.1) étaient basées sur les paramètres étudiés et les paramètres de contrôle appliqués sont présentés dans le tableau (IV.2).

La sortie du l'onduleur s'interface avec un filtre. Les valeurs du condensateur de dérivation et de la résistance d'amortissement du filtre ont été affinées afin de réduire et d'améliorer la puissance de sortie lors de perturbations du courant. La faible impédance du condensateur de filtre permet de contourner les harmoniques en commutant du la sortie de l'onduleur.

La valeur de fréquence est ajoutée sur un filtre passe-bas, qui est mis en œuvre pour atténuer à la fois les harmoniques dans les signaux de tension et la puissance.

Tableau IV.1 : Paramètres électriques de micro réseau

Nom du paramètre	Acronyme	Valeur	Unités
Tension CA nominale	V_{nom}	230	V
Fréquence nominale	f_{nom}	50	Hz
Fréquence angulaire nominale	ω_{nom}	$2\pi \times f_{nom}$	rad/s
Tension de liaison CC	V_{CC}	800	V
Résistance à la charge	R_L	22	Ω
inductance de charge	L_L	5	mH
Résistance de la grille	R_g	65	m Ω
Inductance de grille	L_g	1	mH
Inductance de sortie	L_{o1}	5	mH
Résistance de sortie	R_{o1}	0.5	Ω
Capacité du filtre LC	C_{f1}	10	μ F
Résistance d'amortissement du filtre LC	R_{f1}	20	Ω
Inductance de ligne	L_{L1}	1	mH
Résistance de la ligne	R_{L1}	65	m Ω

Tableau IV.2 : Paramètres de contrôle de micro-réseau

Nom du paramètre	Acronyme	Valeur	Unités
Taux d'échantillonnage	t_s	1	μs
Fréquence (cut-off)	ω_c	0.03 $\times \omega_{nom}$	rad/s
Gain proportionnel PI dynamique de référence de puissance active	k_{pp}	0	A ⁻¹
Intégrale gain PI dynamique de la puissance active	k_{ip}	0.5	(AS) ⁻¹
Gain proportionnel PI de référence de puissance réactive dynamique	k_{pq}	0	A ⁻¹
Gain intégral PI de référence de puissance réactive dynamique	k_{iq}	0.5	(AS) ⁻¹
Gain proportionnel PRES compensateur de courant	k_{pi}	12	A ⁻¹
Compensateur de courant PRES à gain intégral	k_{ji}	200	(AS) ⁻¹
Coefficient d'amortissement PRES compensateur de courant	sh_{ii}	0.1	/

IV.4. Le sous-système : (partie contrôle et commande) :

Dans le but de simplifier l'analyse et le contrôle des onduleur triphasés, les termes de phaseur tridimensionnels sont représentés au moyen de composants $\alpha\beta$ -frame, exprimés par la transformation simplifiée des systèmes équilibrés, définie par la transformée de Clarke [5]:

(IV.1)

$$\begin{bmatrix} f_{\alpha}(t) \\ f_{\beta}(t) \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a(t) \\ f_b(t) \\ f_c(t) \end{bmatrix} \quad (IV.1)$$

L'amplitude et les fonctions sinusoïdales du référentiel $\alpha\beta$ sont exprimées comme dans (IV.2), (IV.3) et (IV.4) [5]:

$$f(t) = \sqrt{f_{\alpha}^2 + f_{\beta}^2} \quad (IV.2)$$

$$f_a = f^\circ(t) \cos[\theta(t)] \quad (IV.3)$$

$$f_\beta = f^\circ(t) \sin[\theta(t)] \quad (IV.4)$$

Dans la simulation, la phase tridimensionnelle est convertie en $\alpha\beta$ -frame à l'aide de la transformée de Clarke, comme illustré dans la Fig. (IV.3).

Dans logiciel MATLAB et Simulink permet d'intégrer des algorithmes dans les modèles. Ainsi, le code MATLAB implémenté pour le sous-système Clarke Transforme est décrit comme suit :

```
function [alpha,beta] = fcn2(ab,bc);
alpha = (ab*2+bc)/3;
```

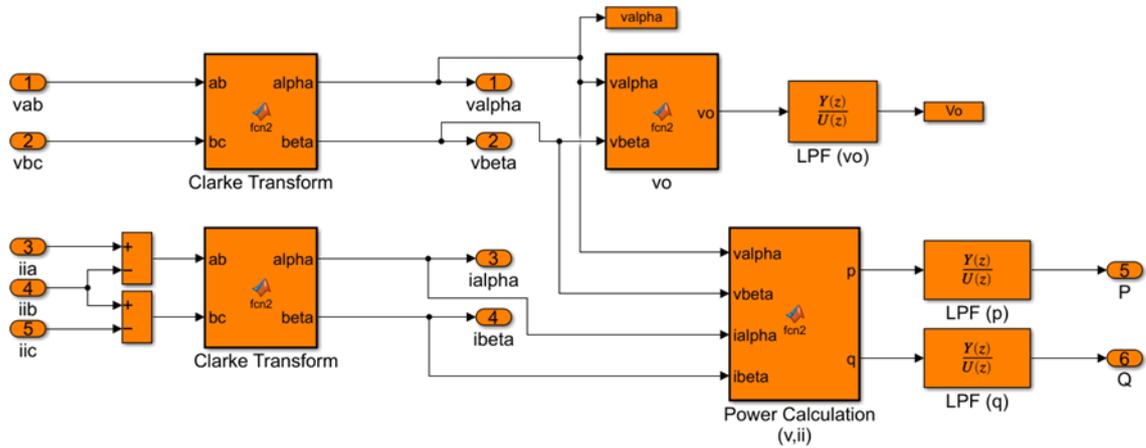


Figure IV.3 : Schéma du sous-système $\alpha\beta$ -frame

```
beta = (sqrt(3)/3) *bc;
```

Cette transformation est appliquée pour générer la tension de sortie résultant en (valpha), (vbeta) qui sont des variables utilisées pour déterminer l'amplitude de la valeur de tension de sortie **vo** comme dans (IV.5), décrite par le code suivant :

```
function vo = fcn2(valpha,vbeta)
vo = sqrt(valpha^2+vbeta^2);
```

