



Université Hassan 1^{er}
Centre d'Études Doctorales



Faculté des Sciences et Techniques

Settat

THÈSE DE DOCTORAT

Pour l'obtention de grade de Docteur en Physique
Formation Doctorale : Sciences et Physique de l'Ingénieur
Spécialité : Génie électrique

Sous le thème :

Contribution à la modélisation et à la commande robuste d'une chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique

Présentée par :

Taoufik LAAGOUBI

Soutenue le 31 décembre 2020

A la Faculté des Sciences et Techniques de Settat devant le jury composé de :

Pr. Ahmed ERRKIK	PES	FST Settat	Président
Pr. Ismail LAGRAT	PH	ENSA Kénitra	Rapporteur
Pr. Badre BOSSOUFI	PH	FSDM Fès	Rapporteur
Pr. Imade FATANI	PH	ENSA Khouribga	Examineur
Pr. Mohamed BENCHAGRA	PH	EST Béni Mellal	Co-Directeur de thèse
Pr. Mostafa BOUZI	PES	FST Settat	Directeur de thèse

Année universitaire : 2020/2021

DÉDICACES

à ma famille, mes amis et mes professeurs.

ABSTRACT

The subject of this thesis is part of the research framework dedicated to the solar photovoltaic system. Solar PV is a renewable, green, inexhaustible and silent energy. This research work focuses on the modeling and robust control of a photovoltaic conversion chain connected to the electricity grid. Two conversion chains are studied, the first of an autonomous PV system and the second of a grid connected PV system. These conversion chains contain controlled power converters, so part of this work deals with the control by the technique of extracting the maximum power (MPPT). Thus, three commands for the MPPT are studied : Perturb & Observe, Sliding mode and Fuzzy logic. For grid connected PV system, we presented two operating diagrams, the first diagram with two conversion stages using two DC-DC and DC-AC converters, in the second diagram which constitutes our essential contribution, we connected the system PV to grid by a single conversion stage, this conversion stage is a DC-AC converter controlled by two commands based on fuzzy logic. These commands are MPPT and Power Factor Control (PFC) to extract maximum power with a unit power factor. Finally, we simulate a grid connected PV/Diesel system with energy storage to test the stability and robustness of models and controls.

Keywords : PV system ; DC-DC converter ; DC-AC converter ; Grid ; MPPT ; PFC ; Perturb & Observe ; Sliding mode ; Fuzzy logic.

Le sujet de cette thèse s'inscrit dans le cadre de recherche dédiée au système solaire photovoltaïque. L'énergie solaire PV est une énergie renouvelable, verte, inépuisable et silencieuse. Ce travail de recherche s'intéresse à la modélisation et à la commande robuste d'une chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique. Deux chaînes de conversion sont étudiées, la première d'un système PV autonome et la deuxième d'un système PV connecté au réseau électrique. Ces chaînes de conversion contiennent des convertisseurs de puissances commandés, donc une partie de ce travail traite la commande par la technique d'extraire la puissance maximale (MPPT). Ainsi, trois commandes pour la MPPT sont étudiées : la Perturbe & Observe, le mode glissant et la logique floue. Pour système PV connecté au réseau électrique, nous avons présenté deux schémas de fonctionnement, le premier schéma avec deux étages de conversion utilisant deux convertisseurs DC-DC et DC-AC, dans le second schéma qui constitue notre contribution essentielle, nous avons connecté le système PV au réseau électrique par un seul étage de conversion, cette étage de conversion est un convertisseur DC-AC commandé par deux commandes basées sur la logique floue. Ces commandes sont la MPPT et le contrôle de facteur de puissance (PFC) afin d'extraire la puissance maximale avec un facteur de puissance unitaire. Finalement, nous avons simulé un système PV/Diesel connecté au réseau électrique avec stockage d'énergie pour tester la stabilité et la robustesse des modèles et des commandes.

Mots clé : Système PV ; Convertisseur DC-DC ; Convertisseur DC-AC ; Réseau électrique ; MPPT ; PFC ; Perturbe & Observe ; Mode glissant ; Logique floue.

RÉSUMÉ EN ARABE

REMERCIEMENTS

Les travaux de thèse ont été réalisés au Centre d'Études Doctorales au sein de la Faculté des Sciences et Techniques de Settat, université hassan premier.

Mes remerciements vont d'abord à Mr Mostafa Bouzi directeur de thèse de m'avoir accueilli au sein de son laboratoire, de m'avoir offert l'opportunité de réaliser ces travaux, pour sa contribution aux travaux de recherches réalisés, pour les précieux conseils et la liberté qu'il m'a accordé au cours de ces années.

Je voudrais également exprimer toute ma gratitude et mes vifs remerciements à Mr Mohamed BENCHAGRA co-directeur de thèse, pour le temps qu'il m'a consacré, pour son engagement, pour les précieux conseils au cours de l'élaboration de cette thèse et pour sa participation aux travaux de recherches réalisés.

J'adresse mes remerciements aussi aux professeurs Mr Mourad ZEGRARI, Mr Ismail LAGRAT Mr Badre BOSSOUFI et Mr Abdelmajid FARCHI d'avoir accepté de rapporter cette thèse et pour l'intérêt qu'ils ont donnés à notre travaille de recherche.

Je remercie vivement Mr Bouchaib BENCHARKI le responsable de CEDoc. J'ai traversé des moments difficiles et j'ai pensé que je ne verrai jamais le bout du tunnel. A chacun de ces moments vous m'avez aidé à trouver des solutions. Le problème est désormais réglé et c'est pour une grande part grâce à vous.

C'est également avec plaisir que je remercie les membres de jury de ma soutenance : Mr Ahmed ERRKIK président, Mr Badre BOSSOUFI rapporteur, Mr Ismail LAGRAT rapporteur et

Mr Imade Fahd Eddine FATANI examinateur, d'avoir accepté d'examiner ce travail.

Enfin, je réserve la dernière partie de ces remerciements à mes proches. Je ne pourrai jamais remercier assez ma famille pour leur patience et leur soutien moral tout au long de ce travail.

LISTE DES PUBLICATIONS

Revue internationale avec comité de lecture

1. **Taoufik Laagoubi**, Mostafa Bouzi, Mohamed Benchagra, *MPPT and Power Factor Control for Grid Connected PV Systems with Fuzzy Logic Controllers*, International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS), vol=9, N=1 pages 105-113, mars 2018, Indexé par **SCOPUS**.
2. **Taoufik Laagoubi**, Mohamed Benchagra, Mostafa Bouzi, *Photovoltaic System for Three Phase Load with Nonlinear Controllers*, International Review on Modelling and Simulations (IREMOS), vol=10, N=1, pages 70-76, 2017, Indexé par **SCOPUS**.
3. **Taoufik Laagoubi**, Mostafa Bouzi, Mohamed Benchagra, *Analysis and Comparaison of MPPT Nonlinear Controllers for PV System using Buck Converter*, International Journal of Engineering Research and Technology (IJERT), vol=4, Issue 11, pages 240-246, Novembre 2015.

Conférences internationales avec comité de lecture

1. **Taoufik Laagoubi**, Mostafa Bouzi, *Supervising PV-Battery-Diesel System Connected to Grid using Fuzzy Logic* 2018 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'18), pages 1-7, date 5-8 Dec. 2018. Indexé par **SCOPUS**.
2. **Taoufik Laagoubi**, Mostafa Bouzi, Mohamed Benchagra, *Fuzzy logic Control of Grid Connected PV Systems*, 2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), pages 1-6, date 4-7 Dec. 2017.

Indexé par **SCOPUS**.

3. **Taoufik Laagoubi**, Mostafa Bouzi, Mohamed Benchagra, *Three phase load connected photovoltaic system using MPPT approach with Buck converter*, 2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), pages 497-501, date 14-17 Nov. 2016.

Indexé par **SCOPUS**.

4. **Taoufik Laagoubi**, Mostafa Bouzi, Mohamed Benchagra, *Analysis and Comparison of MPPT Nonlinear Controllers for PV System*, International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2015 3rd, pages 1-5, date 10-13 Dec. 2015.

Indexé par **SCOPUS**.

Table des matières

Page de garde	i
Dédicaces	iii
Abstract	v
Résumé	vii
Résumé en arabe	ix
Remerciements	xi
Listes des publications	xiii
Liste des abréviations	xxi
Liste des figures	xxv
Liste des tableaux	1
Introduction générale	3
Chapitre 1: Production de l'énergie solaire photovoltaïque	11
I Cellule photovoltaïque	12
I.1 Conversion photovoltaïque	12
I.2 L'effet photovoltaïque	12
I.3 Le principe photovoltaïque : Technologie Silicium cristallin	13
I.3.1 Le Silicium	13
I.4 Technologies des cellules photovoltaïques	16
I.4.1 Cellules au Silicium cristallin	16

I.4.2	Cellules au Silicium amorphe	18
II	Les modules photovoltaïques	19
II.1	Paramètres principaux d'un module photovoltaïque	20
II.2	Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque	21
III	Le concept MPPT	22
IV	Convertisseurs de puissance	24
IV.1	Convertisseur DC-DC	24
IV.2	Convertisseur DC-AC	24
V	Stockage de l'énergie photovoltaïque	25
VI	Connexion d'un PV au réseau électrique	26
VII	Conclusion	27
 Chapitre 2: Modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque		29
I	Circuit électrique équivalent et modélisation d'un panneau PV	30
I.1	Circuit équivalent d'une cellule PV	30
I.2	Modélisation d'une cellule PV	30
I.3	Modélisation d'un panneau PV	32
I.4	Circuit équivalent d'un panneau PV	32
I.5	Caractéristiques électriques d'un panneau PV	33
I.6	Influence de l'éclairement et de la température sur les caractéristiques .	33
I.6.1	Influence de l'éclairement	33
I.6.2	Influence de la température	36
II	Description et modélisation des convertisseurs DC-DC et DC-AC	37
II.1	Convertisseur DC-DC	38
II.1.1	Le convertisseur DC-DC Buck (abaisseur)	38
II.1.2	Le convertisseur DC-DC Boost (Élévateur)	41
II.1.3	Le convertisseur Buck-Boost (Abaisseur- Élévateur)	42
II.2	Convertisseur DC-AC	43
II.2.1	Commande du convertisseur DC-AC	45
II.2.2	Fréquence de commutation	46
II.2.3	Élimination des harmoniques du convertisseur DC-AC	47
II.2.4	Topologies d'implémentation des convertisseurs DC-AC	49

III	Modélisation de la batterie de stockage	51
III.1	Quelques types de batteries	52
III.2	Batterie pour un système PV	53
III.3	Modèle électrique de la batterie	54
IV	Le système PV connecté au réseau électrique	55
IV.1	Modélisation de la connexion du convertisseur - réseau en dq	55
V	Générateur Diesel dans le système PV	60
VI	Conclusion	61
Chapitre 3: Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque		63
I	Point de puissance maximale - MPP	63
II	Poursuite du point de puissance maximale - MPPT	64
II.1	La technique Hill Climbing	65
II.2	La technique Incremental Conductance (IncCond)	65
II.3	La technique Fractional Open Circuit Voltage	65
II.4	La technique Fractional Short Circuit Current	66
III	La technique Perturber et Observer (P&O)	66
III.1	Simulation du système PV avec MPPT par P&O	69
III.2	Effet du pas de perturbation	70
III.3	Analyse et interprétation des résultats	71
IV	Commande de la chaîne de conversion du système PV	73
IV.1	Contrôle du convertisseur DC-DC	73
IV.2	Contrôle du convertisseur DC-AC	73
IV.3	Filtrage des harmoniques du convertisseur DC-AC	75
IV.4	Comparaison par simulation de quelques filtres passifs	77
IV.4.1	Effet du filtre L	77
IV.4.2	Effet du filtre LC	80
IV.4.3	Effet du filtre LCL	80
IV.5	Simulation du système PV avec les deux étages de conversion	83
IV.6	Analyse et interprétation des résultats	84
V	Conclusion	86

Chapitre 4: Commande de la chaîne PV par le mode glissant	87
I Commande par le mode glissant	87
II La technique MPPT par le mode glissant	90
II.1 Phénomène de réticence (Chattering)	93
II.2 Simulation du système PV avec MPPT par mode glissant	94
II.3 Analyse et interprétation des résultats	95
III La chaîne de conversion photovoltaïque formant une source AC	96
III.1 La commande de la chaîne PV formant une source AC	98
III.2 Simulation du système PV avec les deux étages de conversion	98
III.3 Analyse et interprétation des résultats	98
IV Étude comparative entre la commande par mode glissant et par P&O	100
V Conclusion	100
Chapitre 5: Commande de la chaîne PV par la logique floue	103
I Principe de la logique floue	104
II Fonction d'appartenance - Fuzzification	105
II.1 Fuzzification des entrées et de sortie de la MPPT floue	109
III Règles d'inférence	110
III.1 Règles d'inférence pour la MPPT	111
IV Défuzzification	113
IV.1 Défuzzification pour la MPPT	114
V Simulation du panneau PV avec MPPT par logique floue	115
V.1 Analyse et interprétation des résultats	117
V.2 Comparaison des trois commandes pour la MPPT	118
V.3 Robustesse des trois commandes pour la MPPT	119
VI Système PV connecté au réseau électrique par un seul étage de conversion . . .	120
VI.1 Contrôle du convertisseur DC-AC : MPPT et PFC	121
VI.2 Simulation, analyse et interprétation des résultats	125
VI.3 Système PV/Diesel/Batterie connecté au réseau électrique	131
VII Conclusion	135
Conclusion générale	137

Bibliographie	139
Annexe A	153
Annexe B	159

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Par alphabet

<i>A</i>	Ampère	<i>AC</i>	Courant alternatif
<i>As</i>	Arsenic	<i>Buck</i>	Convertisseur abaisseur
<i>Boost</i>	Convertisseur élévateur	<i>C</i>	Coulomb
<i>C</i>	Capacité	<i>Cd</i>	Cadmium
<i>C_{fi}</i>	Capacité du filtre	<i>C_{lx}</i>	capacité de la ligne $x = a, b$ ou c
<i>cm</i>	Centimètre	<i>CO₂</i>	Dioxyde carbone
<i>C_{rate}</i>	Taux de décharge	<i>D</i>	Rapport cyclique
<i>DC</i>	Courant continu	<i>D</i>	Variation du rapport cyclique
ΔV	Variation de la tension	<i>e</i>	La charge élémentaire
<i>E</i>	La pente de $P = f(V)$	<i>e_d</i>	Tension direct
<i>e_q</i>	Tension quadratique	<i>e_i</i>	Tension de la ligne i avec $i = a, b$ ou c
<i>e_x</i>	Tension de la ligne $x = a, b$ ou c	<i>E⁰</i>	Tension standard
<i>E_{th}</i>	Tension théorique	<i>E_{out}</i>	Tension de sortie
<i>E_{in}</i>	Tension d'entrée	<i>f</i>	Fréquence
<i>F</i>	Faraday	<i>Ga</i>	Gallium
<i>CE</i>	L'erreur de E	<i>H</i>	Hydrogène
<i>HT</i>	Haute tension	<i>I₀</i>	Courant de saturation
<i>I_b</i>	Courant à la sortie de la batterie	<i>I_{cc}</i>	Courant de court circuit
<i>i_d</i>	Courant de la diode	<i>i_i</i>	Courant de la ligne i avec $i = a, b$ ou c
<i>In</i>	Indium	<i>I_m</i>	Courant maximal

I_{MPP}	Courant du MPP	I_L, i_L	Courant dans la bobine
$i_{L,Off}$	Courant de la bobine	$i_{L,On}$	Courant de la bobine
I_{pmax}	Courant de la puissance maximale	I_{pv}	Courant à la sortie du PV
i_{pv}	Photon-courant	I_{cc}	Courant de court circuit
I_r	Irradiation	i_{sh}	Courant R_p
J	Joule	K_i	Interrupteurs
K_b	Constante de Boltzmann	K_{oc}	Constante de proportionnalité
Li	Lithium	L	Inductance
L_{fi}	Inductance du filtre i	L_{li}	Inductance de la charge
L_{lx}	capacité de la ligne $x = a, b$ ou c	MPP	Point de puissance maximale
$MPPT$	Poursuite du MPP	m'_B	Taux de carburant brûlé
m_B	Taux de consommation	MLI	Modulation de largeur d'impulsion
n	Le nombre de molles	Ni	Nickel
$NiMH$	Nickel métal hybride	N_s	Nombre de cellule en série
O	Oxygène	Ox	Oxydant
P	Phosphore	P	Puissance
Pb	Plombe	P_c	Puissance du moteur diesel
$P\&O$	Perturber et Observer (en anglais)	PID	Proportionnel, Intégrateur, Dériva.
P_{max}	Puissance maximale	P_{new}	Nouvelle puissance
PN	Jonction Positif-Négatif	P_{old}	Puissance précédente
P_{pv}	Puissance à la sortie du PV	PV	Photovoltaïque
PWM	Modulation de largeur d'impulsion	Q	Charge de la batterie
R	Résistance	R	Constante des gaz parfait
Red	Réducteur	R_{fi}	Résistance du filtre
R_{li}	Résistance de la charge	R_{pv}	Charge du PV
R_s	Résistance équivalente série	R_{sh}	Résistance équivalente parallèle
s	L'état de l'interrupteur	S	Sortie defuzzifiée
$s(x)$	Surface de glissement	SOC	État de charge de la batterie
SM	Mode glissant	t	Temps
T	Température	T_j	Température de la cellule j
T_m	Couple moteur diesel	THT	Très Haute Tension

N	Dopage négatif
U	Tension continue
V	Volt
VA	Volt-Ampère
$V_{dc_{max}}$	Maximum de la tension continu
V_e	Tension d'entrée
$v(s)$	Fonction de Lyapunov
V_m	Tension maximale
V_n	Tension nominal
V_{pv}	Tension à la sortie du PV
W	Watt
x	État du système

Romain

α	Rapport cyclique
η	Qualité de la diode
η_V	Rendement de la batterie en tension
λ	Constante positive
∂	Variation relative
δ_{eq}	commande équivalente
ω	Vitesse angulaire du rotor
τ	Retard

P	Dopage positif
U'_i	Tension simple en triphasé
v_i	Tension du bras i de l'onduleur
V_{dc}	Tension continu du PV
$V_{Cut-Off}$	Tension de fin de décharge
V_s	Tension de sortie
V_L	Tension aux bornes de la bobines
V_{MPP}	Tension du MPP
V_{oc}	Tension de circuit ouvert
V_t	Tension thermique
Wh	Watt-heure

β	Commande équivalente
η	Rendement de la batterie
η_Q	Rendement de la batterie en charge
σ	La surface de glissement
ΔE	L'erreur de E
ρ	Rendement de stockage
ω_0	Vitesse angulaire de synchronisation
$\mu(x)$	Degré de vérité de l'abscisse x

Table des figures

1.1	Le Silicium solide	13
1.2	Le dopage positif et négatif de Silicium par le Phosphore P et le Bore B	14
1.3	Le semi-conducteur comme une source de courant continu : photo-courant . .	14
1.4	Circuit idéal équivalent de la jonction PN	15
1.5	Circuit idéal équivalent d'une cellule PV	15
1.6	Cellule PV mono-cristallin	17
1.7	Cellule PV poly-cristallin	18
1.8	Cellule PV multi-jonction	18
1.9	Module PV amorphe	19
1.10	Cellule PV	19
1.11	Module $6 = 2 \times 3$	19
1.12	Circuit pratique d'un module PV 3×2	20
1.13	Panneau PV alimente une charge variable	22
1.14	Caractéristiques (I-V) et (P-V) du panneau PV	22
1.15	Système PV alimente une charge variable avec la puissance maximale	23
1.16	Système PV alimente une charge variable avec la puissance maximale	23
1.17	Schéma d'un convertisseur DC-DC	24
1.18	Onduleur	25
1.19	Chaîne de conversion d'un système photovoltaïque avec stockage d'énergie . .	25
1.20	Chaîne de conversion d'un système PV connecté au réseau électrique	26
1.21	système PV/Diesel connecté au réseau avec stockage d'énergie	27
2.1	Circuit idéal équivalent d'une cellule PV	30
2.2	Circuit équivalent d'une cellule PV	31
2.3	Circuit équivalent d'un panneau photovoltaïque	32
2.4	Caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque	34

2.5	Influence de l'éclairage sur le courant et la puissance d'un module PV . . .	35
2.6	Influence de la température sur le courant et la puissance d'un module PV . .	37
2.7	Système PV avec la technique MPPT en utilisant un convertisseur DC-DC . . .	38
2.8	Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC Buck	39
2.9	Les deux modes de fonctionnement du convertisseur Buck	39
2.10	Signal carré de rapport cyclique α	40
2.11	Circuit d'un panneau PV avec MPPT : convertisseur Buck	41
2.12	Circuit électrique d'un convertisseur Boost	41
2.13	Circuit équivalent d'un panneau PV commandé par un Boost	42
2.14	Circuit équivalent d'un convertisseur Buck-Boost	42
2.15	Circuit d'un panneau PV commandé par un convertisseur Buck-Boost	43
2.16	Système PV avec la technique MPPT en utilisant un Convertisseur DC-AC . . .	44
2.17	Circuit d'un Convertisseur DC-AC monophasé par des IGBT	44
2.18	Circuit électrique d'un convertisseur DC-AC triphasé par des IGBT	44
2.19	Filtre L	47
2.20	Filtre LC	48
2.21	Filtre LCL	48
2.22	Système PV connecté au réseau électrique par une connexion centralisée	49
2.23	Système PV connecté au réseau électrique par une connexion Multichaînes . .	49
2.24	Système PV connecté par une connexion chaîne d'onduleur	50
2.25	Système PV connecté par une connexion Module - Onduleur	50
2.26	Chaîne de conversion d'un système photovoltaïque avec stockage d'énergie . .	54
2.27	Circuit électrique d'un convertisseur bidirectionnel	54
2.28	Le circuit équivalent de la batterie Li-ion	55
2.29	Panneau PV connecté au réseau via un convertisseur DC-AC triphasé	56
2.30	Fonction de transfert d'un groupe électrogène simple	61
2.31	Schéma de principe d'un générateur Diesel	62
3.1	Système PV autonome avec MPPT	64
3.2	Organigramme de la technique P&O	67
3.3	Action de la commande P&O selon le point de fonctionnement	68
3.4	Modèle de la chaîne de conversion d'un système PV autonome	70

3.5	Modèle sous Matlab/Simulink de la technique P&O	70
3.6	MPPT par P&O - Effet du pas de perturbation	71
3.7	Réponse du système avec MPPT par P&O	72
3.8	Principe de la MLI sinusoïdale triphasée	74
3.9	Commande MLI sinusoïdale monophasée	74
3.10	Spectre de la tension composée	75
3.11	Circuit électrique du convertisseur DC-AC, du filtre et de la charge triphasée .	76
3.12	Conversion DC-AC	78
3.13	Filtrage des harmoniques d'un convertisseur DC-AC par le filtre L	79
3.14	Filtrage des harmoniques d'un convertisseur DC-AC par le filtre LC	81
3.15	Filtrage des harmoniques d'un convertisseur DC-AC par le filtre LCL	82
3.16	Gains du diagramme de Bode pour les filtres L , LC et LCL	84
3.17	Modèle de la chaîne de conversion PV alimentant une charge triphasée	84
3.18	Le courant triphasé dans la charge avec la technique P&O	85
3.19	Analyse de Fourier de la sortie avec la technique P&O	85
4.1	Action de la commande par mode glissant	87
4.2	Signe de la surface de glissement - Contrôle du rapport cyclique	91
4.3	La fonction saturation	94
4.4	La fonction sign + saturation	94
4.5	Modèle par Matlab/Simulink de la chaîne de conversion	95
4.6	Modèle par Matlab/Simulink du contrôleur par mode glissant	95
4.7	MPPT par mode glissant - Réponse à un échelon d'éclairement	96
4.8	PV avec MPPT sur un hacheur en cascade avec un onduleur	97
4.9	Système PV avec convertisseur DC-AC commandé	97
4.10	Modèle de l'alimentation d'une charge triphasée par un PV	98
4.11	Le courant triphasé dans la charge, MPPT par Mode glissant	99
4.12	Analyse de Fourier de la sortie, MPPT par mode glissant	99
4.13	Valeurs efficaces des courants	100
5.1	La différence entre les deux logiques floue et classique (ou binaire)	104
5.2	Principe de la MPPT par la logique floue	106

5.3	Caractéristique P-V	106
5.4	Valeurs binaires	107
5.5	Variables floues	108
5.6	Fonction d'appartenance : Gaussienne - Trapézoïdale - Triangulaire	109
5.7	Fonction d'appartenance	110
5.8	Principe de la technique MPPT par la logique floue	112
5.9	La défuzzification de l'action de la commande par calcul du centre de gravité .	114
5.10	Système PV avec MPPT par logique floue	115
5.11	Modèle par Matlab/Simulink de la chaîne de conversion	115
5.12	Modèle par Matlab/Simulink du contrôleur flou	116
5.13	MPPT par logique floue - Réponse à une variation de l'éclairement	117
5.14	MPPT en utilisant un convertisseur Buck	118
5.15	MPPT par P&O, logique floue et mode glissant	119
5.16	Effet de la perturbation	120
5.17	Chaîne de conversion PV connecté au réseau avec un seul étage de conversion	122
5.18	Schéma bloc de la connexion au réseau électrique dans le plan dq	123
5.19	Contrôleur des courants par la logique floue	124
5.20	Schéma bloc de la connexion au réseau électrique avec le contrôle par la lo- gique floue	124
5.21	Système PV connecté au réseau électrique	125
5.22	Contrôle de l'onduleur par logique floue	126
5.23	Simulation d'un réseau électrique sous Matlab/Simulink	127
5.24	Simulation du système PV connecté au réseau sous Matlab/Simulink	127
5.25	L'éclairement et la puissance en fonction du temps	128
5.26	Analyse de la tension injectée au réseau électrique	128
5.27	Analyse de Fourier du courant injecté au réseau électrique	129
5.28	Différence de phase entre le courant et la tension	130
5.29	système PV/Diesel/Batterie connecté au réseau électrique	131
5.30	Système PV/Diesel connecté au réseau avec stockage d'énergie	132
5.31	Algorithme de contrôle de la batterie	133
5.32	éclairement et demande de la charge	134

5.33 Performance de la MPPT et le contrôle de la batterie	134
5.34 Déphasage entre le courant et la tension	135
A.1 La normale au panneau PV dirigé vers le soleil-Coordonnées sphériques	153
A.2 Déviation entre l'axe polaire terrestre et la normale de l'orbite	154
A.3 Batterie	155
A.4 Rendement de stockage	158
B.1 MPPT : P&O, Logique Floue et Mode Glissant	159
B.2 PV commandé par logique floue avec le convertisseur buck	159
B.3 La commande par logique floue	159
B.4 Erreur et variation d'erreur de la commande floue	160
B.5 Calcul de la variation	160
B.6 PWM	160
B.7 PV commandé par P&O avec le convertisseur buck	160
B.8 Implémentation de la commande P&O	161
B.9 Simulation de PV	161
B.10 PV commandé par mode glissant avec le convertisseur buck	161
B.11 Implémentation de la commande en mode glissant	162
B.12 Simulation de la commande équivalente en mode glissant	162
B.13 Simulation de la surface de glissement	162
B.14 Calcule du rapport cyclique de la commande en mode glissant	162

Liste des tableaux

2.1	Paramètres électriques d'un panneau photovoltaïque	33
3.1	Paramètres du circuit équivalent du panneau PV avec une diode	69
5.1	Symbole et signification	109
5.2	Règles d'inférence pour la MPPT par la logique floue	113
5.3	Paramètres du panneau PV	116
5.4	Paramètres du panneau PV	126
5.5	Résultats de simulations	130
5.6	Résultats de simulations	135
A.1	Comparatif des technologies avec et sans trackers	155

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Contexte

L'électricité est un facteur de développement durable, elle est utilisée pour satisfaire des besoins humains fondamentaux (eau, alimentation, santé, éducation). Or, les ressources de l'énergie électrique sont polluantes, alors le défi est de répondre aux besoins énergétiques tout en respectant l'environnement « Consommer moins et mieux ». Nous distinguons deux différentes ressources d'énergie, les matières premières dites fossiles (fioul, nucléaire, gaz naturel, charbon...) et les phénomènes naturels dites renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, ...). Les ressources fossiles sont inépuisables et la production de l'énergie par ces ressources a de nombreux avantages mais, malheureusement elle est polluante à cause des émissions de gaz à effet de serre notamment le CO_2 qui participe au changement climatique indésirable en influençant la santé humaine, les animaux et les végétaux. Toutes les énergies fossiles combustibles émettent le CO_2 sauf le nucléaire donc une solution de production énergétique moins polluante peut être le nucléaire mais, le nucléaire est très dangereux à cause des réactions non contrôlables qui produisent l'électricité (la catastrophe de Tchernobyl le 26 avril 1986 est un accident nucléaire). Pour cela, les recherches scientifiques dans les dernières années sont orientées vers les énergies renouvelables moins polluantes et inépuisables.

L'énergie solaire photovoltaïque est renouvelable et moins dangereuse à notre environnement, elle permet d'alimenter des sites connectés au réseau électrique ou des sites isolés dits autonomes. La dépendance aux conditions climatiques et la nature intermittente de la puissance des sources photovoltaïques ont un impact indésirable sur le raccordement au réseau électrique. Les études de recherches récentes montrent que la source PV a causé

des problèmes au point de raccordement au réseau électrique, ces problèmes sont liés à la stabilité de la tension, à la qualité d'énergie et aux harmoniques indésirables produits par les équipements de l'électronique de puissance qui se propagent dans le réseau électrique. Ainsi, la bonne gestion, l'amélioration des algorithmes de commandes et le filtrage des harmoniques permettent d'injecter l'énergie photovoltaïque au réseau électrique sans trop perturber son fonctionnement.

Programme solaire au Maroc

Au Maroc, un nouveau plan d'équipement a été élaboré dans lequel les énergies renouvelables occupent une place de choix dans ce plan. En 2020, la part de la puissance installée en énergie renouvelable s'établira à 42%. La stratégie énergétique marocaine adoptée en 2009 considère l'efficacité énergétique comme priorité nationale visant la réalisation de 12% d'économie d'énergie à l'horizon 2020 et 15% à l'horizon 2030. Pour atteindre cet objectif, le Maroc a mis en place des programmes et des réformes législatifs et réglementaires en vue d'introduire les techniques d'efficacité énergétique au niveau des secteurs clés de l'économie nationale. Le programme marocain de l'énergie solaire « NOOR » s'inscrit dans le cadre de la stratégie énergétique. Ce programme sera concrétisé par la construction des centrales solaires. Ce programme a comme cadre de promouvoir les énergies renouvelables auprès du grand public et auprès des entreprises ; réduire la facture d'électricité de la clientèle ; contribuer à la préservation de l'environnement ; réduire la production d'électricité à partir des énergies d'origine fossile.

État de l'art de la commande des systèmes photovoltaïques

Le sujet de cette thèse s'inscrit dans le thème de l'énergie solaire photovoltaïque (PV), nous présentons dans ce paragraphe l'état de l'art recensant les travaux liés à la commande des systèmes solaires photovoltaïques sur lesquels nous nous sommes appuyés pour réaliser ce travail.

L'étude d'un système PV est basée sur le modèle de la cellule photovoltaïque, pour simuler le fonctionnement des cellules PV opérant dans diverses conditions, les recherches scientifiques proposent plusieurs circuits électriques. Le modèle le plus répandu est celui à une diode [1], [2], [3] et pour améliorer le fonctionnement du modèle de la cellule PV aux basses irradiances, on utilise le modèle à deux diodes [4], [5], [6]. Cependant, la produc-

tion de l'énergie solaire photovoltaïque dépend des conditions climatiques (température et éclairage), les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module PV sont influencées par l'éclairage et par la température, nous observons qu'avec l'augmentation de l'éclairage, le courant de court-circuit, la tension du circuit ouvert et la puissance maximale augmentent [6]. D'autre part, la puissance maximale et le courant de court-circuit diminuent et la tension du circuit ouvert augmente avec l'augmentation de la température [7]. L'ombre influence aussi le fonctionnement du système PV, quand un obstacle cache le soleil à une zone photovoltaïque le rendement énergétique diminue [8].

À partir des caractéristiques électriques du panneau PV, nous déduisons que la puissance maximale dépend des conditions climatiques et de la tension (ou courant) de fonctionnement. Pour cette raison, il est nécessaire de commander le système solaire photovoltaïque afin d'extraire la puissance maximale sous le changement des conditions climatiques et de la charge [9], [10], [11]. Comme la source solaire photovoltaïque est une source de courant continu on utilise des convertisseurs DC-DC ou DC-AC commandés pour extraire la puissance maximale [12], [13], [14]. La source solaire photovoltaïque est active principalement sous les rayons solaires, pour que le système PV soit utile en permanence, il faut stocker le surplus énergétique le jour pour l'utiliser la nuit. Les batteries sont largement utilisées comme outil de stockage d'énergie [15], [16].

D'autre part, pour utiliser le générateur solaire photovoltaïque à une grande échelle, il doit être connecté au réseau électrique. Si les conditions de fonctionnement sont favorables, le réseau électrique reçoit le surplus d'énergie produite par la source photovoltaïque, en cas de besoin, il alimente la charge [17], [18], [19]. Le système photovoltaïque peut être connecté au réseau électrique selon deux schémas fonctionnels, soit par deux étages de conversion formés par deux convertisseurs DC-DC et DC-AC, soit par un seul étage de conversion utilisant un convertisseur DC-AC. Les convertisseurs sont commandés afin d'extraire la puissance maximale produite avec un facteur de puissance unitaire [20], [21]. Les sites sensibles comme les hôpitaux doivent être alimentés en permanence, dans le cas d'une coupure de courant de toutes les sources d'énergie (source solaire PV, Batterie et réseau électrique) une source de secours peut être utilisée pour satisfaire le besoin énergétique comme le générateur Diesel [22], [23].

Contribution de cette thèse

Cette thèse contribue à la modélisation et à la commande par logique floue et mode glissant d'une chaîne de conversion photovoltaïque.

- Contribution 1 : Analyse et comparaison des commandes non-linéaires pour la MPPT en utilisant un convertisseur DC-DC.

Nous avons comparé dans cette contribution trois commandes non-linéaires : La logique floue, le mode glissant et la technique P&O [24], [25].

- Contribution 2 : Une charge triphasée alimentée par un système photovoltaïque en utilisant la technique MPPT [26],[27].

Nous avons alimenté une charge triphasée par la source solaire photovoltaïque en appliquant le mode glissant et la technique P&O pour la MPPT afin d'extraire la puissance maximale. Les commandes sont appliquées sur un convertisseur DC-DC.

- Contribution 3 : la commande MPPT et le contrôle du facteur de puissance par logique floue d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique [28],[29].

Dans cette contribution nous avons utilisé un seul étage de conversion pour connecter le système photovoltaïque au réseau électrique. Les deux commandes MPPT et PFC par logique floue sont appliquées sur le convertisseur DC-AC afin d'extraire la puissance maximale avec un facteur de puissance unitaire.

- Contribution 4 : La commande d'un système photovoltaïque et d'un générateur Diesel avec stockage d'énergie connecté au réseau électrique [30].

L'objectif de cette contribution est de commander la chaîne de conversion photovoltaïque par les commandes PFC et MPPT basées sur la logique floue, la troisième commande contrôle la charge et la décharge de la batterie de stockage d'énergie avec un protocole de gestion d'énergie qui gère le fonctionnement de toutes les sources.

Organisation de cette thèse

Ce travail de recherche est organisé comme suit :

Le premier chapitre présente la production de l'énergie solaire photovoltaïque et les systèmes photovoltaïques avec stockage d'énergie connectés au réseau électrique. Dans la première partie de ce chapitre, nous présentons la conversion photovoltaïque basée sur l'effet photoélectrique et nous prenons le cas du silicium comme étant le semi-conducteur siège

de l'effet photovoltaïque. Ensuite, nous donnons une description des cellules, modules et panneaux photovoltaïques. Nous exposons aussi la nécessité et le principe de la commande MPPT dans les systèmes photovoltaïques. Nous montrons aussi l'intérêt des sources secondaires qui améliorent le fonctionnement du système photovoltaïque; la première source est la batterie de stockage qui stocke le surplus d'énergie pour l'utiliser quand la demande de la charge est plus importante que la production du panneau photovoltaïque; la deuxième source est le réseau électrique qui joue le rôle d'une source de renforcement quand les conditions climatiques ne sont pas favorables; la troisième source est le générateur Diesel qui est une source de secours utilisée lors d'une coupure de courant du réseau électrique.

Le deuxième chapitre présente la modélisation de la chaîne de conversion du système PV/ Diesel/ Batterie, connecté au réseau électrique. D'abord, nous présentons le circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque qui tient compte des effets des photons et des pertes dans le semi-conducteur puis nous établissons le circuit équivalent du panneau photovoltaïque; nous déduisons de ce circuit équivalent le modèle mathématique de la cellule et le panneau photovoltaïque. Nous donnons aussi les différentes caractéristiques du panneau photovoltaïque en déduisant que le rendement d'un système photovoltaïque augmente avec la commande MPPT. Cette commande poursuit le point de puissance maximale, quelles que soient les conditions climatiques et quelle que soit la nature de la charge alimentée. L'implémentation de la commande MPPT nécessite des convertisseurs DC-DC (hacheurs) et DC-AC (onduleurs), nous détaillons donc la description et la modélisation de ces convertisseurs. Nous exposons aussi quelques types de batteries de stockage et les principaux paramètres d'une batterie, en donnant une modélisation électrique de celle-ci. Nous allons modéliser aussi la connexion au réseau électrique et au générateur Diesel.

Le troisième chapitre est dédié à la commande MPPT utilisant des commandes classiques non linéaires du système photovoltaïque. Nous montrons dans la première section l'existence d'un point de puissance maximale et dans la deuxième, nous présentons la technique de poursuite de ce point en présentant quelques commandes classiques : Hill Climbing, Incremental Conductance, Fractional open circuit voltage et Fractional short circuit current. Nous étudions dans la troisième section la commande Perturber & Observer (P&O) avec une simulation du système PV alimentant une charge DC et nous étudions l'effet du pas de perturbation sur les performances de la commande P&O. Dans la quatrième section, nous

étudions la commande par P&O de la chaîne de conversion du système photovoltaïque alimentant une charge en courant AC. Pour cela, nous présentons les convertisseurs DC-DC et DC-AC avec leurs commandes et nous comparons par la simulation l'effet de quelques filtres sur le signal généré par le convertisseur DC-AC.

Le quatrième chapitre est dédié à la commande par le mode glissant du système PV autonome et du système PV connecté au réseau électrique. Nous commençons par une présentation de la commande par le mode glissant. Ensuite, nous présentons l'alimentation d'une charge triphasée par un système photovoltaïque utilisant deux étages de conversion, constitués d'un convertisseur DC-DC en cascade avec un convertisseur DC-AC. Nous commandons le convertisseur DC-DC par la MPPT basée sur le mode glissant et le convertisseur DC-AC par la MLI. La MPPT poursuit le point de puissance maximale et la MLI assure la régulation de la fréquence et de l'amplitude de la tension à la sortie. Nous donnons dans la dernière section de ce chapitre une comparaison quantitative entre la commande par le mode glissant et par la technique P&O.

Le dernier chapitre est dédié à la contribution principale de ce travail qui est la connexion du système PV au réseau électrique par un seul étage de conversion. Tout d'abord, nous allons présenter le principe de la commande par la logique floue en donnant les trois étapes de cette commande (Fuzzification, règles d'inférence et Défuzzification). Puis, nous étudions la commande MPPT, basée sur la logique floue, appliquée sur un convertisseur DC-DC dans un système photovoltaïque autonome. Ensuite, nous donnerons une comparaison entre les trois commandes appliquées dans la technique MPPT : la technique P&O, la commande par le mode glissant et celle par la logique floue avec une étude de la robustesse de ces trois commandes non linéaires. Finalement, nous présentons la connexion du système PV au réseau électrique avec le convertisseur DC-AC comme un seul étage de conversion. Le convertisseur DC-AC est commandé par deux contrôleurs basés sur la logique floue. Le premier contrôleur flou est utilisé pour la MPPT et le deuxième contrôleur flou est utilisé pour contrôler le facteur de puissance afin d'injecter l'énergie photovoltaïque dans le réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire. Dans le dernier paragraphe de ce chapitre, nous présentons la commande par la logique floue de la chaîne de conversion du système photovoltaïque connecté au réseau électrique, avec une batterie de stockage d'énergie et un générateur Diesel comme source de secours.

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

1) PRODUCTION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Introduction

À travers ce premier chapitre, nous allons répondre aux questions de base qui se posent pour savoir ce qu'est l'énergie photovoltaïque et estimer sa production. Ceci afin que l'on puisse décider rapidement si l'énergie photovoltaïque est intéressante pour une application donnée. Et aussi, quel type de montage peut fonctionner dans un cas donné. Ces points seront repris en détail dans les chapitres suivants.

Le système solaire photovoltaïque convertit directement le rayonnement lumineux en électricité. Il utilise pour cela des panneaux photovoltaïques composés de cellules solaires qui réalisent cette transformation d'énergie. L'énergie photovoltaïque est radicalement différente de l'énergie solaire thermique. Cette dernière produit de la chaleur, à partir du rayonnement solaire infrarouge, afin de chauffer de l'eau ou de l'air. On utilise dans ce cas des capteurs thermiques qui relèvent d'une toute autre technologie. Dans le langage courant, ce sont des « chauffe-eau solaires » ou des « capteurs à air chaud ». Il y a aussi ce qu'on appelle l'énergie solaire thermodynamique, qui fonctionne sur le principe de concentration des rayons solaires. Par des miroirs galbés, les rayons sont concentrés en un foyer placé sur une tour. La tour emmagasine les calories pour les restituer ensuite sous forme mécanique à l'aide d'une turbine à vapeur par exemple.

Dans ce chapitre, on va s'intéresser à l'énergie solaire et plus précisément au photovoltaïque qui est une source d'énergie renouvelable.

I Cellule photovoltaïque

I.1 Conversion photovoltaïque

Le terme photovoltaïque provient de **photo** qui signifie lumière, et de **voltaïque** qui signifie électricité, désignant donc la production d'électricité à partir de la lumière.

Malgré la grande distance qui le sépare de la terre, le soleil lui fournit une énergie importante. Cette énergie est dispersée sur la terre. La durée d'ensoleillement varie d'une région à une autre. Cette énergie varie aussi selon les saisons et les conditions climatiques du site.

Le rayonnement solaire varie selon les conditions météorologiques du moment (nébulosité, poussière, humidité, etc.) et selon la position du soleil dans le ciel (heure).

On appelle ensoleillement, éclairement ou rayonnement la puissance du rayonnement solaire reçue par une unité de surface : Ensoleillement moyen annuel. Il s'exprime en Watt par mètre carré [W/m^2].

On appelle irradiation l'énergie reçue par unité de surface. Elle s'exprime en Watt-heure par mètre carré [Whm^{-2}] ou [Jm^{-2}].

I.2 L'effet photovoltaïque

Historique du photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque a été découvert par Becquerel en 1839, Einstein expliqua ce phénomène en 1912 (Nobel 1921).

En 1954, trois chercheurs américains (Charpin, Pearson et Price) des laboratoires BELL mettent au point la première cellule photovoltaïque au Silicium avec un rendement de 4%.

La première application des cellules photovoltaïques est en 1958. Elles sont utilisées pour obtenir de l'énergie électrique pour un satellite Vanguard.

Une première maison alimentée par des cellules photovoltaïque a été construite par l'université de Delaware aux états Unis en 1973.

En 1983, l'australien Hans Tholstrup construit le "Quiet Achiever", première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourant une distance de 4 000 km en Australie.

Les cellules solaires fonctionnent sous l'effet photovoltaïque. Cet effet permet de convertir directement l'énergie lumineuse (photons) des rayons solaires en électricité par le déplacement des charges électriques dans un matériau semi-conducteur (le Silicium). Lorsque les photons heurtent une surface mince de ce matériau, ils transfèrent leur énergie au semi-conducteur

en créant des paires trou-électron. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, créant ainsi un courant électrique. Le matériau semi-conducteur comporte deux parties, l'une présente un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type N et dopée de type P . Les électrons en excès dans le matériau N diffusent dans le matériau P . La zone initialement dopée N devient chargée positivement, et la zone initialement dopée P devient chargée négativement. Elle apparaît ensuite une zone entre les deux dopages. Cette zone est dénommée jonction PN . La jonction PN est caractérisée par un champ électrique.

I.3 Le principe photovoltaïque : Technologie Silicium cristallin

I.3.1 Le Silicium

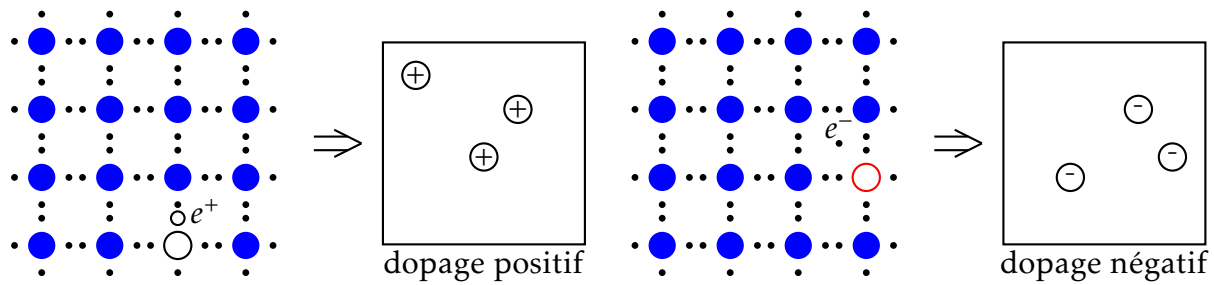
En tant que semi conducteur, le Silicium (Figure 1.1) est l'élément principal utilisé pour la fabrication des cellules solaires photovoltaïques [31],[32].



FIGURE 1.1 – Le Silicium solide

L'atome du Silicium (Si) contient 4 électrons dans sa couche de valence, il peut former 4 liaisons covalentes avec les atomes voisins formant un métal neutre électriquement. L'atome du Phosphore (P) contient 5 électrons dans sa couche de valence. Si on dope le Silicium par le Phosphore (remplacement de quelques atomes de Si par des atomes de P), il apparaît des électrons libres dans la nouvelle structure en formant un dopage négatif représenté dans la figure 1.2. L'atome du Bore (B) contient 3 électrons de valence. Le dopage positif du Silicium par le Bore crée des trous, qui portent des charges positives dans la nouvelle structure donnée aussi par la figure 1.2.

Lorsque nous mettons en contact les deux dopages, les charges positives et négatives proches s'annulent entre eux et forment une zone séparant les autres charges. Ce qui rend difficile la migration des électrons vers les trous, On parle d'une jonction PN . Dans cette

FIGURE 1.2 – Le dopage positif et négatif de Silicium par le Phosphore P et le Bore B

jonction, les charges positives s'attirent par le dopage négatif et les charges négatives s'attirent par le dopage positif. La séparation des charges au sein de la jonction donne naissance à un champ électrique \vec{E} caractérisant la jonction. Lorsque les rayons d'une source lumineuse frappent ce semi-conducteur ils arrachent des électrons de leurs places dans ce dernier en créant des paires électron-trou. Sous l'effet du champ électrique de la jonction PN, les trous se dirigent vers la zone dopée positivement et les électrons vers la zone dopée négativement. Cette séparation de charges forme une source de courant continu appelée photo-courant. La figure 1.3 représente le semi-conducteur dopé comme une source de courant.

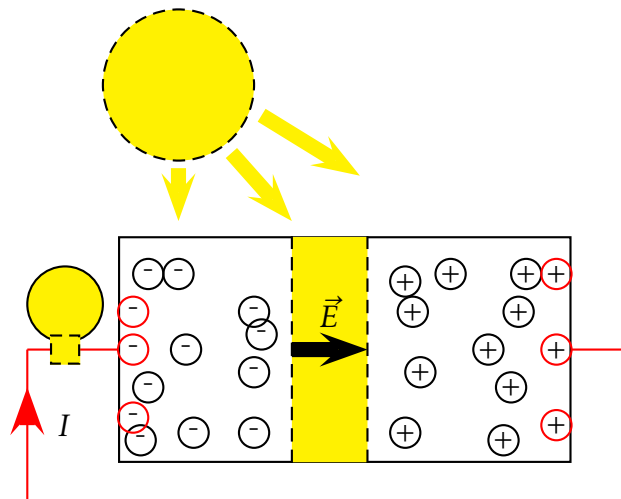


FIGURE 1.3 – Le semi-conducteur comme une source de courant continu : photo-courant

Nous allons déterminer un circuit équivalent dans lequel nous pourrions décrire le comportement d'une cellule solaire à jonction PN . Une jonction PN se comporte comme une diode. La diode est un élément électrique, elle devient conductrice dans une direction si on lui applique une polarisation directe à ces bornes, tandis qu'elle bloque le courant dans la

direction opposée si on lui applique une polarisation inverse. Le circuit équivalent d'une jonction PN en absence de lumière est donné par la Figure 1.4.

