

RÉSUMÉ

Les travaux développés dans cette thèse s'inscrivent dans le cadre des recherches dédiées aux systèmes solaires photovoltaïques. En effet, les besoins électriques ne cessent de s'accroître alors que les ressources fossiles restent chères et en cours d'épuisement. Et puisque l'énergie photovoltaïque est une énergie renouvelable, inépuisable et non polluante, le développement des systèmes basés sur ce type d'énergie s'avère nécessaire afin de répondre aux besoins électriques. Ce travail de recherche est focalisé sur le développement et le contrôle robuste de la chaîne de conversion photovoltaïques connectée au réseau électrique. La chaîne de conversion photovoltaïque étudiée est basée sur un système PV connecté au réseau électrique. Une partie de ce travail est dédiée à la modélisation des différents équipements qui constituent la chaîne de conversion photovoltaïque étudiée tout au long de cette étude à savoir : le convertisseur DC-DC, la commande MPPT et l'algorithme P&O, le convertisseur DC-AC, la charge et le réseau électrique. La première partie de ce travail est dédiée au contrôle du facteur de puissance, dans ce contexte, diverses méthodes de contrôle ont été appliquées à l'onduleur de tension et une solution basée sur le régulateur PR a été proposée afin d'assurer un facteur de puissance unitaire malgré la variation de la charge, une autre technique basée sur la logique floue a été élaboré afin de minimiser les harmoniques et d'assurer un bon transport d'énergie. La deuxième partie se rapporte à la gestion et au stockage de l'énergie photovoltaïque injectée dans le réseau électrique avec des fonctionnalités supplémentaires assurant un support en tension et en fréquence au réseau. Les stratégies de contrôle appliquées dans ce sens permettent de maintenir un contrôle de puissance active et réactive surtout au moment de l'ajout d'une charge élevée, et permettent aussi de gérer le stockage de la puissance fournie par le GPV selon les besoins de consommation. Finalement, nous avons simulé un système PV connecté au réseau électrique avec système de stockage d'énergie par batterie afin de tester la stabilité et la robustesse des modèles et des commandes proposées.

Mots clés : Système PV ; Convertisseur DC-DC ; Convertisseur DC-AC ; MPPT ; Réseau électrique ; PFC ; Régulateur PI, Régulateur PR, Logique floue ; THD.



UNIVERSITE SULTAN MOULAY SLIMANE
Faculté des Sciences et Techniques
Béni-Mellal



Centre d'Études Doctorales : Sciences et Techniques

Formation Doctorale : Mathématiques et Physiques Appliquées

THÈSE

Présentée par

ESSAGHIR SOUKAINA

Pour l'obtention du grade de

DOCTEUR

Spécialité : **Génie Électrique**

Gestion et stockage de l'énergie d'une chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique

Soutenue le Vendredi 09 Octobre 2020 à 10h devant la commission d'examen :

Pr.Mohammed SAJIEDDINE	Professeur, Faculté des Sciences et Techniques Beni-Mellal, Maroc	Président
Pr.Abdelmajid FARCHI	Professeur, Faculté des Sciences et Techniques Settat, Maroc	Rapporteur
Pr.Abdelouahed ABOUNADA	Professeur, Faculté des Sciences et Techniques Beni-Mellal, Maroc	Rapporteur
Pr.Abdellah AILANE	Professeur, Ecole Nationale des Sciences appliquées Khouribga, Maroc	Rapporteur
Pr.Ali NEJMI	Professeur, Faculté des Sciences et Techniques Beni-Mellal, Maroc	Examineur
Pr. Imade Fahd Eddine FATANI	Professeur, Ecole Nationale des Sciences appliquées Khouribga, Maroc	Examineur
Pr.NOUREDDINE EL BARBRI	Professeur, Ecole Nationale des Sciences appliquées Khouribga, Maroc	Co-directeur de thèse
Pr.Mohamed BENCHAGRA	Professeur, Ecole supérieure de Technologie Beni-Mellal, Maroc	Directeur de Thèse

N°d'ordre :277/2020

Gestion et stockage de l'énergie d'une chaîne de conversion photovoltaïque

Connectée au réseau électrique

ESSAGHIR SOUKAINA

DÉDICACE

Dédicace À mes parents pour leurs encouragements, leurs soutiens et pour les sacrifices qu'ils ont enduré. A mon mari pour sa patience, son soutien moral et matériel tout au long de ce travail.

À mes frères pour leurs encouragements.

À mes Amies et mes connaissances, merci pour votre fraternité.

À tout le corps enseignant et administratif qui a contribué à ma formation universitaire au sein de l'ENSA Khouribga.

À toute ma famille et mes amis

REMERCIEMENT

Les travaux de cette thèse ont été réalisés au laboratoire LaSTI au sein de l'Ecole Nationale des Sciences Appliquée de Khouribga, université Sultan Moulay Slimane.

Je remercie tout d'abord ALLAH de m'avoir prêté la volonté ainsi que la santé pour achever cette thèse du doctorat.

Je remercie chaleureusement toutes les personnes qui m'ont aidé pendant l'élaboration de ma thèse et je tiens à adresser mes plus sincères remerciements à mon directeur de thèse **Mr. Mohamed BENCHAGRA**, Professeur à l'Ecole Supérieure de Technologie de Béni-Mellal, de m'avoir accueilli dans son laboratoire, d'avoir dirigé ma thèse avec plus d'enthousiasme, de patience et de pédagogie. Sa disponibilité au quotidien, son soutien et ses précieux conseils durant la réalisation de cette thèse.

Je tiens également à exprimer mes plus vifs remerciements à **Mr. Noureddine ELBARBRI**, mon co-directeur de thèse, Professeur à l'Ecole Nationale des Sciences Appliquées de Khouribga, pour la confiance qu'il m'a accordée, sa contribution à ma formation universitaire, son soutien et je tiens aussi à lui exprimer ma plus profonde reconnaissance pour ses nombreux conseils au cours de l'élaboration de cette thèse.

C'est également avec plaisir que je remercie vivement les membres de jury d'avoir accepté d'évaluer cette thèse :

Mr. Mohammed SAJIEDDINE, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques Beni-Mellal qui m'a fait l'honneur de présider mon jury ;

Mr. Abdelmajid FARCHI, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques Settlat, pour avoir rapporté, avec beaucoup d'intérêt mes travaux de thèse ;

Mr. Abdelouahed ABOUNADA, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques Beni-Mellal, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'être rapporteur de ce travail ;

Mr. Abdellah AILANE, Professeur à l'Ecole Nationale des Sciences Appliquée de Khouribga, pour avoir rapporté, avec beaucoup d'intérêt, mes travaux de thèse ;

Mr. Ali NEJMI, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques Beni-Mellal, d'avoir accepté d'examiner mon travail ;

Mr. Imad Fahd-Eddine FATANI, Professeur à l'Ecole Nationale des Sciences Appliquée de Khouribga, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'examiner ce travail ;

LISTE DES ABRÉVIATIONS

<i>Désignation</i>	<i>Description</i>
Acronymes :	
<i>AC</i>	Alternatif
<i>BESS</i>	Système de stockage d'énergie de la batterie (en anglais)
<i>Boost</i>	Convertisseur élévateur
<i>Buck</i>	Convertisseur abaisseur
<i>DC</i>	Continu
<i>FLC</i>	Contrôleur de logique floue (en anglais)
<i>IncCond</i>	Incrémentation de la conductance
<i>GPV</i>	Générateur photovoltaïque
<i>MLI</i>	Modulation de largeur d'impulsion
<i>PPM</i>	Point de Puissance Maximale
<i>MPPT</i>	Poursuite de la puissance maximale (en anglais)
<i>PCC</i>	Point de couplement commun
<i>PI</i>	Proportionnel Intégrateur
<i>PLL</i>	La boucle à verrouillage de phase (en anglais)
<i>P&O</i>	Perturbe & Observe (en anglais)
<i>PN</i>	Jonction Positif-Négatif
<i>P-Q</i>	Contrôle de la puissance active-réactive
<i>PR</i>	Proportionnel Résonant
<i>PV</i>	Photovoltaïque
<i>PWM</i>	Modulation de largeur d'impulsion (en anglais)
<i>SOC</i>	État de charge de la batterie
<i>THD</i>	Taux de distorsion harmonique (en anglais)

V-f	Contrôle de la tension/fréquence
VSI	Inverseur de source de tension (en anglais)
<i>Symboles</i>	
<i>A</i>	Amplitude de la zone exponentielle (V)
<i>B</i>	Inverse de la constante du temps de la zone exponentielle (Ah-1)
<i>D</i>	Rapport cyclique du convertisseur Boost
<i>dG</i>	Variation de la conductance
<i>dI</i>	Variation du courant
<i>dP_{PV}</i>	Variation de la puissance
<i>dV</i>	Variation de la tension
<i>E</i>	Flux lumineux
<i>E₀</i>	Tension constante de la batterie (V)
<i>E_g</i>	Energie de gap
<i>E_{ph}</i>	Energie transportée par un photon est égale à $h.v$
<i>FF</i>	Facteur de forme
<i>f</i>	Fréquence du réseau
<i>f_{ref}</i>	Fréquence de référence du réseau
<i>G</i>	Irradiation sur la surface du dispositif (W/m ²)
<i>G</i>	Conductance ($G=I/V$)
<i>i</i>	Courant de la batterie (A)
<i>i[*]</i>	Courant filtré (A)
<i>I</i>	Courant de cellule
<i>I_{cc}</i>	Courant de court-circuit
<i>i_d</i>	Courant de la diode
<i>I_{mpp}</i>	Courant au point de puissance maximale
<i>I₀</i>	Courant de saturation [A]
<i>i_{ph}</i>	Photo-courant
<i>i_{t=∫}</i>	Charge actuelle de la batterie (Ah)
<i>K</i>	Constante de polarisation (V/h) ou polarisation résistance (Ω)
<i>K</i>	Constante de Boltzmann ($1.3854*10^{-2} JK^{-1}$)
<i>K_I</i>	Gain intégral
<i>K_P</i>	Gain proportionnel
<i>L_c</i>	Inductance de couplage

n	Facteur de qualité de diode
I_{PV}	Courant du panneau photovoltaïque
N_P	Nombre de modules en parallèles
N_S	Nombre de modules en séries
P	Puissance active actuelle générée
$P(t)$	Puissance active de l'onduleur
P_{AC}	Puissance active totale au niveau AC
P_B	Puissance actuelle injectée de la batterie
P_{Bref}	Puissance de référence de la batterie
P_{DC}	Puissance active totale au niveau DC
P_{ref}	Puissance active de référence
P_{batt}	Puissance requise de la batterie
P_{in}	Puissance lumineuse incidente
P_{mpp}	Puissance maximale qui est égale à $V_{mpp} * I_{mpp}$
P_{pv}	Puissance générée par le panneau photovoltaïque
P_{PV}	Puissance active à la sortie du PV
q	Charge d'électron $e = 1.6 * 10^{-19} C$
Q	Capacité de la batterie (Ah)
Q	Puissance réactive actuelle générée
Q_{ref}	Puissance réactive de référence
$Q(t)$	Puissance réactive de l'onduleur
R	Résistance interne (Ω)
R_p	Résistance parallèle de la cellule [Ω]
R_s	Résistance série de la cellule [Ω]
$S(t)$	Puissance apparente de l'onduleur
V	Tension de cellule
V_{batt}	Tension de la batterie (V)
$v_c(t)$	Tension instantanée à la sortie de l'onduleur
$V_c(t)$	Tension moyenne à la sortie de l'onduleur
V_{co}	Tension de circuit ouvert
V_{in}	Tension d'entrée du convertisseur DC-DC
V_{mpp}	Tension au point de puissance maximale
V_{out}	Tension d'entrée du convertisseur DC-DC

V_{PV}	Tension du panneau photovoltaïque
$v_i(t)$	Tension instantanée au point PCC
$V_i(t)$	Tension moyenne au point PCC
T	Température de la cellule [°K]
T_n	Température de la cellule n
ω_0	Fréquence de résonance
ω_c	Bande passante autour de la fréquence alternative de ω_0
ΔP	Pertes de puissance
α_l^*	Déphasage entre $v_c(t)$ et $v_i(t)$
η	Rendement

Table des Matières

Introduction générale..... 1

Chapitre - 1

Etat de l'Art sur la Production de l'Energie Photovoltaïque

Introduction 8

I. Historique 9

II. Principe de la conversion photovoltaïque..... 9

 1. L'effet photovoltaïque 9

 2. La cellule photovoltaïque 10

 3. Principe de fonctionnement..... 11

 4. Les technologies des cellules photovoltaïques 12

 4.1. Les cellules au Silicium cristallin..... 12

 4.2. Les cellules au Silicium amorphe..... 12

 5. Les systèmes photovoltaïques 13

 5.1. Le système photovoltaïque connecté au réseau..... 13

 5.2. Le système hybride..... 13

 5.3. Le système autonome 13

III. Générateurs photovoltaïques 14

 1. Association de cellule en série et en parallèle 15

 1.1. Association en série..... 15

 1.2. Association en parallèle..... 16

 2. Paramètres principaux du générateur photovoltaïque 16

IV. Concept de la commande MPPT 17

V. Convertisseurs statiques 19

 1. Convertisseur DC-DC 19

 2. Convertisseur DC-AC 20

 3. Convertisseur bidirectionnel..... 20

VI. Stockage de l'énergie photovoltaïque 21

 1. Les batteries..... 21

 2. Caractéristique générales des batteries 21

 3. Principe de fonctionnement des batteries 22

VII. Connexion du système photovoltaïque au réseau électrique 23

VIII. La configuration envisagée dans cette thèse 23

Conclusion..... 25

Chapitre - 2

Modélisation du Système de Conversion Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique

Introduction 28

I. Modélisation de la cellule PV..... 28

1. Circuit équivalent de la cellule PV 28

2. Présentation du modèle mathématique de la cellule PV..... 30

3. Caractéristiques électriques de la cellule photovoltaïque..... 31

4. Caractéristiques I(V) et P(V) de la cellule photovoltaïque..... 32

4.1. Influence de la température sur les caractéristiques du GPV 34

4.2. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques du GPV 35

II. Modélisation du convertisseur DC-DC 37

1. Convertisseur Buck 37

2. Convertisseur Boost 40

3. Convertisseur Buck-Boost..... 42

III. Principe de l'extraction du point de puissance maximale (MPPT) 43

1. La technique Incrémental Conductance (IncCond)..... 43

2. La technique Hill Climbing..... 45

3. Les techniques d'intelligence artificielle..... 45

4. La technique Perturb and Observe (P&O)..... 45

5. Simulation du système PV par l'algorithme P&O 47

6. Simulation de la chaîne photovoltaïque 48

6.1. Simulation sous un environnement stable 49

6.2. Simulation avec variation de la température T..... 50

6.3. Simulation avec variation de l'ensoleillement G..... 51

IV. Modélisation du convertisseur DC-AC 51

V. Le système PV connecté au réseau électrique..... 56

1. Modélisation de la ligne 57

2. Modélisation du transformateur 57

3. Modélisation de la charge..... 58

4. Modélisation de la connexion de l'onduleur au réseau électrique dans le plan dq..... 59

VI. Modélisation du système de stockage (BESS) 64

1. Système de stockage d'énergie par batterie lithium-ion..... 64

2. Convertisseur bidirectionnel.....	66
Conclusion.....	68

Chapitre – 3

Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque

Introduction	70
I. Commande des convertisseurs statiques	70
1. Poursuite du point de puissance maximale-MPPT	70
2. Contrôle de l'onduleur triphasé	71
2.1. La commande MLI.....	71
2.2. Choix du filtre	74
II. Contrôle du facteur de puissance du système photovoltaïque connecté au réseau.....	85
1. Calcul de la puissance du système PV	86
2. Etude de la synchronisation du convertisseur avec le réseau	87
3. Commande du courant injecté dans le réseau.....	88
4. Régulation de la tension du bus continu.....	92
5. Résultats et simulations	93
5.1. Simulation du système PV connecté au réseau	94
5.2. Simulation sous variation de charge.....	97
III. Technique du contrôle de la batterie	99
1. Principe de la commande de la batterie.....	99
2. Résultats de simulation.....	101
Conclusion.....	102

Chapitre – 4

Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par le régulateur PR et la logique floue

Introduction	103
I. Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par le régulateur PR	103
1. Synthèse du régulateur proportionnel résonant	104
2. Modèle du régulateur proportionnel résonant	105
II. Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par la logique floue.....	107
1. Synthèse de la logique floue.....	107
2. Principe du contrôleur PI à logique floue.....	107
3. Commande du courant avec le régulateur à logique floue	109
III. La charge non-linéaire.....	110

1. L'effet des charges non-linéaires sur la connexion du système PV au réseau électrique.....	111
2. Circuit équivalent de la charge non-linéaire.....	112
IV. Résultats de simulation	112
1. Simulation du système PV avec l'ajout de la charge inductive et capacitive.....	113
2. Simulation du système PV avec une charge non-linéaire.....	116
Conclusion.....	118

Chapitre – 5

Gestion et stockage de l'énergie photovoltaïque injectée dans le réseau électrique

Introduction	120
I. Contrôle de la batterie par la commande V-f et P-Q	121
1. Principe de la commande	121
2. La technique du contrôle V-f appliquée à la batterie.....	122
3. La commande P-Q intégrée à la batterie	124
4. Résultats de simulation.....	126
4.1. Test du contrôle V-f	126
4.2. Test du contrôle P-Q.....	128
II. Technique de stockage avec régulateur PR	130
1. Comparaison entre les deux types de correcteur (PI et PR)	130
2. Analyse des harmoniques.....	132
III. Description du banc d'essai expérimental.....	133
Conclusion.....	136
Conclusion générale et perspectives.....	138
Références Bibliographiques.....	141
ANNEXE A.....	152
ANNEXE B.....	153
ANNEXE C.....	156
ANNEXE D.....	158

Liste des Figures

Figure 1-1 : Représentation de l'effet photovoltaïque	10
Figure 1-2 : Schéma explicatif de la jonction P-N.....	11
Figure 1-3: Construction d'un générateur photovoltaïque.....	14
Figure 1-4: Caractéristique résultante d'un groupement en série de N_s cellules identiques	16
Figure 1-5: Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de N_p cellules identiques	16
Figure 1-6: Panneau PV alimente une charge variable.....	17
Figure 1-7: Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ du panneau photovoltaïque	18
Figure 1-8: Système PV alimente une charge variable avec l'interface de commande	18
Figure 1-9: Schéma d'un convertisseur DC-DC.....	19
Figure 1-10: Schéma d'un convertisseur DC-AC	20
Figure 1-11: Schéma de la batterie.....	21
Figure 1-12: Chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique.....	23
Figure 1-13: Schéma de base de la combinaison entre le GPV, système de stockage et le réseau électrique.....	24
Figure 2-1 : Circuit idéal équivalent de la cellule solaire.....	29
Figure 2-2 : Circuit équivalent de la cellule solaire.....	29
Figure 2-3 : Caractéristique $P_{pv}=f(V_{pv})$ dans les conditions : $G=1000w/m^2$, $T=25^\circ C$	34
Figure 2-4 : Caractéristique $I_{pv} =f(V_{pv})$ dans les conditions : $G=1000w/m^2$, $T=25^\circ C$	34
Figure 2-5 : la caractéristique $I-V$, (b) : la caractéristique $P-V$ du module photovoltaïque (effet température).....	35
Figure 2-6: la caractéristique $I-V$, (b) : la caractéristique $P-V$ du module photovoltaïque (effet éclairement).....	36
Figure 2-7: Système PV avec convertisseur DC-DC et commande MPPT	37
Figure 2-8: Schéma électrique du convertisseur Buck.....	38
Figure 2-9: Les deux modes de fonctionnement du convertisseur Buck.....	38
Figure 2-10: Schéma électrique du convertisseur Boost.....	40
Figure 2-11 : Schéma électrique du convertisseur Buck-Boost	42
Figure 2-12: PPM par la méthode incrémentation de la conductance	44
Figure 2-13: Organigramme de l'algorithme MPPT de la perturbation & observation	46
Figure 2-14: Action de la commande P&O sur le point de fonctionnement du GPV.....	48
Figure 2-15 : Schéma synoptique du système PV par une commande MPPT.....	49
Figure 2-16: Courbes de la puissance d'entrée PPV et la puissance de sortie PS pour un environnement stable (G et T Constants)	50
Figure 2-17: Courbes de la puissance d'entrée PPV et la puissance de sortie PS pour une augmentation de la température (T)	50
Figure 2-18: Courbes de la puissance d'entrée PPV et la puissance de sortie PS pour une variation de l'ensoleillement (G)	51
Figure 2-19: Système PV en utilisant un convertisseur DC-AC.....	52
Figure 2-20: Circuit d'un Convertisseur DC-AC monophasé par des IGBT.....	52
Figure 2-21: Circuit d'un Convertisseur DC-AC triphasé par des IGBT.....	53

Figure 2-22: Tension (a) : simple, (b) : Composée, à la sortie de l'onduleur	54
Figure 2-23: Filtre L.....	55
Figure 2-24: Filtre LC	55
Figure 2-25: Filtre LCL.....	56
Figure 2-26: Circuit du réseau électrique dans le logiciel Matlab/Simulink.....	56
Figure 2-27: Schéma simplifié d'une ligne électrique	57
Figure 2-28: Schéma équivalent du transformateur.....	58
Figure 2-29: Circuit simplifié d'un système PV connecté au réseau électrique via un onduleur triphasé.....	59
Figure 2-30: Le circuit équivalent de la batterie Li-ion.....	65
Figure 2-31: Courant nominale de décharge.....	65
Figure 2-32: Schéma électrique du convertisseur bidirectionnel	67
Figure 3-1: Schéma du système étudié sous Simulink.....	70
Figure 3-2: La logique de commutation de la commande MLI.....	71
Figure 3-3: Principe de la génération de la MLI sinusoïdale.....	72
Figure 3-4: Courbes de la tension simple à la sortie de l'onduleur.....	73
Figure 3-5: Courbes de la tension composée à la sortie de l'onduleur	73
Figure 3-6: Schéma de l'analyse fréquentielle avant l'utilisation des filtres.....	74
Figure 3-7: Schéma du filtrage des harmoniques de la tension du convertisseur DC-AC par le filtre L.....	76
Figure 3-8: Schéma du filtrage des harmoniques de la tension du convertisseur DC-AC par le filtre LC.....	78
Figure 3-9: Schéma du convertisseur DC-AC alimentant la charge via le filtre LCL.....	80
Figure 3-10: Schéma équivalent du filtre LC.....	81
Figure 3-11: Circuit électrique représentant l'onduleur, le filtre et la charge.....	83
Figure 3-12: Courbes de la tension et le courant à la sortie du filtre LC.....	83
Figure 3-13: Diagramme bloc d'une PLL.....	86
Figure 3-14: Diagramme schématique de la PLL.....	86
Figure 3-15: Schéma équivalent d'un onduleur connecté au réseau.....	87
Figure 3-16: Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée	89
Figure 3-17: Schéma global de control par la méthode Watt-Var découplée.....	90
Figure 3-18: Boucle de régulation du bus continu de la tension V_{DC}	91
Figure 3-19: Model détaillé du générateur PV connecté au réseau avec le système de contrôle proposé.....	92
Figure 3-20: Puissance du panneau photovoltaïque P_{pv} et puissance active P	93
Figure 3-21: Tension de sortie de l'hacheur Boost.....	93
Figure 3-22: Tension et courant de ligne injectés dans le réseau électrique.....	94
Figure 3-23: Puissance active et réactive injectées dans le réseau	94
Figure 3-24: Tension et courant injectés dans le réseau avec la variation de la puissance réactive de référence Q_{ref}	95
Figure 3-25: Tension et courant injectées dans le réseau avec variation de charge	96
Figure 3-26: Puissance active et réactive injectées dans le réseau avec variation de charge.....	96
Figure 3-27: Diagramme de contrôle de la puissance de batterie.....	98

Figure 3-28: L'état de charge de la batterie (SOC).....	99
Figure 3-29: Puissances active du PV, du système de stockage et de l'onduleur.....	99
Figure 4-1: Modèle du contrôleur PR.....	104
Figure 4-2: Exemple de réponse en fréquence d'un contrôleur PR idéal (avec $K_P=1$, $K_r=100$).....	105
Figure 4-3: Exemple de réponse en fréquence d'un contrôleur PR non idéal (avec $K_P=1$, $K_r=100$, $\omega_c=10\text{rad/s}$)	105
Figure 4-4: Schéma fonctionnel du contrôleur de logique floue.....	108
Figure 4-5: Modèle Simulink de la charge non-linéaire	111
Figure 4-6: Le schéma détaillé du control proposé en utilisant le logiciel Matlab/Simulink	112
Figure 4-7 : La puissance active et réactive avec variation de charge en utilisant les contrôleurs PI, PR et FLC (charge inductive).....	112
Figure 4-8: La puissance active et réactive avec variation de charge en utilisant les contrôleurs PI, PR et FLC (charge capacitive).....	113
Figure 4-9: Analyse fréquentielle du courant injecté dans le réseau par le correcteur PI.....	114
Figure 4-10: Analyse fréquentielle du courant injecté dans le réseau par le correcteur PR.....	114
Figure 4-11: Analyse fréquentielle du courant injecté dans le réseau par le correcteur FLC	114
Figure 4-12: : L'analyse fréquentielle du courant en utilisant un correcteur PI lors de l'alimentation d'une charge non-linéaire	115
Figure 4-13: : L'analyse fréquentielle du courant en utilisant un correcteur PR lors de l'alimentation d'une charge non-linéaire	116
Figure 5-1: Configuration de la commande V-F et P-Q pour un générateur photovoltaïque avec système de stockage.....	120
Figure 5-2: Diagramme de contrôle V-f.....	122
Figure 5-3: Diagramme de contrôle P-Q (modification des contrôleurs PI5, PI6, PI7)	124
Figure 5-4 : Résultats du contrôle coordonné V-f avec les panneaux solaires photovoltaïques, y compris le contrôle de la batterie.....	125
Figure 5-5: Résultats du contrôle coordonné P-Q avec les panneaux solaires photovoltaïques, y compris le contrôle de la batterie.....	128
Figure 5-6: La réponse en fréquence en utilisant le correcteur PI.....	130
Figure 5-7: La réponse en fréquence en utilisant le correcteur PR.....	131
Figure 5-8: Analyse FFT et valeur du courant réseau sans contrôle.....	131
Figure 5-9 : Analyse FFT et valeur du courant réseau sur le contrôleur PI	132
Figure 5-10: Analyse FFT et valeur du courant réseau sur le contrôleur PR	132
Figure 5-11: Prototype expérimental du laboratoire.....	133
Figure 5-12: Synoptique de contrôle de l'émulateur du générateur PV	134

Liste des Tableaux

<i>Tableau 2.1 : Comparaison entre deux types de convertisseur.....</i>	67
<i>Tableau 4.1 : Symbole et signification</i>	109
<i>Tableau 4.2 : Fonctions d'appartenance</i>	109
<i>Tableau 4.3 : Récapitulatif des différentes valeurs du THD</i>	116
<i>Tableau 5.1: Paramètres du panneau photovoltaïque</i>	134
<i>Tableau A.1: Les paramètres du module photovoltaïque utilisé</i>	146
<i>Tableau C.1: Caractéristiques du prototype développé.....</i>	146

Introduction générale

1. Contexte de la thèse

De nos jours, l'électricité est devenue l'un des facteurs clés du développement, elle est utilisée pour satisfaire les besoins fondamentaux de l'humanité (alimentation, santé, eau, ...). Cependant, les ressources de cette énergie électrique sont de nature fossile à savoir : le gaz naturel, le charbon, le nucléaire. La production de l'énergie par les ressources fossiles représente plusieurs avantages, cependant, ces ressources sont polluantes et dégagent des gaz à effet de serre comme le CO₂ qui contribue négativement aux changements climatiques tout en influençant la vie quotidienne de différentes espèces sur la planète Terre.

Toutes les énergies fossiles combustibles émettent le CO₂ sauf le nucléaire qui est une solution de production énergétique moins polluante mais, après la catastrophe de Fukushima au Japon en 2011 qui a causé plusieurs problèmes au niveau économique, sanitaire et environnemental, et vu les risques précités, la politique énergétique mondiale a connu une réorientation vers l'utilisation des énergies renouvelables pour produire de l'électricité tout en respectant l'environnement.

Parmi les ressources d'énergie renouvelables, la source solaire photovoltaïque considérée comme une énergie verte, moins dangereuse, non polluante qui respecte l'environnement, elle peut être utilisée comme une source d'alimentation pour les sites isolés ou bien pour alimenter des sites connectés au réseau électrique. Cependant, elle a un impact non désirable lors de son raccordement avec le réseau électrique, l'ensemble des recherches menées dans ce sens ont montré que la connexion des systèmes PV au réseau électrique engendre plusieurs problèmes relatifs à la qualité de l'énergie transmise au réseau et même aux harmoniques produites par les équipements de l'électronique de puissance utilisés dans la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique. D'où la nécessité d'introduire des techniques de commande qui assurent l'injection de la puissance active dans le réseau sans perturber son fonctionnement.

2. L'énergie photovoltaïque au Maroc

Dans le cadre de sa stratégie visant à promouvoir les énergies renouvelables, le Maroc accorde une priorité importante au développement des dites énergies et au développement durable. Avec des ressources solaires abondantes, « un potentiel de 2600 kWh/m²/an » et une position stratégique au cœur d'un carrefour énergétique (connexion au réseau électrique espagnol par deux lignes de 400kV/700 MW), le Maroc offre ainsi plusieurs opportunités d'investissements dans le secteur de l'énergie solaire thermodynamique et photovoltaïque. Le Maroc s'affirme de plus en plus en tant que destination d'investissement dans le business des énergies propres.

La stratégie énergétique nationale lancée en 2009, s'inscrit dans le cadre des stratégies globales du développement au Maroc, ayant pour objectif de créer, au profit des citoyens, des conditions économiques, sociales et environnementales favorables pour une meilleure qualité de vie. Cette stratégie s'appuie sur un modèle énergétique marocain, basé sur la diversification des sources d'approvisionnement en énergie, l'implication des énergies renouvelables dans la consommation électrique nationale, la généralisation de l'accès à l'énergie à des prix compétitifs, tout en assurant un usage rationnel et en préservant l'environnement.

La réalisation des objectifs de cette stratégie permet au Maroc de réduire la facture énergétique et de limiter sa dépendance énergétique de l'étranger.

Depuis quelques années, le Maroc a initié des programmes et des projets pour exploiter son énorme potentiel solaire et éolien. Ainsi, des parcs éoliens ont été construits, dont notamment celui de Tarfaya, considéré comme le plus grand de son genre en Afrique.

Au niveau de l'exploitation de son gisement solaire, le Maroc a lancé le Programme National de l'énergie solaire « Noor » qui comprend la construction de cinq stations de production de l'énergie solaire : « Noor Ouarzazate », « Noor Tafilalet », « Noor Midelt », « Noor Laayoune-Boujdour » et « Noor Tata ». Le complexe « Noor Ouarzazate » est considéré comme la plus grande station de production de l'énergie solaire dans le monde.

3. Etat de l'art

Le sujet de cette thèse s'inscrit dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque. Dans ce paragraphe, nous représentons l'état de l'art relatif aux différentes techniques de commande appliquées aux systèmes photovoltaïques et que nous allons développer tout au long de ce mémoire.

Tout d'abord, l'étude du système PV est basée principalement sur le modèle de la cellule photovoltaïque, les recherches scientifiques proposent plusieurs modèles électriques qui représente cette cellule PV, parmi ces modèles, nous avons utilisé dans cette étude le modèle à une diode [1]–[3] et à partir du modèle de la cellule nous pouvons construire le générateur photovoltaïque avec un assemblage de cellules soit en série ou bien en parallèle [4]. Pourtant, la production de l'énergie photovoltaïque est conditionnée par les changements climatiques [5]–[7], par conséquent, les deux caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ sont influencées par le changement de l'éclairement ainsi que la température. Pour cette raison, le système photovoltaïque nécessite une commande au niveau du convertisseur DC-DC afin d'atteindre la puissance maximale lors du changement des conditions météorologiques et de la charge [8], [9], cette commande est appelée MPPT.

En outre, pour exploiter l'énergie photovoltaïque fournie par le système PV, le GPV doit être connecté au réseau électrique, pour ce faire, il faut ajouter à la chaîne photovoltaïque un convertisseur DC-AC qui permet de transformer les grandeurs de type continu en alternatif afin d'assurer le raccordement de la chaîne avec le réseau électrique[10], [11].

Et puisque la production de l'énergie photovoltaïque dépend principalement des conditions climatiques, il faut accompagner le système étudié par un prototype de stockage pour restituer le surplus énergétique du jour pour l'utiliser pendant la nuit, pendant les jours non-ensoleillés ou bien lorsqu'il y a une surcharge. Dans ce travail de recherche, nous avons choisi un système de stockage par batterie [12], [13], ces batteries sont contrôlées par des convertisseurs bidirectionnels qui constituent l'élément principal qui assure la charge et la décharge de la batterie [14].

Plusieurs techniques de commande sont appliquées aux différents convertisseurs afin d'assurer la connexion avec le réseau électrique tout en garantissant le stockage ainsi que la gestion de l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque.

4. Contribution de la thèse

Cette thèse est focalisée sur la problématique de la modélisation et la commande d'une chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique et menée d'un système de stockage d'énergie par batterie. L'ensemble des contributions réalisées tout au long de cette thèse est présenté comme suit :

- **Contribution 1 :** Modélisation de la chaîne photovoltaïque, extraction de la puissance maximale à l'aide de l'algorithme classique P&O, modélisation des différentes lois de commande et raccordement du système PV au réseau électrique.
- **Contribution 2 :** Alimentation d'une charge triphasée par la source photovoltaïque, contrôle du facteur de puissance par le régulateur PI et étude de l'effet de la variation du type de la charge sur le fonctionnement du système étudié.
- **Contribution 3 :** Amélioration du contrôle du facteur de puissance par l'insertion de nouveaux régulateurs et l'alimentation d'une charge non-linéaire. Nous avons comparé dans cette contribution trois types de commandes : la commande par régulateur PI, la commande par régulateur PR et la commande par logique floue. Les commandes sont appliquées sur le convertisseur DC-AC.
- **Contribution 4 :** La commande de la chaîne photovoltaïque connectée au réseau avec un système de stockage d'énergie par batterie. L'objectif de cette contribution est de contrôler la charge et la décharge de la batterie avec un protocole de gestion de l'énergie fournie par le GPV selon les besoins en charge.
- **Contribution 5 :** Application des stratégies du contrôle V-f et P-Q à la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau avec un système de stockage par batterie afin de fournir à la fois, un support en tension et en fréquence au réseau. Nous avons introduit le régulateur PR aux contrôles effectués et nous avons comparé les résultats avec ceux du régulateur PI. Nous avons même établi une analyse fréquentielle en comparant le THD du courant injecté au réseau pour tester les performances des contrôles appliqués.

5. Organisation du mémoire

Ce mémoire de recherche est organisé comme suit :

Le chapitre 1 décrit l'état de l'art sur le principe de la production de l'énergie solaire photovoltaïque et les différentes technologies de cellules existantes dans la littérature. Puis, nous traitons les différentes composantes électriques utilisées pour assurer le raccordement de la chaîne photovoltaïque avec le système de stockage d'énergie au réseau électrique.

Le chapitre 2 porte sur la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique avec un système de stockage d'énergie par batterie. Dans un premier lieu nous modélisons le circuit électrique équivalent de la cellule ainsi que le panneau photovoltaïque tout en étudiant l'effet des conditions météorologiques sur le fonctionnement du GPV. Nous présentons aussi l'utilité de la technique MPPT pour faire fonctionner le GPV autour de son point de puissance maximale indépendamment des conditions climatiques et de la nature de la charge alimentée. Enfin, le second chapitre modélise les convertisseurs utilisés ainsi que leurs différentes techniques de commande pour assurer la connexion de la topologie choisie avec le réseau électrique.

Le chapitre 3 est consacré aux différentes méthodes de contrôle de la chaîne photovoltaïque connectée au réseau avec système de stockage d'énergie par batterie. Chaque convertisseur est contrôlé par une commande appropriée dans le but d'assurer le bon fonctionnement de la chaîne étudiée, dans la première section de ce chapitre, le convertisseur boost est contrôlé via l'algorithme P&O de la technique MPPT, l'onduleur triphasé est contrôlé en Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI), nous avons aussi inséré un filtre de type LC pour minimiser les harmoniques et rendre la tension à la sortie de l'onduleur prête à être utilisée par le réseau électrique. Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous avons développé la technique du contrôle du facteur de puissance menée d'une simulation des résultats obtenus. Et finalement, la troisième partie est dédiée au contrôle du système de stockage BEES afin de gérer l'utilisation de l'énergie fournie par le système photovoltaïque.

Le chapitre 4 s'articule autour de la proposition des contrôleurs plus avancés pour réduire les harmoniques au niveau du courant et pour éliminer les fluctuations qui apparaissent sur la puissance, la tension ainsi que le courant injecté dans le réseau au moment de la variation du type de la charge. Nous avons introduit à la technique de contrôle du facteur de puissance un régulateur PR et un autre régulateur basé sur la logique floue et nous donnerons par la suite une comparaison entre les trois types de commande proposées : la commande par le régulateur conventionnel PI, la commande par le régulateur PR et celle par la logique floue.

Dans le chapitre 5, nous avons présenté la contribution principale de ce travail de thèse qui réside dans la gestion de l'énergie photovoltaïque fourni par un système PV connecté au réseau électrique avec un système de stockage d'énergie par batterie qui permet d'exploiter cette énergie selon le besoin. Tout d'abord, nous avons décrit l'ensemble des contrôles effectués à savoir : le contrôle de la batterie du côté PV et l'algorithme de contrôle V-f/P-Q du côté onduleur. Ces algorithmes de contrôle sont appliqués aux cotés DC et AC de l'onduleur, de telle sorte que la tension DC soit contrôlée indirectement à la valeur souhaitée. Ensuite, nous avons proposés des méthodes de contrôle pour gérer les états de charge et de décharge du système de stockage et notamment pour fournir un support en tension et en fréquence au réseau au moment de l'augmentation de la charge.

Finalement, nous donnons une conclusion générale qui résume notre travail et les résultats obtenus avec des perspectives envisageables.

Chapitre - 1 :

Etat de l'Art sur la Production de l'Energie Photovoltaïque

« Etudie, non pour savoir plus,
Mais pour savoir mieux » -Sénèque

Sommaire

Introduction	8
I. Historique.....	9
II. Principe de la conversion photovoltaïque	9
III. Générateurs photovoltaïques	14
IV. Concept de la commande MPPT	17
V. Convertisseurs statiques.....	19
VI. Stockage de l'énergie photovoltaïque	21
VII. Connexion du système photovoltaïque au réseau électrique	23
VIII. La configuration envisagée dans cette thèse	23
Conclusion.....	25

Introduction

Les énergies renouvelables se sont des sources d'énergie inépuisables et dont la révolution technologique actuelle est assez rapide. En plus, ces dernières années étant données l'accroissement du coût des combustibles fossiles et les problèmes environnementaux dérivés de leur utilisation, l'exploitation des énergies renouvelables est devenue de plus en plus attractive et au quelle il apparaît difficile de renoncer. Parmi ces ressources d'énergie renouvelables, il y a l'énergie solaire photovoltaïque qui sera l'objet de notre étude.

Actuellement, le respect de l'environnement, les stratégies politiques prises envers le réchauffement climatique ainsi que l'abondance des sources d'énergie renouvelables ont favorisé l'exploitation de l'énergie photovoltaïque à travers son injection dans le réseau électrique. Cependant, la connexion de cette énergie avec le réseau, la nature intermittente des panneaux solaires, l'utilisation des équipements d'électronique de puissance ainsi que des charges électriques engendrent des problèmes de stabilité au niveau de cette connexion, tels que : les harmoniques de courants, l'échauffement des équipements électroniques, la dégradation de la qualité d'énergie transmise au réseau d'où l'objectif de notre étude.

Ce premier chapitre commence par un aperçu général sur le concept photovoltaïque et les différentes technologies de cellules qui existent et qui constituent l'élément principal de la chaîne de production photovoltaïque. Par la suite, il met l'accent sur l'ensemble des convertisseurs utilisés soit pour assurer la connexion avec le réseau électrique, soit pour garantir un fonctionnement optimum du générateur photovoltaïque en se basant sur la technique MPPT. Finalement, le chapitre décrit la configuration retenue tout au long de ce travail de thèse avec une description des différents éléments étudiés dans ce travail de recherche.

I. Historique

L'effet photovoltaïque est basé sur la transformation de l'énergie solaire en électricité. L'origine du mot "photovoltaïque" vient du mot grec "photos" qui signifie "lumière" et du mot "volta" qui est le nom du physicien italien qui a découvert la pile électrique.

L'historique du concept photovoltaïque a commencé dans les années 1839 par le physicien français A. Becquerel, il a été expliqué aussi par Albert Einstein en 1905 (c'est pour cette raison qu'il a reçu le prix Nobel de la Physique en 1921) [15]. Le principe des cellules solaires consiste à convertir directement le rayonnement lumineux (rayonnement provenant du soleil) en électricité par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau.

La première cellule photovoltaïque fut développée début 1954 pour l'alimentation en énergie des satellites. Depuis 1958, les cellules photovoltaïques alimentent seulement le système énergétique des satellites jusqu'à ses premières applications terrestres au début des années 70. Le photovoltaïque fut utilisé pour l'alimentation en énergie de petites maisons isolées et d'équipements de télécommunication [16], [17]. Par la suite, le domaine spatial devient le banc d'essai de la technologie photovoltaïque, mais à cause du coût élevé des cellules et de leur rendement médiocre à cette époque, elles n'ont pas pu réaliser une exploitation à grande échelle. Il faudra attendre jusqu'aux années 70 pour que les gouvernements et les industries se lancent dans la technologie photovoltaïque. Aujourd'hui, l'énergie photovoltaïque est à la disposition des entreprises et des particuliers tout en possédant un rendement plus élevé.

II. Principe de la conversion photovoltaïque

1. L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est considéré comme un phénomène physique qui se produit en utilisant certains matériaux appelés semi-conducteurs, ces derniers, étant exposés au soleil, ils produisent de l'électricité. En d'autres termes, l'effet photovoltaïque est la conversion directe de l'énergie solaire en une énergie électrique [18].

L'effet photovoltaïque se manifeste quand un photon est absorbé dans un matériau composé de semi-conducteurs dopés P (positif) et N (négatif) [19], dénommé comme jonction PN (ou NP).

Sous l'effet de ce dopage, un champ électrique est présent dans le matériau de manière permanente (comme un aimant qui possède un champ magnétique permanent).

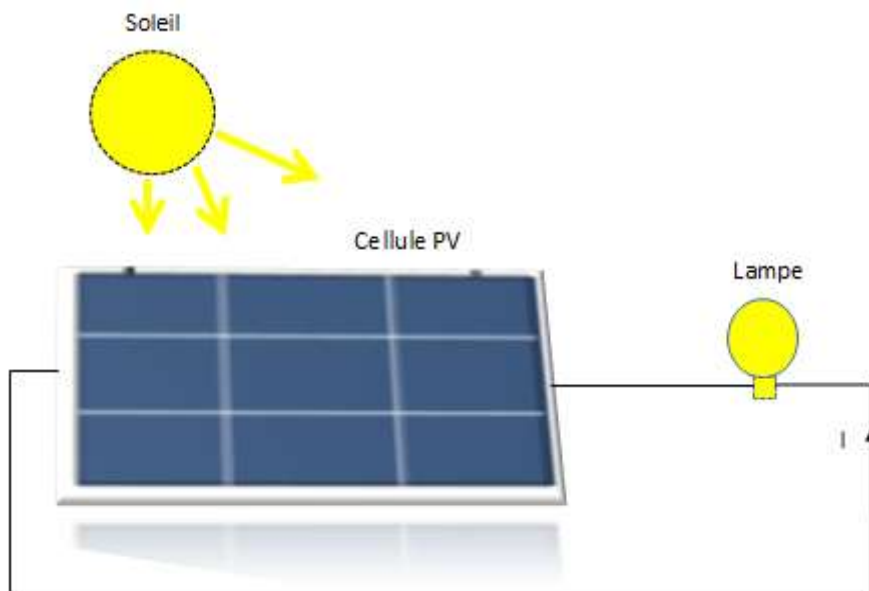


Figure 1.1: Représentation de l'effet photovoltaïque

Quand un photon incident (grain de lumière) interagit avec les électrons du matériau, il cède son énergie E_{ph} à l'électron qui se retrouve libéré de sa bande de valence et subit donc le champ électrique intrinsèque. Sous l'effet de ce champ, l'électron migre vers la face supérieure laissant place à un trou qui migre en direction inverse. Des électrodes placées sur les faces supérieures et inférieures permettent de récolter les électrons et de leur faire réaliser un travail électrique pour rejoindre le trou de la face antérieure [20].

2. La cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque (PV) est un dispositif semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse fournie par le soleil et la transforme en une énergie électrique tout en utilisant les différentes propriétés des matériaux semi-conducteurs utilisées dans l'électronique à savoir : les diodes, les transistors, les circuits intégrés...à cet effet, la cellule solaire ou autrement appelée, la cellule PV présente l'élément principal de la conversion photovoltaïque [21]. Cette conversion se fait en trois phases :

- Absorption des photons ayant une énergie supérieure au gap, cette phase est la plus essentielle dans le processus de conversion ;
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, dans ce stade les photons absorbés vont transférer leur énergie aux électrons des atomes ;
- Collecte des particules générées dans le dispositif.

3. Principe de fonctionnement

Le fonctionnement de la photopile est basé sur les propriétés électroniques acquises par le silicium quand des atomes étrangers en petit nombre (des impuretés) sont substitués dans un réseau cristallin. Cette action est appelée dopage. Si l'atome d'impureté contient plus d'électrons que le silicium, le matériau contiendra des électrons libres en excès : il sera dit de type N (exemple : silicium dopé au phosphore). Si au contraire, l'atome d'impureté contient moins d'électrons que le silicium, le matériau sera déficitaire en électrons: il sera dit de type P (exemple: silicium dopé au bore) [22].

La fabrication des cellules s'effectue à partir de lingots de silicium. Ces lingots sont découpés en fines couches de type P ou N en y diffusant du brome ou du phosphore.

Une cellule solaire est alors obtenue en constituant une jonction de deux zones de type opposé (jonction PN). Au voisinage de la jonction apparaît un champ électrique qui maintient la séparation des charges positives et négatives [23].

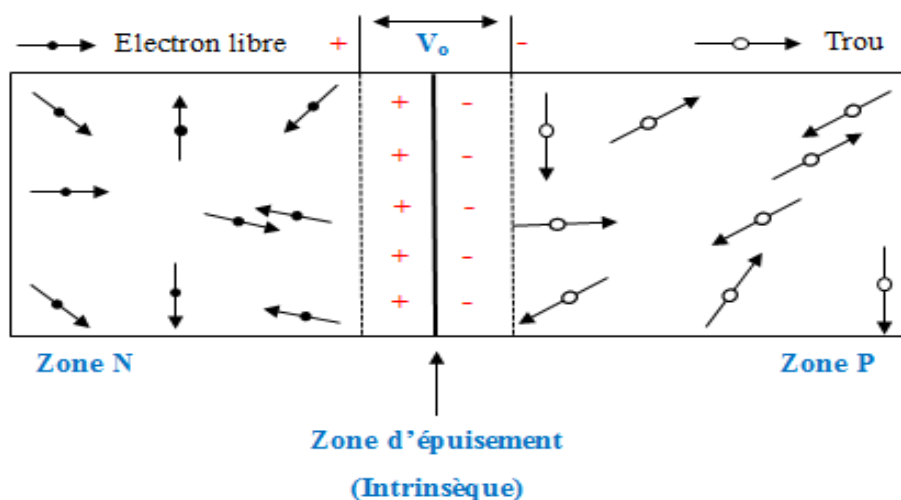


Figure 1.2: Schéma explicatif de la jonction P-N

4. Les technologies des cellules photovoltaïques

La conception des cellules photovoltaïques se fait par plusieurs technologies, chacune de ces technologies est reconnue par son rendement, sa durée de vie et par son coût. Les chercheurs dans ce domaine s'intéressent à réaliser des cellules avec un rendement élevé et un faible coût. Généralement, les cellules les plus utilisées dans le domaine photovoltaïque sont :

4.1. Les cellules au Silicium cristallin

a. Monocristallin

C'est une cellule constituée à partir du silicium cristallisé mais en un cristal unique, d'où vient l'appellation « monocristallin ». Elle est caractérisée par sa couleur noir qui reflète l'homogénéité de la structure du cristal utilisé. Généralement le rendement de ce type de cellule est compris entre 10% et 16% avec une durée de vie très élevée, et même leur taux de consommation est élevé par rapport aux autres techniques. Cependant, leur conception est complexe et leur coût est plus élevé par rapport aux autres technologies.

b. Silicium poly-cristallin

Comme son nom l'indique, les cellules poly-cristallines sont élaborées à partir du silicium cristallisé sous formes de cristaux multiples. Contrairement aux cellules monocristallines, la non-homogénéité des matériaux qui les constituent rapproche la couleur de ces cellules de la couleur bleu. Ces cellules sont caractérisées par leur faible coût et leur meilleur rendement surtout pour les températures élevées. Par contre, elles ont un rendement faible et une durée de vie inférieure à celle des cellules monocristallines.

4.2. Les cellules au Silicium amorphe

Les cellules amorphes font partie de la technologie dite « couche minces », elles se constituent principalement de plusieurs couches de silicium très minces qui s'appliquent sur un support soit en plastique, en verre ou bien en métal. Ce type de couche a connu une évolution très

remarquable du fait qu'il peut maintenant fonctionner sous un éclairage faible et même artificiel.

Ces cellules ont un rendement faible en plein soleil, mais avec un coût très compétitif.