La trame $\alpha\beta$ est également mise en œuvre pour convertir les composants actuels, définis comme

(i_α) et (i_β), qui, combinés avec le (v_α) et le (v_β), sont des variables responsables du contrôle des signaux de puissance actifs et réactifs, comme proposé par [3, 5], avec les expressions (IV.5) et (IV.6):

$$p = \frac{3}{2}(v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta) \quad (\text{IV.5})$$

$$q = \frac{3}{2}(-v_\alpha i_\beta + v_\beta i_\alpha) \quad (\text{IV.6})$$

Les composants de puissance actifs et réactifs dans l'algorithme $\alpha\beta$ -frame appliqués dans La fonction MATLAB est décrite comme suit

```
function [p,q] = fcn2(valpha,vbeta,ialpha,ibeta)
p = (3/2)*(valpha*ialpha+vbeta*ibeta);
q = (3/2)*(-valpha*ibeta+vbeta*ialpha);
```

Les composants de tension de sortie et de puissance comprennent un filtre pour l'atténuation des harmoniques, ainsi que pour une réponse dynamique lente. La fonction de transfert dans le domaine de Laplace pour chaque élément est représentée par [3, 6]:

$$V_o = v_o(s) \frac{w_c}{s+w_c} \quad (\text{IV.7})$$

$$P(s) = p(s) \frac{w_c}{s+w_c} \quad (\text{IV.8})$$

$$Q(s) = q(s) \frac{w_c}{s+w_c} \quad (\text{IV.9})$$

Dans l'algorithme MATLAB, toutes les fonctions de transfert sont converties du modèle de système dynamique en temps continu en temps discret à la fréquence d'échantillonnage t_s , en utilisant l'intégration de Tustin, qui est basée sur la méthode d'Euler en arrière avec une précision et une stabilité numérique appropriées.

Sur la base de la tension de sortie du convertisseur dans le cadre $\alpha\beta$ et des valeurs de référence établies en unité de [W] pour la puissance active et [VAr] pour la puissance réactive, la boucle de contrôle de puissance produit un courant de référence. Ces composants de courants, définis comme ($i_{\alpha ref}$) et ($i_{\beta ref}$), sont implémentés dans une boucle de contrôle de courant interne pour produire des signaux modulateurs pour les commutateurs de pont IGBT [3]. La figure IV.4 illustre les boucles de contrôle de l'alimentation et du courant ainsi qu'un bloc de référence de puissance dynamique.

Le bloc de référence de puissance dynamique vise à garantir les valeurs de puissance active et réactive de référence définie à la réponse à l'état d'équilibre en comparant les valeurs

de référence avec les estimations à partir des mesures de courant et de tension et en atténuant l'erreur grâce à un compensateur intégral proportionnel (PI).

Le schéma du sous-système de référence de puissance dynamique est illustré à la Fig (IV.5).

Les fonctions de transfert PI introduites dans le sous-système de référence de puissance dynamique sont décrites ci-après par (IV.10) et (IV.11).

$$PI(s) = \frac{k_{pp}s+k_{ip}}{s} \tag{IV.10}$$

$$PI(s) = \frac{k_{pq}s+k_{iq}}{s} \tag{IV.11}$$

Le code de simulation implémenté pour le sous-système Power Control Loop est présenté comme suit :

```
function [ialpharef, ibetaref] = fcn2(valpha, vbeta, pref, qref)
```

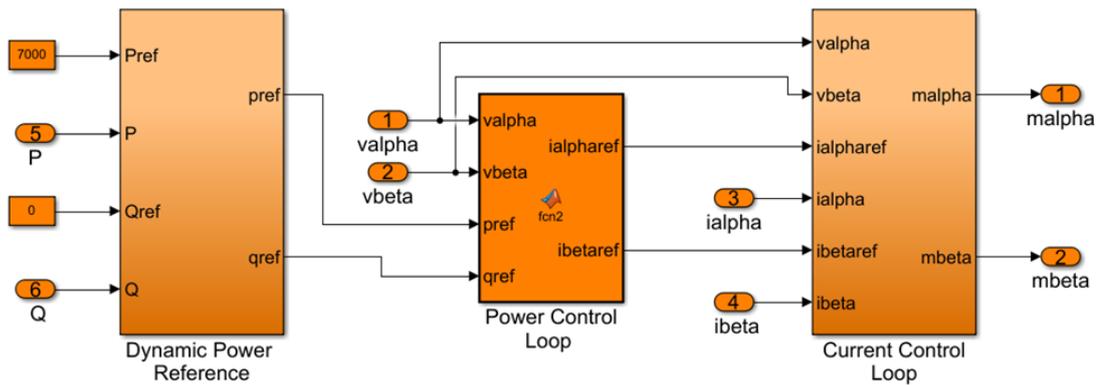


Figure IV.4 : Schéma du sous-système de la boucle de commande de puissance et de courant.

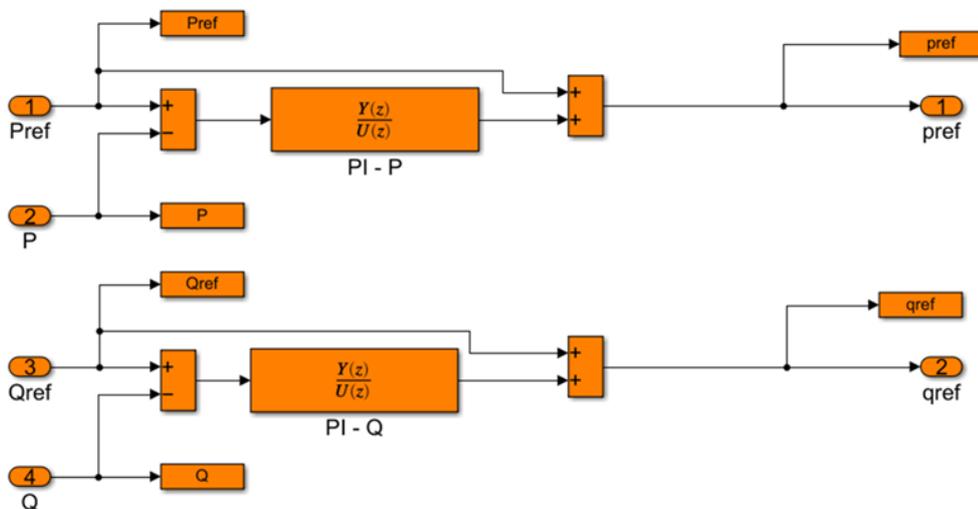


Figure IV.5 : Schéma du sous-système de référence de puissance dynamique.

```

den = 1/(valpha^2+vbeta^2);
ialpharef = (2/3)*(valpha*pref+vbeta*qref)*den;
ibetaref = (2/3)*(vbeta*pref-valpha*qref)*den;