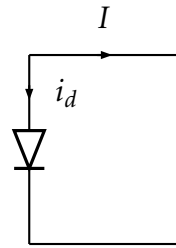


FIGURE 1.4 – Circuit idéal équivalent de la jonction PN

La jonction PN génère un courant important dans le sens direct de la diode. Comme la diode, cette jonction peut être décrite par une expression qui montre que la relation entre le courant et la tension est une fonction exponentielle donnée par l'équation 1.1 :

$$I = -I_0 \left(\exp\left(\frac{eV}{k_B T}\right) - 1 \right) \quad (1.1)$$

Le I représente le courant à une tension donnée V , e la charge élémentaire de l'électron, k_B la constante de Boltzmann, T la température de la diode PN , et I_0 le courant à la polarisation inverse.

Quand la jonction PN est éclairée, elle génère un courant créé par le déplacement des porteurs de charge minoritaires, opposé au sens direct de la diode PN [31]. Ceci est représenté dans le circuit équivalent par une source de courant connectée en parallèle avec la diode. le circuit électrique équivalent de la source photovoltaïque dans la lumière est donné par la figure 1.5.

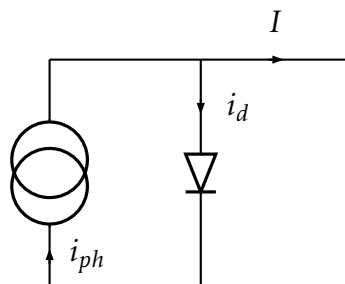


FIGURE 1.5 – Circuit idéal équivalent d'une cellule PV

On en déduit le modèle mathématique d'une cellule PV idéale donné par l'équation 1.2 [31] :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{eV}{k_B T} \right) - 1 \right) \quad (1.2)$$

Ce circuit est le circuit idéal pour une cellule solaire. Cela signifie que nous n'avons pas inclus tous les types de pertes électriques.

Si nous augmentons la surface d'une cellule solaire, le courant total de la cellule solaire augmente également. Cela signifie que, le courant dépend de la surface. On utilise donc la densité de courant unitaire J (courant surfacique) au lieu du courant. L'avantage de cette unité est que nous pouvons comparer différentes technologies de cellules solaires puisque chaque technologie ne génère pas la même quantité de courant par mètre carré.

Une jonction PN (diode) est créée à partir d'un cristal de Silicium. Le Silicium est dopé P et N en créant une barrière de potentiel. En exposant la jonction aux photons, les électrons délogés par les photons sautent dans la bande de conduction et rejoignent leur place d'origine. Ils passent par le conducteur électrique plutôt que de franchir la barrière de potentiel. Le chemin à travers la barrière demande plus d'énergie que le conducteur de connexion. Une cellule PV ainsi créée génère une tension de 0,5 volt et une intensité d'environ $20mA/cm^2$ en plein soleil pour la technologie Silicium cristallin.

I.4 Technologies des cellules photovoltaïques

La réalisation des cellules photovoltaïques se fait par de nombreuses technologies. Ces technologies diffèrent en prix et en rendement. Un rendement élevé et un prix bas sont les intérêts des chercheurs. Nous distinguons trois méthodes principales : le Silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques [33].

I.4.1 Cellules au Silicium cristallin

- **Mono-cristallin**

Les cellules mono-cristallines sont construites de cellules issues d'un seul cristal de Silicium. La structure du cristal est parfaitement homogène, ce qui lui donne sa couleur caractéristique qui est généralement noire. La solidification d'un mono-cristallin, représenté par la figure 1.6, se fait avec un refroidissement quasi-statique, ce qui permet la localisation des atomes dans les états les plus stables.

Avantages :

- Meilleur rendement par faible ensoleillement.

- Durée de vie légèrement supérieure.
- Rendement élevé : 14,5%.

Inconvénients :

- Fabrication plus coûteuse.
- Rendement moins bon pour une température élevée.

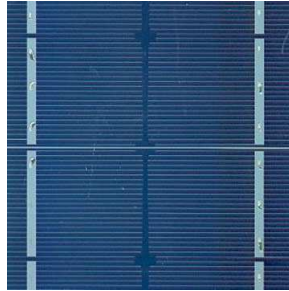


FIGURE 1.6 – Cellule PV mono-cristallin

• **Poly-cristallin**

Les cellules poly-cristallin sont composées de plusieurs cristaux de Silicium de tailles diverses et variées. Contrairement aux cellules mono-cristallines, les cellules poly-cristallines ne présentent pas une couleur totalement homogène, mais elle se rapproche plutôt du bleu. Les cellules poly-cristallin, représentées par la figure 1.7, sont formées par un refroidissement brutal, ce changement brusque de température ne laisse pas le temps aux atomes de former un cristal homogène.

Avantages :

- Plus économique.
- Moins sensible aux variations de températures.
- Meilleur rendement pour une température élevée 11.5%.

Inconvénients :

- Encombrement plus important.
- Durée de vie légèrement inférieure.

• **Multi-jonction**

Les cellules multi-jonctions, données par la figure 1.8, sont composées d'un grand nombre de semi-conducteurs (GaAs, Ge, GaInP2...) possédant chacun un spectre limité. En choisissant des matériaux dont les longueurs d'onde limites sont les plus proches possibles les unes des autres, l'ensemble des cellules absorbe un spectre le plus complet possible donnant un

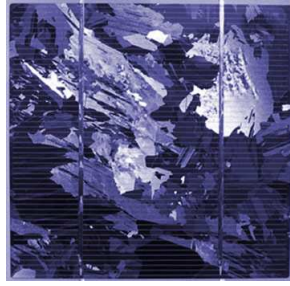


FIGURE 1.7 – Cellule PV poly-cristallin

rendement très élevé pouvant atteindre 50%. Le gros défaut de ces cellules est leur coût de fabrication, car aucune production industrielle n'a encore pu être mise en place.

Avantages :

- Très bon rendement (31,8% dans le commerce, 44,7% au laboratoire)

Inconvénients :

- Coût élevé
- Peu de ressources d'Indium sur terre

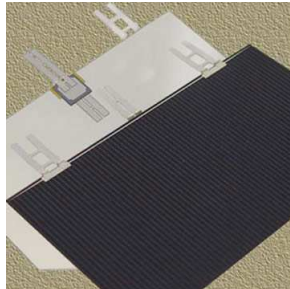


FIGURE 1.8 – Cellule PV multi-jonction

I.4.2 Cellules au Silicium amorphe

La cellule au Silicium amorphe, exposée par la figure 1.9, est constituée d'un Silicium ayant une structure atomique désordonnée, c'est à dire non-cristallisé. Ce matériau absorbe beaucoup plus la lumière qu'un Silicium cristallin. Il fait partie de la technologie "couche mince" qui consiste à déposer, sous vide sur un substrat (verre, métal, plastique,...), une fine couche uniforme. La couche est composée souvent de plusieurs matériaux réduits en poudre. Les cellules sont de couleur gris foncé.

Avantages :

- Fonctionnent avec un éclairage faible (même par temps couvert ou à l'intérieur)

d'un bâtiment),

- Moins chères que les autres.
- Moins sensibles aux températures élevées que les cellules mono ou poly cristallines

Inconvénients :

- Rendement faible en plein soleil, de $60W/m^2$,
- Performances qui diminuent sensiblement avec le temps.



FIGURE 1.9 – Module PV amorphe

II Les modules photovoltaïques

La cellule photovoltaïque, schématisée par la figure 1.10, est une composante électronique, elle transforme les rayons lumineux du soleil en électricité sous l'effet photovoltaïque. Les cellules PV ont des puissances unitaires assez faibles (de l'ordre de 1 W).

Nous associons les cellules en série et en parallèle afin d'obtenir des modules de puissance élevée. Pour cela, les pôles négatifs situés sur les faces des cellules sont connectés aux pôles positifs situés sur les faces des autres cellules proches.

Le module photovoltaïque joue le rôle d'un générateur de courant continu dans le système photovoltaïque. L'énergie produite par un module photovoltaïque dépend de l'énergie solaire reçue. Ainsi, durant la journée, l'énergie produite varie en fonction de la variation de l'énergie solaire et elle est minimale la nuit.

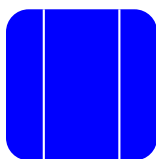


FIGURE 1.10 – Cellule PV

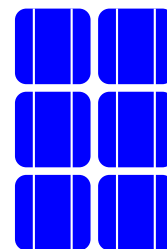


FIGURE 1.11 – Module $6 = 2 \times 3$

Deux types de protection sont généralement indispensables au bon fonctionnement d'un module photovoltaïque [34],[35], [36]. Prenons comme exemple le cas d'un module 2×3 , représenté par la figure 1.12, contenant deux branches en parallèle et chaque branche contient trois cellules en série.

- La protection par les diodes parallèles (ou by-pass), elle a comme but de protéger une série de cellules dans le cas d'un déséquilibre lié à la défectuosité d'une ou plusieurs des cellules de cette série ou d'un ombrage sur certaines cellules.
- La diode série (ou blocking) placée entre le module et la batterie empêche pendant l'obscurité le retour de courant vers le module. Dans ce cas, elle est encore appelée diode anti-retour.

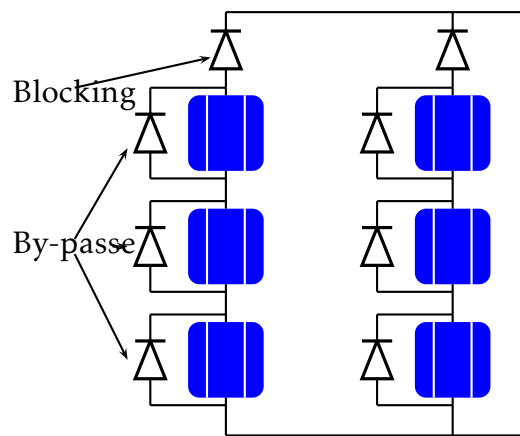


FIGURE 1.12 – Circuit pratique d'un module PV 3×2

Lorsqu'une cellule d'un module est masquée, elle s'échauffe anormalement. Quand le module est équipé de diodes by-pass la cellule masquée est protégée contre l'échauffement.

Par commodité, les cellules d'un module sont protégées par deux diodes placées dans la boîte de connexion du module. Dans le cas de deux ou plusieurs modules branchés en parallèle, les diodes série empêchent le courant de traverser le module qui devient récepteur.

II.1 Paramètres principaux d'un module photovoltaïque

Les principaux paramètres qui caractérisent un module PV sont :

- le courant de court-circuit : I_{cc}
- la tension de circuit ouvert : V_{co}
- le courant correspondant au point de puissance maximale : I_{MPP}
- la tension correspondant au point de puissance maximale V_{MPP}

- Puissance crête est la puissance maximale $P_{max} = V_{MPP} \cdot I_{MPP}$ pour une température des cellules $T_j = 25^\circ C$, un ensoleillement de $1000 W/m^2$ et une distance optique AM 1,5

La tension qui correspond à la puissance maximale sous un ensoleillement donné représente 75 à 90 % de la tension de circuit ouvert. Elle diminue en fonction de la température.

Le courant maximal que peut débiter un module (I_{MPP}) représente 90 à 94 % du courant de court-circuit sous un ensoleillement donné. Le courant de court-circuit et le courant maximal dépendent de l'ensoleillement.

De la même façon, nous définissons le panneau photovoltaïque comme l'association en série/parallèle de plusieurs modules PV.

II.2 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque

Les avantages de l'énergie solaire à effet photovoltaïque sont nombreux.

- C'est une énergie renouvelable qui ne dégage pas des gaz à effet de serre et ne produit pas des déchets (dite non polluante ou énergie verte).
- Les installations sont de haute fiabilité et demandent peu d'entretien.
- Le montage des installations est simple, sa maintenance est aisée.
- Elle peut offrir de l'électricité à des populations qui n'ont pas accès au réseau électrique.
- C'est une énergie inépuisable et totalement silencieuse.
- Ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique de l'architecture.

En revanche, l'énergie solaire à effet photovoltaïque présente quelques inconvénients.

- Il faut prévoir des systèmes de stockage de l'énergie, car la nuit la source d'énergie n'existe plus.
- La production d'électricité à partir des cellules solaires est encore assez coûteuse car les cellules photovoltaïques sont chères.
- Le niveau de production d'électricité est ni stable ni prévisible mais dépend du niveau d'ensoleillement.
- Le rendement réel d'un module est faible, elle convient donc mieux pour des projets à faible besoins.
- Le rendement des cellules photovoltaïques diminue avec le temps (20% de moins au bout de 20 ans).
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique par des batteries est nécessaire, le coût du

système photovoltaïque augmente.

III Le concept MPPT

Considérons un panneau photovoltaïque alimentant une charge variable représenté par la figure 1.13.

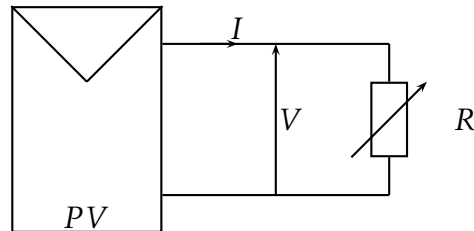


FIGURE 1.13 – Panneau PV alimente une charge variable

Chaque valeur de R donne un point de fonctionnement déterminé par un couple $(V - I)$, l'ensemble des points de fonctionnements forment la caractéristique $(I - V)$ du panneau PV et en utilisant la relation $P = V * I$ nous déduisons la caractéristique $(P - V)$. Les allures des deux caractéristiques sont données par la figure 1.14.

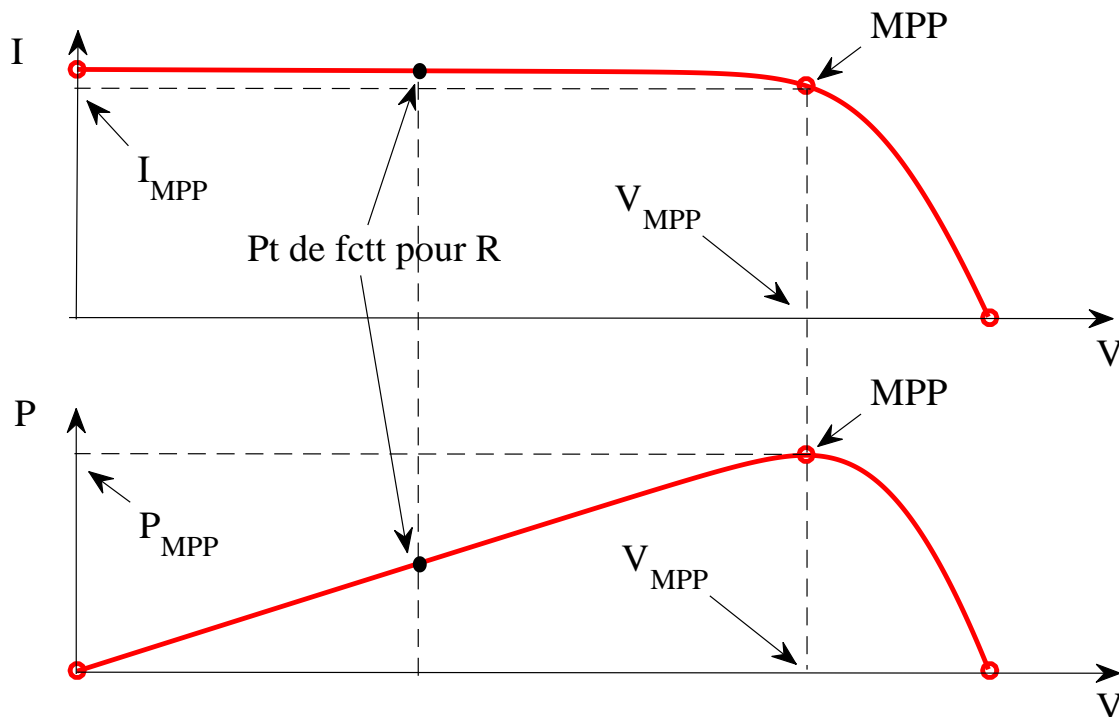


FIGURE 1.14 – Caractéristiques $(I-V)$ et $(P-V)$ du panneau PV

Nous constatons qu'il existe un point de fonctionnement de puissance maximale et que

pour une résistance $R = \frac{V}{I}$ donnée, la puissance n'est pas obligatoirement maximale. Or notre objectif est d'alimenter la charge par la puissance maximale. Alors nous devons régler la charge équivalente du panneau PV à la valeur donnant la puissance maximale. Pour cela, nous utilisons une interface, représentée par la figure 1.15, entre la source PV et la charge.

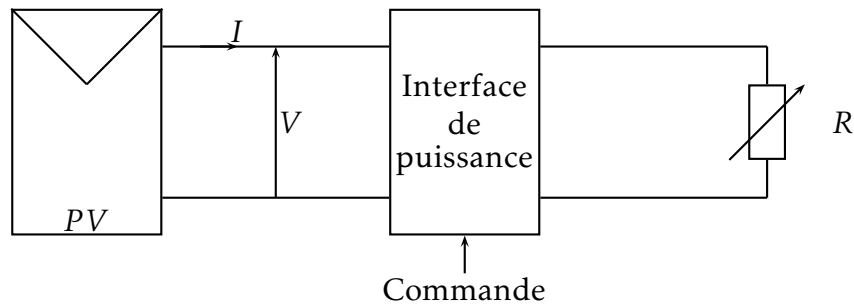


FIGURE 1.15 – Système PV alimente une charge variable avec la puissance maximale

La commande agit sur la tension ou sur le courant à travers l'interface afin d'extraire la puissance maximale. Cette commande porte le nom : MPPT (Maximum Power Point Tracking) [37], [38], [39], [40]. Par exemple, pour alimenter une charge en courant DC, nous utilisons un convertisseur DC-DC (Buck, Boost, Buck-Boost...). La commande d'un système PV avec le PI (Proportionnel Intégral) est donnée par la figure 1.16,

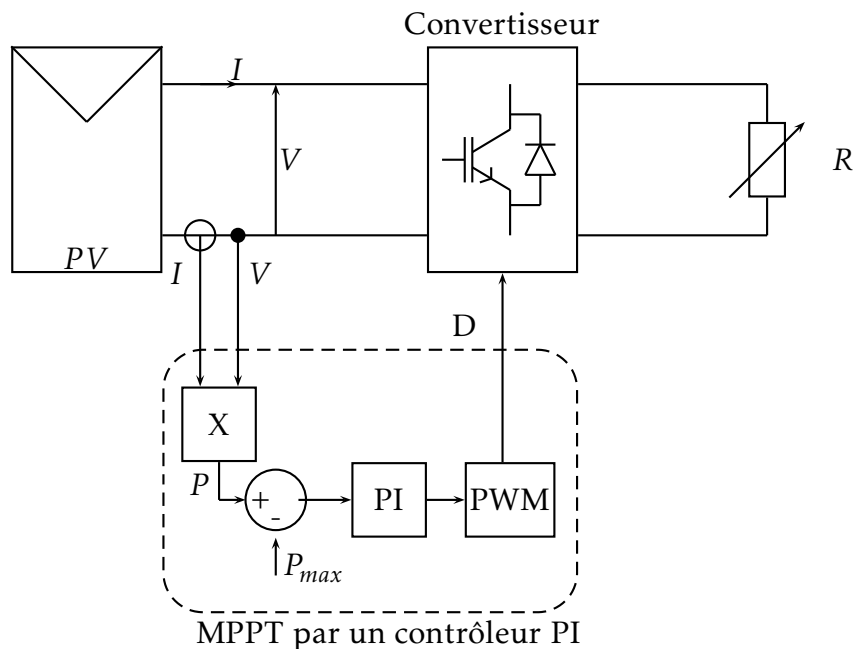


FIGURE 1.16 – Système PV alimente une charge variable avec la puissance maximale

Le problème de commande est que la puissance maximale n'est pas connue, elle varie

sous le changement des conditions climatiques. Alors nous devons chercher d'autres commandes qui prévoient la consigne de la puissance maximale comme la commande Perturber et Observer, la commande par logique floue ou par le mode glissant...

La commande par la technique MPPT agit sur un convertisseur DC-DC ou DC-AC que nous allons présenter.

IV Convertisseurs de puissance

Le panneau PV est une source de courant DC. Donc, pour alimenter une charge en courant DC avec la puissance maximale nous utiliserons un convertisseur DC-DC et pour alimenter une charge en courant AC nous utiliserons un convertisseur DC-AC [41], [42].

IV.1 Convertisseur DC-DC

Un hacheur est un convertisseur DC-DC représenté par figure 1.17 qui est un dispositif de l'électronique de puissance contenant des interrupteurs contrôlés et des composants. Il permet de varier l'amplitude de la tension par la commande des interrupteurs [43], [44]. On distingue plusieurs types des hacheurs : abaisseur (dévolteur ou buck), élévateur (survolteur ou boost), abaisseur-dévélteur (buck-boost),...

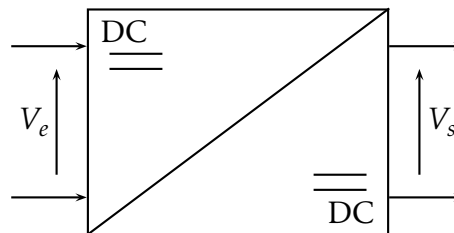


FIGURE 1.17 – Schéma d'un convertisseur DC-DC

IV.2 Convertisseur DC-AC

Comme le générateur PV est une source de courant DC, l'énergie produite par un système photovoltaïque doit être convertit en AC pour alimenter des charges en courant AC. Nous avons besoin donc d'un dispositif de l'électronique de puissance pour convertit l'énergie solaire photovoltaïque du DC en AC. Ce dispositif est le convertisseur DC-AC ou l'onduleur. Le convertisseur DC-AC, donné par la figure 1.18, est un convertisseur qui permet de contrôler l'amplitude et la fréquence de la tension [45].

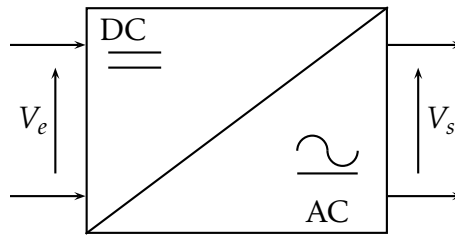


FIGURE 1.18 – Onduleur

V Stockage de l'énergie photovoltaïque

La production de l'énergie électrique solaire par des panneaux photovoltaïques est liée directement au rayonnement solaire. Les panneaux photovoltaïques sont actifs le jour et inactifs la nuit. Il faut donc penser au stockage de l'énergie produite et non utilisée. Il existe plusieurs technologies pour stocker l'énergie électrique [46][47]. Ces techniques sont basées sur des phénomènes physiques dans les disciplines de mécanique, électrochimique, thermique, thermochimique ou chimique.

L'utilisation d'une technique de stockage se fait par le schéma de principe donné par la figure 1.19.

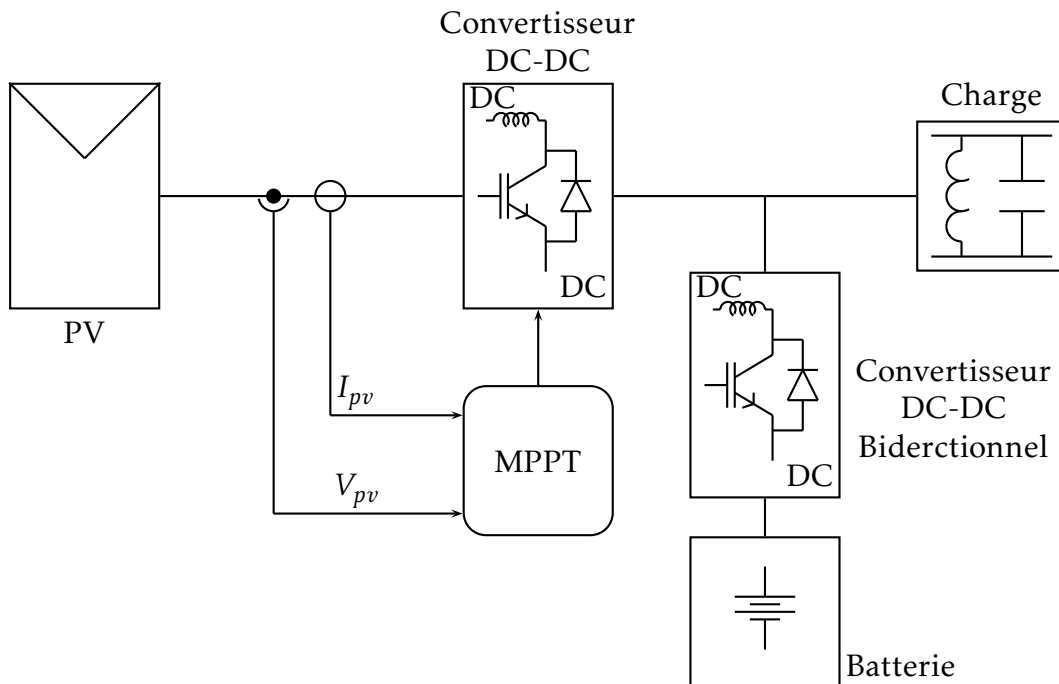


FIGURE 1.19 – Chaîne de conversion d'un système photovoltaïque avec stockage d'énergie

VI Connexion d'un PV au réseau électrique

Plusieurs recherches dans la littérature sont dédiées aux systèmes PV connectés au réseau électrique [48][49],[50][51]. Dans le cas où le système photovoltaïque génère une énergie supérieure au besoin du consommateur (consommation instantanée et stockage) on peut penser à injecter le surplus de l'énergie dans le réseau électrique selon le schéma de principe de la figure 1.20.

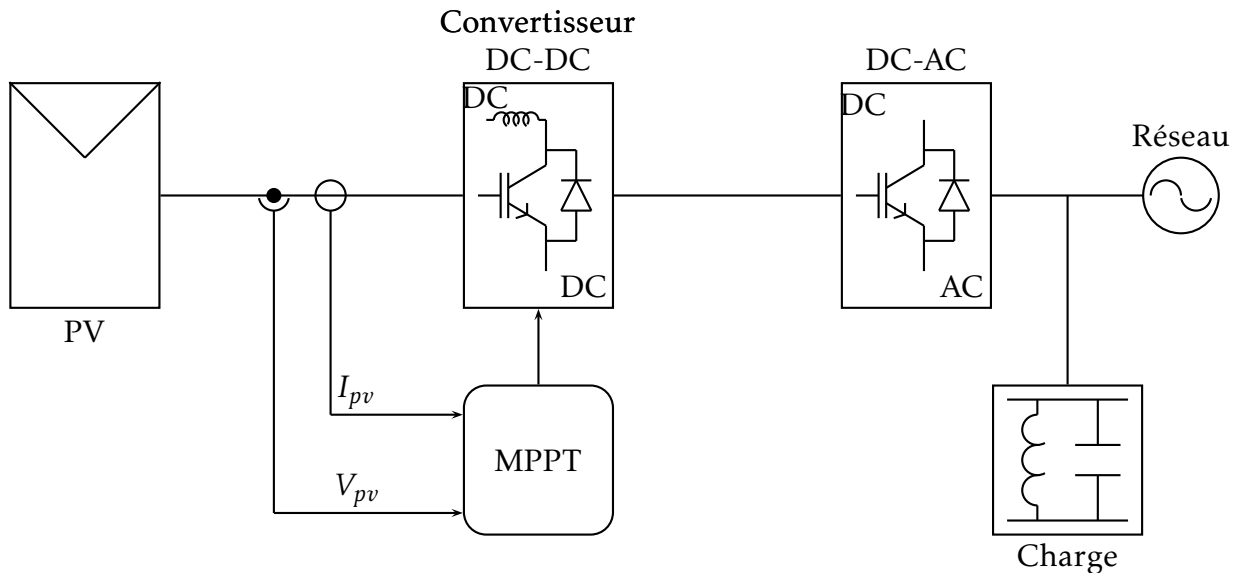


FIGURE 1.20 – Chaîne de conversion d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

L'alimentation électrique des sites sensibles comme les hôpitaux, les banques... nécessite des précautions pour diminuer le risque de coupure d'électricité. Dans les installations des systèmes photovoltaïques on ajoute un groupe électrogène Diesel qui fonctionne dans les cas extrêmes où il y a une coupure d'électricité entre la charge et les sources d'électricité (panneaux photovoltaïques, batteries et réseau électrique). Le générateur Diesel est équipé d'un moteur diesel à combustion interne et une machine synchrone. Le moteur Diesel fournit l'énergie mécanique et la machine transforme cette énergie mécanique en une énergie électrique [52]. L'installation d'un générateur Diesel se fait selon le schéma de principe illustré par la figure 1.21.

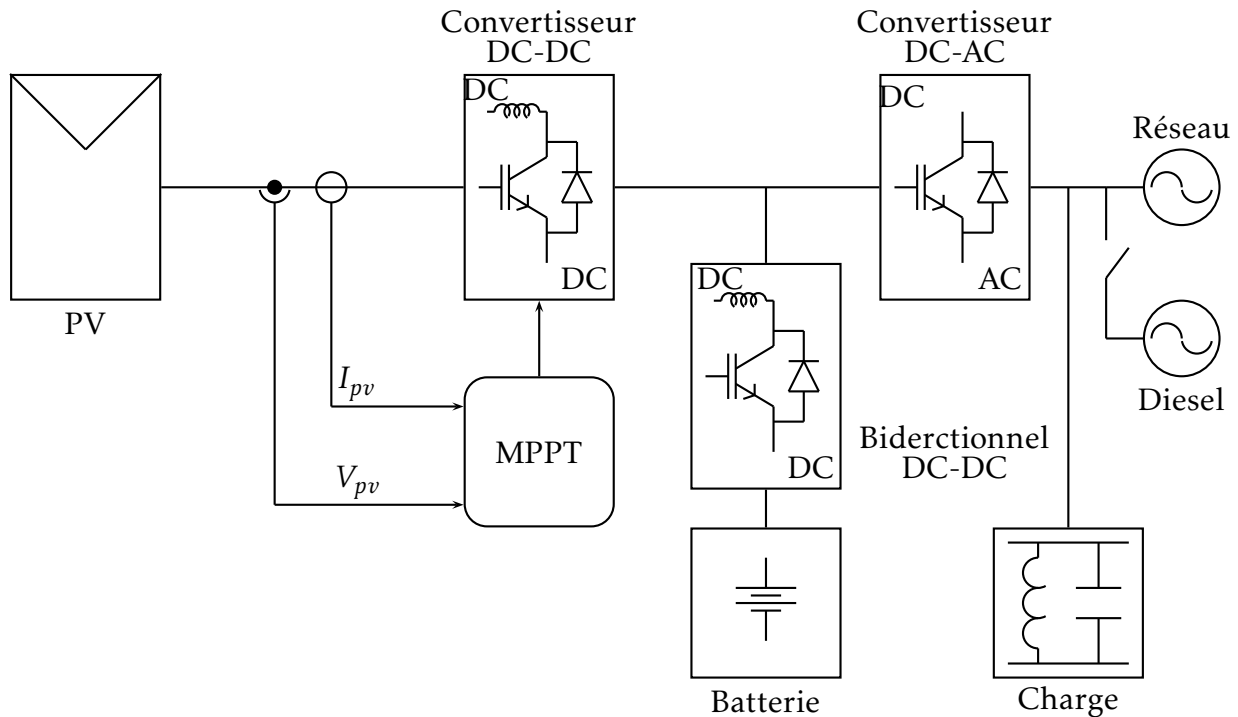


FIGURE 1.21 – Chaîne de conversion d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage d'énergie et générateur Diesel

VII Conclusion

L'énergie solaire à effet photovoltaïque est une énergie propre et la source (soleil) est gratuite et inépuisable. Les panneaux solaires sont actuellement rentables pour une production à grande échelle (par exemple, le projet solaire NOOR au Maroc). Les panneaux solaires sont donc parfaits pour compléter les besoins énergétiques, mais toute l'énergie ne peut être produite entièrement par les panneaux solaires. L'énergie solaire est toutefois une solution d'avenir qui vaut le coup d'être plus exploitée, d'autant plus que de nombreuses améliorations sont encore possibles. L'énergie solaire est la bonne source d'énergie pour les zones isolées (satellites, extra urbain).

Dans ce chapitre, nous avons présenté le principe de la production d'énergie photovoltaïque.

A travers ce chapitre, nous avons illustré le fonctionnement général d'un système photovoltaïque en exposant la conversion PV basée sur l'effet photovoltaïque et nous avons présenté quelques types de technologies au Silicium. Nous avons aussi présenté une description générale de la chaîne de conversion photovoltaïque contenant le système PV/Diesel

avec stockage d'énergie connecté au réseau électrique. Nous avons montré qu'un générateur PV ne fonctionne pas obligatoirement au point de puissance maximale. Donc pour extraire et poursuivre la puissance maximale d'un PV nous commandons le système par la technique MPPT. Nous avons aussi présenté quelques types d'utilisation des systèmes PV autonomes ou connectés au réseau électrique avec stockage d'énergie et avec un générateur Diesel.

Afin de commander la chaîne de conversion photovoltaïque, nous allons la modéliser dans le chapitre suivant.

2) MODÉLISATION DE LA CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

Introduction

L'intégration des énergies renouvelables dans la production mondiale de l'électricité évolue rapidement dans les dernières années. Elles sont utilisées de plusieurs façons, l'énergie solaire photovoltaïque est utilisée directement (calculatrices solaires par exemple) ou indirectement par stockage d'énergie. Nous distinguons deux types de systèmes photovoltaïques : les systèmes PV autonomes et les systèmes PV connectés au réseau électrique.

- Dans les systèmes PV autonomes, le panneau PV alimente la charge le jour et le surplus d'énergie est stocké pour la nuit. Ces systèmes PV autonomes sont utilisés dans les zones isolées hors couverture électrique.
- Dans les systèmes PV connectés au réseau électrique, le surplus d'énergie est stocké pour une utilisation ultérieure ou injecté dans le réseau électrique.

Pour les deux types, un groupe électrogène de secours peut être utilisé pour répondre à la demande de la charge en cas d'insuffisance d'énergie (produite et stockée) ou de pannes (coupure, par exemple, d'une ligne de connexion au réseau électrique).

Nous présenterons dans ce chapitre, la modélisation de la chaîne de conversion d'un système photovoltaïque autonome et connecté au réseau électrique avec stockage d'énergie par des batteries.

I Circuit électrique équivalent et modélisation d'un panneau PV

I.1 Circuit équivalent d'une cellule PV

Nous avons montré, dans le premier chapitre, que le générateur photovoltaïque peut être modélisé par un circuit idéal électrique équivalent donné par la figure 2.1. Ce circuit contient un générateur idéal de courant continu et une diode. Le générateur modélise les photo-courants i_{ph} et la diode modélise la jonction PN .

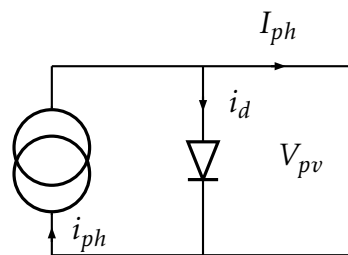


FIGURE 2.1 – Circuit idéal équivalent d'une cellule PV

Ce circuit ne tient pas compte des pertes. Lorsqu'un paquet d'onde heurte la cellule PV, il peut transmettre son énergie au semi-conducteur en créant des charges électriques. Ces charges sont modélisées par un générateur de courant idéal. Cependant, l'expérience montre qu'il y a des charges perdues au sein du semi-conducteur. L'effet de ces charges perdues est modélisé par une résistance R_p parallèle au générateur de courant. Autrement, le générateur de courant n'est plus idéal. D'autre part, le semi-conducteur résiste au déplacement des charges (effet joule). Cette perte est modélisée par une résistance en série R_s . La figure 2.2 présente un circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque qui tient compte des pertes électriques.

Remarque : La résistance en série est très faible devant celle en parallèle ($R_s \ll R_p$) [53][54].

I.2 Modélisation d'une cellule PV

Dans le circuit équivalent de la cellule PV donné par la figure 2.2, la loi des nœuds nous permet d'écrire :

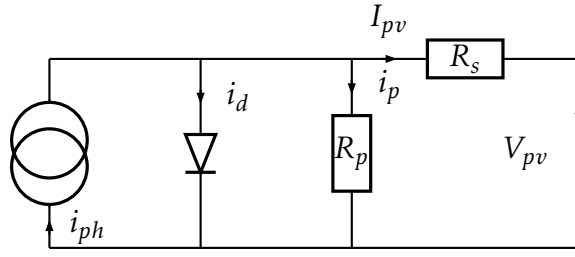


FIGURE 2.2 – Circuit équivalent d'une cellule PV

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

Le courant qui traverse la diode est donné par :

$$i_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{\eta \frac{K_b T}{e}} \right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

Le courant qui traverse la résistance en parallèle est donné par :

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

En remplaçant les équations 2.2 et 2.3 dans l'équation 2.1, nous trouvons le modèle mathématique sous la forme donnée par équation 2.4[35].

$$I_{pv} = i_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{\eta V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_p} \quad (2.4)$$

Avec :

i_{ph} : photocourant.

I_0 : Courant de saturation.

η : qualité de la diode.

$V_t = \frac{K_b T}{e}$: Tension thermique équivalente.

K_b : constante de Boltzmann.

T : la température.

Le modèle de la cellule PV, décrit par l'équation 2.4, qui donne le courant en fonction de la tension est non linéaire. la non-linéarité est due à l'exponentielle.

I.3 Modélisation d'un panneau PV

Un panneau photovoltaïque est l'association de N_p branches, en parallèle, et chaque branche contient N_s cellules en série. Du modèle d'une cellule photovoltaïque, nous déduisons celui d'un panneau PV. Soient (V_c, I_c) la tension et le courant d'une cellule PV et (V_{pv}, I_{pv}) ceux du panneau PV. L'association en série augmente la tension, alors $V_{pv} = N_s V_c$ et l'association parallèle augmente le courant, alors $I_{pv} = N_p I_c$. Or pour une cellule PV, nous avons :

$$I_c = i_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_c + I_c R_s}{\eta V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_c + I_c R_s}{R_p} \quad (2.5)$$

Soit pour un panneau PV :

$$I_{pv} = N_p I_c = N_p i_{ph} - N_p I_0 \left[\exp\left(\frac{\frac{V_{pv}}{N_s} + \frac{I_{pv}}{N_p} R_s}{\eta V_t}\right) - 1 \right] - N_p \frac{\frac{V_{pv}}{N_s} + \frac{I_{pv}}{N_p} R_s}{R_p} \quad (2.6)$$

Nous en déduisons le modèle d'un panneau PV représenté par l'équation 2.7.

$$I_{pv} = N_p i_{ph} - N_p I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \frac{N_s}{N_p} R_s}{\eta N_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} \frac{N_s}{N_p} R_s}{\frac{N_s}{N_p} R_p} \quad (2.7)$$

I.4 Circuit équivalent d'un panneau PV

Du modèle mathématique du panneau PV nous déduisons son circuit équivalent représenté par la figure 2.3, [55]. Ce circuit est identique à celui d'une cellule en multipliant les résistances par $\frac{N_s}{N_p}$, la tension thermique de la diode par N_s et les courants i_{ph} , i_d par N_p .

Pour trouver le modèle et la caractéristique d'une ferme photovoltaïque composé par l'association de plusieurs panneaux, Nous pouvons utiliser la démarche pour passer du modèle d'une cellule à un panneau PV.

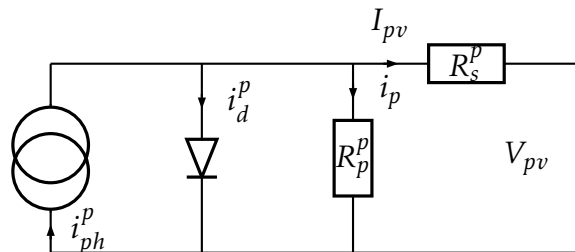


FIGURE 2.3 – Circuit équivalent d'un panneau photovoltaïque

Les paramètres du panneau sont :

$$i_{ph}^p = N_p * i_{ph} : \text{photocourant du panneau}$$

$$i_d^p = N_p i_d : \text{courant dans les jonction } PN \text{ du panneau.}$$

$$R_p^p = \frac{N_s}{N_p} R_p : \text{résistance parallèle équivalente du panneau.}$$

$$R_s^p = \frac{N_s}{N_p} R_s : \text{résistance série équivalente du panneau.}$$

I.5 Caractéristiques électriques d'un panneau PV

Une cellule ou panneau PV est caractérisé par deux courbes donnant les variations de la puissance et du courant en fonction de la tension. Ces deux courbes sont liées par la relation $P = V * I$. Pour illustrer ces courbes par la simulation, nous prenons un panneau photovoltaïque dont les paramètres électriques sont donnés par le tableau 2.1. Ce module PV comporte 128 cellules. Dans les conditions standards avec un spectre solaire AM=1.5.

Référence	SunPower SPR-415E-WHT-D
À l'éclairement I_r	1000W/m ²
À la température T	25°C
Puissance maximale P_{max}	414.8W
Tension du circuit ouvert V_{oc}	85.3V
Courant de court-circuit I_{cc}	6.09A
Tension à la puissance maximale V_{MPP}	72.9V
Courant à la puissance maximale I_{MPP}	5.69A

TABLE 2.1 – Paramètres électriques d'un panneau photovoltaïque

La figure 2.4 représente la caractéristique électrique du panneau photovoltaïque avec un éclairement $I = 1kW/m^2$ et une température $T = 25°C$. Le point de puissance maximale (MPP) dépend de la tension et de l'intensité d'un module PV.

I.6 Influence de l'éclairement et de la température sur les caractéristiques

I.6.1 Influence de l'éclairement

La conversion de l'énergie solaire photovoltaïque en électricité dépend de l'éclairement, une absorption importante des rayons lumineux augmente l'intensité des photo-courants délivrée par une cellule photovoltaïque, par conséquence, la puissance à la sortie d'une cellule photovoltaïque augmente avec l'augmentation de l'éclairement.

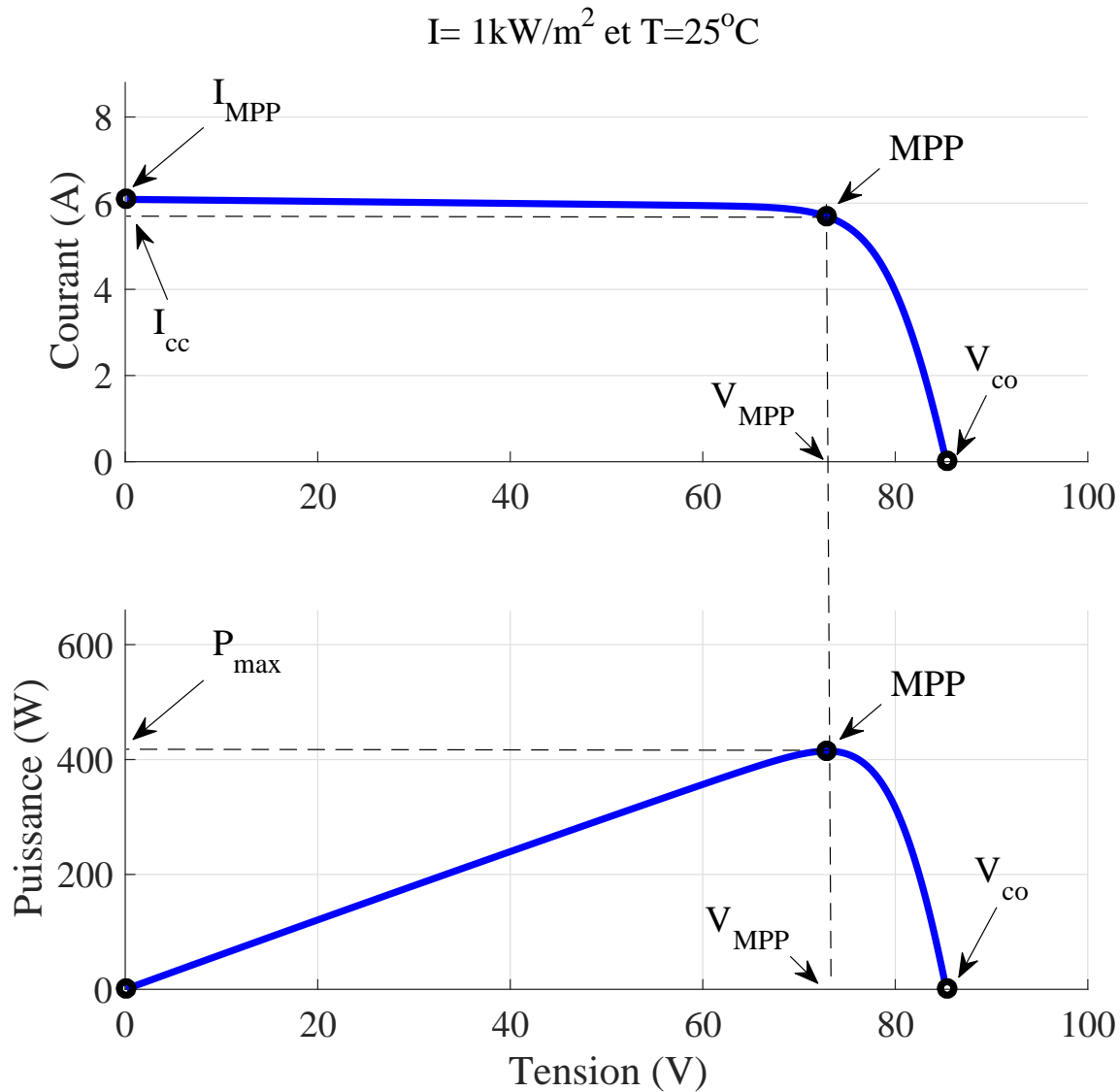


FIGURE 2.4 – Caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque

Dans le modèle d'une cellule PV, donné par l'équation 2.4, apparaît le photocourant i_{ph} . Ce photocourant dépend de l'éclairement et de la température de la cellule PV selon l'équation 2.8, [56],[57]

$$i_{ph} = (I_{SC} + K_i(T - 298)) \frac{I_r}{100} \quad (2.8)$$

Avec

$K_i = 0.0017 \text{ A}/^\circ\text{C}$: Le coefficient du courant de court circuit par température.

I_{SC} : Le courant de court circuit de la cellule PV à 25°C .

I_r : L'éclairement en W/m^2 .

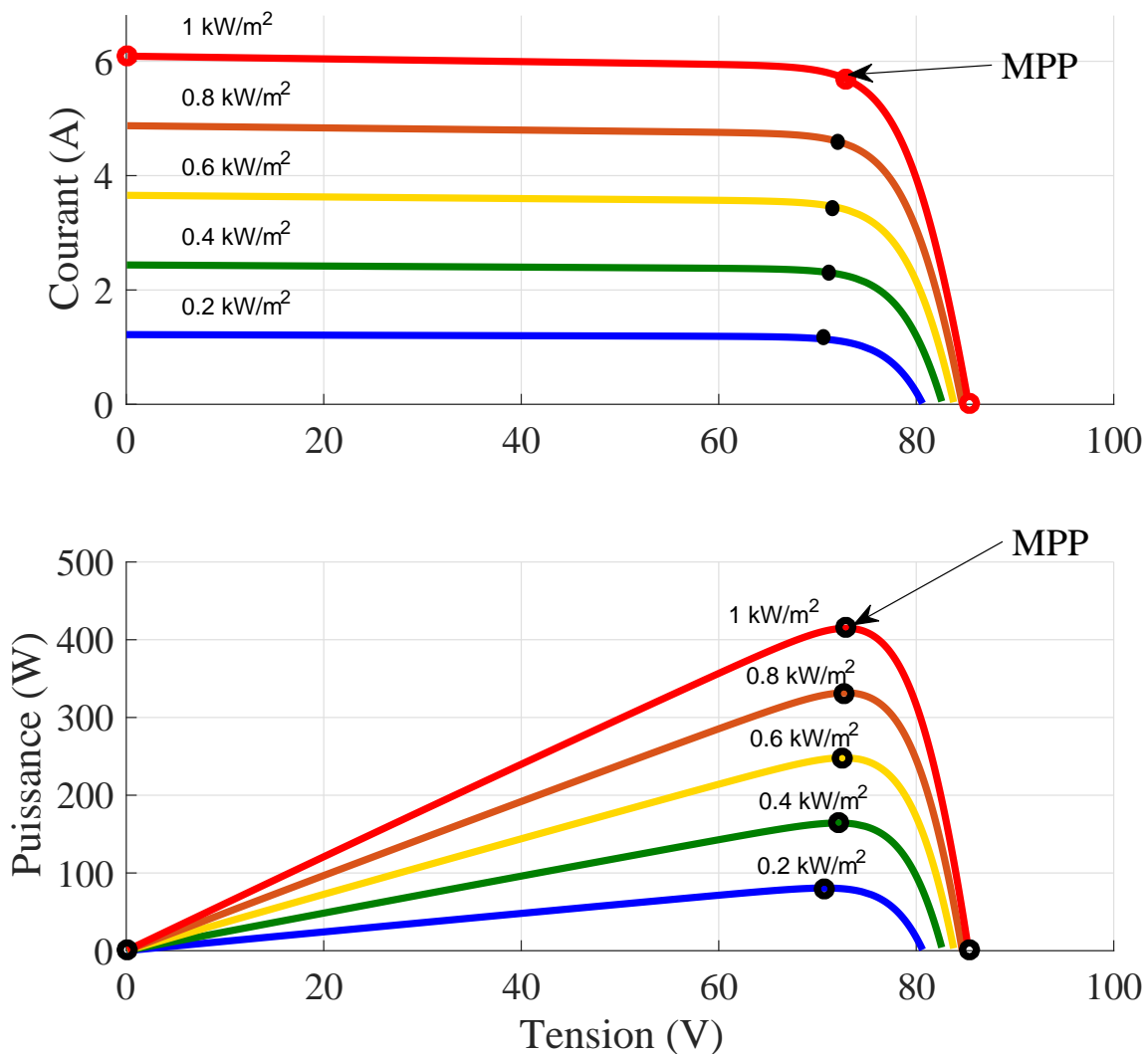


FIGURE 2.5 – Influence de l'éclairement sur le courant et la puissance d'un module PV

Pour illustrer l'influence de l'éclairement sur la cellule PV, nous fixons la température des cellules à 25°C et nous faisons varier l'éclairement reçu de 200 W.m^2 à 1000 W.m^2 par un échelon de 200 W.m^2 . La figure 2.5 illustre l'effet de l'éclairement sur les caractéristiques du panneau PV.