5. Les systèmes photovoltaïques

Il existe plusieurs types de systèmes photovoltaïques qui se distinguent selon leur principe de fonctionnement et leur utilité, dans ce paragraphe, on va citer les types suivants :

5.1.Le système photovoltaïque connecté au réseau

Le système photovoltaïque connecté au réseau électrique est la solution la plus utilisée dans les milieux urbains avec raccordement du module photovoltaïque installé généralement dans les façades et les toits des bâtiments. L'utilisation de ce type de système photovoltaïque permet d'éviter les problèmes liés au stockage et au transport d'énergie [24], [25].

Le principe de fonctionnement de ce type de système consiste en une injection du surplus de la production électrique au réseau, après avoir effectuée une transformation en alternatif, l'excès de cette production sera utilisé dans la nuit et dans les jours non ensoleillés.

5.2.Le système hybride

Le système hybride est la composition de deux ou bien de plusieurs sources d'énergie soit renouvelables ou bien classiques. Il est utilisé généralement pour exploiter les ressources naturelles d'énergie (Eolienne, solaire, géothermique, hydraulique...) ce qui permet l'optimisation au maximum des systèmes de production d'électricité.

5.3.Le système autonome

Les systèmes autonomes sont utilisés plus particulièrement dans les zones isolées ou bien éloignés du réseau, pour assurer un bon fonctionnement indépendamment aux autres sources d'énergie. Ce type de système est classé selon l'utilisation ou non des techniques de stockage :

a. Système autonome avec stockage

Cette technique est la plus utilisée dans les systèmes autonomes, elle est basée sur l'utilisation des batteries qui stockent la production de l'énergie électrique générée par le générateur photovoltaïque durant la journée pour qu'elle soit utilisée pendant la nuit ou bien durant les jours non ensoleillés.

b. Système autonome sans stockage

Cette technique nécessite la présence du rayonnement solaire pour son fonctionnement, elle constitue un choix idéal pour les équipements qui fonctionnent en parallèle avec la présence du rayonnement solaire.

III. Générateurs photovoltaïques

Les cellules PV sont les éléments de base de tout système photovoltaïque. Un générateur ou module est formé de cellules photovoltaïques mises en série ou bien en parallèle selon le besoin en puissance tout en constituant le générateur photovoltaïque représenté dans la figure 1.3.

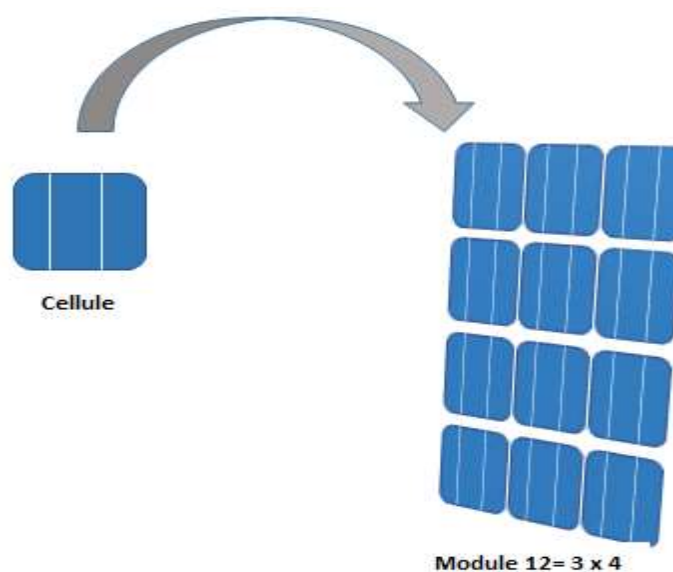


Figure 1.3: Construction d'un générateur photovoltaïque

En additionnant les cellules solaires en série, la tension du générateur qui en résulte augmente proportionnellement au nombre de cellules en série tout en gardant le même courant de la branche, si on rassemble les cellules en parallèle, dans ce cas la tension de la branche est la même et est égale à la tension de chaque cellule, par contre le courant augmente proportionnellement au nombre de cellules rassemblées en parallèle [26]. Soit I et V sont respectivement le courant et la tension aux bornes de la cellule PV, pour le générateur, la caractéristique I_{PV} (V_{PV}) est obtenue par les relations ci-après :

$$I_{PV} = N_P \cdot I \quad (1.1)$$

$$V_{PV} = N_S \cdot V \quad (1.2)$$

Avec :

N_P : est le nombre de modules en parallèles

N_S : le nombre de modules en séries.

1. Association de cellule en série et en parallèle

Pour bien illustrer l'association des cellules PV en série et en parallèle, ce paragraphe propose les caractéristiques résultantes de ce type de groupement.

1.1. Association en série

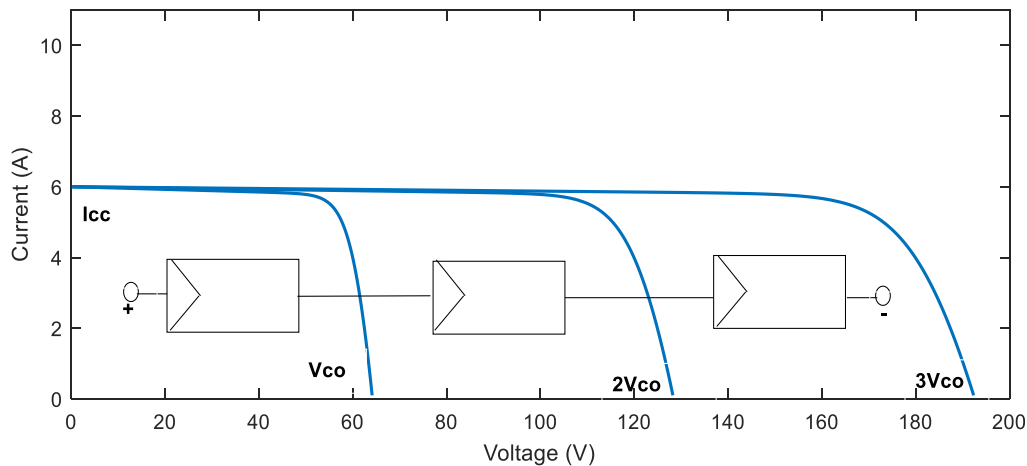


Figure 1.4 : Caractéristique résultante d'un groupement en série de N_s cellules identiques

Ce type de branchement permet d'obtenir une tension plus élevée parce que dans l'association en série, les cellules sont parcourues par le même courant, par contre la tension qui en résulte, c'est la somme des tensions de chaque cellule, ce qui est illustré dans la figure suivante

1.2. Association en parallèle

Pour les cellules en parallèle, c'est l'inverse à l'association en série, les cellules sont soumises à la même tension et le courant obtenu est l'addition des courants de chaque cellule.

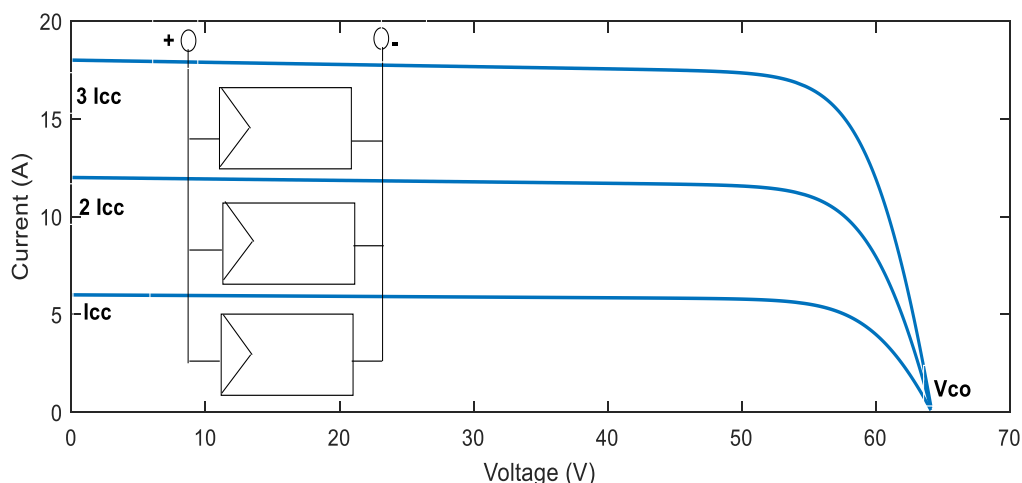


Figure 1.5 : Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de N_p cellules identiques

2. Paramètres principaux du générateur photovoltaïque

Généralement le générateur photovoltaïque est caractérisé par un ensemble de paramètres comme le montre les figures (1.5 et 1.7), dans ce paragraphe nous allons citer les principaux de ces paramètres :

- La tension de circuit ouvert V_{co} ;
- Le courant de court-circuit I_{cc} ;
- La tension au point de puissance maximale V_{mpp} ;
- Le courant au point de puissance maximale I_{mpp} ;

- La puissance maximale P_{mpp} qui est égale à $V_{mpp} \cdot I_{mpp}$.

La puissance maximale du générateur photovoltaïque est proportionnelle à la tension maximale et au courant maximal et ces deux derniers dépendent à leur tour des conditions météorologiques à savoir : la température et l'ensoleillement.

IV. Concept de la commande MPPT

Si on considère un panneau PV qui alimente une charge variable comme la montre la figure ci-dessous, chaque valeur de R donne naissance à un point de fonctionnement déterminé par les deux grandeurs V et I , l'ensemble de ces points de fonctionnement forment les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$.

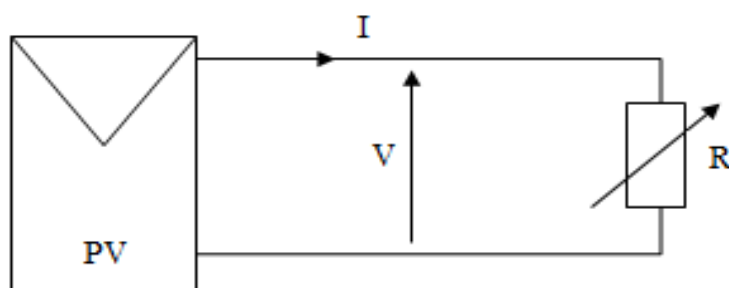


Figure 1.6: Panneau PV alimente une charge variable

L'allure de ces deux caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ est représentée dans la figure 1.7.

Nous remarquons d'après les graphes de la figure 1.7 qu'il existe un point de fonctionnement de puissance maximale nommé MPP, mais pour une résistance R donnée, ce point n'est pas obligatoirement maximal. Cependant, l'objectif est d'alimenter cette charge par une puissance maximale, ce qui nous pousse à faire adapter la valeur de cette charge à celle donnant la puissance maximale. Pour faire fonctionner le système photovoltaïque dans son régime optimum, nous avons ajouté un étage d'adaptation DC-DC qui relie le module photovoltaïque à la charge qu'il alimente.

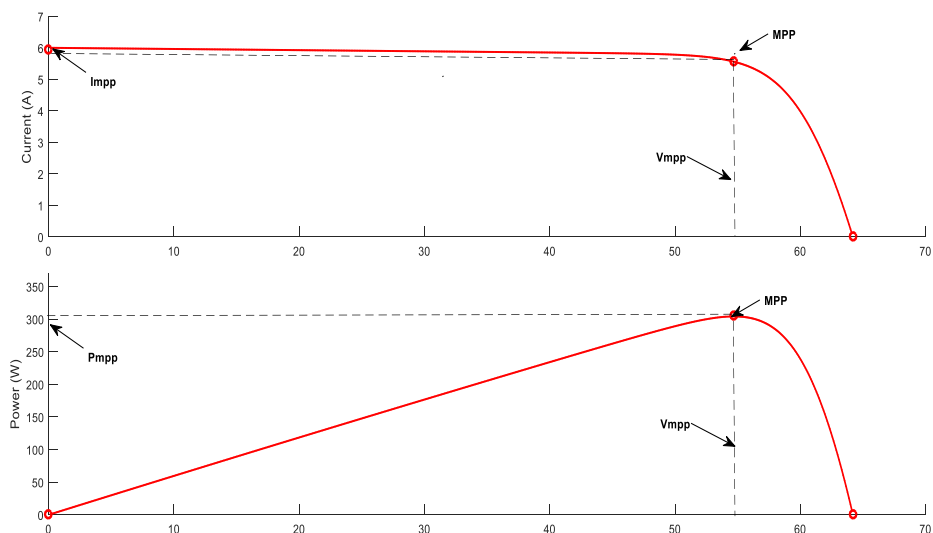


Figure 1.7 : Caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ du panneau photovoltaïque

Cet étage d'adaptation dispose d'une technique appelée 'MPPT (Maximum Power Point Technique)' [27]–[29], cette commande permet de rechercher le point de puissance maximale (MPP) du module photovoltaïque tout en agissant sur le convertisseur DC-DC utilisé (buck, boost, buck boost,...).

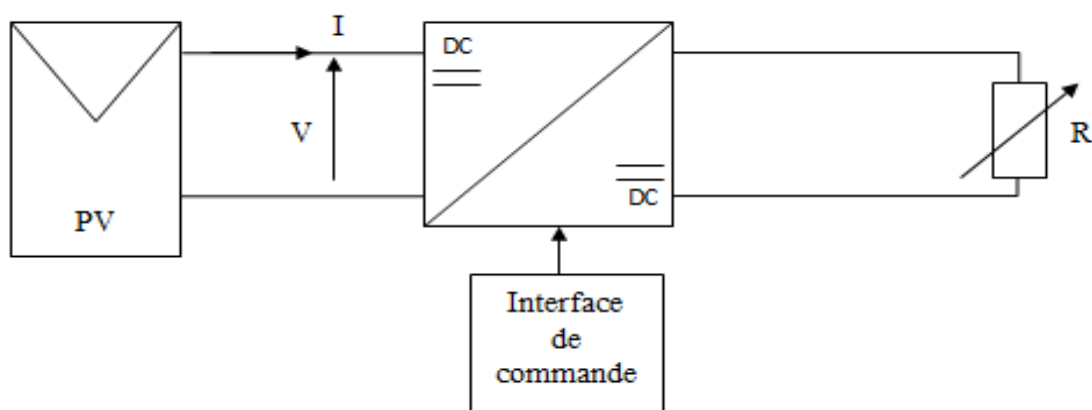


Figure 1.8: Système PV alimente une charge variable avec l'interface de commande

La commande MPPT consiste à faire varier le rapport cyclique du convertisseur statique pour extraire le maximum de puissance fourni par le système PV. Il existe plusieurs algorithmes qui

assurent ce concept MPPT, leur degré de complexité varie de l'un à l'autre, mais le principe de base consiste sur la variation du rapport cyclique en fonction des paramètres d'entrées à savoir la tension, le courant et les conditions météorologiques.

V. Convertisseurs statiques

Dans le but d'assurer une bonne connexion entre les différents composants du système photovoltaïque et le réseau électrique, nous avons recours à utiliser un ensemble d'équipements qui servent à adapter la tension continue fournie par les panneaux ou bien les batteries de stockage avec les besoins des récepteurs en tension (tension alternative, tension continue variable...) [30]. Ces équipements s'appellent les convertisseurs statiques.

Tout au long de cette étude, nous avons utilisé des convertisseurs DC-DC, des convertisseurs DC-AC et des convertisseurs bidirectionnels.

1. Convertisseur DC-DC

Le convertisseur DC-DC comme son nom l'indique, est un circuit électronique qui convertit une source de tension continue en une tension aussi continue mais avec une variation de son niveau de tension tout en l'augmentant ou bien la diminuant selon le besoin [31], [32]. Ces convertisseurs peuvent être de type abaisseur « Buck », élévateur de tension « Boost », ou bien abaisseur-élévateur « Buck-Boost ».

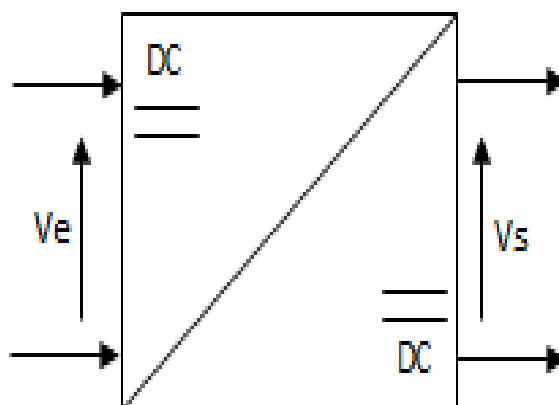


Figure 1.9: Schéma d'un convertisseur DC-DC

2. Convertisseur DC-AC

Pour qu'on puisse exploiter l'énergie photovoltaïque obtenue par les générateurs photovoltaïques, nous avons pensé à une connexion avec le réseau électrique pour assurer un échange d'énergie qui nous permet d'exploiter les sources énergétiques disponible dans la nature [33]. Mais pour ce faire, il faut accompagner la conversion DC-DC par un autre type de conversion DC-AC, qui nous permet d'obtenir des grandeurs alternatives qui assurent la connexion avec le reste de la chaîne photovoltaïque.

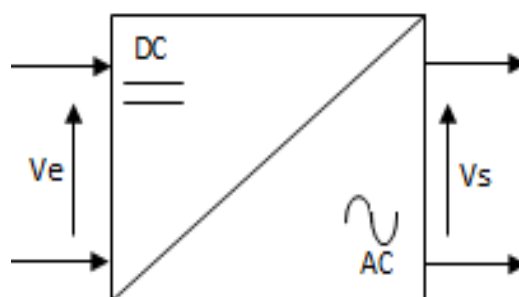


Figure 1.10: Schéma d'un convertisseur DC-AC

Le mécanisme qui nous garantit cette conversion est appelé 'onduleur' [34]. Donc, l'onduleur est un dispositif électronique qui transforme les grandeurs électriques (tension, courant...) du continu en alternatif. Ce dispositif sera traité en détail dans les chapitres qui suivent.

3. Convertisseur bidirectionnel

Puisque la production de l'énergie photovoltaïque dépend principalement de l'ensoleillement, nous avons pensé au stockage de l'énergie produite pendant les journées ensoleillées et non utilisée afin de l'exploiter pendant la nuit ou bien pendant les jours non ensoleillés. Par conséquent, parmi les axes de cette recherche, nous avons opté à stocker l'énergie fournie par les panneaux photovoltaïques afin de l'exploiter selon les besoins, pour ce faire, nous avons recours à utiliser des batteries de stockage contrôlées par des convertisseurs bidirectionnels qui constituent l'élément principal qui assure la charge et la décharge de la batterie.

VI. Stockage de l'énergie photovoltaïque

Comme nous avons déjà mentionné dans le paragraphe précédent, la production de l'énergie photovoltaïque est conditionnée par les conditions météorologiques, c'est parmi les raisons principales qui nous ont poussées à choisir le stockage d'énergie comme solution d'optimisation. Il existe plusieurs technologies de stockage qui vont être détaillées dans les chapitres qui suivent.

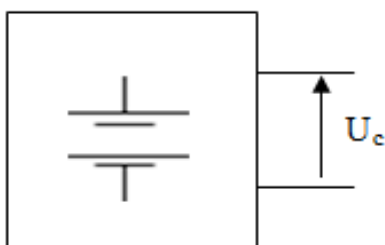


Figure 1.11: Schéma de la batterie

1. Les batteries

Dans notre cas, les batteries sont des technologies qui permettent de stocker l'énergie photovoltaïque et la restituer pendant les nuits ou bien les jours non-enseillés. Il existe plusieurs types de batterie, on peut citer à titre d'exemple [35] :

- La batterie plomb-acide (Pb-Acid),
- La batterie nickel cadmium (NiCd),
- La batterie sodium-chlorure de nickel (Na-NiCl₂),
- La batterie lithium-ion (Li-Ion),
- La batterie zinc-air (Zn-air).

2. Caractéristique générales des batteries

Les mécanismes de stockage destinés aux installations photovoltaïques doivent avoir les caractéristiques suivantes :

- La robustesse,
- Le bon rendement de charge et de décharge,
- La faible résistance interne,
- Le taux de décharge faible,
- La durée de vie assez importante,
- La grande réserve d'électrolyte.

Dans ce travail, on se focalise sur les batteries lithium-ion vue aux avantages qu'elles possèdent à savoir :

- Leur durée de vie importante : Avec la technologie lithium-ion, le taux d'autodécharge est très faible par rapport aux batteries plomb,
- Leur poids et taille : leur faible poids ainsi que leur petite taille facilitent l'utilisation de ce type de batterie et les rendent adaptée aux appareils électroniques destinés au grand public,
- Leur raccordement avec le réseau : les batteries lithium-ion sont particulièrement utilisés pour les applications énergétiques (photovoltaïque ou éolien), ceci est grâce à leur rendement proche de 100%, de plus, ces batteries délivrent toute leur capacité même à forts courant de décharge.

3. Principe de fonctionnement des batteries

Le principe de fonctionnement de tout générateur électrochimique est principalement basé sur la conversion de l'énergie chimique en une énergie photovoltaïque.

Toute réaction chimique, pourvue qu'elle soit spontanée, c'est-à-dire accompagnée d'une diminution d'énergie libre, est assez capable de donner naissance à un courant électrique lorsqu'elle a lieu dans des conditions appropriées. Pour cela, il faut que l'échange des électrons de valence s'effectue par le canal d'un circuit extérieur au système [36]. L'élément de base qui constitue ces batteries est le lithium ; c'est le métal le plus léger qui existe, et grâce à cette importante densité d'énergie et au potentiel électrochimique, les batteries lithium-ion sont de

plus en plus utilisées dans le secteur d'automobile, de l'industrie électronique et dans le domaine énergétique.

VII. Connexion du système photovoltaïque au réseau électrique

Plusieurs recherches dans cet axe sont dédiées aux systèmes PV connecté au réseau électrique [37], [38]. L'idée principale menée lors de ce travail de recherche consiste à connecter le générateur photovoltaïque au réseau électrique, et lorsque l'énergie électrique produite par le système PV est supérieure aux besoins du consommateur, le surplus de cette énergie peut être injecté dans le réseau selon la configuration suivante :

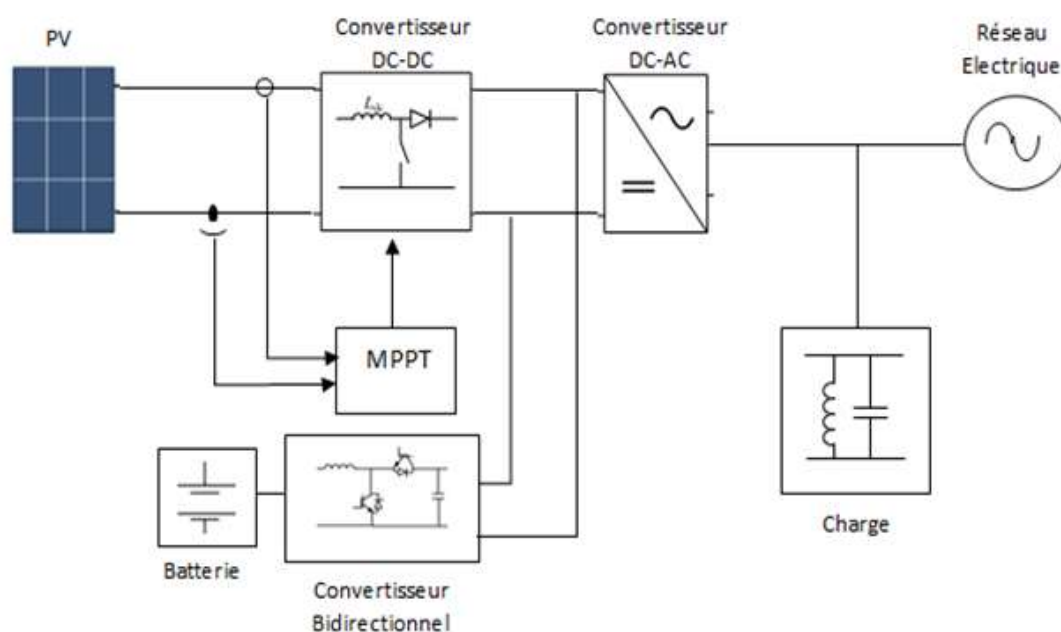


Figure 1.12 : Chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique

VIII. La configuration envisagée dans cette thèse

La configuration proposée dans ce travail de recherche repose sur un générateur photovoltaïque connecté au réseau électrique et en parallèle avec un système de stockage d'énergie afin de mieux exploiter la puissance fournie par le GPV. La figure 1.13 illustre la configuration

proposée ainsi que les techniques de contrôle effectuées pour assurer la connexion avec le réseau.

La typologie présentée dans cette figure se compose d'un générateur photovoltaïque, un convertisseur DC-DC, un convertisseur DC-AC, un filtre, une charge, un système de stockage par batterie, un réseau électrique et une interface de contrôle. Le détail de chacun de ces éléments est présenté dans le chapitre 2.

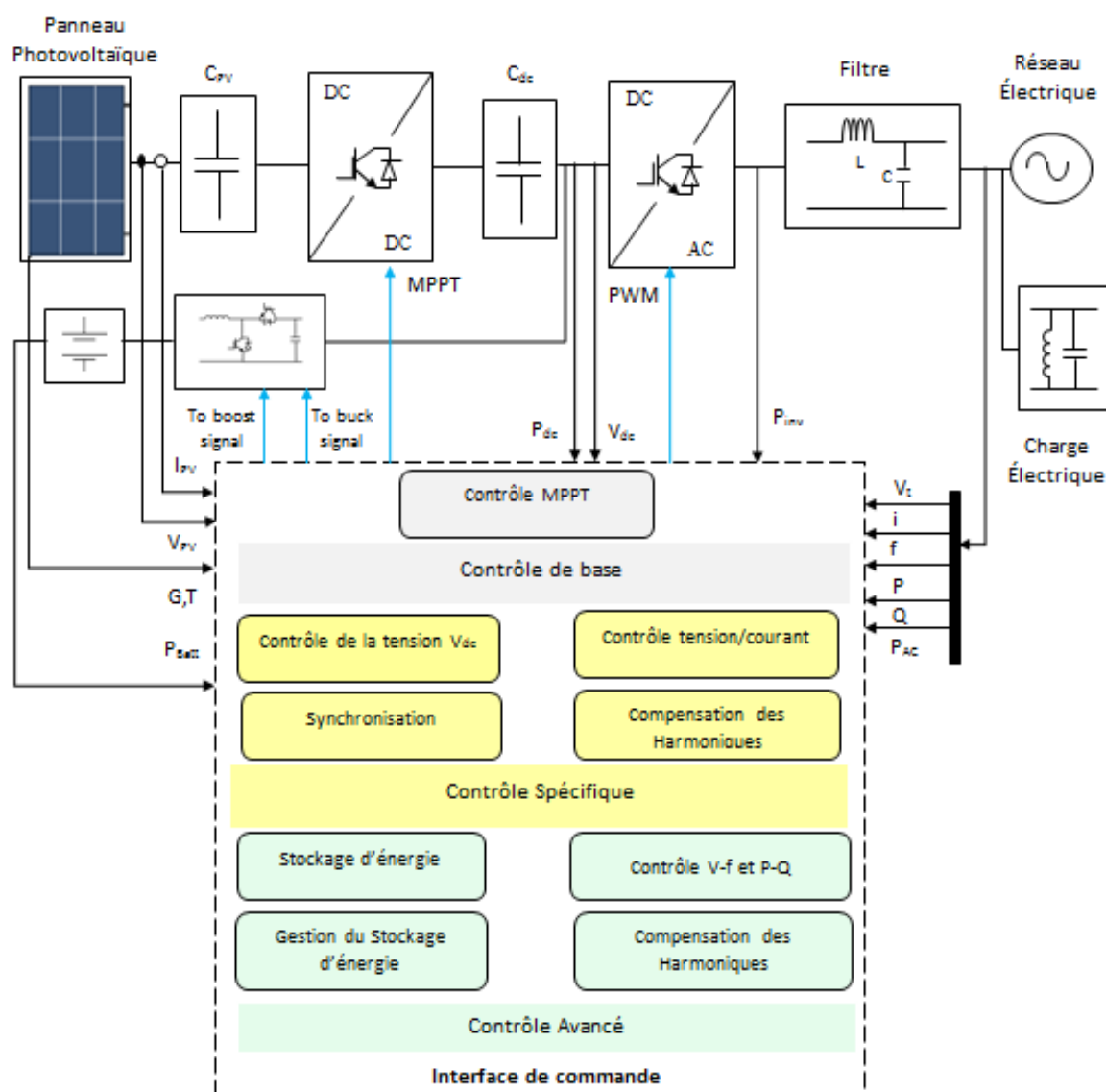


Figure 1.13 : Schéma de base de la combinaison entre le GPV, système de stockage et le réseau électrique

Nous envisageons à partir de la configuration proposée de permettre au système photovoltaïque d'alimenter le réseau électrique ou /et la charge (linéaire ou non linéaire) ; lorsque le GPV est exposé directement à l'irradiation pendant la journée, l'énergie produite par le système PV est transmise au réseau ou utilisée pour alimenter la charge. Pendant la nuit, la puissance nécessaire pour alimenter les charges est assurée soit par le réseau de distribution, soit par le système de stockage utilisé.

A cet effet, notre étude se base sur le développement des différents algorithmes de contrôle qui permettent de gérer l'énergie produite par les sources photovoltaïques connectées au réseau électrique.

L'interface de la commande proposée se focalise sur un ensemble de contrôle à savoir : le contrôle de la tension du bus continu, le contrôle de la tension et du courant injecté dans le réseau, le contrôle direct de la puissance active et réactive, la synchronisation avec le réseau, la réduction du taux des harmoniques ainsi que le contrôle et la gestion du stockage de l'énergie. Le détail de ces différents contrôles est présenté dans les chapitres 3, 4 et 5.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un aperçu global sur le concept photovoltaïque et les différentes technologies de cellule PV. Nous avons aussi donné une présentation générale de la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique avec un système de stockage d'énergie par batterie de type Li-ion.

Nous avons aussi cité l'ensemble des convertisseurs statiques utilisés tout au long de cette étude, et puis nous avons montré l'utilité de l'étage d'adaptation DC-DC commandé par la technique MPPT qui permet de poursuivre le point de puissance maximale de l'installation PV, ensuite nous avons présenté les différentes technologies de stockage utilisées pour restituer l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque afin de l'exploiter en fonction du besoin.

Dans ce qui suit, nous allons modéliser les différents composants de la chaîne étudiée dans ce travail, suivi d'une simulation du système global sous le logiciel Matlab/Simulink.

Chapitre - 2 :

Modélisation du Système de Conversion Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique

« Paradoxalement, c'est dans la croissance et le
Changement que se trouve la seule vraie
Sécurité » - Anne Morrow Lindberg

Sommaire

Introduction	28
I. Modélisation de la cellule PV	28
1. Circuit équivalent de la cellule PV	28
2. Présentation du modèle mathématique de la cellule PV	30
3. Caractéristiques électrique de la cellule photovoltaïque	31
4. Caractéristiques I(V) et P(V) de la cellule photovoltaïque.....	32
II. Modélisation du convertisseur DC-DC	37
1. Convertisseur Buck	37
2. Convertisseur Boost	40
3. Convertisseur Buck-Boost.....	42
III. Le principe de l'extraction du point de puissance maximale (MPPT)	43
1. La technique Incrémental Conductance (IncCond).....	43
2. La technique Hill Climbing.....	45
3. Les techniques d'intelligence artificielle.....	45
4. La technique Perturb and Observe (P&O).....	45

*Chapitre - 2 : Modélisation du Système de Conversion Photovoltaïque Connecté au Réseau
Electrique*

5.	Simulation du système PV par l'algorithme P&O	47
6.	Simulation de la chaîne photovoltaïque	48
IV.	Modélisation du convertisseur DC-AC	51
V.	Le système PV connecté au réseau électrique	56
1.	Modélisation de la ligne	57
2.	Modélisation du transformateur	57
3.	Modélisation de la charge.....	58
4.	Modélisation de la connexion de l'onduleur au réseau électrique dans le plan dq.....	59
VI.	Modélisation du système de stockage (BESS)	64
1.	Système de stockage d'énergie par batterie lithium-ion.....	64
2.	Convertisseur bidirectionnel.....	66
	Conclusion.....	68

Introduction

Au cours des dernières décennies, l'intégration des énergies renouvelables dans la production de l'électricité a évolué rapidement à l'échelle internationale et même à l'échelle nationale (la station Nour à titre d'exemple) et surtout avec la diminution des prix des panneaux solaire et l'augmentation du prix des énergies fossiles. De plus, cette énergie est non polluante, propre et respecte l'environnement, chose qui favorise son exploitation. Or, on peut distinguer deux types de systèmes photovoltaïques : les systèmes PV autonomes qui sont utilisés dans les sites isolés, où le générateur photovoltaïque fonctionne pendant le jour et stocke le surplus d'énergie pour le restituer pendant la nuit ; et les systèmes PV connectés au réseau électrique, qui consistent à installer un générateur photovoltaïque ainsi qu'un onduleur capable de transformer l'énergie fournie par le générateur et l'injecter dans le réseau électrique.

Nous présenterons dans ce deuxième chapitre, la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique avec un système de stockage d'énergie par batterie. Le chapitre débute par la modélisation de la cellule photovoltaïque en étudiant l'influence des conditions climatiques sur le fonctionnement du GPV. Puis, la modélisation des convertisseurs DC-DC et les différents algorithmes MPPT, parmi lesquels, la technique P&O que nous allons utiliser pour commander le convertisseur boost. Par la suite, l'étude du convertisseur DC-AC ainsi que les techniques de sa commande. Et finalement le chapitre se termine par la modélisation de la connexion du système PV au réseau électrique avec l'ajout d'un système de stockage par batterie.

I. Modélisation de la cellule PV

1. Circuit équivalent de la cellule PV

Après avoir expliqué le concept physique de la cellule PV dans le chapitre précédent, cette partie décrit la modélisation de la cellule PV ainsi que ses caractéristiques électriques.

Le circuit idéal équivalent de la cellule photovoltaïque illustré dans la figure 2.1 se compose d'un générateur idéal de courant modélisant le photo-courant i_{ph} et d'une diode pour représenter la jonction PN.

Le circuit idéal présenté ci-dessous ne prend pas en considération les pertes au sein du semi-conducteur.

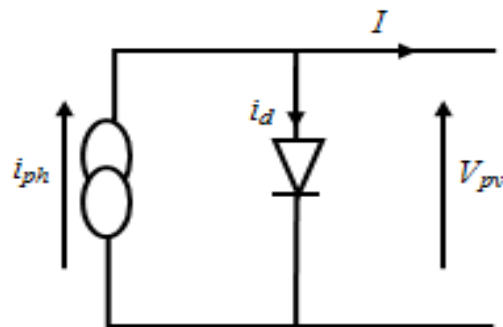


Figure 2.1 : Circuit idéal équivalent de la cellule solaire

Par contre, l'ensemble des expériences faites en utilisant ce circuit équivalent [39]–[41] montrent la présence des pertes par l'effet du semi-conducteur, ces pertes sont modélisées par une résistance en parallèle nommée R_p et une résistance série R_s qui schématise la résistance du semi-conducteur au déplacement des charges.

Par conséquent, la cellule photovoltaïque peut être illustrée par un schéma équivalent qui prend en considération la présence des différentes pertes que nous venons de citer en haut. Le circuit équivalent est représenté dans la figure (2.2) :

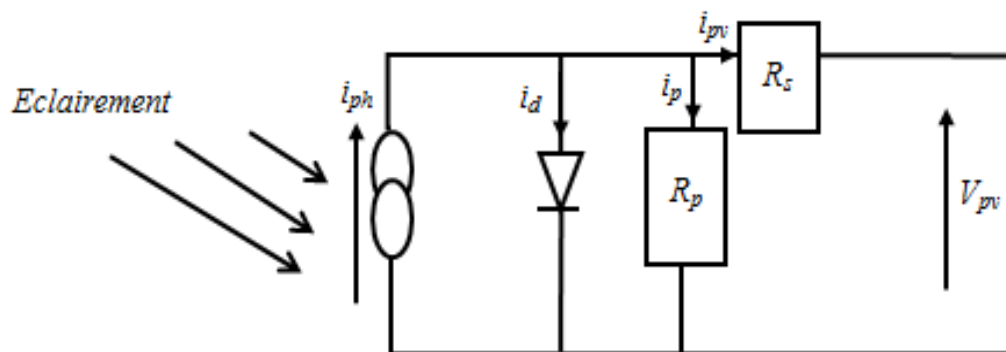


Figure 2.2 : Circuit équivalent de la cellule solaire

En plus du générateur du courant et de la diode, la cellule PV est composée alors de la résistance série (R_s) et de la résistance en parallèle ou shunt (R_p) [42] qui sont décrites ci-après :

- La résistance série est la résistance interne de la cellule, elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de leur résistivité ;
- La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction P-N et de sa manière de fabrication.

Ces résistances tiennent compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule et auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile.

2. Présentation du modèle mathématique de la cellule PV

En appliquant la loi des nœuds sur le circuit équivalent représenté dans la figure (2.2), nous pouvons extraire les relations suivantes :

$$i_{ph} = i_d + i_p + i_{pv} \quad (2.1)$$

Le courant de jonction i_d est donné par la relation suivante [43]:

$$i_d = I_0 \left[e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{nkT}} - 1 \right] \quad (2.2)$$

Le courant dans la résistance R_p sera exprimé de la manière suivante :

$$i_p = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (2.3)$$

A partir de l'équation (2.1), on obtient l'expression du courant i_{pv} :

$$i_{pv} = i_{ph} - i_d - i_p \quad (2.4)$$

En remplaçant les deux termes des courants i_d et i_p dans l'équation 2.4, l'équation caractéristique du courant deviendra :

$$i_{pv} = i_{ph} - I_0 \left[e^{q \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_S}{nkT} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_S}{R_p} \quad (2.5)$$

On suppose que la résistance parallèle est infinie ($R_p = \infty$) l'équation (2.5) devienne [44], [45]:

$$i_{pv} = i_{ph} - I_0 \left[e^{q \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_S}{nkT} \right)} - 1 \right] \quad (2.6)$$

D'après l'équation 2.6, le courant i_{pv} dépend de la température T, de la tension et du courant du panneau photovoltaïque (V_{pv} , I_{pv}) et du photo-courant i_{ph} .

3. Caractéristiques électriques de la cellule photovoltaïque

La modélisation de la cellule photovoltaïque dans le logiciel d'étude nécessite le calcul du courant de court-circuit I_{cc} et de la tension de circuit ouvert V_{C0} :

- Courant de court-circuit

On désigne par le courant de court-circuit, le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Donc, si on annule la tension V_{pv} dans l'équation (2.5), on obtient :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left(e^{q \left(\frac{R_S I_{cc}}{nkT} \right)} - 1 \right) - \frac{I_{cc} R_S}{R_p} \quad (2.7)$$

Dans le cas idéal (R_S est nulle et R_p est infinie), le courant de court-circuit se confond avec le photo-courant I_{ph}

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme

$I_0 \left(e^{q \left(\frac{R_S I_{cc}}{nkT} \right)} - 1 \right)$ devant I_{ph} .

L'expression approchée du courant de court-circuit est alors : $I_{cc} = \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_s}{R_p}}$

- Tension de circuit ouvert

La tension V_{CO} est généralement la tension maximale du générateur photovoltaïque, c'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul.

On annule le courant I_{pv} dans l'équation (2.5), on obtient :

$$0 = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q(V_{CO})}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V_{CO}}{R_p} \quad (2.8)$$

Dans le cas idéal, R_p est infinie, donc l'expression de la tension du circuit ouvert V_{CO} devient :

$$V_{CO} = \left(\frac{nkT}{q} \right) * \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad (2.9)$$

4. Caractéristiques I(V) et P(V) de la cellule photovoltaïque

Les Caractéristiques I(V) et P(V) de la cellule photovoltaïque dépendent des conditions météorologiques, à savoir : la température et le rayonnement solaire. La conversion de l'énergie solaire photovoltaïque en électricité dépend de l'éclairement. Dans le modèle de la cellule photovoltaïque, donné par l'équation 2.5, apparaît le terme du photo-courant i_{ph} . Ce dernier dépend de l'éclairement et de la température de la cellule PV selon l'équation 2.10 [46], ce qui montre que lors d'une absorption importante des rayons lumineux, l'intensité des photo-courants délivrée par une cellule PV augmente, par conséquence, la puissance à la sortie de la cellule augmente avec l'augmentation de l'éclairement.

$$i_{ph} = (I_{SC} + K_i(T - T_n)) \frac{G}{G_n} \quad (2.10)$$

Avec :

$K_i = 0.0017 A/^\circ C$: Le coefficient du courant de court-circuit par température ;

I_{SC} : Le courant de court-circuit de la cellule PV à $25^\circ C$;

G : L'éclairement en W/m^2 (G_n : l'éclairement nominal égale à $1000 W/m^2$)

De même, l'équation 2.11 montre aussi la relation entre le courant de saturation de la diode I_0 et la température. La cellule PV étant exposée aux rayons lumineux s'échauffe par l'absorption d'une partie de ces rayons ce qui augmente sa température. L'augmentation de cette température diminue le rendement de la conversion énergétique de la cellule. Par conséquent la variation de la température a un effet sur le courant de court-circuit I_{SC} exprimé par l'équation 2.10 et un autre effet sur le courant de saturation de la diode I_0 donné par l'équation 2.11 [56] :

$$I_0(T) = I_0 \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 \exp \left(\left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \frac{E_g}{N V_t} \right) \quad (2.11)$$

Avec :

$T_n = 273K$.

I_0 : Le courant de saturation inverse du panneau PV ;

E_g : L'énergie de la bande interdite du semi-conducteur égale à 1.12 eV ;

V_t : La tension thermique de la diode à la température ambiante.

Compte tenu de ce qui précède, et afin de montrer l'influence de ces conditions sur le fonctionnement du panneau photovoltaïque, nous avons utilisé un module PV de 96 cellules, ayant les paramètres détaillés en annexe A avec une irradiation de $1000W/m^2$ et une température stable de $25C^\circ$:

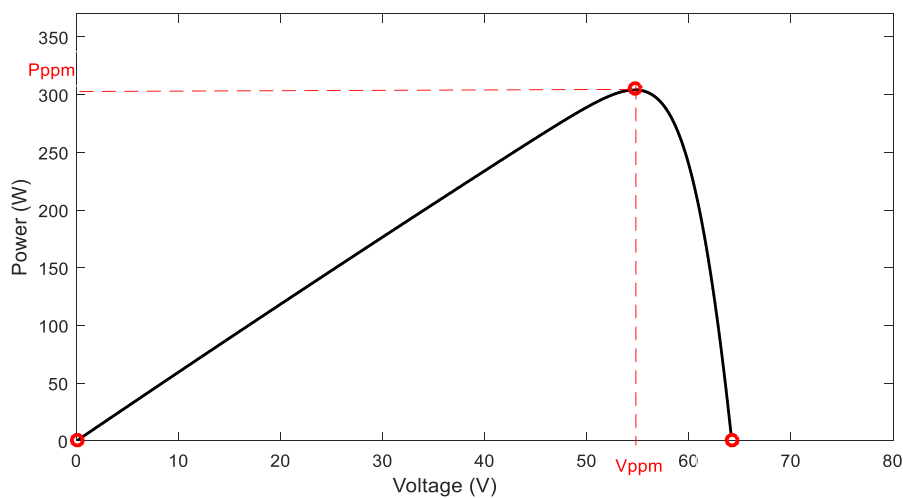


Figure 2.3 : Caractéristique $P_{pv}=f(V_{pv})$ dans les conditions : $G=1000w/m^2$, $T=25^\circ C$

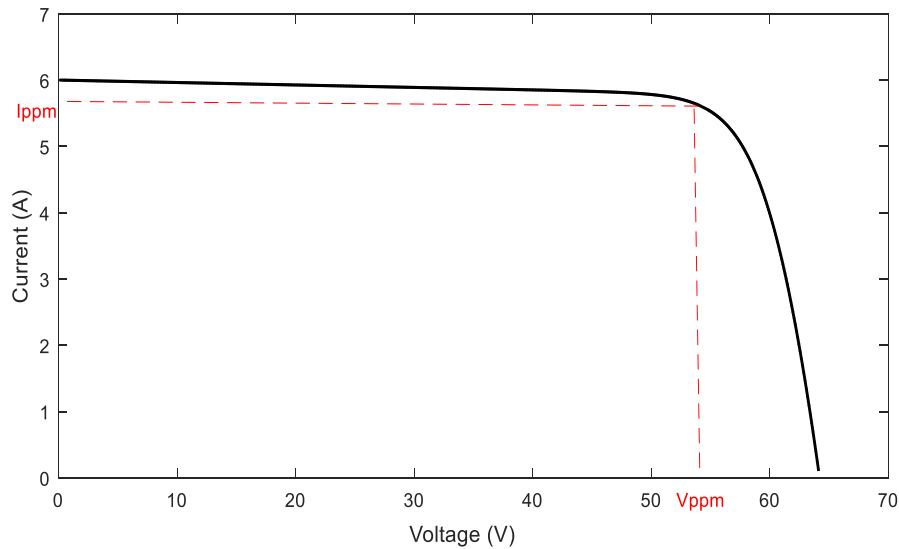


Figure 2.4 : Caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$ dans les conditions : $G=1000\text{w/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$

D'après la simulation, nous constatons que les valeurs obtenues des paramètres I_{cc} , I_{ppm} , V_{co} , V_{ppm} ainsi que la valeur du P_{ppm} correspondent exactement aux caractéristiques du module photovoltaïque étudié.

Dans ce qui reste, nous allons étudier l'influence des conditions météorologiques sur le fonctionnement des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ de la cellule PV.

4.1. Influence de la température sur les caractéristiques du GPV

L'effet de la température sur le fonctionnement du GPV est étudié par une fixation de la valeur de l'éclairement sur 1000W/m^2 , et par variation de la température sur la plage (0°C , 75°C) avec un pas de 25°C .

Les résultats de cette simulation sont illustrés dans la figure 2.5 :

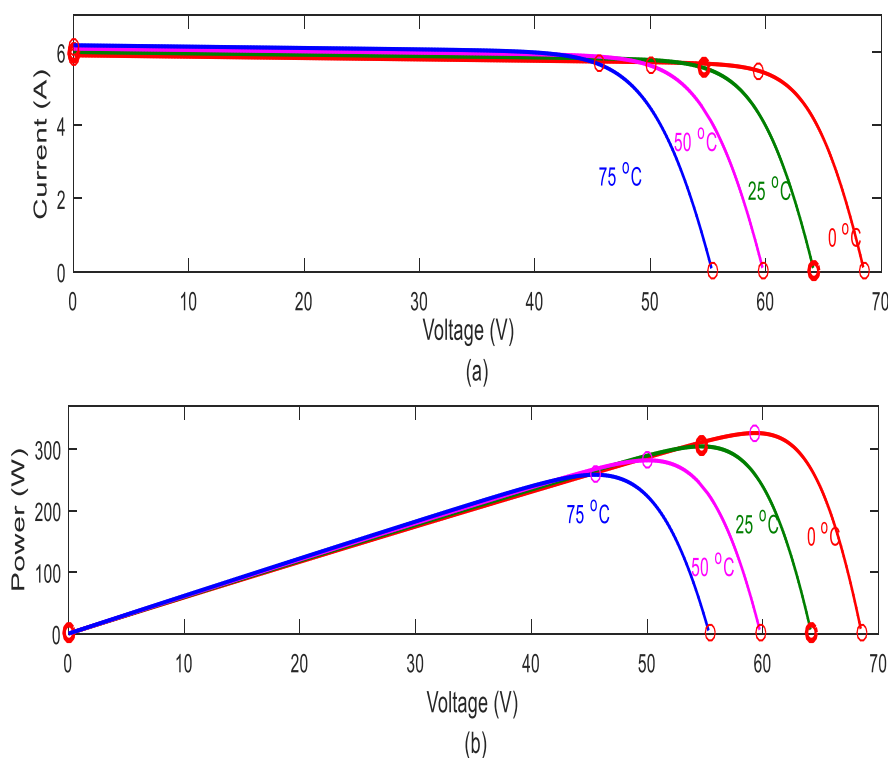


Figure 2.5: la caractéristique I-V, (b) : la caractéristique P-V du module photovoltaïque (effet température)

- La figure 2.5.a montre que la tension de circuit ouvert augmente au fur et à mesure que la température diminue, par contre le courant reste pratiquement le même, ce qui signifie que la température a un effet important sur la tension et un effet négligeable sur le courant de court-circuit de la cellule ;
- La figure 2.5.b indique que la diminution de la température implique l'augmentation de la tension et la puissance en même temps.