```

Dans le sous-système interne de la boucle de contrôle du courant, un compensateur proportionnel plus résonant (PRES) est appliqué pour traiter et éliminer l'erreur de courant générée par la comparaison entre le courant de référence et le courant de sortie, produisant un signal de contrôle d'erreur, comme illustré à la fig. IV.6. Dans cette boucle, un terme d'avance, correspondant à la tension de sortie, est appliqué pour atténuer le couplage dynamique. entre la sortie du convertisseur et le réseau en accélérant la réponse contre les perturbations externes. Le terme d'avance, ajouté au signal de commande, est multiplié par $V_{dc}/2$, en raison de la tension fractionnée fournie par le convertisseur demi-pont, générant les signaux modulateurs qui entraînent les impulsions de modulation vectorielle spatiale pour les commutateurs des convertisseurs [3].

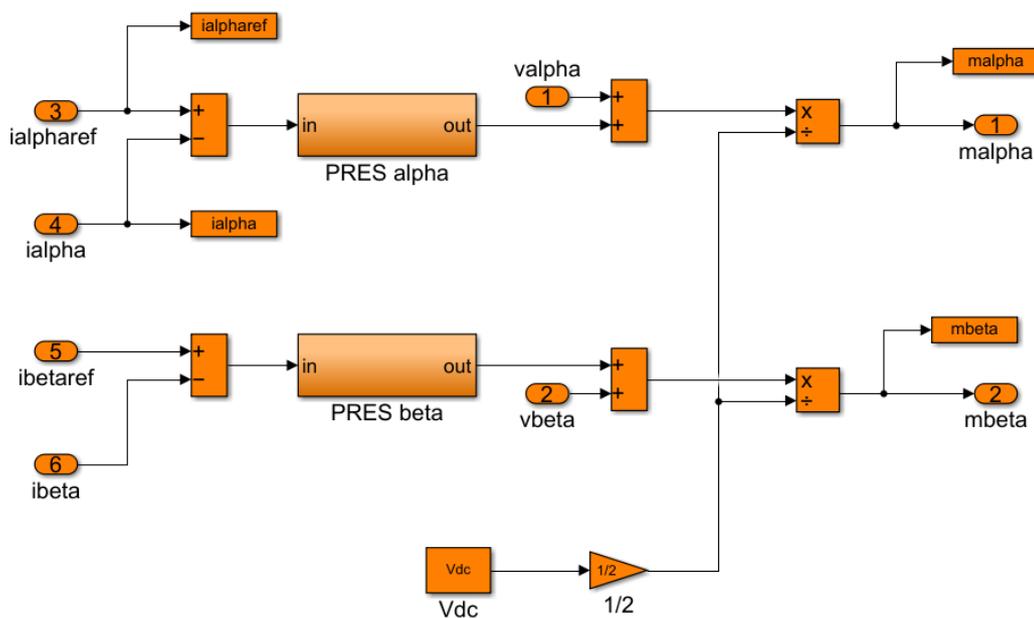


Figure IV.6 : Schéma du sous-système de boucle de commande de courant.

La figure (IV.7) illustre le sous-système PRES, tandis que (IV.12) et (IV.13) décrivent les fonctions de transfert PRES. Le gain proportionnel du compensateur k_{pi} a été réglé pour fournir une réponse transitoire efficace, tandis que le gain intégral k_{ii} et le coefficient d'amortissement sh_i ont été conçus pour atténuer l'erreur de courant et améliorer la réponse à l'état d'équilibre.

$$P_k(s) = K_{pi} \tag{IV.12}$$

$$RES = \frac{K_{i_i} s h_i \omega_{nom} s}{s^2 + 2s h_i \omega_{nom} + \omega_{nom}^2} \tag{IV.13}$$

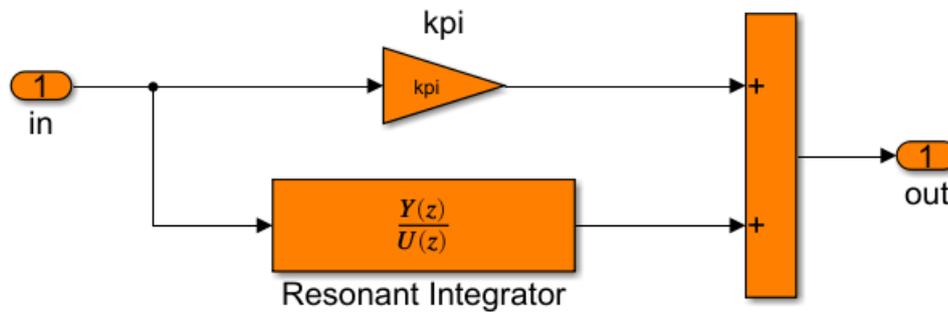


Figure IV.7 : Schéma du sous-système PRES

IV.5. Résultats de la simulation :

- Influences de température sur les Caractéristiques I=f(V) et P=f(V) de GPV :