Le point de puissance maximale (MPP) dépend de l'éclairement. La puissance augmente avec l'augmentation de l'éclairement. Nous constatons aussi que les tensions, de puissance maximale V_{MPP} et du circuit ouvert V_{co} , augmentent quand l'éclairement augmente.

L'éclairement a une influence aussi sur le courant illustrée par la figure 2.5. Les courants, de puissance maximale I_{MPP} et de court circuit I_{cc} augmentent avec l'augmentation de

l'éclairement.

1.6.2 Influence de la température

Une cellule exposée aux rayons lumineux s'échauffe par l'absorption d'une partie de ces rayons ce qui augmente sa température. Cette augmentation diminue le rendement de la conversion énergétique de la cellule.

Nous avons deux effets de la variation de la température sur la sortie du panneau PV : Un effet sur le courant de court circuit I_{SC} est donné par l'équation 2.8 et le second effet sur le courant de saturation de la diode I_0 est donné par l'équation 2.9[56] :

$$I_0(T) = I_0 \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 \exp \left(\left(\frac{T}{T_n} - 1 \right) \frac{E_g}{N V_t} \right) \quad (2.9)$$

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.

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

Nous fixons l'éclairement, par exemple sur $1000 W/m^2$, et nous donnons à la température les valeurs $25^\circ C$, $35^\circ C$ puis $45^\circ C$. Les résultats de simulation sont représentés sur la figure 2.11.

Le point MPP dépend aussi de la température. Avec l'augmentation de la température, il y a diminution de la puissance, de V_{oc} et de V_{MPP} . L'effet de la température sur les courants I_{MPP} et I_{cc} est moins important.

Les conditions climatiques influencent le fonctionnement d'un système PV, la tension et le courant du point de puissance maximale (MPP) ne sont pas constants. Un panneau PV connecté directement à une charge ne fonctionne pas forcément au MPP, pour qu'il fonctionne en ce point il doit être commandé afin de trouver le point de fonctionnement de puissance maximale. Nous utilisons des convertisseurs de puissance DC-DC ou DC-AC pour commander un système PV.

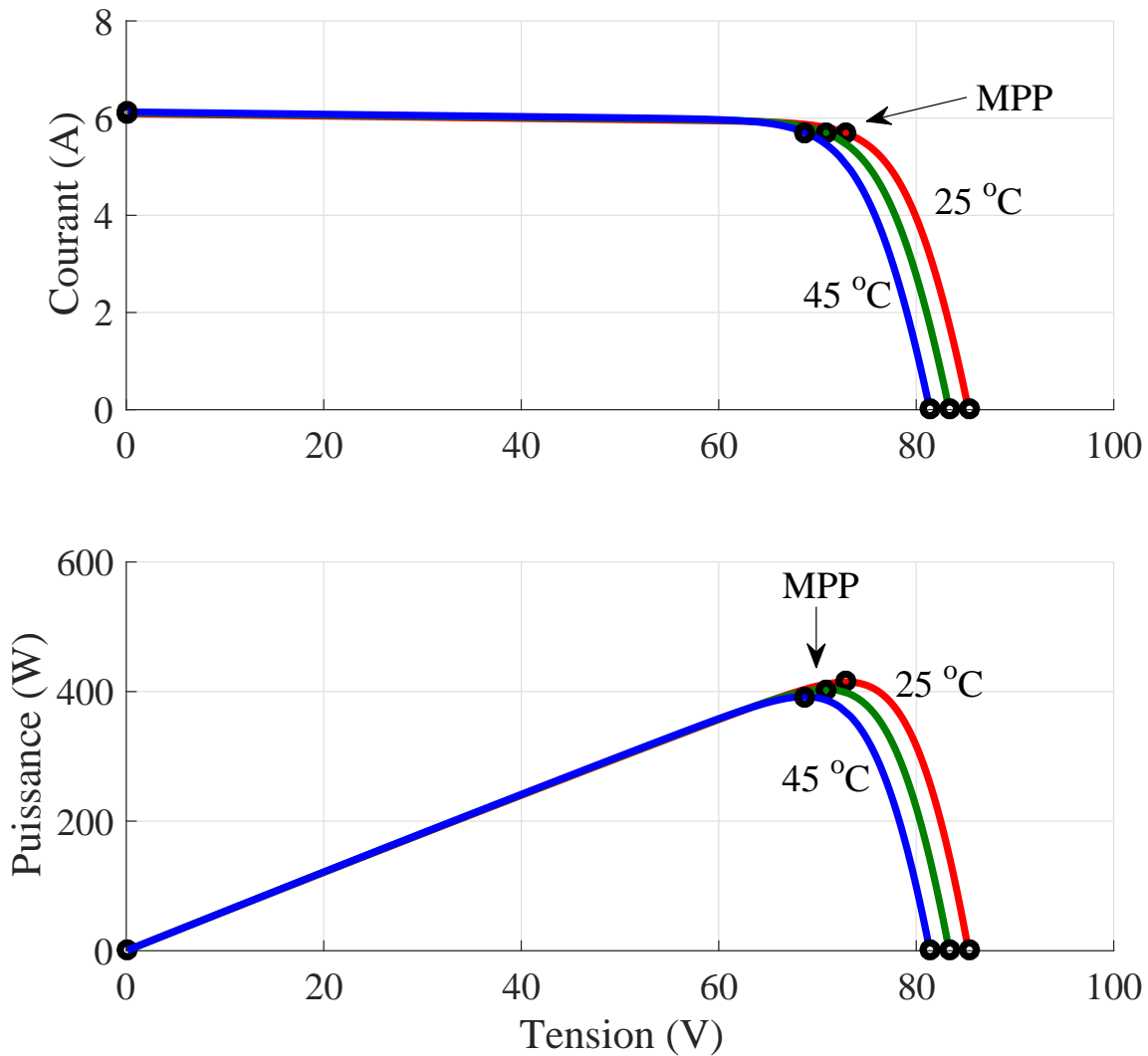


FIGURE 2.6 – Influence de la température sur le courant et la puissance d'un module PV

II Description et modélisation des convertisseurs DC-DC et des convertisseurs DC-AC

Les cellules, modules ou panneaux photovoltaïques sont des sources de courant continu et il est recommandé qu'ils fonctionnent au point de puissance maximale. Ce point est caractérisé par une tension et un courant donnés, nous devons donc régler la tension (ou le courant) de fonctionnement à ces valeurs quels que soient l'éclairement et la température. Le dispositif qui permet le réglage de la tension est un convertisseur. Comme le panneau PV est une source de courant continu, pour alimenter les charges par un courant continu nous

utilisons un convertisseur DC-DC (hacheur) et pour les alimenter par un courant alternatif nous utilisons un convertisseur DC-AC (onduleur). Nous présentons dans cette section le fonctionnement de ces convertisseurs.

II.1 Convertisseur DC-DC

Un convertisseur DC-DC ou un hacheur commandé est utilisé dans le système PV pour poursuivre le point de puissance maximale selon le schéma de principe donné par la figure 2.7. La commande du hacheur permet de chercher la tension du point de puissance maximale V_{MPP} . Le condensateur d'entrée C , de forte capacité, a un rôle très important pour les systèmes photovoltaïques dans le maintien d'un point de fonctionnement stable. Il a une fonction d'accumulateur d'énergie et une fonction de filtrage des fluctuations de tension. Il assure ainsi le passage du courant du générateur PV vers la charge sans que la tension chute.

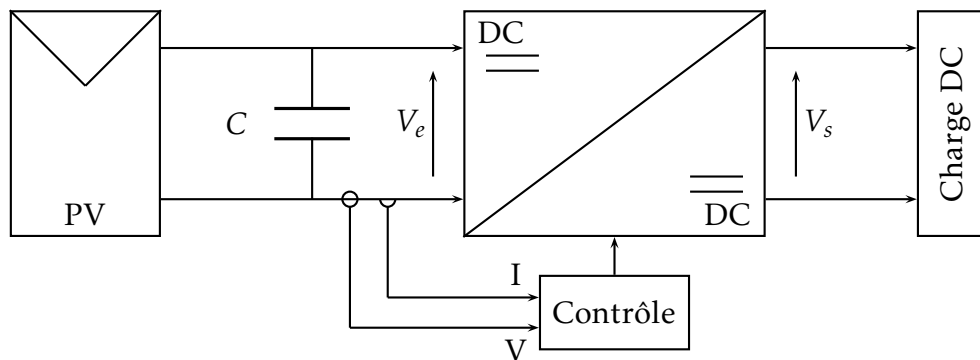


FIGURE 2.7 – Système PV avec la technique MPPT en utilisant un convertisseur DC-DC

II.1.1 Le convertisseur DC-DC Buck (abaisseur)

L'alimentation d'une charge de faible tension par une source de tension grande nécessite un convertisseur DC-DC Buck dont le circuit est donné par la figure 2.8. Le convertisseur Buck permet de contrôler la tension de la source, telle que, la tension obtenue est toujours inférieure à celle de la source[58], [59].

Le convertisseur DC-DC Buck a deux régimes de fonctionnement, présentés par la figure 2.9, suivant l'état de l'interrupteur K . Dans l'état où l'interrupteur est fermé, la diode est bloquée et la tension de sortie est :

$$V_s = V_e - V_L \quad (2.10)$$

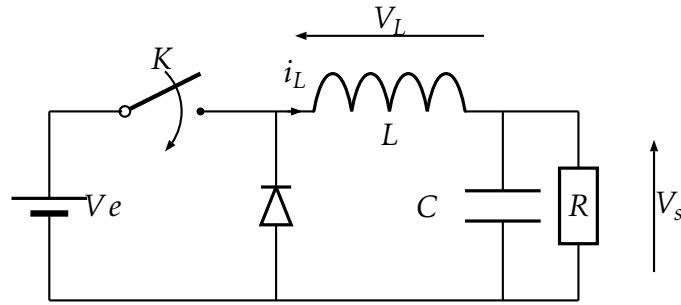


FIGURE 2.8 – Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC Buck

Dans l'état où l'interrupteur est ouvert, la diode est passante et la tension de sortie est :

$$V_s = -V_L \quad (2.11)$$

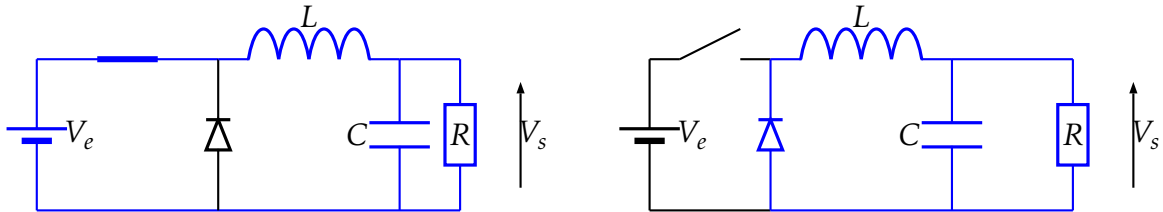


FIGURE 2.9 – Les deux modes de fonctionnement du convertisseur Buck

Nous pouvons combiner les lois des mailles dans les deux régimes de fonctionnement en introduisant un paramètre s qui indique l'état de l'interrupteur. Si l'interrupteur est fermé, $s = 1$ et s'il est ouvert $s = 0$ ainsi, la tension aux bornes de la bobine s'écrit :

$$V_L = sV_e - V_s \quad (2.12)$$

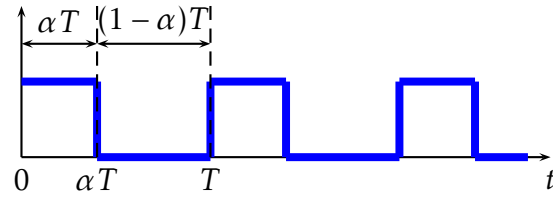
Généralement les convertisseurs sont contrôlés à travers les interrupteurs par un signal carré dont la forme est représentée par la figure 2.10.

Dans une période T , l'interrupteur est fermé durant αT et ouvert durant $(1 - \alpha)T$. Aux bornes de la bobine la loi d'ohm s'écrit :

$$V_L = L \frac{di_L}{dt} \quad (2.13)$$

La variation du courant, entre deux instants t_1 et t_2 , est donnée par

$$\Delta i_L = \int_{t_1}^{t_2} di_L = \int_{t_1}^{t_2} \frac{V_L}{L} dt = \frac{V_L(t_2 - t_1)}{L} \quad (2.14)$$


 FIGURE 2.10 – Signal carré de rapport cyclique α

Alors, lorsque l'interrupteur est fermé ($V_L = V_e - V_s$, $t_1 = 0$ et $t_2 = \alpha T$), la variation du courant est :

$$\Delta i_{L,On} = \frac{(V_e - V_s)\alpha T}{L} \quad (2.15)$$

Et dans l'état où l'interrupteur est ouvert ($V_L = -V_s$, $t_1 = \alpha T$ et $t_2 = (1 - \alpha)T$), la variation du courant est :

$$\Delta i_{L,Off} = -\frac{V_s(1 - \alpha)T}{L} \quad (2.16)$$

L'énergie emmagasinée et sa variation dans la bobine sont données par :

$$E = \frac{1}{2}Li_L^2 \quad (2.17)$$

$$\Delta E = Li_L\Delta i_L \quad (2.18)$$

Comme le convertisseur ne stocke pas de l'énergie, durant une période la variation de l'énergie est nulle. Par conséquent nous avons :

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

soit

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

Donc, la tension de sortie du convertisseur abaisseur durant une période est donnée par l'équation 2.21

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

Remarque : La tension de la sortie du convertisseur Buck dépend de la tension d'entrée et du rapport cyclique α . Nous pouvons donc contrôler la tension de sortie en changeant le rapport cyclique α et comme $\alpha \leq 1$, la tension de sortie reste toujours inférieure à celle

d'entrée. Donc, ce convertisseur peut être utilisé comme un convertisseur contrôlé par la technique MPPT, pour chercher la tension du point de puissance maximale V_{PMM} [25].

Le circuit de contrôle d'un panneau photovoltaïque par le convertisseur DC-DC Buck est schématisé par la figure 2.11 :

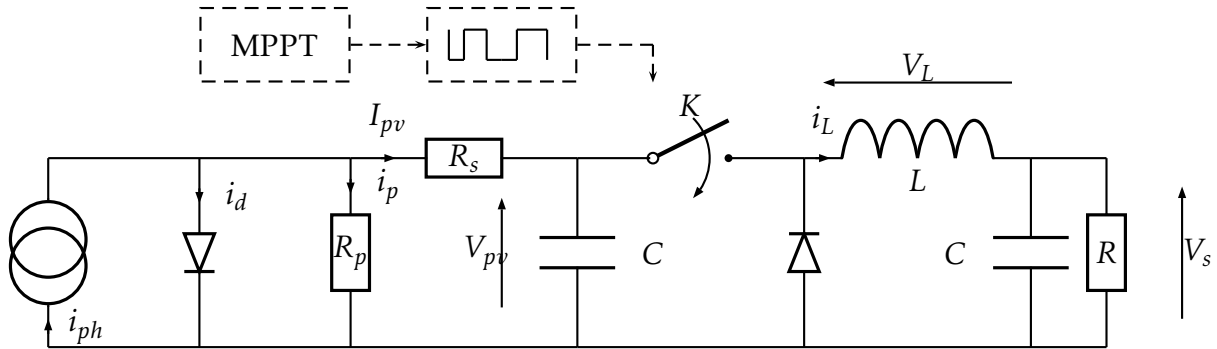


FIGURE 2.11 – Circuit d'un panneau PV avec la technique MPPT en utilisant un convertisseur Buck

II.1.2 Le convertisseur DC-DC Boost (Élévateur)

Le convertisseur DC-DC Boost dont le circuit est représenté par la figure 2.12 est utilisé lorsque la tension de la charge est grande devant celle de la source. Le convertisseur Boost permet de varier la tension d'une source telle que la tension obtenue est supérieure à celle de la source [59].

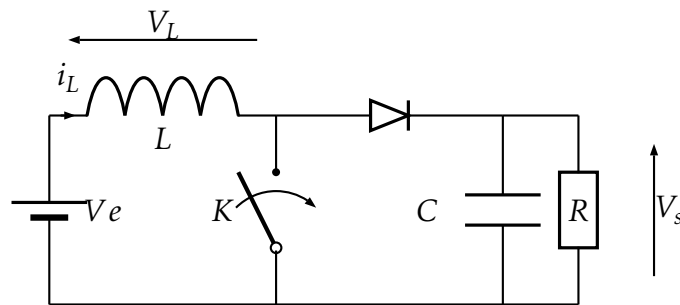


FIGURE 2.12 – Circuit électrique d'un convertisseur Boost

La tension de sortie du convertisseur Boost durant une période est donnée par l'équation 2.22.

$$V_s = \frac{1}{1-\alpha} V_e \quad (2.22)$$

Le circuit de contrôle d'un panneau photovoltaïque par le convertisseur Boost est donné par la figure 2.13.

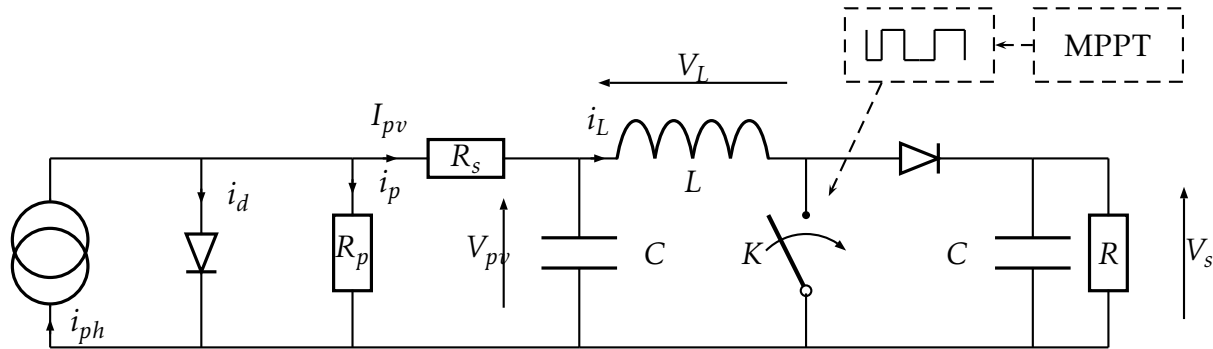


FIGURE 2.13 – Circuit équivalent d'un panneau PV commandé par un Boost

L'identification des paramètres des convertisseurs DC-DC Buck et Boost a été étudié par plusieurs travaux de recherche. L'article [59], identifie ces paramètres analytiquement avec une vérification expérimentale.

II.1.3 Le convertisseur Buck-Boost (Abaisseur-Élévateur)

Le convertisseur Buck est utilisé si la tension de la charge est inférieure à celle de la source tandis que le convertisseur Boost est utilisé si la tension de la charge est supérieure à celle de la source. Dans le cas où la différence entre la tension de la charge et celle de la source ne garde pas le même signe nous utilisons un convertisseur buck-boost. Il fonctionne comme un Buck ou comme un Boost. Le circuit équivalent du convertisseur est donné par la figure 2.14.

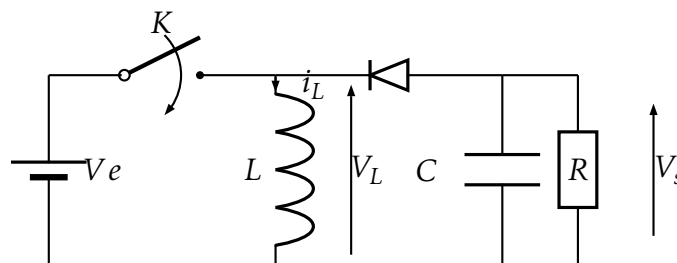


FIGURE 2.14 – Circuit équivalent d'un convertisseur Buck-Boost

La tension de sortie du convertisseur Buck-Boost durant une période est donnés par l'équation 2.23.

$$V_s = -\frac{\alpha}{1-\alpha} V_e \quad (2.23)$$

Le circuit de contrôle d'un système photovoltaïque par un convertisseur buck-boost est donné par la figure 2.15.

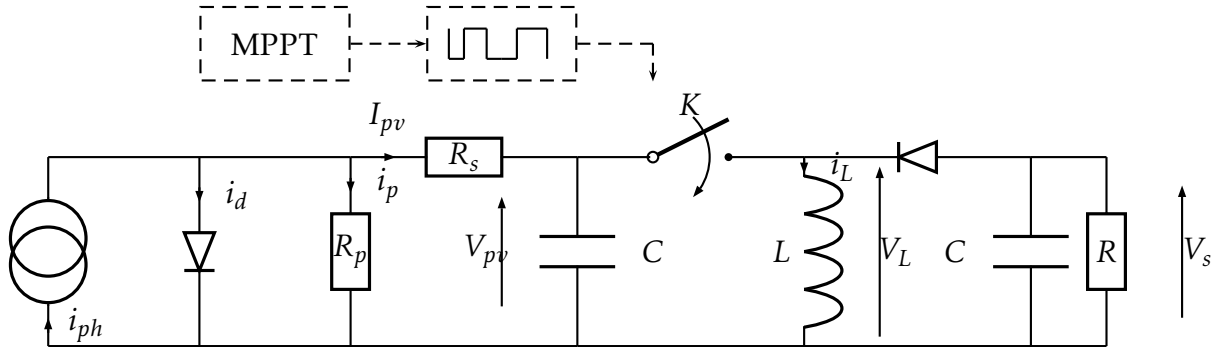


FIGURE 2.15 – Circuit équivalent d'un panneau PV commandé par un convertisseur Buck-Boost

Dans la simulation, nous avons utilisé les IGBT comme des interrupteurs au lieu des MOSFET. Les MOSFETs sont plus rapides que les IGBT, donc moins de pertes aux fréquences élevées, mais les IGBT sont désignés pour les tensions élevées et les fortes puissances tandis que les MosFETs sont plus limités.

II.2 Convertisseur DC-AC

Le convertisseur DC-AC, ou l'onduleur, commandé est utilisé dans le système PV pour connecter le panneau PV aux sources alternatives. La figure 2.16 donne le schéma de principe d'un système PV alimentant une charge en courant AC en utilisant un convertisseur DC-AC. La commande du convertisseur permet de chercher la tension du point de puissance maximale V_{MPP} , elle permet aussi de contrôler la puissance réactive [60], [61], [62].

Les onduleurs autonomes sont généralement monophasés ou triphasés. Suivant les applications, ils peuvent fournir une tension alternative de fréquence et d'amplitude fixes, c'est le cas, en particulier, des alimentations de sécurité, destinées à se substituer au réseau en cas de défaillance. Ils peuvent aussi fournir une tension alternative avec une fréquence et amplitude variables. C'est le cas des onduleurs servant à alimenter des moteurs à courant alternatif (synchrones ou asynchrones). Nous distinguons deux types d'onduleurs autonomes : les onduleurs de tension et les onduleurs de courant. Le convertisseur DC-AC contient des

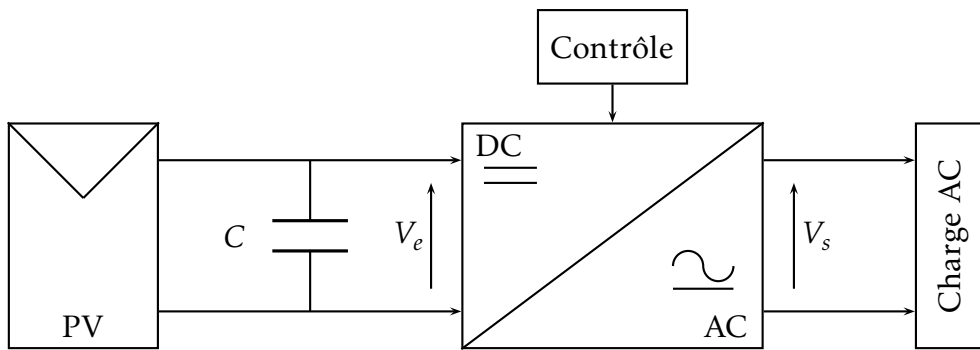


FIGURE 2.16 – Système PV avec la technique MPPT en utilisant un Convertisseur DC-AC

bras, chaque bras contient deux interrupteurs, si l'un est ouvert l'autre est fermé. Un onduleur monophasé, représenté par la figure 2.17, nécessite deux bras tandis qu'un onduleur triphasé, donné par la figure 2.18 contient trois bras.

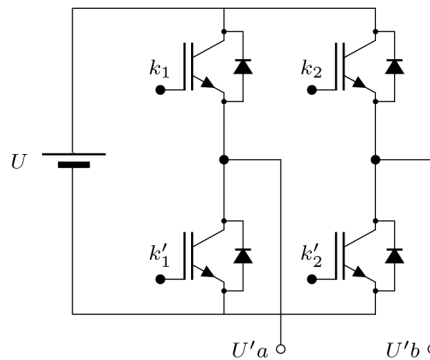


FIGURE 2.17 – Circuit d'un Convertisseur DC-AC monophasé par des IGBT

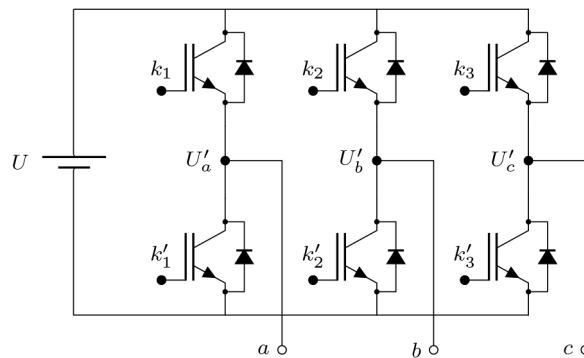


FIGURE 2.18 – Circuit électrique d'un convertisseur DC-AC triphasé par des IGBT

Il existe dans la littérature d'autres types d'onduleurs nommés les onduleurs multiniveaux qui continuent de faire l'objet d'une attention croissante en raison de leur capacité de fonctionnement haute tension, faibles pertes de commutation et haute efficacité. Le terme mul-

tiniveaux commence avec l'onduleur à trois niveaux introduit par Nabae et al (1981). Ces types de d'onduleurs sont traités dans les travaux [63], [64], [65], [66], [67], [68]

II.2.1 Commande du convertisseur DC-AC

Les onduleurs de tension associés aux machines à courant alternatif sont largement utilisés dans les systèmes d'entraînement industriels. Le développement des semi-conducteurs a permis la réalisation des convertisseurs statiques performants et l'évolution des techniques numériques a permis de contrôler des convertisseurs en temps réel avec des algorithmes complexes. Compte tenu de ces deux principales technologies avancées, les techniques de MLI (Modulation de largeur d'impulsion) ou en anglais PWM (Pulse Width Modulation) ont été l'objet de recherches intensives pendant ces deux dernières décennies. Un nombre important de méthodes existe. La simplicité d'implantation reste cependant encore un critère important, quelques-unes d'entre elles seulement ont gagné la confiance industrielle.

Dans la **commande pleine onde**, Nous générons les tensions de sortie en faisant commuter les interrupteurs des bras à la fréquence souhaitée. Pour chaque bras nous maintenons K_i ON et K'_i OFF durant des intervalles égaux à la moitié de la période $T = 1/f$ souhaitée. Durant l'autre moitié, nous inversons (K_i OFF et K'_i ON).

Pour l'onduleur monophasé, nous commandons en opposition de phase les deux bras (K_1 et K'_2 ON; K'_1 et K_2 OFF). Donc les deux bras sont commandés avec un décalage de $T/2$.

Pour l'onduleur triphasé, nous commandons les bras avec un décalage de $T/3$. Le deuxième bras est décalé de $T/3$ par rapport au premier et le troisième est décalé de $T/3$ par rapport au deuxième.

La tension à la sortie de l'onduleur est riche en harmoniques. L'objectif est d'éliminer tous les harmoniques sauf le fondamental. Pour cela, il existe trois approches : Filtrage passif LC , modification de la structure de l'onduleur ou agir sur la commande.

Le choix d'ajouter un étage, filtre passe-bas tampon, à base de circuits LC en sortie de l'onduleur, consiste en une solution qui est coûteuse et encombrante. En effet, des harmoniques basses-fréquences et proches du fondamental nécessitent une fréquence de coupure très faible et un filtre d'ordre élevé. Cela requière alors l'utilisation de composants passifs volumineux (et donc lourds).

La deuxième solution consiste à agir sur la structure du convertisseur tout en conservant la commande pleine onde. La solution consiste à créer plusieurs niveaux intermédiaires de

tension en sortie pour se rapprocher d'un signal purement sinusoïdal. Malgré le fait qu'avec cette solution, les performances s'améliorent, il y aura un compromis à trouver en termes de coût, car ajouter des étages de commutation impose une augmentation du nombre de sources électriques en entrée et du nombre des interrupteurs de puissance utilisés. La complexité s'accompagne par ailleurs, assez souvent, d'une baisse de la fiabilité indispensable dans de telles applications.

La troisième solution consiste à conserver le même nombre de niveaux de tension, et altérer uniquement la forme de la tension en sortie de l'onduleur en modifiant le nombre de commutations des interrupteurs à travers la commande. L'objectif étant de repousser les composantes basses fréquences vers la zone haute fréquence, nous passons donc d'une forme d'onde ayant un seul créneau par alternance vers une forme d'onde ayant plusieurs créneaux par alternance. Nous parlons de stratégies de Modulation de la Largeur d'Impulsions (MLI). Ainsi, le problème de filtrage des harmoniques liées aux fréquences MLI est généralement résolu [69].

Dans la **commande MLI** nous commandons les interrupteurs par un signal carré de rapport cyclique variable. Il existe plusieurs types. La MLI classique consiste à comparer une référence sinusoïdale de fréquence donnée, appelée modulante, et un signal triangulaire de haute fréquence, appelé la porteuse (généralement triangulaire). L'indice de modulation m , égal au rapport de la fréquence de la porteuse sur la fréquence de la modulante. En modulation synchrone, si l'indice de modulation est impair, le développement en série De Fourier de la tension de sortie ne comporte que des harmoniques impairs. Ainsi le contrôle de l'onduleur par la MLI permet de contrôler la tension de sortie, en amplitude et en fréquence.

II.2.2 Fréquence de commutation

La fréquence du hachage a une influence sur le spectre de la tension de sortie. Tant que la fréquence du hachage est grande, tant que la déférence entre le fondamental et les autres harmoniques est grande. Une augmentation de la fréquence de commutation permet un filtrage plus facile. Pour une modulation synchrone suffisamment importante (m supérieur à 15), les raies des harmoniques se répartissent par groupe au rang : 1, $(m - 2, m, m + 2)$, $(2m - 5, 2m - 3, 2m - 1, 2m + 1, 2m + 3, 2m + 5)$... L'augmentation de m rejette les premiers harmoniques non nuls vers les fréquences élevées et facilite donc le filtrage. Mais m est limité par le temps des commutations des interrupteurs des convertisseurs et donc par la largeur

minimale des impulsions.

Dans l'électronique de puissance, les pertes de commutation contribuent généralement, de manière significative, aux pertes totales du système. Par conséquent, le fait d'omettre les pertes de commutation, dans le calcul, ou de pondérer les pertes de conduction avec un facteur estimé, pour prendre en compte les pertes de commutation, peut entraîner des erreurs importantes concernant le total des pertes. Les pertes de commutation sont dues au passage d'un état passant de l'IGBT à l'état bloqué et inversement. Ils ne se produisent pas instantanément. Pendant l'intervalle de transition, le courant et la tension traversant le dispositif sont sensiblement plus grands que zéro, ce qui entraîne une perte de puissance instantanée importante. Par exemple, pour l'IGBT IRG-4PC40W, avec une puissance de 100W, les pertes par commutations sont de l'ordre de 4.4W à 50kHz et de 7.9W à 100kHz. Tandis que les pertes par conduction restent presque indépendantes de la fréquence du hachage (2.3W). En général, nous ne devons pas dépasser les méga hertz dans la fréquence de découpage. Le choix de la fréquence de découpage doit être de l'ordre de quelques kilohertz.

II.2.3 Élimination des harmoniques du convertisseur DC-AC

La charge se comporte comme un filtre passe bas, si l'indice de modulation est très grand dans la MLI. Si les harmoniques de l'onduleur sont inférieurs à la fréquence de coupure de la charge, nous ajoutons à l'installation PV un filtre passe bas. Un filtre simple est l'inductance L , mais une combinaison avec une capacité est aussi utilisée comme le LC et LCL [70].

Filtre L

Le filtre L est un filtre de premier ordre avec une atténuation de $20dB/Decade$. Ce filtre est utilisé pour les convertisseurs à haute fréquence de commutation. Pour diminuer les onduations parasites, il faut augmenter l'inductance ce qui ralentie la dynamique de régulation en courant avec une augmentation du volume et du poids du filtre. La figure 2.19 représente le filtre L .

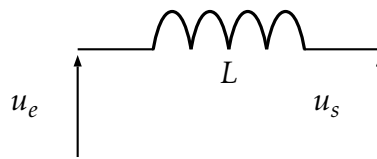


FIGURE 2.19 – Filtre L

Filtre LC

Le filtre *LC*, donné par la figure 2.20, est un filtre de deuxième ordre avec une atténuation de $40dB/Decade$. Donc ce filtre atténue les hautes fréquences plus rapidement que le filtre *L*. Le bon fonctionnement du filtre *LC* est lié au choix de l'inductance et de la capacité. Une capacité grande augmente la qualité de la tension tandis qu'une inductance grande permet de régler la fréquence de coupure demandée.

$$f_c = \frac{1}{2\pi} \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (2.24)$$

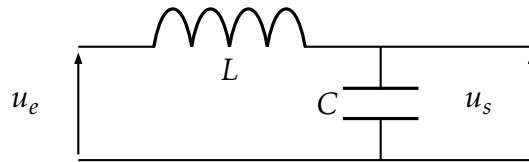


FIGURE 2.20 – Filtre LC

Filtre LCL

Le filtre *LCL* est un filtre de troisième ordre avec une atténuation de $60dB/Decade$ pour les fréquences supérieures à la fréquence de coupure. Donc avec ce filtre nous pouvons utiliser des convertisseurs à fréquence de commutation basse. Ce filtre est représenté par la figure 2.21

Sa fréquence de résonance est donnée par la relation suivante :

$$f_c = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C}} \quad (2.25)$$

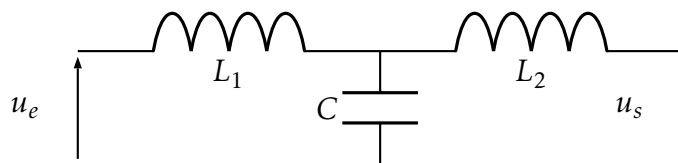


FIGURE 2.21 – Filtre LCL

II.2.4 Topologies d'implémentation des convertisseurs DC-AC avec les systèmes PV

Il existe plusieurs topologies pour connecter des panneaux solaires aux convertisseurs DC-AC : topologie modulaire [18] [19], de chaîne [71] [72], centralisée, multi-chaînes [73], maître-esclave [74], des concepts d'équipe [75]...etc. La figure 2.22 montre la connexion **centralisée**. Dans laquelle, plusieurs panneaux (connectés en série ou en parallèle entre eux) sont connectés à un seul onduleur. Ce type d'onduleur est utilisé pour les puissances grandes, entre les kilowatts et les mégawatts ($1kW$ à $100MW$) [31].

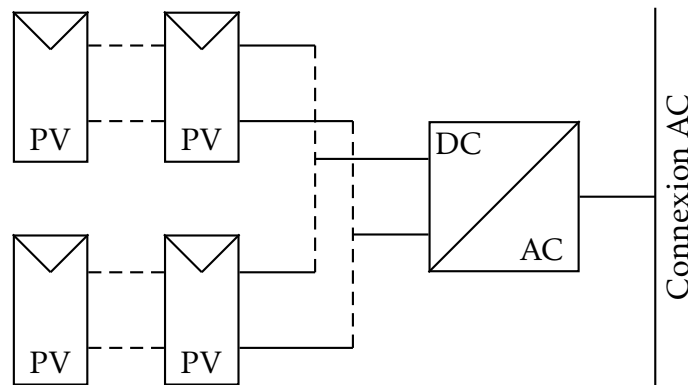


FIGURE 2.22 – Système PV connecté au réseau électrique par une connexion centralisée

La topologie **Multichaînes** est donnée par la figure 2.23. Nous introduisons une chaîne d'hacheurs avec MPPT, chaque chaîne contient plusieurs panneaux et les hacheurs sont connectés à un seul onduleur. L'onduleur de l'implémentation multichaînes est utile pour les puissances entre ($1kW$ à $10kW$).

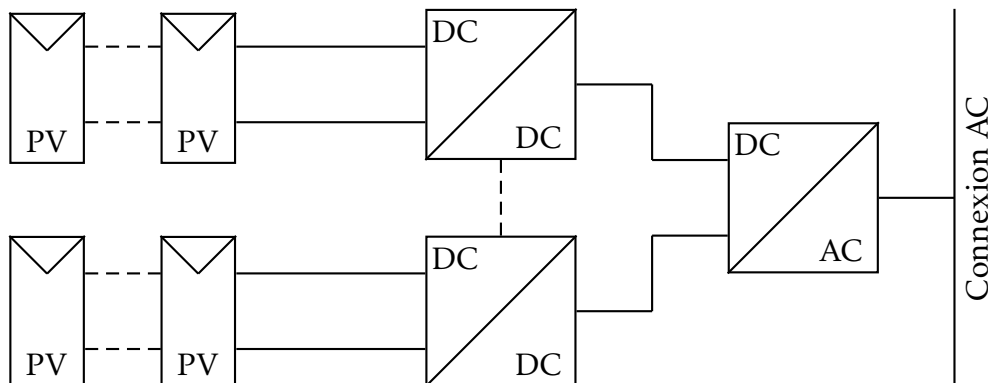


FIGURE 2.23 – Système PV connecté au réseau électrique par une connexion Multichaînes

La figure 2.24 illustre la topologie en **chaîne** d'onduleurs. Nous introduisons une chaîne d'onduleurs. Chaque chaîne contient plusieurs panneaux. Il est utilisé pour les puissances

entre les watts et les kilowatts (500W à 1kW).

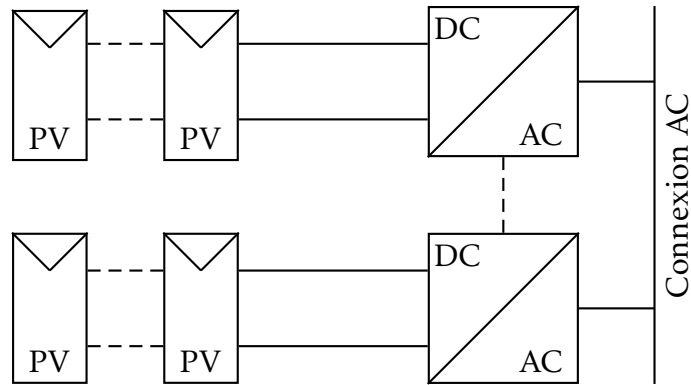


FIGURE 2.24 – Système PV connecté au réseau électrique par une connexion chaîne d’onduleur

La connexion **Module - Onduleur** est une autre topologie (figure 2.25). Elle introduit une chaîne d’onduleurs, chaque onduleur connecté à un panneau solaire. L’onduleur de cette implémentation est utile pour les puissances moyennes entre les watts et les mégawatts (50W à 1MW).

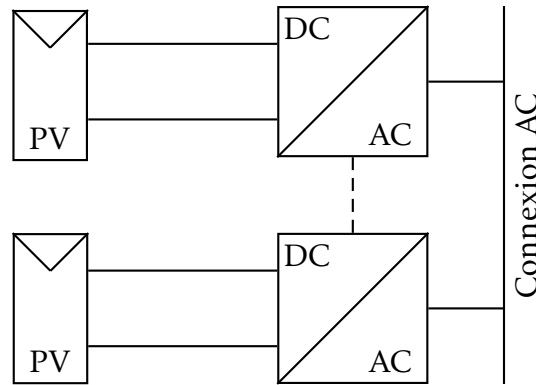


FIGURE 2.25 – Système PV connecté au réseau électrique par une connexion Module - Onduleur

L’implémentation de la technique MPPT dans un système photovoltaïque nécessite un convertisseur pour imposer le point de fonctionnement aux cellules solaires. Le choix des convertisseurs utilisés dépend de la charge à alimenter. En général, si la charge est de type DC nous utilisons des hacheurs et si elle est de type AC, nous utilisons des onduleurs. Nous pouvons aussi utiliser un hacheur, équipé de la commande MPPT, en cascade avec un onduleur pour alimenter des charges AC. Le rendement du convertisseur influence celui du

système PV, pour cela, il est nécessaire de choisir le convertisseur adéquat pour une installation solaire donnée.

Dans la topologie d'implémentation centralisée, les courants DC produite par les panneaux doivent atteindre l'onduleur centralisé, donc une énergie DC grandes est transférée dans des câbles longs. Ce transfert DC augmente le prix d'implémentation et diminue son rendement. De plus, la MPPT est appliquée seulement à l'onduleur centralisé donc elle gère au même temps tous les panneaux solaires, alors elle ne tient pas en compte les perturbations pour chaque panneau à part. Ce système est désigné à une puissance fixe.

Dans la topologie Module - Onduleur, chaque module a un onduleur avec MPPT. Cette implémentation a une dimension plus grande et elle est plus performante contre les perturbations comparée à l'implémentation centralisée.

III Modélisation de la batterie de stockage

L'énergie solaire est une source de future. Elle est renouvelable, verte et gratuite mais le soleil, la source principale des photovoltaïques, n'est pas disponible tout le temps. L'éclairement est variable la journée est nul la nuit. Donc le stockage de l'énergie est nécessaire pour la gestion de l'énergie solaire devant les variations de l'éclairement.

De nombreuse transformations énergétiques existent pour stocker l'énergie électrique : électrique \rightarrow électrique, électrique \rightarrow mécanique, électrique \rightarrow thermodynamique, électrique \rightarrow chimique... etc. En particulier, pour les systèmes photovoltaïques, le surplus de l'énergie est stocké par exemple par pompage (électrique \rightarrow mécanique), nous pompons de l'eau par le surplus d'énergie vers un niveau plus haut. Donc le surplus d'énergie électrique est stocké sous forme d'énergie potentielle.

Pour les applications solaires, nous avons besoin d'une densité d'énergie élevée et d'une densité de puissance raisonnablement élevée. Nous ne pouvons pas utiliser des condensateurs à cause de leur très faible densité d'énergie. Les batteries sont une bonne solution, pour stocker le surplus de l'énergie dans différents domaines d'utilisation. Elles ont les bonnes densités d'énergie et de puissance pour répondre à la demande de stockage quotidienne. Les batteries ou accumulateurs emmagasinent de l'électricité en courant continu. Nous allons se concentrer sur les batteries, comme une option de stockage pour les systèmes PV.

III.1 Quelques types de batteries

Les batteries sont des dispositifs électrochimiques qui convertissent l'énergie chimique en énergie électrique. Elles sont principalement classées comme des batteries primaires et des **batteries secondaires** [76]. Les batteries primaires convertissent irréversiblement l'énergie chimique en énergie électrique, donc elles sont non rechargeables et elles sont utilisables une seule fois. Par exemple les batteries au carbone-zinc et les batteries alcalines sont des batteries primaires. Les batteries primaires sont utilisées dans notre vie quotidienne (pile de radio, pile de lampe de torche...). Mais elles n'ont pas d'intérêt dans le domaine des énergies renouvelables.

Les **batteries secondaires** sont rechargeables (batterie de la voiture par exemple). Elles convertissent de manière réversible l'énergie chimique en énergie électrique. Autrement dit, ils peuvent se décharger lorsque la réaction chimique est inversée. L'énergie électrique excédentaire est stockée dans ces batteries secondaires sous la forme d'énergie chimique. Il existe plusieurs types de technologies de batteries secondaires disponibles qui pourraient être utilisées. Par exemple, la technologie des batteries au plomb-acide est la technologie de batterie la plus ancienne et la plus disponible jusqu'à ce jour. Un autre type de batterie secondaire est l'hydrure métallique de nickel (NiMH) ou le nickel-cadmium (NiCd). Les hydrures métalliques de nickel ont une bonne densité d'énergie, comparable à celle des batteries Li-ion. Mais les batteries NiMH souffrent d'un taux élevé d'auto-décharge. Les batteries NiCd ont des densités d'énergie beaucoup plus faibles.

En raison de l'impact environnemental du cadmium, la vente de piles Ni-Cd à l'usage des consommateurs est largement interdite. En outre, les batteries NiCd souffrent de ce que l'on appelle un effet de mémoire - les batteries perdent leur capacité d'énergie utilisable si elles sont chargées à plusieurs reprises après seulement une décharge partielle. Ces démérites font que le NiCd et NiMH sont des candidats improbables pour le stockage dans les systèmes PV.

Les batteries lithium-ion et polymère lithium-ion sont en cours de recherche intensive en tant qu'alternatives de stockage dans diverses applications. Leur densité énergétique élevée a déjà fait d'eux un favori dans les applications de stockage léger. Mais pour leurs faibles coûts, ils auraient été des favoris instantanés pour le stockage dans les systèmes PV. Les batteries au lithium sont des batteries primaires jetables tandis que les batteries Li-ion ou polymère Li-ion sont des batteries secondaires.

La catégorie la plus proche est celle des batteries à flux rédox. Les deux principales options de stockage pour le système PV, à savoir les batteries au plomb-acide et Li-ion, sont similaires au sens que leurs électrodes subissent une conversion chimique pendant la charge et la décharge. Par conséquent, les électrodes ont tendance à dégénérer avec le temps. Les batteries à flux rédox sont une toute nouvelle technologie qui semble combiner les propriétés des batteries et de la pile à combustible. L'énergie chimique dans une batterie à flux rédox est stockée dans ses deux électrolytes, qui peuvent être maintenus physiquement séparés les uns des autres. Les batteries à flux rédox ont donc une durée de vie élevée.

Les batteries au plomb-acide peuvent avoir différents types d'assemblage. Lorsqu'elles sont construites en bloc, les cellules individuelles partagent le boîtier et sont inter-connectées à l'intérieur. Par exemple, pour obtenir la populaire batterie au plomb-acide de 12V, 6 de telles cellules doivent être connectées en série.

Les paramètres de la batterie sont donnés en annexe A.

III.2 Batterie pour un système PV

Le fonctionnement d'une batterie, avec des bonnes performances, dépend du point de fonctionnement [77], [78], [79]. Il faut utiliser la batterie à une marge de tension et une marge de courant pour augmenter son rendement et sa durée de vie. Or l'énergie produite par un panneau photovoltaïque dépend des conditions climatiques, elle est maximale si l'éclairement est maximal et la température est minimale. Connecter directement une batterie avec un panneau solaire pour stocker le surplus d'énergie photovoltaïque peut détruire la batterie. Alors un dispositif de contrôle est nécessaire pour le stockage (figure 2.26).