4.2. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques du GPV

Pour illustrer l'effet de l'éclairement sur les caractéristiques du GPV, nous appliquons également une température fixe de 25°C et nous faisons varier la valeur de l'éclairement entre 200W/m² et 1000W/m², avec un échelon de 200W/m². Le résultat de cette simulation est représenté dans la figure 2.6 :

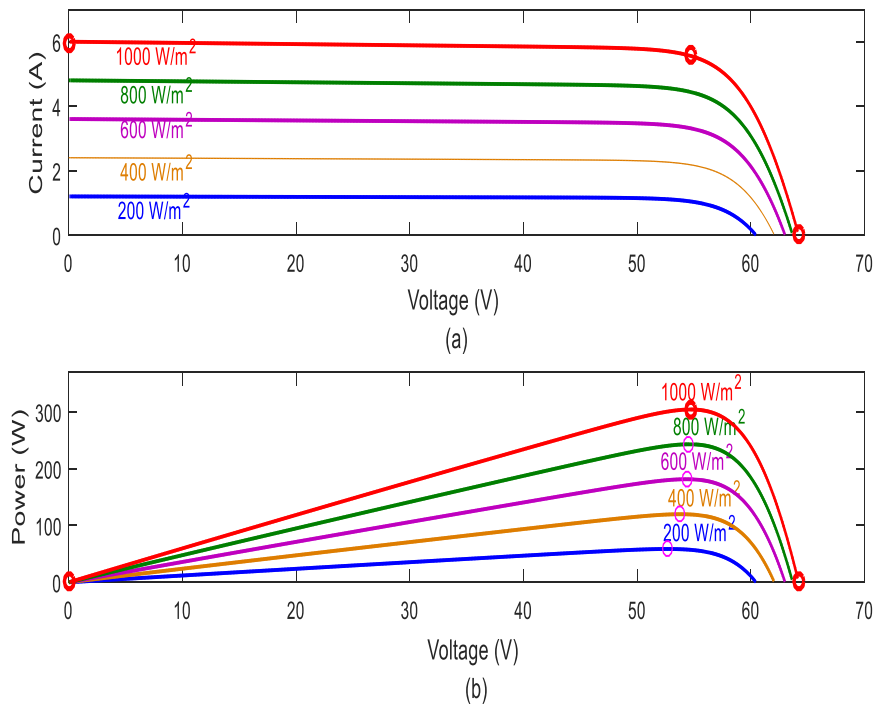


Figure 2.6: la caractéristique I-V, (b) : la caractéristique P-V du module photovoltaïque (effet éclairement)

- La figure 2.6.a montre l'influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V). L'augmentation de l'éclairement correspond à une variation importante du courant, et une légère variation de la tension ;
- La figure 2.6.b montre qu'avec une température constante, la puissance subit une variation importante au fur et à mesure que l'éclairement augmente, contre une variation minimale de la tension.

Pour conclure, le courant et la puissance de la cellule photovoltaïque sont pratiquement proportionnel au flux lumineux (E), par contre la tension (V) aux bornes de la jonction P-N de la cellule, varie légèrement avec la variation de l'éclairement et les points de puissance maximale se situent presque à la même tension. De plus, l'impact de la température sur les deux grandeurs tension et puissance est très remarquable, par contre il est négligeable sur le courant de la cellule.

II. Modélisation du convertisseur DC-DC

Le convertisseur DC-DC est généralement un hacheur utilisé pour alimenter une charge en courant DC avec la puissance maximale du système PV. Le schéma de principe du système étudié est illustré dans la figure 2.7, il contient un générateur PV, un hacheur, un contrôleur MPPT, une charge et un condensateur 'C' qui a pour fonction de filtrer les fluctuations de la tension à la sortie du PV et en même temps de stabiliser la tension au moment d'alimentation de la charge électrique.

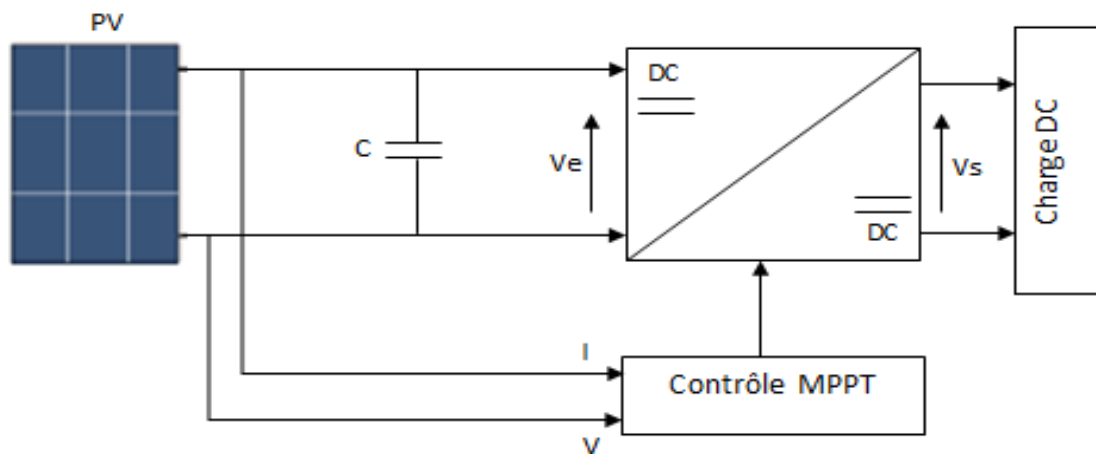


Figure 2.7 : Système PV avec convertisseur DC-DC et commande MPPT

Ces convertisseurs peuvent être de type abaisseur de tension « Buck », élévateur de tension « Boost », ou bien abaisseur-élévateur « Buck-Boost ».

1. Convertisseur Buck

Le convertisseur Buck joue le rôle d'abaisseur de tension tout en convertissant une tension continue en une tension continue mais avec un rapport de conversion inférieur à 1 [47], [48]. La figure 2.8 représente le schéma électrique de ce type de convertisseur dont les composants principaux sont la diode 'D', l'inductance 'L', la capacité 'C' et le commutateur 'K'.

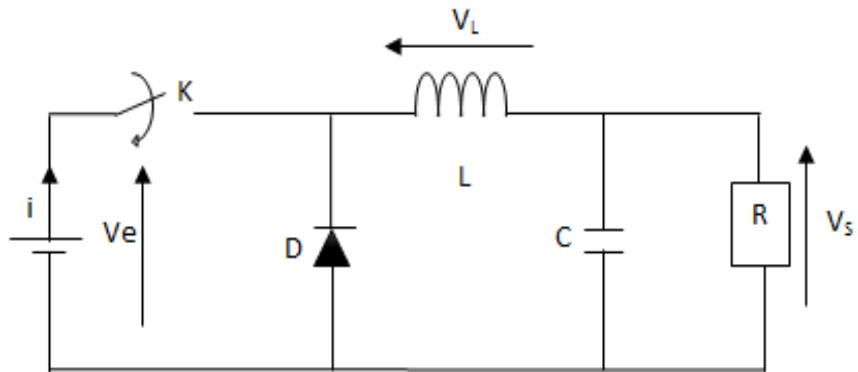


Figure 2.8 : Schéma électrique du convertisseur Buck

Le convertisseur Buck fonctionne selon deux régimes de fonctionnement, présentés dans la figure 2.9, tout dépend de l'état du commutateur K. L'interrupteur 'K' se ferme et s'ouvre pendant une période T de commutation. Supposant qu'il est fermé pendant l'intervalle $[0, \alpha T]$, à ce moment-là, la diode est bloquée et la source fournit de l'énergie à l'inductance L, la tension de sortie s'écrit de la manière suivante :

$$V_S = V_e - V_L \quad (2.12)$$

Lorsque l'interrupteur est ouvert pendant l'intervalle $[\alpha T, T]$, la diode est passante pour assurer la décharge de l'inductance et la continuité du courant, donc la tension de sortie est :

$$V_S = -V_L \quad (2.13)$$

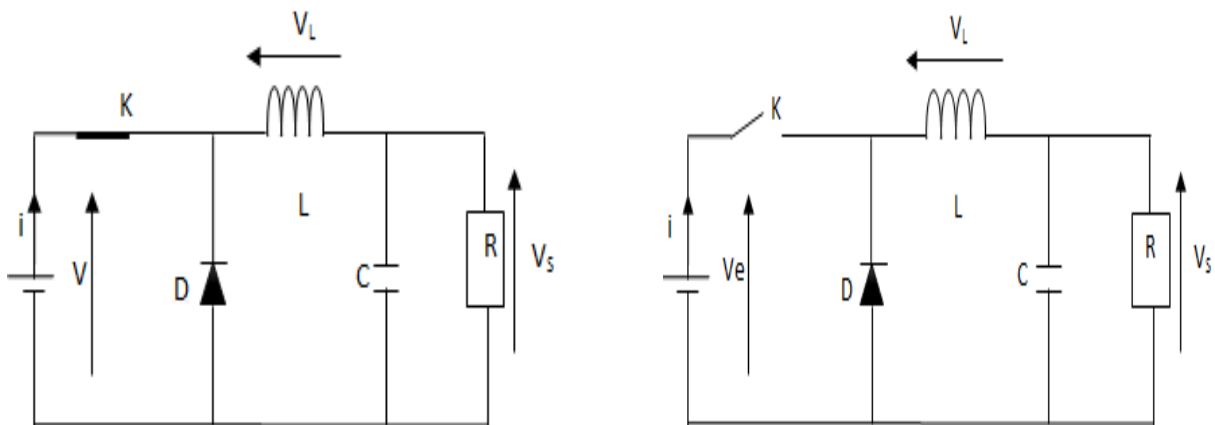


Figure 2.9 : Les deux modes de fonctionnement du convertisseur Buck

En se basant sur les deux expressions de la tension de sortie dans les deux régimes de fonctionnement et en introduisant un nouveau paramètre x qui représente l'état de l'interrupteur K (ouvert, $x=0$ fermé, $x=1$). Par la suite, l'expression de la tension aux bornes de la bobine s'écrit de la façon suivante :

$$V_L = xV_e - V_s \quad (2.14)$$

En appliquant la loi d'ohm aux bornes de la bobine, on obtient :

$$V_L = L \frac{di_L}{dt} \quad (2.15)$$

La variation du courant entre les deux instants t_1 et t_2 est la suivante :

$$\Delta i_L = \int_{t_1}^{t_2} di_L = \int_{t_1}^{t_2} \frac{V_L}{L} dt = \frac{V_L(t_2 - t_1)}{L} \quad (2.16)$$

Lorsque l'interrupteur est fermé ($V_L = V_e - V_s$, $t_1=0$ et $t_2=\alpha T$), cette variation est :

$$\Delta i_{L,On} = \frac{(V_e - V_s)\alpha T}{L} \quad (2.17)$$

Et lorsque l'interrupteur est ouvert ($V_L = -V_s$, $t_1= \alpha T$ et $t_2= T$) la variation du courant est :

$$\Delta i_{L,Off} = -\frac{V_s(1-\alpha)T}{L} \quad (2.18)$$

Puisque le convertisseur ne stocke pas de l'énergie, la variation de l'énergie est nulle durant la période $[0, \alpha T]$, par conséquent, on peut écrire la relation suivante :

$$\Delta i_{L,On} + \Delta i_{L,Off} = 0 \quad (2.19)$$

Donc :

$$\frac{(V_e - V_s)\alpha T}{L} - \frac{V_s(1-\alpha)T}{L} = 0 \quad (2.20)$$

Par conséquent, la tension de sortie du convertisseur est exprimée dans l'équation 2.21, et puisque α est inférieur à 1, l'équation montre qu'il s'agit bien d'un convertisseur abaisseur.

$$V_s = \alpha V_e \quad (2.21)$$

2. Convertisseur Boost

Le convertisseur Boost est un convertisseur élévateur qui permet de varier la tension d'entrée continue en une tension de sortie continue mais avec un rapport de conversion supérieur à 1. Il est généralement utilisé lorsque les besoins de la charge en termes de tension sont plus grands devant ceux de la source [49].

Le schéma électrique du convertisseur Boost est représenté dans la figure suivante (Figure 2.10), il contient une inductance 'L' qui permet de lisser le courant, une diode 'D' qui assure la protection de l'interrupteur 'K' et l'isolation entre l'entrée et la sortie, et la capacité 'C' qui limite les ondulations de tension en sortie et la charge (R).

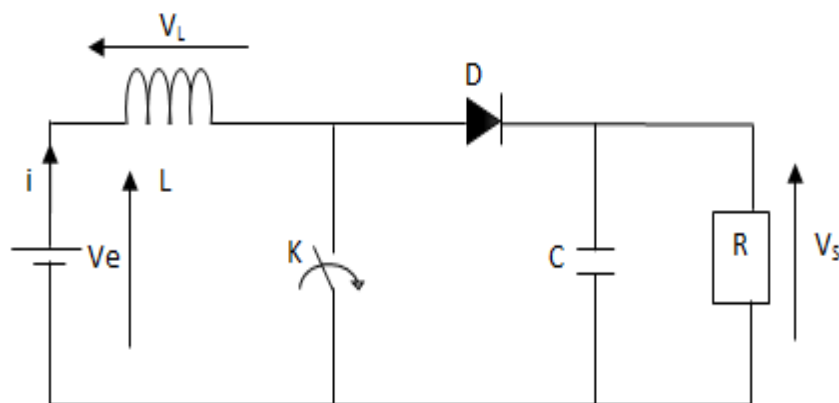


Figure 2.10: Schéma électrique du convertisseur Boost

Lorsque l'interrupteur K est fermé, la source d'entrée (V_e) charge l'inductance L , le courant i augmente progressivement, l'énergie se stocke sous forme d'énergie magnétique et la diode D est polarisée en inverse pour assurer une isolation entre l'entrée et la sortie du convertisseur (la

charge est alors déconnectée de l'alimentation). Quand l'interrupteur K s'ouvre, le courant traversant l'inductance passe ensuite à la diode D, au condensateur C et à la charge R, il en résulte un transfert de l'énergie accumulée dans l'inductance vers la charge.

En résonant de la même manière que dans le cas du convertisseur buck, on désigne par x l'état de l'interrupteur K (ouvert $x=0$ et fermé $x=1$) et T la période de commutation. Par la suite, l'expression de la tension aux bornes de la bobine s'écrit de la façon suivante :

$$V_L = Ve - xV_S \quad (2.22)$$

On peut ainsi calculer l'expression $\langle V_L \rangle$, la valeur moyenne de V_L entre les deux instants t_1 et t_2 :

$$\langle V_L \rangle = \frac{1}{T} \int_0^{t_2} U_L(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^{t_1} V_e dt + \frac{1}{T} \int_{t_1}^{t_2} (V_e - V_S) dt \quad (2.23)$$

Par la suite, l'interrupteur est ouvert pendant la durée d'intervalle αT , et fermé pendant $(1-\alpha) T$, ce qui nous permet d'écrire :

$$\langle V_L \rangle = \alpha V_e + (1-\alpha)(V_e - V_S) = V_S(\alpha - 1) + V_e \quad (2.24)$$

En régime permanent, la tension moyenne aux bornes de l'inductance L est nulle. Par conséquent :

$$V_S = \frac{V_e}{1-\alpha} \quad (2.25)$$

Par conséquent :

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{1-\alpha} \quad (2.26)$$

Nous constatons que le rapport entre la tension d'entrée et de la sortie est supérieur à 1 ce qui montre que la nature de notre convertisseur est élévatrice.

3. Convertisseur Buck-Boost

Le convertisseur Buck-Boost est un autre type d'alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une tension continue avec un rapport de conversion supérieur ou inférieur à 1, et ce selon la demande en tension et en polarité [50].

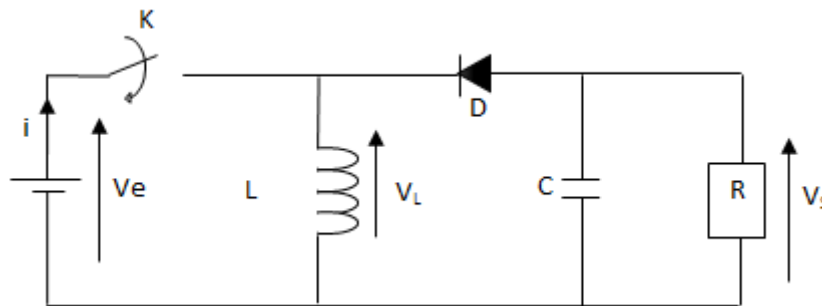


Figure 2.11 : Schéma électrique du convertisseur Buck-Boost

La tension obtenue au niveau de la sortie a un signe opposé à celle de l'entrée, le principe de fonctionnement du convertisseur réagit en fonction de l'état de l'interrupteur K, lorsqu'il est fermé, le courant augmente au niveau de l'inductance et par la suite l'énergie est stockée dans cette dernière et quand il est ouvert, la tension à travers l'inductance 'L' est renversée, et l'énergie stockée dans la bobine se transfère via la diode 'D' vers l'élément récepteur.

La tension V_L dépend de la phase de fonctionnement du convertisseur selon les commutations suivantes :

- Pendant αT , $V_L = V_e$
- Pendant $(1-\alpha) T$, $V_L = -V_s$

Ainsi, on peut calculer l'expression de la valeur moyenne $\langle V_L \rangle$ de la tension aux bornes de l'inductance :

$$\langle V_L \rangle = \frac{1}{T} \int_0^{t_2} V_L(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^{t_1} V_e dt + \frac{1}{T} \int_{t_1}^{t_2} -V_s dt \quad (2.27)$$

Par la suite :

$$\langle V_L \rangle = \alpha V_e - (1 - \alpha) V_s \quad (2.28)$$

En régime permanent, la tension moyenne aux bornes de l'inductance L est nulle. Par conséquent l'expression de la tension de sortie en fonction de la tension d'entrée est décrite dans l'équation 2.29, ce qui explique la nature (élevateur-abaisseur) de ce type convertisseur :

$$V_s = \frac{\alpha}{1 - \alpha} V_e \quad (2.29)$$

III. Principe de l'extraction du point de puissance maximale (MPPT)

Dans le paragraphe précédent, la simulation a montré que la variation de la température ainsi que l'éclairement influence sur la production de puissance photovoltaïque, par conséquent, le point de puissance maximale de la caractéristique P(V) varie au fur et à mesure que les conditions climatiques changent et pour faire fonctionner le système photovoltaïque dans son régime le plus optimum, il doit être muni d'un étage d'adaptation DC-DC qui relie le module photovoltaïque à la charge alimentée. Cet étage d'adaptation dispose d'une technique appelée MPPT (Maximum Power Point Technique, en anglais)[51], [52], cette commande permet de rechercher le point de puissance maximale (MPP) du module photovoltaïque.

Pour réaliser ce concept MPPT, nous avons fait une recherche sur les différents algorithmes MPPT existants en les regroupant selon leur principe de fonctionnement. Les méthodes les plus communément utilisées sont : l'incrémental de conductance (IncCond), Hill Climbing, Perturb & Observe (P&O) et l'intelligence artificielle (réseaux de neurones, logique floue, ...). Dans ce paragraphe, nous allons présenter un résumé sur le principe de fonctionnement de chacune de ces méthodes.

1. La technique Incrémental Conductance (IncCond)

La méthode de contrôle appelée Incrémental de conductance [53], [54] est basée sur l'évaluation de la conductance ($G=I/V$) et sa variation qui est définie par le rapport ($dG=dI/dV$),

en comparant les deux grandeurs G et dG , nous allons chercher le point de puissance maximum du générateur photovoltaïque.

L'équation de la pente de la courbe $P(V)$ est la suivante :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \approx I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (2.30)$$

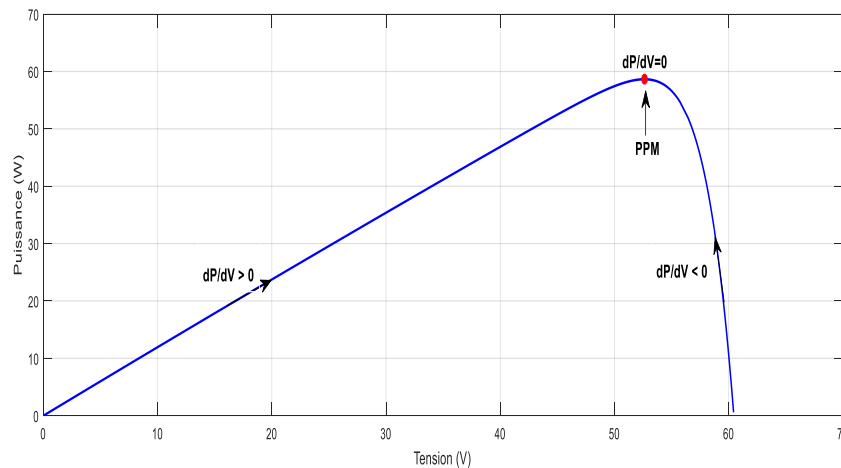


Figure 2.12 : PPM par la méthode incrémentation de la conductance

En analysant le comportement de l'équation 2.30 et en se basant sur le graphe de la figure 2.12, nous obtiendrons les résultats suivants :

- $\frac{dP}{dV} = 0 \Leftrightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$, le point de fonctionnement est sur le point PPM ;
- $\frac{dP}{dV} > 0 \Leftrightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM ;
- $\frac{dP}{dV} < 0 \Leftrightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$, le point de fonctionnement est à droite du PPM.

En comparant la conductance et sa variation on constate que si le rapport $\frac{\Delta I}{\Delta V}$ est égale à $-\frac{I}{V}$, donc ce cas, on est sur le point de puissance maximale, et si le point de fonctionnement est à droite du PPM on diminue la tension pour s'approcher de ce dernier et vice-versa.

La technique d'incrémentation de la conductance représente plusieurs avantages, en effet : elle permet d'atteindre le point de puissance maximale sans oscillation et elle présente plus de

performance en cas du changement des conditions météorologiques. Cependant, cet algorithme s'avère plus complexe au niveau de son implémentation.

2. La technique Hill Climbing

Le principe de fonctionnement de la technique Hill Climbing [55], consiste à faire monter le point de fonctionnement tout au long de la caractéristique du générateur PV. La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint. Cette méthode est basée sur la relation entre la puissance du panneau et la valeur du rapport cyclique appliqué au convertisseur statique, elle perturbe le rapport cyclique dans le sens qui augmente la puissance et mathématiquement, le PPM est atteint lorsque dP_{pv}/dD est forcé à zéro par la commande. Cette technique permet d'atteindre le PPM sans introduire trop d'oscillation, il est de même facile à mettre en œuvre. Cependant, il génère des perturbations autour du PPM au moment du changement des conditions climatiques.

3. Les techniques d'intelligence artificielle

Les techniques de l'intelligence artificielle [56], [57] sont devenues de plus en plus utilisées, car elles ont la possibilité de résoudre des problèmes plus complexes, elles peuvent traiter la non linéarité des systèmes étudiés, elles fonctionnent autant qu'une boîte noire qui n'exige pas assez d'informations sur le fonctionnement du système ni de grandes précisions sur les valeurs d'entrée.

4. La technique Perturb and Observe (P&O)

Le principe de cette technique P&O consiste à perturber la tension V_{PV} du panneau PV d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'étudier par la suite le comportement de la puissance P_{PV} qui en résulte. Par conséquent, si la puissance P_{PV} augmente suite à la perturbation de tension, dans ce cas, la perturbation reste toujours maintenue. Dans le cas opposé, la perturbation de la tension doit être négative pour décrocher le PPM.

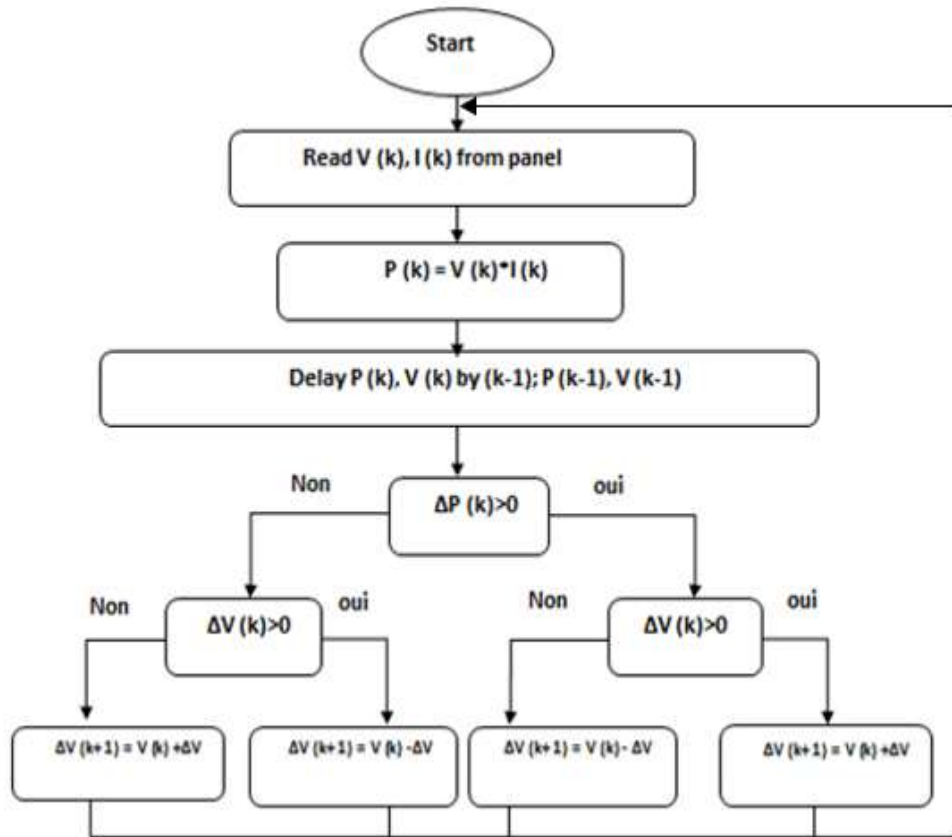


Figure 2.13: Organigramme de l'algorithme MPPT de la perturbation & observation

Cet algorithme engendre un certain dépassement au niveau du PPM au moment du changement brusque des conditions climatiques, de même, il présente des oscillations autour de son point de fonctionnement maximale et il est soit rapide soit précis, il ne peut pas assurer les deux performances en même temps. Par contre, il a moins de paramètre à mesurer et il est assez simple pour être réalisé, chose qu'il le rend l'algorithme le plus utilisé pour le contrôle MPPT. Dans notre travail, nous avons choisi cette technique Perturbe & Observe pour ses avantages précités. La figure 2.13 décrit l'organigramme de cet algorithme tel qu'il doit être implémenté dans le microprocesseur du contrôle.

Dans un premier temps, la tension et le courant V et I sont mesurés pour calculer la puissance de sortie P . Après, la tension de fonctionnement du générateur PV est perturbée par une petite perturbation ΔV et ensuite le changement de la puissance (ΔP) est mesuré. Si $\Delta P > 0$ et $\Delta V > 0$,

le point de fonctionnement converge au point PPM, donc la prochaine perturbation sera positive. Dans le cas contraire, si $\Delta P > 0$ et $\Delta V < 0$, la prochaine perturbation doit être négative. Sinon, si, $\Delta P < 0$ et $\Delta V < 0$, le PPM tend à converger, donc la perturbation doit être incrémentée de manière positive, contrairement si $\Delta P < 0$ et $\Delta V > 0$, l'algorithme s'éloigne du PPM et la perturbation sera négative [58]–[61].

Avec cet algorithme, la tension de fonctionnement V est perturbée à chaque cycle de la MPPT. Dès que le PPM sera atteint, V oscillera autour de la tension idéale V_{mp} de fonctionnement. Ceci cause une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas de la perturbation ΔV :

- Si ΔV est grande, l'algorithme de la MPPT répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes seront accrues dans les conditions stables ou légèrement variables,
- Si ΔV est très petite, les pertes dans les conditions stables ou lentement changeantes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température ou de l'insolation. La valeur ΔV idéale dépend du système étudié, elle doit être déterminée d'une manière expérimentale [62].

5. Simulation du système PV par l'algorithme P&O

La simulation du système PV étudié avec la technique de commande MPPT permet de tester les performances de l'algorithme choisi, pour ce faire, nous avons effectué la simulation sous le logiciel Matlab/Simulink. La figure 2.14 montre que le panneau fonctionne dans son point de puissance maximale (305W), et la commande P&O proposée permet de faire fonctionner le panneau autour de son PPM pour chaque valeur de l'irradiation (200, 400, 600, 800, 1000W.m²) :

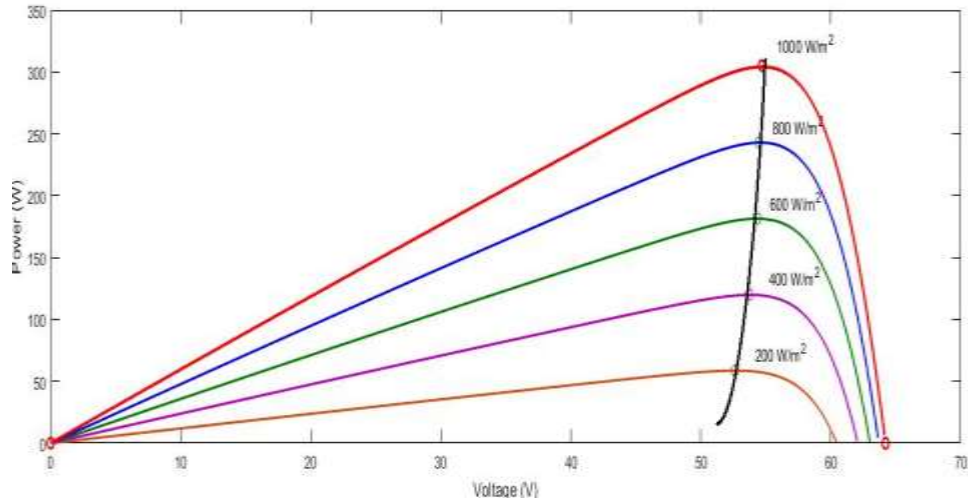


Figure 2.14: Action de la commande P&O sur le point de fonctionnement du GPV

6. Simulation de la chaîne photovoltaïque

Dans la suite de ce travail de recherche, nous avons recours à utiliser le convertisseur boost, par conséquent, la chaîne photovoltaïque commandée par la méthode MPPT contient alors cinq éléments principaux comme la montre la figure 2.15:

- Le système PV ;
- Les conditions météorologiques ;
- Le convertisseur DC-DC ;
- L'algorithme MPPT ;
- La charge.

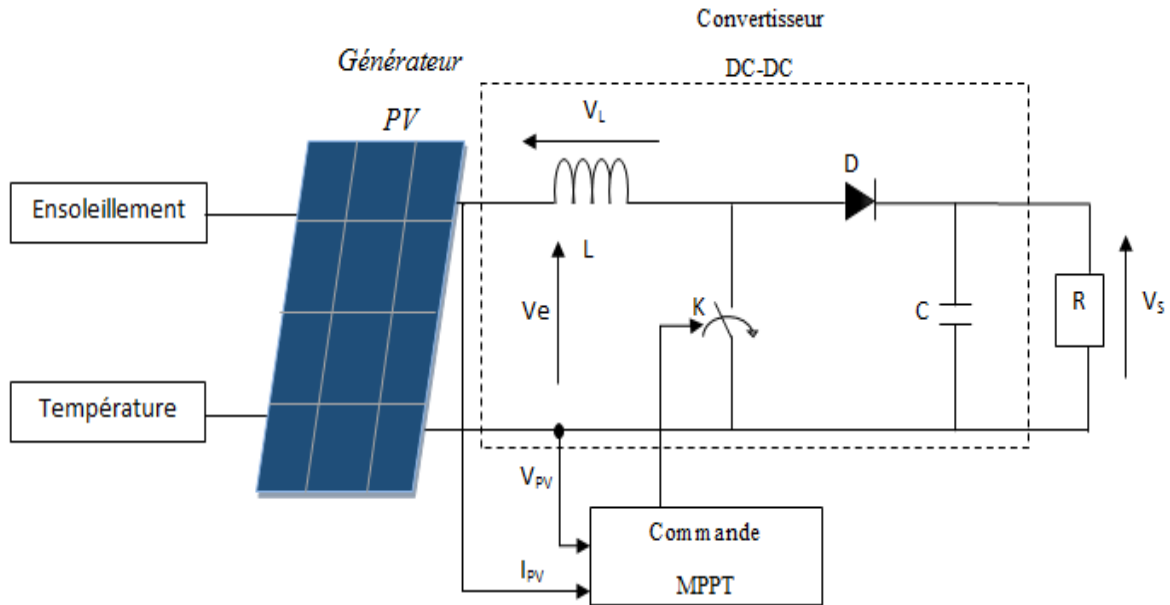


Figure 2.15 : Schéma synoptique du système PV par une commande MPPT

Le schéma synoptique représenté dans la figure 2.15 est simulé dans le logiciel Matlab/Simulink sous un ensemble de conditions climatiques comme le montre le paragraphe suivant.

6.1.Simulation sous un environnement stable

On effectue la simulation de la chaîne pour un rayonnement de $1000W/m^2$ et une température de $T=25^{\circ}C$. Les résultats obtenus sont représentés dans la figure qui suit.

D'après la figure 2.16, on constate que dans un environnement stable, la puissance du générateur photovoltaïque coïncide avec la puissance transmise à la charge et on note que dans le régime permanent les deux puissances oscillent autour de 300W ce qui correspond plus au moins à la puissance maximale délivrée par le panneau et ce qui reflète la rapidité du système étudié à éteindre le régime permanent.

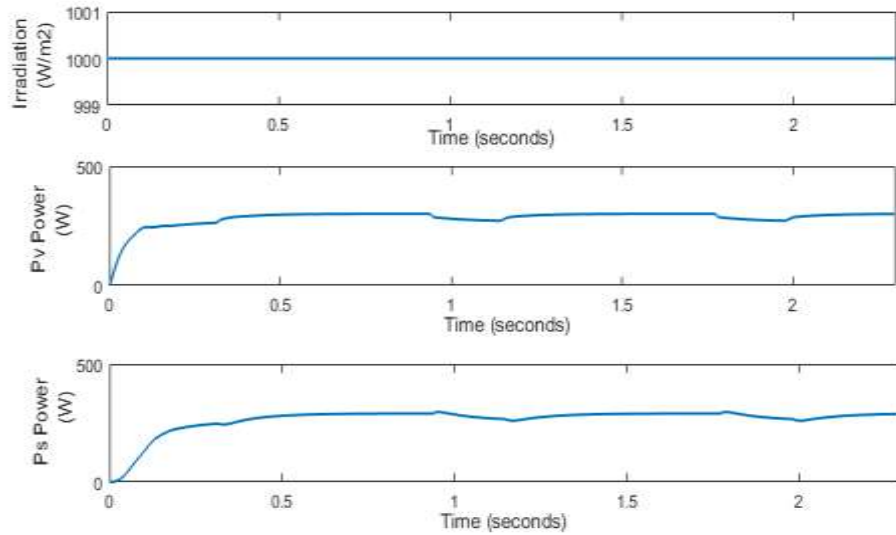


Figure 2.16 : Courbes de la puissance d'entrée P_V et la puissance de sortie P_S pour un environnement stable (G et T Constants)

6.2.Simulation avec variation de la température T

Dans ce cas de figure 2.17, nous avons fixé l'irradiation à la valeur $1000\text{W}/\text{m}^2$ et nous avons varié linéairement la température de 0°C à 75°C .

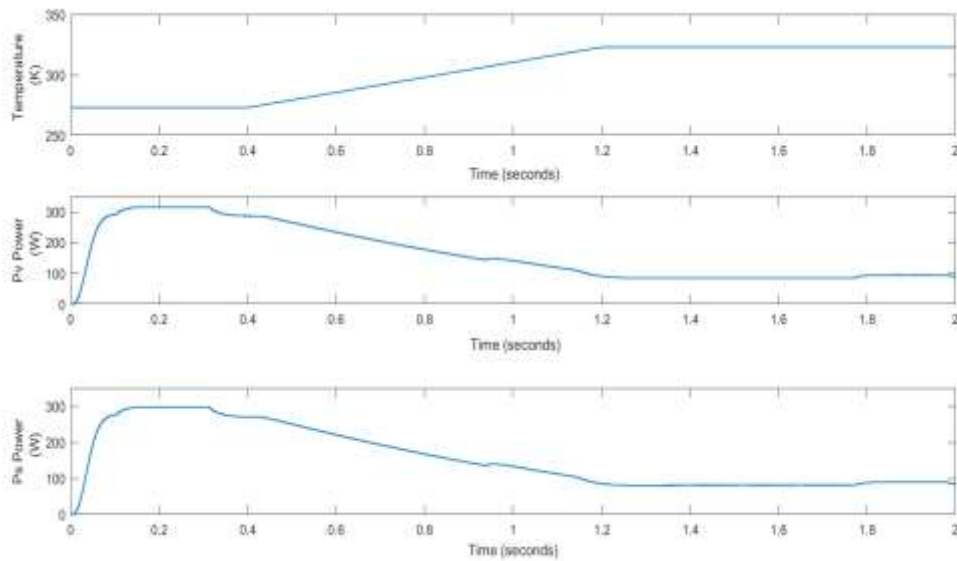


Figure 2.17 : Courbes de la puissance d'entrée P_V et la puissance de sortie P_S pour une augmentation de la température (T)

La figure 2.17 montre que le système étudié répond convenablement au changement de la température, on constate que les deux puissances P_v et P_s chutent instantanément suite à l'augmentation de la température.

6.3. Simulation avec variation de l'ensoleillement G

Dans cette simulation, nous avons fixé la température à 25°C , nous remarquons que lors de la variation de l'ensoleillement ($1000\text{W}/\text{m}^2$, $400\text{W}/\text{m}^2$, $800\text{W}/\text{m}^2$) sur la période $[0.5-1.5\text{s}]$, la réponse des signaux de puissances P_v et P_s suivent la variation de l'irradiation G avec quelques fluctuations autour des points PPM.

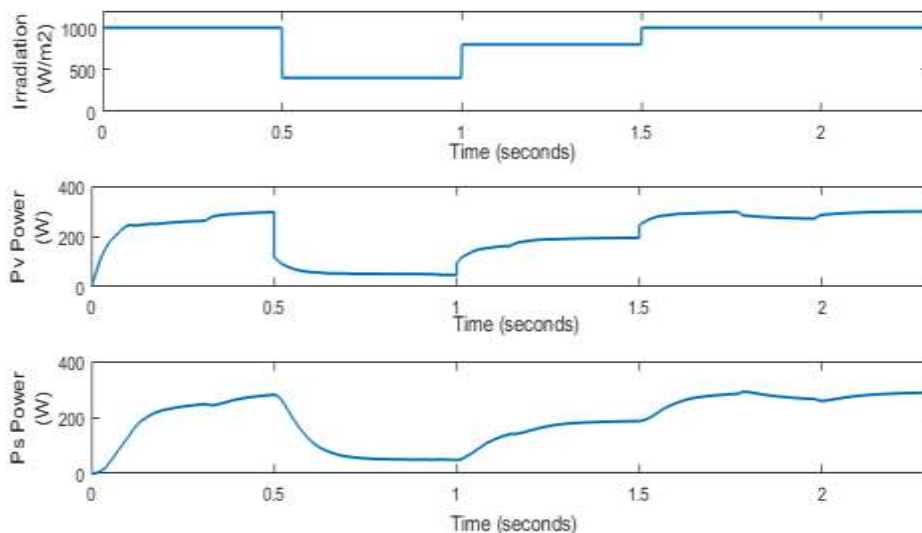


Figure 2.18 : Courbes de la puissance d'entrée P_v et la puissance de sortie P_s pour une variation de l'ensoleillement (G)

IV. Modélisation du convertisseur DC-AC

Dans le paragraphe précédent, nous avons modélisé la chaîne photovoltaïque alimentant une charge résistive, cependant, pour connecter la chaîne au réseau électrique, il est nécessaire de convertir la tension et le courant du GPV du continu en alternatif afin de pouvoir alimenter le

réseau électrique, pour ce faire, nous avons besoin d'utiliser un onduleur triphasé qui va être le sujet de ce paragraphe.

La figure 2.19 représente le schéma de principe d'un système PV alimentant une charge en utilisant un convertisseur DC-AC. Les convertisseurs DC-AC fournissent une tension alternative de fréquence et d'amplitude soit fixe soit variable selon le type d'application ciblée.

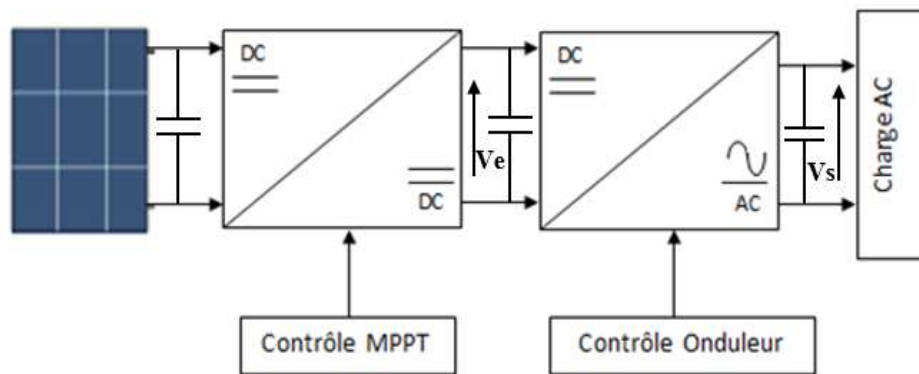


Figure 2.19: Système PV en utilisant un convertisseur DC-AC

Les onduleurs sont généralement soit monophasés ou bien triphasés, chaque type d'onduleur se constitue par des bras, chaque bras contient deux interrupteurs complémentaires (lorsque l'interrupteur k_1 est ouvert, l'interrupteur k'_1 est fermé et vice versa) [63]. Les interrupteurs de l'onduleur se composent selon la puissance de fonctionnement, d'un GTO (Gate Turn OFF), d'un MOS de puissance ou bien des IGBT (Insulated Gate Bipolaire Transistor) avec une diode en parallèle.

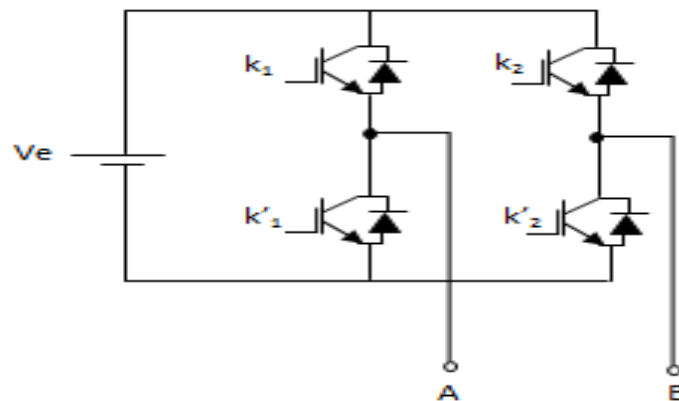


Figure 2.20: Circuit d'un Convertisseur DC-AC monophasé par des IGBT

L'onduleur monophasé contient deux bras comme le montre la figure 2.20, par contre l'onduleur triphasé donné par la figure 2.21 nécessite trois bras, chaque bras contient deux interrupteurs. Dans notre étude, nous avons choisi l'architecture de l'onduleur triphasé avec des IGBT.

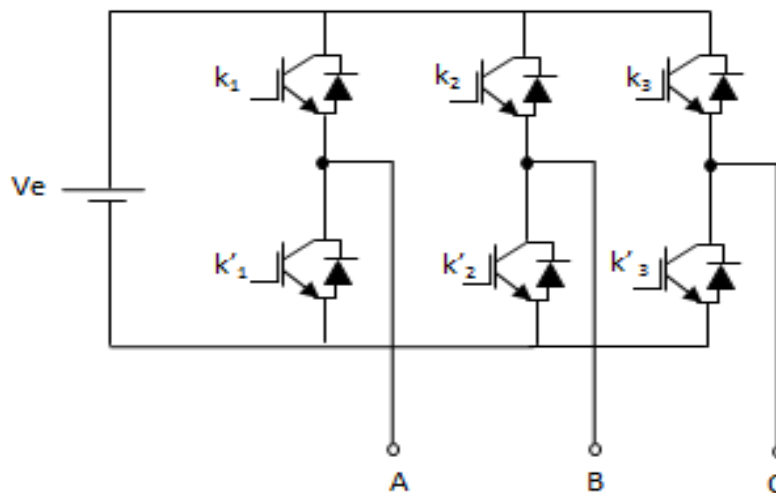


Figure 2.21: Circuit d'un Convertisseur DC-AC triphasé par des IGBT

1. Commande de l'onduleur triphasé

Parmi les stratégies de commande de l'onduleur, on distingue les types suivants :

- Commande pleine onde (appelée aussi 180°) ;
- Commande décalée ;
- Commande à Modulation à Largeur d'Impulsion (MLI).

a. La commande à pleine onde

Dans la commande à pleine onde, les interrupteurs de chaque bras de l'onduleur fonctionnent pendant des intervalles égaux à la moitié de la période T (0° à 180° puis 360°).

Cette commande est facile à mettre en œuvre mais sa tension de sortie est perturbée par des harmoniques de rang faible, ce qui rend le filtrage difficile à exécuter.

b. La commande décalée

Dans la commande décalée, les interrupteurs sont commandés pendant une durée qui correspond à un tiers de période, par des séquences décalées de 120° d'un bras par rapport aux autres. Cette commande permet d'éliminer les harmoniques paires et ceux qui sont multiples de trois.

c. La commande MLI

La technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI en français et PWM pour Pulse Width Modulation en anglais) permet de reconstituer les grandeurs électriques à partir d'une source de fréquence et d'amplitude fixes. Dans la majorité des cas, l'onde idéale est sinusoïdale et la MLI générée par la suite permet de se rapprocher du signal désiré et de faire varier la valeur du fondamentale de la tension de sortie [34], [64], [65].

2. Compensation des harmoniques de l'onduleur

La simulation de la tension simple ainsi que la tension composée à la sortie de l'onduleur montre la présence des harmoniques qui rendent le signal obtenu incompatible à l'utilisation (figure 2.22), d'où la nécessité d'introduire un filtre au sein de la chaîne de conversion étudiée. Ce filtre permettra par la suite de minimiser les harmoniques créés selon sa composition (L, LC, LCL).

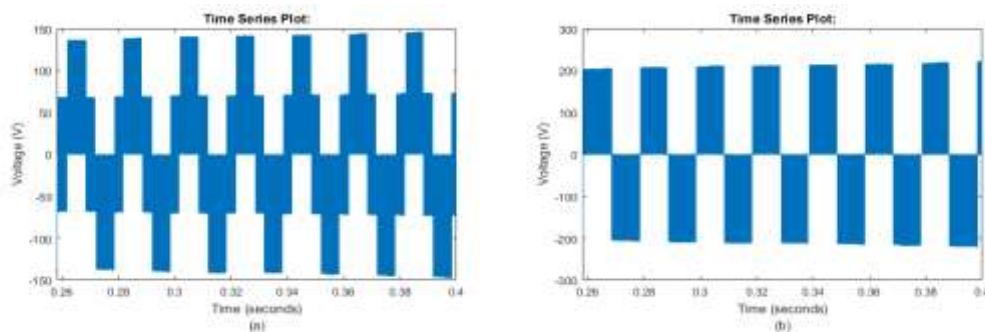


Figure 2.22: Tension (a) : simple, (b) : Composée, à la sortie de l'onduleur

a. Filtre L

Le filtre L est un filtre du premier ordre généralement utilisé pour les convertisseurs à haute fréquence de commutation. Il représente une atténuation de 20dB/Décade et la valeur d'inductance améliore la qualité de la tension. La représentation de ce filtre est schématisée dans la figure suivante :

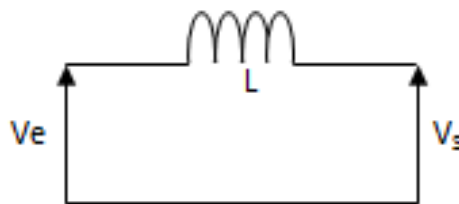


Figure 2.23: Filtre L

b. Filtre LC

Le filtre LC est un filtre de deuxième ordre avec une atténuation de 40dB/Décade. Il est aussi dédié pour les hautes fréquences comme le filtre L mais avec plus de rapidité à atténuer les harmoniques. Les performances de ce filtre dépendent principalement de deux grandeurs L et C. L'inductance 'L' agit sur la fréquence de coupure alors que la capacité 'C' agit sur la qualité de la tension.

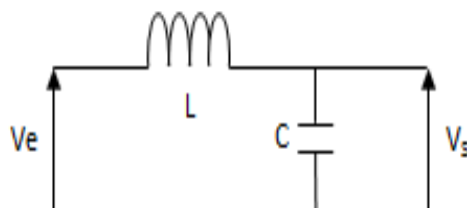


Figure 2.24: Filtre LC

c. Filtre LCL

Le filtre LCL est un filtre du troisième ordre avec une atténuation de 60dB/Décade. Il est dédié pour les fréquences supérieures à la fréquence de coupure et il est représenté par la figure 2.25 :

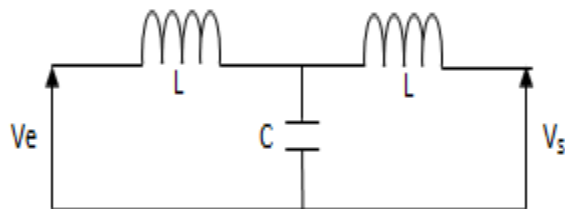


Figure 2.25: Filtre LCL

V. Le système PV connecté au réseau électrique

La première partie de ce paragraphe est consacrée à la modélisation des différents éléments qui constituent le réseau électrique.

Le but de cette modélisation consiste à analyser et étudier le réseau électrique en se basant sur les hypothèses ci-dessous [66] :

- La fréquence reste constante ;
- Le comportement du réseau triphasé est équilibré.

Généralement le réseau électrique se compose principalement comme le montre la figure 2.26, de la ligne, des transformateurs et des charges :

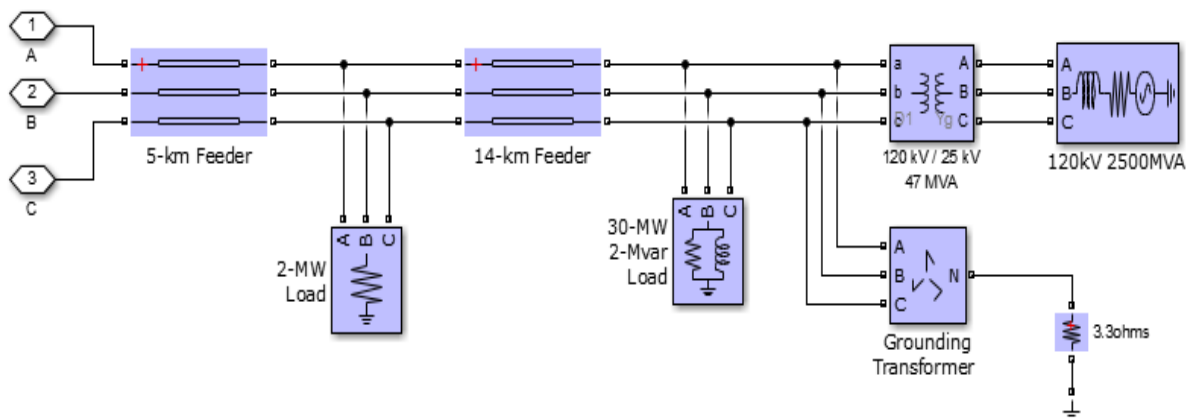


Figure 2.26 : Circuit du réseau électrique dans le logiciel Matlab/Simulink

1. Modélisation de la ligne

La ligne électrique est constituée d'un faisceau de conducteurs cylindriques aériens ou bien souterrains parallèles entre eux. Chacun de ces conducteurs est caractérisé par :

- Sa résistance linéique 'R' en Ω/m ;
- Son inductance linéique 'L' en H/m ($X=L*\omega$) ;
- Sa capacité linéique 'C' en F/m.