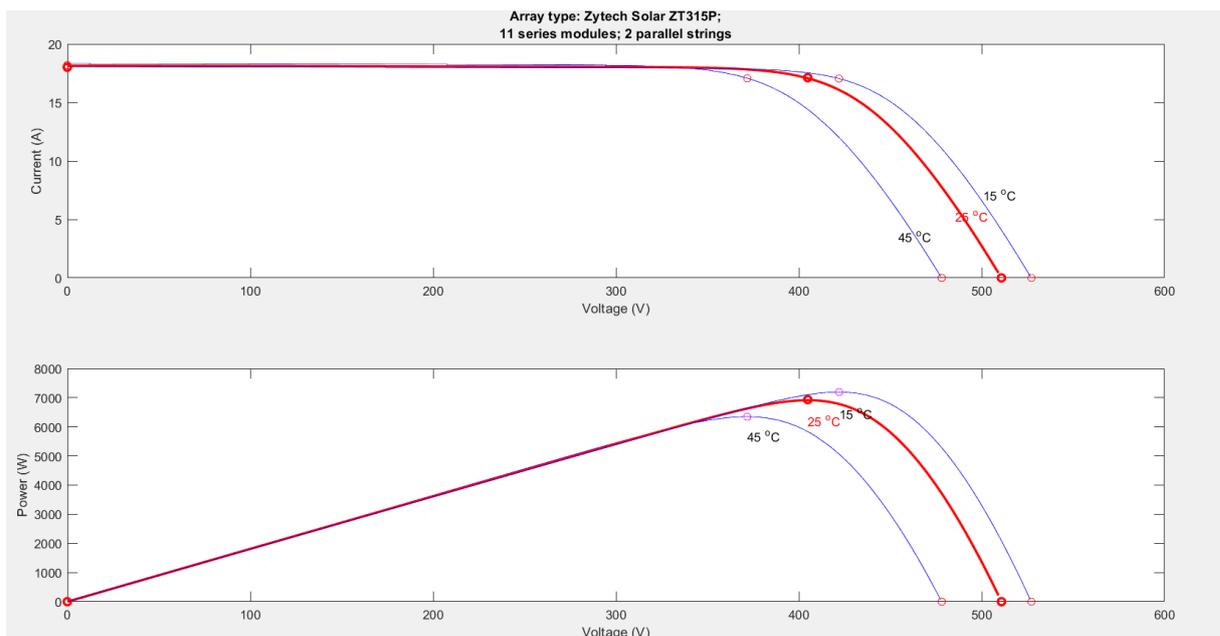


Figure IV.8 : L'influence de température sur les caractéristiques de GPV

- L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques de GPV ;

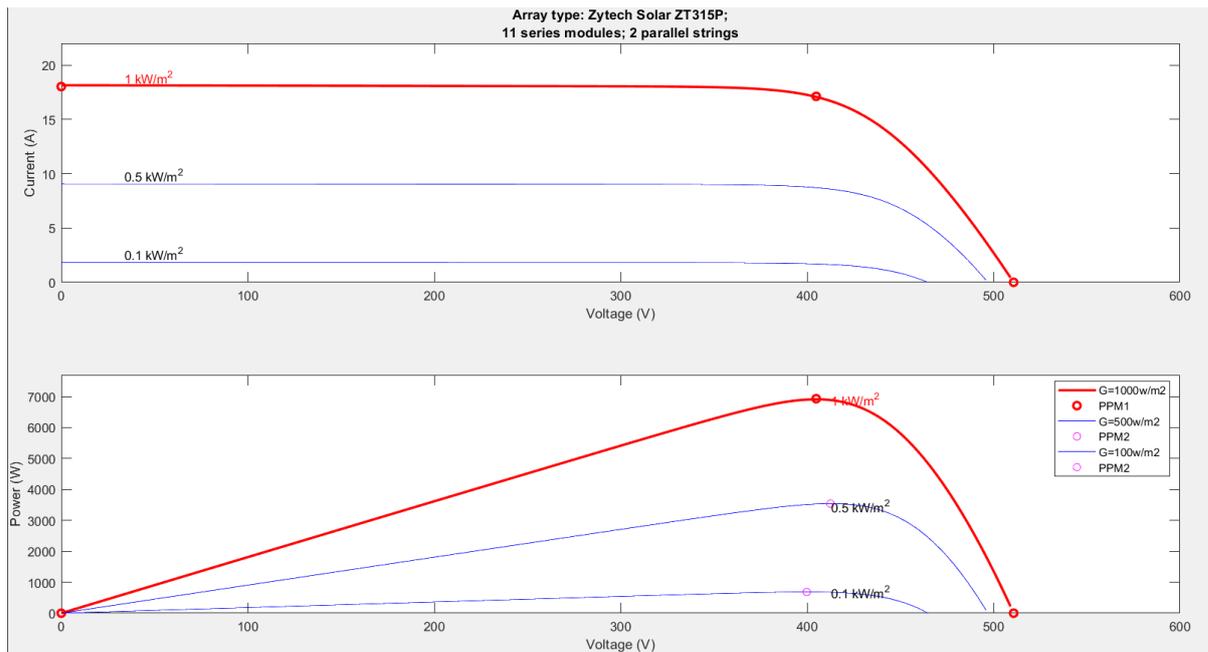


Figure IV.9 : L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques de GPV

- Les résultats de simulation pour le signal de modulation, le suivi du courant, ainsi que la réponse de tension de sortie et les tensions instantanées du réseau, ainsi que les composants d'alimentation sont démontrés dans Figures. IV.10, IV.11, IV.12, IV.13, IV.14, IV.15.