En général, la tension de la batterie est faible devant celle du panneau PV ou de la charge. Donc, pour charger la batterie par le panneau PV nous utilisons un convertisseur Buck (figure 2.8) et pour la décharger, nous utilisons un convertisseur Boost (figure 2.12). Le convertisseur bidirectionnel (figure 2.27) peut jouer les deux rôles.

Le contrôleur commande les interrupteurs du convertisseur bidirectionnel suivant un algorithme. La charge ou la décharge de la batterie dépend de deux paramètres : l'état de charge de la batterie SOC et sa tension. Le contrôleur cherche à garder l'état de charge et la tension entre des valeurs limites pour prolonger la durée de vie de la batterie et améliorer les performances de son fonctionnement. Les courants de la charge et de la décharge et aussi un facteur influençant les performances de la batterie. Pour un bon fonctionnement, nous

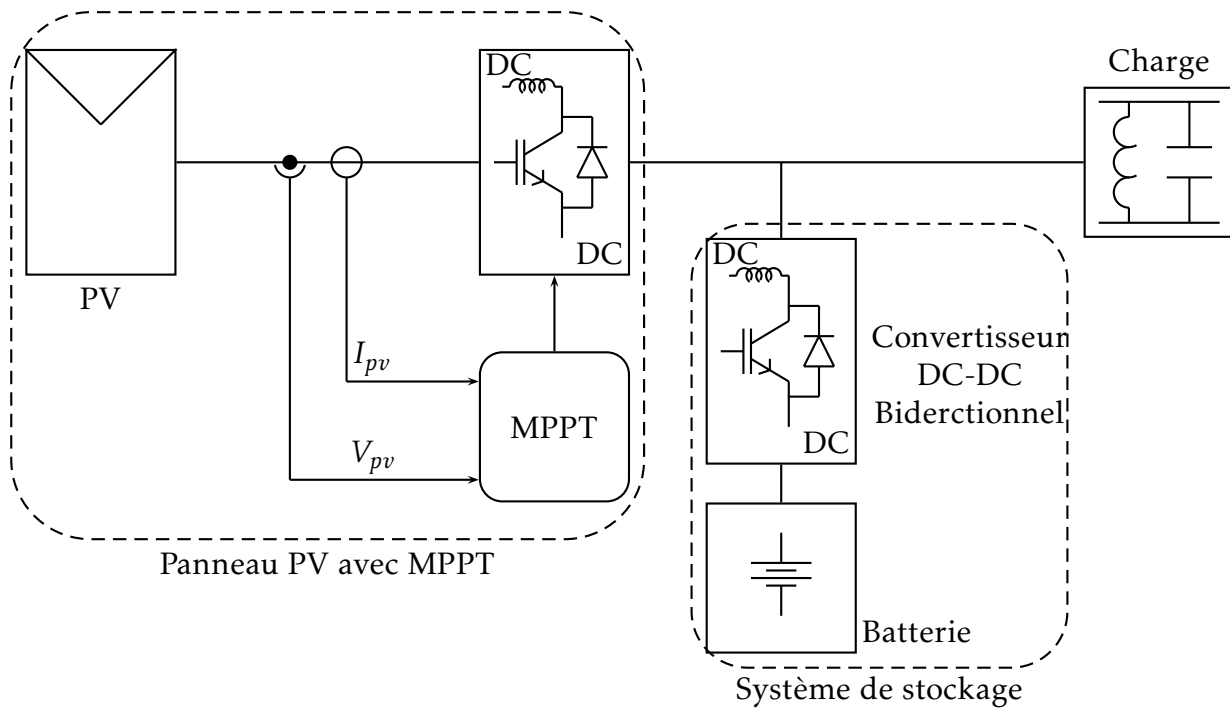


FIGURE 2.26 – Chaîne de conversion d’un système photovoltaïque avec stockage d’énergie

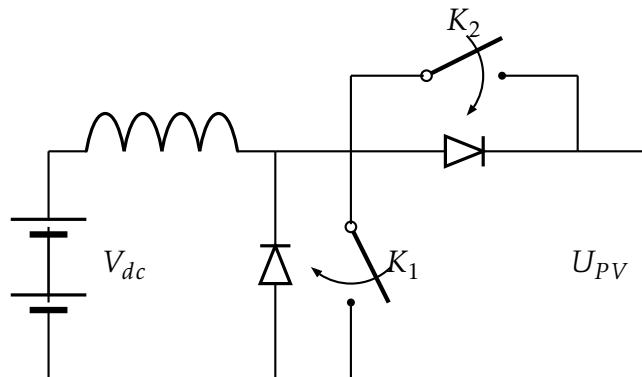


FIGURE 2.27 – Circuit électrique d’un convertisseur bidirectionnel

cherchons à minimiser les fluctuations de ces courants.

III.3 Modèle électrique de la batterie

Le modèle de la batterie doit simuler deux régimes de fonctionnement : statique et dynamique. Le régime dynamique est aussi divisé en deux régimes : charge et décharge. Donc les paramètres du modèle doivent se changer suivant chaque régime de fonctionnement.

Le circuit équivalent de la batterie Li-ion est donnée par la figure 2.28. Ce circuit contient les composants suivants [80]

- ⊙ Un générateur de tension modélisant la tension de la batterie en circuit ouvert.

- ⊙ Une résistance R_p en parallèle avec un condensateur C_p modélisant les phénomènes de polarisation de la batterie.
- ⊙ Deux résistances R_{charge} et $R_{decharge}$ modélisant les pertes par effet joule durant la charge et la décharge.

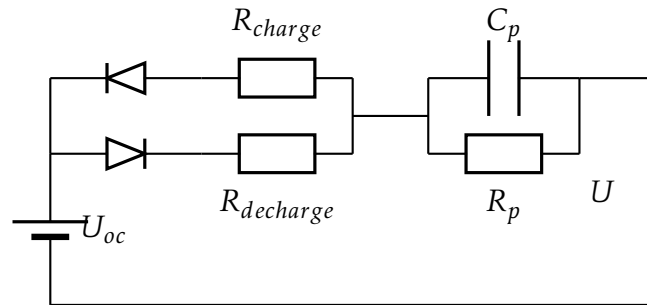


FIGURE 2.28 – Le circuit équivalent de la batterie Li-ion

IV Le système PV connecté au réseau électrique

IV.1 Modélisation de la connexion du convertisseur DC-AC au réseau électrique dans le plan dq

La modélisation de tout système électronique triphasé peut se faire par trois représentations : abc , $\alpha\beta$ ou dq . Dans la représentation abc , une variable, tension ou courant, est représentée par un vecteur de trois composantes f_a , f_b et f_c . C'est la représentation la plus utilisée pour représenter un système triphasé. Elle est représentée dans un plan formé par trois axes décalés de 120° . A chaque instant, la variable est donnée par une composition de ces trois composantes. L'étude dans cette représentation est complexe, due à la présence de trois composantes. Pour simplifier le système, nous pouvons choisir un système cartésien de deux composantes seulement, pour représenter le système triphasé : $\alpha\beta$ ou dq . La représentation $\alpha\beta$ est liée aux axes de la représentation abc , $\alpha = a$ et $\beta \perp \alpha$. Une variable dans la représentation $\alpha\beta$ a deux composantes variables dans le temps, ce qui rend le contrôle difficile. La représentation dq est une méthode simple pour représenter un système sinusoïdal triphasé de tension et de courant variables en utilisant seulement deux composantes liées au vecteur tournant de la variable. Dans la représentation dq , les composantes d'un vecteur sont constantes, ceci simplifie le contrôle de l'onduleur.

Soit le circuit simple d'un système PV connecté au réseau électrique via un onduleur triphasé suivant (figure 2.29) :

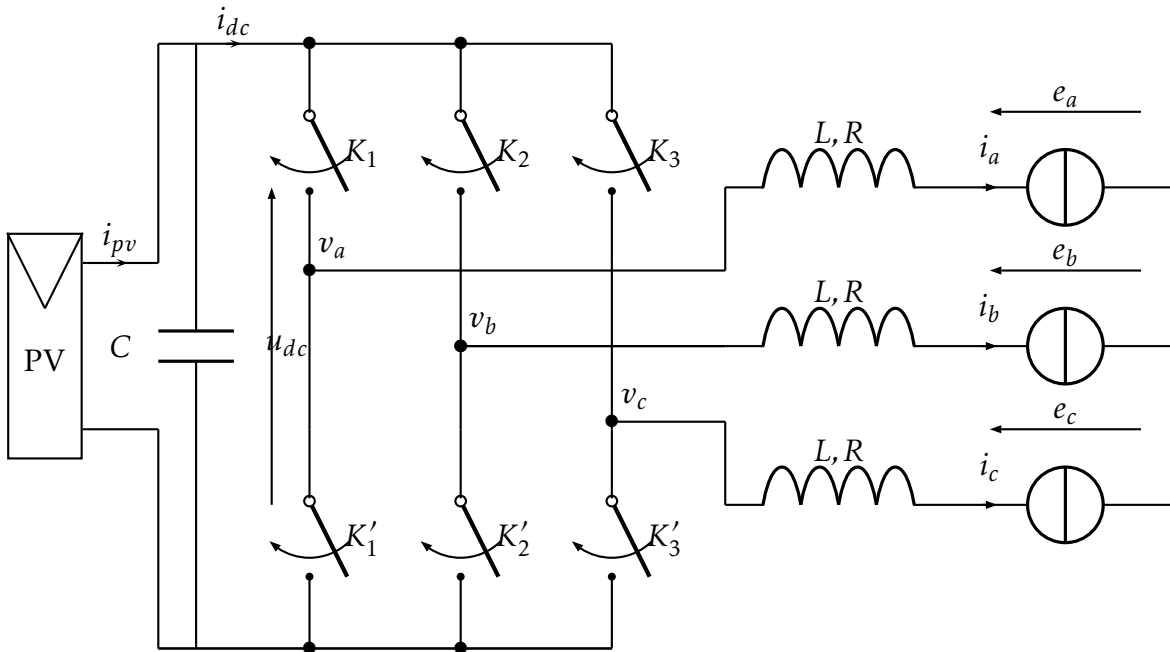


FIGURE 2.29 – Panneau PV connecté au réseau électrique via un convertisseur DC-AC triphasé

Le modèle mathématique de la partie AC de l'onduleur est donné par le système suivant

$$\begin{cases} v_a = Ri_a + L \frac{di_a}{dt} + e_a \\ v_b = Ri_b + L \frac{di_b}{dt} + e_b \\ v_c = Ri_c + L \frac{di_c}{dt} + e_c \end{cases} \quad (2.26)$$

Ou bien

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

ou encore

$$v_{abc} = Ri_{abc} + L \frac{d}{dt} i_{abc} + e_{abc} \quad (2.28)$$

En appliquant la transformée dq0 nous trouvons :

$$\begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = K \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

avec

$$K = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Soit

$$e_{dq} = K e_{abc} \quad (2.31)$$

En multipliant le système triphasé par la matrice K nous trouvons :

$$K v_{abc} = R K i_{abc} + L K \frac{d}{dt} i_{abc} + K e_{abc} \quad (2.32)$$

En appliquant cette transformée au système triphasé modélisant l'onduleur 2.26 nous trouvons le système diphasé équivalent suivant :

$$v_{dq} = R i_{dq} + L K \frac{d}{dt} i_{abc} + e_{dq} \quad (2.33)$$

Calculant, dans le repère de la transformée dq (d'axes d et q), le terme

$$L K \frac{d}{dt} i_{abc} \quad (2.34)$$

Nous avons d'après la transformée inverse :

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = G \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

avec

$$G = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

Tel que

$$K * G = Id_3 \quad (2.37)$$

soit

$$\begin{cases} i_a = \cos(\omega t)i_d - \sin(\omega t)i_q \\ i_b = \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3})i_d - \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3})i_q \\ i_c = \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3})i_d - \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3})i_q \end{cases} \quad (2.38)$$

En calculant les dérivées, nous trouvons :

$$\begin{cases} \frac{di_a}{dt} = -\omega \sin(\omega t)i_d + \cos(\omega t)\frac{di_d}{dt} - \omega \cos(\omega t)i_q - \sin(\omega t)\frac{di_q}{dt} \\ \frac{di_b}{dt} = -\omega \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3})i_d + \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3})\frac{di_d}{dt} - \omega \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3})i_q - \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3})\frac{di_q}{dt} \\ \frac{di_c}{dt} = -\omega \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3})i_d + \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3})\frac{di_d}{dt} - \omega \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3})i_q - \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3})\frac{di_q}{dt} \end{cases} \quad (2.39)$$

Sous forme matricielle nous avons

$$\begin{bmatrix} \frac{di_a}{dt} \\ \frac{di_b}{dt} \\ \frac{di_c}{dt} \end{bmatrix} = -\omega \begin{bmatrix} \sin(\omega t) & \cos(\omega t) \\ \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

Nous pouvons écrire aussi

$$\begin{bmatrix} \frac{di_a}{dt} \\ \frac{di_b}{dt} \\ \frac{di_c}{dt} \end{bmatrix} = \omega \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

Ou bien

$$\frac{di_{abc}}{dt} = G * \left(\omega \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} \right) \quad (2.42)$$

D'où le terme :

$$LK \frac{d}{dt}(i_{abc}) = LK * G * \left(\omega \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} \right) = L \left(\omega \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} \right) \quad (2.43)$$

En introduisant ce résultat dans le système diphasé ($e_{dq} = Ri_{dq} + LK \frac{d}{dt}i_{abc} + e_{dq}$) nous trouvons :

$$\begin{cases} v_d = Ri_d - L\omega i_q + L\frac{di_d}{dt} + e_d \\ v_q = Ri_q + L\omega i_d + L\frac{di_q}{dt} + e_q \end{cases} \quad (2.44)$$

D'un autre côté, la loi des nœuds à la sortie du panneau PV s'écrit :

$$i_{pv} = i_{dc} + C\frac{dv_{dc}}{dt} \quad (2.45)$$

Or l'équivalence en puissance entre la partie alternative et la partie continue s'écrit :

$$e_d i_d + e_q i_q = v_{dc} i_{dc} \quad (2.46)$$

D'où

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} i_{pv} - \frac{e_d i_d + e_q i_q}{C v_{dc}} \quad (2.47)$$

La combinaison des équations du système 2.44 et de l'équation 2.47 donne le système suivant :

$$\begin{cases} v_d = Ri_d - L\omega i_q + L\frac{di_d}{dt} + e_d \\ v_q = Ri_q + L\omega i_d + L\frac{di_q}{dt} + e_q \\ \frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} i_{pv} - \frac{e_d i_d + e_q i_q}{C v_{dc}} \end{cases} \quad (2.48)$$

Ce système s'écrit aussi sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R}{L}i_d + \omega i_q - \frac{1}{L}e_d + \frac{1}{L}v_d \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R}{L}i_q - \omega i_d - \frac{1}{L}e_q + \frac{1}{L}v_q \\ \frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C}i_{pv} - \frac{e_d i_d + e_q i_q}{C v_{dc}} \end{cases} \quad (2.49)$$

En posant le vecteur d'état $x = (x_1, x_2, x_3)^T = (i_d, i_q, v_{dc})^T$ et la commande $u = (u_1, u_2)^T = (v_d, v_q)^T$ le système 2.49 s'écrit :

$$\dot{x} = f(x) + g(x)u \quad (2.50)$$

les fonctions $f(x)$ et $g(x)$ sont définies par :

$$f(x) = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L}i_d + \omega i_q - \frac{1}{L}e_d \\ -\frac{R}{L}i_q - \omega i_d - \frac{1}{L}e_q \\ \frac{1}{C}i_{pv} - \frac{e_d i_d + e_q i_q}{Cv_{dc}} \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

$$g(x) = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

La puissance à la sortie de l'onduleur est :

$$P = e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c \quad (2.53)$$

La puissance apparente est :

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

Dans la représentation dq , la puissance apparente est :

$$P + jQ = \frac{3}{2} [(e_d + j e_q)(i_d - j i_q)] = \frac{3}{2} (e_d i_d + e_q i_q) + j \frac{3}{2} (-e_d i_q + e_q i_d) \quad (2.55)$$

Les énergies active et réactive sont donc, données par le système suivant :

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

V Générateur Diesel dans le système PV

Pour un réseau électrique stable, le photovoltaïque avec stockage d'énergie connecté au réseau, est une source d'énergie qui garantit l'alimentation des charges sans coupure de courant. Le système PV connecté au réseau est fiable, verte et moins chères, comparé aux énergies fossiles. En réalité, le réseau électrique n'est pas stable totalement. Il peut avoir des coupures de courant pendant quelques durées de temps. Quelques zones sensibles, comme les hôpitaux, souffrent lourdement du manque de fiabilité du réseau et des infrastructures électriques. Dans ce cas, le générateur Diesel est un système d'approvisionnement de secours et de stabilisation de l'électricité. Généralement, le générateur Diesel

standard est équipé d'une machine synchrone. Il est contrôlé, pour qu'il fonctionne à une vitesse constante, pour garantir une fréquence électrique constante. Le groupe électrogène Diesel est une source capable de fournir une puissance, à la demande, avec une fréquence constante [81]. Le générateur Diesel a un fonctionnement fiable et simple. Le modèle de moteur donne la description du taux de consommation de carburant en fonction de la vitesse et de la puissance mécanique à la sortie du moteur. La fonction de transfert décrit la relation entre la consommation de carburant et la puissance mécanique du moteur. Le moteur Diesel a besoin d'un régulateur de vitesse, de sorte que la fréquence de sortie de la machine synchrone soit maintenue constante (par exemple à 50Hz). Le régulateur contrôle la soupape de carburant et commande le débit de carburant nécessaire, en fonction des changements de charge sur l'arbre, pour faire fonctionner le générateur Diesel à vitesse constante. Ce système de contrôle local peut maintenir la vitesse du rotor du générateur couplé presque constante pendant les variations de la demande de la charge. La figure 2.30 expose le modèle du générateur Diesel et du régulateur [82].

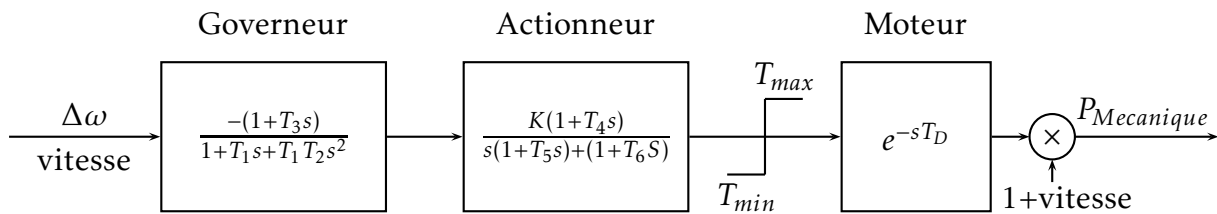


FIGURE 2.30 – Fonction de transfert d'un groupe électrogène simple

Le générateur Diesel est composé d'un moteur Diesel, machine synchrone, système de contrôle et excitation. Les détails du modèle d'excitation sont proposés dans [83]. La figure 2.31 montre le schéma fonctionnel du groupe électrogène Diesel avec tous ces éléments.

VI Conclusion

Dans ce chapitre nous avons modélisé la chaîne de conversion du système PV connecté au réseau électrique avec stockage d'énergie. La chaîne de conversion comporte le panneau PV, les convertisseurs de puissance, la batterie de stockage d'énergie, le réseau électrique et le générateur Diesel comme une source de secours. Le photovoltaïque est une source de courant continu actif sous les rayons lumineux, sa puissance dépend de l'éclairement et de sa température et le rendement du panneau PV est élevé pour un éclairement important et à une température basse. Les charges sont alimentées par un courant DC en utilisant un

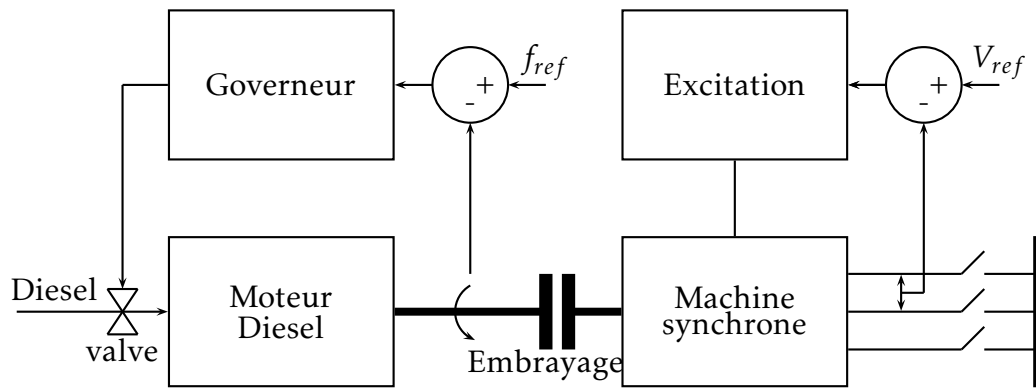


FIGURE 2.31 – Schéma de principe d'un générateur Diesel

convertisseur DC-DC ou par un courant AC en utilisant un convertisseur DC-AC. Par la commande des convertisseurs DC-DC ou DC-AC nous pouvons extraire la puissance maximale du système PV quelles que soient les conditions climatiques, la technique de contrôle est nommée MPPT. Nous allons utiliser ces modélisations pour commander la chaîne de conversion dans les chapitres suivants.

3) COMMANDE DE LA CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

Introduction

Le système photovoltaïque alimente une charge équivalente R_{pv} . A un instant donné, la cellule (module ou panneau) solaire photovoltaïque fonctionne en un point de fonctionnement à une tension et un courant donnés. Chaque point de fonctionnement détermine une valeur de la charge R_{pv} . En général, la charge R_{pv} , donnée par l'équation 3.1 n'est pas une résistance, mais elle modélise la charge équivalente à la sortie du générateur PV :

$$R_{pv} = \frac{V_{pv}}{I_{pv}} \quad (3.1)$$

Chaque valeur de la résistance équivalente correspond à une puissance à des conditions climatique données. Généralement, cette puissance extraite n'est pas maximale. Pour augmenter le rendement du générateur PV, nous utilisons des convertisseurs avec un algorithme de poursuite afin de chercher la résistance équivalente qui permet d'extraire la puissance maximale.

I Point de puissance maximale - MPP

Le point de puissance maximale (**MPP Maximum Power Point**, en anglais) est le point de fonctionnement qui correspond à la puissance maximale générée par le panneau PV. Pour des valeurs données d'éclairement et de température, le panneau PV génère une puissance donnée. Cette puissance n'est pas, toujours, la puissance maximale que le panneau peut générer. Prenons un exemple de la caractéristique électrique du panneau de référence Sun-Power SPR-415E-WHT-D présenté dans le deuxième chapitre. A la température $T = 25^\circ$ et l'éclairement $I_r = 1000W.m^2$, si la tension est $V = 80V$, la puissance générée est $P = 320W$, tandis que la puissance maximale, aux mêmes valeurs de température et d'éclairement, est

$P_{MPP} = 414.8W$. Pour permettre au panneau PV de générer la puissance maximale, il faut diminuer sa tension à la valeur $V_{MPP} = 72.9V$. On trouve la même chose si on travaille avec la caractéristique puissance-courant P-V. Dans ce cas, on commande le courant au lieu de la tension. Il faut, donc, ajuster le courant à la valeur $I_{MPP} = 5.69A$ correspondante au point de puissance maximale.

Le point de puissance maximale dépend des conditions climatiques (éclairage I_r et température T) et de la charge R_{pv} du système PV. Autrement, chaque triplet (I_r, T, R_{pv}) définit un point de puissance maximale $(P_{MPP}, V_{MPP}, I_{MPP})$.

II Poursuite du point de puissance maximale - MPPT

Pour une position géographique donnée, l'éclairage et la température d'un PV subissent des changements dans le temps. Donc, le point de fonctionnement de puissance maximale varie dans le temps. Pour extraire la puissance maximale, il faut chercher les nouvelles valeurs de tension V_{MPP} ou de courant I_{MPP} qui donnent la nouvelle puissance maximale P_{MPP} . Pour cela, un mécanisme de suivi est nécessaire. Le mécanisme de suivi dans ce cas agit soit sur la tension ou sur le courant pour retrouver le point de fonctionnement de coordonnées $(P_{MPP}, V_{MPP}, I_{MPP})$ en agissant sur les paramètres d'un convertisseur DC-DC ou DC-AC. Cette technique est dénommée : Poursuite du point de puissance maximale (MPPT :Maximum Power Point Traking)[9],[10].

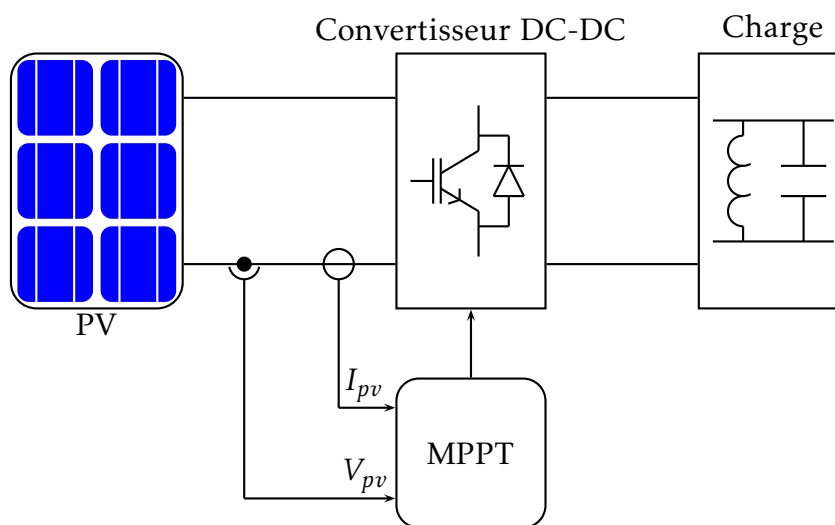


FIGURE 3.1 – Système PV autonome avec MPPT

Le système PV est non linéaire et il a des paramètres non constants. Donc, pour la com-

mande MPPT, Il faut envisager des contrôleurs non linéaires, insensibles aux variations des paramètres et aux perturbations.

La MPPT est un sujet d'actualité, plusieurs recherches sont faites et d'autre arrivent dans le futur [84], [85], [86]. Nous allons citer quelques techniques de la MPPT et nous allons détailler les commandes MPPT par la technique perturber et observer, le mode glissant et la logique floue.

II.1 La technique Hill Climbing

Elle cherche le point de puissance maximale au sommet de la courbe $P - V$. Son nom est inspiré de l'escalade d'une montagne. Elle perturbe le rapport cyclique d'un convertisseur dans le sens qui augmente la puissance [11], [87], [88].

II.2 La technique Incremental Conductance (IncCond)

Elle est basée sur le fait que la pente de la courbe $P(V)$ est nulle au point de puissance maximale (MPP). L'équation de la pente (de la courbe $P(V)$)[11], [89], [90]

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \simeq I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} \frac{dP}{dV} = 0 &\Leftrightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \text{ sur MPP} \\ \frac{dP}{dV} > 0 &\Leftrightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \text{ a gauche de MPP} \\ \frac{dP}{dV} < 0 &\Leftrightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \text{ a droite de MPP} \end{aligned} \quad (3.3)$$

La technique IncCond est basée sur la comparaison de $\frac{\Delta I}{\Delta V}$ et $-\frac{I}{V}$. Si le point de fonctionnement est situé à gauche du MPP, on augmente la tension et inversement.

Avantages de l'IncCond

- plus performante que la technique Hill Climbing dans le cas de changement des conditions climatiques
- atteint le point de puissance maximale sans oscillations

Inconvénients de l'IncCond

- plus complexe en implémentation comparée à la technique hill climbing

II.3 La technique Fractional Open Circuit Voltage

La technique "Fractional Open Circuit Voltage" résulte du fait que la tension du point de puissance maximale, V_{MPP} , est proportionnelle à la tension du circuit ouvert, V_{oc} [11],

[91],[92].

$$V_{MPP} \simeq K_{oc} \times V_{oc} \quad (3.4)$$

Avec K_{oc} est la constante de proportionnalité. Elle est comprise entre 0.71 et 0.78

L'avantage de cette commande est qu'elle est simple à programmer. Mais son inconvénient est qu'elle ne détermine le point de puissance maximale que par approximation.

II.4 La technique Fractional Short Circuit Current

Comme la méthode "Fractional Open Circuit Voltage", la technique "Fractional Short Circuit" est basée sur la relation de proportionnalité entre le courant du point de puissance maximale I_{MPP} et le courant de court circuit I_{cc} [11],[92]

$$I_{MPP} \simeq K_{oc} \times I_{cc} \quad (3.5)$$

Avec K_{oc} est une constante de proportionnalité. Elle est comprise entre 0.78 et 0.92

Cette commande a les mêmes avantages et inconvénients que la fractional open circuit voltage.

III La technique Perturber et Observer (P&O)

Perturber et observer (P&O : **P**erturb and **O**bserve) est la technique la plus utilisée pour la MPPT. Ceci revient du fait que le principe de la P&O est simple et c'est une technique aussi simple à implémenter. La P&O perturbe la tension et observe la puissance [25], [93], [94], [95], [96]. Comme le principe de la MPPT est de chercher le point de fonctionnement qui a la puissance maximale, la P&O perturbe la tension dans un sens aléatoire et observe si la puissance augmente. Si la perturbation de la tension, dans un sens donné, augmente la puissance, on continue à varier la tension dans le même sens, sinon, on inverse le sens de la perturbation. Autrement, l'objectif de la perturbation de la tension est d'augmenter la puissance. La P&O s'applique au système PV en suivant l'algorithme de la figure 3.2.

Pour expliquer l'algorithme de la commande P&O, on prend comme exemple la caractéristique de la puissance en fonction de la tension de la figure 3.3. La puissance maximale $P_{MPP} = 16.5W$ est donnée pour la tension $V_{MPP} = 18.5V$ (l'explication est valable pour d'autres types du panneau PV). Si, par exemple, G est le point de fonctionnement. Dans ce cas le point de fonctionnement se trouve à gauche du point de puissance maximale MPP et la

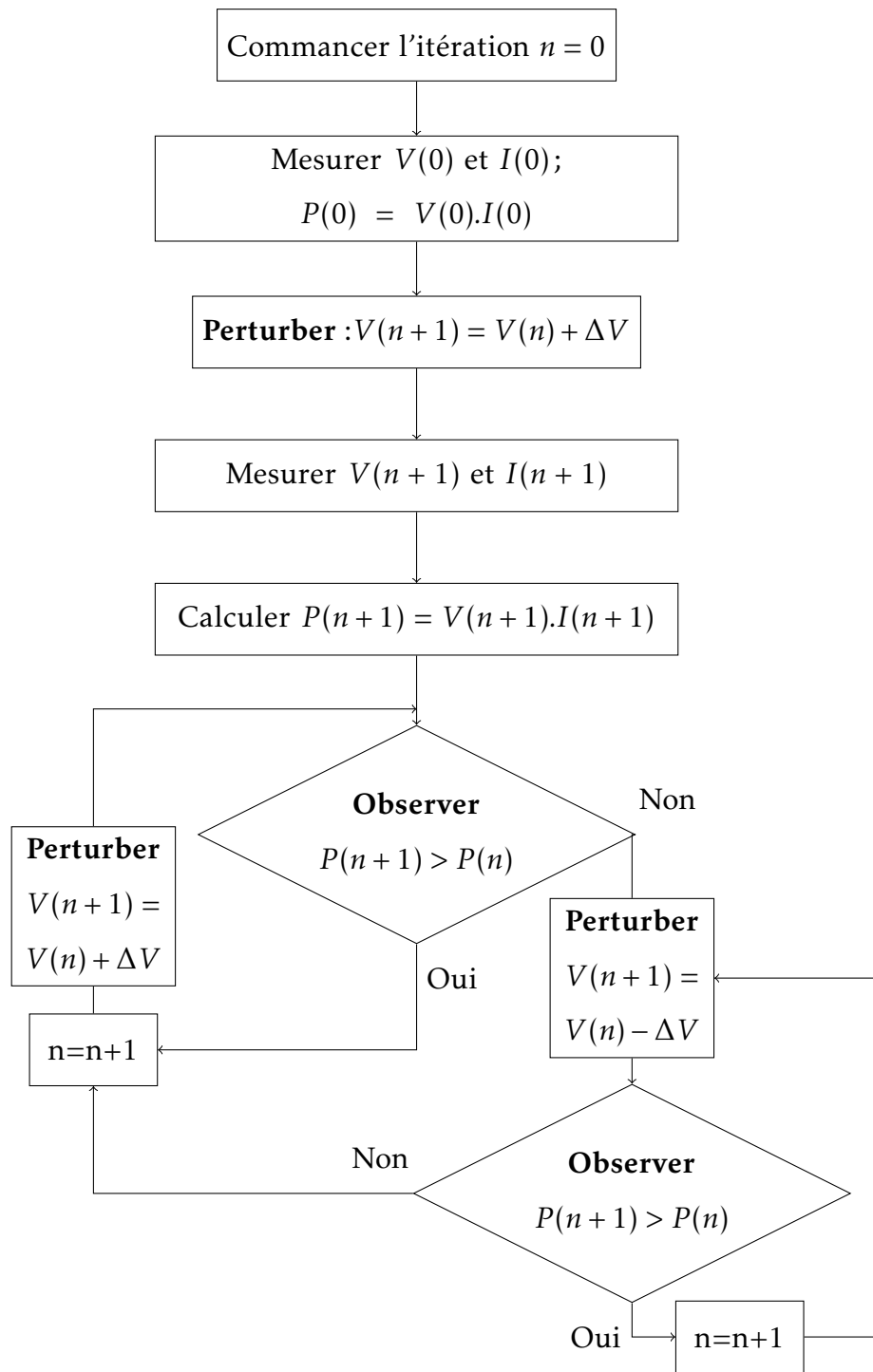


FIGURE 3.2 – Organigramme de la technique P&O

puissance est inférieure à la puissance maximale. Pour augmenter la puissance et atteindre le maximum, il faut déplacer le point G vers le point *MPP* pour cela, on doit augmenter la tension. La commande P&O doit poursuivre le point de puissance maximale sous la variation de l'éclairement, la température et la charge.

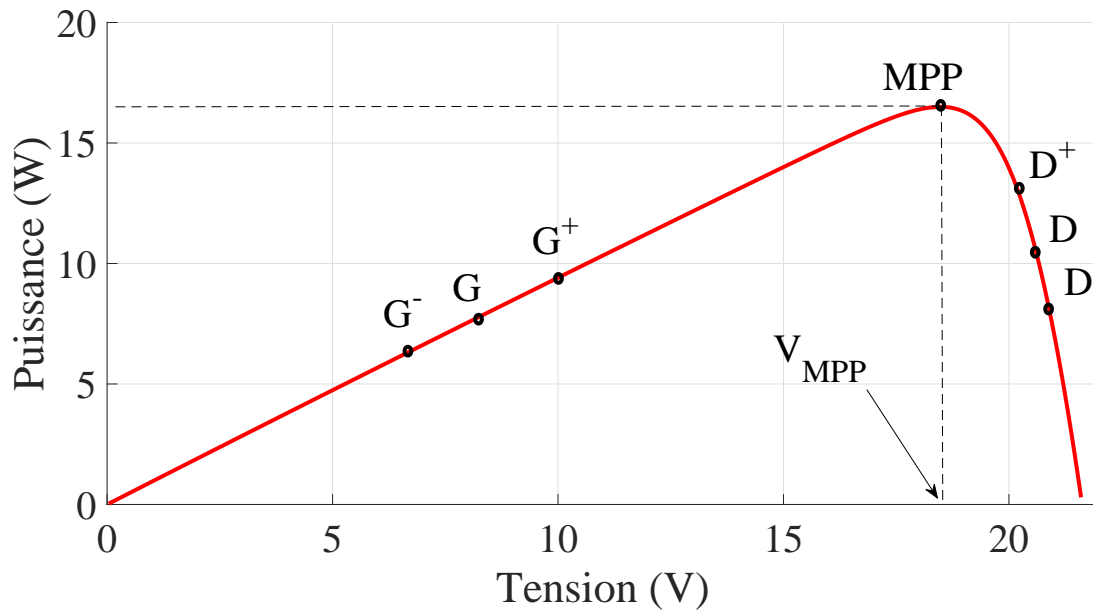


FIGURE 3.3 – Action de la commande P&O selon le point de fonctionnement

Donc, si la commande P&O perturbe la tension dans le sens croissant de la tension, le point de fonctionnement se déplace du point G vers le point G^+ . La puissance au point G^+ est supérieure à celle au point G ($P(G^+) > P(G)$). On s'approche donc du point MPP et la commande P&O continue l'augmentation de la tension. Si la perturbation de la commande P&O diminue la tension, le point G se déplace vers le point de puissance inférieure G^- . La P&O doit alors inverser le sens de perturbation.

Lorsque le point de fonctionnement se trouve à droite du point de puissance maximale, la perturbation de la tension par la commande P&O a aussi deux modes de fonctionnement. Si le point de fonctionnement est D et si la perturbation augmente la tension V_{pv} . Alors, le point de fonctionnement se déplace vers le point D^+ , par conséquent, la puissance diminue et on s'éloigne du point MPP . La P&O doit inverser la perturbation pour que la puissance augmente. Maintenant, si la perturbation diminue la tension, déplacement de D vers D^- de puissance supérieure, la P&O continue à agir sur la tension dans le même sens (diminution de tension).

La programmation de la P&O nécessite le choix du pas de perturbation. C'est-à-dire la variation de la tension ΔV à ajouter ou retrancher de la tension du point de fonctionnement V_{pv} . Un pas petit donne une précision élevée, mais la réponse du système devienne lente. Au contraire, pour un pas grand la réponse est rapide mais moins précise. La commande P&O

appliquée dans la poursuite du point de puissance maximale présente plusieurs avantages et quelques inconvénients :

Avantages de la P&O

- Structure de régulation simple.
- Nombre de paramètres mesurés réduit.
- Implémentation simple.

Inconvénients de la P&O

- Dépassement du point maximum optimal en cas de changement rapide des conditions atmosphériques.
- On ne peut pas améliorer la précision et la rapidité au même temps, la P&O est soit précise soit rapide.
- Oscillations autour du point de fonctionnement de puissance maximale.

III.1 Simulation du système PV avec MPPT par P&O

La simulation par Matlab/simulink permet de tester la validité et les performances du système PV avec MPPT. Dans cette simulation [25] et [24], nous avons modélisé le panneau PV par le circuit équivalent d'une diode, dont les paramètres sont donnés par le tableau 3.1. Nous avons programmé la commande Perturber et Observer pour l'appliquer à un convertisseur DC-DC abaisseur (Buck) alimentant une charge en courant DC. La figure 3.4 représente le modèle de la chaîne de conversion (PV, Convertisseur DC-DC buck, MPPT et charge).

T	$25^{\circ}C$
I_r	$1000W/m^2$
I_{cc}	$1.31A$
V_{pmax}	$17V$
I_{pmax}	$1.18A$
P_{max}	$20W$
R_s	0.4Ω
R_p	$10k\Omega$

TABLE 3.1 – Paramètres du circuit équivalent du panneau PV avec une diode

La commande MPPT par la P&O est donnée par la figure 3.5

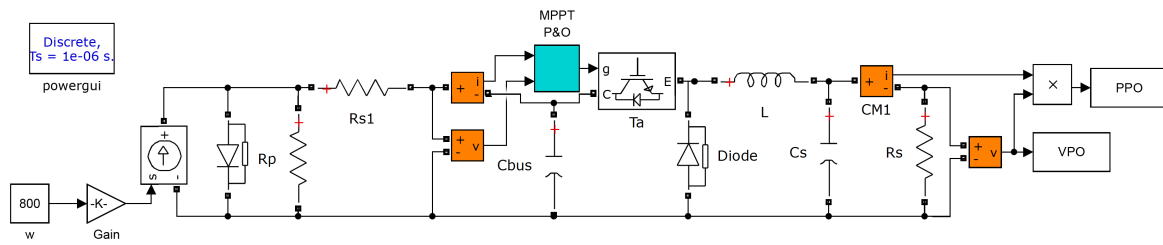


FIGURE 3.4 – Modèle par Matlab/Simulink de la chaîne de conversion d’un système photovoltaïque autonome

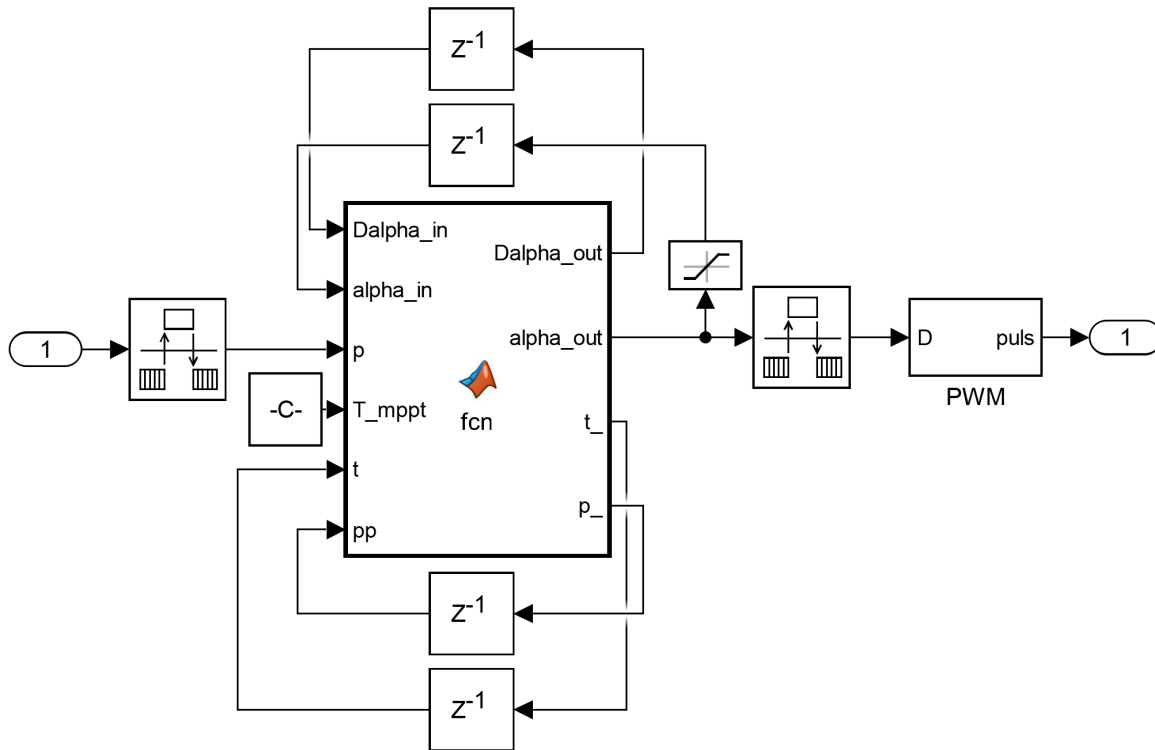


FIGURE 3.5 – Modèle sous Matlab/Simulink de la technique P&O

III.2 Effet du pas de perturbation

Le pas de perturbation de la tension est un facteur important de la P&O. Son choix permet d’améliorer la commande dans le sens souhaité. Avec un pas grand, la P&O atteint la puissance souhaitée rapidement. Avec un pas petit, elle permet d’atteindre la puissance maximale avec une bonne précision. Donc, nous devons trouver le pas optimal qui répond à nos objectifs.

Pour mettre en évidence l’influence du pas de perturbation, on va prendre deux valeurs du pas. Le résultat de cette simulation est représenté dans la figure 3.6. Cette figure donne

la réponse du système PV avec la commande P&O, dans les conditions suivantes : $T = 25^{\circ}\text{C}$ et $I_r = 800\text{W}/\text{m}^2$. Dans ces conditions, la puissance maximale du PV est $P_{max} = 16.5\text{W}$.

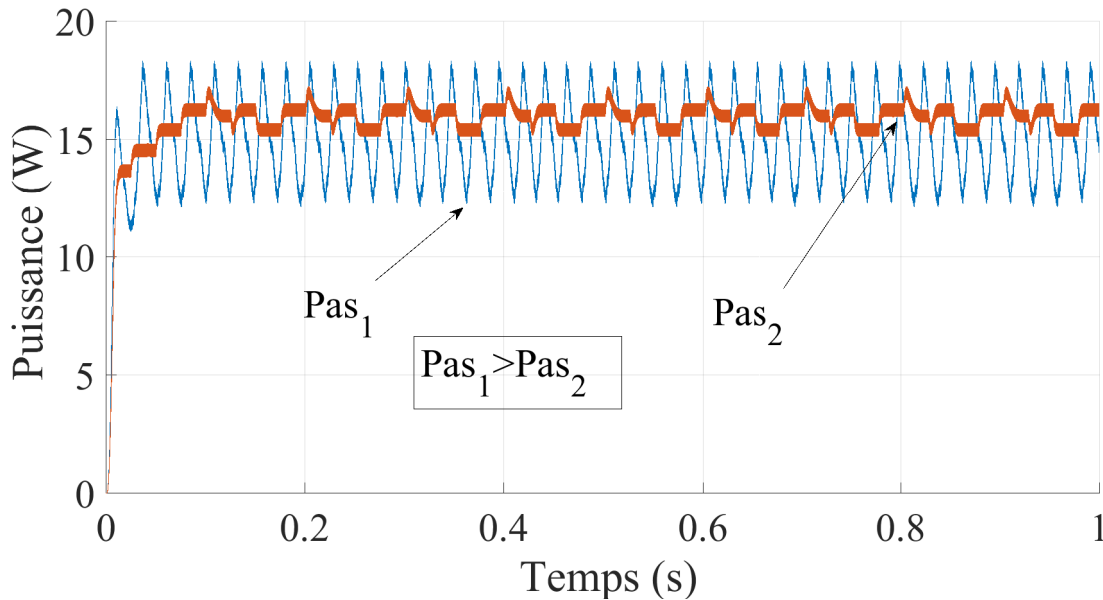


FIGURE 3.6 – Réponse du système commandé avec MPPT par P&O - Effet du pas de perturbation

Nous avons travaillé avec une fréquence d'échantillonnage, pour mesurer les entrées et les sorties, égale à $T_s = 10^{-6}\text{Hz}$ et la fréquence d'échantillonnage, pour calculer la commande égale à $T_c = 10^{-4}\text{Hz}$. C'est à dire que la commande est appliquée sur la moyenne de 100 mesures. La commande est appliquée sur un panneau photovoltaïque de faible puissance mais le résultat reste valable aussi pour une grande puissance.

III.3 Analyse et interprétation des résultats

La courbe bleu, de la figure 3.6, représente la réponse avec un grand pas (Pas_1). Nous avons trouvé une valeur, de la réponse crête à crête, comprise entre 12.11W et 18.32W . Donc, la puissance maximale désirée $P_{max} = 16.5\text{W}$ est atteinte avec une précision de $\varepsilon_1 = 26,5\%$ et un temps de réponse $t_{r1} = 29,5\text{ms}$.

Nous avons diminué le pas de perturbation ($Pas_2 < Pas_1$). La réponse avec ce petit pas est donnée par la courbe rouge de la figure 3.6. Dans ce cas, la valeur crête à crête est comprise entre 15.11W et 18.22W . Ces valeurs nous permettent de calculer la précision relative à la puissance maximale désirée $P_{max} = 16.5\text{W}$. On trouve, une précision égale à $\varepsilon_2 = 10\%$ et un

temps de réponse égale à $t_{r2} = 53ms$.

D'une part, cette simulation valide la commande théorique, la modélisation du générateur PV et celle du convertisseur DC-DC. D'autre part, elle montre l'effet du pas de perturbation de la commande P&O. La simulation 1 de pas grand est plus rapide que celle avec un pas petit $t_{r1} < t_{r2}$. Tandis que, la simulation 2 de pas petit est plus précise que la simulation 1 $\varepsilon_2 < \varepsilon_1$.

Alors, la commande MPPT par la technique P&O est plus rapide avec un pas grand et plus précise avec un pas petit. L'expérimentateur doit donc choisir le pas optimal qui répond à son cahier de charges (temps de réponse et précision). Dans les deux simulations, la réponse n'atteint jamais la puissance maximale, mais elle oscille autour d'elle. C'est un inconvénient de la P&O.