La figure 2.27 représente le schéma équivalent en π de la ligne électrique :

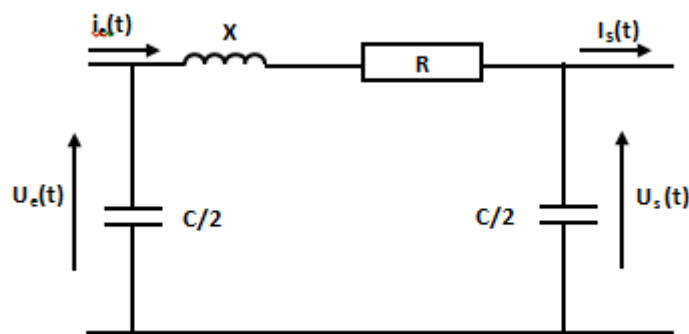


Figure 2.27 : Schéma simplifié d'une ligne électrique

2. Modélisation du transformateur

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de répartition et de distribution [67].

Donc le transformateur a pour rôle de modifier les amplitudes des grandeurs électriques alternatives à savoir les courants et les tensions, à fréquence constante, en vue d'adapter la chaîne PV au réseau électrique.

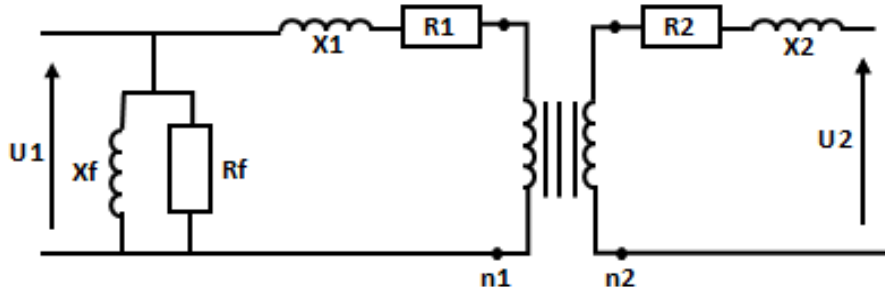


Figure 2.28 : Schéma équivalent du transformateur

Le transformateur est caractérisé principalement par :

- Le rendement, le couplage, le rapport de transformation et l'indice horaire ;
- La puissance apparente nominale (VA) ;
- Les tensions simples primaire et secondaire (V) ;
- Les tensions composées primaire et secondaire (V) ;
- Les courants primaire et secondaire (I) ;
- L'essai à vide et l'essai en court-circuit.

Le rapport de transformation « m » est décrit par l'équation suivante :

$$m = \frac{U_2}{U_1} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.31)$$

Avec :

N_1 est le nombre de spires en primaire

N_2 est le nombre de spires en secondaire

3. Modélisation de la charge

Les charges peuvent être représentées par les puissances actives, réactives et par leurs admittances comme la montre l'équation suivante :

$$Y = \frac{P - jQ}{|V|^2} \quad (2.32)$$

Avec :

Y : l'admittance de la charge ;

P : la puissance active injectée ;

Q : la puissance réactive injectée ;

V : le module de la tension.

Les valeurs P, Q et V sont obtenues par la mise en équation du réseau électrique et la répartition de puissance en régime permanent.

4. Modélisation de la connexion de l'onduleur au réseau électrique dans le plan dq

La modélisation de tout système électrique triphasé se fait par trois représentations : abc, $\alpha\beta$ ou dq. Généralement, les systèmes triphasés sont représentés dans un plan formé de trois axes décalés entre eux de 120° (a, b et c), à chaque instant, la variable est donnée par une composition de ces trois composantes ce qui rend la représentation complexe. Donc, pour simplifier l'étude, nous avons travaillé avec deux composantes seulement, soit $\alpha\beta$, soit dq. Et puisque la représentation $\alpha\beta$ a deux composantes variables dans le temps, nous avons opté pour le plan dq, et surtout qu'il est simple à représenter et que les composantes du vecteur dans ce plan sont constantes. La figure 2.29 représente le circuit simplifié d'un système PV connecté au réseau électrique via un onduleur triphasé :

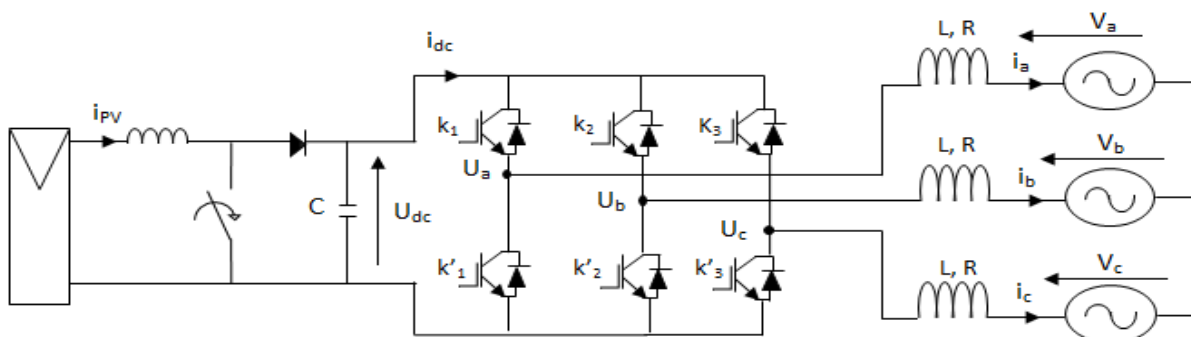


Figure 2.29 : Circuit simplifié d'un système PV connecté au réseau électrique via un onduleur triphasé

La représentation mathématique de la partie AC de l'onduleur est donnée par les relations suivantes :

$$\begin{cases} U_a = Ri_a + L \frac{di_a}{dt} + V_a \\ U_b = Ri_b + L \frac{di_b}{dt} + V_b \\ U_c = Ri_c + L \frac{di_c}{dt} + V_c \end{cases} \quad (2.33)$$

On peut aussi écrire :

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

Ou bien :

$$U_{abc} = Ri_{abc} + L \frac{d}{dt} i_{abc} + V_{abc} \quad (2.35)$$

En appliquant la transformée dq, nous obtiendrons :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = K \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

On peut écrire par la suite :

$$V_{dq} = K_{Vabc} \quad (2.37)$$

On multiplie le système triphasé par la matrice K, on obtient :

$$KU_{abc} = RKi_{abc} + LK \frac{d}{dt} i_{abc} = KV_{abc} \quad (2.38)$$

Nous appliquons encore une fois la transformée dq, nous trouvons le système suivant :

$$U_{dq} = Ri_{dq} + LK \frac{d}{dt} i_{dq} = V_{dq} \quad (2.39)$$

Il reste à calculer le terme :

$$LK \frac{d}{dt} i_{abc} \quad (2.40)$$

Et en appliquant la transformée inverse, on aura l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = G \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} i_a = \cos(\omega t)i_d - \sin(\omega t)i_q \\ i_b = \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3})i_d - \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3})i_q \\ i_c = \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3})i_d - \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3})i_q \end{cases} \quad (2.42)$$

En calculant les dérivées, nous obtiendrons :

$$\begin{aligned} \frac{di_a}{dt} &= -\omega \sin(\omega t)i_d + \cos(\omega t) \frac{di_d}{dt} - \omega \cos(\omega t)i_q - \sin(\omega t) \frac{di_q}{dt} \\ \frac{di_b}{dt} &= -\omega \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3})i_d + \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \frac{di_d}{dt} - \omega \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3})i_q - \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \frac{di_q}{dt} \\ \frac{di_c}{dt} &= -\omega \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3})i_d + \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \frac{di_d}{dt} - \omega \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3})i_q - \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \frac{di_q}{dt} \end{aligned} \quad (2.43)$$

On peut écrire aussi :

$$\begin{bmatrix} \frac{di_a}{dt} \\ \frac{di_b}{dt} \\ \frac{di_c}{dt} \end{bmatrix} = -\omega \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

Ou encore :

$$\frac{di_{abc}}{dt} = G \left(\omega \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} \right) \quad (2.45)$$

$$LK \frac{di_{abc}}{dt} = LK.G. \left(\omega \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} \right) = L \left(\omega \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} \right) \quad (2.46)$$

En revenant au système triphasé, nous trouvons :

$$\begin{aligned} U_d &= Ri_d - L\omega i_q + L \frac{di_d}{dt} + V_d \\ U_q &= Ri_q + L\omega i_d + L \frac{di_q}{dt} + V_q \end{aligned} \quad (2.47)$$

Du côté DC, la loi des nœuds à la sortie du panneau PV s'écrit de la façon suivante :

$$i_{pv} = i_{dc} + C \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (2.48)$$

Or, la puissance entre la partie alternative, la partie continue et la puissance s'écrit :

$$V_d i_d + V_q i_q = V_{dc} i_{dc} \quad (2.49)$$

Par conséquent :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} i_{pv} - \frac{V_d i_d + V_q i_q}{CV_{dc}} \quad (2.50)$$

L'ensemble des équations (2.47) et (2.50) donne naissance au système suivant :

$$\begin{cases} U_d = Ri_d - L\omega i_q + L \frac{di_d}{dt} + V_d \\ U_q = Ri_q + L\omega i_d + L \frac{di_q}{dt} + V_q \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} i_{pv} - \frac{V_d i_d + V_q i_q}{CV_{dc}} \end{cases} \quad (2.51)$$

Le même système peut s'écrire de la manière suivante :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R}{L} i_d + \omega i_q - \frac{1}{L} V_d + \frac{1}{L} U_d \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R}{L} i_q - \omega i_d - \frac{1}{L} V_q + \frac{1}{L} U_q \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} i_{pv} - \frac{V_d i_d + V_q i_q}{CV_{dc}} \end{cases} \quad (2.52)$$

La puissance à la sortie de l'onduleur est :

$$P = V_a i_a + V_b i_b + V_c i_c \quad (2.53)$$

La puissance apparente est :

$$S = \frac{3}{2} V_{abc} \cdot i_{abc}^* = P + jQ \quad (2.54)$$

Dans la représentation dq, la puissance apparente est :

$$S = P + jQ = \frac{3}{2} [(V_d + jV_q)(i_d - ji_q)] = \frac{3}{2} (V_d i_d + V_q i_q) + j \frac{3}{2} (-V_d i_q + V_q i_d) \quad (2.55)$$

Par la suite, les énergies actives et réactives ont la forme suivante :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2} (V_d i_d + V_q i_q) \\ Q = \frac{3}{2} (V_q i_d - V_d i_q) \end{cases} \quad (2.56)$$

VI. Modélisation du système de stockage (BESS)

Afin de mieux exploiter l'énergie fournie par le système PV, et pour bien gérer son utilisation selon le besoin, nous avons opté d'introduire un système de stockage d'énergie photovoltaïque [68]. Il existe plusieurs types de stockages, à savoir :

- La conversion mécanique : dans laquelle l'énergie électrique est convertie en une énergie potentielle puis restituée ultérieurement ;
- L'électrostatique : à l'aide d'un condensateur ou super condensateur ;
- L'électrochimie, où les électrodes sont le siège de réactions chimiques ;
- L'électrodynamique : à travers un circuit bobiné.

Pour les applications photovoltaïques, nous avons besoin d'une densité d'énergie élevée et d'une densité de puissance raisonnablement élevée. Nous ne pouvons pas introduire les condensateurs à cause de leur très faible densité d'énergie. Par contre, les batteries sont la solution la plus convenable pour stocker le surplus de l'énergie dans différents domaines d'utilisation, grâce à leurs densités d'énergie et de puissance qui servent à répondre à la demande de stockage quotidienne. Dans cette thèse, nous avons choisi les batteries comme un système de stockage pour les systèmes PV.

1. Système de stockage d'énergie par batterie lithium-ion

La batterie est un ensemble de cellule électrochimique qui convertit l'énergie chimique en énergie électrique [69], [70]. Le BESS (Battery Energy Storage System) utilisé est construit de batteries lithium-ion connectées à un convertisseur DC-DC bidirectionnel.

La figure 2.30 représente le circuit électrique équivalent de la batterie, elle se compose des éléments suivants :

- Un générateur de tension ;
- Deux diodes
- Deux résistances de charges et de décharges pour modéliser les pertes par effet de joules pendant les deux cycles de charge et décharge ;
- Une résistance R_P en parallèle avec un condensateur C_P pour modéliser les phénomènes de polarisation de la batterie.

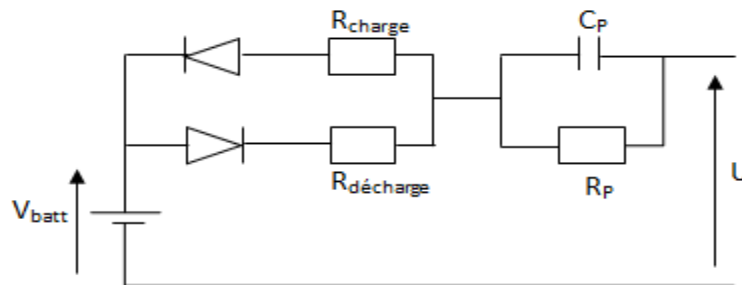


Figure 2.30: Le circuit équivalent de la batterie Li-ion

La figure 2.31 représente les caractéristiques typiques de la décharge de la batterie, sur la base d'une tension nominale de 260V et d'un courant de décharge de 260A, nous avons une puissance de sortie nominale de 67,7 kW et une capacité nominale de 3000Ah.

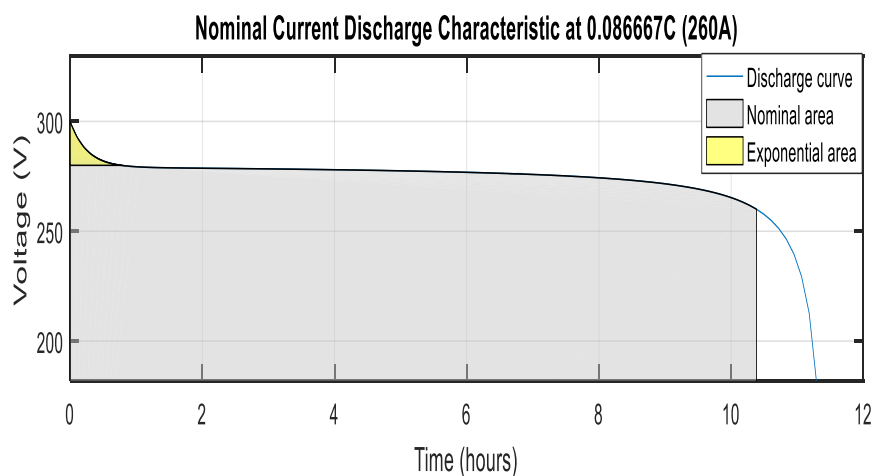


Figure 2.31 : Courant nominale de décharge

La courbe de décharge typique est composée de trois sections, comme le montre la figure 2.31, la première section représente la chute de tension exponentielle lorsque la batterie est chargée. Selon le type de batterie, cette zone est plus ou moins large. La deuxième section représente la charge qui peut être extraite de la batterie jusqu'à ce que la tension tombe en dessous de la tension nominale de la batterie. Enfin, la troisième section représente la décharge totale de la batterie, lorsque la tension chute rapidement.

Pour assurer les états de charge et de décharge de la batterie, nous l'avons associé à un convertisseur bidirectionnel de type continu-continu qui permet au courant de circuler dans les deux sens. Le convertisseur bidirectionnel charge ou décharge la batterie en fonction de la demande d'alimentation. La puissance requise est obtenue par l'équation suivante qui décrit le bilan de la puissance active entre le côté production et le côté consommation :

$$P_{pv} + P_{batt} = P_{load} + \Delta P \quad (2.57)$$

Avec :

P_{pv} : la puissance générée par le panneau photovoltaïque

P_{batt} : la puissance requise de la batterie

P_{load} : la puissance demandée par la charge

ΔP : pertes de puissance

Les paramètres utilisés pour la batterie Li-ion sont représentée en annexe B.

2. Convertisseur bidirectionnel

Dans ce paragraphe, nous allons choisir et présenter la solution la plus convenable pour charger la batterie en se basant sur un ensemble de comparaison qui traite deux types de convertisseurs bidirectionnels, le convertisseur Boost-Buck et le convertisseur Buck-Boost. Notre choix a été basé sur l'analyse du comportement des deux convertisseurs tout en variant la valeur de la tension d'entrée V_{in} [71], [72]. Le résultat de cette analyse est listé dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2.1 : comparaison entre deux types de convertisseur

Type de convertisseur	Capacité de charge et de décharge		
	$V_{in} < V_{batt}$	$V_{in} = V_{batt}$	$V_{in} > V_{batt}$
Boost-Buck	non	Oui	Oui
Buck-Boost	oui	Oui	Oui

Sur la base des résultats présentés dans le tableau ci-dessus, nous avons opté pour l'utilisation d'un convertisseur bidirectionnel de type Buck-Boost [73] qui permet de charger et décharger la batterie sous les différentes valeurs de la tension nominale.

Le schéma électrique du convertisseur bidirectionnel Buck-Boost est illustré dans la figure 2.32.

Ce convertisseur présente un ensemble de propriétés qui améliorent ses performances à savoir :

- Commutation à tension nulle ;
- Pertes de commutation réduites grâce au nombre faible d'interrupteur ;
- Moins de pertes de conduction ;
- Redressement synchrone ;
- Pas de saturation en courant magnétisant ;
- Moins de poids et de volume.

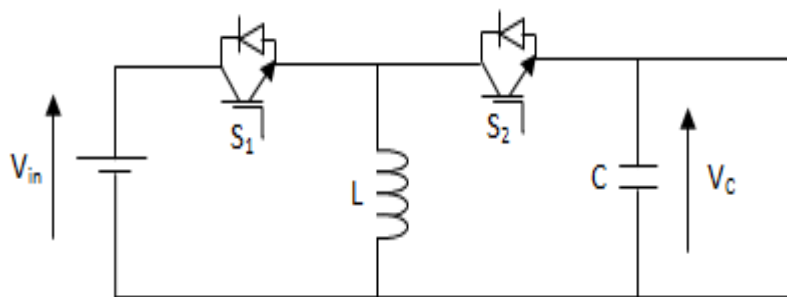


Figure 2.32 : Schéma électrique du convertisseur bidirectionnel

Ce type de convertisseur fonctionne en mode Buck pour décharger la batterie et il fonctionne en mode Boost pour la charger. Le mode de fonctionnement est maintenu grâce à un signal de commande fourni aux commutateurs et que nous allons détailler dans le chapitre suivant.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique avec un système de stockage d'énergie par batterie. La chaîne étudiée comporte un panneau photovoltaïque, des convertisseurs statiques, un système de stockage, un réseau électrique et une charge alimentée.

Le fonctionnement du générateur photovoltaïque est influencé par les conditions météorologiques, son rendement est élevé avec l'augmentation de l'éclairement et la diminution de la température. Initialement, nous avons connecté le GPV à un convertisseur DC-DC, qui est dans notre cas un convertisseur boost, ce dernier est contrôlé par la technique MPPT qui permet d'atteindre le point de puissance maximale tout en alimentant la charge. Ensuite la chaîne étudiée a été connectée à un convertisseur DC-AC pour transformer les grandeurs électriques du continu en alternatif, ce dernier a été accompagné par un filtre pour minimiser les harmoniques de tension. Par la suite, nous avons connecté la chaîne photovoltaïque au réseau électrique après sa modélisation et finalement, le chapitre est conclu par l'introduction du système de stockage par batterie de type Li-ion pour stocker et pour mieux exploiter l'énergie fournie par le système PV.

L'ensemble de ces modélisations a été simulé sous le logiciel Matlab/Simulink afin d'évaluer les études effectuées.

Le prochain chapitre se concentre sur le détail des différentes techniques de commande proposées tout au long de ce travail de recherche.

Chapitre – 3 :

Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque

« Nous répugnons à savoir, parce que savoir
Signifie changer » - Ruth Dreifuss

Sommaire

Introduction	70
I. Commande des convertisseurs statiques	70
1. Poursuite du point de puissance maximale-MPPT	70
2. Contrôle de l'onduleur triphasé	71
II. Contrôle du facteur de puissance du système photovoltaïque connecté au réseau.....	85
1. Calcul de la puissance du système PV	86
2. Etude de la synchronisation du convertisseur avec le réseau	87
3. Commande du courant injecté dans le réseau.....	88
4. Régulation de la tension du bus continu.....	92
5. Résultats et simulations	93
III. Technique du contrôle de la batterie	99
1. Principe de la commande de la batterie	99
2. Résultats de simulation.....	101
Conclusion.....	102

Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons montré l'importance de la connexion du panneau photovoltaïque au réseau électrique en termes de la minimisation de l'utilisation des énergies fossiles et en termes de l'exploitation des ressources renouvelables existantes. Cependant, la connexion de l'installation photovoltaïque au réseau électrique génère plusieurs problèmes à savoir : le déphasage entre la tension et le courant injecté dans le réseau, la dépendance de la qualité de l'énergie électrique suite à la présence des harmoniques. De plus, lors d'une variation de la charge, des fluctuations apparaissent sur la tension et la puissance de sortie et le système étudié devient instable. Pour toutes ces raisons, nous avons pensé à un contrôle du facteur de puissance qui permet d'atteindre un facteur unitaire et qui permet d'ajuster la puissance de sortie en fonction des besoins.

L'objectif de ce chapitre est de commander et de contrôler la chaîne de conversion photovoltaïque afin d'assurer une bonne connexion avec le réseau électrique, pour ce faire, ce chapitre débute par la commande du hacheur boost via l'algorithme P&O et le contrôle de l'onduleur triphasé par la commande MLI. Ensuite, nous avons développé les techniques de contrôle du facteur de puissance avec une simulation des résultats obtenus. Le chapitre se termine par l'élaboration d'une commande du système de stockage BEES qui permet de gérer les états de charge et de décharge de la batterie afin de restituer en cas de besoin l'énergie non utilisée fournie par le GPV.

I. Commande des convertisseurs statiques

Le chapitre précédent a traité la modélisation de la chaîne de conversion, dans le présent chapitre, nous allons étudier l'ensemble des techniques de commande appliquées aux différents composants de la chaîne étudiée.

1. Poursuite du point de puissance maximale-MPPT

Le premier paragraphe porte sur la poursuite du point de puissance maximale (MPPT), pour ce faire, nous avons choisi l'algorithme Perturbe & Observe pour commander le convertisseur DC-DC (boost) afin d'alimenter la charge en courant DC.

L'ensemble de ces éléments précités est illustré dans la figure 3.1 qui regroupe le générateur PV, le convertisseur élévateur DC-DC, le bloc de commande MPPT et la charge résistive.

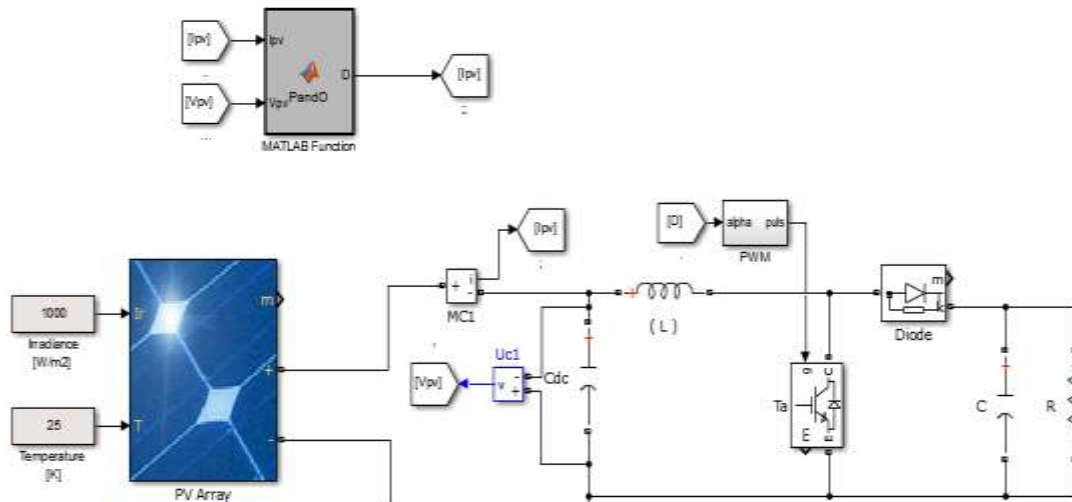


Figure 3.1: Schéma du système étudié sous Simulink

Le détail de l'algorithme P&O appliqué dans cette étude est représenté en Annexe C.

2. Contrôle de l'onduleur triphasé

Le convertisseur DC-AC qui est dans notre cas, un onduleur triphasé, il est utilisé pour convertir la tension continue obtenue à la sortie du convertisseur DC-DC en une tension alternative. La commande de ce convertisseur agit sur la fréquence ainsi que l'amplitude de la tension générée.

2.1.La commande MLI

Dans notre étude, parmi les différentes techniques de commande de l'onduleur, nous avons choisi la technique de Modulation par Largeur d'Impulsion (MLI). La logique de commutation de cette commande repose sur la comparaison entre les signaux des trois phases (U_a^* , U_b^* , U_c^*) (représentés dans la figure 3.3) ayant une fréquence f_r et une amplitude U_r variables (tension de référence), avec une onde porteuse à haute fréquence de forme triangulaire.

Le schéma descriptif de cette technique est illustré dans la figure suivante :

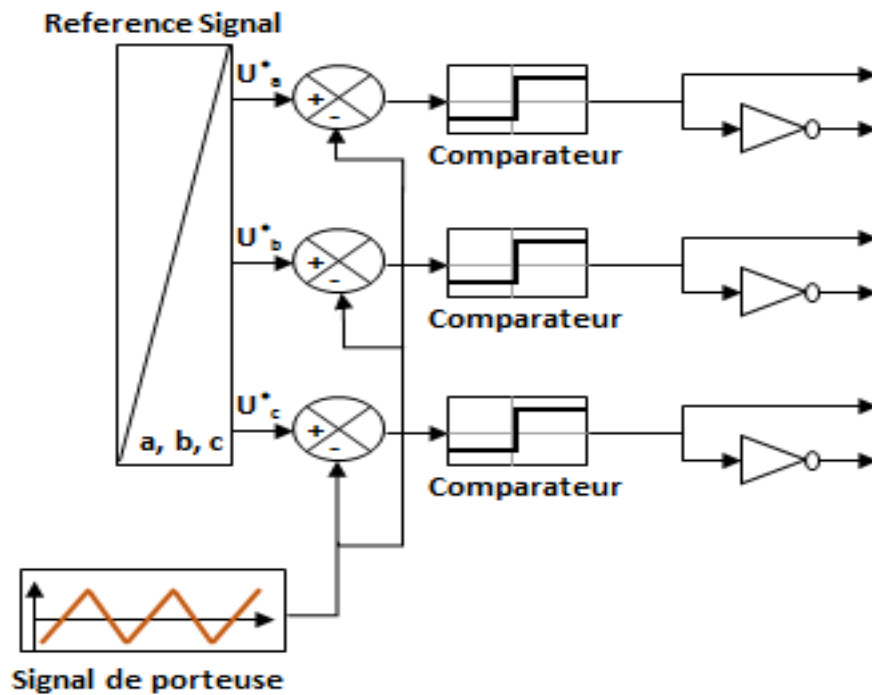


Figure 3.2 : La logique de commutation de la commande MLI

Comme la montre la figure 3.2, on utilise simultanément pour les trois phases, une onde porteuse en dents de scie ou bien de forme triangulaire avec une fréquence fixe qui devient par la suite la fréquence de la MLI. Cette technique de modulation s'appelle la MLI sinusoïdale car la largeur d'impulsion est une fonction sinusoïdale.

La tension de sortie de chaque comparateur est la tension de commande des dispositifs semi-conducteurs inverseurs requise pour chaque phase. La tension de référence peut être soit positive comme peut être vue dans la figure 3.3 où $U_r > U_p$, ou bien négative si $U_r < U_p$. La fréquence f_r devient la fréquence de commutation des dispositifs semi-conducteurs.

En se basant sur le résultat de la comparaison, les signaux de commande des interrupteurs qui constituent l'onduleur sont générés (U_{AO} , U_{BO} , U_{CO}), par la suite, l'interrupteur d'un bras donné est commandé pendant que l'autre interrupteur monté sur le même bras est ouvert (figure 2.21).

Nous prenons l'exemple suivant :

$$\text{Si } U_r > U_p \text{ alors } k_1 \text{ est passant et } U_{A0} = \frac{U_d}{2} \quad (3.1)$$

Si $U_r < U_p$ alors k_1 est passant et $U_{A0} = -\frac{U_d}{2}$ (3.2)

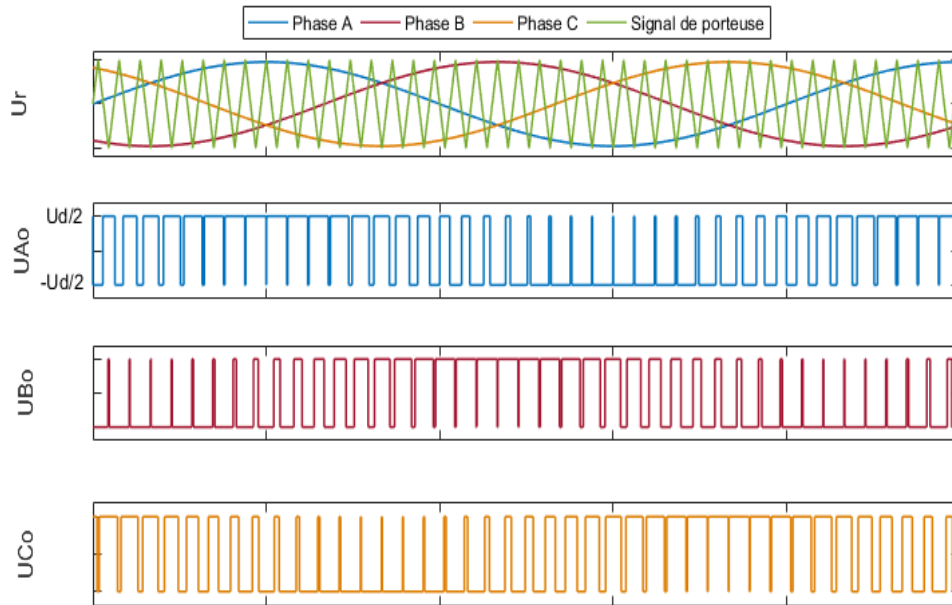


Figure 3.3 : Principe de la génération de la MLI sinusoïdale

La fréquence du signal de référence f_r détermine la fréquence f_0 de l'onduleur alors que l'amplitude maximale U_r contrôle l'indice de modulation M qui à son tour détermine la tension efficace de sortie.

Quelques termes doivent être définies lors de l'application de la modulation à largeur d'impulsion, dans un premier temps on définit l'indice de modulation m_f , qui est le rapport entre la fréquence de la porteuse (f_p) et la fréquence du signal de contrôle (f_r) :

$$m_f = \frac{f_p}{f_r} \quad (3.3)$$

Le coefficient de réglage en tension est le rapport entre la tension du signal (U_r) de contrôle et celle du signal de la porteuse (U_p) :

$$m_a = \frac{U_r}{U_p} \quad (3.4)$$

Après avoir modélisé l'onduleur triphasé, et après avoir appliqué la technique de modulation par largeur d'impulsion sur ce convertisseur DC-AC, nous obtenons les résultats suivants :

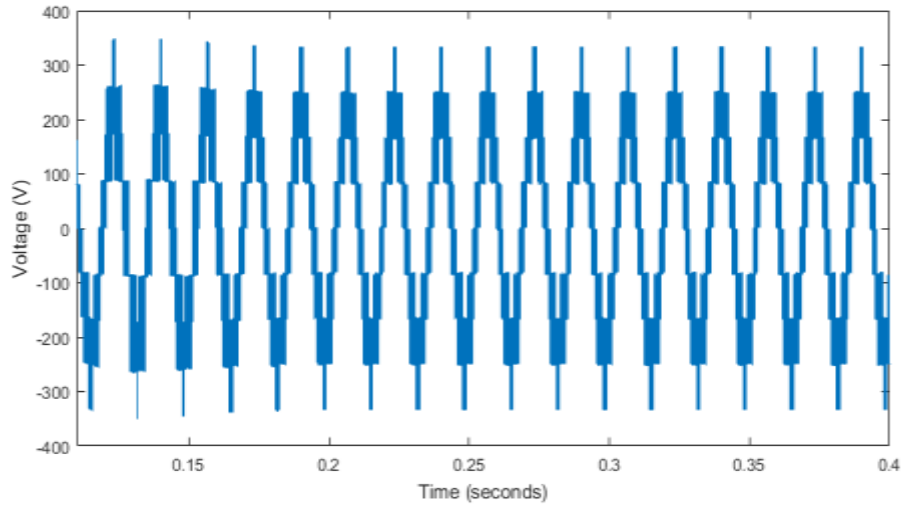


Figure 3.4 : Courbes de la tension simple à la sortie de l'onduleur

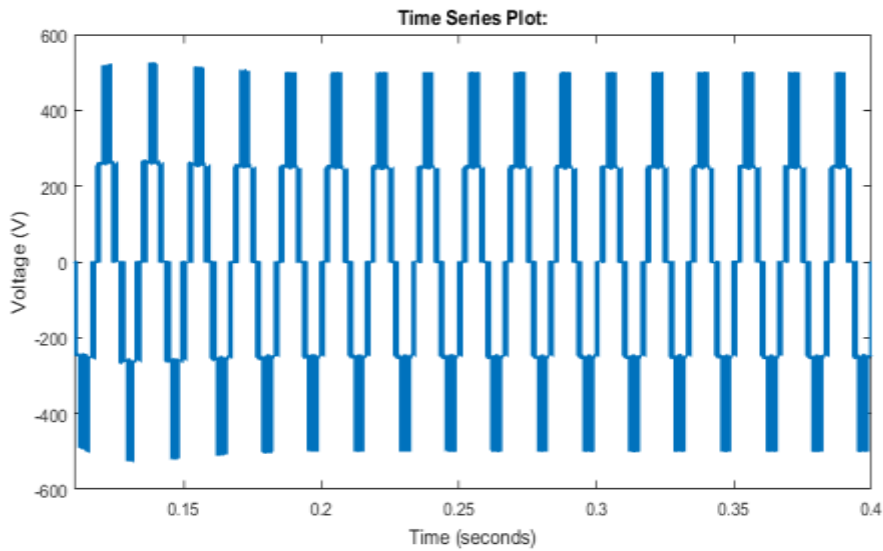


Figure 3.5 : Courbes de la tension composée à la sortie de l'onduleur

2.2.Choix du filtre

Les figures 3.4 et 3.5 représentent respectivement la tension simple et composée à la sortie de l'onduleur, donc pour une tension continue (V_{dc}) à l'entrée de l'onduleur, nous obtenons un

signal rectangulaire incompatible à l'utilisation et qui nécessite un filtrage pour minimiser les harmoniques de découpage générées par la technique du contrôle utilisée.

Pour ce faire, nous avons établi une comparaison entre les différents types du filtre (L, LC et LCL) en analysant la réponse fréquentielle de chacun pour choisir le filtre le plus adapté à notre cas d'étude.

L'expression du taux de distorsion harmonique est la suivante :

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} \left(\frac{Q_h}{Q_1} \right)^2}$$

Avec :

Q_h : Valeur efficace de l'harmonique au rang h du courant /de la tension ;

Q_1 : Valeur efficace de la composante principale ;

h : Rang harmonique ;

H : Rang harmonique maximal, en principe illimité.

FFT analysis

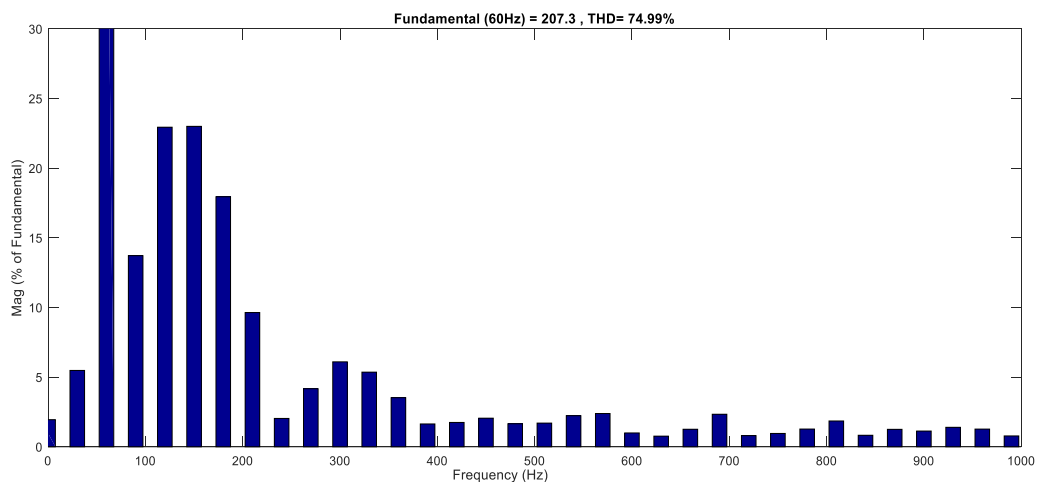


Figure 3.6 : Schéma de l'analyse fréquentielle avant l'utilisation des filtres

Le taux de distorsion de la tension à la sortie de l'onduleur sans utiliser le filtrage nous a donné une valeur égale à 74.99%.

a. Modèle du filtre L

On considère une chaîne de conversion photovoltaïque représentée par une source de tension DC de valeur 100V qui alimente une charge résistive triphasé (R), un convertisseur DC-AC et un filtre L. La fonction de transfert du filtre L est donnée par l'équation suivante (figure 2.23) :

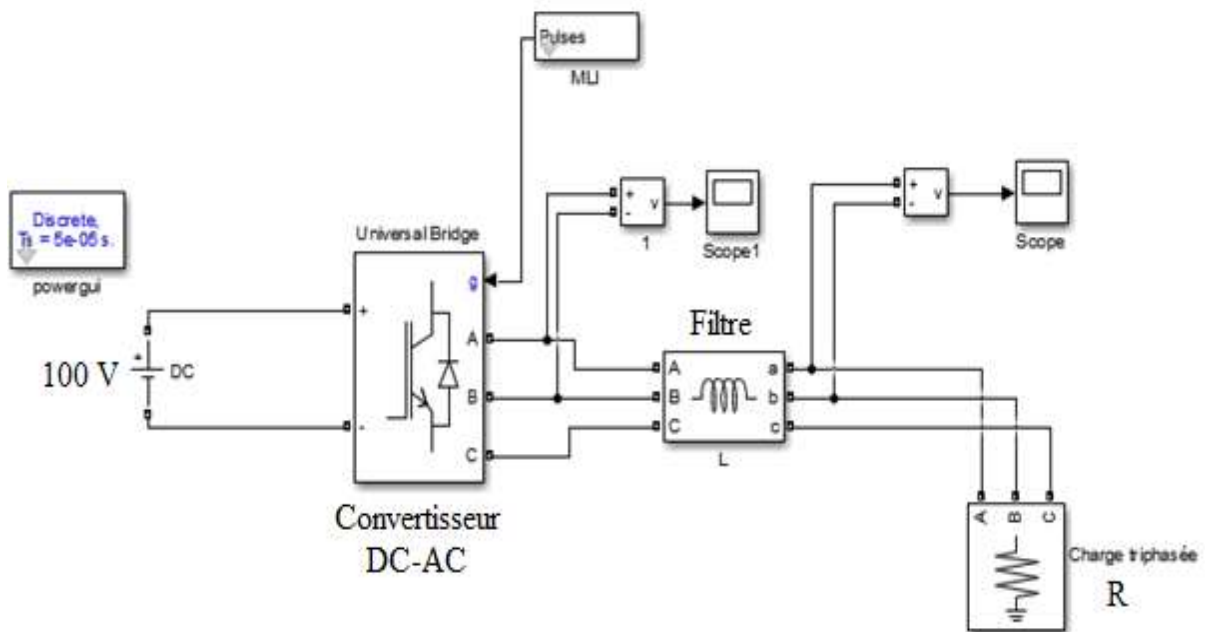
$$H = \frac{U_s}{U_e} = \frac{R}{R + jL\omega} \quad (3.5)$$

Avec :

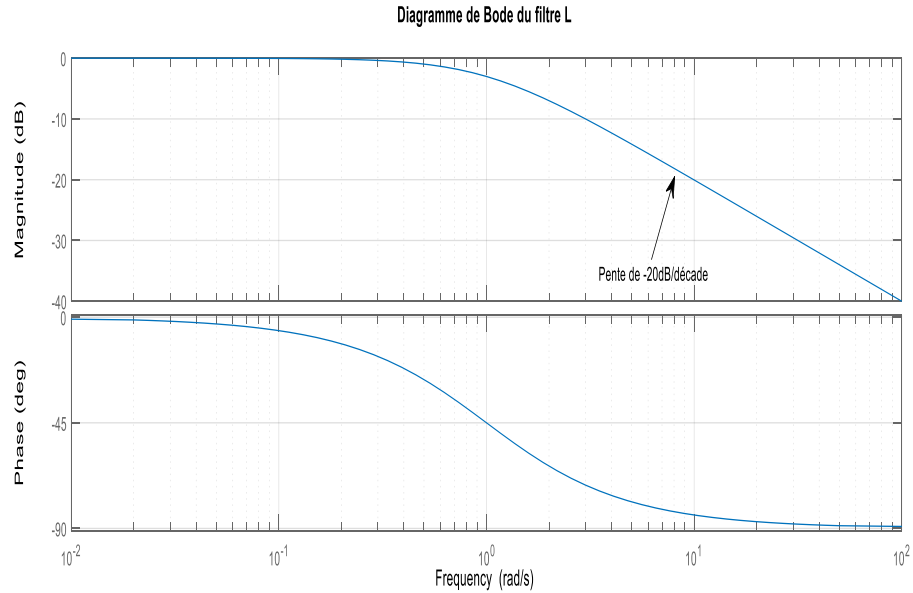
U_e est la tension de sortie du convertisseur DC-AC ;

U_s est la tension aux bornes de la charge R.

Le gain de ce type de filtre constitue une pente de -20dB/décade qui permet d'atténuer les hautes fréquences. Le schéma étudié, le diagramme de Bode du filtre utilisé ainsi que l'analyse spectrale de la tension aux bornes de la charge sont représentés dans les figures suivantes :

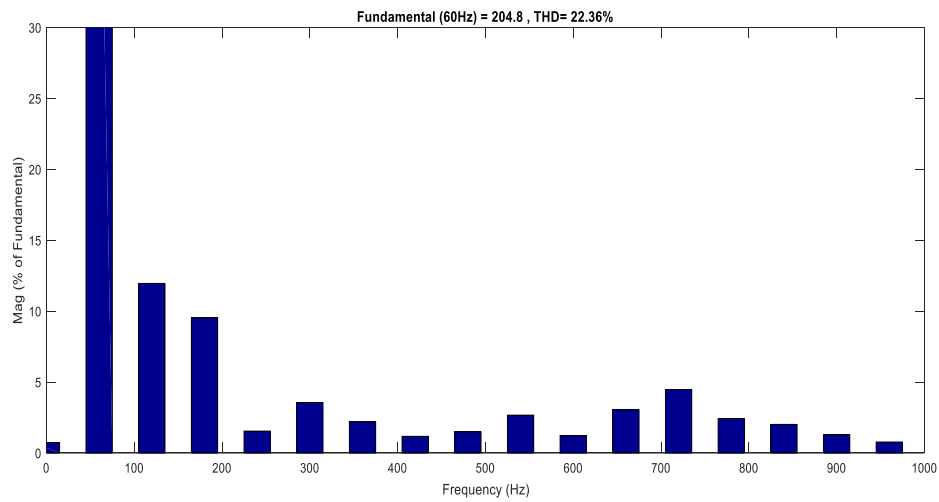


(a) Schéma du convertisseur DC-AC alimentant la charge via le filtre



(b) Schéma du diagramme de Bode du

FFT analysis



(c) Schéma de l'analyse fréquentielle après l'utilisation du filtre L

Figure 3.7 : Schéma du filtrage des harmoniques de la tension du convertisseur DC-AC par le filtre L

Après l'utilisation du filtre L, on constate que le THD passe de la valeur 74.99% à la valeur 22.36% ce qui confirme que l'utilisation du filtre L a permis de diminuer la valeur du THD.

Nous pouvons améliorer la réponse du filtre L en ajoutant une capacité en parallèle qui permet d'augmenter la pente du filtre, l'analyse des résultats obtenus sera discutée dans le paragraphe suivant.

b. Modèle du filtre LC

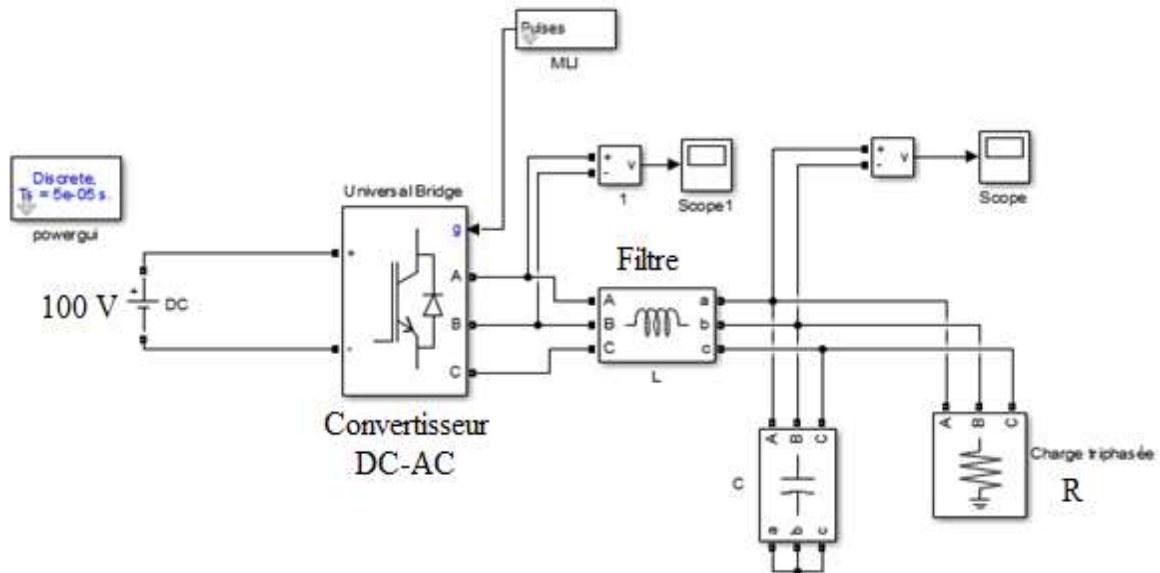
Tout en gardant la même configuration précédente, et en remplaçant le filtre L par un filtre de type LC, le nouveau schéma est représenté dans la figure 3.8.a.