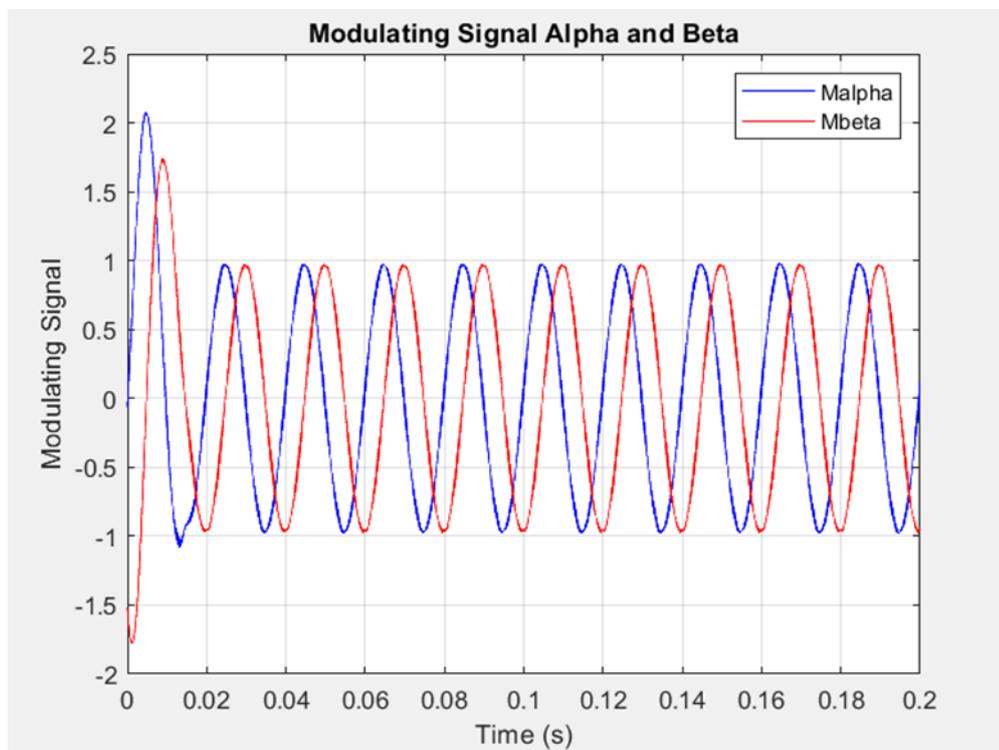


Figure IV.10 : résultats de simulation des signaux modulateurs alpha et bêta

Le signal modulant de la **Fig. 2.10** fournit une réponse précise en présentant l'alpha menant la composante bêta de 90° .

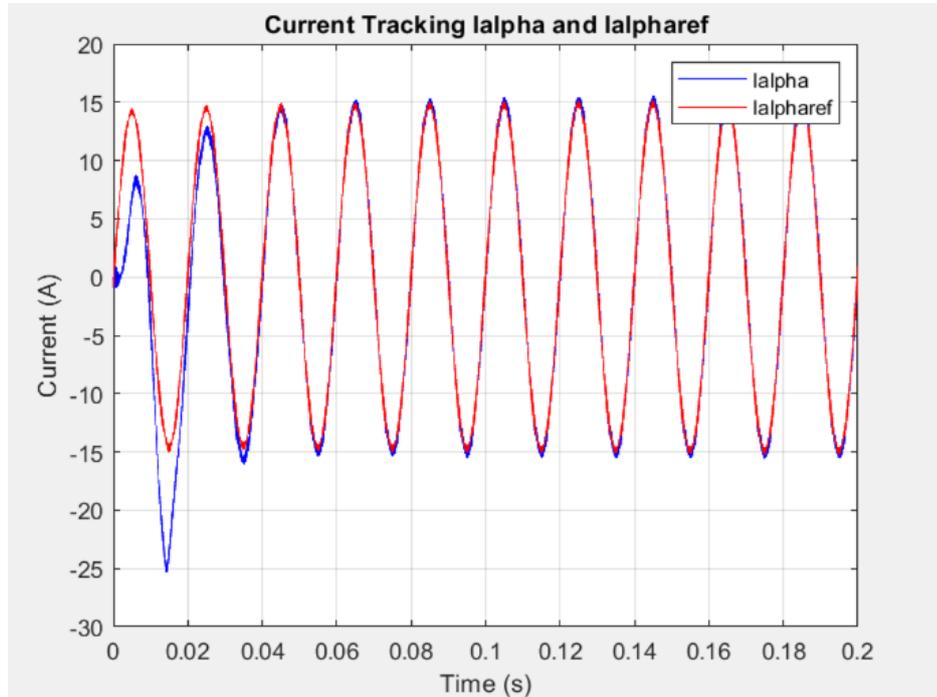


Figure IV.11 : résultats de simulation du suivi actuel à partir de la boucle de contrôle

La figure (IV.11) prouve le fonctionnement efficace à partir de la boucle de commande de courant, dans laquelle le composant de courant alpha suit le courant de référence établi par la boucle de contrôle de puissance en fonction des valeurs mesurées de tension de sortie et de la puissance active et réactive définie.

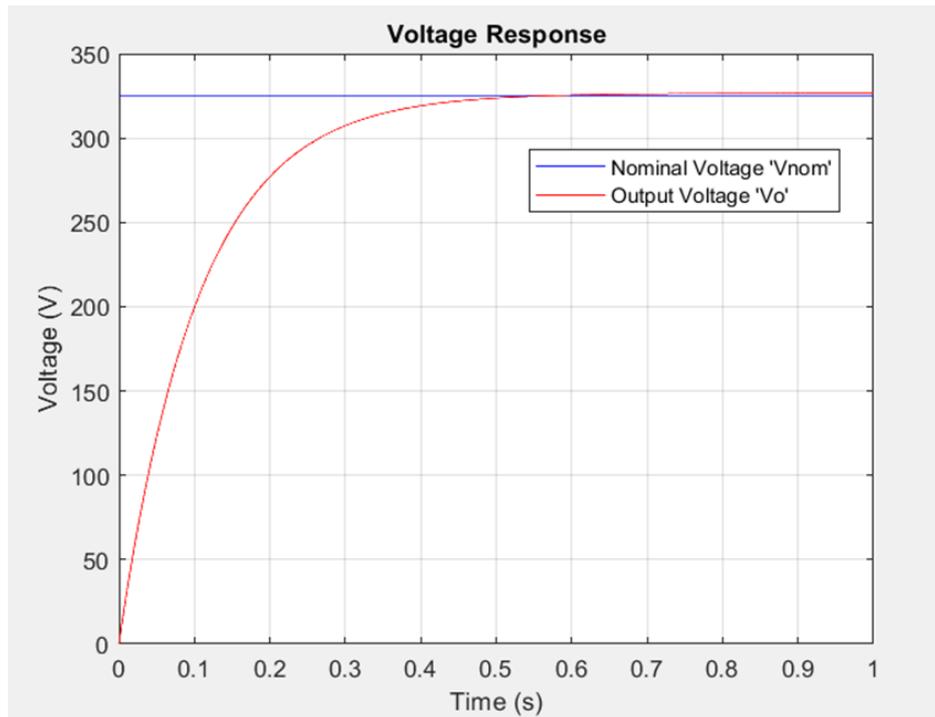


Figure IV.12 : résultats de simulation de la tension nominale et de la tension de sortie

Le résultat présenté par la **Fig. IV.12** démontre le fonctionnement stable du système, qui permet d'obtenir une performance de signal satisfaisante pour la réponse en tension, atteignant sa valeur nominale.