Les fluctuations dans la puissance diminuent la durée des charges. Par la commande du système PV nous cherchons à minimiser ces fluctuations. Dans notre étude comparative, avec les commandes que nous étudierons dans la suite, nous avons éliminé les réponses dont la précision est supérieure à 10%. Pour cela, nous avons choisi le pas qui donne une précision de 10%. Donc, notre pas optimal est Pas_2 . Dans ce cas, le temps de réponse est $t_{r2} = 53ms$. La réponse avec ce pas optimal est donnée par la figure 3.7 :

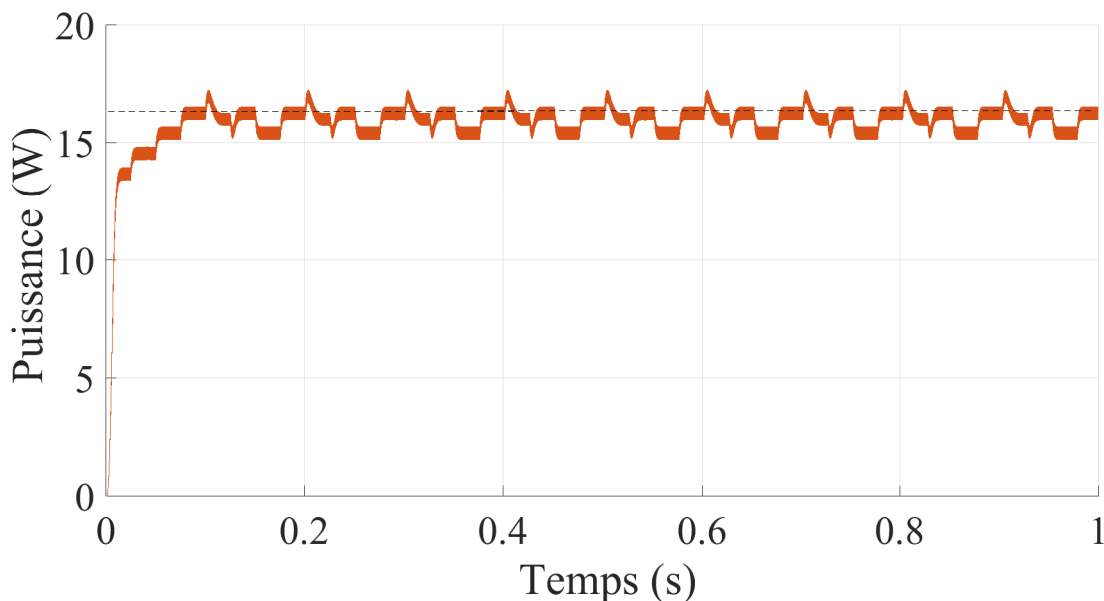


FIGURE 3.7 – Réponse du système avec MPPT par P&O

L'avantage de la commande P&O est qu'elle ne nécessite aucune connaissance sur le

modèle du système, car elle perturbe le système et prévoit l'action en mesurant sa réponse. La commande perturber et observer est actuellement la commande la plus utilisée dans les installations solaires photovoltaïques qui existent dans le marché industriel. Car elle est simple à implémenter et facile à programmer. La commande P&O oscille autour du point de puissance maximale et ne l'atteint pas. Le choix du pas de perturbation, dans la commande P&O, permet de favoriser soit la rapidité soit la précision de la commande. Un pas grand donne une réponse rapide mais moins précise et inversement.

IV Commande de la chaîne de conversion du système PV

L'énergie solaire à effet photovoltaïque est une source de courant continu, active sous rayonnement et ne fonctionne pas obligatoirement au point de puissance maximale. Pour alimenter des charges à courant continu, nous avons utilisé des convertisseur DC-DC qui contrôle la tension du PV sous les changements des conditions climatiques. Pour alimenter une charge en courant alternative nous avons gardé le PV et le convertisseur DC-DC et nous avons ajouté un convertisseur DC-AC. Donc, la charge est alimentée par un courant AC. Dans ce cas le convertisseur DC-AC sert à convertir la tension *DC* en *AC* avec la fréquence et l'amplitude désirées. La commande MPPT est appliquée sur le convertisseur DC-DC. Un filtre est utilisé entre l'onduleur et la charge pour éliminer les harmoniques indésirables produits par la commande du convertisseur DC-AC [26], [27].

IV.1 Contrôle du convertisseur DC-DC

L'objectif de contrôle du convertisseur DC-DC est d'extraire la puissance maximale du panneau PV. Nous avons utilisé la commande par la technique P&O présentée avant. L'algorithme de la commande P&O est le même, en *DC* ou en *AC*. Il est donné par l'organigramme de la figure 3.2.

IV.2 Contrôle du convertisseur DC-AC

La tension de sortie du convertisseur DC-DC est continue et le convertisseur DC-AC permet de convertir cette tension *DC* en *AC*. Le contrôle du convertisseur DC-AC ajuste l'amplitude et la fréquence de la tension générée. Plusieurs méthodes existent pour commander les interrupteurs de l'onduleur. Nous avons utilisé la commande MLI Sinusoïdale. Cette méthode consiste à comparer une tension triphasée (modulant) à un signal triangulaire comme illustre la figure 3.8.

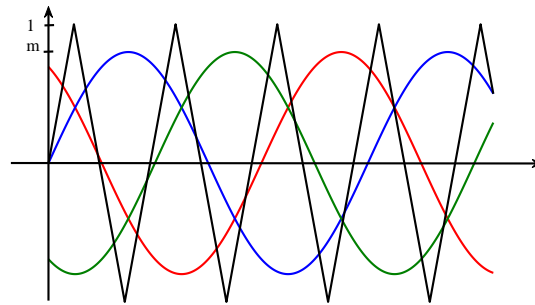


FIGURE 3.8 – Principe de la MLI sinusoidale triphasée

Le signal généré par la MLI sinusoidale est illustré par la figure 3.9. Cette figure donne les commandes ($S1$ et $S2$) des deux interrupteurs d'un convertisseur DC-AC monophasé, elles sont calculées par une comparaison entre le signal sinusoidale de référence et le signal triangulaire. Pour trouver la commande des trois bras d'un convertisseur DC-AC triphasé il suffit de comparer les trois signaux triphasés par le signal carré.

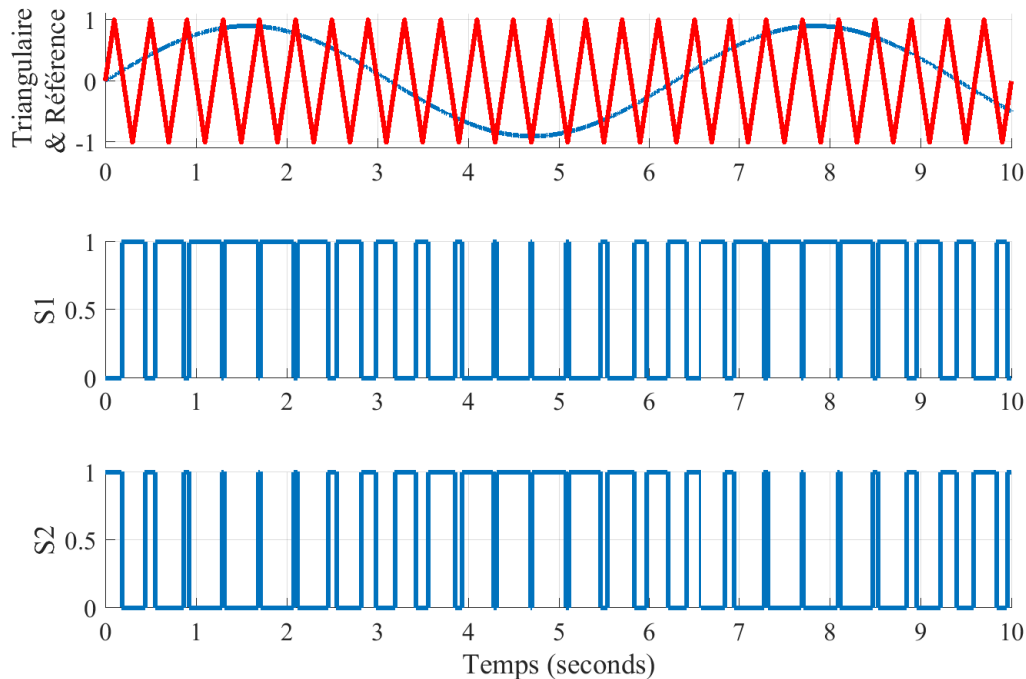


FIGURE 3.9 – Commande MLI sinusoidale monophasée

Le signal triphasé représente la consigne de sortie du convertisseur DC-AC. Il nous permet de régler la fréquence et la tension de sortie. Cette modulation est caractérisée par deux

taux :

- Le taux de modulation $m = \frac{M}{M_T}$: le rapport des amplitudes, du modulant et du triangulaire.
- Le taux de fréquence $m_f = \frac{f_M}{f_T}$: le rapport des fréquences, du modulant et du triangulaire.

L'amplitude des tensions simples de sortie est $V_{ph} = \frac{m}{2} V_{dc}$ pour chaque phase avec $m \leq 1$. L'amplitude des tensions composées entre deux lignes est :

$$v_c = \frac{m\sqrt{3}}{2} V_{dc} \quad (3.6)$$

Cette relation montre qu'on peut contrôler l'amplitude de la tension de sortie en contrôlant le taux de modulation m . Le spectre de la tension de sortie contient la fréquence du modulant (la fondamentale) et d'autres hautes fréquences. Par un filtre passe bas, on peut filtrer la fondamentale. Alors, régler la fréquence du modulant revient à régler celle de sortie. Donc, on choisit le signal modulant qui permet à l'onduleur de générer la tension désirée.

IV.3 Filtrage des harmoniques du convertisseur DC-AC

La tension de sortie est carrée de fréquence variable. Elle est formée par un spectre dispersé sur une large gamme de fréquences. La richesse du spectre est due à la comparaison des tensions modulant, de fréquence f_M , et triangulaire, de fréquence f_T . Par la MLI sinusoidale (SPWM), le spectre a la forme de la figure 3.10 avec des taux $m = 0.9$, $m_f = 15$. Le spectre contient des harmoniques au voisinage des multiples de la fondamentale. Les harmoniques apparents ont des fréquences réduites sous la forme : $j m_f \mp k$. Si j est impaire, k est paire et inversement. Ce spectre montre que le filtrage devient aisé si le taux en fréquence est grand. Un filtre LC permet le filtrage de l'harmonique fondamental.

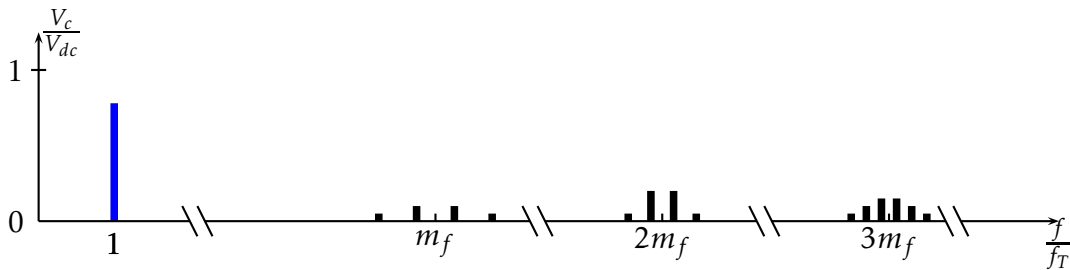


FIGURE 3.10 – Spectre de la tension composée

Dimensionnement du Filtre LC

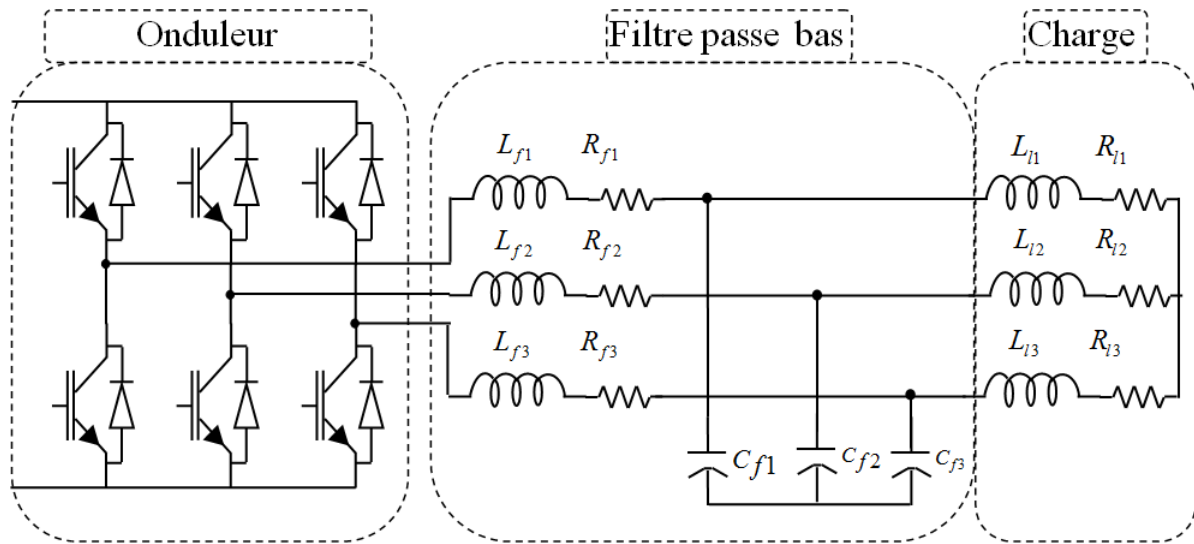


FIGURE 3.11 – Circuit électrique du convertisseur DC-AC, du filtre et de la charge triphasée

Un filtre LC passif comprend une inductance L et un condensateur C placés sur la sortie de l'onduleur. En négligeant les résistances internes des bobines, la fonction de transfert du filtre est :

$$\frac{V_{charge}}{V_{Onduleur}} = \frac{1}{1 - LC\omega^2} \quad (3.7)$$

La fréquence de résonance du filtre est :

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (3.8)$$

Sa fréquence de coupure est fixée à une valeur inférieure à la fréquence de commutation de l'onduleur. La fonctionnalité du condensateur dans le filtre est de fournir un chemin à faible résistance pour les grands harmoniques. La taille de la capacité a un impact majeur sur le volume global du filtre. L'équation utilisée pour déterminer la valeur de capacité du filtre est [97] :

$$C = \frac{rP}{2\pi f V_{charge}^2} \quad (3.9)$$

où r représente un facteur d'absorption de puissance réactive du filtre, généralement choisi entre 0,01 et 0,05, V_{charge} et P représentent la tension et la puissance nominales. f est la fréquence de sortie. Une bonne valeur de C est choisi pour maintenir un meilleur facteur de puissance à la fréquence fondamentale. Avec la valeur C obtenue et la connaissance de la fréquence de résonance, la valeur de l'inductance est obtenue à partir de la fonction de transfert du filtre. Comme la bobine est volumineuse pour les grandes valeurs de l'inductance,

elle est souvent maintenue à une valeur basse. Cependant, si la qualité du signal de sortie est affectée, la valeur r , peut être reconsidérée (dans les limites) pour obtenir une nouvelle valeur d'inductance. Afin de surmonter la dynamique instable produite par les composants réactifs du filtre, une résistance est généralement placée en série avec la bobine ou le condensateur de filtrage. R représente la résistance d'amortissement dans la structure du filtre. Avec R , la fonction de transfert du filtre devienne :

$$\frac{V_{charge}}{V_{Onduleur}} = \frac{1 + CR}{1 - LC\omega^2 + j\omega RC} \quad (3.10)$$

La résistance R est choisi en fonction du facteur de qualité Q donné par :

$$Q = \frac{1}{R} \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (3.11)$$

Q détermine la qualité des oscillations. La valeur de R peut être obtenue en sélectionnant une valeur appropriée du facteur de qualité dans la gamme de 0,5 à 30.

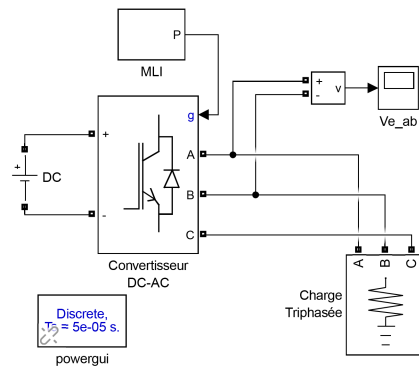
IV.4 Comparaison par simulation de quelques filtres passifs

Lorsque nous commandons un convertisseur DC-AC par la commande MLI, nous obtenons une tension en sortie riche en harmoniques. Comme les harmoniques sont indésirables sauf le fondamental, nous utilisons un filtre pour filtrer l'harmonique fondamental. Nous allons simuler un convertisseur DC-AC qui convertit la tension d'une source DC en une tension AC aux bornes d'une charge R , pour comparer trois types de filtres passifs L , LC et LCL . La figure 3.12 donne le circuit d'un convertisseur DC-AC sans filtrage, la tension aux bornes de la charge et l'analyse de Fourier de cette tension. La source d'entrée est une tension DC de valeur $U_{dc} = 100V$, nous constatons que la tension aux bornes de la charge a un taux de distorsion très grand $THD = 86,72$, nous allons minimiser ce taux par un filtre.

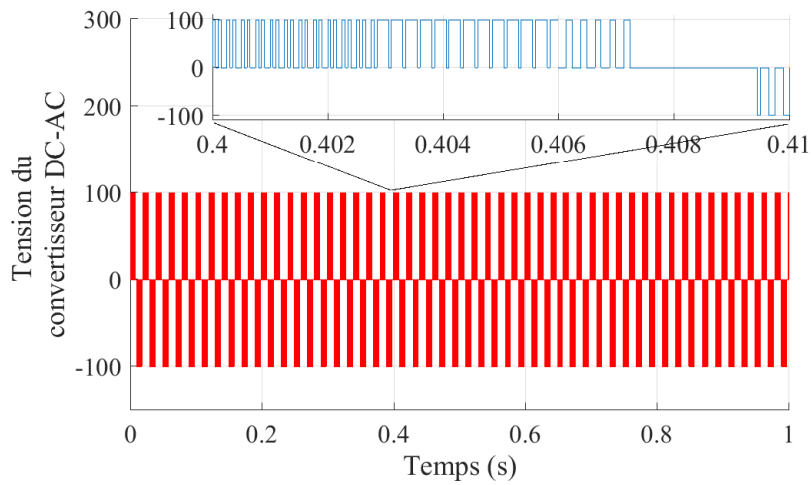
IV.4.1 Effet du filtre L

Considérons la chaîne de conversion donnée par la figure 3.13a. Dans laquelle, une source DC alimente une charge triphasée en courant AC en utilisant un convertisseur DC-AC et un filtre L . La figure 3.13b représente le diagramme de Bode du filtre L , avec la résistance R , dont la fonction de transfert est donnée par l'équation 3.12.

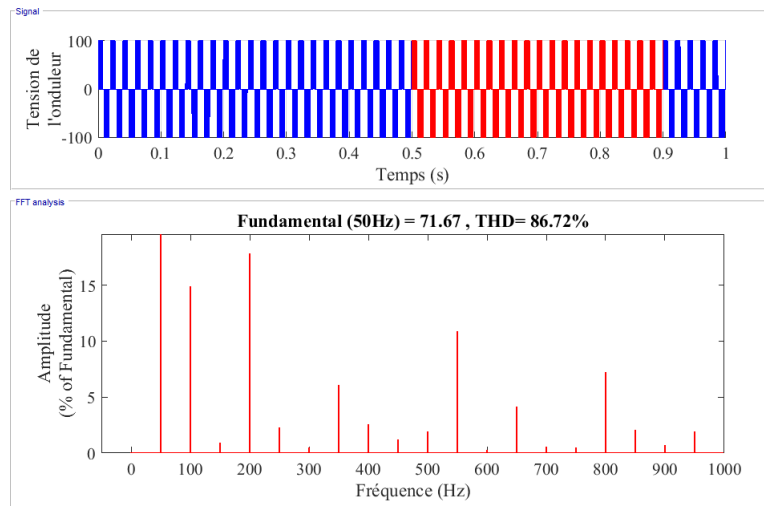
$$H = \frac{U_s}{U_e} = \frac{R}{R + jL\omega} \quad (3.12)$$



(a) Convertisseur DC-AC



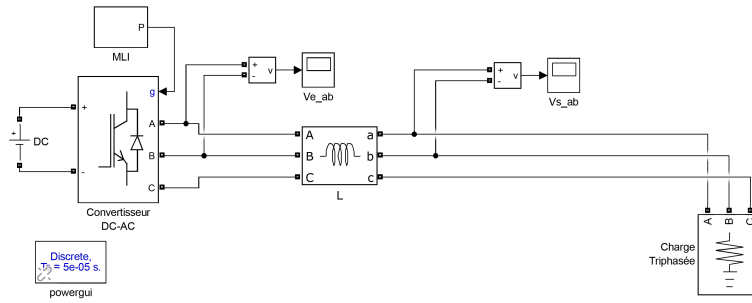
(b) La tension de sortie du convertisseur DC-AC



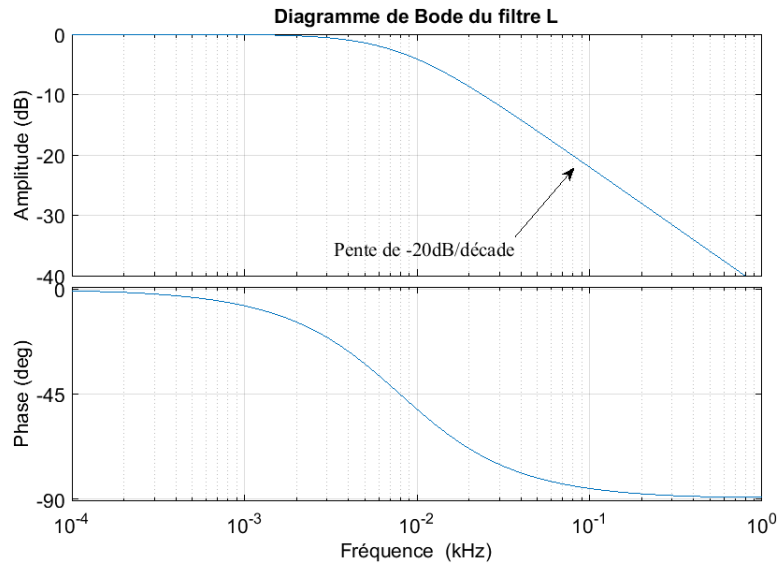
(c) Analyse de Fourier de la tension de sortie du convertisseur DC-AC

FIGURE 3.12 – Conversion DC-AC

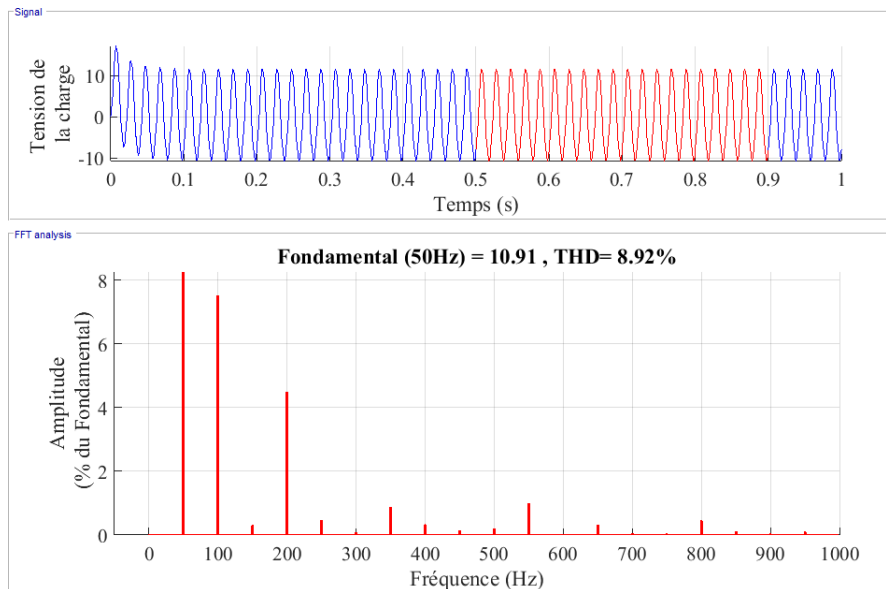
Avec U_e : la tension à la sortie du convertisseur DC-AC et U_s la tension aux bornes de la charge R . La fonction de transfert est calculée pour une ligne monophasée.



(a) Filtrage par L des harmoniques de la tension du convertisseur DC-AC



(b) Diagramme de Bode d'un filtre L



(c) Analyse de Fourier après le filtre L

FIGURE 3.13 – Filtrage des harmoniques d'un convertisseur DC-AC par le filtre L

Le gain du filtre a une pente de $-20dB/decade$ qui permet d'atténuer les hautes fréquences, l'analyse de Fourier après le filtrage montre que le filtre L a diminué le taux de distorsion à $THD_L = 8.92\%$. Nous allons améliorer le filtre L en ajoutant une capacité parallèle à la charge, cette capacité augmente la pente du filtre en valeur absolue.

IV.4.2 Effet du filtre LC

Nous avons simulé la chaîne de conversion précédente, en remplaçant le filtre L par LC , présentée par la figure 3.14a.

En utilisant un pont diviseur de tension, la tension de sortie U_s aux bornes de $Z = R//C$ est donnée par :

$$U_s = \frac{Z}{Z + jL\omega} U_e \quad (3.13)$$

avec U_s la tension d'entrée du filtre et $Z = R//C$ est l'impédance équivalente de la capacité en parallèle avec la charge R telle que :

$$Z = \frac{R}{1 + jRC\omega} \quad (3.14)$$

Nous déduisons donc la fonction du transfert du filtre LC donnée par l'équation 3.15.

$$H = \frac{U_s}{U_e} = \frac{R}{R + jL\omega - RLC\omega^2} \quad (3.15)$$

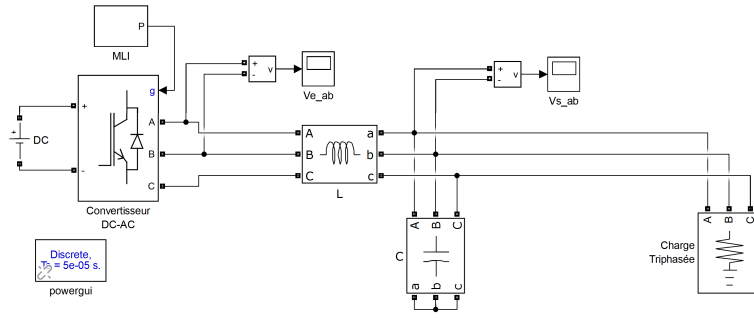
Le diagramme de Bode du filtre LC est donné par la figure 3.14b. Par la comparaison des deux analyses par FFT, nous constatons que le filtre LC a réduit de plus le THD à la valeur $THD_{LC} = 2.50\%$. Donc, le filtre LC donne un signal de sortie avec une forte atténuation des harmoniques, comparé au filtre L . La performance du filtre est due à la pente du gain dans le diagramme de Bode qui est de $-40dB/dec$ pour le filtre LC et de $-20dB/dec$ pour le filtre L . Tant que la pente est grande en valeur absolue tant qu'il y a élimination de plus des harmoniques indésirables sans atténuation du fondamental.

Nous pouvons améliorer le filtre en passant à un ordre supérieur.

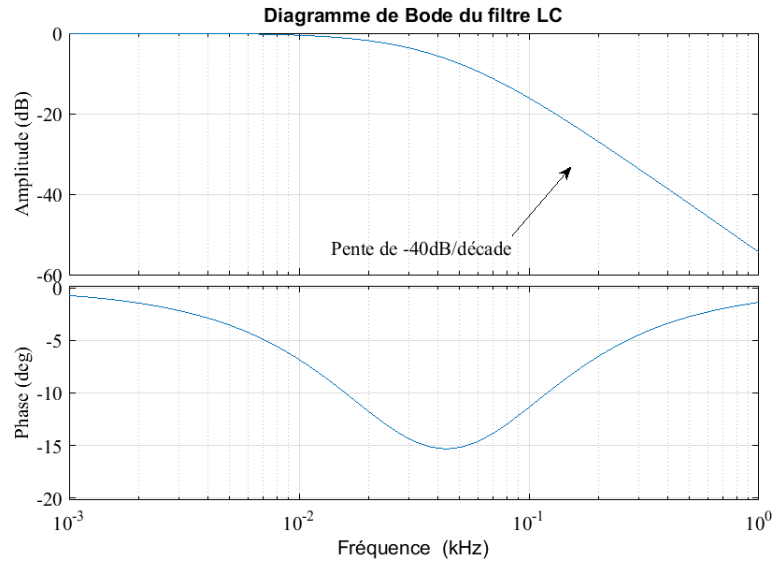
IV.4.3 Effet du filtre LCL

Nous avons ajouté au filtre L_1C précédent une bobine L_2 comme illustre la figure 3.15a. Soit Z l'impédance équivalente de Z_C parallèle à $R + Z_{L_2}$, pour une ligne monophasée, donc :

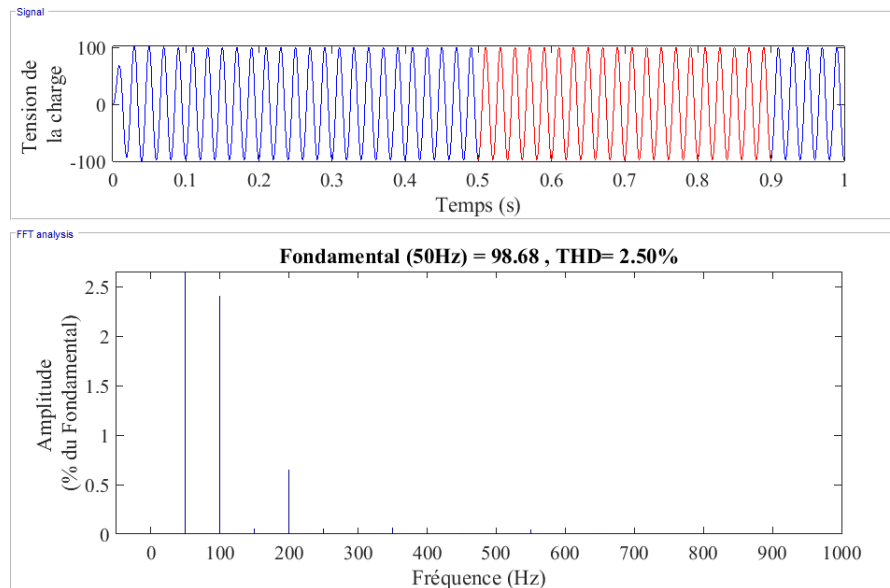
$$Z = \frac{(R + Z_{L_2})Z_C}{R + Z_{L_2} + Z_C} = \frac{R + jL\omega}{1 + jRC\omega - LC\omega^2} \quad (3.16)$$



(a) Filtrage par LC des harmonique de la tension du convertisseur DC-AC

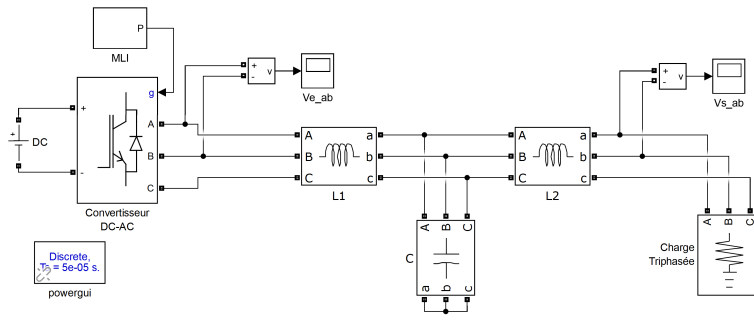


(b) Diagramme de Bode d'un filtre LC

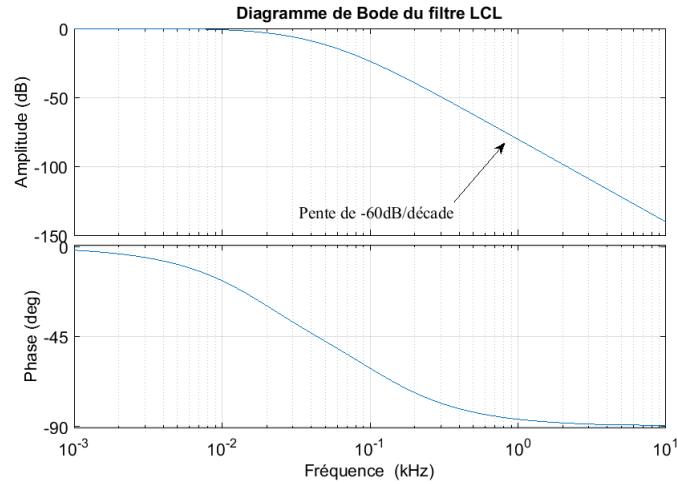


(c) Analyse de Fourier après le filtre LC

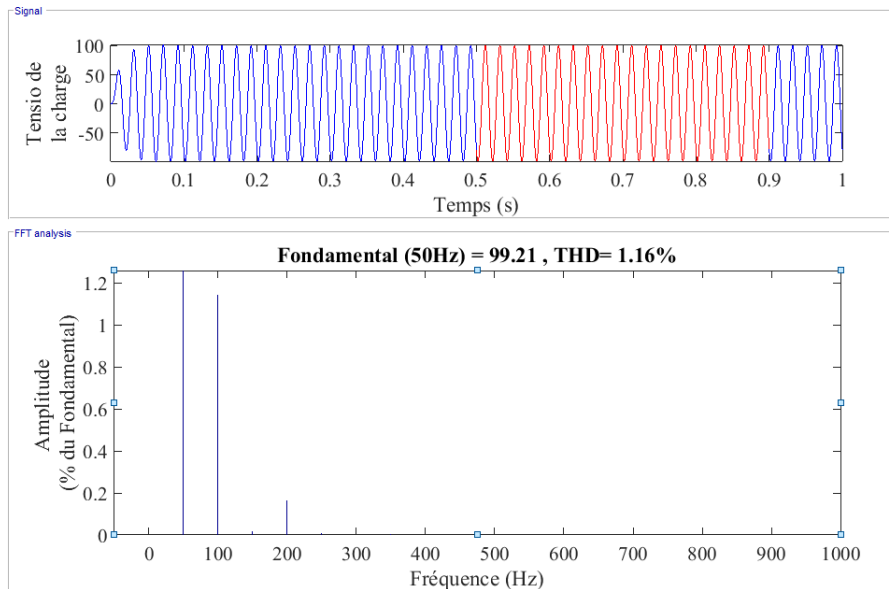
FIGURE 3.14 – Filtrage des harmoniques d'un convertisseur DC-AC par le filtre LC



(a) Filtrage par LCL des harmonique de la tension du convertisseur DC-AC



(b) Diagramme de Bode d'un filtre LCL



(c) Analyse de Fourier après le filtre LCL

FIGURE 3.15 – Filtrage des harmoniques d'un convertisseur DC-AC par le filtre LCL

Soient U_e la tension de l'entrée du filtre, U_s sa tension de sortie et U_c la tension aux bornes de la capacité. Par des ponts diviseurs de tension nous trouvons que :

$$U_s = \frac{R}{R + jL\omega} U_c \quad (3.17)$$

et

$$U_c = \frac{Z}{Z + jL\omega} U_e \quad (3.18)$$

Nous déduisons donc, la fonction du transfert du filtre LCL pour une ligne, donnée par l'équation 3.19.

$$H = \frac{U_s}{U_e} = \frac{R}{R + j2L\omega - RLC\omega^2 - jL^2C\omega^3} \quad (3.19)$$

Le diagramme de Bode de cette fonction de transfert donné par la figure 3.15b, présente une pente de $-60db/decade$ en hautes fréquences. L'analyse par FFT du signal filtré par LCL est donné par la figure 3.15c. Cette analyse montre que nous avons minimisé de plus le taux de distorsion à la valeur $THD_{LCL} = 1.16\%$. Le filtre LCL est un filtre très sélectif pour les basses fréquences.

Par comparaison des trois filtres cités précédemment, nous concluons que les filtres LC et LCL donnent un signal proche d'un signal sinusoïdal pur. La qualité du filtrage est due à la pente en haute fréquences dans le diagramme de Bode, tant que la pente du gain est grande en valeur absolue tant que le filtre est très sélectif pour les petits harmoniques. La comparaison des trois pentes est illustrée par la figure 3.16.

IV.5 Simulation du système PV avec les deux étages de conversion

Nous présenterons la simulation sous Matlab/Simulink du système PV. Le convertisseur DC-DC commandé alimente une charge triphasée à effets inductif et résistif. La sortie de l'onduleur contient la fréquence désirée plus d'autres fréquences indésirables qui sont éliminées par le filtre L/C . Nous avons appliqué la commande MPPT par la technique Perturber et observer. La figure 3.17 donne le modèle de cette simulation : PV $\mapsto C_{link}$ \mapsto Convertisseur DC-DC avec MPPT \mapsto Convertisseur DC-AC avec MLI \mapsto Filtre L/C \mapsto Charge triphasée. La commande poursuit la puissance maximale du panneau photovoltaïque sous deux échelons d'éclairement : le premier de 0 à $1000W/m^2$ et le deuxième de 1000 à $200W/m^2$. La fréquence d'échantillonnage est $T_s = 10^{-6}Hz$ et la fréquence de contrôle est

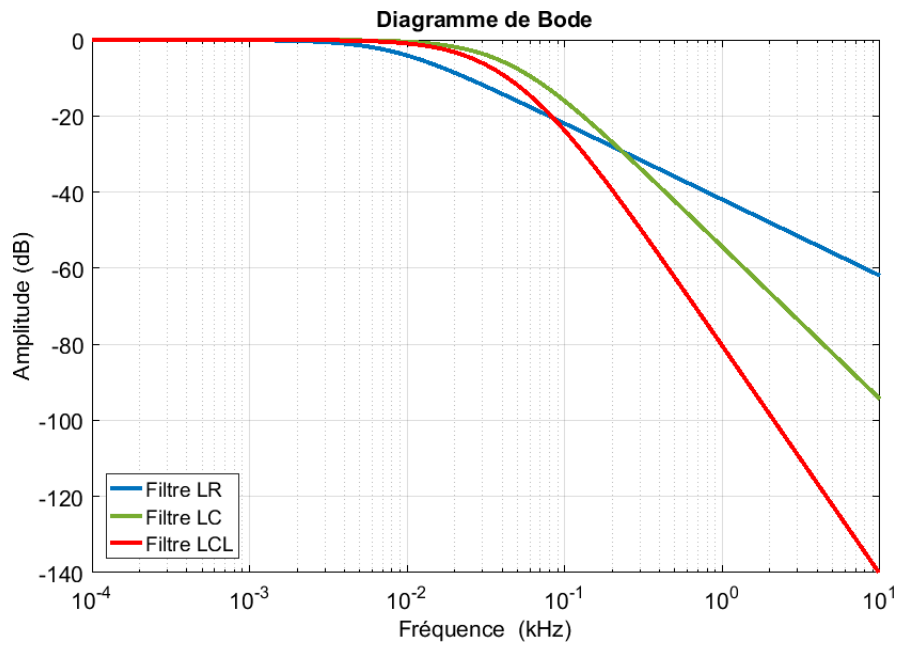


FIGURE 3.16 – Gains du diagramme de Bode pour les filtres L , LC et LCL

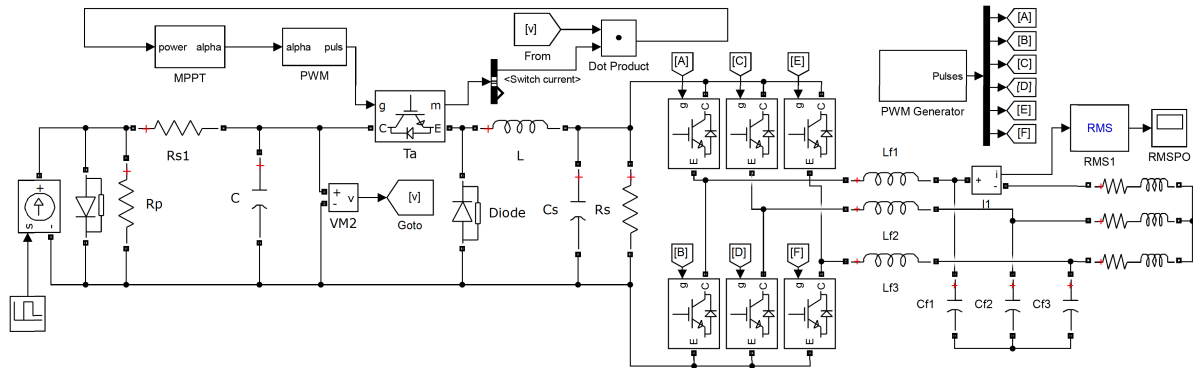


FIGURE 3.17 – Modèle de la chaîne de conversion PV alimentant une charge triphasée

$100 * T_s$. Les paramètres du panneau photovoltaïque sont donnés par le tableau 3.1. Le courant de la charge est représenté par la figure 3.18.

IV.6 Analyse et interprétation des résultats

Par une étude quantitative, nous allons analyser le courant de sortie, après le convertisseur DC - AC.

Les courbes données par la figure 3.19 donnent le spectre du courant pour les deux échelons. Ces courbes sont calculées par l'analyse de Fourier sous Matlab (FFT analysis). Le FFT donne l'harmonique fondamental, son amplitude, le pourcentage des autres amplitudes

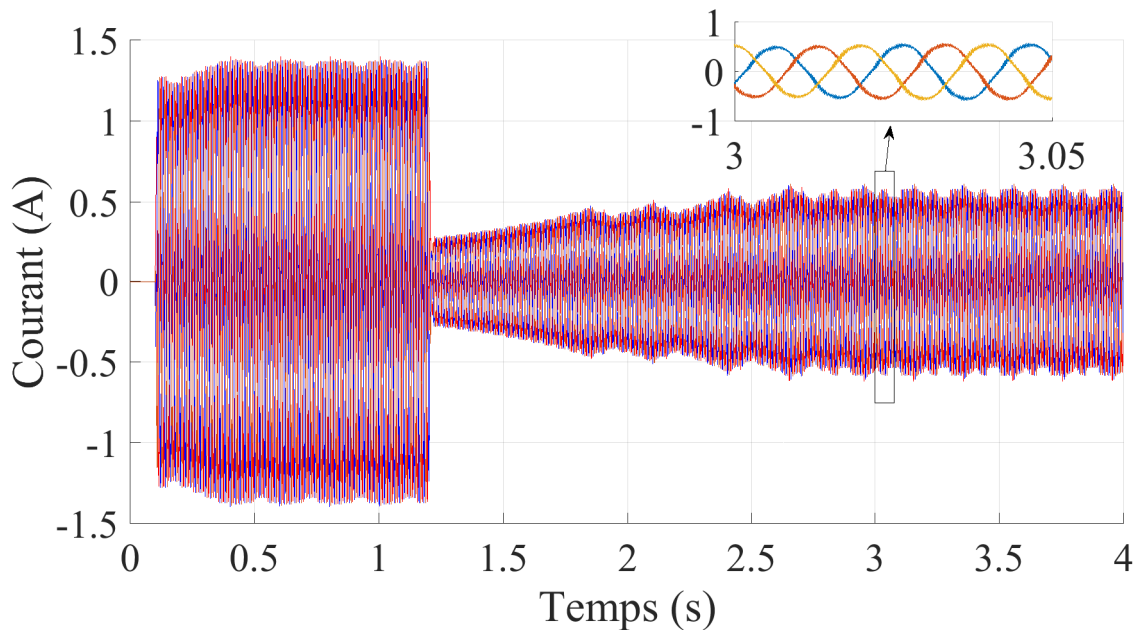


FIGURE 3.18 – Le courant triphasé dans la charge avec la technique P&O

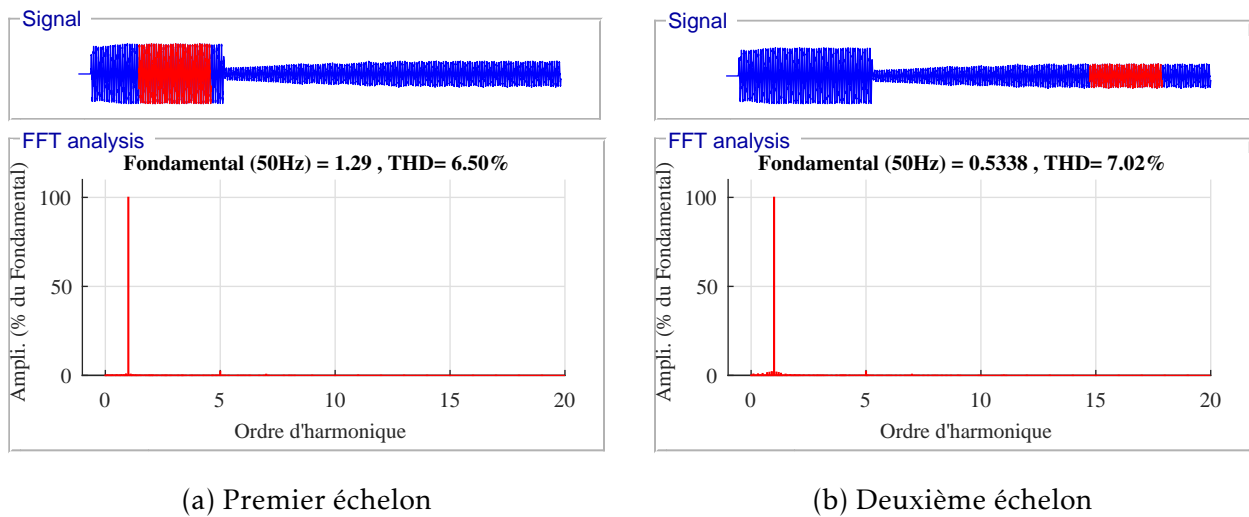


FIGURE 3.19 – Analyse de Fourier de la sortie avec la technique P&O

par rapport au fondamental et le THD (Taux de distorsion harmonique) définit par :

$$THD = \frac{RMS \text{ de tout les harmoniques}}{RMS \text{ du harmonique fondamental}} \quad (3.20)$$

Le THD mesure la déformation d'un signal par rapport à un signal sinusoïdal. Pour une sinusoïde parfaite, le THD est nul. Pour la P&O, le FFT donne un $THD_{PO1} = 6,50\%$ pour le premier échelon et un $THD_{PO2} = 7,02\%$ pour le deuxième échelon. Ainsi, les fluctuations du courant triphasé sont faibles par la technique P&O, sous les deux échelons.

V Conclusion

Nous avons consacré ce chapitre à la poursuite de la puissance maximale. Le panneau photovoltaïque génère une puissance maximale lorsqu'il est exposé à un éclairage maximal, sa température est faible et le point de fonctionnement correspond au point de puissance maximale. Pour cela, nous avons présenté les techniques usuelles pour la MPPT et nous avons étudié quantitativement la technique P&O et nous avons trouvé que la technique P&O ne nécessite aucune connaissance du modèle mathématique du système ce qui rend cette commande facile dans l'implémentation, mais la réponse est soit rapide soit précise de plus, elle oscille autour du point de puissance maximale. Ensuite, par deux étages de conversion, nous avons exploité le générateur PV comme une source de courant alternatif en utilisant un convertisseur DC-AC en cascade avec le convertisseur DC-DC. Dans les chapitres suivants nous allons chercher d'autres commandes pour d'améliorer le rendement du système PV.

4) COMMANDE DE LA CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE PAR LE MODE GLISSANT

Introduction

Le mode glissant est un contrôleur non linéaire très puissant. Il permet d'atteindre une consigne souhaitée en déterminant une surface de glissement et une loi de commande basée sur la condition de convergence vers le point d'équilibre. Le principe de contrôle par mode de glissement est inspiré de l'élevage des animaux. Lorsque l'éleveur guide son animal au foyer en suivant une trajectoire donnée, il guide l'animal du champ vers la trajectoire et avec son bâton l'éleveur garde son animal sur la trajectoire jusqu'au foyer. Dans ce chapitre nous allons appliquer cette commande pour extraire la puissance maximale du système PV.

I Commande par le mode glissant

Le mode glissant agit selon deux étapes :

- **Mode de convergence** : apporter le système à une surface de glissement.
- **Mode de glissement** : faire converger le système vers le point d'équilibre souhaité sur la surface de glissement

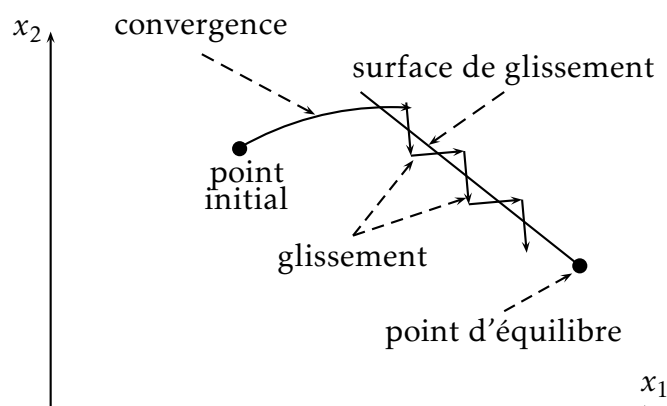


FIGURE 4.1 – Action de la commande par mode glissant

Le mode glissant est robuste contre les perturbations externes, les incertitudes et les variations des paramètres, mais il a un inconvénient provoqué par la partie discontinue donnant ce qu'on appelle le phénomène de réticence (Chattering en anglais).