L'impédance équivalente de la capacité C en parallèle avec la charge R est égale à :

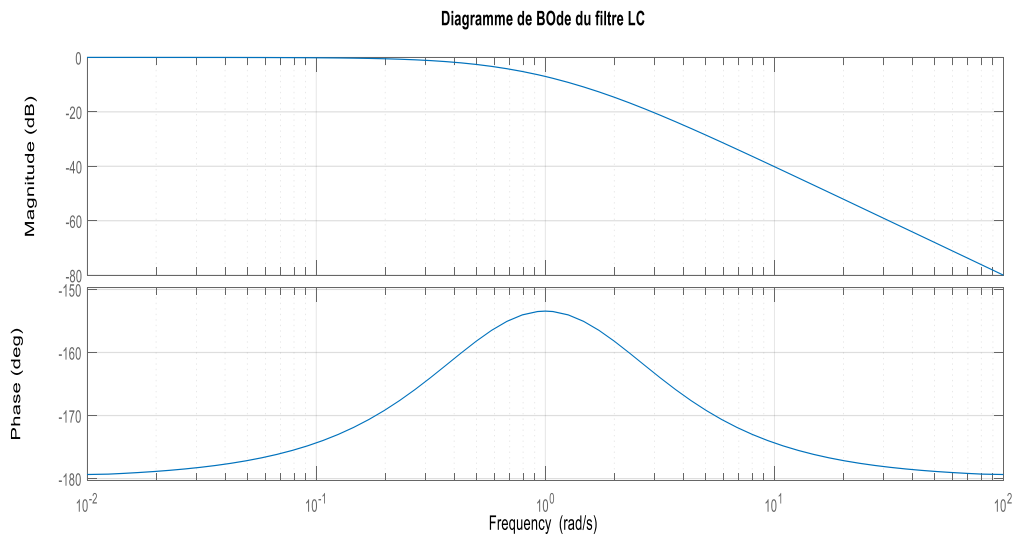
$$Z = \frac{R}{1 + jRC\omega} \quad (3.6)$$

Par conséquent, la fonction de transfert du filtre étudié est donnée par l'équation (3.7) :

$$H = \frac{U_s}{U_e} = \frac{Z}{Z + jL\omega} = \frac{R}{R + jL\omega - RLC\omega^2} \quad (3.7)$$



(a) Schéma du convertisseur DC-AC alimentant la charge via le filtre LC



(b) Schéma du diagramme de Bode du filtre LC

FFT analysis

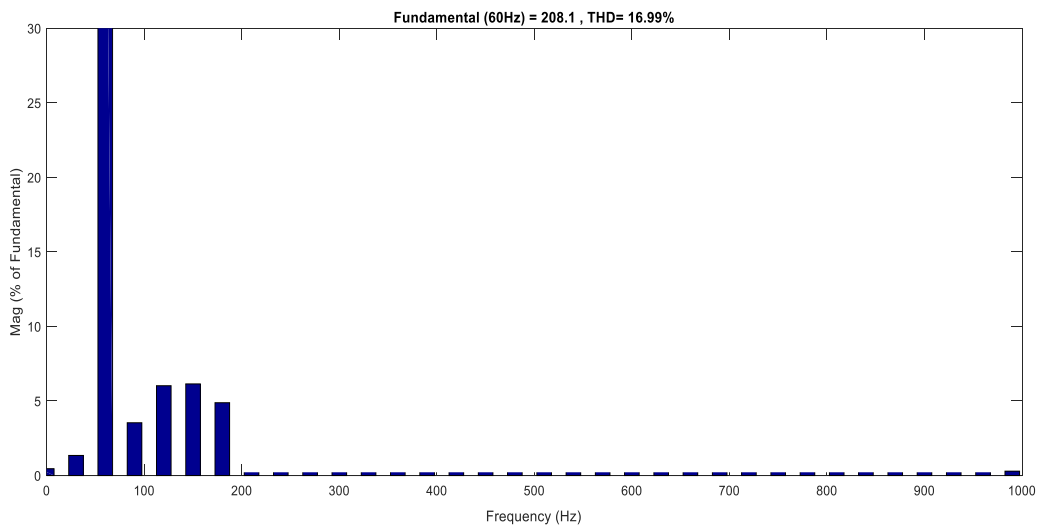


Schéma de l'analyse fréquentielle après l'utilisation du filtre LC

Figure 3.8 : Schéma du filtrage des harmoniques de la tension du convertisseur DC-AC par le filtre LC

Le digramme de Bode du filtre LC est représenté dans la figure 3.8, il a une pente de -40 dB/décade, ce qui a permis de réduire les harmoniques. Par conséquent, nous constatons que la

valeur du THD a passé de la valeur 22,36% à 16.99 % ce qui constitue une amélioration par rapport aux résultats donnés par le filtre L.

c. Modèle du filtre LCL

Nous avons apporté des améliorations au filtre précédent tout en ajoutant une deuxième inductance afin de constituer un filtre appelé LCL.

Soit Z l'impédance équivalente de Z_c en parallèle avec $(R+Z_L)$, son expression est donnée par l'équation suivante :

$$Z = \frac{(R+Z_L)Z_c}{R+Z_L+Z_c} = \frac{R+jL\omega}{1+jRC\omega-LC\omega^2} \quad (3.8)$$

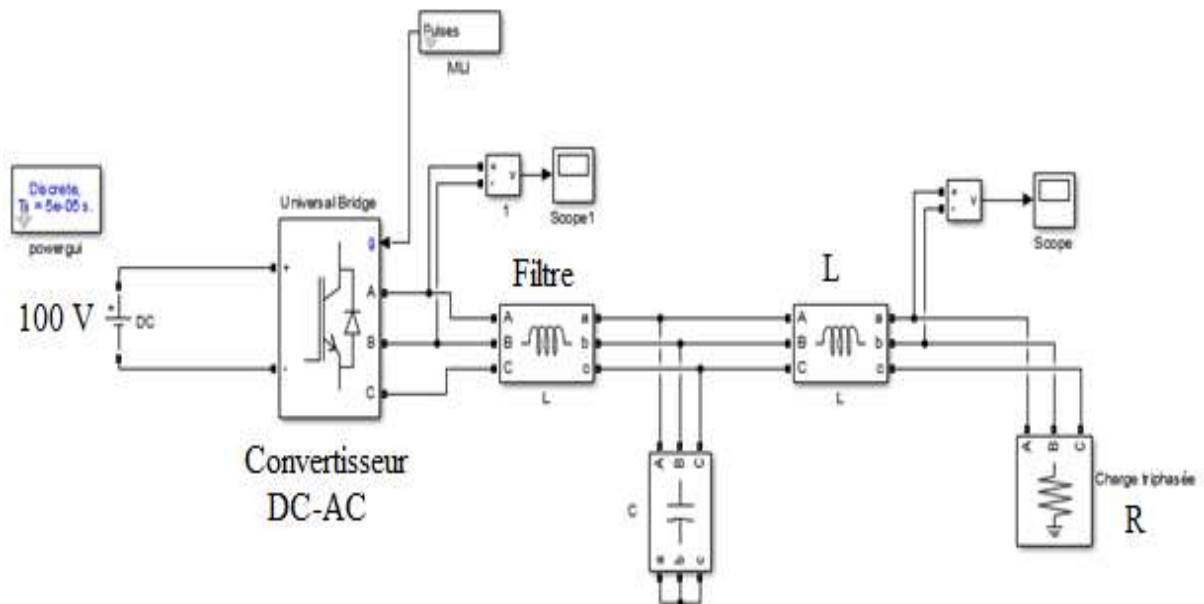
Soit U_e la tension à l'entrée du filtre, U_s la tension à sa sortie et U_c la tension aux bornes de la capacité C. en utilisant un diviseur de tension on obtiendra les équations suivantes :

$$U_s = \frac{R}{R+jL\omega} U_c \quad (3.9)$$

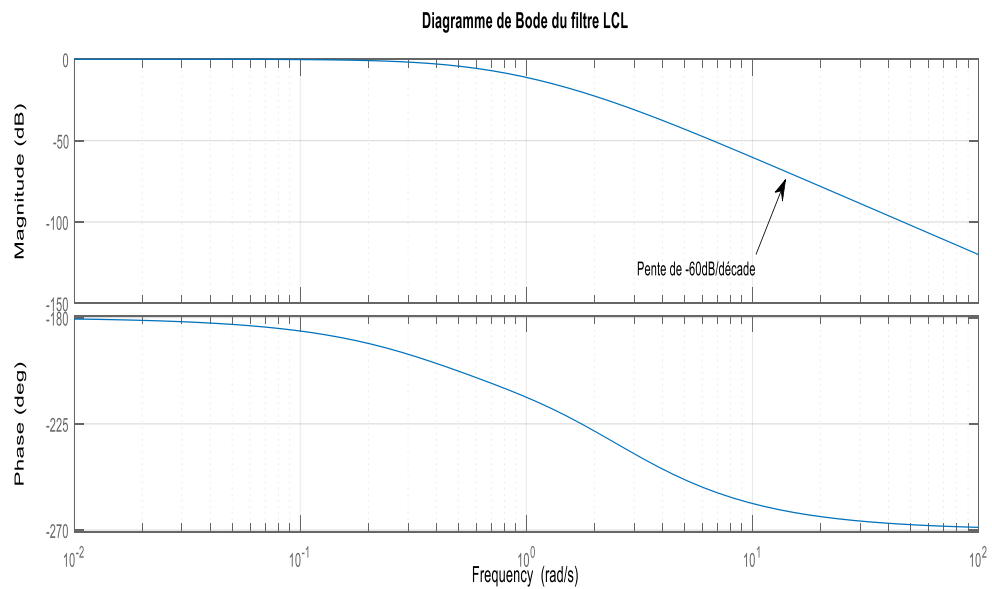
$$U_c = \frac{Z}{Z+jL\omega} U_e \quad (3.10)$$

Par conséquent, la fonction de transfert du filtre LCL est donnée par l'équation suivante :

$$H = \frac{U_s}{U_e} = \frac{R}{R+2jL\omega-RLC\omega^2-jL^2C\omega^2} \quad (3.11)$$



(a) Schéma du filtrage des harmoniques de la tension du convertisseur DC-AC par un filtre LCL



(b) Schéma du diagramme de Bode du filtre LCL

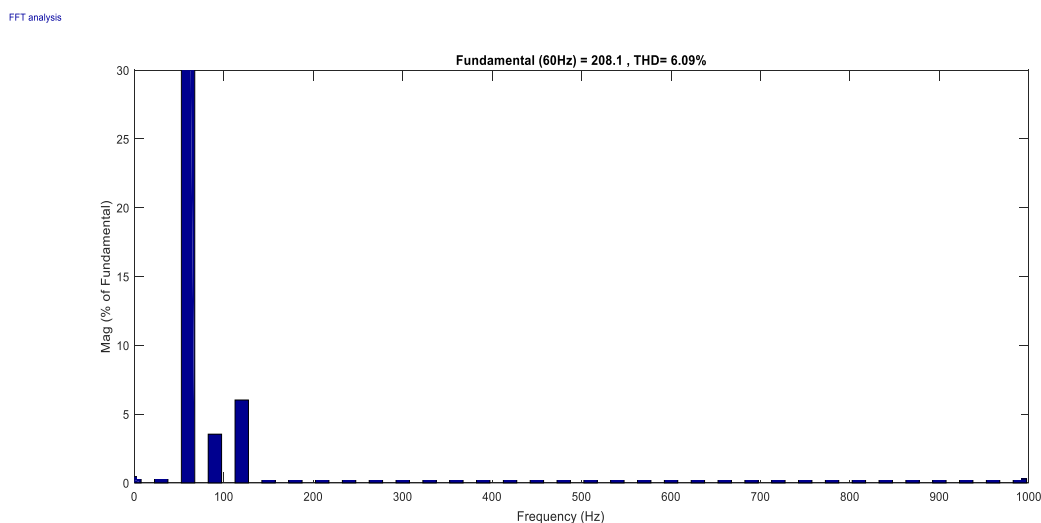


Schéma de l'analyse fréquentielle après l'utilisation du filtre LCL

Figure 3.9 : Schéma du convertisseur DC-AC alimentant la charge via le filtre LCL

Le diagramme de Bode de la fonction de transfert (équation 3.11) est représenté dans la figure 3.9.b, nous remarquons que le filtre LCL a une pente de -60dB /décade, et par la suite la valeur du THD est maintenant égale à 6.09%.

Pour conclure, la qualité du filtrage est déterminée par la pente des diagrammes de Bode, tant que la pente est grande tant que le filtre est très sélectif. Généralement le filtre le plus utilisé est le filtre L, mais sa fonction de transfert est du premier ordre et présente une atténuation de -20dB/décade sur toute la gamme de fréquence, par conséquent, la fréquence de commutation de l'onduleur doit être élevée pour que l'atténuation des harmoniques générés soit suffisante, chose qui peut influencer sur les pertes internes de l'onduleur. La solution la plus convenable pour minimiser ces pertes est de choisir une autre topologie de filtre, pour la suite de ces travaux de recherche, nous avons recours à utiliser un filtre LC.

La détermination des paramètres de ce filtre sera étudiée dans le paragraphe suivant.

2.3.Calcul des paramètres L et C

Le schéma équivalent du filtre LC étudié est représenté dans la figure suivante :

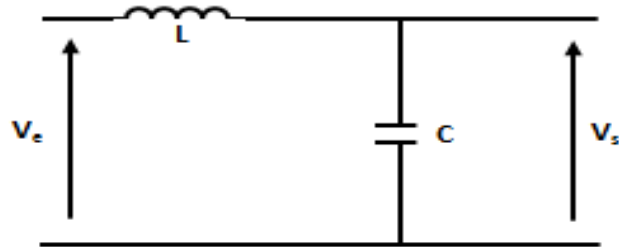


Figure 3.10 : Schéma équivalent du filtre LC

En se basant sur la figure 3.10 et si on néglige la résistance interne de l'inductance ($r = 0$), la fonction de transfert du filtre devient :

$$F_T(s) = \frac{V_s(s)}{V_e(s)} = \frac{1}{LCs^2 + 1} \quad (3.12)$$

Pour la notation complexe de la fonction du transfert F_T , on note :

$$s = j\omega \quad (3.13)$$

Alors la fonction de transfert sera :

$$F_T(s) = \frac{V_s(j\omega)}{V_e(j\omega)} = \frac{1}{LC(j\omega)^2 + 1} \quad (3.14)$$

Par la suite :

$$F_T(s) = \frac{1}{1 - LC\omega^2} \quad (3.15)$$

On suppose que le filtre fonctionne sans diminution de l'amplitude du signal de sortie, donc :

$$|F_T(j\omega)| = 1 \quad (3.16)$$

Donc :

$$LC\omega_c^2 = 1 \quad (3.17)$$

On note que :

$$\omega_c = 2\pi \cdot f_c \quad (3.18)$$

Avec f_c est la fréquence de coupure (résonance) du filtre LC, donc l'inductance L est exprimée comme suit :

$$L = \frac{1}{4\pi^2 f_c^2 C} \quad (3.19)$$

Le choix des valeurs d'inductance et de capacité, peut être obtenu en éliminant les harmoniques d'une nature plus haut que deux, ceci étant vérifié par le fait qu'elles ont une fréquence égale à deux fois ou supérieure à celle du fondamental.

Dans notre cas, nous avons choisi :

$$f_c = \frac{f_d}{10}, \text{ avec } f_d = 10\text{KHz} \text{ et } f_c = 1\text{KHz}$$

On obtiendra donc l'expression suivante :

$$LC = \frac{1}{4\pi^2 f_c^2} = \frac{1}{4\pi^2 10^6}$$

Si on prend par exemple $C = 8\mu\text{F}$, la valeur de l'inductance sera $L = 3.2\text{mH}$.

Le circuit électrique du convertisseur DC-AC, du filtre ainsi que la charge est illustré dans la figure suivante :

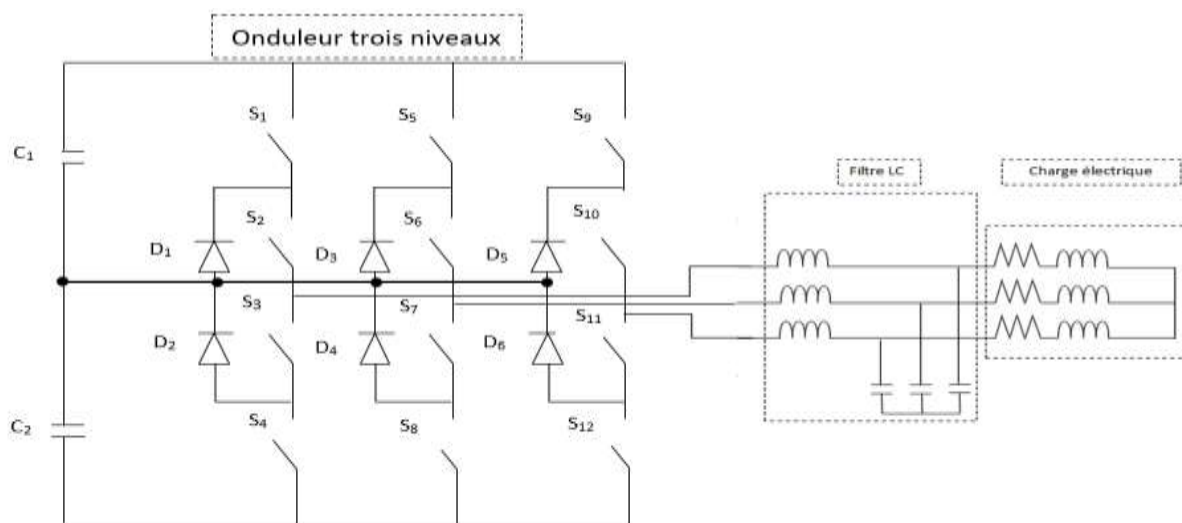


Figure 3.11 : Circuit électrique représentant l'onduleur, le filtre et la charge

En appliquant les valeurs numériques obtenues du filtre LC, le résultat de simulation de la tension et le courant à la sortie du filtre est représenté dans la figure 3.12:

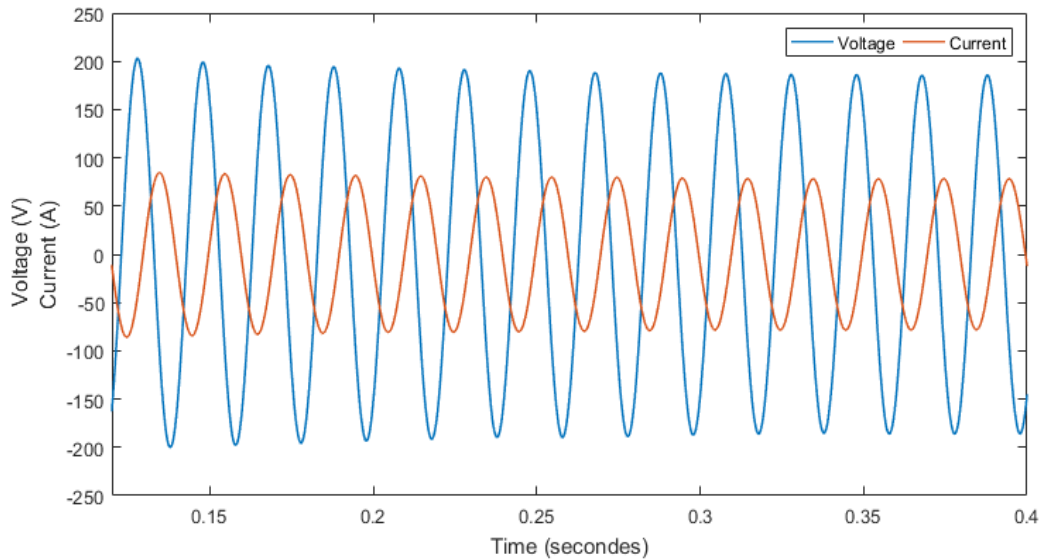


Figure 3.12 : Courbes de la tension et le courant à la sortie du filtre LC

La figure 3.12 montre que la tension obtenue après filtrage est sinusoïdale, compatible et prête à être utilisée par le réseau électrique.

Pourtant, nous remarquons qu'il y a un déphasage entre la tension et le courant dû à la puissance réactive injectée dans le réseau. Pour remédier à ce problème, nous allons étudier dans le prochain paragraphe l'impact de la boucle de régulation de la puissance active et réactive sur la génération du facteur de puissance (FP).

II. Contrôle du facteur de puissance du système photovoltaïque connecté au réseau

Afin de remédier au problème de déphasage entre la tension et le courant injecté dans le réseau, ce paragraphe propose un contrôle du facteur de puissance pour que le système étudié soit en phase avec le réseau électrique. Le contrôle proposé est basé sur deux boucles de régulation : une boucle de régulation externe régulant la tension du bus continu V_{DC} et une boucle de régulation interne qui permet de réguler le courant injecté dans le réseau et le mettre en phase

avec la tension. La technique proposée pour ce contrôle permet d'obtenir un facteur de puissance unitaire et permet d'ajuster la puissance de sortie en fonction des besoins.

1. Calcul de la puissance du système PV

Ce type de contrôle a pour objectif de conserver un facteur de puissance unitaire, pour ce faire, il vise à commander les valeurs de puissance active et réactive injectées dans le réseau. Tout en agissant sur la commande MLI, le circuit de commande (boucles de commande) impose des valeurs instantanées des courants délivrés par l'onduleur ($i_{o1}, 2, 3$) de manière à ce que les courants fournis par le réseau ($i_{a, b, c}$) soient sinusoïdaux et en phase avec les tensions simples correspondantes ($V_{a, b, c}$).

Dans le repère rotatif synchrone (d, q), les puissances actives et réactives d'un VSI triphasé connecté au réseau sont données par l'équation (3.20) :

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2}(V_d \cdot i_d + V_q \cdot i_q) \\ Q &= \frac{3}{2}(V_d \cdot i_q - V_q \cdot i_d) \end{aligned} \quad (3.20)$$

Dans le repère (d, q) le vecteur de la tension du réseau est donné par l'équation (3.21) :

$$\begin{aligned} V_d &= V \\ V_q &= 0 \end{aligned} \quad (3.21)$$

En pratique, la tension du réseau est non sinusoïdale à cause de la présence des harmoniques. Par conséquent, les tensions V_d et V_q ne sont pas tous les deux constantes, mais elles ont de légères ondulations dont les références et les grandeurs dépendent des composantes harmoniques. Cependant, en régime permanent, la valeur moyenne de V_q est toujours égale à zéro. Par conséquent, l'équation (3.20) peut être réécrite comme exprimé dans (3.22) :

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2}(V_d \cdot i_d) \\ Q &= \frac{3}{2}(V_d \cdot i_q) \end{aligned} \quad (3.22)$$

Selon l'expression de l'équation (3.20), la puissance active dépend du courant de l'axe d et la puissance réactive dépend du courant de l'axe q. De plus pour atteindre un facteur de puissance unitaire, la composante q du vecteur de courant doit être fixée à zéro. Par conséquent, dans l'hypothèse de la transmission d'énergie sans perte entre le générateur solaire et le réseau, la relation entre la puissance active instantanée échangée entre le GPV et le réseau électrique est donnée par l'équation (3.23) :

$$P_{pv} = P = \frac{3}{2}(V_d \cdot i_d) \quad (3.23)$$

2. Etude de la synchronisation du convertisseur avec le réseau

Pour obtenir un signal de sortie synchronisé en phase et en fréquence avec celui de l'entrée, nous avons utilisé une boucle à verrouillage de phase (PLL) qui a pour rôle de contrôler l'erreur de phase entre le signal d'entrée et celui de sortie et de le maintenir au minimum, et d'assurer la même fréquence à l'entrée et à la sortie. Le circuit de base de la commande PLL est présenté dans la figure ci-dessous, il se compose principalement de trois composants, un détecteur de phase, un filtre et un oscillateur commandé en tension.

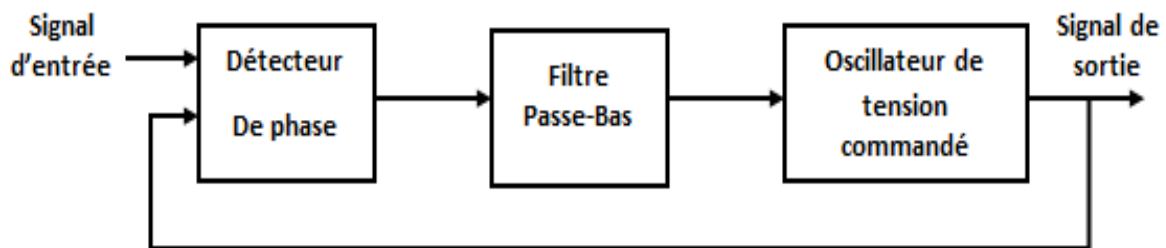


Figure 3.13 : Diagramme bloc d'une PLL

Le modèle schématique présenté dans la figure 3.14 explique le principe de fonctionnement de la boucle de verrouillage de phase. Son principe de base consiste à appliquer une transformation de Park inverse sur les tensions de phase du réseau. La composante de l'axe (q) générée par cette transformation est fixée à zéro pour éliminer le couplage dans les termes de puissance active et réactive [74] grâce à l'utilisation d'un contrôleur proportionnel-intégral (PI). La sortie du contrôleur PI est la fréquence de sortie de l'onduleur intégrée pour obtenir son angle de

phase θ . De plus, la fréquence instantanée et l'amplitude du vecteur de tension sont également déterminées. Lorsque la différence entre l'angle de phase du réseau θ_r et l'angle de phase de l'onduleur θ est réduite à zéro ($\Delta\theta = (\theta_r - \theta) = 0$), alors dans ce cas, la PLL est activée [75].

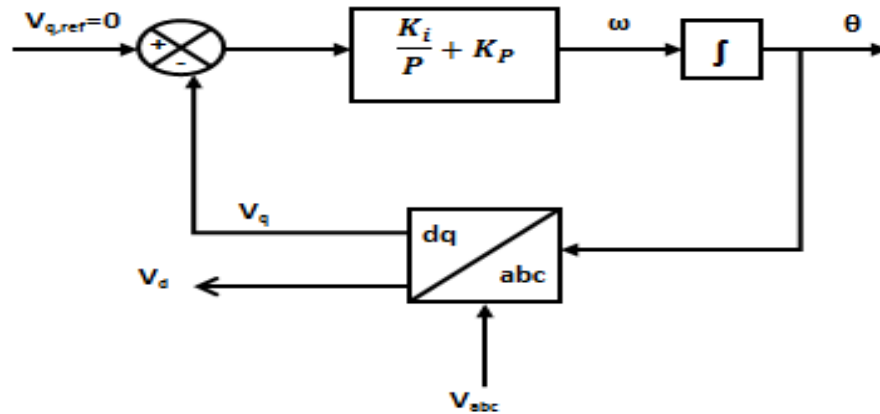


Figure 3.14 : Diagramme schématisé de la PLL

3. Commande du courant injecté dans le réseau

La méthode appliquée pour la commande de l'interface du réseau électrique, est appelée la méthode Watt-Var découplée (P-Q découplée).

Pour mieux comprendre le principe de cette commande, nous considérons un onduleur connecté au réseau, via la résistance R et l'inductance L (représentant le modèle simplifié d'un transformateur).

Le circuit équivalent triphasé du système en termes de composantes fondamentales est représenté dans la figure suivante [25] :

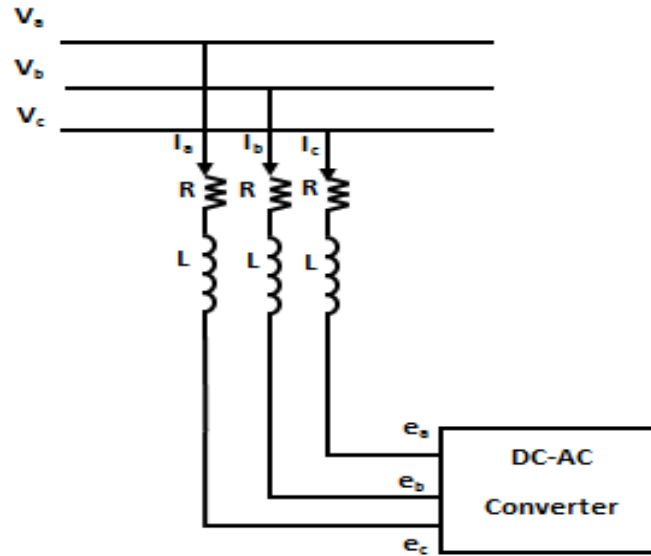


Figure 3.15 : Schéma équivalent d'un onduleur connecté au réseau

D'après la figure 3.15, on peut déduire l'équation suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_a - e_a \\ V_b - e_b \\ V_c - e_c \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

En utilisant la transformation de Park, l'équation 3.24 s'écrit de la manière suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & \omega \\ \omega & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_d - e_d \\ V_q - e_q \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

De plus, en utilisant des régulateurs de type PI, les deux nouvelles variables présentées dans l'équation (3.26), X_1 et X_2 , sont les sorties du système de contrôle composé de deux contrôleurs PI :

$$X_1 = \frac{1}{L}(V_d - e_d) \text{ \& } X_2 = \frac{1}{L}(V_q - e_q) \quad (3.26)$$

Les valeurs i_{dref} et i_{qref} sont les références des courants actifs et réactifs :

$$\begin{aligned} X_1 &= (i_{dref} - i_d) \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) - \omega i_q \\ X_2 &= (i_{qref} - i_q) \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) + \omega i_d \end{aligned} \quad (3.27)$$

Nous appliquons la transformée de Laplace aux équations (3.24), (3.25) et (3.26), nous obtenons la fonction de transfert en boucle ouverte du courant comme indiqué dans l'équation suivante :

$$F(s) = \frac{i_d}{i_{dref}} = \frac{i_q}{i_{qref}} = \frac{1 + s \frac{K_p}{K_i}}{1 + s \frac{K_p + \frac{R}{L}}{K_i} + \frac{s^2}{K_i}} \quad (3.28)$$

Par identification des paramètres de cette fonction de transfert (représentée dans l'équation 3.28) avec celle du régulateur PI, on obtient la relation suivante :

$$\begin{aligned} \frac{2\xi}{\omega_n} &= \frac{K_p + \frac{R}{L}}{K_i} \\ \frac{1}{\omega_n^2} &= \frac{1}{K_i} \end{aligned} \quad (3.29)$$

Ainsi, les paramètres du régulateur de courant peuvent être conçus comme suit :

$$\begin{aligned} K_i &= \omega_n^2 \\ K_p &= 2\xi\omega_n - \frac{R}{L} \end{aligned} \quad (3.30)$$

Avec :

K_i : le gain intégral ;

K_p : le gain proportionnel

Le contrôle effectué est optimal si les gains K_i et K_p sont maximaux. Le calcul des paramètres du régulateur PI se fait par la méthode de compensation des pôles (Annexe D). Par conséquent, le schéma du contrôle de cette méthode est représenté dans la figure 3.16 :

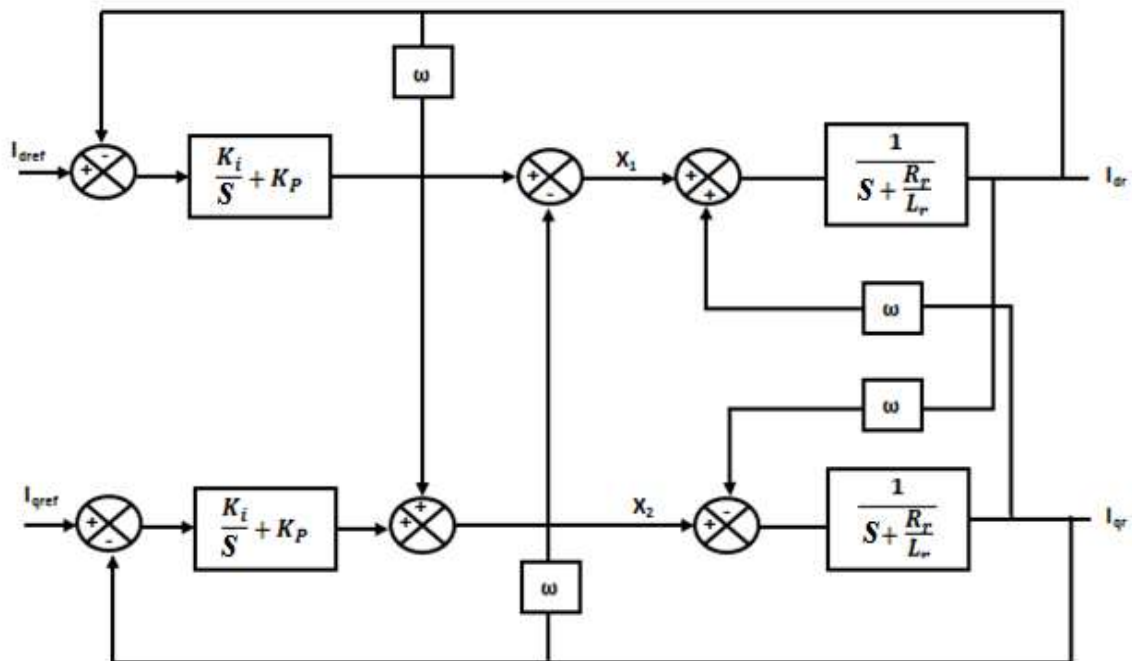


Figure 3.16 : Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée

Le schéma global de la régulation du courant en appliquant la méthode P-Q découplée est représentée dans la figure suivante :

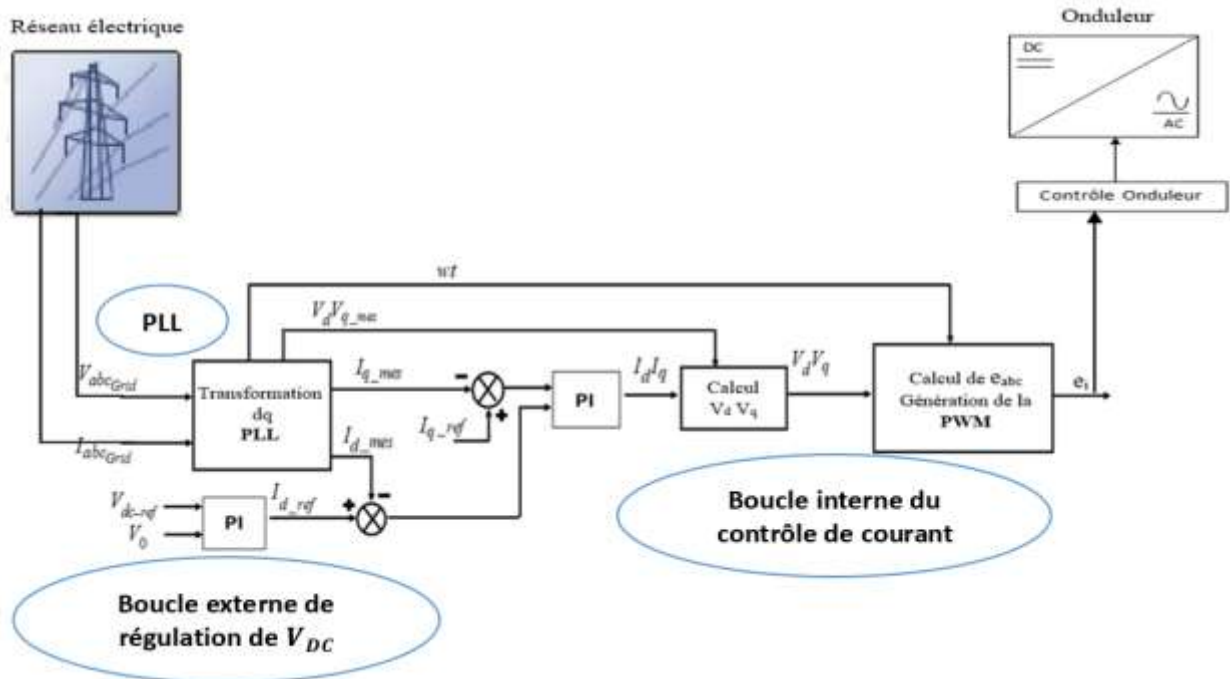


Figure 3.17 : Schéma global de contrôle par la méthode Watt-Var découplée

4. Régulation de la tension du bus continu

Les sources d'énergie renouvelables sont de nature intermittente et de même que la puissance générée par le système PV, par ailleurs, la tension continue fluctuante du GPV (V_{DC}) doit être adaptée de manière adéquate par un étage d'adaptation dc-dc pour respecter les exigences de l'étage de conversion DC-AC.

La régulation de la tension du bus continu V_{DC} est généralement influencée soit par l'absorption ou bien la fourniture de l'énergie active au réseau. Le principe de fonctionnement de cette boucle de contrôle consiste à réguler la tension V_{DC} à une valeur constante qui est V_{DC-ref} , l'erreur est définie comme la différence entre la tension mesurée V_{DC} et la tension de référence V_{DC-ref} , ($\zeta = V_{DC} - V_{DC-ref}$) [60]. Dans le cas où un correcteur PI est utilisé dans cette boucle de régulation, la sortie de ce correcteur est la référence de la composante directe du courant injecté dans le réseau I_{d-ref} comme le montre la figure 3.18:

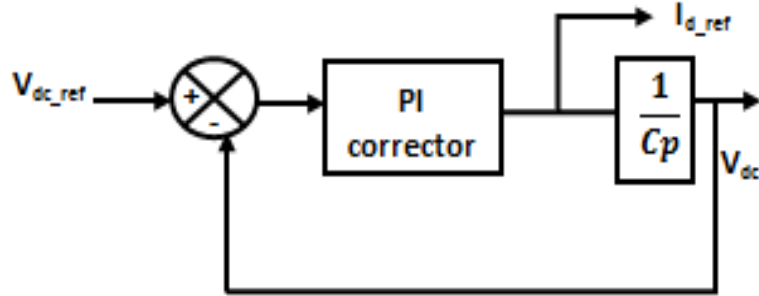


Figure 3.18 : Boucle de régulation du bus continu de la tension V_{DC}

La fonction de transfert en boucle fermée de la régulation de la tension continue V_{DC} obtenue à partir de la figure 3.18, est la suivante :

$$F(s) = \frac{V_{dc}}{V_{dc-ref}} = \frac{1 + s \frac{K_p}{K_i}}{1 + s \frac{K_p}{K_i} + \frac{C}{K_i} s^2} \quad (3.31)$$

Ainsi, le calcul des paramètres du régulateur PI se fait par la méthode de compensation des pôles et ils sont décrits comme suit :

$$\begin{aligned} K_i &= C \cdot \omega_n^2 \\ K_p &= 2\xi C \omega_n \end{aligned} \quad (3.32)$$

5. Résultats et simulations

Les résultats présentés dans ce paragraphe sont obtenus à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. La figure 3.19 présente le modèle détaillé du système étudié, il se compose des éléments suivants :

- Un générateur photovoltaïque produisant une puissance maximale de 100 kW sous un rayonnement solaire de 1000W/m^2 et une température de 25°C ;
- Un convertisseur de type « hacheur boost » qui a pour rôle d'augmenter la tension du PV (V_{DC}) (273,5V) à la valeur désirée (500V) ;

- Le cycle de commutation du convertisseur boost est optimisé par la commande MPPT en utilisant l'algorithme P&O ;
- Un onduleur triphasé à trois niveaux, qui a pour rôle de convertir la tension de liaison de 500 V_{CC} à 260V_{CA} et conserver un facteur de puissance unitaire ;
- Un transformateur de couplage triphasé (100kVA, 260V/25kV) ;
- Un réseau électrique (départ de distribution de 25kV et système de transmission équivalent à 120kV).

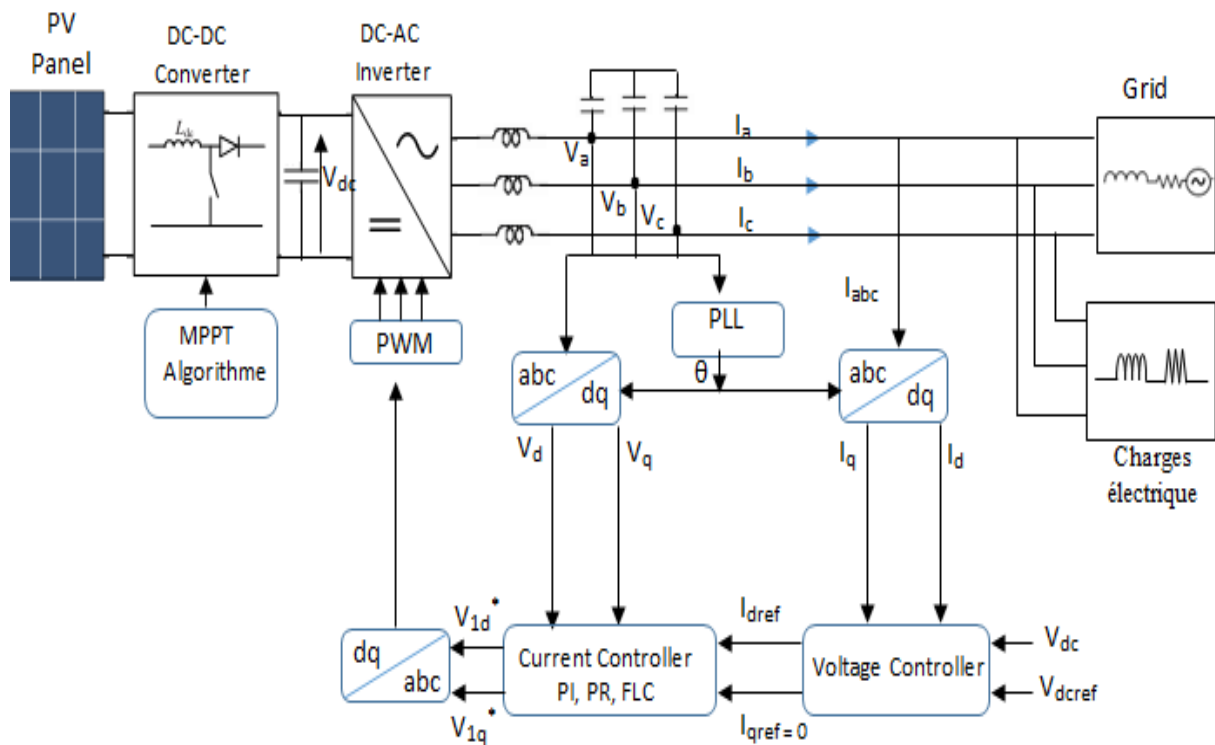


Figure 3.19 : Model détaillé du générateur PV connecté au réseau avec le système de contrôle proposé

5.1.Simulation du système PV connecté au réseau

Après la simulation du système PV selon le modèle détaillé dans le paragraphe précédent, la figure 3.20 représente la puissance délivrée par le panneau photovoltaïque P_{PV} ainsi que la puissance active P injectée dans le réseau.

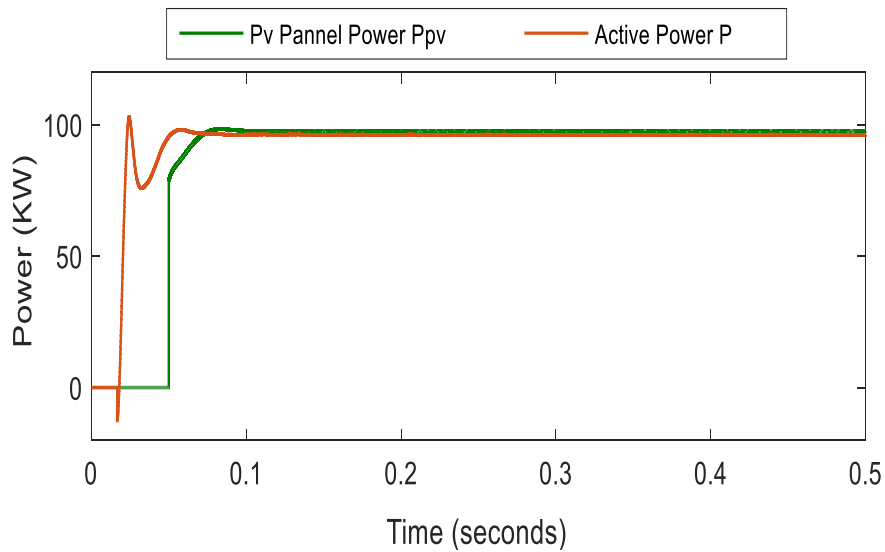


Figure 3.20 : Puissance du panneau photovoltaïque P_{pv} et puissance active P

Les résultats obtenus démontrent que les deux valeurs atteintes par les deux puissances ($P_{PV}=97,58$ kW & $P=96,14$ kW) sont presque identiques et correspondent plus au moins à la puissance maximale du panneau qui est égale à 100kW. En d'autres termes, cette comparaison montre que le contrôle établi permet d'injecter la puissance active dans le réseau avec une perte de puissance de 1,5%.

De même, la tension de sortie du convertisseur (V_{dc}) est contrôlée pour suivre la tension de référence (V_{dc-ref}) comme indiqué dans la figure suivante :

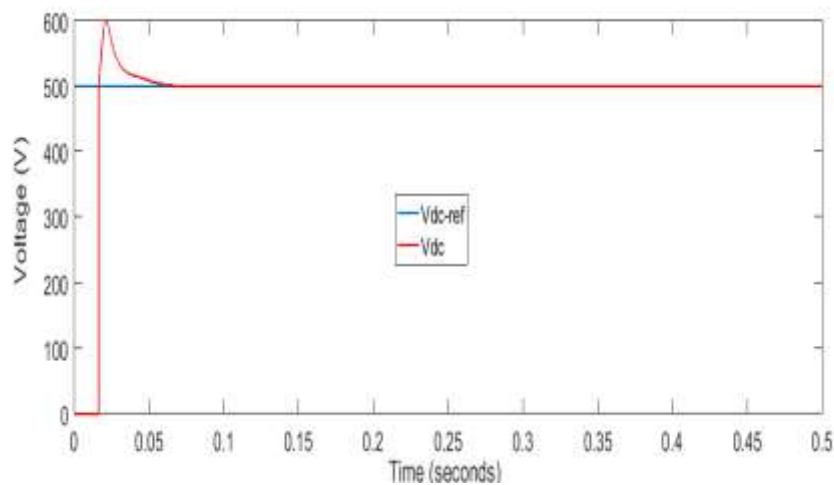


Figure 3.21 : Tension de sortie de l'hacheur Boost

La réponse du convertisseur contrôlé par le régulateur PI montre que la tension de sortie atteint rapidement et avec précision la tension de référence.

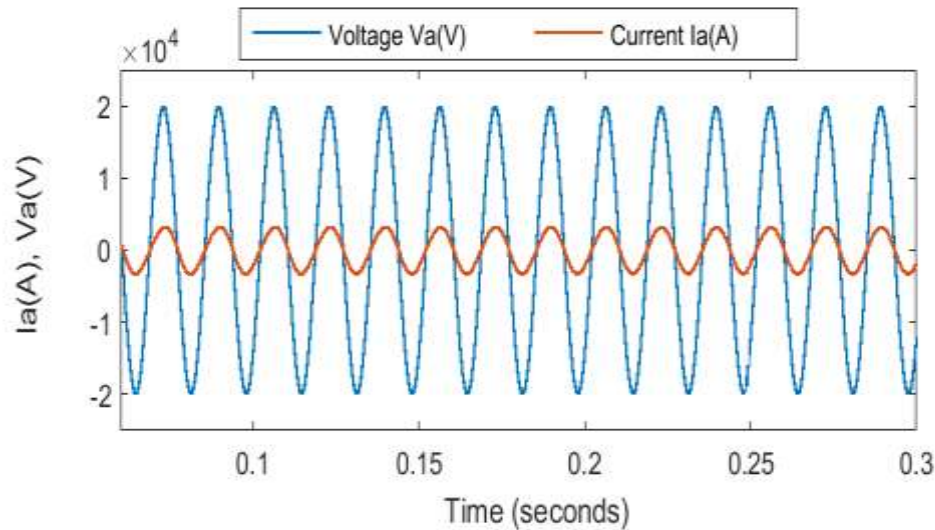


Figure 3.22 : Tension et courant de ligne injectés dans le réseau électrique

Comme il est indiqué sur la figure 3.22, la tension et le courant injecté dans le réseau sont en phase, ce qui explique l'injection unique de la puissance active.

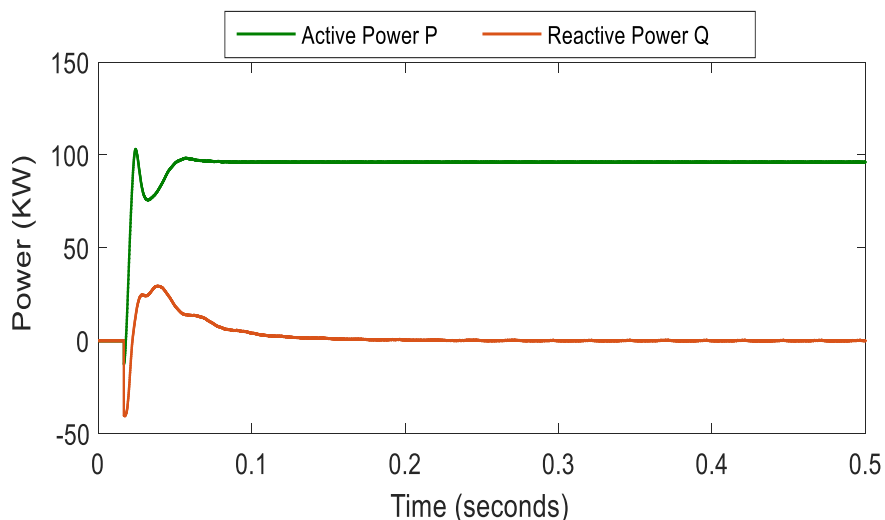


Figure 3.23 : Puissance active et réactive injectées dans le réseau

Selon la figure 3.23, nous remarquons que les deux puissances actives et réactives oscillent pendant quelques millisecondes dans leur régime transitoire, et après l'atteinte du régime

permanent, la puissance réactive devient nulle et la puissance active atteint sa valeur maximale (96,14 kW), ce qui signifie que le correcteur choisi nous a permis d'atteindre les résultats attendus et d'assurer un facteur de puissance unitaire.

5.2.Simulation sous variation de charge

La variation de la puissance réactive de référence Q_{ref} influence sans aucun doute le déphasage entre la tension V et le courant I , afin d'illustrer cette influence, nous avons varié la puissance réactive Q_{ref} , les résultats sont répartis en trois intervalles :

- [0,06s – 0,11s] : cet intervalle montre que lorsque la puissance réactive Q est négative (la présence d'une charge capacitive), on remarque que le courant est en avance de phase par rapport à la tension ;
- [0,11s – 0,15s] : cet intervalle indique que lorsque la puissance réactive Q est égale à zéro (la présence d'une charge résistive), on constate que le courant est en phase avec la tension ;
- [0,15s – 0,2s] : cet intervalle montre que lorsque la puissance réactive Q est positive (la présence d'une charge inductive), le courant est en retard de phase par rapport à la tension.