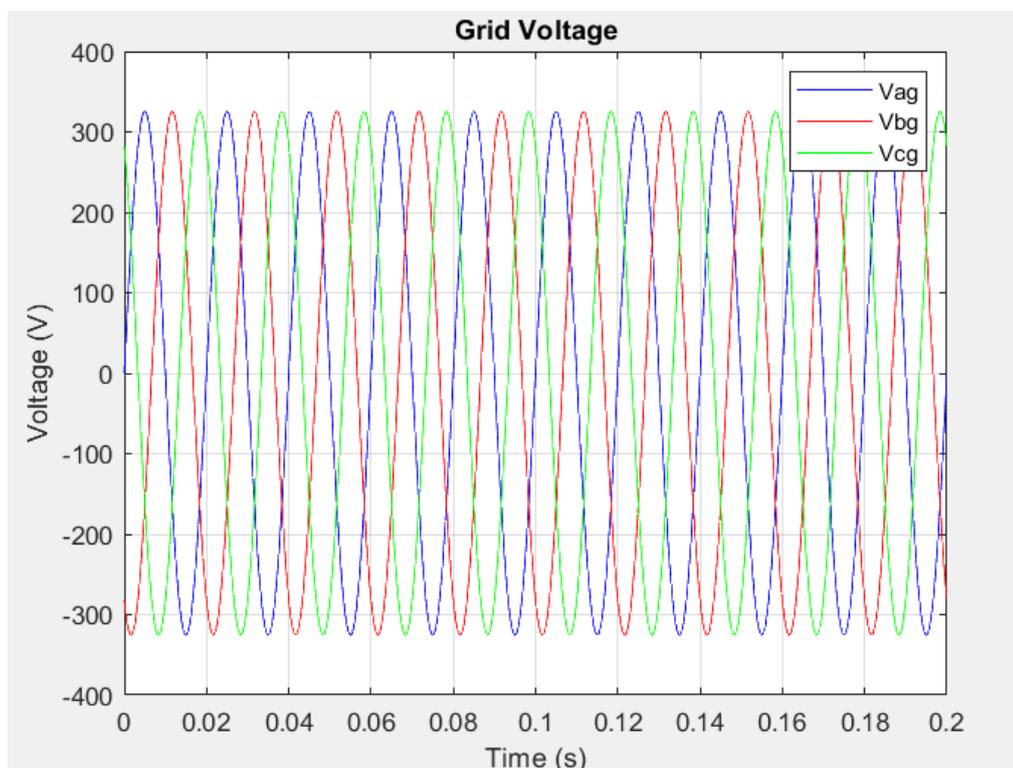


Figure IV.13 : résultats de simulation de la tension du réseau.

Les tensions du réseau illustrées à la **Fig. IV.13** présentent un système sinusoïdal parfaitement équilibré avec une fréquence constante, qui est imposée au micro réseau.

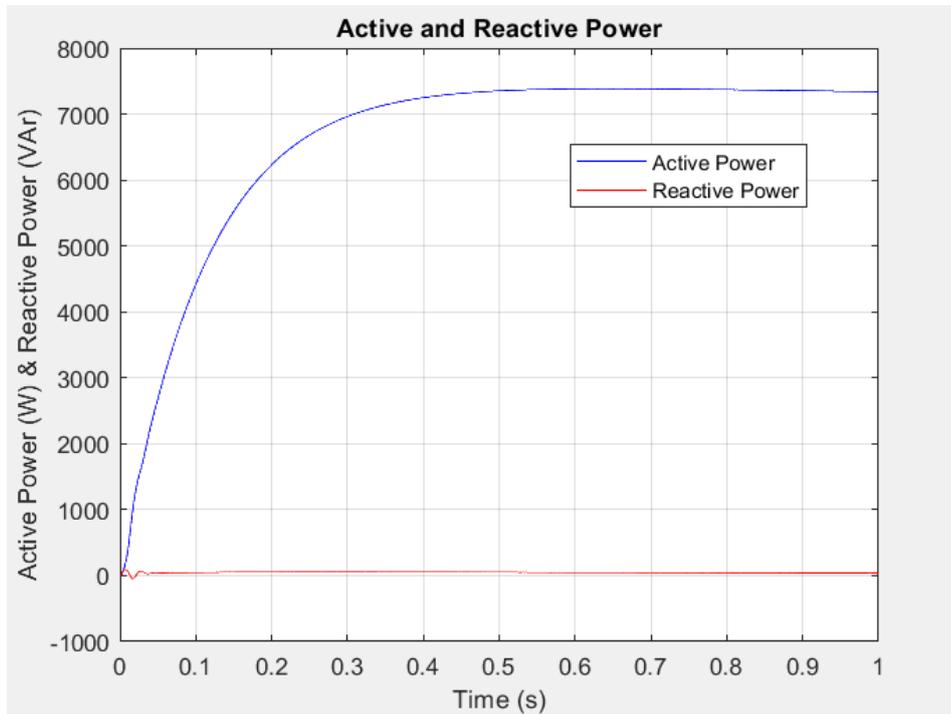


Figure IV.14 : résultats de simulation de 7 kW et 0 kVAr, courbes de puissance actives et réactives