Soit un système décrit par l'équation différentielle suivante :

$$x^{(n)} = f(x, t) + g(x, t)u \quad (4.1)$$

Avec x l'état du système ; u l'entrée ; f et g deux fonction non linéaires avec g positive.

Soit x_d la consigne désirée et e l'erreur de poursuite définie par :

$$e = x - x_d \quad (4.2)$$

La surface de glissement est définie en fonction de l'ordre du système comme suit [98]

$$s(x) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda \right)^{n-1} e(x) \quad (4.3)$$

Avec λ constant positive.

La surface de glissement d'ordre 1 est :

$$s(x) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda \right) e(x) \quad (4.4)$$

Pour que le système glisse sur la surface de glissement il faut que la commande soit attractive ($s=0$). Pour déterminer la condition d'attraction on considère la fonction de Lyapunov :

$$v(s) = \frac{1}{2}s^2 \quad (4.5)$$

Selon Lyapunov, une condition nécessaire et suffisante pour que s tende vers 0 est :

$$\frac{\partial v}{\partial t} = s\dot{s} < 0 \quad (4.6)$$

Autrement, la variable s et sa dérivée sont toujours de signes opposés et 0 est le centre d'attraction. L'égalité $s = 0$ définit la surface de glissement.

Pour expliquer le contrôle par mode glissant, considérons l'exemple suivant :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = x_2 \\ \dot{x}_2 = f(x, t) + g(x, t)u \end{cases} \quad (4.7)$$

L'objectif est d'atteindre le point d'équilibre $x_{1d} = 0$. L'erreur de poursuite dans ce cas est :

$$e = x_1 - x_{1d} = x_1 \quad (4.8)$$

Soit la surface de glissement :

$$s(x) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda \right) e(x) = \dot{x}_1 + \lambda x_1 \quad (4.9)$$

La dynamique de x_1 est stable si $x_1 \dot{x}_1 < 0$ ou bien si $x_1 = -\lambda \dot{x}_1 = -\lambda x_2$ avec $\lambda > 0$.

Alors la dynamique de x_1 est stable si $s = x_2 + \lambda x_1 = 0$.

La surface de glissement est donc $s(x) = 0$.

Sur la surface de glissement, x_1 converge vers 0 et comme $x_1 = \lambda x_2$, x_2 aussi converge vers 0. L'évolution de x est indépendant de $f(x)$ et $g(x)$.

On a $s = x_2 + \lambda x_1$ donc $\dot{s} = \dot{x}_2 + \lambda \dot{x}_1 = f(x) + g(x)u + \lambda x_2$.

Pour évaluer la convergence de la surface de glissement on considère la fonction de Lyapunov : $v(s) = \frac{1}{2}s^2$

On a $v(0) = 0$ et $v > 0$ donc $v(s)$ est défini positive. Sa dérivée est donnée par :

$$\dot{v} = s\dot{s} = s(f(x) + g(x)u + \lambda x_2) \quad (4.10)$$

$\dot{v} < 0$ si :

$$f(x) + g(x)u + \lambda x_2 \begin{cases} < 0 & \text{pour } s > 0 \\ = 0 & \text{pour } s = 0 \\ > 0 & \text{pour } s < 0 \end{cases} \quad (4.11)$$

Ou bien :

$$f(x) + g(x)u + \lambda x_2 = 0 \Rightarrow u = -\frac{f(x) + \lambda x_2}{g(x)} = \beta(x)$$

La commande équivalente est défini par : $u_e = \beta(x)$. $\dot{v} < 0$ si :

$$\begin{cases} u < \beta(x) & \text{pour } s > 0 \\ u = \beta(x) & \text{pour } s = 0 \\ u > \beta(x) & \text{pour } s < 0 \end{cases} \quad (4.12)$$

Cela est vérifié pour le choix de u suivant :

$$u = \beta(x) - K \cdot \text{sign}(s) \quad (4.13)$$

$$\text{Sign}(s) = \begin{cases} 1 & \text{pour } s > 0 \\ 0 & \text{pour } s = 0 \\ -1 & \text{pour } s < 0 \end{cases} \quad (4.14)$$

$\beta(x)$ est la commande équivalente et $-K \cdot \text{sign}(s)$ est la commande discontinue.

II La technique MPPT par le mode glissant

Les avantages du mode glissant sont divers et importants : précision, stabilité et robustesse. La commande par le mode glissant typique a deux modes de fonctionnement. Le premier mode dirige le système vers une surface prédéfinie, nommée surface de glissement, et le deuxième mode glisse le système sur la surface de glissement vers un point d'équilibre.

Pour le générateur PV, le point qu'on cherche est celui de puissance maximale MPP définie par la tension V_{MPP} et le courant I_{MPP} . En ce point on a $\frac{\partial P_{pv}}{\partial I_{pv}} = 0$, cette condition garantie que le système reste au point de puissance maximale. Donc, pour commander le système PV par le mode glissant, nous allons prendre cette condition comme critère d'équilibre et nous allons déterminer une fonction de glissement.

Au point de puissance maximale MPP nous avons :

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial I_{pv}} = \frac{\partial (I_{pv}^2 R_{pv})}{\partial I_{pv}} = I_{pv} \left(2R_{pv} + I_{pv} \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} \right) = 0 \quad (4.15)$$

Avec $R_{pv} = \frac{V_{pv}}{I_{pv}}$ est la résistance équivalente de la charge alimentée par le panneau PV. La solution quel que soit le courant I_{pv} est que :

$$2R_{pv} + I_{pv} \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} = 0 \quad (4.16)$$

Nous pouvons choisir donc, comme surface de glissement la fonction :

$$\sigma = 2R_{pv} + I_{pv} \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} \quad (4.17)$$

Nous allons appliquer la technique MPPT sur un convertisseur abaisseur décrit par la fonction donnée par le système 4.18 :

$$\begin{cases} \frac{dI_{pv}}{dt} = \frac{V_{pv}}{L} \delta - \frac{V_{dc}}{L} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{i_L}{C} - \frac{V_{dc}}{CR} \end{cases} \quad (4.18)$$

Avec δ l'état de l'interrupteur : $\delta = 1$ s'il est fermé et $\delta = 0$ s'il est ouvert.

La variation du rapport cyclique est déterminée par le point de fonctionnement relativement au point MPP. En effet, si le point de fonctionnement est à gauche du point de puissance maximale MPP, la surface de glissement est négative et le contrôleur en mode glissant diminue le rapport cyclique. De même le contrôleur augmente le rapport cyclique si le point de fonctionnement est à droite du MPP où la surface de glissement est positive. La figure 4.2 représente le signe de la surface de glissement selon la position du point de fonctionnement.

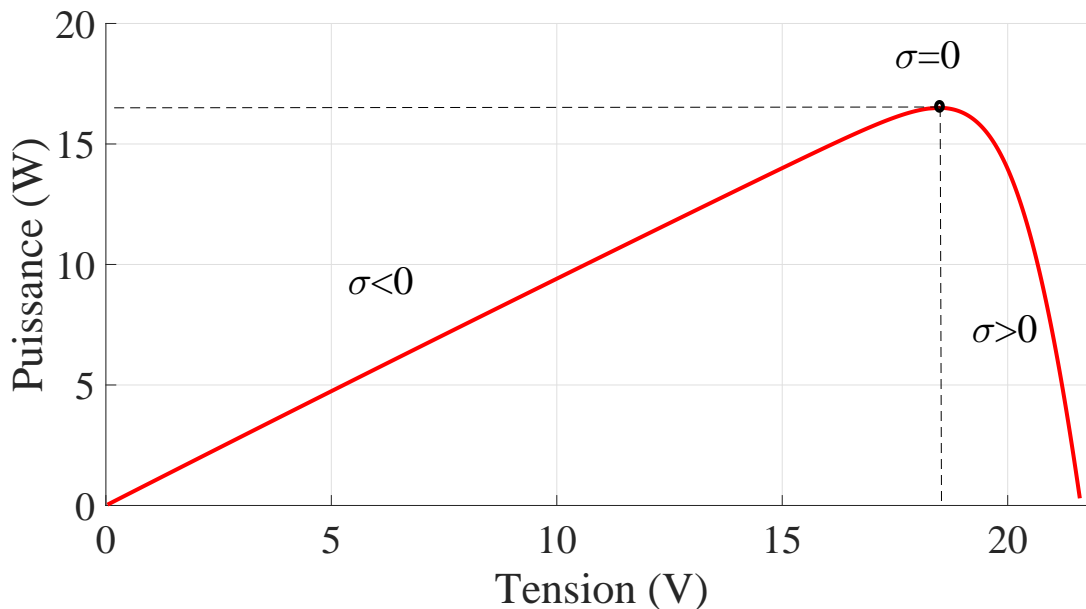


FIGURE 4.2 – Signe de la surface de glissement - Contrôle du rapport cyclique

Cherchons la commande équivalente. Nous avons la dérivée de la surface de glissement :

$$\dot{\sigma} = \left[\frac{d\sigma}{dx} \right]^T \frac{dx}{dt} \quad (4.19)$$

avec

$$x = \begin{bmatrix} I_{pv} \\ V_{dc} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

Nous obtenons :

$$\left[\frac{d\sigma}{dx} \right]^T = \left[\frac{d\sigma}{dI_{pv}} \quad \frac{d\sigma}{dV_{dc}} \right] = \left[\frac{d\sigma}{dI_{pv}} \quad 0 \right] \quad (4.21)$$

Sachant que :

$$\frac{dx}{dt} = \begin{bmatrix} \frac{dI_{pv}}{dt} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Nous trouvons :

$$\dot{\sigma} = \left[\frac{d\sigma}{dI_{pv}} \quad 0 \right] \begin{bmatrix} \frac{dI_{pv}}{dt} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} \end{bmatrix} = \frac{d\sigma}{dI_{pv}} \frac{dI_{pv}}{dt} \quad (4.23)$$

Or :

$$\frac{\partial \sigma}{\partial I_{pv}} = 2 \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} + \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} + I_{pv} \frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial I_{pv}^2} = 3 \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} + I_{pv} \frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial I_{pv}^2} \quad (4.24)$$

Nous trouvons donc la dérivée de la surface de glissement :

$$\dot{\sigma} = \left(3 \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} + I_{pv} \frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial I_{pv}^2} \right) \left(\frac{V_{pv}}{L} \delta - \frac{V_{dc}}{L} \right) \quad (4.25)$$

Nous déduisons la commande équivalente de la condition $\dot{\sigma} = 0$ [25] :

$$\delta_{eq} = \frac{V_{dc}}{V_{pv}} \quad (4.26)$$

La convergence de la surface de glissement au sens de Lyapunov, est conditionnée par :

$$\frac{\partial v(\sigma)}{\partial t} < 0 \quad (4.27)$$

Avec

$$v(\sigma) = \frac{1}{2}\sigma^2 \quad (4.28)$$

soit

$$\sigma \dot{\sigma} < 0 \quad (4.29)$$

Cette inégalité nous donne :

$$\sigma \left(3 \frac{\partial R_{pv}}{\partial I_{pv}} + I_{pv} \frac{\partial^2 R_{pv}}{\partial I_{pv}^2} \right) \left(\frac{V_{pv}}{L} \delta - \frac{V_{dc}}{L} \right) < 0 \quad (4.30)$$

Nous en déduisons, la commande par le mode glissant suivante :

$$\delta = \begin{cases} 1 & \text{pour } 1 \leq \delta_{eq} - k \text{sign}(\sigma) \\ \delta_{eq} - k \text{sign}(\sigma) & \text{pour } 0 \leq \delta_{eq} - k \text{sign}(\sigma) \leq 1 \\ 0 & \text{pour } \delta_{eq} - k \text{sign}(\sigma) \leq 0 \end{cases} \quad (4.31)$$

Avec δ le rapport cyclique du signal carré contrôlant l'interrupteur du convertisseur DC-DC abaisseur et k une constante positive.

II.1 Phénomène de réticence (Chattering)

Théoriquement, la commande par mode glissant parfaite nécessite une commande de commutation selon le signe de la surface de glissement avec une fréquence infinie. Pour la simulation et l'expérience, la fréquence de commutation de la commande autour de la commande équivalente est finie. Ainsi, durant le mode de glissement, les commutations appliquées entraînent des oscillations autour de la surface de glissement. Ce phénomène est connu sous le nom de réticence, en anglais 'Chattering'. Dans de nombreuses implémentations par le mode glissant, les ingénieurs de contrôle peuvent rencontrer des oscillations indésirables à fréquence finie. Le chattering est un phénomène nuisible, car il en résulte une faible précision de contrôle, une usure importante des pièces mécaniques en mouvement et des pertes de chaleur importantes dans les circuits électriques. Cela peut donc constituer l'un des principaux obstacles à la mise en œuvre du contrôle en mode glissant. Il existe de nombreuses méthodes pour supprimer le chattering [99]. Il existe des méthodes comme celle de la couche limite [100]. Cette méthode consiste à remplacer la fonction 'sign' par une approximation continue à gain grand au voisinage de la fonction de glissement et saturé en dehors. Les deux fonctions les plus utilisées sont :

La fonction saturation : Remplacer le $sign(\sigma)$ par une $Sat(\sigma, \varepsilon)$ à l'intérieur de la bande de largeur 2δ . la discontinuité est conservé en dehors de cette bande (figure 4.3).

$$Sat(\sigma, \varepsilon) = \begin{cases} sign(\sigma) & \text{pour } |\sigma| > \varepsilon \\ \frac{\sigma}{\varepsilon} & \text{pour } |\sigma| \leq \varepsilon \end{cases} \quad (4.32)$$

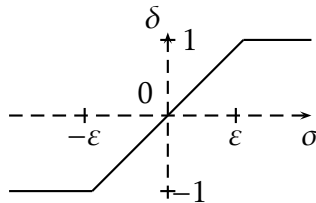


FIGURE 4.3 – La fonction saturation

La fonction sign + saturation : Combiner les fonctions sign et saturation par $SignSat(\sigma, \varepsilon)$, a et b des constantes positives (figure 4.4). La somme $a + b$ ne doit pas dépasser l'amplitude de la commande. Cela permet de conserver la robustesse du mode glissant pour des perturbations d'amplitude inférieure à b avec diminution du chattering pour des amplitudes inférieures à $a + b$. Cette solution est utile, si l'on attend à des perturbations faibles, mais pouvant être ponctuellement fortes.

$$SignSat(\sigma, \varepsilon) = \begin{cases} (a + b)sign(\sigma) & \text{pour } |\sigma| > \varepsilon \\ a\frac{\sigma}{\varepsilon} + bsign(\sigma) & \text{pour } |\sigma| \leq \varepsilon \end{cases} \quad (4.33)$$

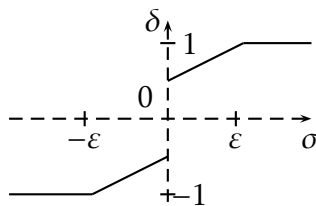


FIGURE 4.4 – La fonction sign + saturation

II.2 Simulation du système PV avec MPPT par mode glissant

Nous avons modélisé le système PV alimentant une charge DC sous Matlab/Simulink. Nous avons appliqué la poursuite du point de puissance maximale avec la commande par mode glissant. Les paramètres du PV utilisé sont donnés par le tableau 3.1 [25] et [24]. Nous avons modélisé le PV avec le modèle d'une diode et nous avons appliqué la commande MPPT

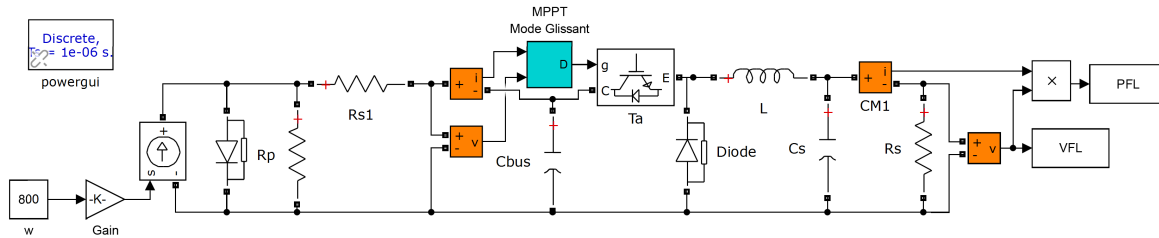


FIGURE 4.5 – Modèle par Matlab/Simulink de la chaîne de conversion

sur un hacheur abaisseur. La figure 4.5 représente le modèle de la chaîne de conversion (PV, Hacheur buck, MPPT par mode glissant et charge DC).

La programmation de la commande MPPT par le mode glissant est donnée par la figure 4.6.

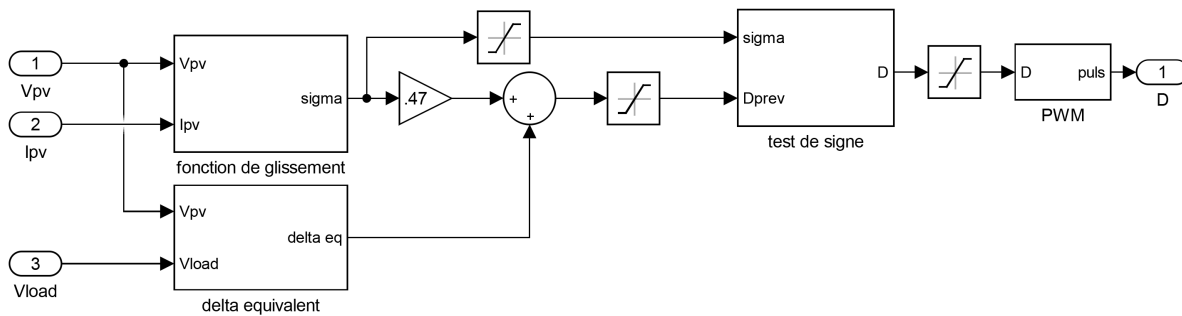


FIGURE 4.6 – Modèle par Matlab/Simulink du contrôleur par mode glissant

La réponse en puissance, à un échelon de 0 à $800W/m^2$ et une température de $25^{\circ}C$, est présentée par la figure 4.7. Les fréquences d'échantillonnage et de contrôle sont, respectivement $T_s = 10^{-6}Hz$ et $T_c = 10^{-4}Hz$.

II.3 Analyse et interprétation des résultats

A travers cette simulation, nous avons mis en évidence les performances de la commande théorique par mode glissant. La réponse de la commande MPPT par mode glissant atteint la puissance maximale désirée ($16.5W$) avec une précision relative égale à 4%. Avec cette précision le temps de réponse de la commande est égal à $13ms$. On déduit, donc, d'après les résultats de simulation des deux commandes que le mode glissant est plus rapide et plus précis comparée à la commande P&O.

Le mode glissant présente l'inconvénient de travailler sur le modèle du système PV. Pour déterminer la fonction de glissement nous devons savoir le modèle mathématique de la

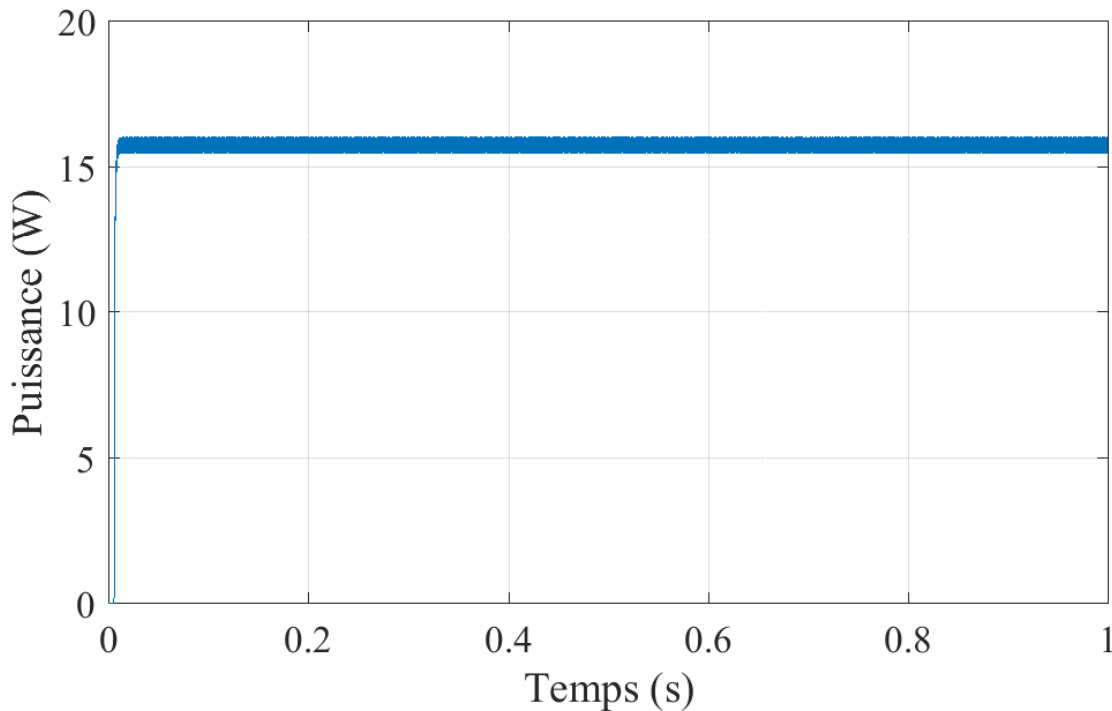


FIGURE 4.7 – MPPT par mode glissant - Réponse à un échelon d'éclairement

chaîne de conversion, contrairement à la technique P&O qui agit sur les entrées en mesurant les sorties et elle ne nécessite aucune connaissance sur le modèle mathématique du système. Donc la commande par mode glissant est difficile à implémenter par comparaison à la technique P&O.

III La chaîne de conversion photovoltaïque formant une source AC

Nous avons montré que le bon fonctionnement d'un système photovoltaïque est assuré par la technique MPPT. Nous allons commander la chaîne de conversion afin d'alimenter la charge par un courant alternatif. Le convertisseur DC-AC permet l'alimentation des charges en courant alternatif par une source à courant continu comme le panneau PV. Nous allons plusieurs façons d'utiliser un convertisseur DC-AC dans le système PV. Nous citons deux chaînes de conversion :

- PV \mapsto convertisseur DC-DC \mapsto Convertisseur DC-AC \mapsto Charge

Le schéma fonctionnel de l'alimentation d'une charge à courant alternatif par un PV est donné par la figure 4.8. La MPPT est appliquée sur le convertisseur DC-DC en cas-

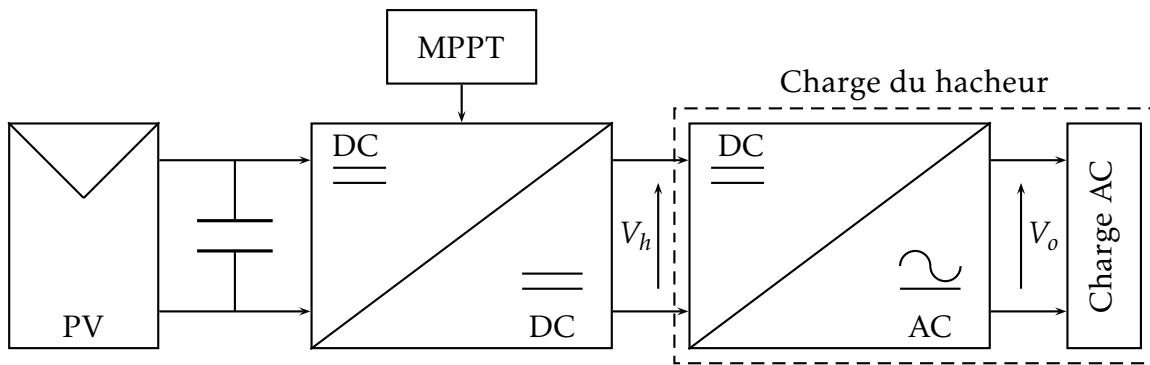


FIGURE 4.8 – PV avec MPPT sur un hacheur en cascade avec un onduleur

cade avec le convertisseur DC-AC. Le contrôle du convertisseur DC-DC par la MPPT se réalise de la même façon avec ou sans le convertisseur DC-AC, En considérant l'onduleur et la charge comme une charge du hacheur.

- PV \mapsto Convertisseur DC-AC \mapsto Charge

Le deuxième schéma fonctionnel envisageable, pour alimenter une charge à courant alternatif par le PV, est d'intercaler un convertisseur DC-AC entre les deux (figure 4.9). Dans ce cas la MPPT est appliquée directement sur le convertisseur DC-AC. Donc, poursuivre la puissance maximale du PV revient à contrôler le convertisseur DC-AC, sous différentes valeurs de température et d'éclairement. la commande du convertisseur DC-AC doit aussi régler l'amplitude et la fréquence de la tension alternative [27], [26].

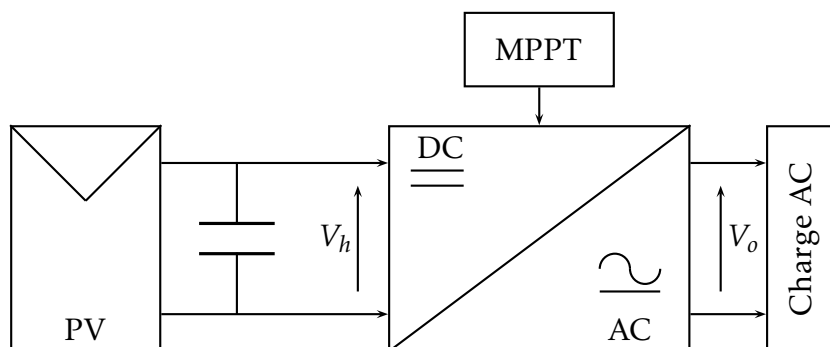


FIGURE 4.9 – Système PV avec convertisseur DC-AC commandé

III.1 La commande de la chaîne de conversion photovoltaïque formant une source AC

Comme nous l'avons présenté, la poursuite du point de puissance maximale à la sortie du PV se réalise par le changement de la tension du panneau PV. Pour cela nous avons utilisé un convertisseur abaisseur (Buck) dont le rapport cyclique est contrôlé par la technique MPPT. Pour alimenter la charge en courant alternatif, nous avons utilisé un système PV avec deux stage de conversion, le premier est un convertisseur DC-DC commandé par le mode glissant afin de poursuivre le point de puissance maximale et le second est un convertisseur DC-AC commandé pour régler la fréquence et l'amplitude de la tension de sortie [27], [26].

Le convertisseur DC-DC est commandé par le mode glissant comme il est présenté dans la première partie de ce chapitre. et l'onduleur est commandé par la MLI.

III.2 Simulation du système PV avec les deux étages de conversion

Pour la simulation nous avons utilisé le modèle sous Matlab/Simulink présenté par la figure 4.10. Nous avons remplacé le programme de contrôle basé sur la technique P&O par le programme basé sur la logique floue. Le résultat de cette simulation est représenté par la figure 4.11 qui donne le courant triphasé de la charge.

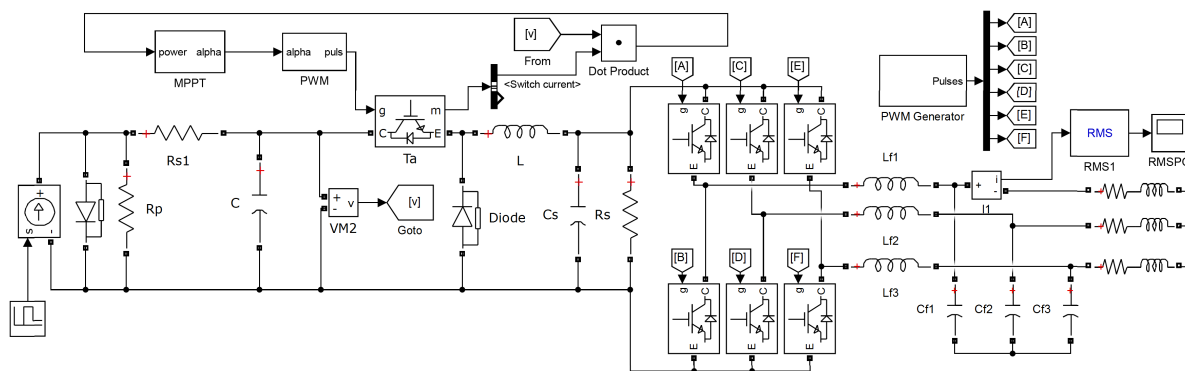


FIGURE 4.10 – Modèle de l'alimentation d'une charge triphasée par un PV

III.3 Analyse et interprétation des résultats

Pour analyser le résultat, nous avons calculé la transformée de Fourier. Les figures 4.12a et 4.12b représentent l'analyse de Fourier de la réponse au premier et au deuxième échelons. La commande par le mode glissant donne donc, une réponse avec $THD_{SM1} = 6,46\%$ pour le premier échelon et $THD_{SM2} = 6,49\%$ pour le deuxième. Ainsi, les fluctuations du courant

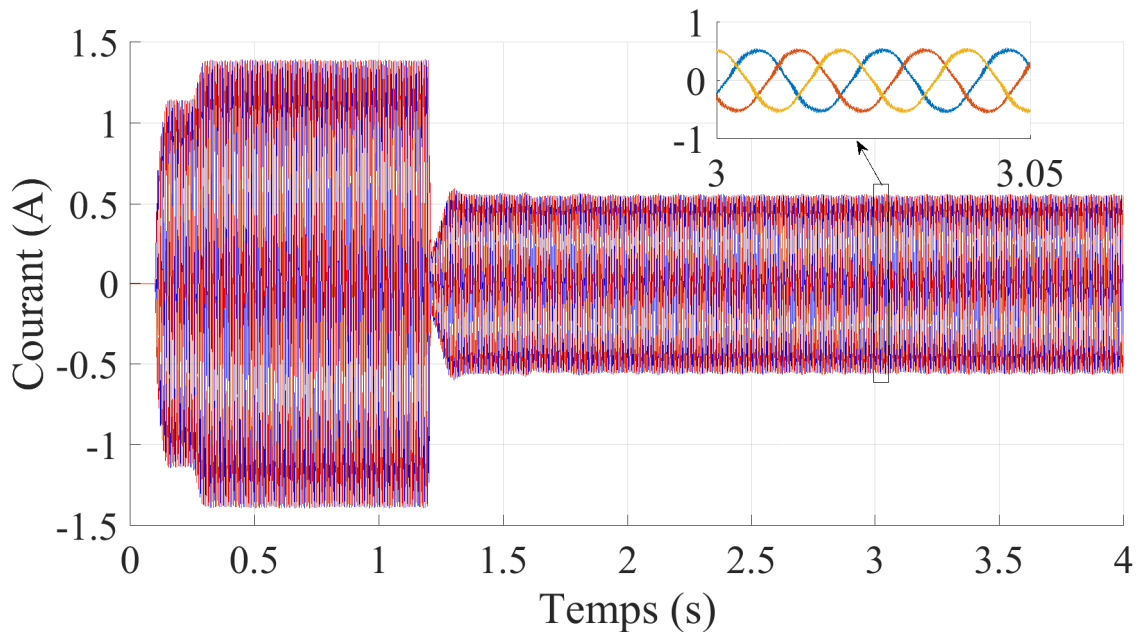


FIGURE 4.11 – Le courant triphasé dans la charge, MPPT par Mode glissant

triphase sont moins faibles par le mode glissant que par la P&O, sous les deux échelons. Nous avons réglé la fréquence de la sortie à 50Hz, ce qui est vérifié par le FFT.

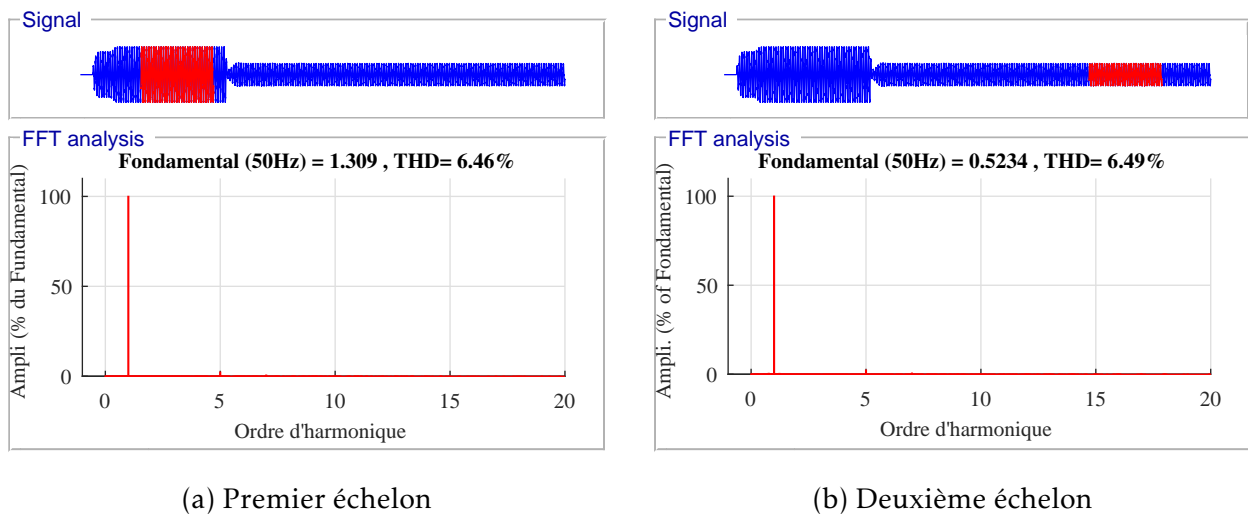


FIGURE 4.12 – Analyse de Fourier de la sortie, MPPT par mode glissant

IV Étude comparative entre la commande par mode glissant et la technique P&O

Par la mesure des valeurs efficaces, figure 4.13, nous pouvons comparer les temps de réponse pour les deux commandes. Pour la P&O, le courant triphasé de la charge atteint son maximum avec un temps de réponse égale à $t_{PO1} = 0.4s$ pour le premier échelon et égale à $t_{PO2} = 1.5s$ pour le deuxième échelon. Par la commande en mode glissant, le temps de réponse égale à $t_{SM1} = 0.3s$ et $t_{SM2} = 0.2s$ pour le premier et le deuxième échelons respectivement. Alors, nous en déduisons que le mode glissant converge plus rapidement que la technique P&O dans les deux échelons de l'éclaircissement et que la commande par mode glissant est plus précise que la technique P&O.

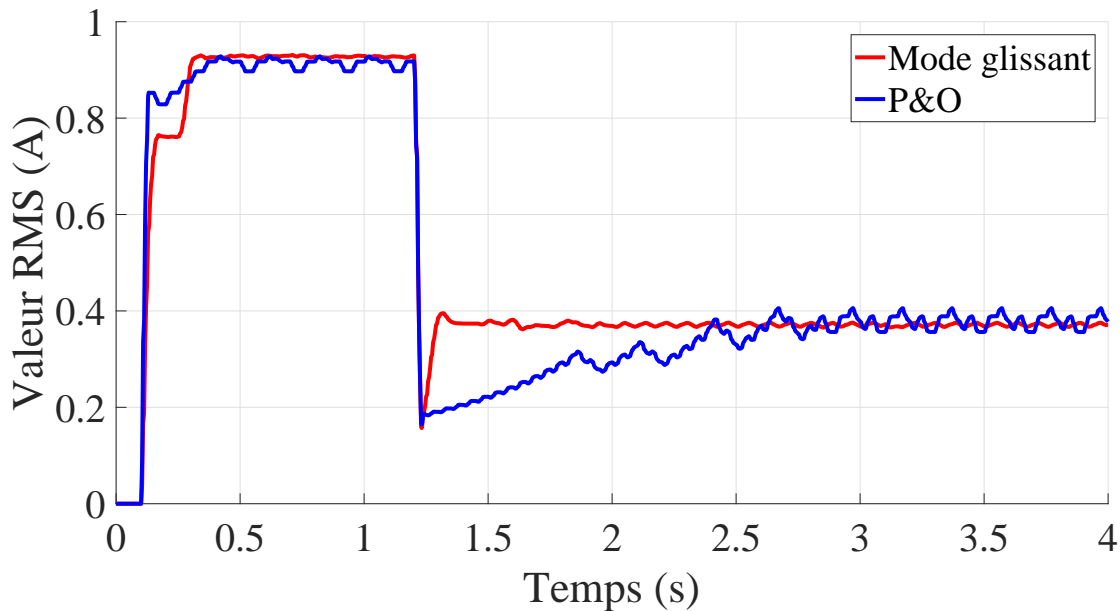


FIGURE 4.13 – Valeurs efficaces des courants

V Conclusion

Nous avons consacré ce chapitre à la commande par mode glissant. Nous avons programmé la MPPT par le mode glissant et nous avons aussi utilisé le système photovoltaïque comme source de courant alternatif utilisant un convertisseur DC-DC en cascade avec un convertisseur DC-AC pour alimenter une charge AC triphasée. Le convertisseur DC-DC sert à poursuivre le point de puissance maximale tandis que le convertisseur DC-AC convertit le

courant DC en AC avec la tension et la fréquence désirées. Par comparaisons des résultats de simulation, nous avons trouvé que la MPPT par le mode glissant est une commande plus rapide et plus précise que la technique P&O, mais la recherche de la surface de glissement nécessite la connaissance du modèle mathématique du système, ce qui rend la commande par mode glissant difficile à implémenter. De plus le phénomène de chattering dû à la commande discontinue reste un problème du mode glissant.

5) COMMANDE DE LA CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE PAR LA LOGIQUE FLOUE

Introduction

Le principe du réglage par logique floue part des constatations suivantes : dans les problèmes de régulation auxquels il est confronté, à l'image de ses inventions, l'Homme ne suit pas un modèle mathématique fait de valeurs numériques et d'équations. Au contraire il utilise des termes tels que « un peu trop chaud, aller beaucoup plus vite, freiner à fond, etc. ... » avec les propres connaissances qu'il a dans le domaine. Ces connaissances sont, le plus souvent, acquises de façon empirique. Le principe de réglage par la logique floue s'approche de la démarche humaine, dans le sens que les variables traitées ne sont pas des variables logiques (au sens de la logique binaire par exemple) mais des variables linguistiques, proches du langage humain de tous les jours. De plus, ces variables linguistiques sont traitées à l'aide des règles qui font référence à une certaine connaissance du comportement du système à régler. Sur la base de ce principe, différentes réalisations ont vu le jour et, actuellement, nous trouvons deux types d'approche pour le réglage par logique floue : logique floue de MAMDANI et logique floue de TAKAGI-SUGENO.

La logique floue est une logique qui remplace la logique binaire, une logique fondée sur des variables pouvant prendre outre les valeurs « vrai » ou « faux », les valeurs intermédiaires « vrai » ou « faux » avec une certaine probabilité.

Les quelques points de repères historiques suivants permettent de situer dans le temps le développement de la logique floue et ses applications à la commande :

- 1965 Le Prof. Lotfi Aliasker Zadeh pose les bases théoriques de la logique floue.
- 1973 Lotfi Aliasker Zadeh propose d'appliquer la logique floue aux problèmes de

réglage.

- 1974 Première application du réglage par la logique floue appliquée à une turbine à vapeur. Suivie en 1980 par une application sur un four à ciment et en 1983 sur un épurateur d'eau.
- 1985 Premiers produits industriels (Japon) utilisant le principe de la logique floue appliqué à des problèmes de réglage et de commande.

I Principe de la logique floue

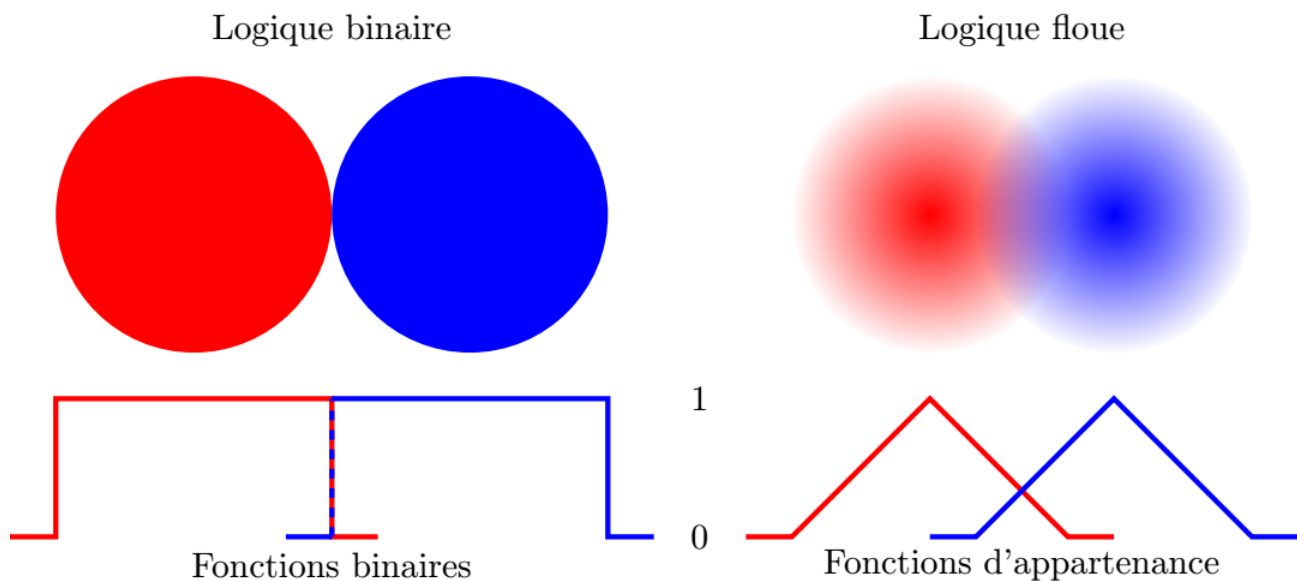


FIGURE 5.1 – La différence entre les deux logiques floue et classique (ou binaire)

La logique floue est une branche des mathématiques et, à ce titre, toute une série de notions fondamentales sont développées. Ces notions permettent de justifier et de démontrer certains principes de base. Dans ce qui suit, nous ne retiendrons que les éléments indispensables à la compréhension du principe de réglage par la logique floue. Ces éléments sont : les variables floues et les règles d'inférence. La figure 5.1 illustre la différence entre la logique classique et celle floue. Dans la logique classique (ou binaire) les ensembles sont disjoints : un élément coloré est soit bleu soit rouge. Nous disons qu'il y a deux degrés de vérité 0 ou 1. Dans la logique floue les ensembles ne sont pas disjoints : un élément coloré peut être rouge, peu rouge, bleu, peu bleu, peu bleu et peu rouge...etc. Nous disons qu'il y a plusieurs degrés de vérité entre 0 et 1.

La logique floue a l'avantage de contrôler des systèmes imprécis, non linéaires et elle ne nécessite aucune connaissance du modèle mathématique du système. Pour programmer la MPPT par logique floue il faut définir les trois principales étapes pour le système PV : Fuzzification, Règles d'inférence et Défuzzification [101], [102], [103], [104]. Pour le système PV, la sortie du contrôleur flou est la variation du rapport cyclique (la sortie indirecte est la variation de la tension ou celle du courant) et les entrées sont l'erreur E et la variation de l'erreur CE définies comme suit :

$$E = \frac{P(n) - P(n-1)}{V(n) - V(n-1)} \quad (5.1)$$

$$CE = E(n) - E(n-1) \quad (5.2)$$

avec P et V sont la puissance et la tension respectivement; n et $n-1$ désignent l'état actuel et l'état précédent respectivement.

Le contrôle de la tension ou du courant est réalisé à travers un convertisseur DC-DC ou DC-AC. Ainsi, la sortie directe du contrôleur flou est le rapport cyclique ou la référence du générateur MLI. En effet, Le convertisseur DC-DC est contrôlé par un signal carré de rapport cyclique variable, en général, il existe une relation simple entre la tension et le rapport cyclique, ainsi, nous contrôlons la tension par le contrôle du rapport cyclique. Pour le convertisseur DC-AC, il est commandé par la MLI, la tension de référence de la MLI est variable, donc nous commandons la tension du système PV par la modification de la tension de référence.

La MPPT par logique floue s'applique au système PV en suivant les étapes de la figure 5.2.

II Fonction d'appartenance - Fuzzification

Contrairement aux variables binaires qui sont définies par les deux états « vrai » ou « faux », les variables floues présentent toute une gradation entre la valeur « vrai » et la valeur « faux ».

L'erreur E est la pente, discrétisée, de la caractéristique Puissance-Tension, nous désirons maximiser la puissance produite par le système PV. Pour cela, nous devons imposer le point de fonctionnement qui correspond au point de puissance maximale.

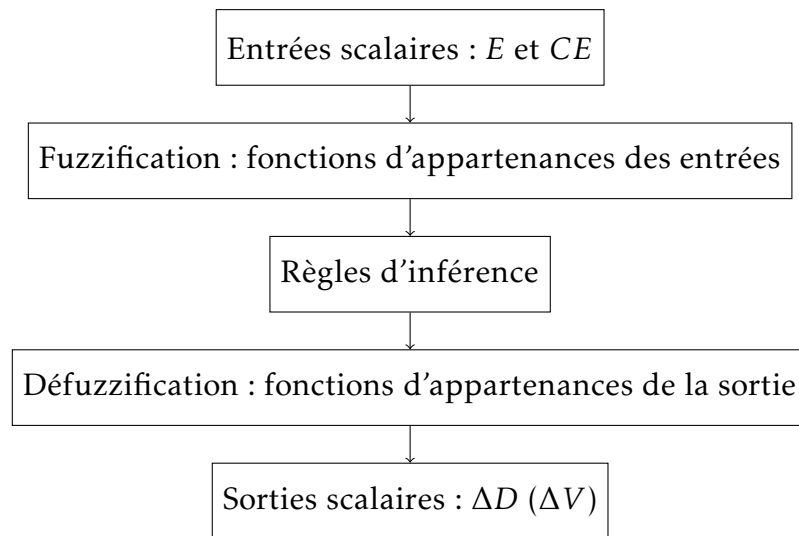


FIGURE 5.2 – Principe de la MPPT par la logique floue

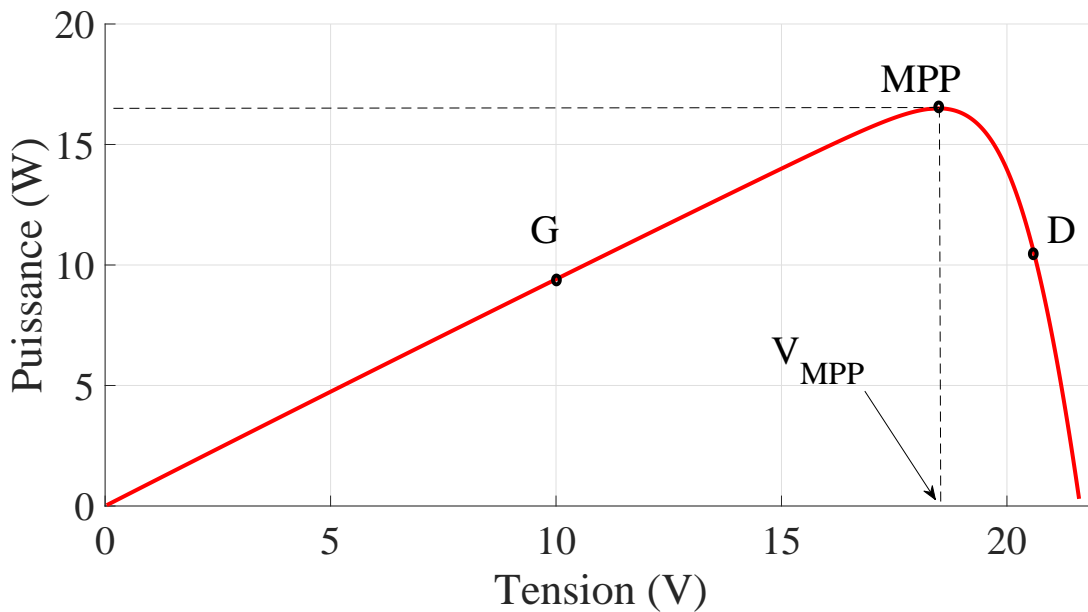


FIGURE 5.3 – Caractéristique P-V

Nous allons utiliser la caractéristique représentée par la figure 5.3, pour expliquer le fonctionnement de la technique MPPT. Au point G, à gauche du point de puissance maximale *MPP*, la pente est positive. A droite, au point D, la pente est négative et elle est nulle au *MPP*. Afin de maximiser la puissance, la commande MPPT doit augmenter la tension si la pente est positive, diminuer la tension si la pente est négative et au point *MPP*, la commande ne doit pas varier la valeur de la tension. D'abord, nous devons classer la pente par son signe. Expérimentalement, il est difficile de déterminer le zéro avec précision. Alors,

les valeurs nulles sont comprises entre $-a$ et a avec $a > 0$. Donc, les valeurs inférieures à $-a$ sont négatives et les valeurs supérieures à a sont positives. Par la logique binaire, nous représentons les trois variables « négative », « nulle » et « positive » par les fonctions illustrées par la figure 5.4.