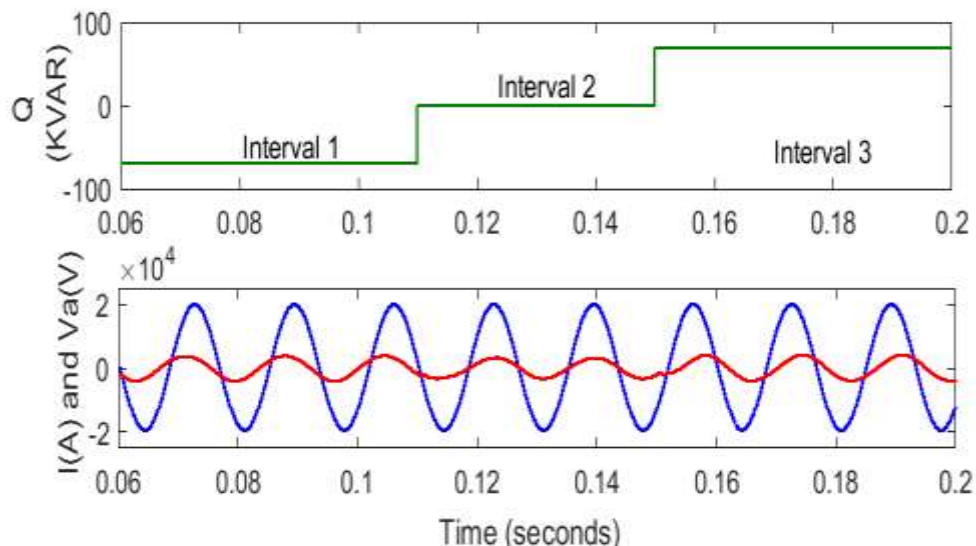


Figure 3.24 : Tension et courant injectés dans le réseau avec la variation de la puissance réactive de référence Q_{ref}

La dernière simulation montre qu'à un instant $t=0.3s$, une charge inductive égale à 20 kVAR a été ajoutée, afin de simuler l'influence de cet ajout sur les puissances actives et réactives ainsi que sur la tension et le courant injectés dans le réseau, les figures suivantes illustrent l'impact de la charge inductive sur les paramètres précités :

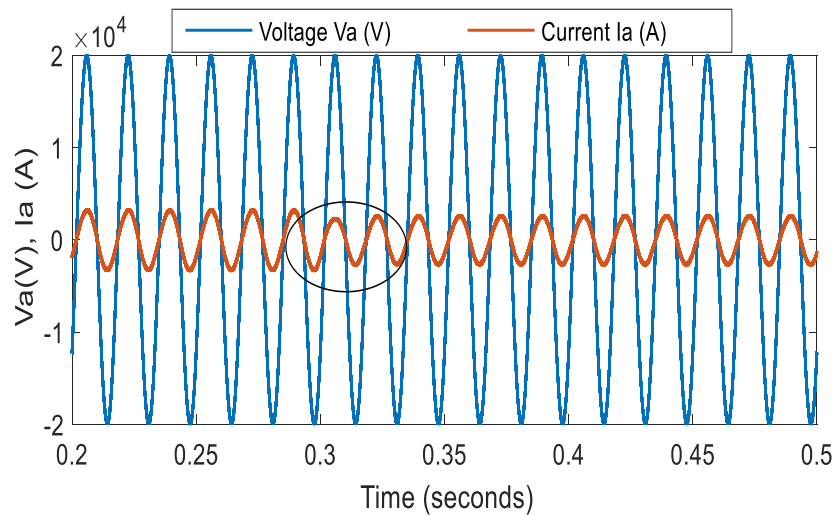


Figure 3.25 : Tension et courant injectées dans le réseau avec variation de charge

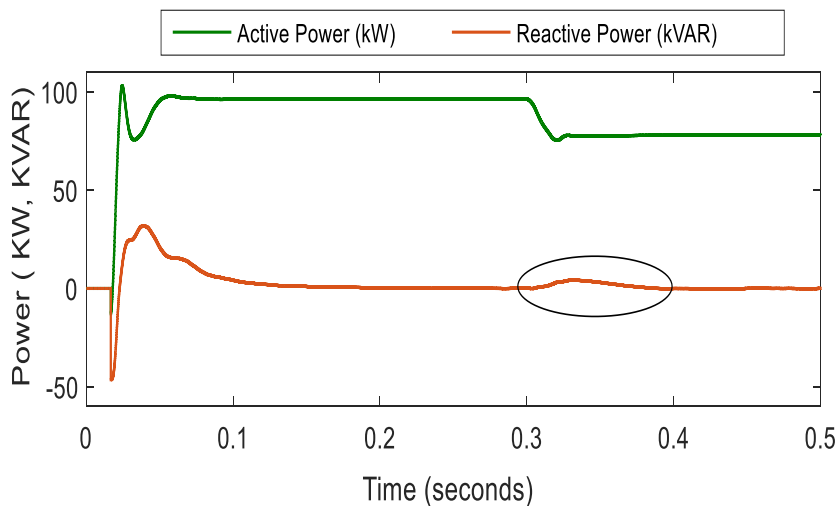


Figure 3.26 : Puissance active et réactive injectées dans le réseau avec variation de charge

La figure 3.25 montre qu'après l'addition de la charge inductive à l'instant $t=0.3s$, le courant injecté dans le réseau devient en retard de phase par rapport à la tension et ces deux grandeurs

nécessitent quelques millisecondes pour devenir en phase. De même, la figure 3.26 montre qu'à l'instant $t=0.3s$, la puissance réactive Q devient positive et nécessite quelques millisecondes pour retrouver sa valeur initiale qui est égale à zéro. Par conséquent, le contrôle proposé nécessite une amélioration pour répondre aux exigences du réseau et des charges ajoutées. L'essai de variation de la charge a montré les limites de notre contrôle proposé. En effet, dans le prochain chapitre, nous allons proposer des améliorations au niveau du contrôle proposé afin de supporter les changements de la nature des charges et pour répondre aux exigences du réseau.

III. Technique du contrôle de la batterie

Plusieurs stratégies de contrôles ont été abordées dans ce travail de recherche pour assurer la multifonctionnalité du système proposé, parmi lesquelles, le contrôle appliqué au système de stockage. Cette technique de contrôle repose sur un système de batterie connecté en parallèle avec le système PV pour injecter ou bien absorber de la puissance via un convertisseur bidirectionnel continu-continu de type buck-boost. Lorsque la batterie injecte de l'énergie dans le réseau, le convertisseur fonctionne en mode Boost et lorsque la batterie stocke l'énergie, il fonctionne en mode Buck. Ce mode de fonctionnement est basé sur le signal de commande fourni aux commutateurs du convertisseur buck-boost.

1. Principe de la commande de la batterie

La commande illustrée dans le diagramme de la figure 3.27 décrit la commande d'alimentation de la batterie.

Le fonctionnement de cette commande repose sur la quantité d'énergie fournie par le GPV, s'il y a suffisamment d'énergie solaire et la puissance active requise pour alimenter le réseau est inférieure à $P_{PV}(MPP)$, la batterie sera chargée. Si la puissance solaire disponible est insuffisante et si la puissance active requise pour l'alimentation du réseau est supérieure à $P_{PV}(MPP)$, la batterie se décharge et fournit la puissance emmagasinée afin d'assurer l'alimentation ainsi que le contrôle du réseau [76].

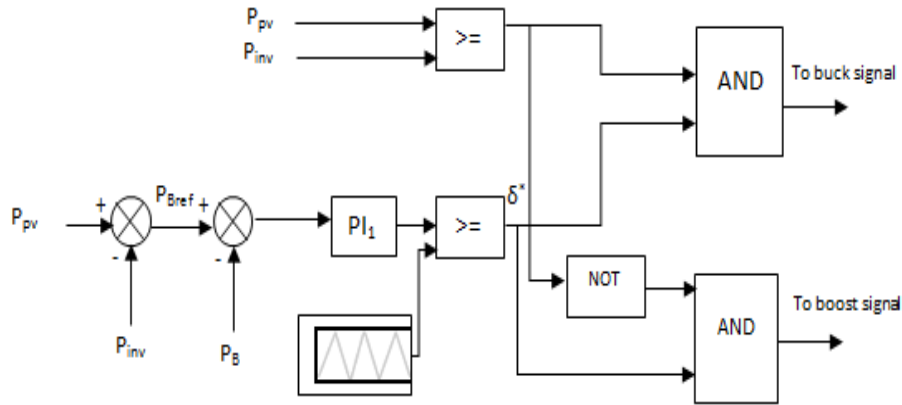


Figure 3.27 : Diagramme de contrôle de la puissance de batterie

L'alimentation de la référence de la batterie P_{Bref} est générée en soustrayant la puissance active générée par l'onduleur P_{inv} de la puissance fournie par le panneau photovoltaïque P_{pv} . Le régulateur PI_1 reçoit donc le signal d'erreur obtenu après soustraction de la puissance réelle de la batterie P_B , de la référence de batterie P_{Bref} . Ensuite, nous comparons le signal obtenu avec une forme d'onde triangulaire de magnitude unitaire pour générer le signal δ^* .

K_{P1} et K_{I1} correspondent respectivement aux gains proportionnel et intégral ; l'équation qui décrit ce contrôle est donnée par l'expression 3.34 :

$$\delta^* = K_{P1}(P_{Battref} - P_{Batt}) + K_{I1} \int_0^t (P_{Battref} - P_{Batt}) dt \quad (3.34)$$

Afin de différencier les modes de charge et de décharge de la batterie, nous devons comparer les deux puissances P_{pv} et P_{inv} , si $P_{pv} \geq P_{inv}$, la batterie est en mode de charge, le signal obtenu de la MLI ainsi que le résultat de cette comparaison sont transmis via un ET logique pour générer un signal de commutation qui active le mode Buck du convertisseur bidirectionnel. Dans le cas contraire, si $P_{pv} < P_{inv}$, l'opposé de ce signal passe par un ET logique pour générer un signal de commutation qui active le mode Boost du convertisseur.

Par conséquent, avec cette boucle de commande, le convertisseur bidirectionnel est capable de fonctionner dans les deux sens et assure l'état de charge et de décharge de la batterie.

2. Résultats de simulation

La figure 3.28 montre l'état de charge de la batterie (SOC). Nous constatons que le SOC augmente progressivement au fur et à mesure que l'excès de puissance est stocké dans la batterie.

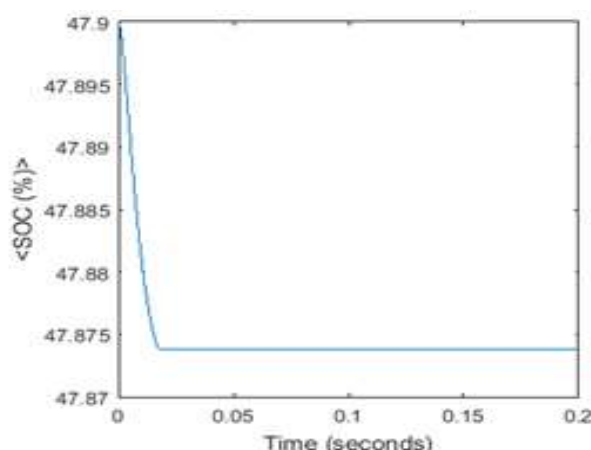


Figure 3.28 : L'état de charge de la batterie (SOC)

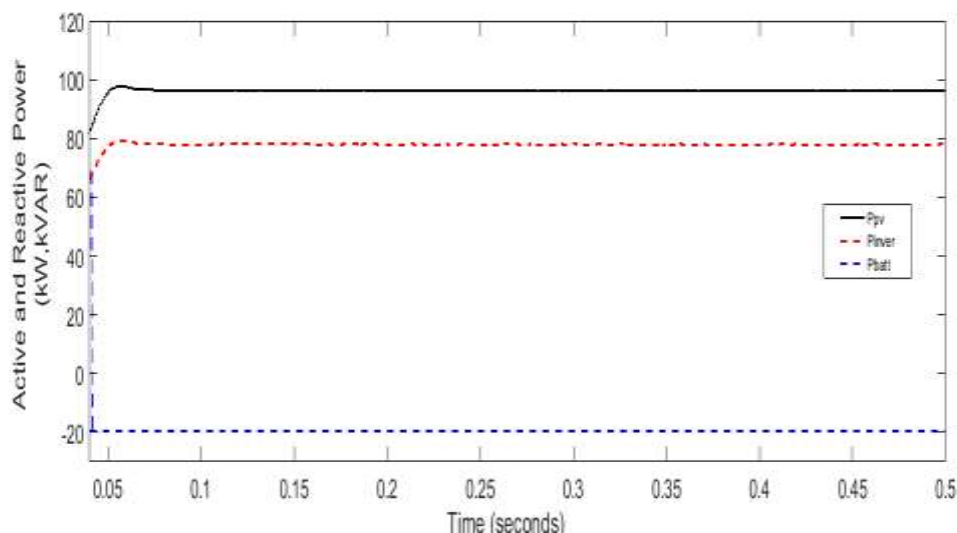


Figure 3.29 : Puissances active du PV, du système de stockage et de l'onduleur

La figure 3.29 décrit la puissance active du PV, de la batterie et de l'onduleur : le PV génère une puissance maximale de 100 kW, soit plus que ce qui est nécessaire pour maintenir la fréquence du réseau. Le surplus de 20 kW est stocké dans la batterie. Le signe négatif qui

apparaît dans la charge de la batterie signifie qu'il s'agit d'un état de charge (la batterie absorbe de l'énergie). Par conséquent, l'ensemble des simulations présentées dans ce paragraphe nous ont confirmé l'utilité de l'intégration du système de stockage au sein de notre chaîne photovoltaïque.

Conclusion

Dans ce troisième chapitre nous avons étudié le contrôle du système photovoltaïque connecté au réseau électrique. Initialement, nous avons évoqué la méthode du contrôle des différents convertisseurs existants dans notre chaîne, ensuite nous avons développé la technique du contrôle du facteur de puissance pour assurer la bonne injection de la puissance dans le réseau électrique, et finalement nous avons présenté le contrôle du système du stockage d'énergie par batterie qui permet de gérer le stockage de l'énergie fournie par le système PV.

Après la modélisation du système PV connecté au réseau triphasé et des schémas de commande du facteur de puissances, les résultats obtenus sont satisfaisants et montrent que le modèle proposé décrit correctement le comportement du système PV étudié. Par conséquent, la commande appliquée permet de réguler la tension du bus continu et de la maintenir à une valeur constante, elle agit aussi sur le courant injecté dans le réseau pour le maintenir en phase avec la tension, elle fournit une puissance active maximale et assure un facteur de puissance unitaire. De même, le contrôle apporté au système de stockage implique parfaitement la batterie dans la chaîne de conversion photovoltaïque et assure ses états de charge et de décharge.

Dans les chapitres suivants, nous allons chercher d'autres commandes pour améliorer le rendement du système PV ainsi que le système de stockage BESS.

Chapitre – 4 :

Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par le régulateur PR et la logique floue

«J'ai inventé une lampe de poche qui fonctionne à l'énergie solaire, elle n'a qu'un dernier défaut, elle ne marche qu'en plein soleil.»-Ernest Renan

Sommaire

Introduction	103
I. Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par le régulateur PR	103
1. Synthèse du régulateur proportionnel résonant	104
2. Modèle du régulateur proportionnel résonant	105
II. Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par la logique floue.....	107
1. Synthèse de la logique floue.....	107
2. Principe du contrôleur PI à logique floue.....	107
3. Commande du courant avec le régulateur à logique floue	109
III. La charge non-linéaire.....	110
1. L'effet des charges non-linéaires sur la connexion du système PV au réseau électrique.....	111
2. Circuit équivalent de la charge non-linéaire.....	112
IV. Résultats de simulation	112
1. Simulation du système PV avec l'ajout de la charge inductive et capacitive.....	113
2. Simulation du système PV avec charge non-linéaire	116
Conclusion.....	118

Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons montré que la connexion de l'installation photovoltaïque au réseau électrique génère un ensemble de problèmes liés au déphasage entre la tension et le courant injecté dans le réseau. En effet : lors de la variation du type de la charge [77], nous avons remarqué la présence des fluctuations sur la tension et le courant injecté dans le réseau, l'apparition des harmoniques sur le courant de sortie ce qui influence la stabilité de notre système, d'où la nécessité d'une amélioration du contrôle proposé dans troisième chapitre pour bien gérer le facteur de puissance fournie au moment de variation de la charge. Pour ces raisons, le développement de nouvelles techniques de contrôle s'avère nécessaire. Aujourd'hui, grâce au développement des microprocesseurs puissants et rapides, les recherches dans ce domaine s'intéressent de plus en plus vers le développement des contrôleurs plus développés afin d'améliorer les performances des systèmes étudiés.

Afin de traiter les dysfonctionnements précités, nous avons poussé notre recherche sur les contrôleurs PR et la logique floue dans le but d'assurer à la fois un facteur de puissance unitaire et de minimiser les harmoniques de courant. Pour ce faire, nous avons établi une comparaison entre les différentes techniques de contrôle de courant à savoir le régulateur conventionnel PI, le régulateur PR et la technique de la logique floue.

Le premier paragraphe de ce chapitre modélise de façon détaillée le régulateur PR, le deuxième paragraphe propose un aperçu global sur la technique de la logique floue, le troisième paragraphe met le point sur les charges non linéaires et leurs effets sur la connexion du système PV au réseau électrique et finalement, le dernier paragraphe se termine par l'exposition de l'ensemble des résultats obtenus lors de l'application des différentes méthodes de contrôle sur le système étudié.

I. Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par le régulateur PR

Dans cette section, nous allons présenter l'amélioration portée au contrôle du facteur de puissance à l'aide d'un contrôleur nommé correcteur Proportionnel Résonant « PR » qui vise à

minimiser les harmoniques et de garder un facteur de puissance unitaire afin d'assurer un meilleur transport d'énergie vers le réseau électrique. La première partie de ce chapitre est consacrée à la commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par le régulateur PR.

1. Synthèse du régulateur proportionnel résonant

Le contrôle du courant est l'un des problèmes les plus rencontrés dans le domaine de l'électronique de puissance, d'après le chapitre précédent, il apparaît que le contrôleur PI est incapable de suivre la référence du courant sans produire des perturbations en régime permanent au moment de l'ajout ou de la variation de la charge. Pour pallier à ce problème, nous introduisons le contrôleur PR dans la boucle de régulation de courant pour obtenir une régulation rapide de la puissance de sortie. Afin d'assurer les caractéristiques de la réponse du système de contrôle et afin d'améliorer sa robustesse et sa stabilité, les paramètres de la boucle de courant interne ont été analysés via les caractéristiques de réponse en fréquence.

L'une des caractéristiques les plus importantes du contrôleur résonnant est sa capacité de suivre le courant de référence en introduisant un gain infini à une certaine fréquence appelée fréquence de résonance, ce qui permet au contrôleur d'éliminer les erreurs des variables de contrôle en régime permanent.

Le correcteur proportionnel résonant est représenté par sa fonction de transfert $G_{PR}(s)$ décrite dans l'équation suivante :

$$G_{PR}(s) = K_P + K_r \frac{s}{s^2 + \omega_0^2} \quad (4.1)$$

Avec :

K_P : le terme du gain proportionnel

K_r : le terme du gain résonant

ω_0 : la fréquence de résonance

Le correcteur PR idéal fonctionne comme un réseau ayant un facteur de qualité infini, ce qui est sans doute impossible de mettre en œuvre en réalité pour plusieurs raisons ; premièrement le gain infini introduit par le contrôleur PR conduit à un facteur de qualité infini, chose qui ne

peut être atteinte ni dans les systèmes analogiques ni dans les systèmes numériques. Deuxièmement, le gain du contrôleur PR est très réduit en d'autres fréquences et il n'est pas capable d'éliminer l'influence des harmoniques introduite par la tension du réseau.

Par conséquent, l'équation 4.1 représente un contrôleur PR idéal pouvant poser des problèmes de stabilité en raison du gain infini. Pour remédier à ce phénomène [74], [78]–[80], le contrôleur PR peut être rendu non idéal tout en introduisant un amortissement comme mentionné dans l'équation 4.2 :

$$G_{PR}(s) = K_p + K_r \frac{2\omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_0^2} \quad (4.2)$$

Où ω_c est la bande passante autour de la fréquence alternative de ω_0 . Avec la nouvelle fonction de transfert représentée dans l'équation 4.2, le gain du contrôleur PR à la fréquence alternative ω_0 est fini, ce qui rend également le contrôleur plus précis et facilement réalisable dans les systèmes numériques.

2. Modèle du régulateur proportionnel résonant

Le modèle du contrôleur PR est illustré dans la figure 4.1.

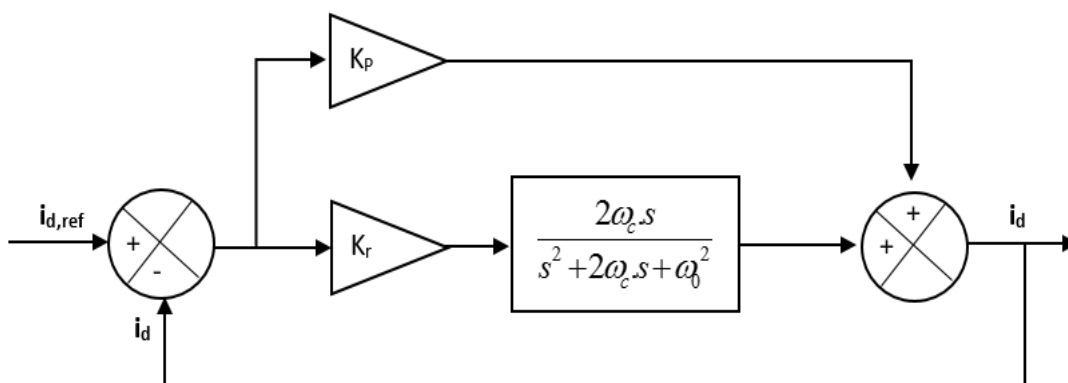


Figure 4.1 : Modèle du contrôleur PR

La réponse en fréquence de l'équation 4.1 est illustrée dans la figure 4.2. La figure montre que le contrôleur PR idéal se comporte comme un réseau avec un facteur de qualité infini.

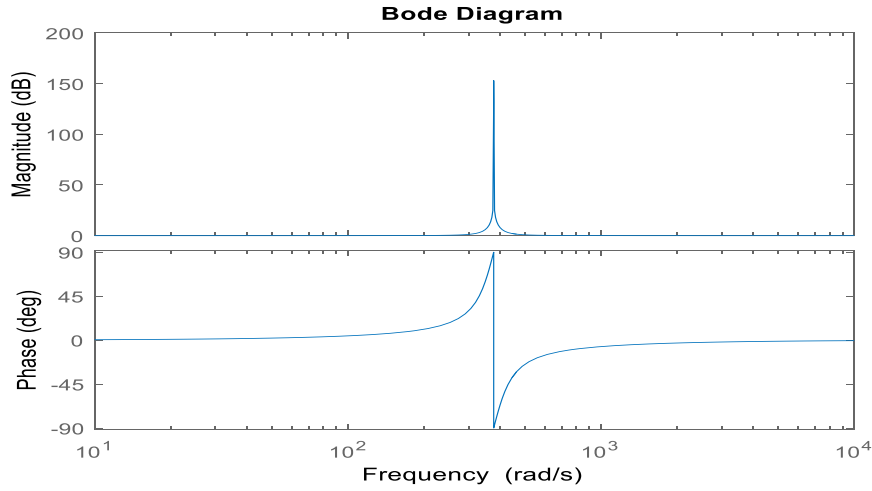


Figure 4.2 : Exemple de réponse en fréquence d'un contrôleur PR idéal (avec $K_P=1$, $K_r=100$)

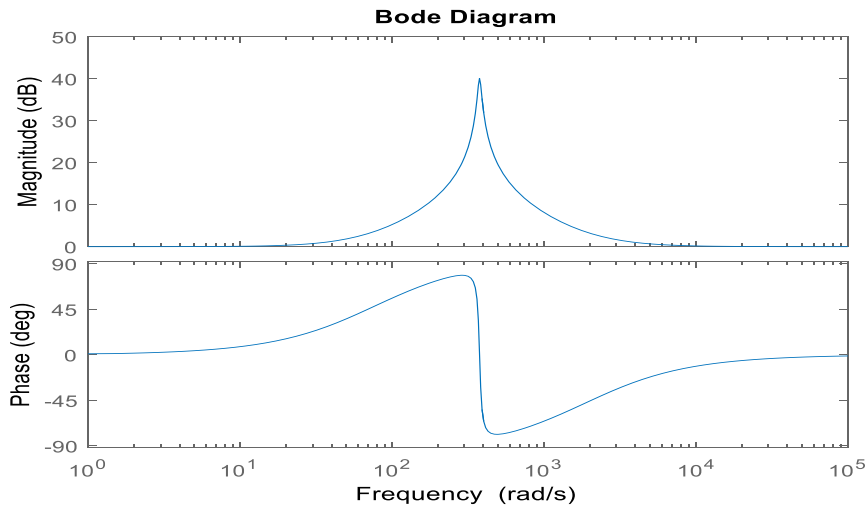


Figure 4.3 : Exemple de réponse en fréquence d'un contrôleur PR non idéal (avec $K_P=1$, $K_r=100$, $\omega_c=10\text{rad/s}$)

La réponse en fréquence de l'équation 4.2 est mentionnée dans la figure 4.3, où le pic de résonance a un gain fini de 40dB qui est suffisamment élevé pour éliminer l'erreur produite par la tension [75], [81]–[83]. Ainsi, le gain produit à la fréquence de résonance garantit que les erreurs d'état stationnaire dans le courant injecté dans le réseau peuvent être complètement

éliminées. De plus, la sélection des valeurs de gain résonant détermine la fréquence de résonance et la réponse dynamique du système de commande.

II. Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par la logique floue

Le but de ce chapitre est d'introduire d'autres techniques de contrôle avancées dans la connexion de la chaîne photovoltaïque au réseau électrique. Dans ce paragraphe, nous allons présenter une deuxième technique de contrôle du courant basée sur la logique floue. Il s'agit d'un régulateur à logique floue dédié au contrôle de la puissance active et réactive injectée dans le réseau afin d'assurer une injection maximale de puissance active produite par le système photovoltaïque avec un minimum de distorsion harmonique. Ce deuxième paragraphe est dédié à la modélisation du régulateur proposé.

1. Synthèse de la logique floue

La logique floue est une extension de la logique booléenne créée par Lotfi Zadeh en 1965 en se basant sur sa théorie mathématique des ensembles flous, qui est une généralisation de la théorie des ensembles classiques. En introduisant la notion de degré dans la vérification d'une condition, permettant ainsi à une condition d'être dans un autre état que vrai ou faux, la logique floue confère une flexibilité appréciable aux raisonnements qui l'utilisent, ce qui rend possible la prise en compte des imprécisions et des incertitudes de la problématique traitée, de plus, ses règles sont énoncées en un langage simple, chose qui constitue un intérêt principal pour formaliser le raisonnement humain [84]–[86].

2. Principe du contrôleur à logique floue

Un contrôleur PI à logique floue (FLC-PI) peut être défini comme le mappage non-linéaire d'un ensemble des variables d'entrée numériques sur des variables linguistiques sur la base de fonctions d'appartenance. La structure interne du régulateur flou est illustrée dans le schéma fonctionnel représenté dans la figure 4.4.

Un FLC comprend généralement trois étapes :

- La fuzzification : le principe de cette étape consiste à affecter aux variables d'entrée les fonctions d'appartenance convenables. Cette étape est primordiale dans le processus de la commande par logique floue, parce que la mesure des variables d'entrée et de sortie est toujours exprimé en variables bien précises et contrôleur à logique floue ne peut traiter que des variables floues.
- L'inférence : c'est la deuxième étape du processus de commande par logique floue, elle consiste à prendre les opérations floues en parallèle que les informations d'entrée sont obtenues et en se basant sur les règles qui définissent le système. Il existe plusieurs techniques d'inférence, nous citons par exemple :
 - La méthode d'inférence max-min : cette méthode remplace le OU reliant les règles par l'opérateur max et le ALORS par l'opérateur min ;
 - La méthode d'inférence max-produit : cette méthode remplace le OU reliant les règles par l'opérateur max et le ALORS par l'opérateur produit ;
 - La méthode d'inférence somme-produit : cette méthode remplace le OU reliant les règles par l'opérateur somme et le ALORS par l'opérateur produit.
- La déffuzzification : puisque le système étudié n'accepte que les commandes bien définies, et puisque les étapes précédentes produisent une loi de commande floue, donc l'étape de la déffuzzification consiste à traduire la fonction d'appartenance générée lors de l'étape de l'inférence en une commande bien précise et non floue.

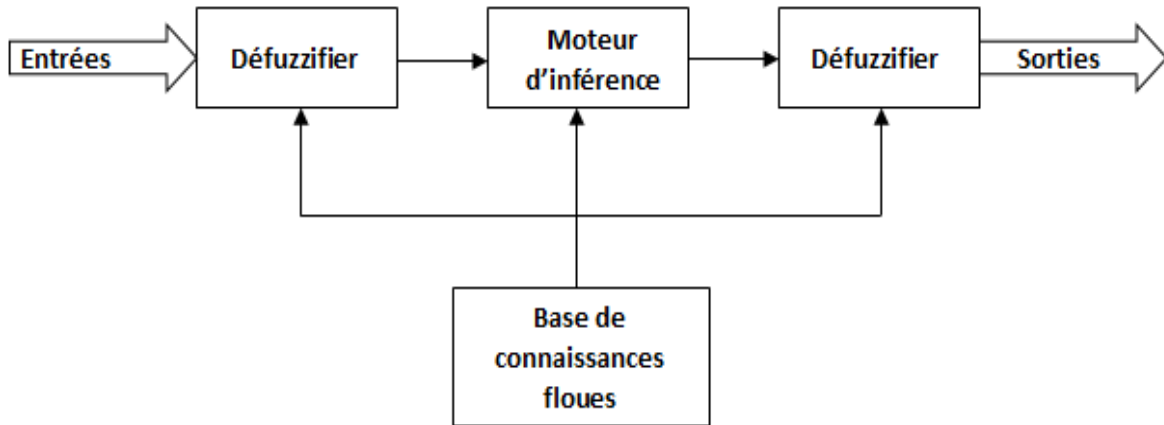


Figure 4.4 : Schéma fonctionnel du contrôleur à logique floue

3. Commande du courant avec le régulateur à logique floue

Dans notre cas, le contrôleur à logique floue, est utilisé pour contrôler le courant injecté dans le réseau. La figure 4 .4 montre le schéma de principe du régulateur à logique floue. Les étapes de conception du FLC pour les boucles de courant continu et en quadrature utilisées dans ce travail sont les suivants :

- Définissez les variables d'entrée et de sortie ;
- Sélectionner la fonction d'appartenance et spécifier les règles de contrôle comme représenté dans le tableau 4.2 ;
- Réglez les gains d'entrée et de sortie.

Les entrées du FLC sont l'erreur, e , et le changement d'erreur, Δe . Elles peuvent être représentées comme suit :

$$e(k) = i^*(k) - i(k) \quad (4.3)$$

$$\Delta e(k) = e(k) - e(k-1) \quad (4.4)$$

Où k est l'indice d'échantillonnage.

Chapitre – 4 : Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par le régulateur PR et la logique floue

Les intervalles flous définissent le nombre de variables floues associées à une grandeur d'entrée. Dans le cas du réglage, trois à cinq intervalles s'avèrent suffisants. De façon générale ils sont caractérisés à l'aide des symboles, comme ceux du tableau 4.1.

Table 4.1: Symbole et signification

NB	NM	Z	P	PB
Negative Big	Negative Medium	Zero	Positive Medium	Positive Big

Les fonctions d'appartenance d'entrée ainsi que de sortie pour l'erreur et le changement d'erreur sont cinq fonctions d'appartenance triangulaires.

Tableau 4.2 Table de règles floues

E	ΔE	NB	NM	ZE	PM	PB
NB		NB	NB	NB	NS	ZE
NM		NB	NB	NM	ZE	PS
ZE		NB	NM	ZE	PM	PB
PM		NS	ZE	PM	PB	PB
PG		ZE	PS	PB	PB	PB

Pour tester la validité et les performances de la commande du courant par la logique floue, les résultats de simulation du système PV sont donnés dans les paragraphes qui suivent.

III. La charge non-linéaire

Le système PV peut être connecté à d'autres types de charge autre que les charges capacitatives et inductives qui sont déjà présentées dans le chapitre précédent, à noter que chaque type de charge influence sur l'injection de la puissance active dans le réseau.

Dans ce paragraphe, nous avons alimenté des charges non-linéaires par notre système PV afin d'étudier leur impact sur le fonctionnement de la chaîne étudiée et afin d'évaluer les performances des différentes techniques de contrôle proposées dans ce chapitre.

1. L'effet des charges non-linéaires sur la connexion du système PV au réseau électrique

La production à grande échelle de petites charges non linéaires utilisées comme composants de commutation, tels que les transistors et les diodes, peut potentiellement aggraver les niveaux de distorsion harmonique dans les applications industrielles. Les grandes charges non linéaires proviennent généralement des machines électriques, où les convertisseurs de puissance sont combinés à des moteurs électriques et à des circuits de commande électroniques. Tandis que, les petites charges non linéaires sont principalement des inductances, des condensateurs ou bien des commutateurs actifs.

Nous parlons d'une charge non linéaire lorsque la tension appliquée provoque une modification de l'impédance de la charge, cette modification d'impédance a un effet non linéaire sur le courant consommé par la charge, même lorsqu'il est connecté à une source de tension sinusoïdale [87], [88]. Ces courants non sinusoïdaux contiennent des harmoniques qui interagissent avec l'impédance de distribution de puissance pour créer par la suite des distorsions de tension qui affectent le fonctionnement du système étudié. Par conséquent, les charges non-linéaires constituent une cause principale de la production des harmoniques et des perturbations qui se manifestent dans le dysfonctionnement de certains équipements et dans l'instabilité du système étudié.

Lorsque nous utilisons les charges non-linéaires, la puissance échangée entre le système PV et le réseau électrique comprend les puissances active P et réactive Q auxquelles s'ajoute la puissance de déformation D mise en jeu par la composante harmonique du courant [89], [90]. La puissance apparente S est encore plus importante et le facteur de puissance est plus défavorable qu'avec une charge linéaire. De plus, à très forte échelle, l'absorption des courants non sinusoïdaux provoque également des déformations non négligeables de la tension.

2. Circuit équivalent de la charge non-linéaire

Comme nous avons déjà cité dans le paragraphe précédent, plusieurs composantes électriques peuvent schématiser la charge non-linéaire (redresseur, condensateur, inductance...), dans ce travail nous avons choisi une charge avec les caractéristiques présentées en Annexe C.

La figure 4.5 représente le schéma équivalent de la charge non-linéaire sous le logiciel Matlab/Simulink :

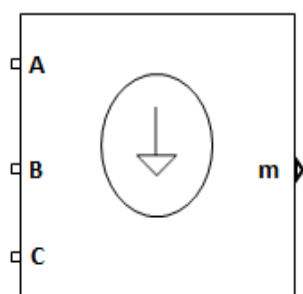


Figure 4.5 : Modèle Simulink de la charge non-linéaire

Pour améliorer le facteur de puissance, on doit donc réduire la puissance déformante D que le système PV injecte dans le réseau. Pour cela, nous avons pensé à établir les différentes techniques de contrôle de courant présentées dans ce chapitre pour réduire les harmoniques du courant et pour s'approcher du cas idéal du facteur de puissance unitaire. Les résultats et les simulations de ces techniques sont présentés dans le prochain paragraphe.

IV. Résultats de simulation

La figure suivante représente le modèle détaillé complet avec les différentes techniques de contrôle citées au cours de ce chapitre. Les caractéristiques du modèle proposé restent les mêmes que celles présentées dans le chapitre précédent, avec un changement au niveau des valeurs des paramètres des correcteurs proposés.

Chapitre – 4 : Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par le régulateur PR et la logique floue

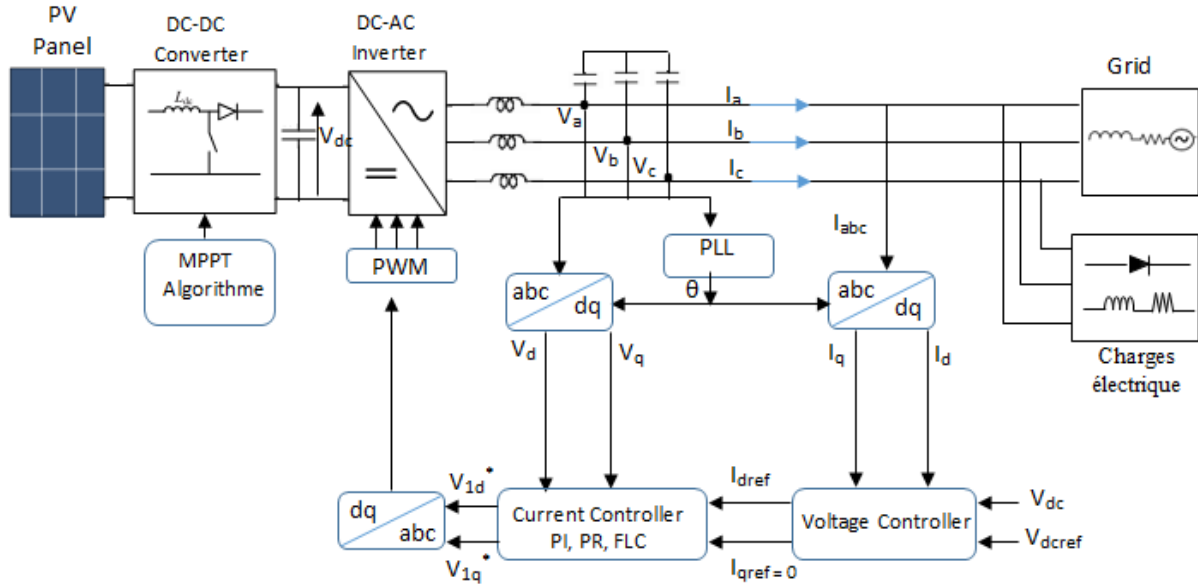


Figure 4.6 : Le schéma détaillé du control proposé en utilisant le logiciel Matlab/Simulink

1. Simulation du système PV avec l'ajout de la charge inductive et capacitive

L'alimentation de la charge inductive est reportée dans la figure 4.7 où les différents contrôles sont comparés.

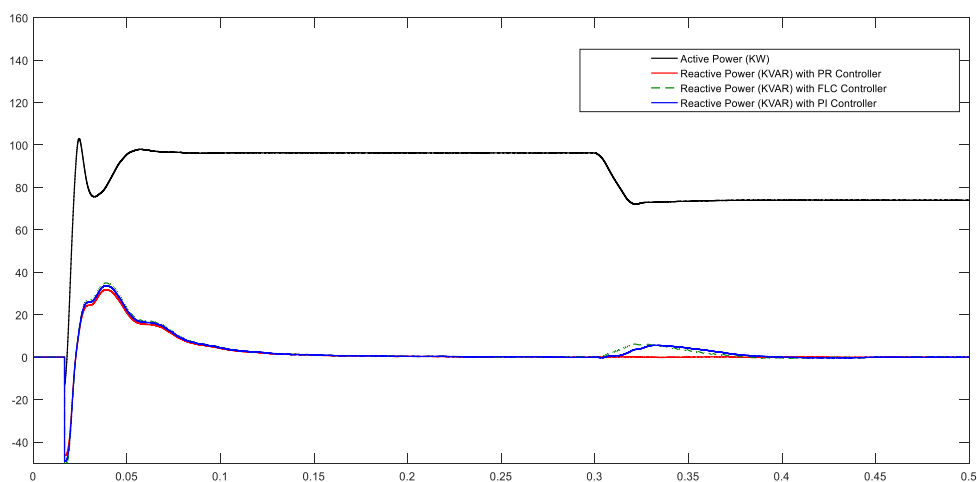


Figure 4.7 : La puissance active et réactive avec variation de charge en utilisant les contrôleurs PI, PR et FLC (charge inductive)

A l'instant ($t=0.3$), une charge inductive de 20 kVAR est ajoutée au système étudié, lors de l'utilisation d'un régulateur PI, la puissance réactive Q devient positive pour quelques millisecondes et après un laps du temps elle retient sa valeur initiale. De la même manière pour le contrôleur FLC, la puissance réactive Q devient positive et après quelques millisecondes elle retient sa valeur initiale avec une rapidité au niveau de la réponse du contrôleur FLC par rapport à celle du contrôleur PI. Cependant, en utilisant le correcteur PR, la puissance réactive conserve toujours sa valeur qui est égale à zéro ce qui explique l'injection unique de la puissance active.

De la même manière, lorsque nous ajoutons une charge capacitive comme il est illustré dans la figure 4.8, seul le contrôleur PR garde la puissance réactive à sa valeur initiale, ce qui permet d'assurer un facteur de puissance unitaire malgré la variation de la charge.

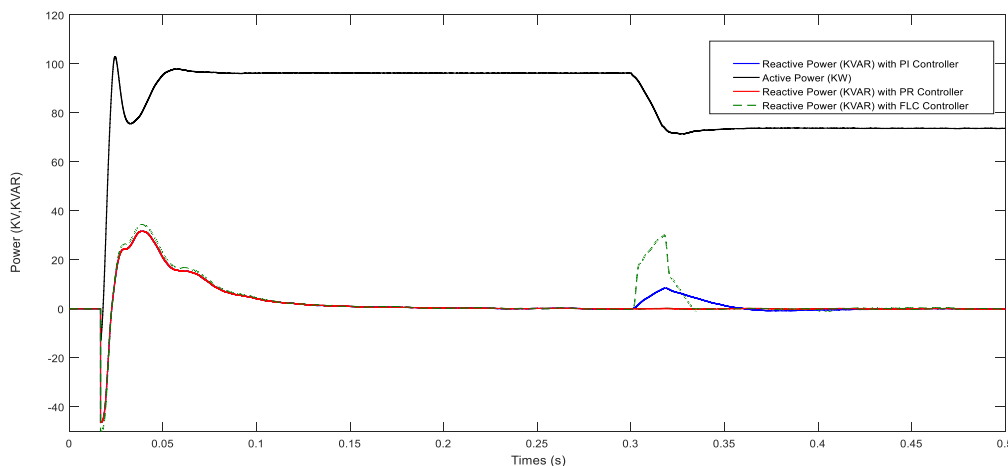


Figure 4.8 : La puissance active et réactive avec variation de charge en utilisant les contrôleurs PI, PR et FLC (charge capacitive)

Les trois figures suivantes montrent l'analyse fréquentielle du courant injecté dans le réseau en utilisant les trois types de correcteurs ; PI, PR et FLC respectivement.

Le résultat de simulation montre que le taux de distorsion harmonique (THD) généré par le contrôleur FLC est inférieur à ceux donnés par les deux contrôleurs PI et PR, ce qui montre que le correcteur FLC peut suivre la référence sinusoïdale et peut même atténuer les harmoniques mieux que les deux autres types que nous avons déjà cités.

Chapitre – 4 : Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque par le régulateur PR et la logique floue

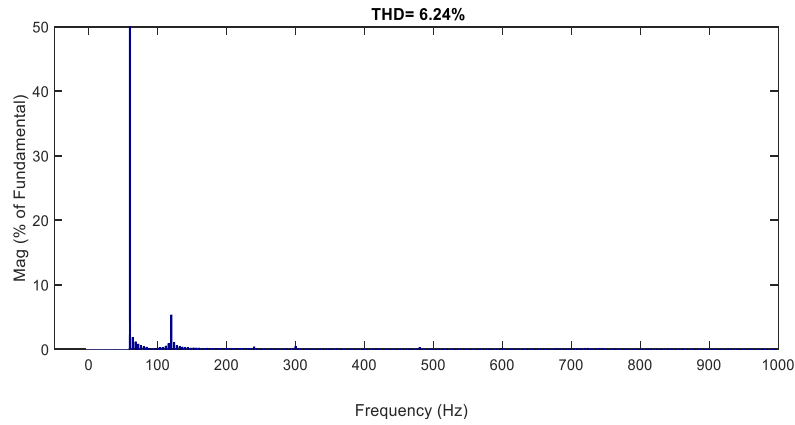


Figure 4.9 : Analyse fréquentielle du courant injecté dans le réseau par le correcteur PI

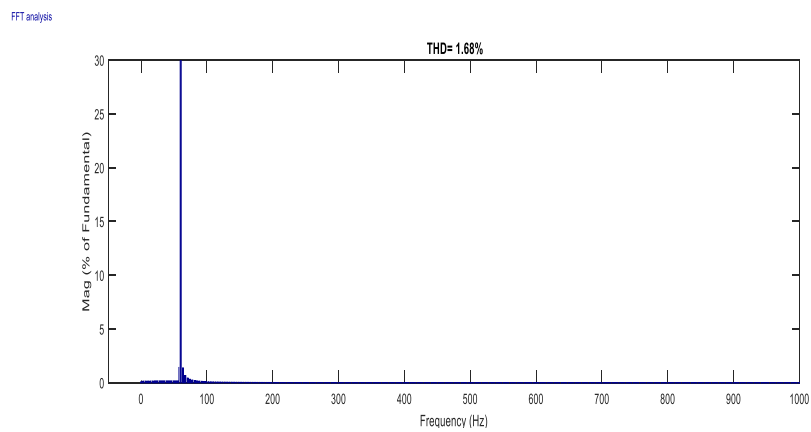


Figure 4.10 : Analyse fréquentielle du courant injecté dans le réseau par le correcteur PR

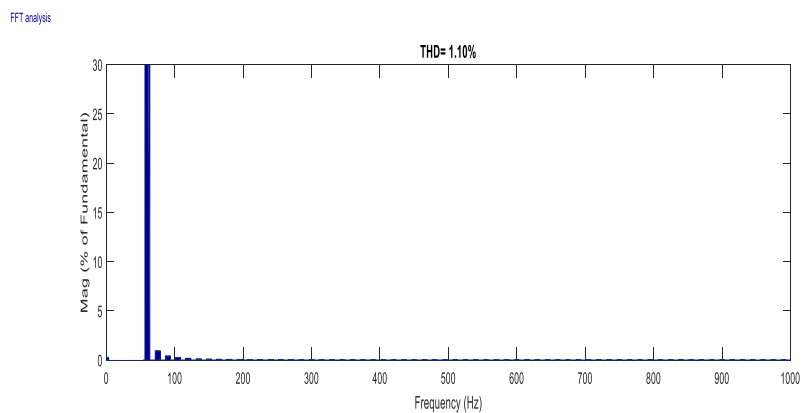


Figure 4.11 : Analyse fréquentielle du courant injecté dans le réseau par le correcteur FLC

Par conséquent, le contrôleur PR nous a permis d'avoir un facteur de puissance unitaire malgré l'ajout de la charge et surtout sans influencer la trajectoire de la puissance réactive. De plus, l'utilisation du régulateur FLC permet de suivre la référence sinusoïdale et permet d'atténuer les harmoniques. Pour conclure, la simulation nous a donné les résultats attendus et nous a montré que les deux contrôleurs PR et FLC sont nécessaires pour assurer une bonne connexion au réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire et avec une bonne distorsion des harmoniques

2. Simulation du système PV avec une charge non-linéaire

Les deux figures 4.12 et 4.13 illustrent l'analyse fréquentielle du courant injecté dans le réseau et la valeur du THD lors de l'alimentation d'une charge non-linéaire à l'aide des deux contrôleurs, PI et PR respectivement. Les relevés de l'analyse spectrale montrent que lorsqu'une charge non-linéaire est ajoutée à $t=0.3$ s, les harmoniques de courant contrôlé par le correcteur PI sont plus importantes avec un THD très élevé (36,07%). Cependant, lorsqu'on utilise un contrôleur PR, la valeur du THD est réduite à la valeur 12,39%.

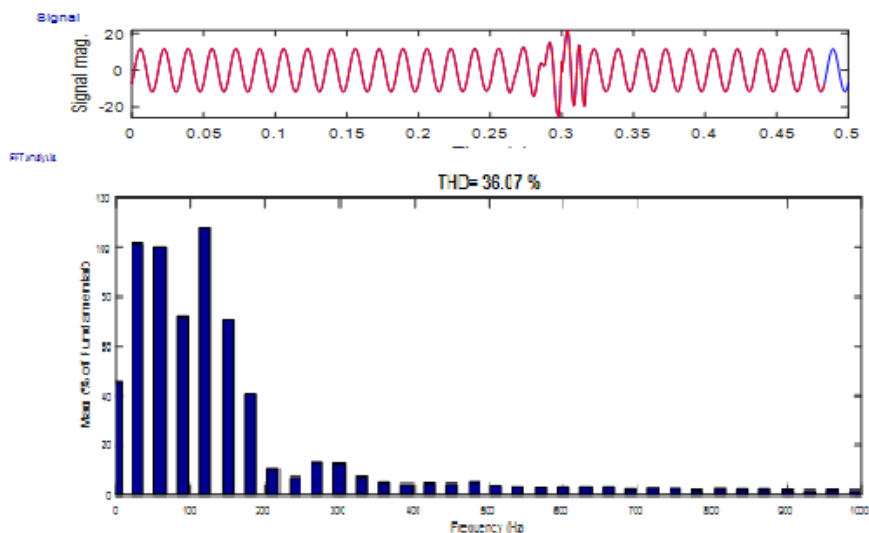


Figure 4.12 : L'analyse fréquentielle du courant en utilisant un correcteur PI lors de l'alimentation d'une charge non-linéaire

Donc on conclut que le contrôleur PR peut donc suivre la référence sinusoïdale et peut même réduire les harmoniques mieux que le contrôleur PI.