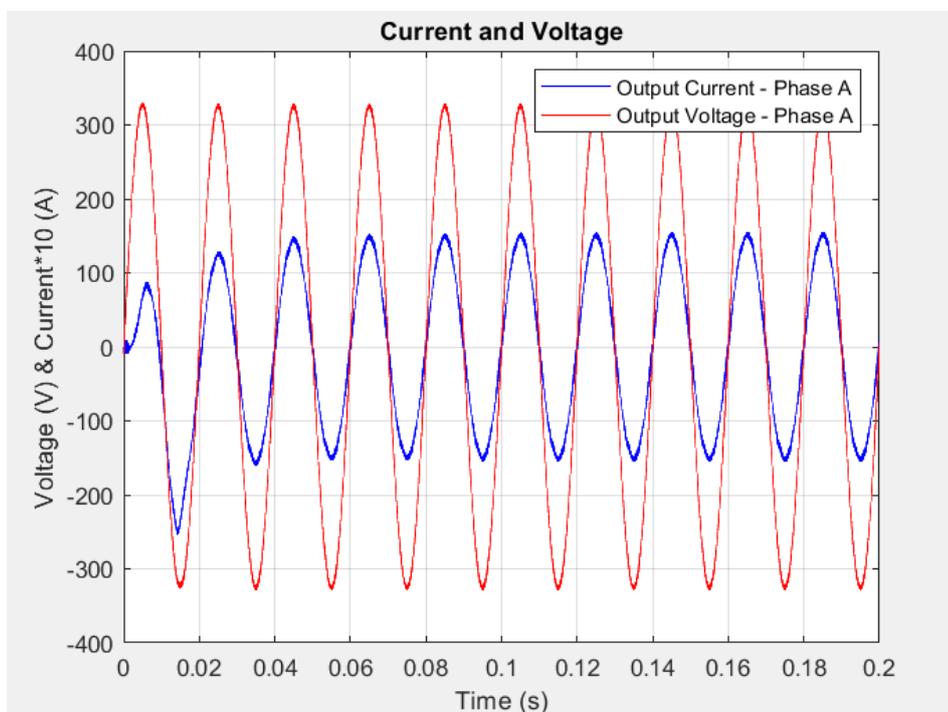


Figure IV.15 : résultats de simulation de phase b entre la tension et le courant

Les **figures IV.14 et IV.15** présentent les courbes de puissance active et réactive, ainsi que le courant et la tension générés en phase A pour différentes valeurs de puissance active et réactive.

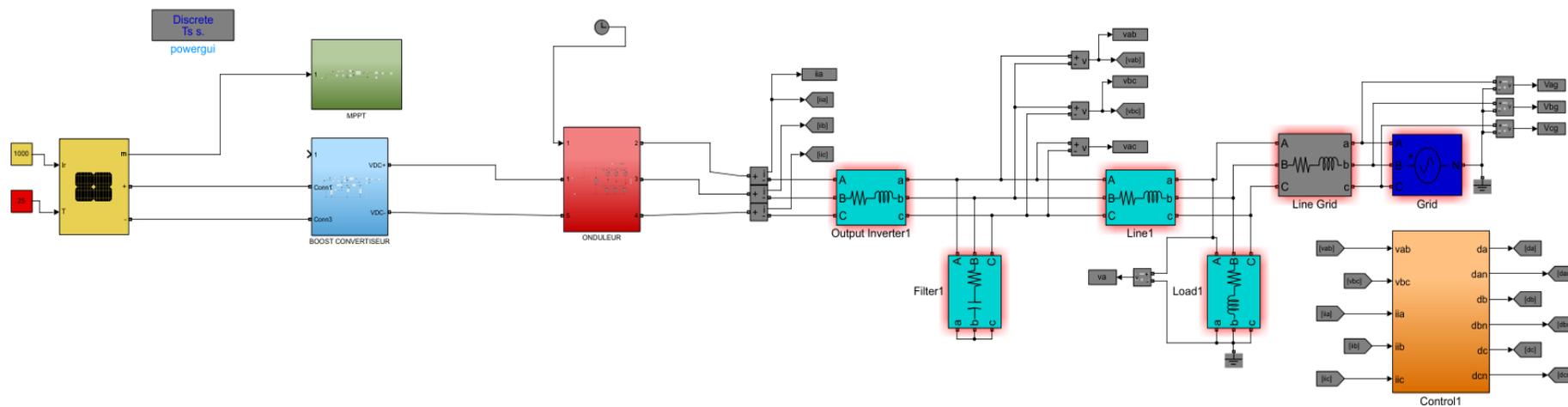


Figure IV.16 : Schéma bloc de la simulation sous MATLAB / SIMULINK.

IV.6. Conclusion :

Ce chapitre a présenté l'étude d'un modèle de micro et leur technique de contrôle, à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink. La méthodologie, les résultats et l'analyse du rendement du contrôle des micro réseaux sont présentés lors de l'application de techniques de contrôle pour le mode de fonctionnement connectés au réseau, il a été effectué une analyse concernant les opérations dynamiques de la commande, présentant les transitoires de tension, de courant et de puissance,

L'analyse des résultats de simulation a montré, tout en démontrant que la technique de contrôle utilisées est efficace dans les micro-réseaux pour maintenir les normes de qualité de l'énergie, et même la stabilisation du flux d'énergie.

Références

- [1]. Martí P, Velasco M, Martín EX, de Vicuña LG, Miret J, Castilla M Performance evaluation of secondary control policies with respect to digital communications properties in inverter-based islanded microgrids. *IEEE Trans Smart Grid* 9(3):2192–2202 (2016)
- [2]. Liserre M, Teodorescu R, Blaabjerg F Stability of photovoltaic and wind turbine gridconnected inverters for a large set of grid impedance values. *IEEE Trans Power Electron* 21(1):263–272 (2006)
- [3]. Miret J, García de Vicuña J, Guzmán R, Camacho A, Moradi Ghahderijani MA flexible experimental laboratory for distributed generation networks based on power inverters. *Energies* 10(10):1589 (2017)
- [4]. Guerrero JM, Chandorkar M, Lee T-L, Loh PC Advanced control architectures for intelligent microgrids—Part I: Decentralized and hierarchical control. *IEEE Trans Industr Electron* 60(4):1254–1262 (2012)
- [5]. Yazdani A, Iravani R Voltage-sourced converters in power systems, vol 34. Wiley Online Library, New Jersey (2010)
- [6]. de Souza ACZ, Castilla M Microgrids design and implementation, 1st edn. Springer, Cham (2019)

Conclusion générale

Conclusion générale

L'énergie solaire fournie par les panneaux solaires dépend de l'intensité de l'éclairement, et de la température, ce qui engendre une production. En effet, L'énergie solaire photovoltaïque est utilisée dans deux applications : alimenter les régions isolées, et la connexion au réseau électrique publique pour injecter la puissance produite.

Cette mémoire s'inscrit dans le cadre de la contribution et optimisations des énergies renouvelables exacte l'énergie photovoltaïque. Le principal objectif ce travail c'est l'amélioration des performances et l'efficacité de l'intégration de l'énergie électrique produite par les modules photovoltaïques dans le réseau électrique. Pour assurer la stabilité et la sécurité du réseau, nous propose quelque méthode pour facilite les conditions rigoureuses pour permettre l'injection de la puissance produite. En effet, toutes les installations photovoltaïques doivent assurer le contrôle dynamique de la puissance active et réactive, avoir la possibilité de fonctionnement dans une bande de tension et fréquence, et garantir la participation efficace dans la stabilité et l'équilibrage du réseau par la gestion des moments d'injection et de déconnexion.