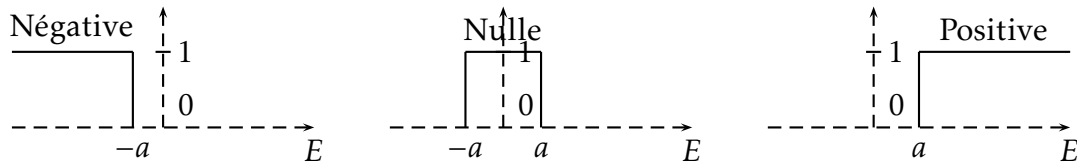


FIGURE 5.4 – Valeurs binaires

Dans ce cas, la pente est positive si $E < -a$, négative si $E > a$ et nulle si $-a < E < a$, la valeur de a est déterminée par la précision des capteurs de mesure et le raisonnement reste valable quelle que soit la valeur de a .

Par ces représentations, un état ("négative", "positive" ou "nulle") est soit vrai soit faux. Si, par exemple $E = 2$, alors l'état "positive" est vrai, les états "négative" et "nulle" sont faux. Pour atteindre la puissance maximale, nous devons poursuivre la loi de commande suivante :

- Si E est positive alors, $V(n) = V(n-1) + V_0$; V_0 une constante positive.
- Si E est négative alors, $V(n) = V(n-1) - V_0$.
- Si E est nulle alors, $V(n) = V(n-1)$.

Cette commande, par logique binaire, présente quelques inconvénients :

- Pour une pente négative $E < -a$, l'augmentation V_0 de la tension est la même, loin ou au voisinage du PPM. Alors, par conséquent la réponse est soit rapide et moins précise pour V_0 importante, soit précise et moins rapide pour V_0 faible.
- En général, les mesures ne sont pas exactes. Par exemple pour ε faible, $E(a + \varepsilon)$ est positive, alors $V(n) = V(n-1) + V_0$ et $E(a - \varepsilon)$ est nulle, alors $V(n) = V(n-1)$. Or, pratiquement, $E(a + \varepsilon) \simeq E(a - \varepsilon) \simeq E(a)$. Donc, au voisinage de a , la variation de la tension oscille entre 0 et V_0 . Cette oscillation indésirable diminue la précision et la stabilité de la réponse. De même au voisinage du point $-a$.

Pour conclure, la logique binaire présente l'avantage de la simplicité (tout ou rien) mais, elle est assez éloignée de la logique utilisée naturellement par l'être humain qui est plus rapide et plus précis. Si nous représentons le même problème à l'aide de la logique floue, les variables ne sont plus binaires mais, présentent une infinité de valeurs possibles entre le

« vrai » et le « faux » (figure 5.5).

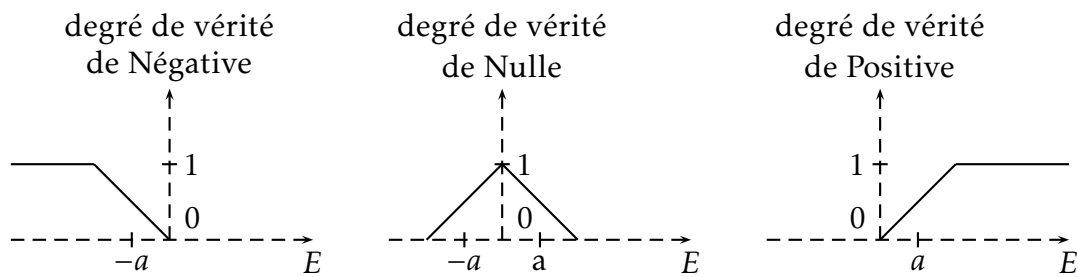


FIGURE 5.5 – Variables floues

On constate que cette représentation est beaucoup plus proche de la façon dont l'être humain raisonne puisqu'elle permet de faire intervenir des notions telles que « plutôt négative », « assez positive »...

Les grandeurs utilisées dans un système de réglages sont généralement générées par des capteurs. Donc, il est nécessaire de convertir ces grandeurs en variables floues. Pour ce faire, nous définissons les deux notions suivantes : Les fonctions d'appartenances, qui permettent de définir le degré de vérité de la variable floue en fonction de la grandeur d'entrée et les intervalles flous, qui déterminent le nombre de variables floues.

Dans l'exemple de la figure 5.5, nous faisons intervenir trois intervalles flous : « Négative », « Nulle » et « Positive ». En outre, chaque intervalle fait référence à une fonction d'appartenance, qui permet de définir le degré de vérité de la variable floue correspondante.

La fuzzification est le processus de changement d'une variable scalaire réelle en une variable floue. Ceci est réalisé par les fonctions d'appartenances. Dans l'exemple précédent, nous pouvons trouver une valeur qui est à la fois petite avec un degré donné et moyenne avec un autre degré donné telle que la somme des degrés égale à un. Exemples : $E = 0$ est nulle avec le degré de vérité 1 (la pente est 100% nulle); $E = a$ est Nulle avec le degré 0.5 et Positive avec le degré 0.5 ($E = a$ est 50% Nulle et 50% Positive). La fonction d'appartenance permet d'établir une relation entre le degré de vérité de la variable floue et la grandeur d'entrée correspondante (figure 5.6).

Nous pouvons évidemment choisir n'importe quelle forme pour les fonctions d'appartenances. Cependant, en pratique, nous utilisons les formes trapézoïdales ou les formes en cloche (gaussiennes : figure 5.6).

Les intervalles flous définissent le nombre de variables floues associées à une grandeur

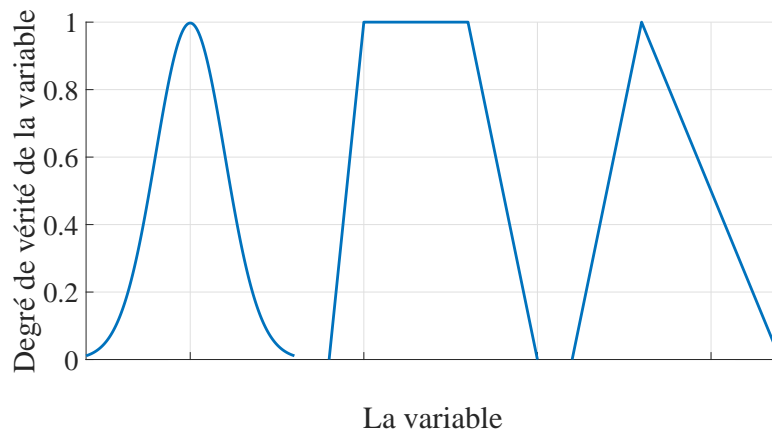


FIGURE 5.6 – Fonction d'appartenance : Gaussienne - Trapézoïdale - Triangulaire

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 5.1.

NG	NM	EZ	PM	PG
Négatif grand	Négatif Moyen	Environ Zéro	Positif Moyen	Positif Grand

TABLE 5.1 – Symbole et signification

II.1 Fuzzification des entrées et de sortie de la MPPT floue

Pour fuzzifier les entrées réelles de la commande MPPT, nous devons définir les fonctions d'appartenances. L'erreur E est nulle au point MPP, positive à gauche et négative à droite du MPP. De plus, elle est grande loin du MPP et petite au voisinage du MPP. Donc, cinq fonctions d'appartenances sont suffisantes pour déterminer l'état de E . Ces fonctions d'appartenances sont : Négatif Grand (NG), Négatif Petit (NP), Environ Zéro (EZ), Positif Petit (PP) et Positif Grand (PG). De même, la variation de l'erreur CE a trois états : elle est négative quand la tension augmente, positive quand la tension diminue, grande au voisinage du MPP, petite loin du MPP et tend vers zéro au voisinage de 0 et de V_{co} . Donc CE peut être définie par cinq d'autres fonctions d'appartenances : NG, NP, EZ, PP et PG. La variation du rapport cyclique est la sortie de la commande MPPT floue. Nous avons choisi cinq fonctions d'appartenances (NG, NP, EZ, PP et PG) pour la variation du rapport cyclique. En effet, la variation du rapport cyclique doit être petite au voisinage du MPP, pour augmenter la précision. Elle doit être grande loin du MPP pour augmenter la rapidité et pour atteindre

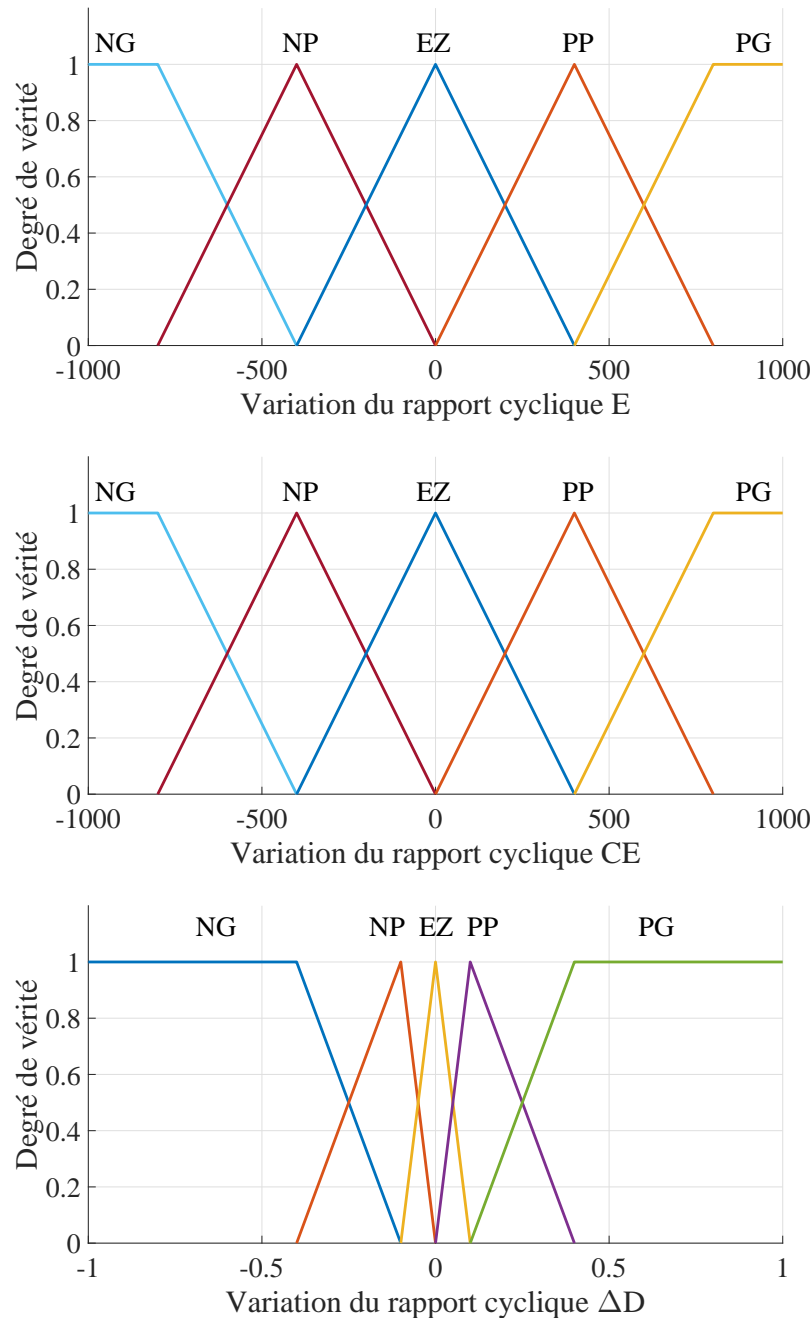


FIGURE 5.7 – Fonction d'appartenance

le MPP, elle doit être positive à gauche, négative à droite et nulle au MPP. La figure 5.7 donne les fonctions d'appartenances que nous avons utilisé dans la simulation.

III Règles d'inférence

Nous appelons règles d'inférence l'ensemble des règles reliant les variables floues d'entrée d'un système aux variables floues de sortie de ce système. Ces règles se présentent sous la

forme :

Si ..., alors ...

Ces règles doivent être définies par le concepteur de système de réglage en fonction de son expérience (rôle de l'expert) et mémorisées dans l'organe de commande. En termes d'intelligence artificielle, ces règles résument en fait l'expérience de l'expert et elles ne sont, en général, pas définissables de façon unique, puisque chaque individu crée ses propres règles.

Les différentes règles d'inférence produisent chacune une valeur et ces différentes valeurs doivent être combinées afin d'obtenir la (éventuellement les) variable(s) de sortie. Ensuite, la (les) variable(s) floue(s) de sortie doit être convertie en une grandeur de commande (variation du rapport cyclique) afin d'être appliquée au système à régler. Nous appelons cette dernière étape la défuzzification. L'ensemble des règles se présente sous la forme d'une énumération du type :

Si *condition 1 et/ou condition 2 (et/ou ...)* **alors** *action sur les sorties*

Si *condition 3 et/ou condition 4 (et/ou ...)* **alors** *action sur les sorties*

...

La combinaison de ces différentes règles se fait à l'aide de l'opérateur **ou**, la justification du choix de l'opérateur, se fonde sur la pratique du langage courant : en effet, une telle énumération est comprise dans le sens :

Si ... alors ...

ou *Si ... alors ...*

ou ...

La sortie est une fonction d'appartenance obtenue en appliquant les règles d'inférence sur les fonctions d'appartenances des variables d'entrée.

III.1 Règles d'inférence pour la MPPT

Les règles d'inférence, dans la technique MPPT, ont comme objectif la recherche du point de puissance maximale lors d'un changement climatique. Nous reprenons la caractéristique donnant la puissance en fonction de la tension de notre panneau PV de simulation donnée par la figure 5.8 :

Le point MPP est unique pour une température, un éclairage et une charge donnés. Le contrôleur (dans ce cas par logique floue) doit régler la tension à V_{MPP} . Si le point de fonctionnement est à droite du MPP, le contrôleur diminue la tension et si le point de fonc-

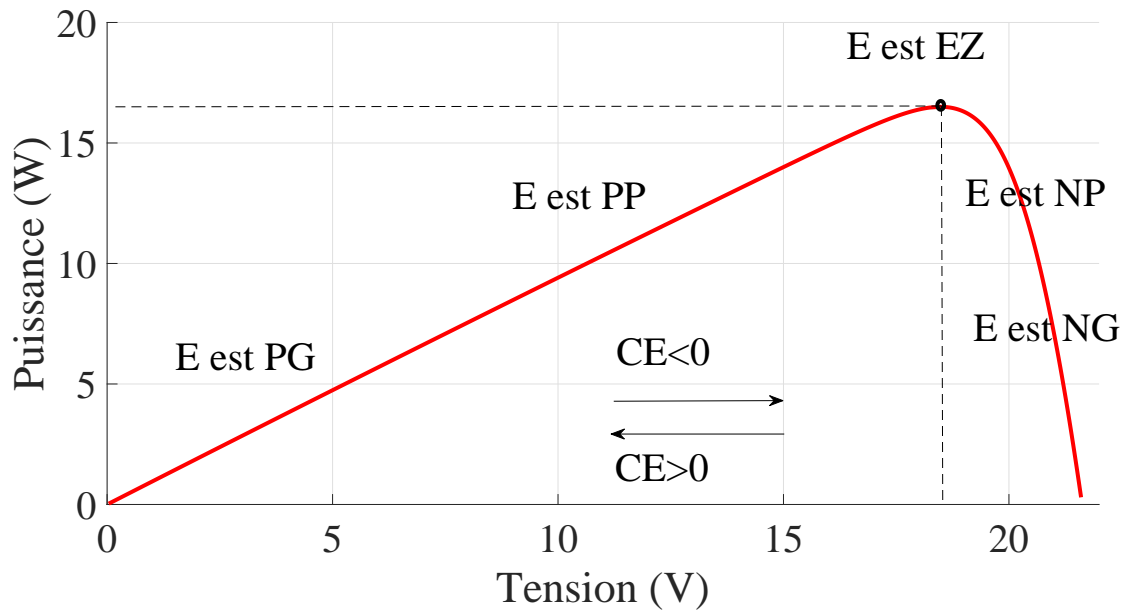


FIGURE 5.8 – Principe de la technique MPPT par la logique floue

tionnement est à gauche, il augmente la tension.

D'autre part, les entrées du contrôleur flou sont l'erreur qui représente la pente de la caractéristique $P - V$, sa variation qui représente la variation de la pente et sa sortie est la variation du rapport cyclique.

Les signes de l'erreur et sa variation donnent une idée sur la dynamique du point de fonctionnement par rapport au point MPP. En effet, au point MPP la pente est nulle, à gauche elle est positive et à droite elle est négative. De plus, la valeur absolue de la pente devient grande en s'éloignant du point MPP. La variation de l'erreur est négative quand le point de fonctionnement parcourt la caractéristique de gauche à droite et positive de droite à gauche. De plus la variation de l'erreur est grande au voisinage du point MPP et faible loin du MPP. Donc, chercher le point MPP revient à chercher une erreur nulle et une variation d'erreur grande. En se basant sur ces constatations, nous construisons les règles d'inférence suivantes :

- Si l'erreur est « PG » et sa variation est « EZ » la variation de la tension est « PG ».
- Si l'erreur est « PG » et sa variation est « NG » la variation de la tension est « PP ».
- ...

Le tableau 5.2 résume toutes les règles d'inférence : la première colonne contient les états possibles de l'erreur E et la première ligne contient les états possibles de la variation de l'erreur CE tandis que le corps du tableau contient l'action du contrôleur

sur la variation de la tension ΔV . C'est aussi l'action sur le rapport cyclique, pour le convertisseur DC-DC Buck.

E \ CE	NG	NP	EZ	PP	PG
NG	NG	NG	NG	NP	NP
NP	NP	NG	NG	NP	EZ
EZ	NP	NP	EZ	PP	PP
PP	EZ	PP	PG	PG	PP
PG	PP	PP	PG	PG	PG

TABLE 5.2 – Règles d'inférence pour la MPPT par la logique floue

La construction des règles d'inférence est l'étape la plus importante du contrôleur flou où intervient l'expert, elle se base sur la connaissance approfondie du système commandé par l'expert. Les règles d'inférence sont le facteur essentiel qui améliore la performance de contrôle par la logique floue.

IV Défuzzification

Les valeurs obtenues lors de la combinaison des règles appliquées aux intervalles flous de la variable de sortie, sont définies par une fonction d'appartenance. Il s'agit de convertir cette information en une grandeur scalaire. Plusieurs façons de faire peuvent être envisagées. Nous avons utilisé la défuzzification par calcul du centre de gravité, il s'agit de calculer le centre de gravité de la fonction d'appartenance de la variable de sortie. Le calcul du centre de gravité permet bien d'obtenir une seule valeur pour la grandeur de sortie. Son calcul est cependant relativement complexe puisqu'il nécessite le calcul d'une intégrale, ou dans le cas simple de fonctions d'appartenance en raies, d'une somme pondérée.

$$S = \frac{\int_S \mu(x) \cdot x \cdot dx}{\int_S \mu(x) \cdot dx} \quad (5.3)$$

Avec x est l'abscisse, S est la sortie défuzzifiée, D est le domaine de la fonction d'appartenance et $\mu(x)$ est le degré de vérité de l'abscisse x .

IV.1 Défuzzification pour la MPPT

La défuzzification est l'étape finale du contrôleur flou, dans laquelle nous convertissons les variables floues de sorties en variables réelles pour les appliquer aux actionneurs de commande du système. Les variables floues de sortie sont des fonctions d'appartenance et la conversion de ces variables floues en variables réelles se réalise, par exemple, par calcul du centre de gravité de la fonction d'appartenance. Pour le système PV, la sortie de la commande est le rapport cyclique de la tension. Comme illustre le tableau 5.2, la variable floue de sortie a cinq fonctions d'appartenance : NG, NP, EZ, PP et PG. Par application des règles d'inférence, chaque fonction d'appartenance de sortie est vérifiée par un degré de vérité donné. La sortie réelle est déduite par calcul du centre de gravité de toutes les fonctions d'appartenance avec leurs degrés de vérités. Pour illustrer la défuzzification, prenons l'exemple donné par la figure 5.9 : si la sortie est PG avec le degré de vérité 0.7 et PP avec le degré 0.3.

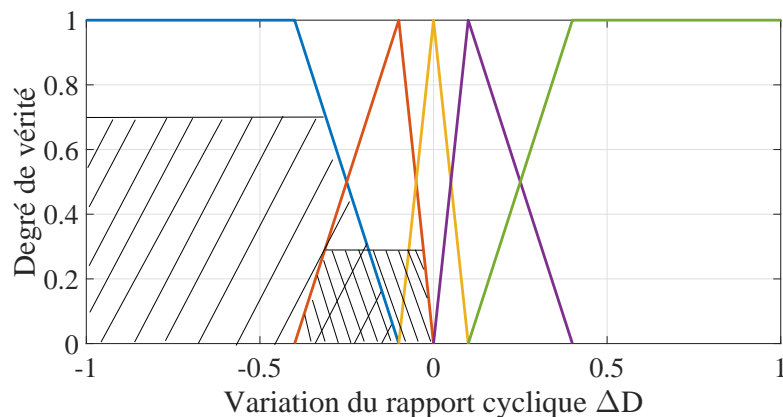


FIGURE 5.9 – La défuzzification de l'action de la commande par calcul du centre de gravité

La sortie réelle S est le centre de gravité de la zone hachurée représentée sur la figure 5.9. Le degré de vérité de la sortie se calcule par l'équation 5.3 :

$$\mu(x) = 0.7 \text{ pour } x \in [-1, -0.31]$$

$$\mu(x) = -3.33x + 0.33 \text{ pour } x \in [-0.31, -0.19]$$

$$\mu(x) = 0.3 \text{ pour } x \in [-0.19, -0.03]$$

$$\mu(x) = -10x \text{ pour } x \in [-0.03, 0]$$

$$\mu(x) = 0 \text{ pour } x \in [0, 1]$$

Alors

$$S = \frac{\int_{-1}^{-0.31} 0.7x dx + \int_{-0.31}^{-0.19} (-3.33x + 0.33)x dx + \int_{-0.19}^{-0.03} 0.3x dx - \int_{-0.03}^0 10x^2 dx}{\int_{-1}^{-0.31} 0.7x dx + \int_{-0.31}^{-0.19} (-3.33x + 0.33) dx + \int_{-0.19}^{-0.03} 0.3 dx - \int_{-0.03}^0 10x dx} \quad (5.4)$$

La figure 5.10 donne le schéma fonctionnel de l'implémentation de la technique MPPT par la logique floue.

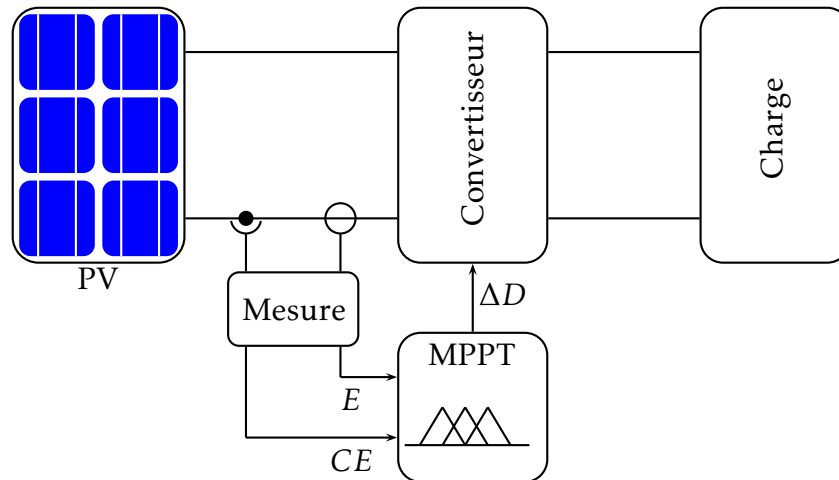


FIGURE 5.10 – Système PV avec MPPT par logique floue

V Simulation du panneau PV avec MPPT par logique floue

Pour tester la validité et les performances du système PV avec la MPPT par la logique floue, nous avons simulé le système par Matlab/simulink [25] et [24]. Dans cette simulation, Nous avons modélisé le panneau PV avec une diode et nous avons commandé le convertisseur DC-DC Buck par la logique floue afin de poursuivre le point de puissance maximale en alimentant une charge en courant DC. La figure 5.11 représente le modèle de la chaîne de conversion photovoltaïque (panneau PV, convertisseur DC-DC buck, commande MPPT avec la logique floue et charge)

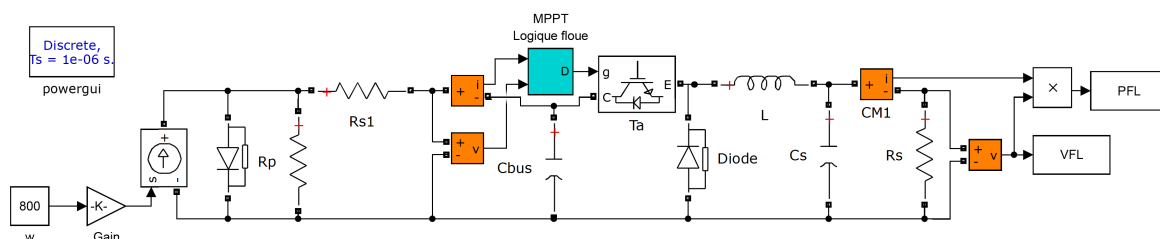


FIGURE 5.11 – Modèle par Matlab/Simulink de la chaîne de conversion

La commande MPPT par la logique floue est donnée par la figure 5.12, elle contient trois blocs essentiels, le premier est le bloc de mesure dans lequel nous mesurons l'erreur et sa variation à partir de la puissance et de la tension, le deuxième est le contrôleur flou dans lequel nous définissons les fonctions d'appartenances de l'entrée (l'erreur et sa variation) et de la sortie (le rapport cyclique) et le dernier bloc est le générateur des impulsions contrôlant l'IGBT du convertisseur DC-DC Buck.

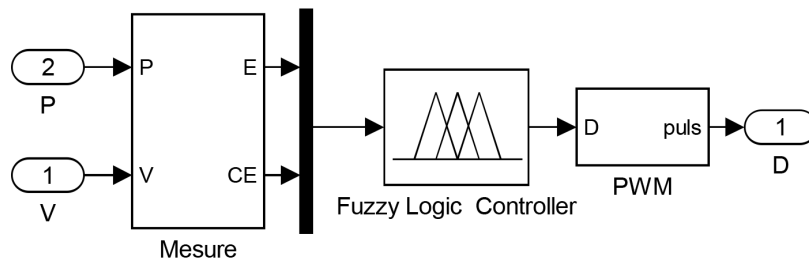


FIGURE 5.12 – Modèle par Matlab/Simulink du contrôleur flou

La réponse, à une variation de l'éclairement de $0W/m^2$ à $800W/m^2$, est représentée par la figure 5.13. La température des cellules, pour cette simulation, est $T = 25^{\circ}C$, la fréquence d'échantillonnage est $10^{-6}Hz$ et la fréquence de commande est $10^{-4}Hz$. La commande est appliquée sur le panneau PV dont les paramètres sont donnés par le tableau 5.3. Ces paramètres sont mesurés par le modèle d'un panneau PV avec une diode et telles que les résistances série et parallèle sont respectivement $R_s = 4.3\Omega$ et $R_p = 10k\Omega$.

T	$25^{\circ}C$
I_r	$1000W/m^2$
V_{co}	$21.6V$
I_{cc}	$1.31A$
V_{pmax}	$17V$
I_{pmax}	$1.18A$
P_{max}	$20W$

TABLE 5.3 – Paramètres du panneau PV

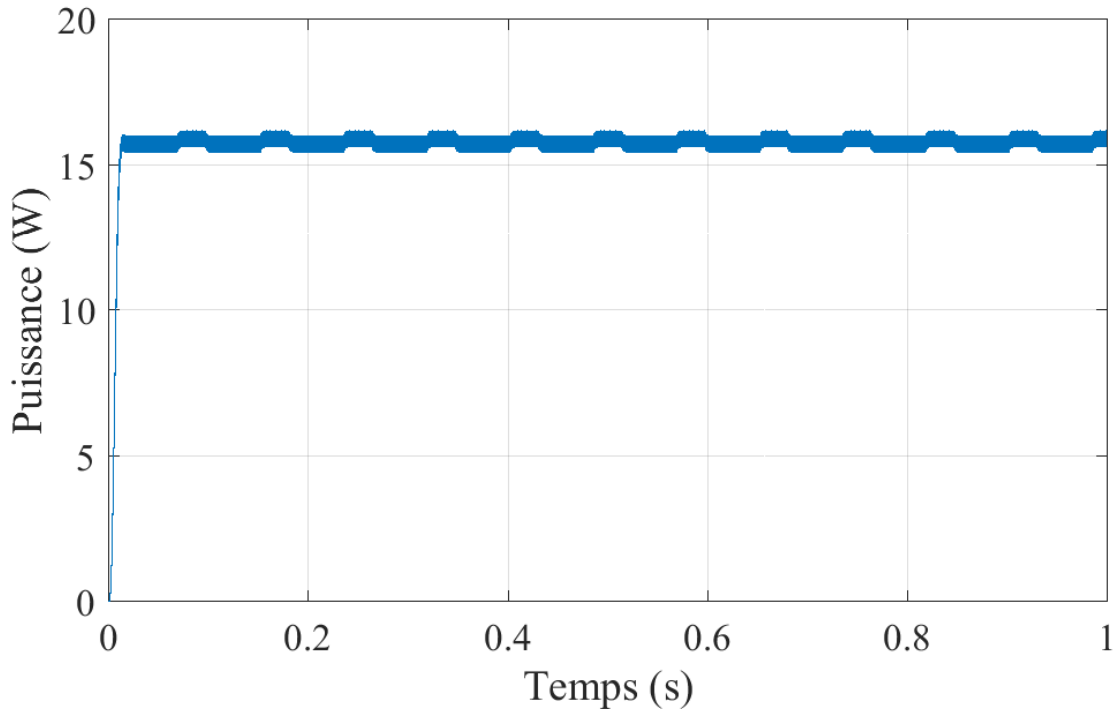


FIGURE 5.13 – MPPT par logique floue - Réponse à une variation de l'éclairement

V.1 Analyse et interprétation des résultats

Le panneau PV génère une puissance maximale $P_{max} = 16.5W$ sous un éclairement de $800W/m^2$ et une température $T = 25^{\circ}C$. Nous mesurons un temps de réponse de $16ms$. Donc la valeur désirée est atteinte plus rapidement par logique floue que par P&O ($53ms$). La réponse oscille autour de la valeur désirée avec une précision de 2%. Donc la précision de la commande MPPT par logique floue est plus grande que celle par P&O (10%).

La MPPT par logique floue donne des bonnes performances (précision et rapidité) par rapport à la P&O. Comme nous avons discuté dans le chapitre précédent, la P&O est facile à implémenter mais elle n'atteint jamais le point MPP, le choix du pas de perturbation influence ses performances, la précision est obtenue avec un pas petit tandis que la rapidité est obtenue avec un pas grand. Alors, par la commande P&O, nous ne pouvons pas poursuivre le point MPP rapidement et avec précision. Contrairement à la commande par logique floue, où les deux performances peuvent être réglées séparément avec un choix juste des règles d'inférence et des fonctions d'appartenances.

L'inconvénient de la commande par logique floue est qu'elle nécessite une connaissance du système pour formuler les règles d'inférence. Contrairement à la commande P&O, qui

perturbe le système et prévoir l'action en mesurant sa réponse.

L'avantage commun entre la commande par logique floue et celle par P&O est que les deux commandes ne nécessitent aucune connaissance du modèle mathématique du système, elles prévoient l'action sur les entrées par l'analyse des sorties.

V.2 Comparaison des trois commandes pour la MPPT

Nous avons comparé les trois commandes (P&O, logique floue et mode glissant) pour la MPPT utilisant un convertisseur DC-DC Buck, pour un système PV alimentant une charge en courant DC. Le schéma de principe est illustré par la figure 5.14 [24].

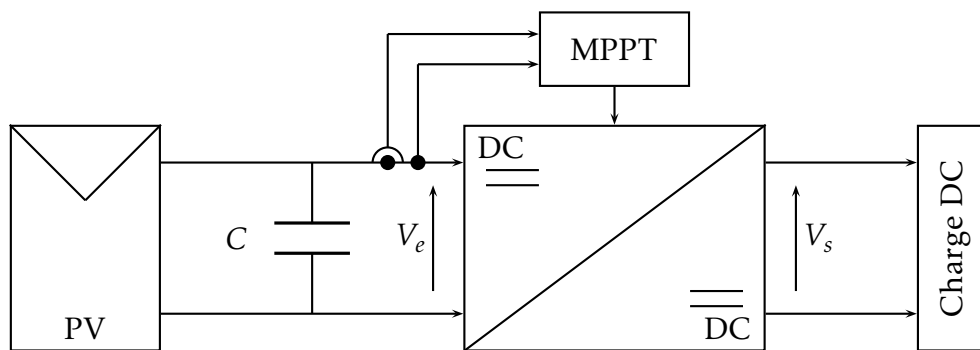


FIGURE 5.14 – MPPT en utilisant un convertisseur Buck

La figure 5.15 représente le résultat de simulation des trois commandes de la MPPT. Les paramètres du panneau PV utilisé sont donnés par le tableau 5.3. Les conditions climatiques de simulation sont $T = 25^{\circ}C$ et une variation de l'éclairement ascendant à $t = 0s$ de 0 à $800W/m^2$. Dans ces conditions la puissance maximale du panneau PV utilisé est $P_{max} = 16.5W$.

Nous constatons que les trois contrôleurs convergent vers le point de puissance maximale mais ils n'ont pas les mêmes performances (temps de réponse et précision).

Rapidité de la commande :

- $t_{r1} = 53ms$ pour la P&O.
- $t_{r2} = 16ms$ pour la logique floue.
- $t_{r3} = 13ms$ pour le mode glissant.

Précision de la commande :

- $\varepsilon_1 = 10\%$ pour la P&O.
- $\varepsilon_2 = 2\%$ pour la logique floue.

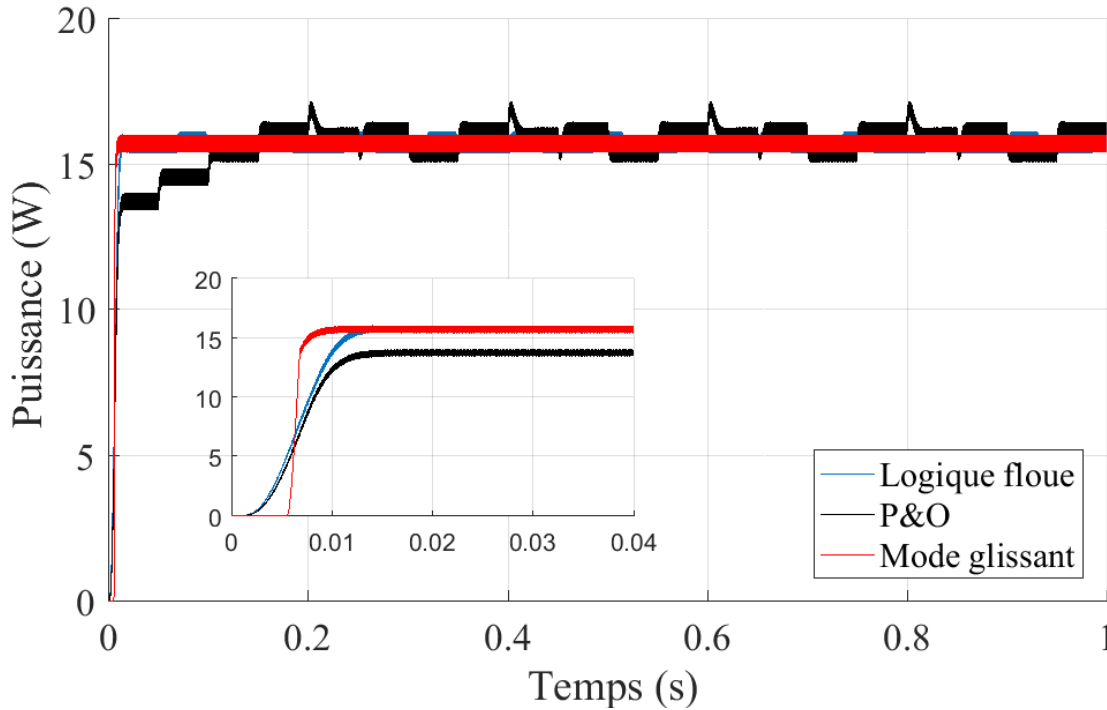


FIGURE 5.15 – MPPT par P&O, logique floue et mode glissant

— $\varepsilon_3 = 4\%$ pour le mode glissant.

Le mode glissant a un retard dû au calcul de la fonction de glissement et de la commande, mais c'est le contrôleur le plus rapide. Le contrôleur par logique floue est moins rapide que celui en mode glissant et plus rapide que le contrôleur par la P&O. Pour la précision, la MPPT par la logique floue est la plus précise des trois commandes.

V.3 Robustesse des trois commandes pour la MPPT

La logique floue, le mode glissant et la P&O sont les trois commandes étudiées pour la technique MPPT. Leurs réponses, à la variation de l'éclairement, convergent vers le point de puissance maximale et elles ont garanti la stabilité face aux incertitudes de la modélisation du système PV. Nous avons trouvé des bonnes précisions, surtout, les commandes par mode glissant et par logique floue, qui ont des précisions inférieures à 4%. Les temps de réponse sont aussi petits pour les trois commandes, inférieurs à 53ms. Dans cette section nous discuterons, la stabilité des trois commandes vis à vis des perturbations externes. Une commande est robuste si elle peut garantir le rejet des perturbations, par exemple une variation de charge. Pour tester la robustesse des commandes citées, nous avons varié la valeur de la résistance de la charge alimentée instantanément. Les réponses en puissance sont présentées

dans la figure 5.16

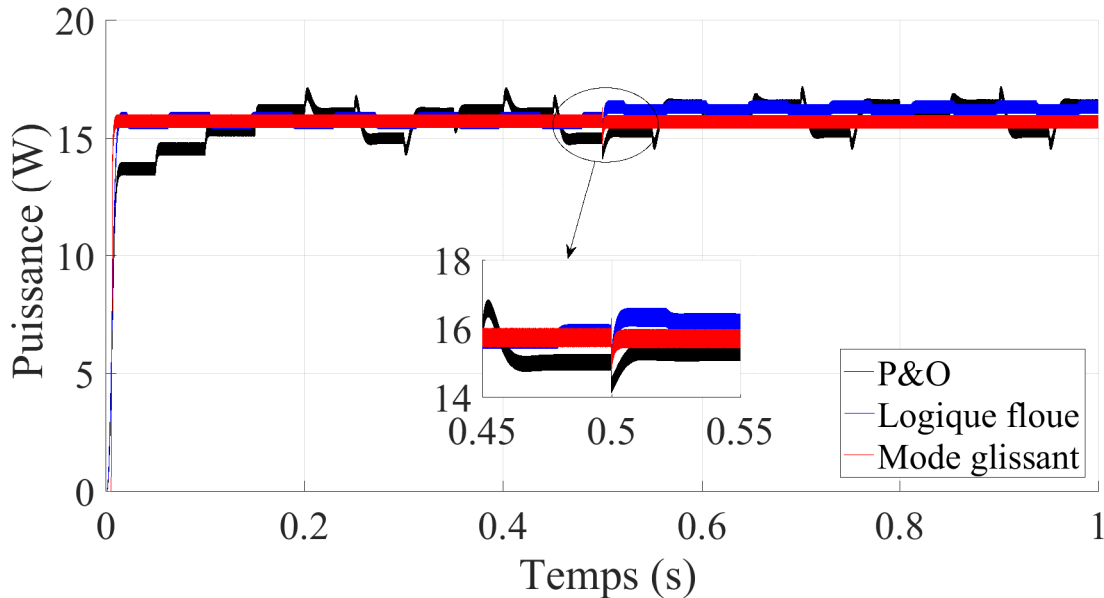


FIGURE 5.16 – Effet de la perturbation

A l'instant $t_p = 0.5s$, nous avons varié instantanément la résistance de 5Ω à 100Ω . C'est une variation très forte et brutale. Pour illustrer cette robustesse, nous avons calculé les erreurs relatives due à la perturbation et nous avons trouvé respectivement, pour la P&O, le mode glissant et la logique floue, les erreurs relatives suivantes : $\varepsilon_{PO} = 9\%$, $\varepsilon_{MG} = 6\%$ et $\varepsilon_{LF} = 4\%$. Comme les erreurs relatives sont inférieure à 10%, alors les réponses montrent la robustesse des trois commandes face au changement de la charge. D'après ces valeurs, nous déduisons que c'est la logique floue qui est la plus robuste.

VI Système PV connecté au réseau électrique par un seul étage de conversion

L'utilisation des photovoltaïques dans notre vie actuelle augmente de jour en jour et plusieurs topologies d'implémentation sont faites et d'autres sont des sujets de recherches scientifiques. Comme exemples, pour les faibles puissances (calculatrice, chargeur de téléphone...) nous utilisons des systèmes PV avec un convertisseur DC-DC contenant la MPPT. Dans les sites isolés extra urbaine, nous utilisons des systèmes PV avec stockage d'énergie et un gestionnaire d'énergie. Le gestionnaire permet d'alimenter les charges, charger les batteries lorsqu'il y a un surplus d'énergie ou les décharger lorsque le besoin est important devant la pro-

duction. Dans d'autres sites nous utilisons les systèmes PV connectés au réseau électrique par des convertisseurs DC-AC contenant la MPPT. Dans ce type d'implémentation, nous pouvons injecter le surplus de la production photovoltaïque dans le réseau électrique. Nous utilisons pour cela un contrôleur de tension et de fréquence qui assure l'injection de l'énergie photovoltaïque dans le réseau électrique sans perturbation et avec un facteur de puissance unitaire : contrôleur de facteur de puissance (PFC Power Factor Control).

La connexion d'un système PV au réseau électrique peut être faite par deux schémas fonctionnels :

- Extraire la puissance maximale du panneau PV par un convertisseur DC-DC avec la MPPT, puis convertir le courant DC en AC par un convertisseur DC-AC avec un contrôleur de tension et de fréquence. Pour la commande MPPT, le principe reste le même comme dans le cas de l'alimentation d'une charge triphasée étudiée précédemment, en considérant le réseau électrique comme une charge triphasée, lorsque nous voulons mesurer la résistance équivalente de la sortie du convertisseur DC-DC. Puis, nous contrôlons le convertisseur DC-AC pour générer une tension d'amplitude et de fréquence égales aux celles de la tension du réseau avec un facteur de puissance unitaire. Donc, dans ce schéma fonctionnel nous utilisons deux étages de conversion par deux convertisseurs DC-DC et DC-AC.
- Extraire la puissance maximale du panneau PV et convertir le DC en AC au même temps par un convertisseur DC-AC contenant la MPPT et le contrôleur de fréquence et de tension avec un facteur de puissance unitaire. Donc, dans ce schéma nous utilisons un seul étage de conversion par un convertisseur DC-AC. Ce schéma est représenté par la figure 5.17.

Dans cette section, nous étudierons le deuxième schéma fonctionnel illustré par la figure 5.17. Dans lequel, nous devons contrôler le convertisseur DC-AC par deux contrôleurs : le premier est la MPPT pour extraire la puissance maximale et le deuxième est le PFC pour assurer la connexion au réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire.

VI.1 Contrôle du convertisseur DC-AC : MPPT et PFC

Due au rendement faible du panneau PV, un contrôleur MPPT est nécessaire dans un système PV. Le point de fonctionnement doit correspondre au point de puissance maximale tout le temps et quelles que soient les conditions environnementales.

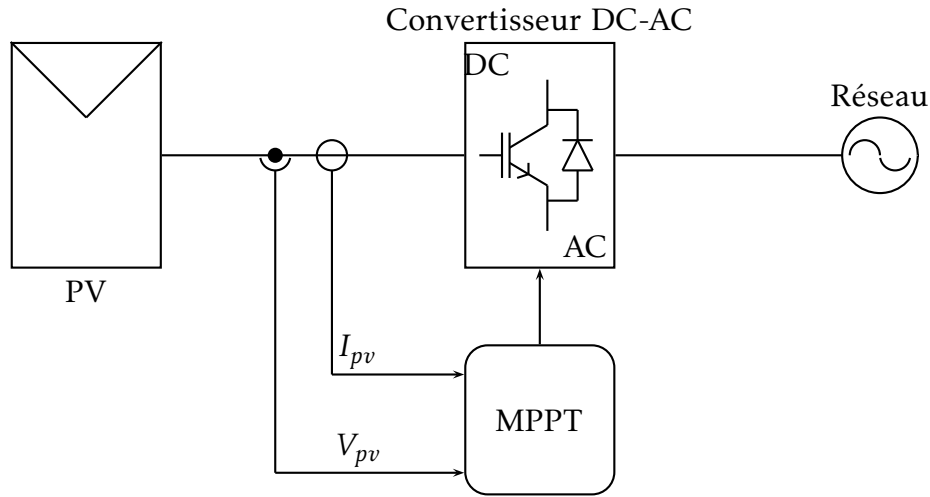


FIGURE 5.17 – Chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique avec un seul étage de conversion

Le contrôle du facteur de puissance et la régulation de l'énergie réactive sont les plus importants dans le système PV connecté au réseau électrique. L'onduleur doit être contrôlé non seulement pour injecter le courant avec un taux de distorsion harmonique minimal mais aussi pour contrôler le facteur de puissance injectée dans le réseau électrique [105][29], [28].

Nous avons trouvé dans le deuxième chapitre que les énergies active et réactive sont données par le système suivant :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2} (e_d i_d + e_q i_q) \\ Q = \frac{3}{2} (e_q i_d - e_d i_q) \end{cases} \quad (5.5)$$

Donc, si la tension quadrature $e_q = 0$, les puissances active et réactive deviennent proportionnelles aux courants i_d et i_q :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2} e_d i_d \\ Q = -\frac{3}{2} e_d i_q \end{cases} \quad (5.6)$$

Avec cette condition, nous pouvons contrôler les puissances, active et réactive, par le contrôle des courants i_d et i_q , respectivement.