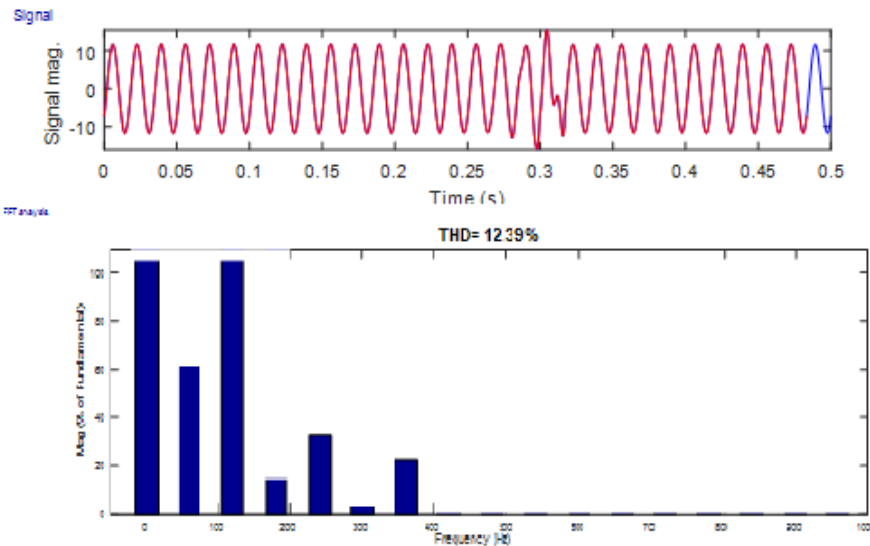


Figure 4.13 : L'analyse fréquentielle du courant en utilisant un correcteur PR lors de l'alimentation d'une charge non-linéaire

L'analyse de ces deux figures montre l'intérêt de l'utilisation du correcteur PR qui permet de réduire les harmoniques de courant mieux que le régulateur conventionnel PI. Le tableau ci-dessous regroupe les différentes valeurs du THD obtenues par les trois types des contrôleurs PI, PR et FLC :

Table 4.3 : Tableau récapitulatif des différentes valeurs du THD

Type de charge	Valeur du THD		
	Régulateur PI	Régulateur PR	Régulateur FLC
Charge réactive	6.24%	1.68%	1.10%
Charge non-linéaire	36.07%	12.39%	-

Conclusion

Le but principal de ce chapitre est d'assurer une bonne connexion du panneau photovoltaïque au réseau électrique tout en améliorant la qualité du contrôle du facteur de puissance. A cet égard, nous avons introduit d'autres types de contrôleurs de courant afin d'assurer un meilleur transport d'énergie vers le réseau électrique.

Pour tester les performances de chaque type de ces contrôleurs, nous avons établi une comparaison entre les trois types de contrôleurs : (a) le régulateur PI conventionnel ; il nécessite une amélioration pour bien gérer la variation de la charge et pour garantir un facteur de puissance unitaire. (b) le régulateur PR ; il nous a permis d'avoir un facteur de puissance unitaire malgré l'ajout de la charge réactive et surtout sans influencer la courbe de la puissance réactive. (c) le contrôleur à logique floue ; il permet de suivre la référence sinusoïdale et de réduire les harmoniques du courant mieux que les deux autres correcteurs.

En outre, après la réduction des harmoniques et l'atteinte d'un facteur de puissance unitaire, nous envisageons dans le chapitre suivant d'apporter des améliorations à la technique de stockage de l'énergie photovoltaïque pour gérer l'énergie stockée et pour l'adapter selon les besoins d'utilisation.

Chapitre – 5 :

Gestion et stockage de l'énergie photovoltaïque injectée dans le réseau électrique

« La réussite, c'est un peu de savoir, un peu de savoir-faire et
beaucoup de faire-savoir »-Jean Nohain

Sommaire

Introduction	120
I. Contrôle de la batterie par la commande V-f et P-Q	121
1. Principe de la commande.....	121
2. La technique du contrôle V-f appliquée à la batterie.....	122
3. La commande P-Q intégrée à la batterie	124
4. Résultats de simulation.....	126
II. Technique de stockage avec régulateur PR	130
1. Comparaison entre les deux types de correcteur (PI et PR)	130
2. Analyse des harmoniques	132
III. Description du banc d'essai expérimental	133
Conclusion.....	136

Introduction

Le développement de l'électronique de puissance a conduit à des convertisseurs de puissance plus puissants et plus réactifs, qui permettent de contrôler des générateurs plus complexes [91]–[93]. Cependant, l'intégration de la production d'énergie renouvelable dans le réseau électrique génère de sérieux problèmes, tels que la variabilité et l'intermittence des ressources qui influencent sur la stabilité du réseau, cette intégration crée également une différence entre la demande en électricité et la production énergétique fournie par les sources d'énergie renouvelables. Pour éviter tels problèmes et pour tirer pleinement profit des énergies renouvelables, les technologies de stockage sont de plus en plus considérées comme l'un des principaux moyens pour assurer la sécurité de l'approvisionnement de l'électricité à l'avenir. Pour cette raison, le système de stockage d'énergie par batterie est l'une des solutions nécessaires pour intégrer la production d'énergie renouvelable dans le réseau électrique. Pour bien exploiter la technologie de stockage, il convient de fournir un fonctionnement et un contrôle de l'onduleur utilisé. Il s'agit d'un véritable défi, en particulier pour ce qui est de maintenir à la fois la tension et la fréquence du micro-réseau dans une plage de mesure acceptable [94].

Le réseau de distribution est considéré comme une source principale lorsque l'énergie générée par le panneau photovoltaïque ainsi que l'alimentation par batterie ne sont pas disponibles, ou de source complémentaire dans le cas où l'énergie générée par les deux systèmes ne suffit pas à satisfaire la charge. La contribution majeure réside dans la coordination entre les différentes méthodes de contrôle proposées : le contrôle de la batterie du côté PV et l'algorithme de contrôle V-f/P-Q du côté onduleur. Ces algorithmes de contrôle sont connectés de manière appropriée aux cotés DC et AC de l'onduleur, de sorte que la tension DC soit contrôlée indirectement à une valeur souhaitée qui permet de maintenir la tension du côté AC à une valeur bien précise. De plus, les méthodes de contrôle proposées permettent de gérer les contraintes des états de charge et notamment de fournir un support en tension et en fréquence (V-f) au réseau au moment de l'ajout d'une charge plus élevée.

La première section de ce chapitre présente une description de la configuration proposée, le deuxième paragraphe décrit les techniques de contrôle du système étudié par la commande V-f et P-Q, ensuite, la dernière section regroupe l'ensemble des résultats obtenus tout en appliquant les différentes méthodes de contrôle proposées.

I. Contrôle de la batterie par la commande V-f et P-Q

Pour exploiter l'énergie fournie par le panneau photovoltaïque et celle stockée dans la batterie, nous avons établi un contrôle coordonné qui intègre les panneaux photovoltaïques et les batteries de stockage.

La première partie de ce chapitre met le point sur le principe de cette commande V-f et P-Q et sur le détail de différentes techniques élaborées afin de maintenir le contrôle de la puissance active et réactive et de fournir au réseau un support en tension et en fréquence au moment de l'ajout d'une charge élevée.

1. Principe de la commande

La configuration du système PV pour la commande V-f et P-Q est illustrée dans la figure 5.1, elle repose sur un système de batterie connecté en parallèle avec le système PV pour injecter ou bien absorber de la puissance via un convertisseur bidirectionnel continu-continu.

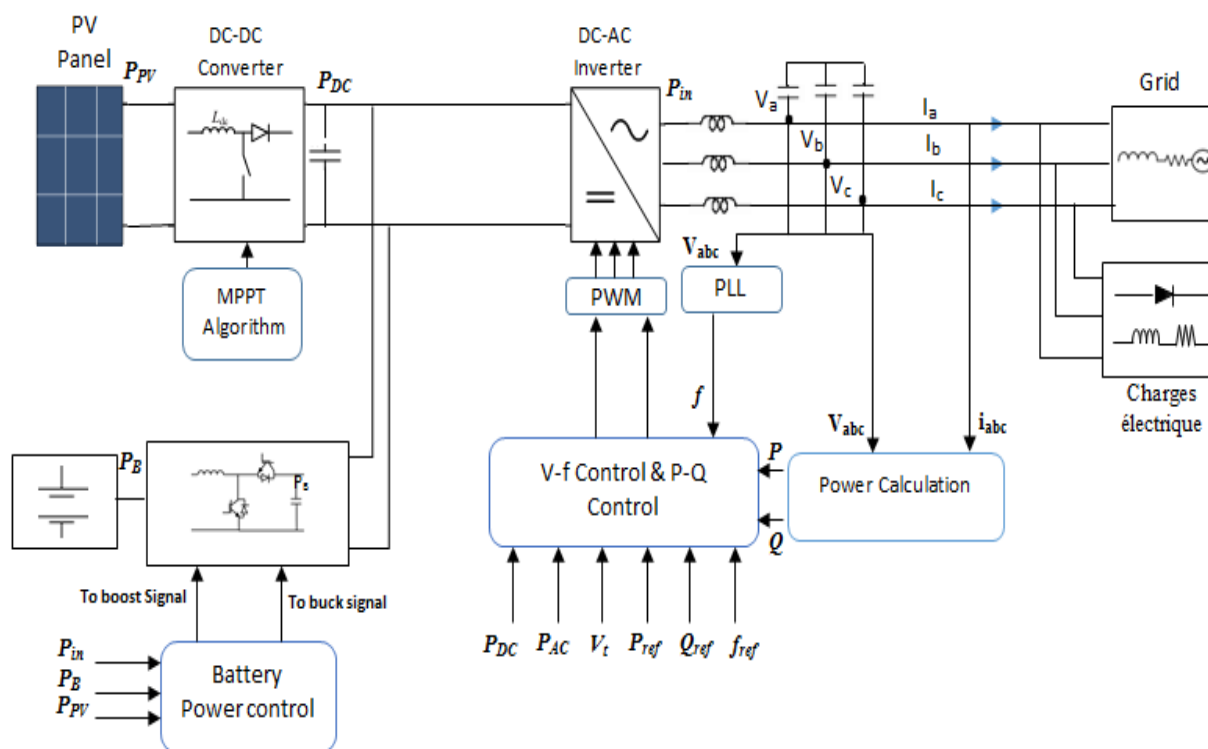


Figure 5.1 : Configuration de la commande V-F et P-Q pour un générateur photovoltaïque avec système de stockage

Le système PV est connecté au réseau via un inducteur de couplage L_c , ce dernier sert à filtrer les ondulations du courant de sortie.

Le point de connexion est appelé le point de couplage commun (P_{CC}) et la tension P_{CC} est notée $v_i(t)$. La source PV est connectée à la liaison DC de l'onduleur avec un condensateur C_{dc} ; selon la définition de puissance instantanée, $v_i(t)$ et $v_c(t)$ sont respectivement la tension P_{CC} instantanée et la tension de sortie de l'onduleur, puis la puissance moyenne de la valeur nominale notée $P(t)$, la puissance apparente est notée $S(t)$ et la puissance réactive moyenne est notée $Q(t)$ [95], [96]. Les expressions de ces puissances sont détaillées dans les équations suivantes :

$$P(t) = \frac{V_i(t).V_c(t)}{\omega.L_c} . \sin \alpha \quad (5.1)$$

$$S(t) = V_i(t).I_c(t) = \frac{v_i(t)}{\omega.L_c} \sqrt{V_i(t)^2 + V_c(t)^2 - 2.V_i(t).V_c(t).\cos \alpha} \quad (5.2)$$

$$Q(t) = \sqrt{S^2(t) - P^2(t)} = \frac{V_i(t)}{\omega.L_c} (V_c(t).\cos \alpha - V_i(t)) \quad (5.3)$$

Où α est l'angle de phase de $v_c(t)$ par rapport à la tension P_{CC} , si cette valeur d'angle est très petite, alors les deux quantités approximatives $P(t)$ et $Q(t)$ sont indiquées dans les équations (5.4) et (5.5) :

$$P(t) = \frac{V_i(t).V_c(t)}{\omega.L_c} \alpha \quad (5.4)$$

$$Q(t) = \frac{V_i(t)}{L_c.\omega} (V_c(t) - V_i(t)) \quad (5.5)$$

Afin de fournir une prise en charge de la tension et de la fréquence au réseau, deux commandes sont nécessaires : une commande V-f et une commande P-Q intégrale à la batterie, le détail de ces deux commandes sera l'objectif principal des paragraphes suivants.

2. La technique du contrôle V-f appliquée à la batterie

Le diagramme du contrôle V-f est basé sur deux boucles de régulation, la première boucle est utilisée pour contrôler la tension du coté alternatif, tandis que la deuxième boucle est établie pour

contrôler à la fois, la fréquence du réseau et la puissance active entre les deux cotés DC et AC de l'onduleur.

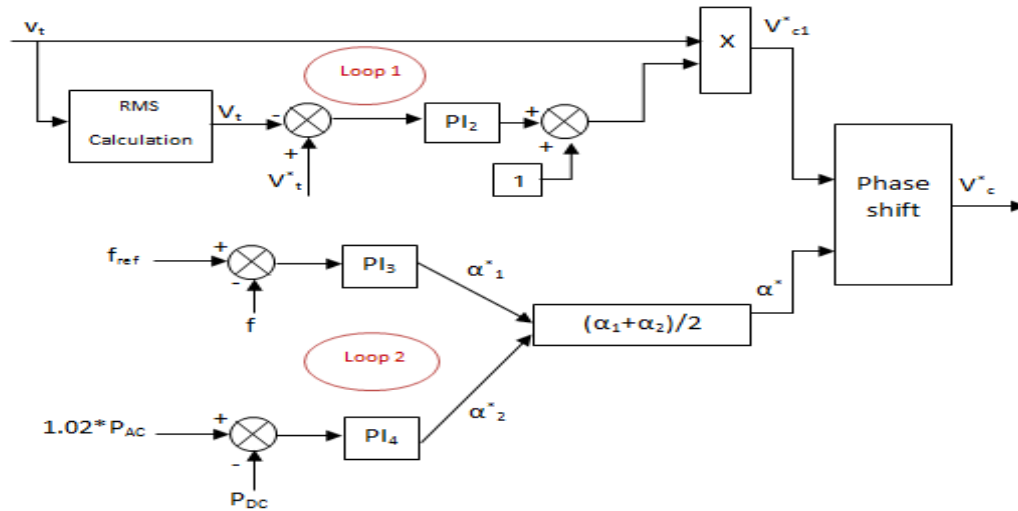


Figure 5.2 : Diagramme de contrôle V-f

Le diagramme du contrôle V-f est représenté dans la figure 5.2 (loop1). Dans la première boucle (loop 1), la valeur efficace V_t de la tension $v_t(t)$ est comparée à une référence de tension V_t^* et l'écart qui en résulte est transmis au contrôleur PI_2 . L'équation qui décrit ce contrôle est donnée par la formule suivante :

$$v_{c1}^*(t) = v_t(t) \left[1 + K_{p2} (V_t^*(t) - V_t(t)) + K_{I2} \int_0^t ((V_t^*(t) - V_t(t))) dt \right] \quad (5.6)$$

Avec K_{P2} et K_{I2} sont les gains du contrôleur PI_2 . Dans l'équation 5.6, le chiffre '1' a été ajouté dans cette boucle de commande de telle sorte qu'en absence d'injection du générateur PV, la tension de sortie du PV soit exactement la même que la tension instantanée aux bornes de l'onduleur.

Selon la boucle (loop 2) de la figure 5.2, un autre contrôleur PI_3 est utilisé pour contrôler la fréquence du réseau. L'écart entre la valeur de la fréquence mesurée et celle de référence est transmis au régulateur PI_3 , ce dernier fournit le déphasage α_1^* qui décale la forme de la tension en fonction de temps de sorte que la puissance active injectée soit suffisante pour maintenir la fréquence à la valeur nominale 60Hz.

L'expression mathématique du déphasage α_1^* est présentée dans l'équation 5.7 :

$$\alpha_1^* = K_{P3} (f_{ref} - f_{measured}) + K_{I3} \int_0^t (f_{ref} - f_{measured}) dt \quad (5.7)$$

Un autre contrôleur est utilisé dans la même boucle 2, ce contrôleur assure un équilibre de la puissance active entre les côtés DC et AC de l'onduleur. La puissance active mesurée du côté AC nommée P_{AC} est multipliée par un facteur de 1,02 (supposant que le rendement de l'onduleur est de 98%). Le résultat de cette comparaison est comparé à la puissance active côté courant continu nommée P_{DC} et l'écart qui en résulte est ensuite transmis au régulateur PI_4 pour obtenir la contribution de déphasage de cette boucle α_2^* comme indiqué dans l'équation suivante :

$$\alpha_2^* = K_{P4} (1.02.P_{ACmeasured} - P_{DC}) + K_{I4} \int_0^t (1.02.P_{ACmeasured} - P_{DC}) dt \quad (5.8)$$

Par la suite, le déphasage final α^* qui génère le signal de référence de tension V_c^* pour commander l'onduleur est la moyenne entre le déphasage des deux côtés continu et alternatif α_1^* et α_2^* comme indiqué dans l'équation (5.9) :

$$\alpha^* = \frac{(\alpha_1^* + \alpha_2^*)}{2} \quad (5.9)$$

Par conséquent, en contrôlant la tension du côté DC et en prenant en compte les contributions de déphasage de la puissance active des deux côtés DC et AC, il est possible d'assurer que les puissances actives DC et AC sont équilibrées.

3. La commande P-Q intégrée à la batterie

Le dernier type du contrôle est la commande P-Q intégrée à la batterie, la figure 5.3 représente la régulation proposée de la puissance active et réactive (P-Q) intégrée aux systèmes PV et aux commandes du système de stockage.

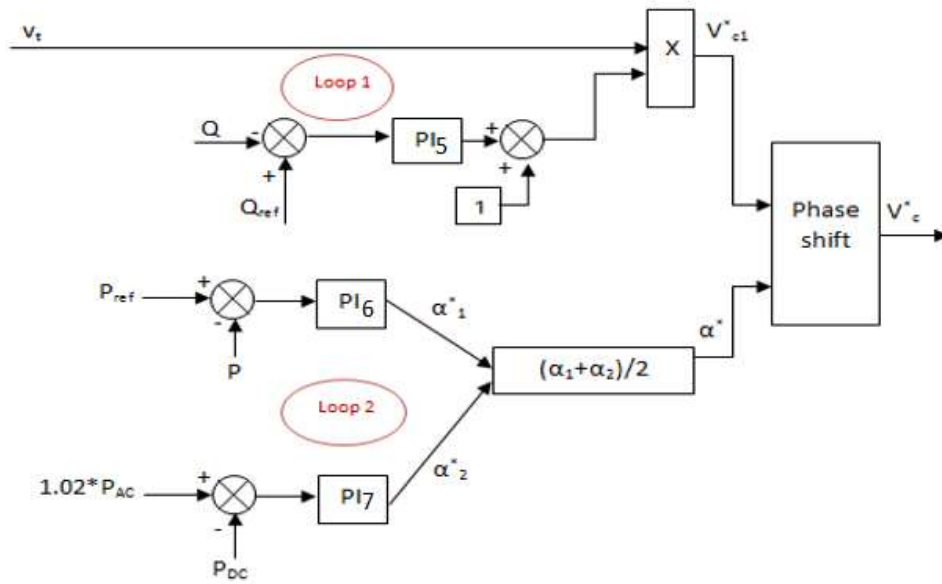


Figure 5.3 : Diagramme de contrôle P-Q

Dans la boucle (1), la puissance réactive mesurée est comparée à la puissance réactive de référence et l'écart est transmis au contrôleur PI₅, puis le terme obtenu est multiplié par la tension V_t pour obtenir la tension de référence V_{c1}^* . La boucle de commande (loop 2) de la figure 5.3 gère la commande de puissance active via le contrôleur PI₆, afin de générer la contribution du déphasage α_1^* et en même temps elle permet d'assurer l'équilibre de puissance active entre les deux côtés DC et AC via le contrôleur PI₇ pour donner naissance à la contribution du déphasage α_2^* .

Le principe de fonctionnement de ces boucles est similaire au contrôle V-f qui est déjà expliqué en détail dans la section précédente, de plus, les équations du contrôle P-Q sont obtenues de la même manière et elles sont exprimées comme ceci :

$$v_{c1}^*(t) = v_t(t) \left[K_{P2} (Q_{ref} - Q_{actual}) + K_{I2} \int_0^t (Q_{ref} - Q_{actual}) dt + 1 \right] \quad (5.10)$$

$$\alpha_1^* = K_{P3} (P_{ref} - P_{actual}) + K_{I3} \int_0^t (P_{ref} - P_{actual}) dt \quad (5.11)$$

$$\alpha_2^* = K_{P4} (1.02 \cdot P_{ACmeasured} - P_{DC}) + K_{I4} \int_0^t (1.02 \cdot P_{ACmeasured} - P_{DC}) dt \quad (5.12)$$

$$\alpha^* = \frac{(\alpha_1^* + \alpha_2^*)}{2} \quad (5.13)$$

La commande de la batterie intégrée à la commande P-Q est identique à celle décrite dans la section précédente II (2). L'équation 5.10 représente la boucle de contrôle de puissance réactive, l'équation 5.11 représente la boucle de contrôle de puissance active. L'équation 5.12 assure l'équilibre de la puissance active entre les deux côtés AC et DC de l'onduleur et la dernière équation est la moyenne de déphasage obtenu à partir de la commande de puissance active aux deux cotés AC et DC de manière à prendre en compte l'équilibre de puissance dans les deux côtes.

4. Résultats de simulation

Pour tester l'utilité ainsi que l'efficacité des contrôles proposés, une simulation du système étudié en utilisant le logiciel Matlab/Simulink a été effectuée et les résultats obtenus sont exposés dans cette section. Les caractéristiques du générateur photovoltaïque proposé restent les mêmes que celles présentées dans les chapitres précédents avec insertion de nouveaux paramètres pour le système de stockage ainsi que les régulateurs utilisés dans les techniques de commande proposées.

4.1. Test du contrôle V-f

Les résultats du contrôle V-f sont représentés dans les figures suivantes :

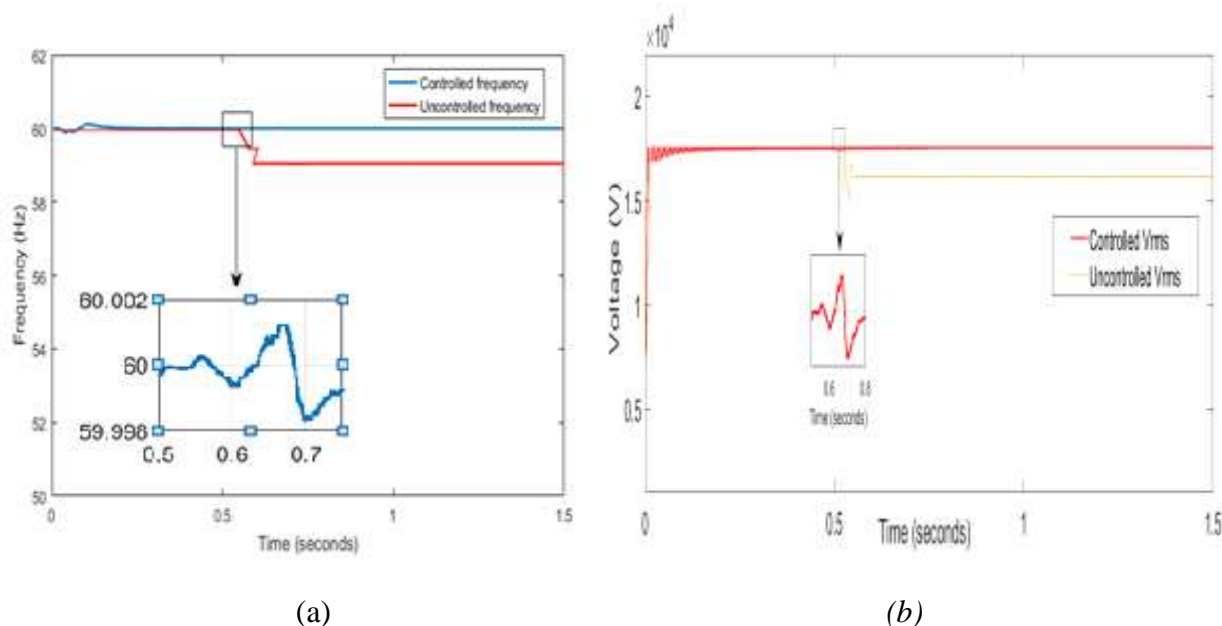
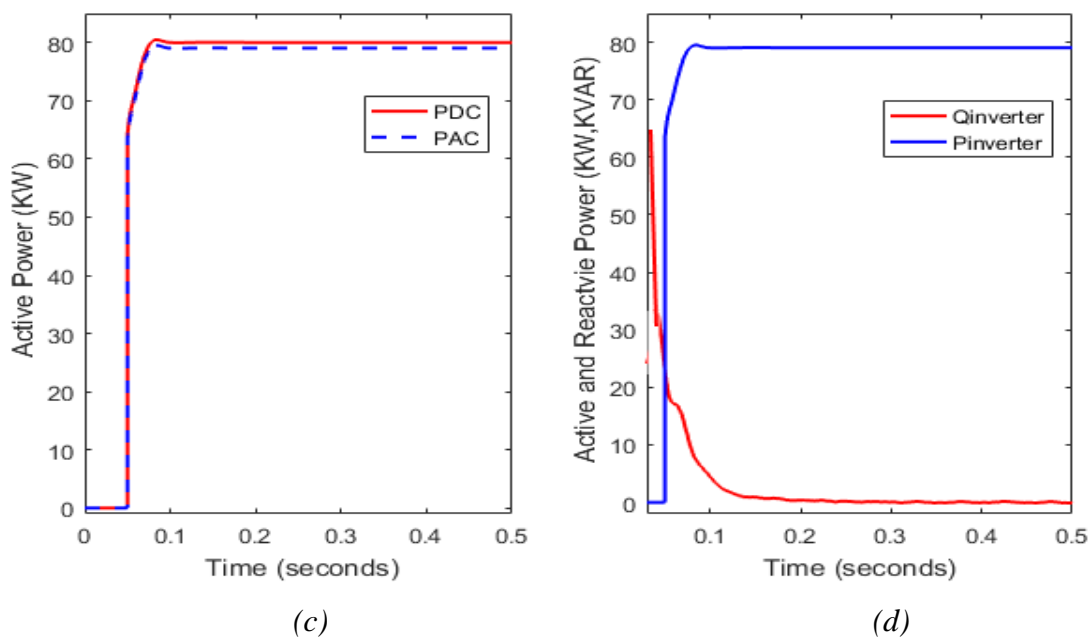


Figure 5.4 : Résultats du contrôle coordonné V-f avec les panneaux solaires photovoltaïques, y compris le contrôle de la batterie

Comme le montre la figure 5.4 (a), à l'instant $t=0.52s$ lorsqu'une charge élevée est ajoutée au système étudié (60 kvar), le générateur photovoltaïque devient incapable de supporter la fréquence du réseau électrique. A cet effet, il chute initialement à une valeur de 58,9 Hz et la valeur efficace de la tension de sortie chute primitivement à une valeur de 16.2 kV, comme le montre la figure 5.4 (b), ce qui signifie que le système étudié devient incapable de supporter la charge supplémentaire, mais à l'instant $t=0,7$ seconde et après une série de fluctuations, le contrôle V-f commence à réguler la fréquence à 60 Hz et la tension à 17.7 kV.

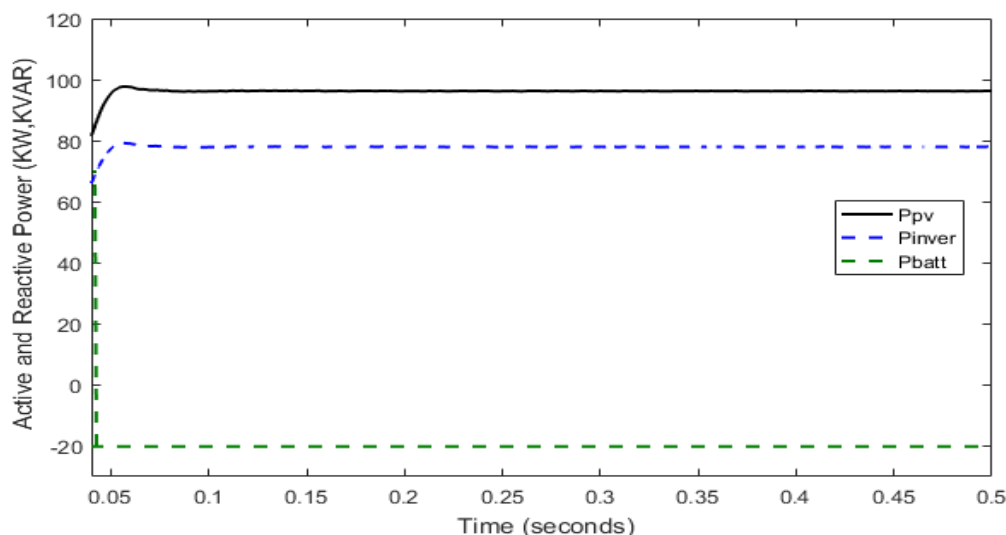
La figure 5.4 (c) montre la puissance active des cotés DC et AC de l'onduleur. La puissance active P_{DC} (80 KW) est légèrement supérieure à la puissance P_{AC} (76,9 KW) en raison de certaines pertes de puissance entre les deux cotés ; continu et alternatif (prises à 3% dans la présente étude). Cet équilibre de puissance couplé à la commande de tension du coté alternatif maintient la tension du coté continu à une valeur stable.



La figure 5.4 (d) représente l'injection de puissance active et réactive de l'onduleur photovoltaïque qui régule la fréquence et la tension du réseau. L'injection nécessaire de puissance active de l'onduleur pour maintenir la fréquence à 60 Hz, est d'environ 80 kWh.

La figure 5.4 (f) décrit la puissance active du PV, du système de stockage (P_{batt}) et de l'onduleur (P_{inv}). Le PV génère une puissance maximale de 100 kW, soit plus que ce qui est nécessaire pour maintenir la fréquence du micro-réseau. Le surplus de 20 kW sert à charger la batterie. Le signe

négatif qui apparaît dans la charge de la batterie signifie qu'il s'agit d'un état de charge (la batterie absorbe de l'énergie).



(f)

Par conséquent, l'efficacité des techniques de contrôle V-f proposées est démontrée par les résultats présentés dans ce paragraphe.

4.2. Test du contrôle P-Q

La figure 5.5 (a) illustre le graphe de la puissance active du générateur photovoltaïque (P_{PV}), la puissance demandée par l'onduleur (P_{inver}) et la puissance de la batterie (P_{batt}). Comme indiqué dans la première courbe, la puissance PV est maintenue constante à une valeur de 100 kW, la puissance active demandée par l'onduleur est maintenue aux valeurs de référence de 50 kW. Cette valeur de référence est requise par les charges critiques, donc la production photovoltaïque est supérieure à la charge critique de 50 kW.

Ainsi, ce surplus de puissance est par la suite stocké dans la batterie qui se schématise par la 3^{ème} courbe de la figure 5.5 (a). Le signe négatif de l'alimentation de la batterie montre que celle-ci est en cours de chargement.

Par conséquent, l'injection de la puissance dans l'onduleur provient uniquement du générateur photovoltaïque solaire. Si nous supposons que la charge critique est supérieure à la production photovoltaïque dans le PPM, le surplus d'alimentation sera alors fourni par la batterie. Dans ce cas, l'injection provient du PV et de la batterie.

La figure 5.5 (b) représente les puissances actives et réactives ainsi que les valeurs de référence prises en compte lors de cette étude.

La valeur de référence de la puissance active représente les charges critiques du réseau, comme mentionné précédemment. La référence de la puissance active est de 50 kW de même, la référence de la puissance réactive est de 20 kVAR. Les références sont choisies pour démontrer à la fois la charge et la décharge du processus du système de stockage d'énergie par batterie. La figure 5.5 (b) montre que chaque puissance soit active soit réactive, elle suit sa référence après son régime transitoire ce qui signifie que les commandes coordonnées proposées sont en mesure de servir les charges critiques.

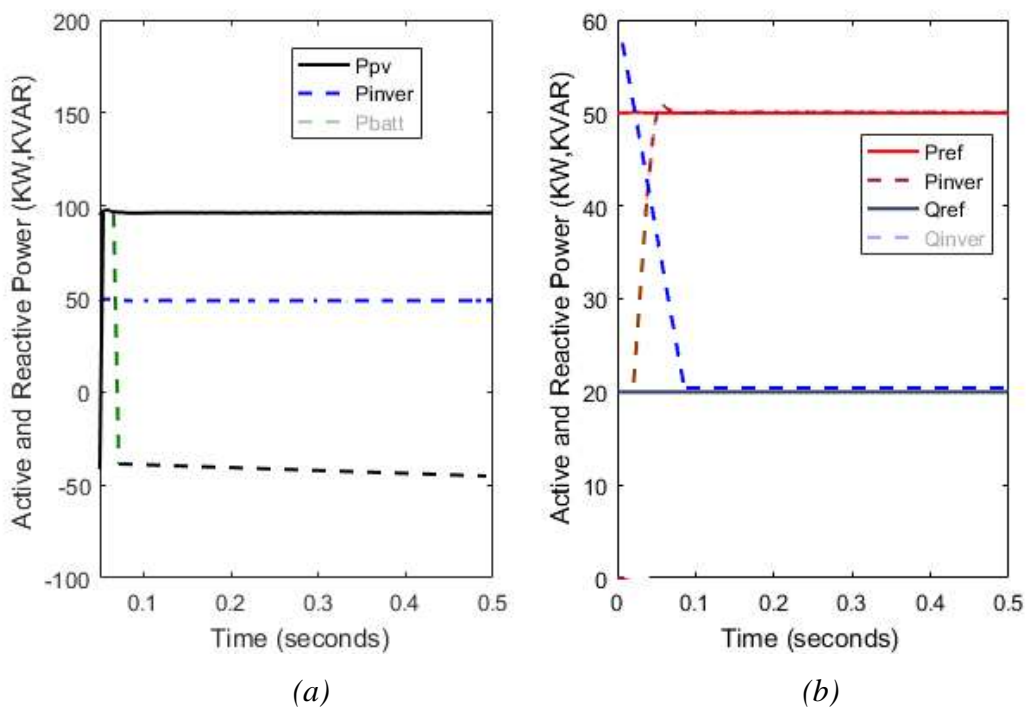
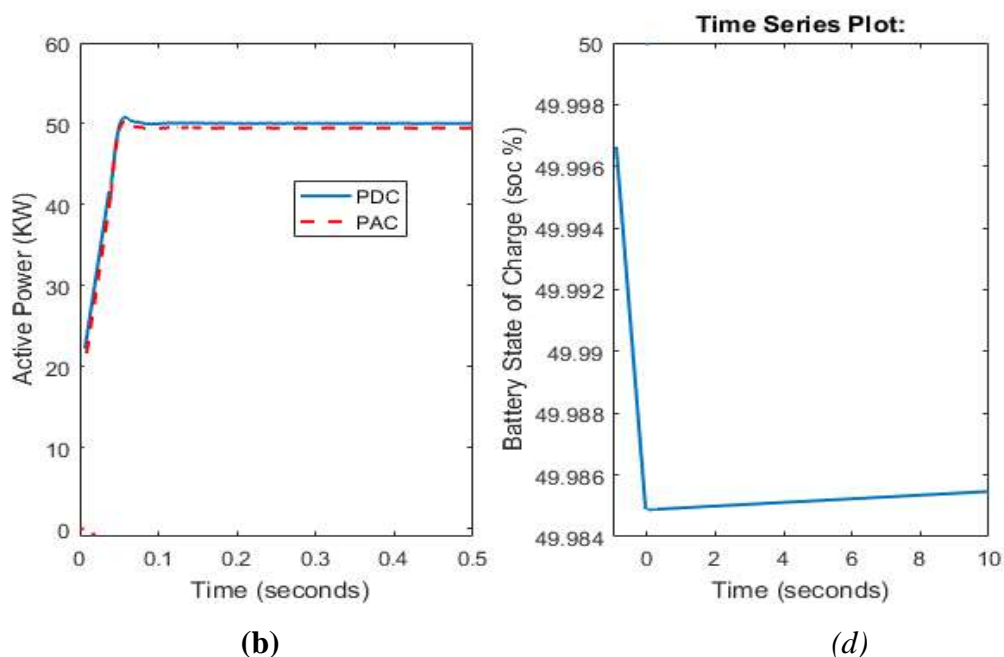


Figure 5.5 : Résultats du contrôle coordonné P-Q avec les panneaux solaires photovoltaïques, y compris le contrôle de la batterie

De manière similaire, la figure 5.5 (c) décrit la puissance active mesurée des cotées DC et AC de l'onduleur. D'après cette figure, il apparaît que la puissance active P_{DC} est presque identique à la puissance P_{AC} , ce qui assure l'équilibre de puissance entre les deux cotés AC et DC de l'onduleur.



La figure 5.5 (d) illustre l'état de charge de la batterie, nous remarquons que le SOC augmente comme prévu en raison du scénario de charge et de décharge du système de stockage. Par conséquent, l'efficacité de la technique de contrôle P-Q proposée dans ce chapitre est démontrée par l'ensemble des résultats obtenus dans ce paragraphe.

II. Technique de stockage avec régulateur PR

Nous avons déjà étudié dans les chapitres précédents l'effet du correcteur PR sur la réduction des harmoniques, c'est pour cette raison, nous avons pensé à améliorer la réponse du contrôleur proportionnel intégral (PI) classique utilisé dans le contrôle V-f par un contrôleur proportionnel-résonant (PR). Cette perspective sera l'objet du paragraphe suivant.

1. Comparaison entre les deux types de correcteur (PI et PR)

Les deux figures 5.6 et 5.7 illustrent la réponse en fréquence du système étudié lorsqu'une charge élevée est ajoutée (60 kVAR), avec une comparaison entre deux types de contrôleurs, il s'avère que le champ photovoltaïque à un temps donné (0,7 s) devient incapable de supporter la fréquence du réseau, par conséquent cette fréquence baisse initialement à une valeur de 58,7Hz. En appliquant le contrôle déjà étudié, on constate que la commande V-f avec correcteur PI (figure

5.6) régule la fréquence à 60Hz mais ceci se produit avec une série de fluctuations autour du point de l'addition de la charge.

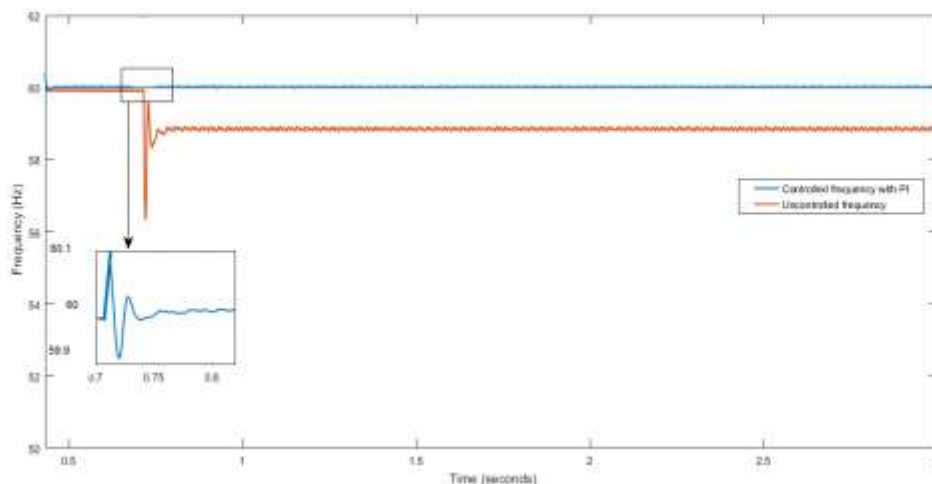


Figure 5.6 : La réponse en fréquence en utilisant le correcteur PI

Cependant, lors de l'utilisation d'un régulateur PR au lieu du régulateur PI (figure 5.7), la fréquence conserve toujours sa valeur initiale sans introduire beaucoup de fluctuations autour du point d'ajout de la charge, par conséquent, la réponse en fréquence en utilisant le régulateur PR est manifestement améliorée en matière de réduction des fluctuations et de régulation de la fréquence à la valeur adéquate ce qui explique les performances élevées du régulateur PR et l'utilité d'utiliser ce type de correcteur surtout avec l'ajout des charges élevées.

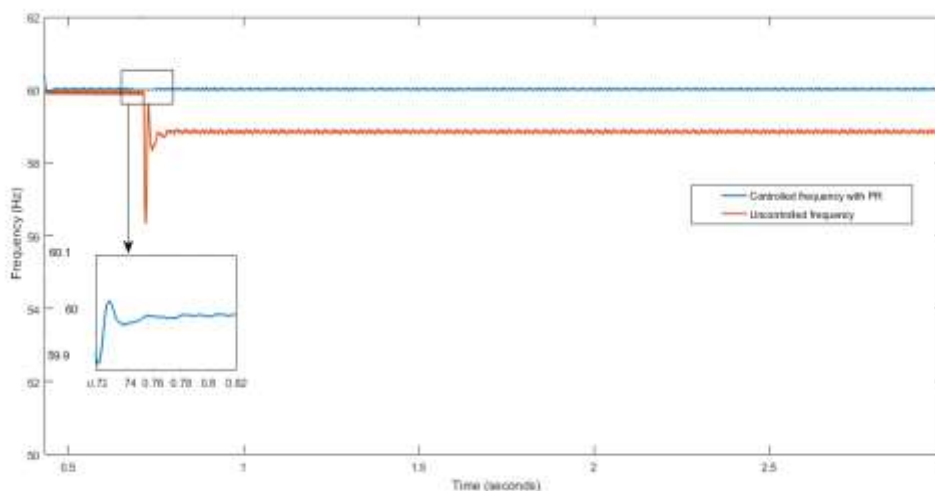


Figure 5.7 : La réponse en fréquence en utilisant le correcteur PR

2. Analyse des harmoniques

Les figures suivantes expliquent l'analyse des harmoniques et les valeurs du taux de distorsion harmonique (THD) du courant de réseau en utilisant plusieurs types de régulateurs (PI,PR,FLC):

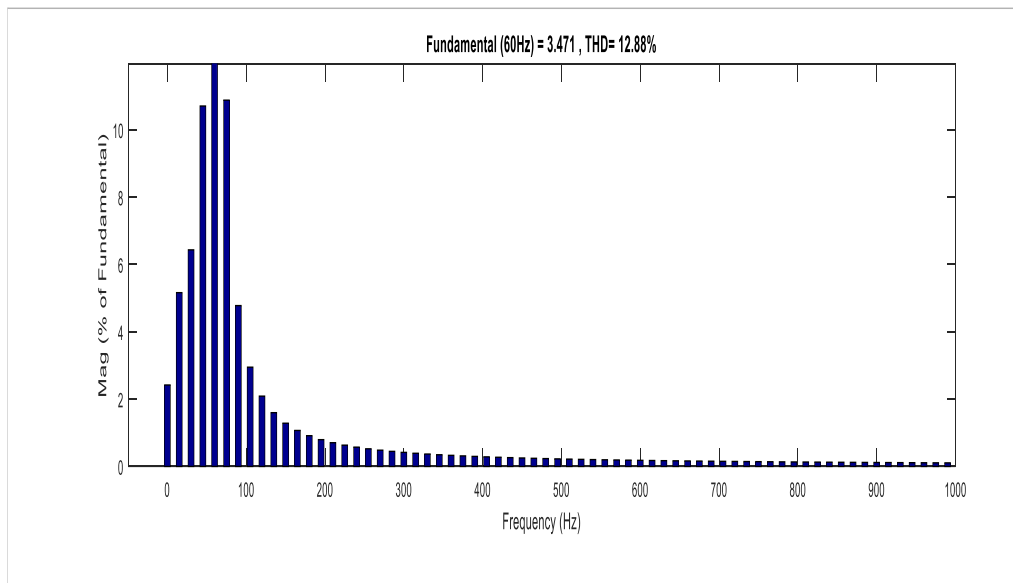


Figure 5.8 : Analyse FFT et valeur du courant du réseau sans contrôle

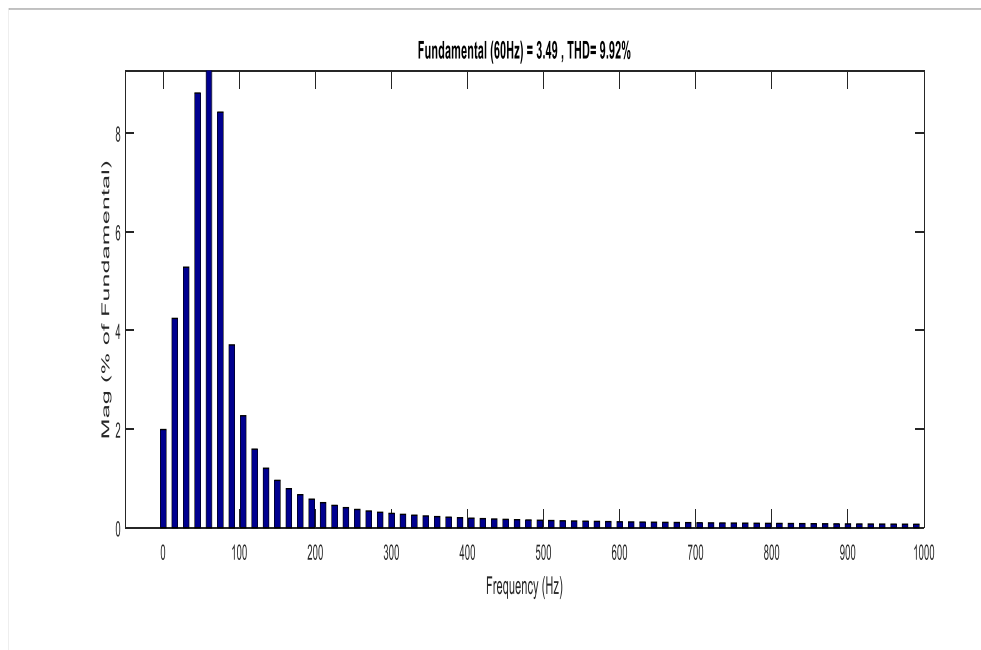


Figure 5.9 : Analyse FFT et valeur du courant du réseau avec le contrôleur PI

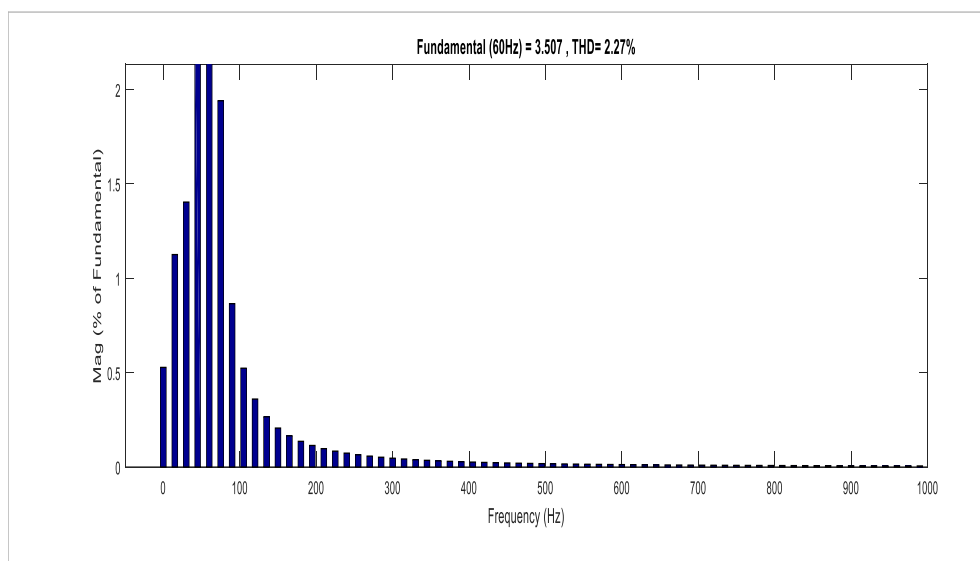


Figure 5.10 : Analyse FFT et valeur du courant du réseau avec le contrôleur PR

La figure 5.8 montre la valeur du THD du courant injecté dans le réseau avant l'introduction du contrôle V-f et P-Q, les figures (5.9) et (5.10) illustrent respectivement l'analyse fréquentielle du courant de réseau à l'aide des contrôleurs PI et PR.

Le THD du courant injecté dans le réseau est d'environ 12,88%, lorsque nous utilisons un contrôleur PI, cette valeur passe de la valeur 12,88% à 9,92% alors qu'avec l'introduction du contrôleur PR, le THD est égale à 2,27%. Par conséquent, il ressort des résultats de la simulation que le contrôleur PI contribue à la réduction du THD, alors qu'en utilisant un contrôleur PR, le THD devient inférieur à celui du contrôleur PI, ce qui confirme les performances élevées de ce type de contrôleur.

III. Description du banc d'essai expérimental

Le banc d'essai permet de mettre en place les lois de commande grâce à un environnement qui s'appuie sur le logiciel Matlab/Simulink, munis d'une carte dSPACE DS 1104. Le principal avantage du banc expérimental est sa flexibilité. En effet, la stratégie de commande précédemment testée avec Simulink peut être automatiquement implémentée sur la dSPACE. De plus, les modèles établis et simulés peuvent être simplement modifiés. Pour ce faire, plusieurs outils logiciels sont utilisés :

- Matlab/Simulink ;
- RTI (Real Time Interface) qui est une librairie dSPACE permettant l'implémentation de la stratégie de commande ;
- RTW (Real Time Workshop) qui compile les fichiers Simulink et les adapte pour être charger dans la dSPACE.

Lors de ces travaux de recherche, nous avons commandé les équipements nécessaires pour constituer un banc d'essai expérimental qui permet de tester les performances du système PV muni des algorithmes proposés. Le banc d'essai du laboratoire représenté sur la figure 5.11 est constitué d'un convertisseur DC-DC boost alimenté par un générateur photovoltaïque, un système dSPACE DS1104 est utilisé pour implémenter les différents algorithmes étudiés en temps réel et une charge résistive linéaire.