Notre étude développée dans le cadre de ce travail couvre justement un volet important de ce sujet, à travers l'optimisation et les techniques d'intégration d'une installation solaire photovoltaïque au réseau électrique. Pour cela, la mémoire est organisée en quatre chapitres.

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les systèmes photovoltaïques, Nous commencerons ce chapitre par une présentation l'intérêt d'utiliser l'énergie solaire photovoltaïque. Ensuite, nous allons exposer le principe de la conversion photoélectrique et le fonctionnement de la cellule, et nous donnerons aussi un aperçu sur le fonctionnement optimal des générateurs photovoltaïques (convertisseur DC-DC et MPPT).

Le deuxième chapitre sera consacré aux les différents systèmes photovoltaïques sont exposés, De plus, les différentes topologies d'onduleur ainsi que les différentes stratégies de commande utilisées et de raccordement.

Le troisième chapitre c'est le plus importants il comprend aux réseaux électriques et son architecture, et précisément la structure du réseau électrique algérien , de plus Interaction entre le réseau de distribution et les systèmes photovoltaïques et se base sur les pollution harmonique et leur effet sur la qualité de l'énergie donc nous avons proposé plusieurs solution pour élimination cette phénomène, Puis nous sommes entrés dans le monde des micro réseaux

et Nous avons fait un aperçu sur les micro-réseau et explique leur technique de contrôle Et surtout les méthodes de droop contrôle et Contrôle par tolérance aux défauts .

le quatrième chapitre a présenté l'étude d'un modèle de micro et leur technique de contrôle, à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink. est un choix approprié pour de tels projets, tout en démontrant que la technique de contrôle utilisées est efficace dans les micro-réseaux pour maintenir les normes de qualité de l'énergie, et même la stabilisation du flux d'énergie .

Enfin, on peut conclure que le travail présenté dans cette thèse constitue une contribution utile au sujet du techniques d'intégration des système pv au réseau électrique. L'étude théorique, la modélisation et les simulations qui y ont été menées, confirment d'une façon claire l'utilisation des techniques de l'intégration et des stratégies de management et de gestion de l'énergie échangée entre le générateur photovoltaïque et le réseau électrique efficace pour maintenir les normes de qualité de l'énergie, et même la stabilisation du flux d'énergie.

Annexes

Annexes

Annex 1 : paramètre de (PV ARRAY).

Block Parameters: PV Array

PV array (mask) (link)

Implements a PV array built of strings of PV modules connected in parallel. Each string consists of modules connected in series.
Allows modeling of a variety of preset PV modules available from NREL System Advisor Model (Jan. 2014) as well as user-defined PV module.

Input 1 = Sun irradiance, in W/m2, and input 2 = Cell temperature, in deg.C.

Parameters **Advanced**

Array data

Parallel strings

Series-connected modules per string

Module data

Module:

Maximum Power (W)

Cells per module (Ncell)

Open circuit voltage Voc (V)

Short-circuit current Isc (A)

Voltage at maximum power point Vmp (V)

Current at maximum power point Imp (A)

Temperature coefficient of Voc (%/deg.C)

Temperature coefficient of Isc (%/deg.C)

Display I-V and P-V characteristics of ...

Irradiances (W/m2)

Model parameters

Light-generated current IL (A)

Diode saturation current I0 (A)

Diode ideality factor

Shunt resistance Rsh (ohms)

Series resistance Rs (ohms)

Annex 2 : ALGORITHME DE MPPT :

```
function Vref = RefGen (V,I)
Vrefmax = 514;
Vrefmini = 0;
Vrefinit = 409;
deltaVref = 1;
persistent vold pold Vrefrold;
datatype = 'double';
if isempty(vold)
    vold = 0;
    pold = 0;
    Vrefrold = Vrefinit;
end
P = V*I;
dV = V - vold;
dP = P - pold;
if dP ~= 0
    if dP < 0
        if dV < 0
            Vref = Vrefrold + deltaVref;
        else
            Vref = Vrefrold - deltaVref;
        end
    else
        if dV < 0
            Vref = Vrefrold - deltaVref;
        else
            Vref = Vrefrold + deltaVref;
        end
    end
end
else Vref = Vrefrold;
end
if Vref >= Vrefmax | Vref <= Vrefmini
    Vref = Vrefrold;
end
Vrefrold = Vref;
vold = V;
pold = P;
```

Résumé:

L'objectif principal de ce travail est d'améliorer les performances et l'efficacité de l'intégration de l'énergie électrique produite par les modules photovoltaïques dans le réseau électrique. Pour assurer la stabilité et la sécurité du réseau, nous proposons dans ce contexte quelques moyens de faciliter l'injection de l'énergie produite par les systèmes photovoltaïques dans les réseaux de distribution.

Mots-clés :

Générateur PV ; MPPT ; Energie Photovoltaïque ; Onduleur ; micro réseau ; stratégies de gestion et de contrôle, injection d'énergie ; droop contrôle ;

التلخيص:

الهدف الرئيسي من هذا العمل هو تحسين أداء وكفاءة دمج الطاقة الكهربائية التي تنتجها الوحدات الكهروضوئية في شبكة الكهرباء. لضمان استقرار وأمن الشبكة، نقترح في هذا السياق بعض الطرق لتسهيل حقن الطاقة المنتجة عن طريق الأنظمة الفولطية في شبكات التوزيع.

كلمات مفتاحية:

مولد كهروضوئي. MPPT؛ الطاقة الكهروضوئية. العاكس. الشبكة المصغرة. استراتيجيات الإدارة والتحكم، حقن الطاقة؛

Abstract:

The main objective of this work is to improve the performance and efficiency of the integration of the electrical energy produced by photovoltaic modules into the electricity grid. To ensure the stability and security of the grid, we propose in this context some ways to facilitate the injection of energy produced by photovoltaic systems into distribution networks.

Key words:

PV generator; MPPT; Photovoltaic Energy; Inverter; microgrid; management and control strategies, energy injection; droop control;