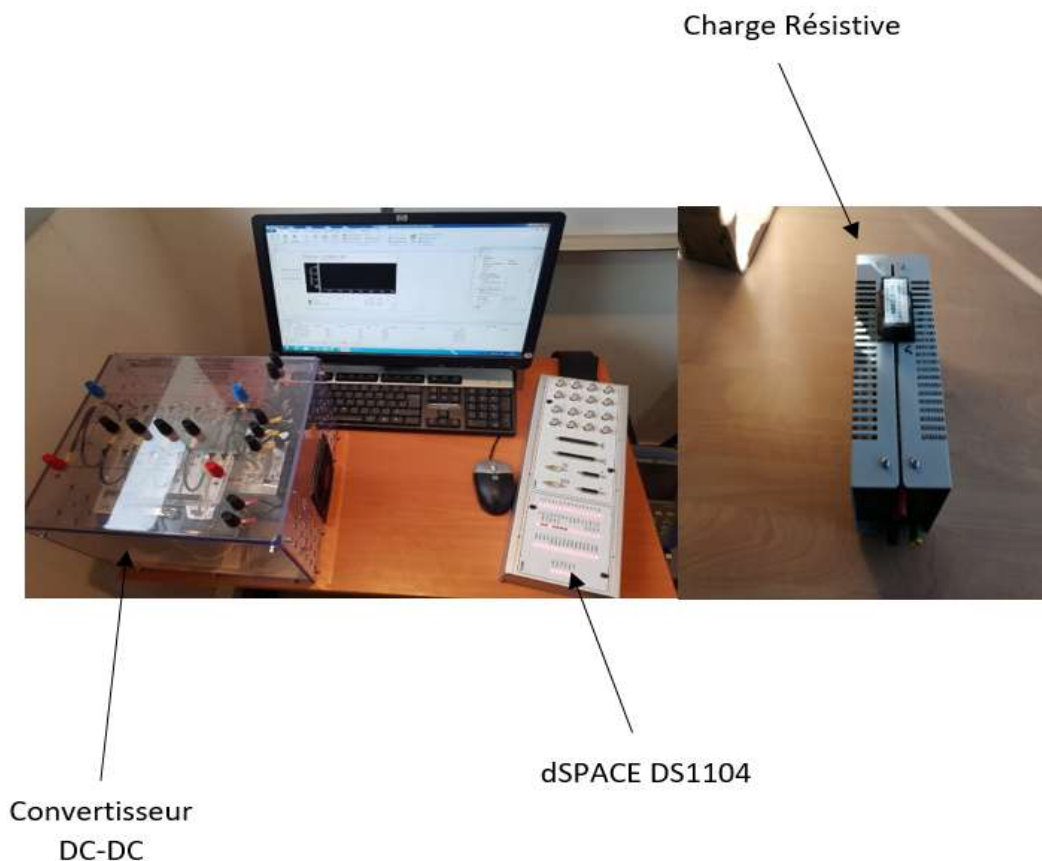


Figure 5.11 : Prototype expérimental du laboratoire

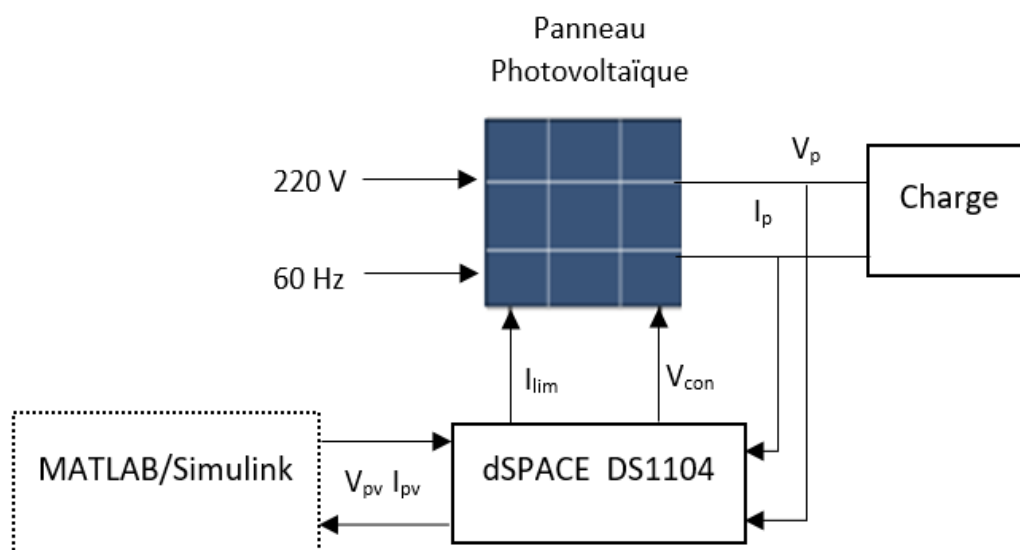


Figure 5.12 : Synoptique de contrôle de l'émulateur du générateur PV

Tableau 5.1 : Paramètres du panneau photovoltaïque

Type du module solaire	JKM260PP-60
Puissance maximale (P_{max})	260 W
Puissance de tolérance	0 ~+3%
Tension à la puissance maximale (V_{mp})	31.1 V
Courant à la puissance maximale (I_{mp})	8.37 A
Tension du circuit ouvert (V_{oc})	38.1 V
Courant de court-circuit (I_{sc})	8.98 A
Tension maximale du panneau	1000 VDC
Température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT)	45 ±2°C
Température de fonctionnement	-40°C ~+85°C
Classe d'application	A
Classe de feu	C
poids	19.0 (kg)
Dimensions	1650x992x40 (mm)
calibre de fusible série maximum	15 A

Le panneau photovoltaïque utilisé dans ce banc d'essai est de type JKM260PP-60, il génère une puissance maximale de 260W, il est contrôlé via une carte dSPACE DS1104 sous l'environnement Matlab/SimulinkTM. Comme il est indiqué sur la figure 5.12, la loi de contrôle consiste à capter la tension et le courant de sortie du panneau photovoltaïque. A travers un modèle de référence du générateur PV, le courant de référence sera obtenu. La régulation du courant de référence par rapport au courant mesuré génère une tension de contrôle V_{con} pour piloter le panneau photovoltaïque à travers un régulateur PI, le courant de l'alimentation sera limité par le courant de contrôle I_{lim} .

L'ensemble des travaux réalisés par simulation durant cette thèse sera testé expérimentalement par la suite pour valider les performances de l'ensemble des contrôles développés dans ce mémoire de thèse.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les stratégies du contrôle V-f et P-Q d'un système photovoltaïque connecté au réseau avec un système de stockage par batterie afin de fournir à la fois, un support en tension et en fréquence au réseau et de maintenir un contrôle de puissance active et réactive au moment de l'ajout d'une charge élevée. Après la modélisation du système PV connecté au réseau avec la commande V-f et P-Q, les résultats obtenus ont répondu à nos attentes, ils montrent que lorsqu'une charge élevée est ajoutée au système étudié, le générateur photovoltaïque devient incapable de supporter la fréquence du réseau électrique, mais le contrôle proposé régule rapidement la fréquence à 60Hz et la tension à 25kV surtout avec l'utilisation du correcteur PR qui permet de conserver la valeur initiale de la fréquence sans introduire beaucoup de fluctuations, de plus, ce contrôleur s'engage à réduire la valeur du THD du courant de réseau, ce qui valide les hautes performances du contrôleur proposé.

De plus, l'équilibre de la puissance couplée avec le contrôle de tension dans le côté alternatif maintient la tension dans le côté continu à une valeur plus stable, ainsi, les installations photovoltaïques avec système de stockage sont appliquées efficacement pour rétablir la fréquence du réseau après les perturbations. De même, l'algorithme du contrôle P-Q proposé est utilisé efficacement pour alimenter certaines charges critiques.

Dans les méthodes de contrôles présentées dans ce chapitre, les paramètres de contrôle dépendent des conditions PV, de la batterie et du réseau externe et doivent être modifiés en fonction de ces conditions. Les méthodes de contrôle adaptatif pourraient constituer une orientation future très utile et prometteuse dans cet axe de recherche.

Conclusion générale et perspectives

Le travail présenté dans cette thèse s'inscrit dans le cadre d'apporter plus de fiabilité aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau, qui croissent rapidement et qui représentent déjà une part non négligeable de la production de l'électricité à l'échelle mondiale. Son objectif principal est de comprendre et d'étudier la connexion des systèmes PV au réseau électrique tout en introduisant des techniques de stockage par batterie. Les grands axes de recherche abordés sont :

- Les techniques de contrôle du facteur de puissance du système photovoltaïque connecté au réseau particulièrement dans le cas de la variation du type de la charge.
- Les techniques de contrôle attribuées à la gestion et au stockage de l'énergie photovoltaïque injectée dans le réseau électrique.

Il se veut accessible à des personnes non expertes du domaine, pour cela les deux premiers chapitres (1 à 2) font un état de l'art sur le système PV et sur la chaîne de conversion photovoltaïque. Le premier chapitre présente un aperçu global sur le concept photovoltaïque, sur le fonctionnement de la cellule et du module PV. Il met le point aussi sur les caractéristiques principales de la cellule PV ainsi que les différents équipements électriques qui constituent la chaîne de conversion photovoltaïque.

Dans le deuxième chapitre, nous avons modélisé la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique avec un système de stockage d'énergie par batterie, cette configuration contient le panneau photovoltaïque, les convertisseurs DC-DC et DC-AC, la batterie de stockage d'énergie, la charge et le réseau électrique. Le fonctionnement du panneau PV est influencé par les conditions météorologiques, ainsi, le convertisseur DC-DC commandé par la technique MPPT est une solution pour faire fonctionner le système PV autour de son point de puissance maximale. La batterie et le convertisseur bidirectionnel sont utilisés pour stocker le surplus de l'énergie produite par le panneau et pour l'utiliser selon le besoin. Et finalement le convertisseur DC-AC est introduit pour connecter le système PV au réseau électrique et aussi pour alimenter les charges en courant AC.

Après la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau, nous avons remarqué que cette connexion génère des fluctuations au niveau de la tension et de la puissance de sortie plus un déphasage entre la tension et le courant injecté dans le réseau, chose qui influence sur la génération du facteur de puissance. Par conséquent, le troisième chapitre, présente les techniques de commande appliquées à chaque élément de la chaîne dans le but d'assurer une connexion fiable avec le réseau. Le convertisseur boost est contrôlé par l'algorithme P&O, le contrôle de l'onduleur se fait par la commande MLI, avec une interface de commande utilisant des régulateurs PI et des PLL afin d'assurer un facteur de puissance unitaire. Un autre algorithme de contrôle a été développé pour commander le système de stockage BESS afin de gérer les états de charges et de décharge de la batterie.

Dans le quatrième chapitre, nous avons apporté des améliorations au niveau de la technique de contrôle du facteur de puissance, nous avons introduit deux autres types de commande, une avec le régulateur PR et l'autre avec le contrôleur à logique floue. Par une étude comparative des trois commandes précitées, nous avons conclu que le régulateur PI conventionnel nécessite une amélioration pour bien gérer la variation de la charge et pour garantir un facteur de puissance unitaire, tandis que le régulateur PR assure un facteur de puissance unitaire malgré l'ajout de la charge réactive ou non-linéaire et surtout sans influencer la production de la puissance réactive. De même, le contrôleur à logique floue permet de suivre la référence sinusoïdale et de réduire les harmoniques du courant mieux que les deux autres correcteurs.

Finalement, dans le dernier chapitre, nous avons développé des méthodes de contrôle des deux côtés de l'onduleur DC et AC, avec une coordination entre le contrôle de la batterie du côté PV et l'algorithme de contrôle V-f/P-Q du côté onduleur. Ensuite, nous avons testé la robustesse des commandes face à un changement fort et rapide de la charge, nous avons constaté que le contrôle proposé régule rapidement la fréquence à 60Hz et la tension à 20kV surtout avec l'utilisation du correcteur PR qui permet de conserver la valeur initiale de la fréquence sans introduire beaucoup de fluctuations, de plus, ce régulateur s'engage à réduire la valeur du THD du courant injecté dans le réseau, ce qui valide les hautes performances du contrôle proposé en terme de supporter le réseau en tension et en fréquence et de maintenir un contrôle de puissance active et réactive au moment de l'ajout d'une charge élevée.

Perspectives

Les stratégies de contrôle développées dans ce mémoire de thèse sont simulées sous l'environnement MATLAB/Simulink, elles ont permis de vérifier les performances des techniques de commande proposées. Cependant, nous sommes conscients que certains points ne se sont pas abordés dans ce travail, nous pouvons les traiter ultérieurement et envisager les perspectives suivantes :

- L'ajout d'un générateur Diesel comme une source de secours qui remplace le réseau électrique en cas d'une coupure d'électricité.
- La conception et la réalisation d'un prototype expérimental de la configuration étudiée dans ce travail de thèse afin de tester la validité des résultats obtenues par la simulation.
- L'application d'une commande qui combine entre la logique floue et le régulateur proportionnel résonant pour apporter plus de performance et plus de précision au système étudié.

Références Bibliographiques

- [1] T. Markvart and L. Castañer, “Principles of Solar Cell Operation,” *Sol. Cells*, pp. 3–25, 2013, doi: 10.1016/B978-0-12-386964-7.00001-9.
- [2] S. Lineykin, M. Averbukh, and A. Kuperman, “An improved approach to extract the single-diode equivalent circuit parameters of a photovoltaic cell/panel,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 282–289, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.10.015.
- [3] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*. 2017.
- [4] Y. Hishikawa, Y. Imura, and T. Oshiro, “Irradiance-dependence and translation of the I-V characteristics of crystalline silicon solar cells,” *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 1464–1467, 2000, doi: 10.1109/PVSC.2000.916169.
- [5] N. BENALOUACHE, “L’énergie solaire pour la production d’électricité au Maghreb : transition énergétique et jeux d’échelles.,” 2017, [Online]. Available: <https://halshs.archives-ouvertes.fr/tel-01595802/document>.
- [6] M. Fournier *et al.*, “Les enjeux du développement des énergies renouvelables To cite this version : HAL Id : halshs-00731337 Les enjeux du développement des énergies renouvelables : les enjeux territoriaux,” pp. 4–8, 2015.
- [7] E. Mollona, E. Aivazidou, V. Barberio, G. Cunico, and L. Pareschi, “Policy Brief Policy Brief,” no. December, p. 14, 2019, doi: 10.6092/unibo/amsacta/6247.
- [8] Krismadinata, N. A. Rahim, H. W. Ping, and J. Selvaraj, “Photovoltaic Module Modeling using Simulink/Matlab,” *Procedia Environ. Sci.*, vol. 17, pp. 537–546, 2013, doi: 10.1016/j.proenv.2013.02.069.
- [9] A. K. Mukerjee and N. Dasgupta, “DC power supply used as photovoltaic simulator for testing MPPT algorithms,” *Renew. Energy*, vol. 32, no. 4, pp. 587–592, 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.02.010.
- [10] Q. C. Zhong and T. Hornik, *Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration*. 2012.
- [11] G. Chateigner, D. Bouix, M. Boës, J. Vaillant, and D. Verkindère, *Manuel De Génie Électrique*, no. C. 2008.
- [12] A. O. M. Yahya, A. O. Mahmoud, and I. Youm, “Modélisation d’un système de stockage intégré dans un système hybride (PV / Eolien / Diesel),” *Rev. des Energies Renouvelables*, vol. 10, pp. 205–214, 2007.
- [13] M. Belhadj, T. Benouaz, M. Sellam, and F. Hadjaj, “Modélisation d ’ un système de stockage Chargé par un système PV,” vol. 2, no. February 2014, pp. 3–4, 2010.
- [14] T. E. Hoff, R. Perez, and R. M. Margolis, “Maximizing the value of customer-sited PV systems using storage and controls,” *Sol. Energy*, vol. 81, no. 7, pp. 940–945, 2007, doi: 10.1016/j.solener.2006.11.011.
- [15] I. B. P. L. G. DE L’ENVIRONNEMENT, “Le photovoltaïque: fonctionnement et technologies.” pp. 1–10, 2010.
- [16] T. Mambrini, “Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d ’ implantation et en fonction des différentes technologies To cite this version : HAL Id : tel-01164783 par Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions rée,”

- 2014.
- [17] M. M. M. Al Anfaf, “Contribution à la modélisation et à l’ optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges Mohamed Mladjao Mouhammad Al Anfaf To cite this version : HAL Id : tel-01632282 soutenance et mis à disposition de l’ $\hat{\text{a}}$ ™ ensemble de la Contact : dd,” 2017.
- [18] M. D. BOUDEHOUCHE and M. OUENNOUGHI, “ Gestion d'un system photovoltaïque avec stockage.”
- [19] A. Chebana, “Control d’un système photovoltaïque connecté au réseau,” 2014.
- [20] C. Ferrara and D. Philipp, “Why Do PV Modules Fail ?,” in *Energy Procedia International Conference on Materials for Advanced Technologies 2011*, 2012, vol. 15, no. 2011, pp. 379–387, doi: 10.1016/j.egypro.2012.02.046.
- [21] C. P. Effet and D. Journal, “Effet photovoltaïque dans les couches évaporées de sulfure de cadmium To cite this version : HAL Id : jpa-00205938,” 1965.
- [22] Soltane BELAKEHAL, “Conception & Commande des Mac M achines ac hines à Aimants Permanents Dédié D édiées édié es aux E nergies R enouvelables.”
- [23] Y. MEDDOUR and Z. YAZI, “Etude de raccordement d ’ un système photovoltaïques au réseau électrique,” 2015.
- [24] Y. PANKOW, “Etude de l’intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque.”
- [25] E. G. SHAHRAKI, “Apport de l’UPFC à l’amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques,” 2003.
- [26] N. Aouchiche, M. S. A. Cheikh, and A. Malek, “Poursuite du point de puissance maximale d ’ un système p hotovoltaïque par les méthodes de l ’ incrémentation de conductance et la perturbation & observation,” *Rev. des Energies Renouvelables Vol. 16 N°3* 485 – 498, vol. 16, pp. 485–498, 2013.
- [27] M. Bahrami *et al.*, “Hybrid maximum power point tracking algorithm,” *Renew. Energy*, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.020.
- [28] J. Maisonneuve and S. Chintalacheruvu, “Increasing osmotic power and energy with maximum power point tracking,” *Appl. Energy*, vol. 238, no. January, pp. 683–695, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.110.
- [29] H. Mamur and Y. Çoban, “Detailed modeling of a thermoelectric generator for maximum power point,” pp. 1–16, 2019, doi: 10.3906/elk-1907-166.
- [30] Y. K. Taishi Kitamura, Shun Takagi, “Bidirectional isolated DC / DC converter using NPC inverters suitable for high power application Keywords Power Circuit Composition and Theory of Operation,” in *2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe)*, p. P.1-P.10.
- [31] M. Z. Zulkifli, M. Azri, A. Alias, N. Talib, and J. M. Lazi, “Simple control scheme buck-boost DC-DC converter for stand alone PV application system,” vol. 10, no. 2, pp. 1090–1101, 2019, doi: 10.11591/ijpeds.v10.i2.pp1090-1101.
- [32] M. S. Bhaskar, S. Padmanaban, and J. B. Holm-nielsen, “Double Stage Double Output DC – DC Converters for High Voltage Loads in Fuel Cell Vehicles,” 2019.
- [33] S. A. Lopa, S. Hossain, M. K. Hasan, and T. K. Chakraborty, “Design and Simulation of DC-DC Converters Design and Simulation of DC-DC Converters,” no. January, 2016.
- [34] Abd Almula G. M. Gebreel, “Simulation and Implementation of Two- Level and Three-Level Inverters By Matlab and Rt-Lab,” *MSc Thesis*, p. 155, 2011.
- [35] D. Hernandez-torres, C. Turpin, X. Roboam, and B. Sareni, “Modélisation en flux d ’ énergie d ’ une batterie Li-Ion en vue d ’ une optimisation technico économique d ’ un

- micro-réseau intelligent,” *Open Arch. Toulouse Arch. Ouvert.*, vol. 2016, no. June, 2016.
- [36] H. Yau, Q. Liang, and C. Hsieh, “Maximum power point tracking and optimal Li-ion battery charging control for photovoltaic charging system,” *Comput. Math. with Appl.*, vol. 64, pp. 822–832, 2012, doi: 10.1016/j.camwa.2011.12.048.
- [37] Z. Layachi, “Remerciements,” 2017.
- [38] T. De, M. Chabakata, “Analyse et commandes des convertisseurs multi-niveaux pour un générateur photovoltaïque connecté au réseau électrique,” 2018.
- [39] J. M. Navarro, “Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible JURY,” 2008.
- [40] T. Rousseau, “Elaboration et caractérisation de cellules solaires organiques à base de nouvelles classes de matériaux actifs,” 2014.
- [41] S. Alem-boudjemline, “Realisation et caractérisation des cellules photovoltaïques plastiques,” 2006.
- [42] T. Laagoubi, M. Bouzi, and M. Benchagra, “Analysis and comparison of MPPT nonlinear controllers for PV system,” *Proc. 2015 IEEE Int. Renew. Sustain. Energy Conf. IRSEC 2015*, no. November 2016, 2016, doi: 10.1109/IRSEC.2015.7455012.
- [43] H. Patel, V. Agarwal, and S. Member, “MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics,” vol. 23, no. 1, pp. 302–310, 2008.
- [44] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [45] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. F. Ruppert, “Modelling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays,” *Brazilian J. Power Electron.*, vol. 14, no. 1, 2009.
- [46] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, and N. C. Voulgaris, “Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 16, no. 1, pp. 46–54, 2001, doi: 10.1109/63.903988.
- [47] S. GHANDOUR, “Conception de convertisseurs DC / DC à base de MEMS,” 2013.
- [48] HUANG Bin DEA, “convertisseur continu-continu a rapport de transformation eleve pour applications pile à combustible.”
- [49] J. Brunello, “pour l’ avion plus électrique Conception de convertisseurs de puissance DC-DC isolés pour l’ avion plus électrique,” 2019.
- [50] L. Hernandez, “Etude et réalisation d’un convertisseur AC/DC Buck Boost réversible à haut rendement pour alimentation de secours,” 2017.
- [51] C. Cabal, “Optimisation énergétique de l’ étage d’ adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque,” 2009.
- [52] C. Lahore, “Optimisation de commandes MPPT,” 2016.
- [53] C. Liu, B. Wu, and R. Cheung, “Advanced algorithm for MPPT control of photovoltaic systems ADVANC,” in *Canadian Solar Buildings Conference Montreal.*
- [54] Sabrina Abdeddaim, “Optimisation de deux systèmes de génération renouvelable (photovoltaïque et éolienne) connectés au réseau Présentée,” 2013.
- [55] E. K. Burke and Y. Bykov, “The late acceptance Hill-Climbing heuristic,” *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 258, no. 1, pp. 70–78, 2017, doi: 10.1016/j.ejor.2016.07.012.
- [56] M. A. SAHNOUN, “Contribution à la modélisation et au contrôle de trajectoire de Trackers photovoltaïques à haute concentration (HCPV),” 2015.
- [57] M. Hadjab, D. Asma, and B. Amina, “L’intelligence artificielle pour la poursuite du point de puissance maximum d’un générateur photovoltaïque,” no. March, 2012.
- [58] E. A. D. LA BRETEQUE, “Etude du comportement thermique de modules photovoltaïques

- en vue de la prediction de leur production électrique sur site,” 2006.
- [59] S. Alsadi and B. Alsayid, “Maximum Power Point Tracking Simulation for Photovoltaic Systems Using Perturb and Observe Algorithm,” *Int. J. Eng. Innov. Technol.*, vol. 2, no. 6.
- [60] G. C. R. Kadri, J. Gaubert, “An Improved maximum power point tracking for photovoltaic grid-connected inverter based on voltage-oriented control,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 66–75, 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2044733.
- [61] S. Essaghir, M. Benchagra, and N. El Barbri, “Power factor control of a photovoltaic system connected to grid under load variation,” in *2017 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT)*, Nov. 2017, pp. 1–7, doi: 10.1109/EITech.2017.8255285.
- [62] T. N. Nguyen and A. Luo, “Multifunction converter based on Lyapunov function used in a photovoltaic system,” *Turkish J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 22, no. 4, pp. 893–908, 2014, doi: 10.3906/elk-1210-7.
- [63] P. K. S. A.H. Mollah, G.K.Panda, “Three Phase Grid Connected Photovoltaic System with Maximum Power Point Tracking,” *Int. J. Adv. Res. Electr. Electron. Instrum. Eng.*, vol. 4, no. 5, p. ISSN (Online): 2278 – 8875.
- [64] A. O. ZUE, “conception et simulation de systemes d’interfacage de l’énergie photovoltaïque au reseau de distribution operationnels 24h par jour,” 2007.
- [65] C. ZELICI, “a three three e - phase pwm inverter with w ith,” 2012.
- [66] B. Samia, “Amélioration de la stabilité d’un réseau électrique par l’utilisation d’un ASVC,” 2009.
- [67] M. Tajayouti, “Réseau électrique, power quality et étude de l’impact de l’injection de l’énergie électrique PV,” 2015.
- [68] W. Liu *et al.*, “Smart Micro-grid System with Wind / PV / Battery,” *Energy Procedia*, vol. 152, pp. 1212–1217, 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.09.171.
- [69] O. Tremblay and L. A. Dessaint, “Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications,” *World Electr. Veh. J.*, vol. 3, no. 2, pp. 289–298, 2009.
- [70] M. Vojtek, M. Kolcun, Z. Čonka, and M. Mikita, “Cooperation of a Photovoltaic Power Plant With a Battery Energy Storage System,” *Power Electr. Eng.*, vol. 33, pp. 35–39, 2016, doi: 10.7250/pee.2016.007.
- [71] À. L. O. D. E. La, “mémoire présenté à l’école de technologie supérieure comme exigence partielle vincent benamara étude et simulation d’ un panneau solaire raccordé au réseau,” 2012.
- [72] N. Mei, L. Tan, T. Abe, and H. Akagi, “Design and Performance of a Bidirectional Isolated DC – DC Converter for a Battery Energy Storage System,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 3, pp. 1237–1248, 2012.
- [73] K. Chao, M. Tseng, C. Huang, Y. Liu, and L. Huang, “Design and Implementation of a Bidirectional DC-DC Converter for Stand-Alone Photovoltaic Systems The Proposed Bidirectional Buck-Boost Converter,” *Int. J. Comput. Consum. Control (IJ3C)*, Vol., vol. 2, no. 3, 2013.
- [74] M. Makhlof, “modelisation et optimisation de systemes de production d’énergies renouvelables couples au reseau,” 2012.
- [75] G. X. Q. Weiyang, “A Single-Phase Grid-Connected Inverter System With Zero Steady-State Error,” in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC 2006*, 2006.
- [76] S. Essaghir, M. Benchagra, and N. E. L. Barbri, “Robust VF and PQ Control of a Photovoltaic System Connected to Grid with Battery Storage Management,” no. 12, pp.

- 32–38, 2019, doi: 10.15199/48.2019.12.06.
- [77] D. Zammit, C. S. Staines, and M. Apap, “PR Current Control with Harmonic Compensation in Grid Connected PV Inverters,” vol. 8, no. 11, pp. 1591–1597, 2014.
- [78] D. Zammit, C. S. Staines, and M. Apap, “Comparison between PI and PR Current Controllers in Grid Connected PV Inverters,” *Int. J. Electr. Comput. Energ. Electron. Commun. Eng.*, vol. 8, no. 2, pp. 221–226, 2014.
- [79] D. K. P. S. Mari devi l, “resonant current controller based thd reduction in ac micro,” *Eng. Electron. Eng. Electron.*, vol. 22, no. 2, pp. 425–429, 2016.
- [80] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, “grid converters for photovoltaic and wind power systems.”
- [81] M. L. and P. C. L. R. Teodorescu, F. Blaabjerg and Abstract:, “Proportional-resonant controllers and filters for grid-connected voltage-source converters,” *IEE Proceedings-Electric Power Appl.*, vol. 150, no. 2, pp. 139–145, 2003, doi: 10.1049/ip-epa.
- [82] D. N. Zmood and D. G. Holmes, “Stationary Frame Current Regulation of PWM Inverters With Zero Steady-State Error,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 18, no. 3, pp. 814–822, 2003.
- [83] C. Hanju, V. Trung-kien, and K. Jae-eon, “Design and Control of Proportional-Resonant Controller Based Photovoltaic Power Conditioning System,” in *IEEE*, 2009, pp. 2198–2205.
- [84] H. E. BENABDERRAHMAM and C. Rezqi, “commande par logique flou d ’ un moteur a courant continue.”
- [85] M. CHEBRE, M. ZERIKAT, and Y. BENDAHA, “Adaptation des Paramètres d ’ un Contrôleur PI par un FLC Appliqué à un Moteur Asynchrone,” in *4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing CIP’2007*, 2007, no. November, pp. 2–7.
- [86] T. Laagoubi, M. Bouzi, and M. Benchagra, “MPPT & Power Factor Control for Grid Connected PV Systems with Fuzzy Logic Controllers,” *Int. J. Power Electron. Drive Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 105–113, 2018, doi: 10.11591/ijpeds.v9n1.pp105-113.
- [87] R. L. De Araujo Ribeiro, C. C. De Azevedo, and R. M. De Sousa, “A Robust Adaptive Control Strategy of Active Power Filters for Power-Factor Correction , Harmonic Compensation , and Balancing of Nonlinear Loads,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 2, pp. 718–730, 2012.
- [88] M. Singh and A. Chandra, “Adaptive Neuro-Fuzzy Control of Renewable Interfacing Inverter to Maintain Smooth Power Flow and Non-Linear Unbalanced Load Compensation Simultaneously,” in *IEEE Electrical Power & Energy Conference*, 2009.
- [89] P. Sivakumar, A. A. Kader, Y. Kaliavaradhan, and M. Arutchelvi, “Analysis and enhancement of PV ef fi ciency with incremental conductance MPPT technique under non-linear loading conditions,” *Renew. Energy*, vol. 81, pp. 543–550, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.03.062.
- [90] E. LE COURTOIS, “étude et simulation des perturbations dans un réseau de distribution électrique; conception d’un banc d’essai et mise au point de deux systèmes d’acquisition,” 1996.
- [91] L. Baoqi, ““An integrated control strategy of PV-battery hybrid systems,”” in *International Power Electronics and Application Conference and Exposition PEAC*, 2014, pp. 419–422.
- [92] C. K. Sao, P. W. Lehn, and S. Member, “Control and Power Management of Converter Fed Microgrids,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1088–1098, 2008.
- [93] “ESA – Energy Storage Associationitle,” 2016. www.energystorage.org.

- [94] S. Sieling, J. Welsch, and H. Allelein, “Modeling and Evaluation of Combined Photovoltaic-Battery Systems in the Decentralized German Power Generation,” in *3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, 2014, no. 1, pp. 770–775.
- [95] Y. Xu *et al.*, “Instantaneous Active and Nonactive Power Control of Distributed Energy Resources with a Current Limiter,” pp. 3855–3861, 2010.
- [96] F. L. S. Adhikari, “Coordinated V-f and P-Q control of solar photovoltaic generators with MPPT and battery storage in microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1270–1281, 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2301157.

Liste des publications associées

Journaux internationaux avec comité de lecture

1. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, «Comparison between PI and PR Current Controllers of a Grid-Connected Photovoltaic System», *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*, ISSN: 2088-8694, DOI: 10.11591/ Vol. 9, No. 3, September 2018, pp. 1311~1320
2. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, Robust VF and PQ Control of a Photovoltaic System Connected to Grid with Battery Storage Management, *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY*, ISSN 0033-2097, R. 95 NR 12/2019, DOI:10.15199/48.2019.12.06
3. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, Performance Improvement of the Control Techniques of a Photovoltaic System Connected to Grid with Battery Storage Management, article accepté par le journal *International Review On Modelling and Simulations (IREMOS)*.

Conférences internationales avec comité de lecture

1. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, Power Factor Control of a Grid-Connected Photovoltaic System Under Variation Load, *International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT'2017)*, date 15-18 November 2017, Rabat-Morocco.
2. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, Control of a Proportional Resonant Current Controller Based Photovoltaic Power System, *International Conference on Advanced Intelligent Systems for Sustainable Development (AI2SD'2018)*, date 11-14 July 2018, Tangier-Morocco.
3. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, Comparison between PI and PR Current Controllers of a Grid-Connected Photovoltaic System Supplying Non-lineare Load, *International Conference on Smart City Applications (SCA'2018)*, date 10-11 October 21018, Tetouan-Morocco.

4. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, comparative study of three phase grid connected photovoltaic system using PI, PR and fuzzy logic pi controller with harmonic analysis, International Conference on Advanced Intelligent Systems for Sustainable Development(AI2SD'2019), date 08-11 July 2019, Marrakech-Morocco.

Conférences internationales avec comité de lecture

1. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, Effect of temperature and irradiation on the characteristics of the photovoltaic system, 2ème édition du colloque organisé par le laboratoire LIMII, Mai 2016, FST de Settat.
2. Participation au Concours Universitaire de la Recherche et de l'Innovation dans le cadre du Salon SOLAIRE EXPO MAROC 2018.
3. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, Power Factor Control of a Grid-Connected Photovoltaic System Under Variation Load, 6ème journée Doctorant organisé par le CEDoc Sciences et Techniques à l'Université Hassan 1er, 05-Avril 2018, Settat-Morocco.
4. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, Power Factor Control of a Photovoltaic System Connected to Grid Under Load Variation, Communication poster au workshop organisé par le laboratoire LISERT, 27 février 2019, Khouribga-Morocco.
5. **Soukaina Essaghir**, Mohamed Benchagra, Nouredine El Barbri, Contrôle V-F et P-Q d'un système photovoltaïque connecté au réseau avec une gestion de l'énergie photovoltaïque stockée par batterie, Communication orale à la 1ère Édition des Doctoriales de l'ENSA de Khouribga, co-organisée par le Laboratoire LIPIM et LaSTI, 21- 22 Juillet 2020

RÉSUMÉ

Les travaux développés dans cette thèse s'inscrivent dans le cadre des recherches dédiées aux systèmes solaires photovoltaïques. En effet, les besoins électriques ne cessent de s'accroître alors que les ressources fossiles restent chères et en cours d'épuisement. Et puisque l'énergie photovoltaïque est une énergie renouvelable, inépuisable et non polluante, le développement des systèmes basés sur ce type d'énergie s'avère nécessaire afin de répondre aux besoins électriques. Ce travail de recherche est focalisé sur le développement et le contrôle robuste de la chaîne de conversion photovoltaïques connectée au réseau électrique. La chaîne de conversion photovoltaïque étudiée est basée sur un système PV connecté au réseau électrique. Une partie de ce travail est dédiée à la modélisation des différents équipements qui constituent la chaîne de conversion photovoltaïque étudiée tout au long de cette étude à savoir : le convertisseur DC-DC, la commande MPPT et l'algorithme P&O, le convertisseur DC-AC, la charge et le réseau électrique. La première partie de ce travail est dédiée au contrôle du facteur de puissance, dans ce contexte, diverses méthodes de contrôle ont été appliquées à l'onduleur de tension et une solution basée sur le régulateur PR a été proposée afin d'assurer un facteur de puissance unitaire malgré la variation de la charge, une autre technique basée sur la logique floue a été élaboré afin de minimiser les harmoniques et d'assurer un bon transport d'énergie. La deuxième partie se rapporte à la gestion et au stockage de l'énergie photovoltaïque injectée dans le réseau électrique avec des fonctionnalités supplémentaires assurant un support en tension et en fréquence au réseau. Les stratégies de contrôle appliquées dans ce sens permettent de maintenir un contrôle de la puissance active et réactive surtout au moment de l'ajout d'une charge élevée, et permettent aussi de gérer le stockage de la puissance fournie par le GPV selon les besoins de consommation. Finalement, nous avons simulé un système PV connecté au réseau électrique avec système de stockage d'énergie par batterie afin de tester la stabilité et la robustesse des modèles et des commandes proposées.

Mots clés : Système PV ; Convertisseur DC-DC ; Convertisseur DC-AC ; MPPT ; Réseau électrique ; PFC ; Régulateur PI, Régulateur PR, Logique floue ; THD.

ABSTRACT

This thesis is part of research dedicated to solar photovoltaic systems. In fact, electricity needs will continue to grow while fossil resources are being depleted and remain expensive. Solar energy is a renewable, inexhaustible and non-polluting energy. The development of systems based on this type of energy is necessary to meet electrical needs and human activities needs. This research is focused on the development of a robust control of the photovoltaic PV system connected to the electrical network. The studied conversion chain of photovoltaic system is based on a PV system connected to the electricity grid. Part of this work is dedicated to modeling the various equipment which constitute the studied photovoltaic conversion chain such as: the DC-DC converter, the MPPT command, the P&O algorithm, the DC-AC converter, the load and the electrical grid. The first part of this work is devoted to the power factor control of PV system connected to the grid with a Proportional-Resonant (PR) controller used for replacing the conventional Proportional-Integral (PI) controller in order to ensure a unity power factor despite variation load, another technique based on fuzzy logic has been developed to minimize harmonics and ensure good energy transport. The second part relates to the management and storage of photovoltaic energy injected into grid with additional functionalities ensuring voltage and frequency support for the network. The control strategies applied in this direction make it possible to maintain active and reactive power control, especially when adding a high load, and also make it possible to manage the storage of the power supplied by the GPV according to customer needs. Finally, we simulated a PV system connected to the electricity grid with battery energy storage system in order to test the stability and robustness of the models and commands offered.

Keywords: PV system; DC-DC converter; DC-AC converter; MPPT; Electrical grid; PFC; PI regulator; PR regulator; Fuzzy logic; THD.

ملخص

يعد العمل الذي تم تطويره في هذه الرسالة جزءاً من الأبحاث المخصصة للأنظمة الشمسية الضوئية . في الواقع ، تتزايد احتياجات الطاقة الكهربائية باستمرار بينما تظل موارد الوقود الحفري أو الموارد الانشطارية باهظة الثمن وفي طور الاستنفاد. تطوير الأنظمة القائمة علي الطاقة المتجددة أضحي أمراً ضروريا لتلبية احتياجات الأنشطة البشرية.

يركز هذا البحث على التطوير والتحكم القوي لسلسلة التحويل الفوطوضوئية المتصلة بالشبكة الكهربائية و يكرس جزء من هذا العمل لدراسة و تقديم المعدات المختلفة التي تم استعمالها في هذه الأطروحة ، وهي كالتالي: المحمول DC-DC ، خوارزمية MPPT ، المحمول DC-AC ، الشحنه، نظام التخزين، والشبكة الكهربائية.

تم تخصيص الجزء الأول من هذا البحث للتحكم في معامل القدرة و في هذا الصدد، تم تطبيق طرق تحكم مختلفة على العاكس من بين هاته الطرق تقنية المنطق الغامض من اجل تقليل التوافقيات وضمان النقل الجيد للطاقة رغم تغيير الشحنه. في حين أن الجزء الثاني من هاته الدراسة يتعلق بإدارة وتخزين الطاقة الفوطوضوئية التي يتم اصالتها بشبكة الكهرباء مع وظائف إضافية تضمن دعم الجهد والتردد بشبكة التوزيع. تتيح التقنيات المعتمدة في هذا البحث التحكم في القوى النشطة و الفعالة وفقاً لاحتياجات الاستهلاك. أخيراً، كل هذه الأعمال تم التحقق من صحتها في منصات المحاكاة بغية اختبار ثبات وفعالية التقنيات المقدمة.

كلمات البحث: نظام الفوطوضوئية، منطق غامض، محمول DC-DC، محمول DC-AC، شبكة كهربائية، معامل القدرة، خوارزمية MPPT، DC-AC.

ANNEXE A

Les paramètres du module photovoltaïque utilisé :

Référence SunPower	SPR-305E-WHT-D
L'éclairement I_r	1000W/m ²
La température T	25°C
Puissance maximale P_{max}	305.226W
Tension du circuit ouvert V_{co}	64.2V
Courant de court-circuit I_{cc}	5.96A
Tension à la puissance maximale V_{MPP}	54.7V
Courant à la puissance maximale I_{MPP}	5.58A

ANNEXE B

La fabrication ainsi que le fonctionnement des batteries diffèrent d'un type à autre et chaque type de batterie se caractérise par un ensemble de paramètres. Dans cette annexe, nous allons exposer quelques paramètres des batteries :

Tension : Chaque batterie a une tension à ses bornes, exprimée en volt (V). Elle prend plusieurs valeurs :

- **Tension théorique E_{th}** : cette tension est calculée à partir de la loi de Nernst de la réaction chimique qui constitue la batterie.

$$aOx_1 + bRed_2 = cRed_1 + dOx_2$$

$$E_{th} = E_0 + \frac{RT}{nF} \ln \left(\frac{[Ox_1]^a + [Red_2]^b}{[Ox_2]^c + [Red_1]^d} \right)$$

Avec E_0 est la tension standard pour le couple Ox/Red .

Durant la phase de décharge, la réaction évolue dans le sens direct et durant la phase de charge elle évolue dans le sens indirect. Généralement, les batteries dédiées au système PV ont une tension de 12V, 24V ou 48V.

- **Tension nominale V_n** : C'est la tension recommandée pour le fonctionnement. Dans notre cas, pour le lithium-ion, $V_n = 3.6V$.

- **Tension de fin de décharge $V_{Cut-Off}$** : C'est la tension pour laquelle la batterie est considérée vide. Opérer au-dessous de cette tension dégrade les performances de la batterie. Pour éviter la décharge profonde des batteries et toutes autres dégradations, il ne faut pas descendre en dessous de cette tension. Pour le lithium-ion, $V_{Cut-Off} = 2.5V$.

- **Tension à circuit ouvert V_{OC}** : C'est la tension aux borne de la batterie en absence de la charge. Elle dépend de l'état de charge de la batterie.

Capacité

La capacité C d'une batterie est exprimée en Ampère-heure (Ah). Elle signifie la quantité de charge que génère une batterie à la tension nominale. Par exemple, une capacité de 15Ah signifie que la batterie peut délivrer un courant d'intensité $I = 1A$ durant 15 heures ou bien $I = 15A$ durant une heure.

- **Capacité massique** : C'est le rapport entre l'énergie disponible d'une batterie et son poids. Elle s'exprime en Wh/kg.
- **Capacité nominale** : C'est la capacité d'opération pour une température, un courant et une tension donnés. Elle s'exprime en Ah.
- **C_{rate}** : elle désigne le taux de décharge d'une batterie. Soit une batterie de 6Ah, si elle se décharge avec $C_{rate} = 1C$, elle fournit un courant $I = 6A$ pendant 1h, si elle se décharge avec $C_{rate} = 0.5C$, elle fournit un courant $I = 3A$ pendant 2h.

SOC

Le SOC (State Of Charge) représente l'état de charge d'une batterie ou la capacité contenue dans la batterie. Il s'exprime en pourcentage avec la relation suivante :

$$SOC = \frac{\text{Capacite actuelle}(Ah)}{\text{Capacite maximale}(Ah)}$$

Pour une batterie chargée $SOC = 1$ et pour une batterie totalement déchargée $SOC = 0$.

DOD

Le DOD (Dept Of Discharge) représente la quantité de capacité retirée durant la décharge d'une batterie pleinement chargée.

$$DOD = 1 - SOC$$

Température

La température est un paramètre essentiel qui caractérise la batterie. Le fabricant donne ses marges de température d'opération pour chaque batterie. Avec le fonctionnement de la batterie, sa température augmente et détruit ses composants. D'autre part, une température

extérieure très basse diminue le rendement de la batterie. Donc il faut travailler dans la marge de température recommandée par le fournisseur.

Rendement de stockage

Le rendement de stockage est le rapport entre la quantité maximale que la batterie peut stocker sur la quantité maximale qu'elle peut générer :

$$\rho = \frac{E_{out}}{E_{in}} * 100$$

Par exemple, si durant la charge le stockage maximale est 20kWh et durant la décharge la production maximale est 16kWh, le rendement est :

$$\rho = \frac{16}{20} * 100 = 80\%$$

Rendement d'une batterie

Le rendement de la batterie est défini par la relation suivante:

$$\eta = \eta_V \cdot \eta_Q$$

Avec η_V est le rendement de la batterie en tension :

$$\eta_V = \frac{V_{Decharge}}{V_{Charge}} * 100$$

Et η_Q est le rendement de la batterie en charge :

$$\eta_Q = \frac{Q_{Decharge}}{Q_{Charge}} * 100$$

ANNEXE C

Le détail de l'algorithme P&O :

```

function D = PandO(Ipv,Vpv)
    %#codegen
    % Define internal values for voltage and power as persistent variables persistent
    Dprev Pprev Vprev
    % Initialize the internal values for the voltage and power on the first
    % pass
    if isempty(Dprev)
        Dprev = 0.5;
        Vprev = 54.7;
        Pprev = 305,22;
    end
    % Initialize algorithm parameters
    deltaD = 0.01;
    % Calculate measured array power
    Ppv= Vpv*Ipv;
    %Increase or decrease duty cycle based on conditions if (Ppv-
    Pprev) ~= 0
        if (Ppv-Pprev) > 0
            if (Vpv-Vprev) > 0
                D = Dprev - deltaD; else
                D = Dprev + deltaD;
            end
        else
            if (Vpv-Vprev) > 0
                D = Dprev + deltaD;
            else
                D = Dprev - deltaD;
            end else
        endD = Dprev;
    end

```

Les caractéristiques du prototype développé sont mentionnées dans tableau ci-dessous :

<i>Désignation</i>	<i>Description</i>
Transformateur Triphasé d'entrée	Puissance : 100 kVA - Dyn11 260 V / 25 kV - 60 Hz
<i>Charges non linéaire</i>	
Inductance de ligne triphasée	L= 576 μ H +/- 5% - 50A
Charge résistive configurable	R1 : 35 Ω - 10 A – 450 V [deux en parallèle] R2 : 70 Ω - 5 A – 450 V [deux en parallèle] R3 : 105 Ω - 5 A – 450 V [deux en parallèle]
Inductance de charge monophasée	L= 1 mH / 800 μ H / 600 μ H +/- 5%
<i>Onduleur de tension triphasé</i>	
Condensateur du bus continu	C _{dc} =1200 μ F - 500 V 2 X (2400 μ F - 250 V)
Onduleur triphasé (Three-Level Bridge)	33*60 Hz - 500V
<i>Convertisseur boost dc-dc</i>	
Condensateurs entrée/sortie du convertisseur boost dc-dc	5kHz - 500V C _{pv} =100 μ F/500V C _{sortie} =1200 μ F/500V
Inductance	L= 5 mH +/- 5% Courant continu moyen maximal : 10 A crête : 15 A

ANNEXE D

1. Calcul d'un régulateur PI avec compensation des pôles

Dans cette annexe, nous développons la conception du régulateur PI en se basant sur la méthode de compensation des pôles."

Compensation des pôles pour un système du 1^{er} ordre

La forme du correcteur est la suivante:

$$C_p = K_p + \frac{K_i}{P}$$

Avec:

K_p : le gain proportionnel du régulateur

K_i : le gain intégral du régulateur.

Pour une fonction de transfert d'un processus associé à ce correcteur:

$$H(P) = \frac{K}{1 + \tau P}$$

La fonction de transfert en boucle ouverte s'écrit:

$$H_{BO}(P) = \frac{K(K_p + \frac{K_i}{P})}{1 + \tau P} = \frac{K(K_p \cdot P + K_i)}{P(1 + \tau P)} = \frac{K_i K (\frac{K_p}{K_i} \cdot P + 1)}{P(1 + \tau P)}$$

Si on pose: $\tau = \frac{K_p}{K_i}$ alors la fonction de transfert en boucle ouverte devient :

$$H_{BO}(P) = \frac{K \cdot K_i}{P}$$

En déduit la fonction de transfert en boucle fermée:

$$H_{BF}(P) = \frac{K_i K}{K_i K + P} = \frac{1}{1 + \frac{P}{K_i K}} \longrightarrow \text{un système du 1}^{\text{er}} \text{ ordre}$$

Le temps de réponse τ_r du système bouclé pour atteindre 95% de la consigne vaut:

$$t_r = 3 \frac{1}{K \cdot K_i}$$

De ce qui précède on a : $K_i = \frac{K_p}{\tau}$

Alors :

$$t_r = 3 \frac{\tau}{K \cdot K_p}$$

D'où :

$$K_p = 3 \frac{\tau}{t_r \cdot K} \text{ et } K_i = \frac{3}{t_r \cdot K}$$

Compensation des pôles pour un système du 2eme ordre

Pour une fonction de transfert d'un processus associé au même correcteur PI:

$$H(p) = \frac{K}{(\tau_1 + p)(\tau_2 + p)}$$

Le correcteur PI ayant la fonction de transfert C_p suivante :

$$C_p = K_p + \frac{K_i}{p} = \frac{K_p p + K_i}{p} = K_p \frac{p + \frac{K_i}{K_p}}{p}$$

Supposant que le pôle $(\tau_1 + p)$ est le pôle le plus, on le compense par $p + \frac{K_i}{K_p}$, donc la fonction de transfert $H(p)$ devient :

$$H(p) = \frac{K}{\left(p + \frac{K_i}{K_p}\right)(\tau_2 + p)}$$

Alors la fonction de transfert du système en Boucle fermée est la suivante :

$$H_{BO}(p) = H(p).C(p) = \left[\frac{K}{\left(p + \frac{K_i}{K_p}\right)(\tau_2 + p)} \right] \left[K_p \frac{p + \frac{K_i}{K_p}}{p} \right] = \frac{K.K_p}{p(\tau_2 + p)}$$

Ainsi,

$$H_{BF}(p) = \frac{\frac{K.K_p}{p(\tau_2 + p)}}{1 + \frac{K.K_p}{p(\tau_2 + p)}} = \frac{K.K_p}{p^2 + \tau_2 p + K.K_p}$$

$$\longrightarrow H_{BF}(p) = \frac{1}{\frac{1}{K.K_p} p^2 + \frac{\tau_2}{K.K_p} p + 1}$$

De la forme : $H_{BF}(p) = \frac{1}{\frac{1}{\omega_0^2} p^2 + \frac{2\xi}{\omega_0} p + 1} \longrightarrow$ **Un système du 2ème ordre**

$$\text{Donc : } \begin{cases} \frac{1}{\omega_0^2} = \frac{1}{K.K_p} \\ \frac{2\xi}{\omega_0} = \frac{\tau_2}{K.K_p} \end{cases}$$

2. Les valeurs des contrôleurs du lien capacitif DC :

$$K_p = 7, K_i = 800$$

3. Les valeurs des contrôleurs du courant :

$$K_p = 0.3, K_i = 20$$