Nous avons montré que la modélisation de la connexion au réseau électrique dans le plans dq est donnée par :

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = -Ri_d + L\omega i_q - e_d + v_d \\ L \frac{di_q}{dt} = -Ri_q - L\omega i_d - e_q + v_q \end{cases} \quad (5.7)$$

$$\text{Avec } \begin{cases} v_d = m_d \frac{V_{dc}}{2} \\ v_q = m_q \frac{V_{dc}}{2} \end{cases}$$

Que nous pouvons représenter par le schéma bloc suivant (5.18) :

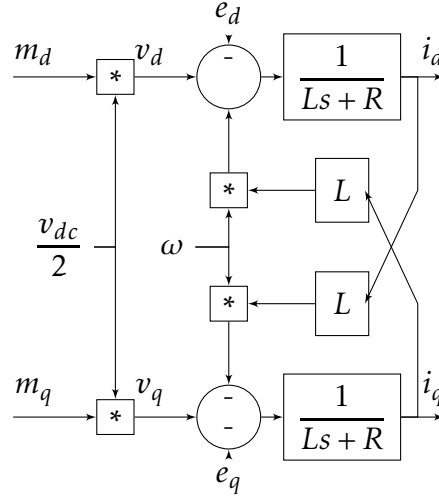


FIGURE 5.18 – Schéma bloc de la connexion au réseau électrique dans le plan dq

Avec

- Entrées : v_d et v_q
- Sorties : i_d et i_q
- Perturbations : e_d et e_q

Le contrôleur flou que nous avons proposé est donné par le schéma bloc suivant (5.19) :

Avec

$$\begin{cases} m_d \frac{v_{dc}}{2} = v_d = e_d - L\omega i_q + L \frac{di_d}{dt} + Ri_d \\ m_q \frac{v_{dc}}{2} = v_q = e_q + L\omega i_d + L \frac{di_q}{dt} + Ri_q \end{cases}$$

$$i_q^* = 0$$

D'où le schéma bloc de contrôle de la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique (5.20) :

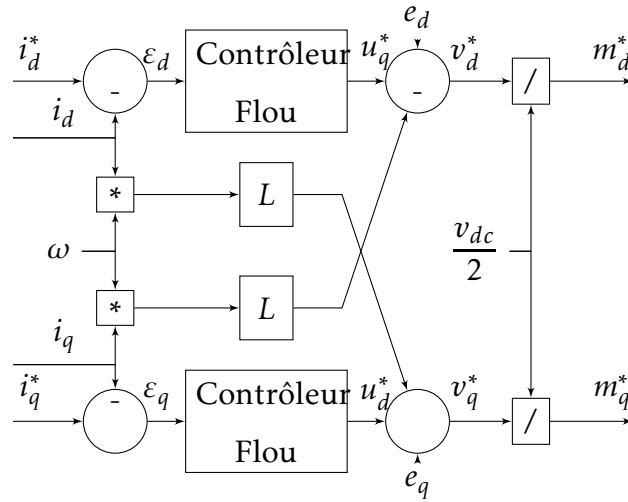


FIGURE 5.19 – Contrôleur des courants par la logique floue

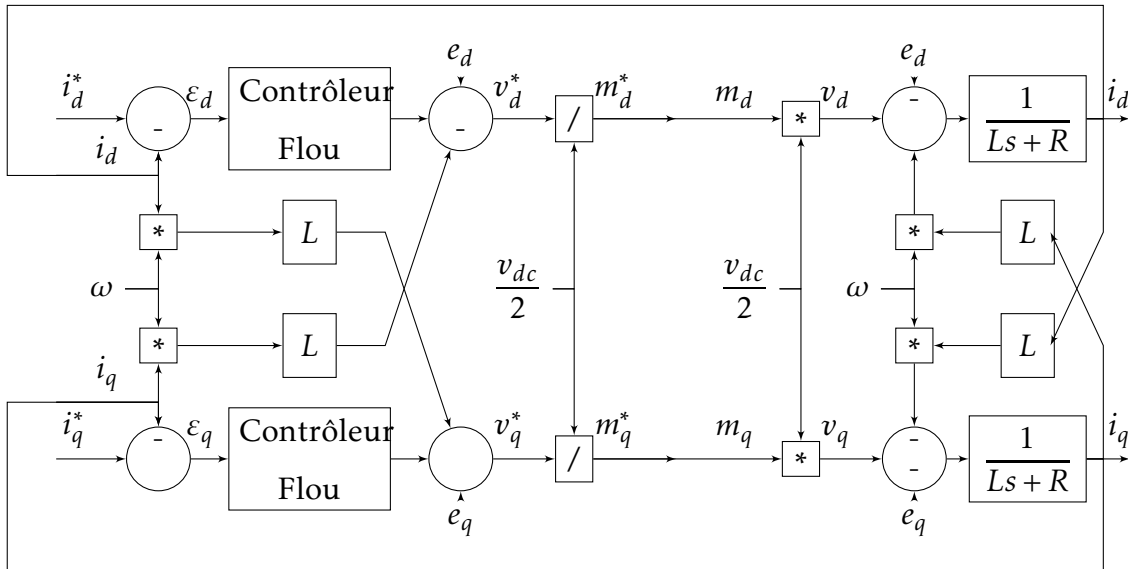


FIGURE 5.20 – Schéma bloc de la connexion au réseau électrique avec le contrôle par la logique floue

La condition $e_q = 0$ est réalisée lorsque l'angle de rotation du vecteur de tension à la sortie du convertisseur dans le système dq est constant. Autrement dit, lorsque les vecteurs représentant e_{dq} et la base dq tournent avec la même vitesse angulaire, relativement à la base $\alpha\beta$. Cette condition est assurée par une boucle à phase asservie PLL (**Phase Locked Loop**). Le PLL permet d'asservir l'angle de rotation de la base dq à l'angle du vecteur tension tournant.

La MPPT est la commande qui maximise la puissance extraite du panneau PV, alors nous devons maximiser la puissance active P . Comme P est proportionnelle au courant i_d , nous

devons donc poursuivre le maximum du courant i_d .

Nous utilisons un contrôleur PFC pour minimiser la puissance réactive Q . Or elle est proportionnelle à i_q , nous devons donc minimiser le courant i_q .

Considérons le modèle de contrôle d'un système PV connecté au réseau électrique donné par la figure 5.21. La connexion est réalisée par un onduleur triphasé à base des IGBT. La sortie de l'onduleur est filtrée par un filtre LC passe bas et injectée au réseau électrique via un transformateur. L'onduleur est contrôlé par la commande MPPT et le contrôleur PFC.

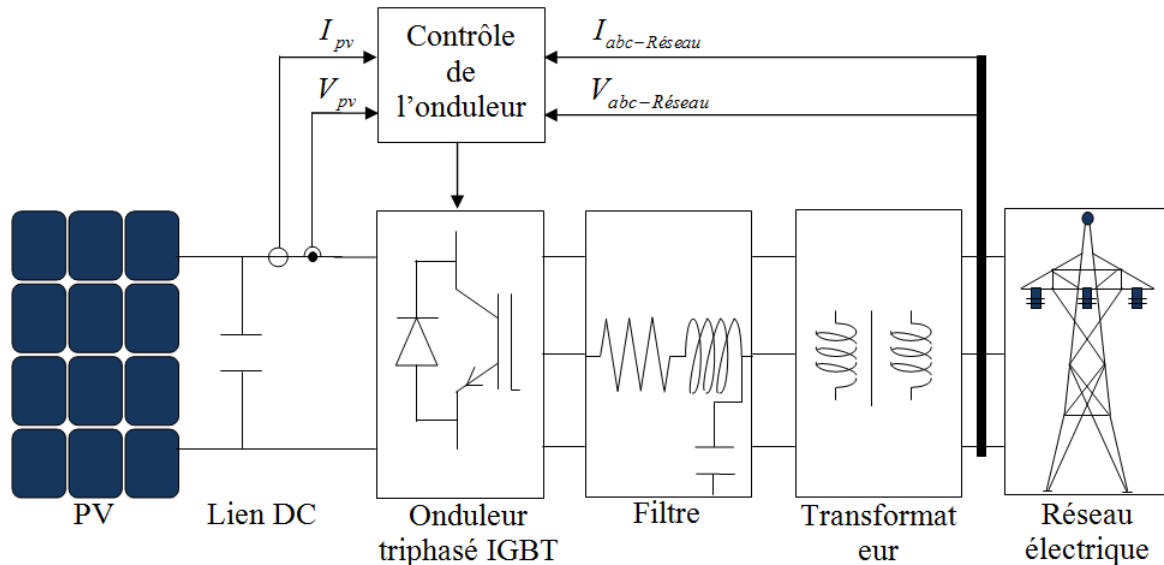


FIGURE 5.21 – Système PV connecté au réseau électrique

Pour poursuivre le point de puissance maximale, nous avons appliqué une commande par logique floue. Cette commande détermine la tension de référence correspondante au point de fonctionnement de puissance maximale. Et pour rendre le facteur de puissance unitaire à la sortie de l'onduleur nous avons appliqué une deuxième commande par logique floue qui contrôle la puissance réactive à travers le courant quadrature i_q (5.22).

VI.2 Simulation, analyse et interprétation des résultats

Le modèle de la simulation comporte un panneau photovoltaïque de 88 branches en parallèles, chaque branche contient 7 modules en séries et chaque module comporte 128 cellules photovoltaïques. Les caractéristiques de ce panneau PV sont données par le tableau 5.4.

Pour s'approcher de la réalisation pratique, le circuit équivalent d'un réseau électrique doit modéliser le générateur produisant l'énergie, un transformateur qui adapte la tension

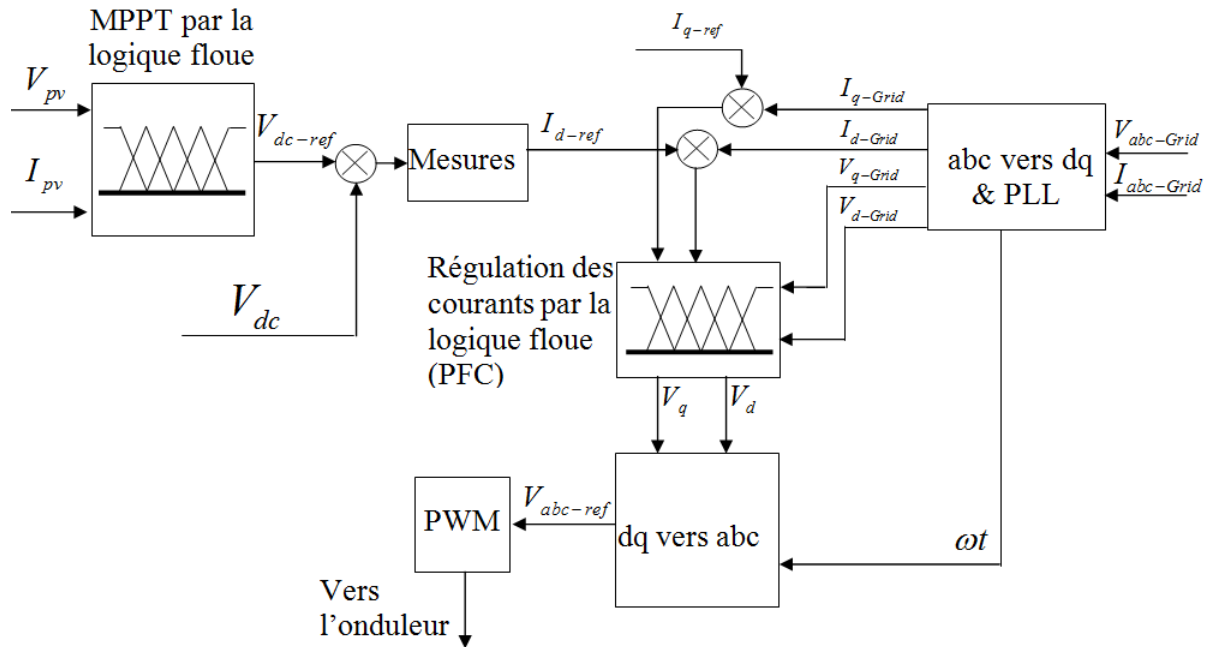


FIGURE 5.22 – Contrôle de l'onduleur par logique floue

Référence	SunPower SPR-415E-WHT-D
T	$25^{\circ}C$
I_r	$1000W/m^2$
V_{co}	$597.1V$
I_{cc}	$535.9A$
V_{pmax}	$510.3V$
I_{pmax}	$500.7A$
P_{max}	$255.5kW$

TABLE 5.4 – Paramètres du panneau PV

ou le courant, des charges (dissipatives avec puissance réactive) et des lignes de transport. Nous avons simulé le système PV avec un réseau électrique sous Matlab. Ce réseau, présenté par la figure 5.23, est modélisé comme un réseau de distribution typique.

Le modèle de simulation est donné par la figure 5.24. Nous avons considéré que l'éclairement a subi trois variations, la première à $t = 0s$ de $I = 0W/m^2$ à $I = 1000W/m^2$, la deuxième de $I = 1000W/m^2$ à $I = 200W/m^2$ durant un intervalle de temps $\Delta t = 0.1s$ allant de $t = 0.5s$ à $t = 0.6s$ et la troisième de $I = 200W/m^2$ à $I = 1000W/m^2$ durant un intervalle de temps

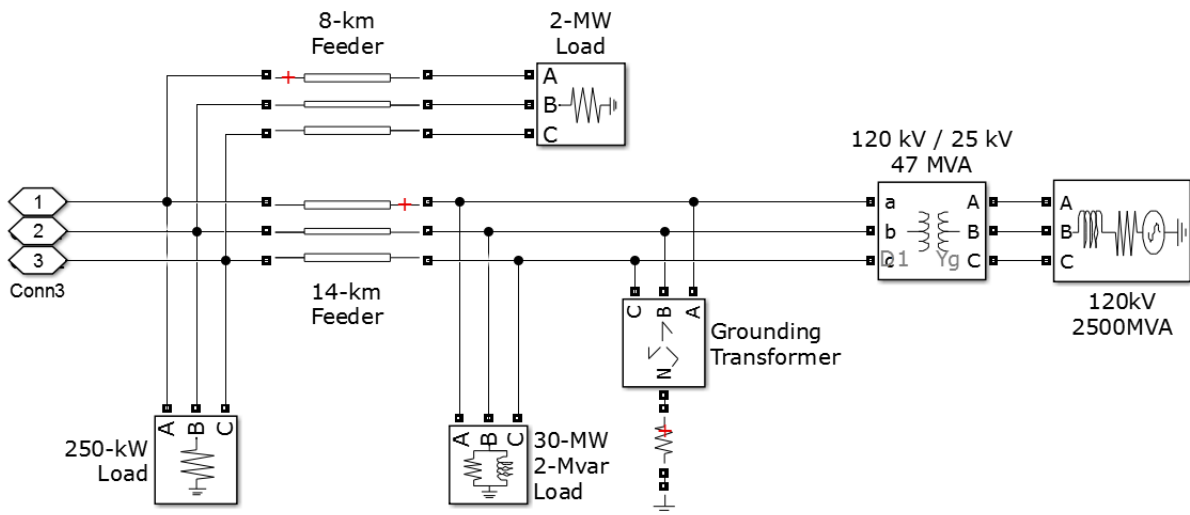


FIGURE 5.23 – Simulation d’un réseau électrique sous Matlab/Simulink

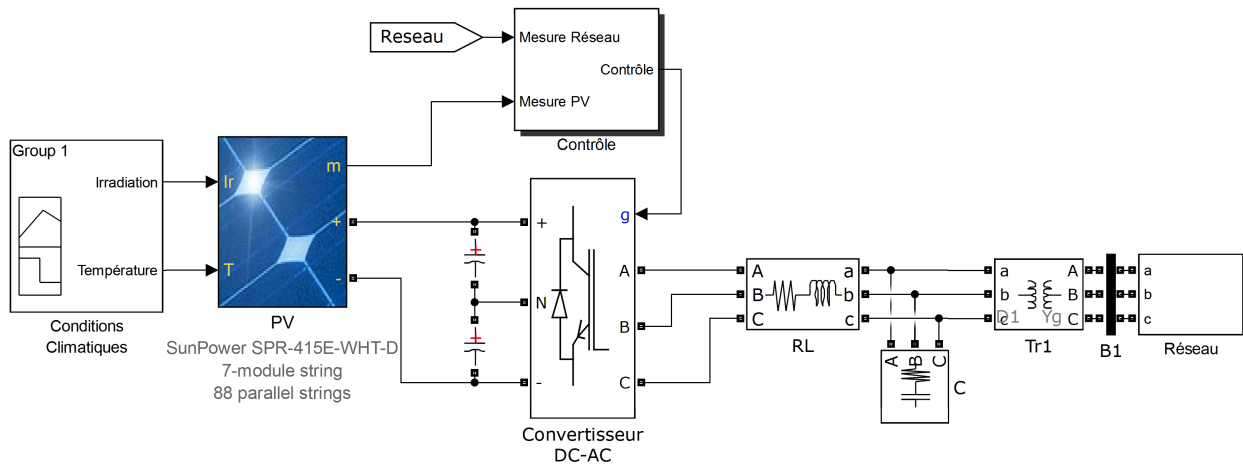


FIGURE 5.24 – Simulation du système PV connecté au réseau sous Matlab/Simulink

$\Delta t = 0.1s$ allant de $t = 1s$ à $t = 1.1s$. Ces deux variations sont représentées par la figure 5.25a. La puissance active est donnée par la figure 5.25b.

La figure, représentant la puissance, illustre les performances de la commande MPPT par la logique floue. Pour la première et la troisième variations, l’éclairement est égal à $Ir = 1000W/m^2$ et la température est égale à $T = 45^{\circ}C$.

Dans ces conditions, la puissance maximale est $P_{max} = 241.5kW$. Comme la puissance maximale mesurée est $P_1 = 223.6kW$ pour la première variation, cette puissance est atteinte avec une précision $\varepsilon_1 = 7.4\%$. Pour la troisième variation, la puissance maximale mesurée est $P_3 = 234.2kW$. Elle est atteinte alors avec une précision $\varepsilon_3 = 3.02\%$.

Pour la deuxième variations, l’éclairement est égal à $Ir = 200W/m^2$ et la température

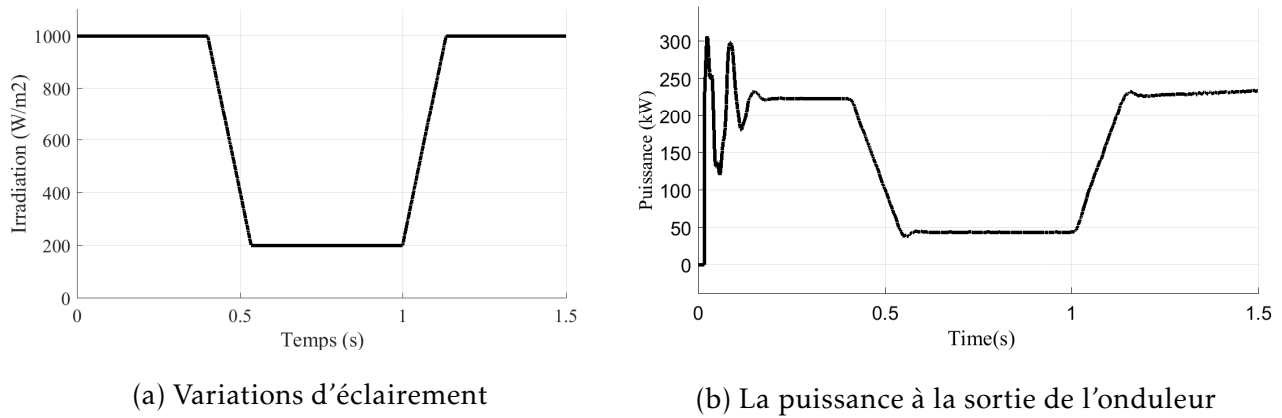


FIGURE 5.25 – L'éclairement et la puissance en fonction du temps

$T = 45^{\circ}C$. Dans ces conditions, la puissance maximale est $P_{max} = 47.0kW$ et la puissance maximale mesurée est $P_2 = 43.6kW$ avec une précision de $\varepsilon_2 = 7.23\%$.

Nous en déduisons alors que la commande MPPT poursuit le point de puissance maximale. La réponse en puissance atteint les valeurs désirées avec une bonne précision (inférieure à 10%), pour les trois variations.

La tension injectée au réseau électrique est illustrée par la figure 5.26a. La figure 5.26b donne l'analyse de fourrier de la tension injectée.

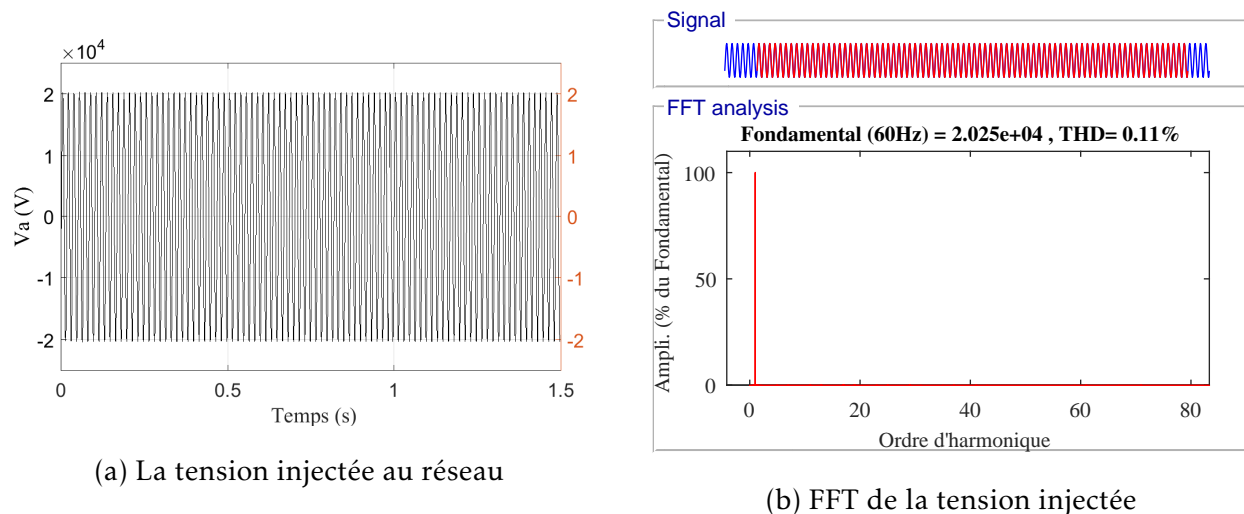


FIGURE 5.26 – Analyse de la tension injectée au réseau électrique

D'après l'analyse de fourrier, la tension injectée a une fréquence quasiment constante égale à $f_0 = 60Hz$ avec un taux de distorsion faible, égal à $THD = 0.11\%$. Sachant que la fréquence du réseau est égale à $f_r = 60Hz$, cette analyse montre que le convertisseur DC-AC

injecte la tension au réseau électrique avec une faible perturbation.

Le courant injecté au réseau électrique est donné par la figure 5.27a. Les courbes 5.27b, 5.27c et 5.27d donnent l'analyse de fourrier du courant injecté, pour les trois réponses aux variations de l'éclaircement.

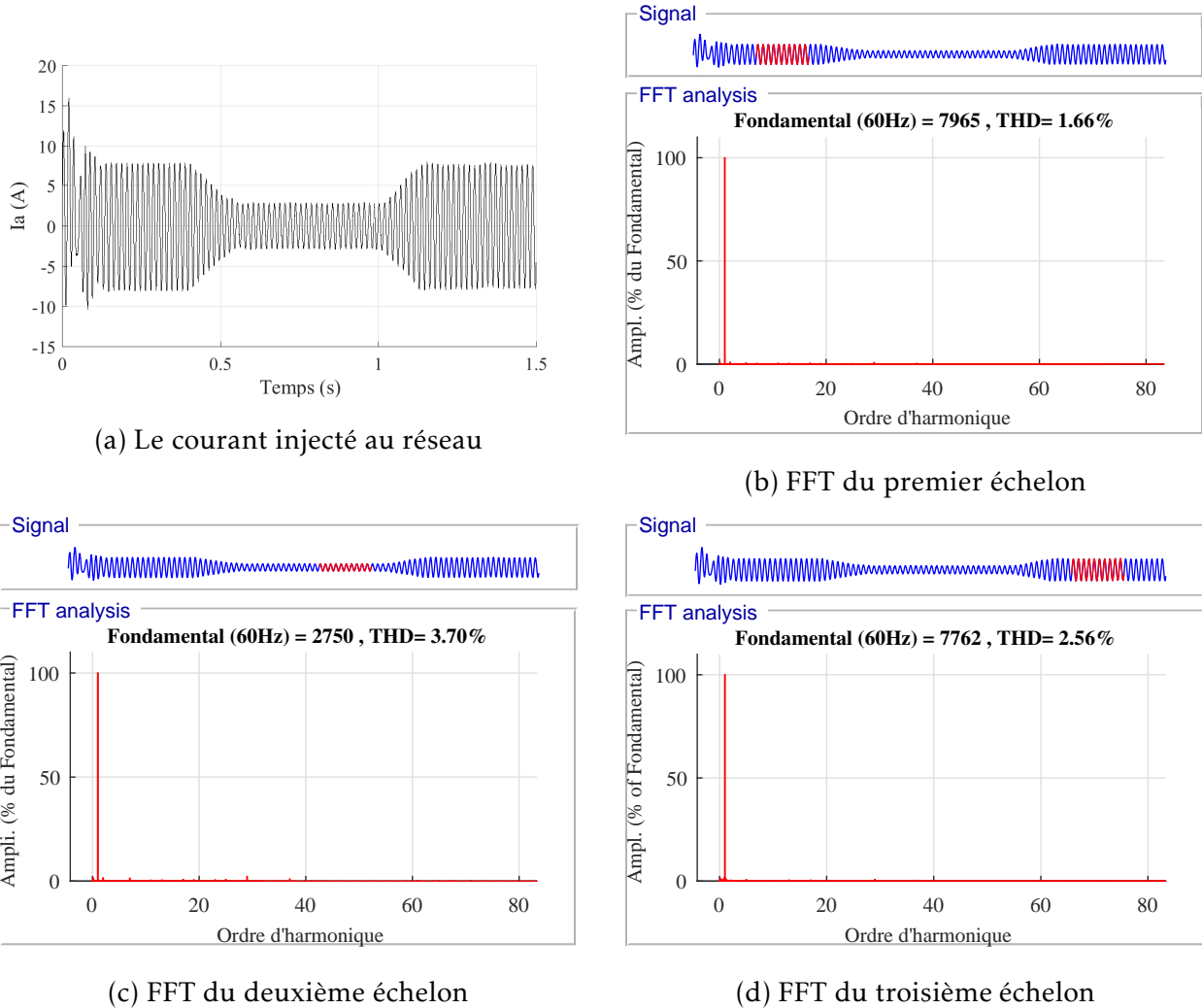


FIGURE 5.27 – Analyse de Fourier du courant injecté au réseau électrique

La fréquence fondamentale du courant égale à 60Hz, elle est donc égale à celle du réseau électrique. L'analyse de fourrier, montre aussi que le taux de distorsion est faible pour les trois variations : $THD_1 = 1.66\%$, $THD_2 = 3.70\%$ et $THD_3 = 2.56\%$. Alors, durant la simulation, le taux de distorsion reste inférieur à 3.7%.

La puissance du système PV est injectée au réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire si, le déphasage entre le courant et la tension injectés est faible. Nous cherchons donc, une injection avec une puissance active maximale et une puissance réactive minimale

	Puissance	Erreur relative	THD
1	223.6kW	7.4%	1.66%
2	43.6kW	7.23%	3.70%
3	234.2kW	3.02%	2.56%

TABLE 5.5 – Résultats de simulations

par le contrôle du facteur de puissance. Le déphasage entre le courant et la tension est illustré par la figure 5.28.

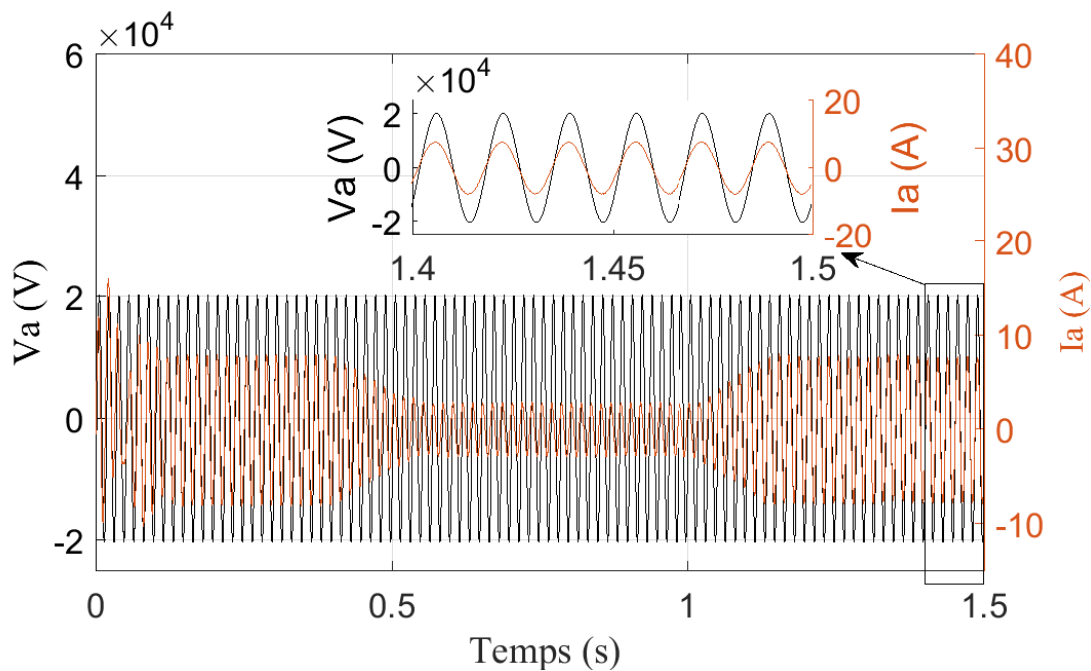


FIGURE 5.28 – Différence de phase entre le courant et la tension

Cette figure montre qu'après la régulation du facteur de puissance, la tension et le courant sont en phase. Nous mesurons un déphasage de $\Delta\varphi = 0.065rad$. Cette valeur est faible, donc la tension et le courant sont injectés au réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire.

La simulation sous Matlab/Simulink a permis de vérifier la validité de tous les modèles du système PV connecté au réseau électrique. Nous avons aussi vérifié les deux lois de commandes par logique floue : MPPT et PFC et nous avons trouvé que la réponse en puissance atteint les valeurs désirées avec une bonne précision.

Dans la section suivante, nous testerons la robustesse des commandes citées. Par l'intégration

d'une batterie de stockage d'énergie, d'un générateur Diesel et différentes charges.

VI.3 Système PV/Diesel/Batterie connecté au réseau électrique

Généralement, la puissance produite par le photovoltaïque et la demande de la charge sont différentes. Pour cela l'utilisation des batteries de stockage est nécessaire pour gérer la puissance. La figure 5.29 présente la chaîne de conversion photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage d'énergie électrique et un générateur diesel. Si la production est importante devant la demande de la charge, le surplus est stocké sur les batteries. La puissance stockée est utilisée lorsque la demande dépasse la production ou lorsque les conditions environnementales ne sont pas favorables. Si la production est égale à la demande, les batteries sont isolées.

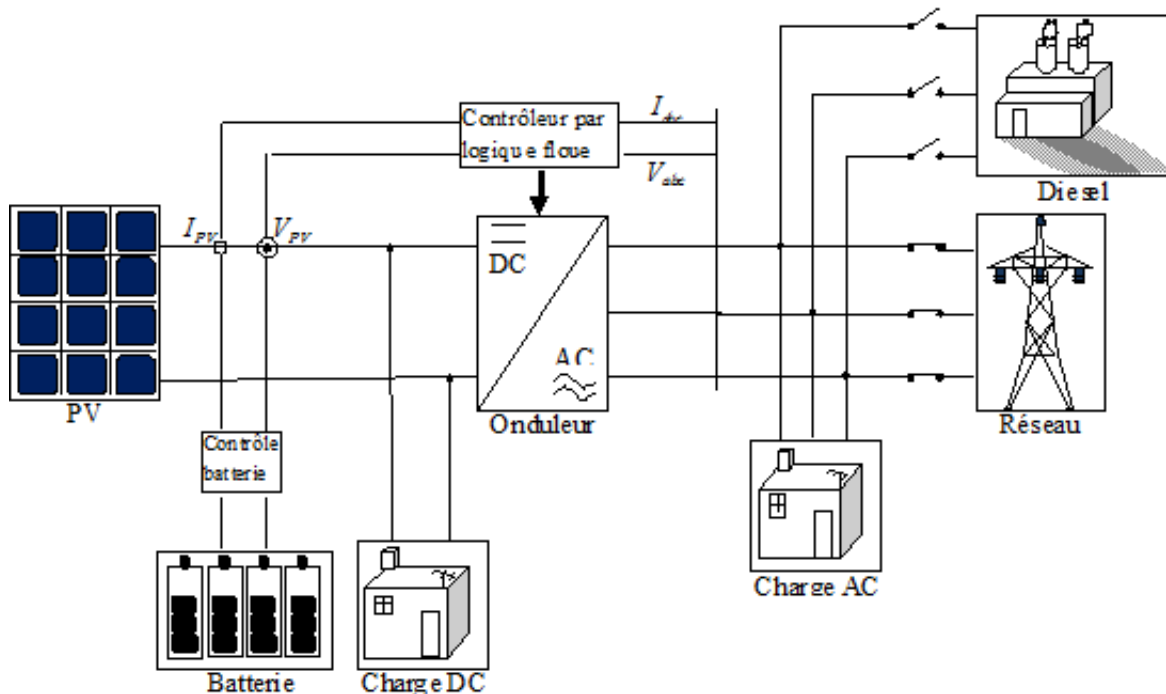


FIGURE 5.29 – système PV/Diesel/Batterie connecté au réseau électrique

La gestion de la charge et de la décharge de la batterie se fait par un convertisseur bidirectionnel DC-DC intercalé entre le panneau PV et la batterie. En général, la tension à la sortie du panneau PV est supérieure à celle aux bornes de la batterie. Dans le système PV connecté au réseau électrique, le bidirectionnel joue le rôle d'un convertisseur DC-DC abaisseur pour charger la batterie et élévateur pour la décharger.

L'éclairage solaire n'est pas accessible tout le temps. Les batteries aussi ne sont pas tou-

jours suffisantes pour remplacer la source PV. Durant le fonctionnement normal la batterie ou le réseau électrique remplacent le système PV lorsque la demande de la charge est importante devant la production mais, il y des endroits qui doivent être alimentés électriquement en permanence, comme par exemple les hôpitaux. Pour cela, nous utilisons un générateur Diesel comme une source de secours. Si accidentellement, il y a une coupure de courant au réseau électrique, le générateur Diesel devient la source d'alimentation principale. Le générateur Diesel doit délivrer une tension et une fréquence égales aux celles du réseau électrique pour garder la stabilité de la chaîne de conversion photovoltaïque.

Pour tester la stabilité et les performances de ce système, nous avons intégré, dans le système PV connecté au réseau électrique, présenté dans la section précédente, une batterie contrôlée, un générateur Diesel et des charges. Le modèle de simulation du système PV/Diesel avec stockage d'énergie connecté au réseau électrique est donné par la figure 5.30.

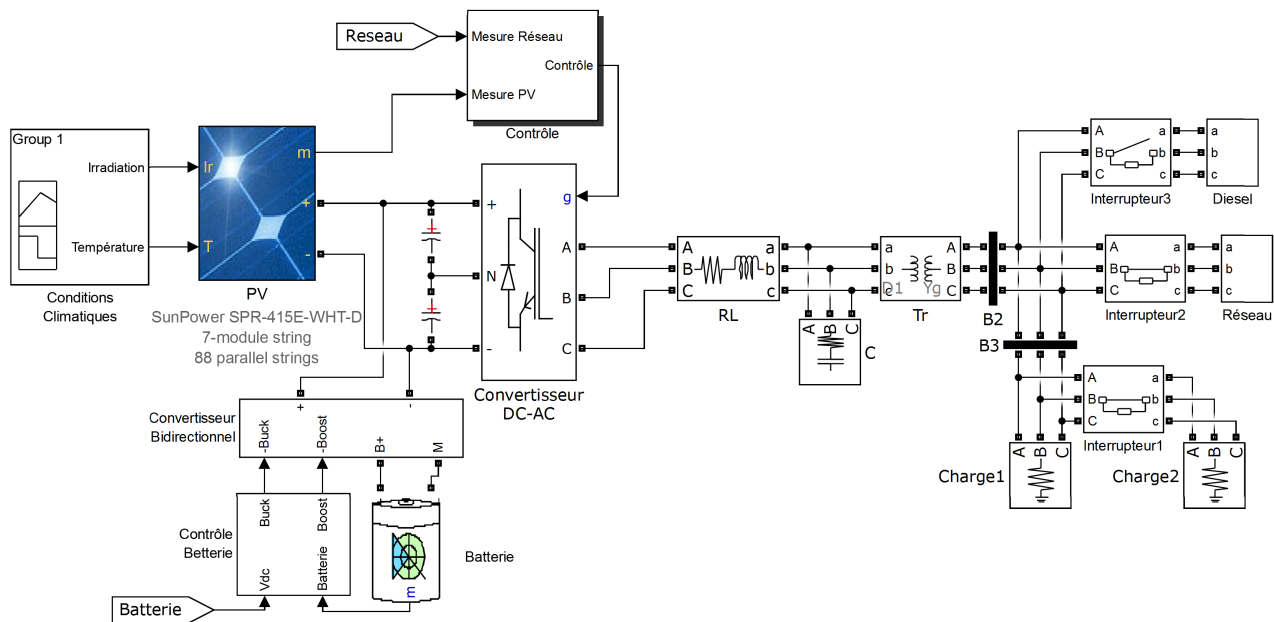


FIGURE 5.30 – Simulation du système PV connecté au réseau avec stockage d'énergie et générateur Diesel sous Matlab/Simulink

Le contrôle du système PV/Batterie/Diesel connecté au réseau électrique utilise trois contrôleurs principaux : deux contrôleurs flous sont appliqués pour commander le convertisseur DC-AC et le troisième gère l'état de charge (SOC) de la batterie.

Les deux contrôleurs flous utilisés dans la commande du convertisseur DC-AC sont ceux utilisés à la section précédente. Le premier contrôleur flou règle la tension de la sortie du

panneau PV, pour qu'elle corresponde à la tension du point de puissance maximale V_{MPP} . Le deuxième contrôleur flou contrôle le facteur de puissance, pour rendre le facteur de puissance unitaire.

Le troisième contrôleur gère la charge et la décharge de la batterie selon les besoins des charges. L'algorithme du contrôleur de la batterie est donné par la figure 5.31

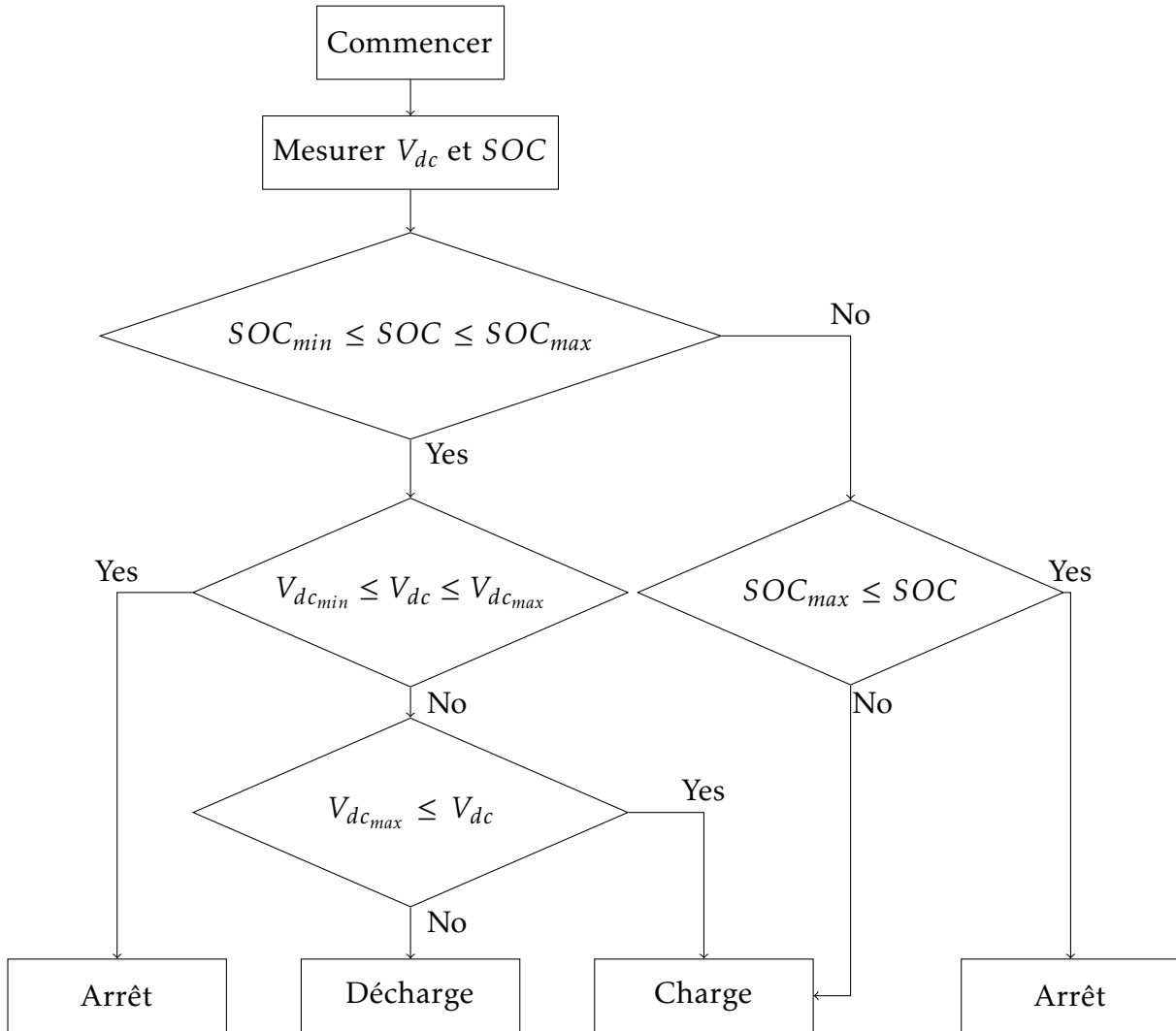


FIGURE 5.31 – Algorithme de contrôle de la batterie

Pour la simulation, nous avons considéré que l'éclairement subit des changements durant des intervalles comme illustre la figure 5.32a. De plus, pour tester la stabilité, nous avons considéré que la demande de la charge augmente instantanément durant un intervalle de $0.1s$, allant de $t = 0.7s$ à $t = 0.8s$, la figure 5.32b représente ce changement. Pour la connexion au réseau électrique, nous avons considéré une coupure de courant instantanée qui dure $0.1s$, allant de $t = 1.6$ à $t = 1.7s$. Dans cet intervalle, nous avons intégré le générateur Diesel de

secours qui prend le rôle du réseau électrique à cet instant.

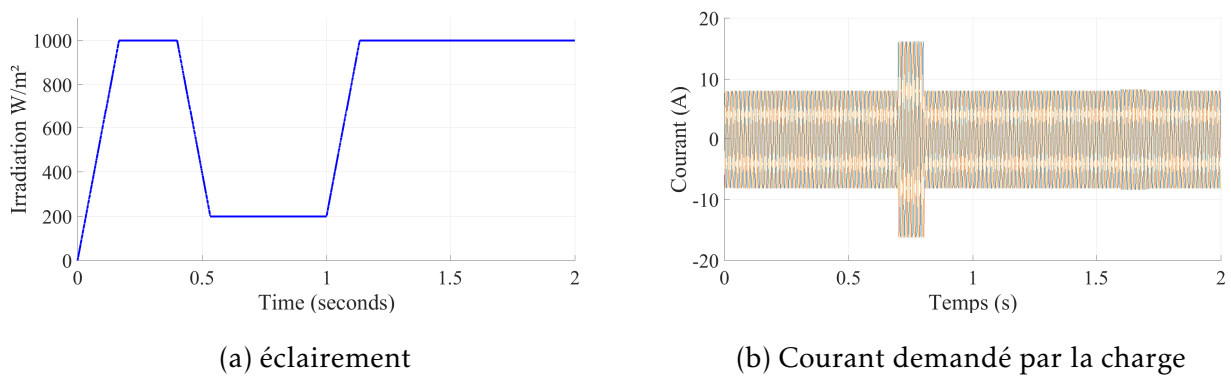


FIGURE 5.32 – éclairement et demande de la charge

Pour analyser les résultats de la simulation nous mesurons la tension, le courant, la puissance à la sortie du panneau PV et l'état de charge de la batterie SOC.

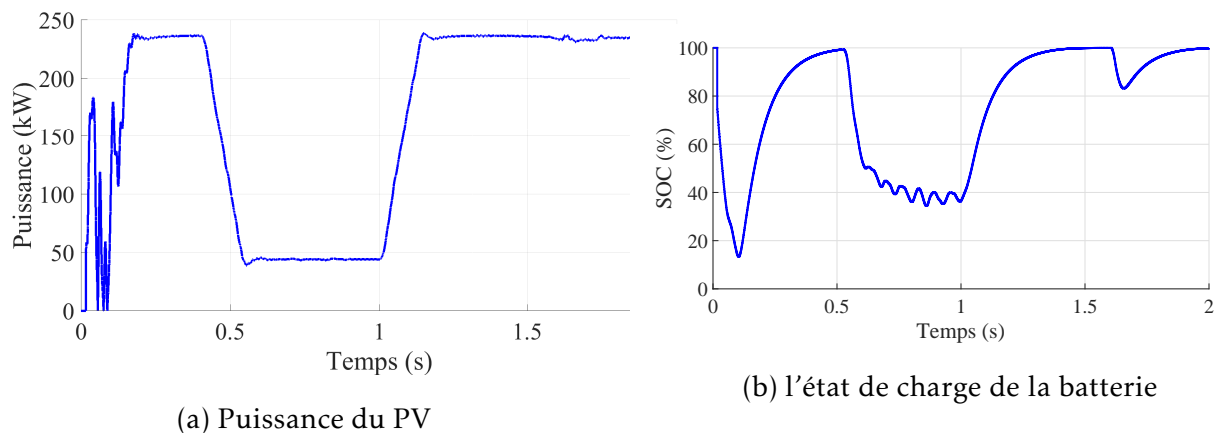


FIGURE 5.33 – Performance de la MPPT et le contrôle de la batterie

Comme illustre la figure 5.33a, le contrôleur flou, utilisé en MPPT, poursuit le point de puissance maximale durant le changement de la demande de la charge, durant le changement de l'éclairement et aussi lorsque le réseau électrique est remplacé par le générateur Diesel. Le régime transitoire dure 0.2s.

La figure 5.33b montre que la batterie avec son contrôleur fonctionnent normalement. Elle alimente la charge quand la production du système PV est faible et elle se charge quand la production est grande. Elle alimente aussi la charge durant la coupure de courant du réseau électrique.

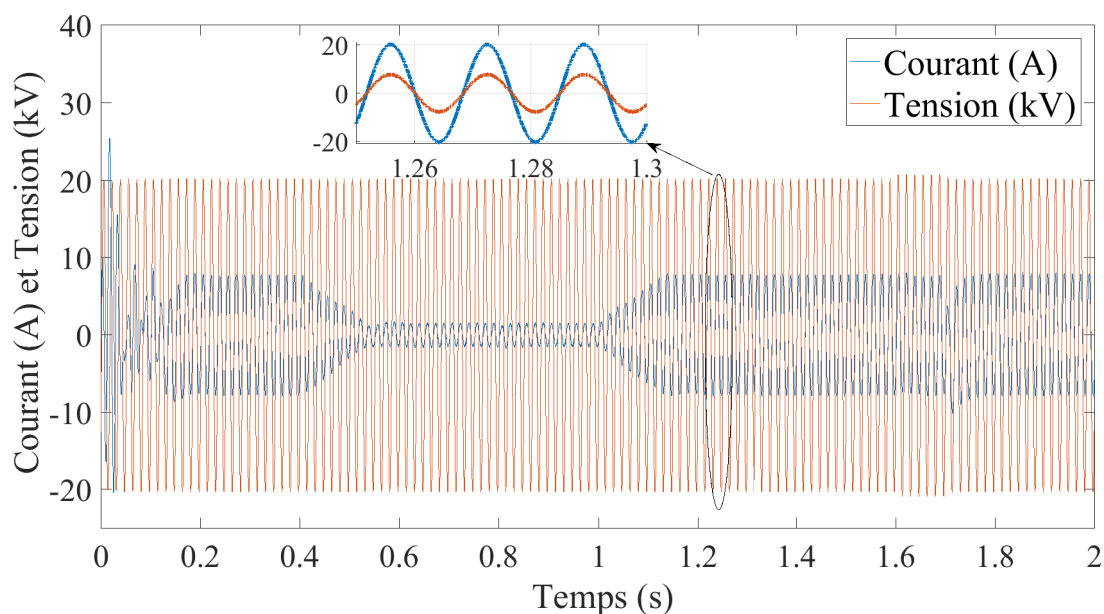


FIGURE 5.34 – Déphasage entre le courant et la tension

La figure 5.34 illustre les performances du deuxième contrôleur flou utilisé en PFC pour contrôler la puissance réactive. Nous constatons que le courant et la tension reste en phase. Ce qui indique que le facteur de puissance est unitaire et la puissance réactive est nulle. Cette figure montre aussi que l'amplitude et la tension de sortie restent constantes et égalent à l'amplitude et à la fréquence de la tension du réseau électrique.

	Puissance	Erreur relative
1	237.1kW	1.82%
2	43.6kW	7.17%
3	236.7kW	1.99%

TABLE 5.6 – Résultats de simulations

Par cette simulation, nous avons testé la stabilité des contrôleurs, vis à vis quelques perturbations. Nous avons trouvé que les réponses du système PV/Batterie/Diesel connecté au réseau électrique restent stables par les contrôleurs flous déjà présentés.

VII Conclusion

Nous avons étudié quantitativement la commande par logique floue appliquée au système solaire photovoltaïque pour extraire la puissance maximale. Nous avons trouvé que la MPPT

par la logique floue a donné des bonnes performances en rapidité et en précision. De plus, la commande par mode glissant ne nécessite pas la connaissance du modèle du système PV, elle considère le système comme une boîte noire et prévoit l'entrée par l'analyse des entrées précédentes et des sorties. La commande par la logique floue est plus précise, plus rapide que la technique P&O, plus précise et moins rapide que la commande par le mode glissant.

Ensuite, nous avons commandé la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique, avec un seul étage de conversion utilisant un convertisseur DC-AC. La commande par la logique floue du convertisseur DC-AC est composée de deux commandes floues : la MPPT et le PFC. La première commande floue cherche la tension de référence qui permet d'extraire la puissance maximale du panneau PV tandis que la deuxième commande floue assure l'injection de la puissance du panneau PV dans le réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire.

Finalement, dans la dernière section nous avons vérifié la stabilité de la chaîne de conversion contenant le panneau PV connecté au réseau, un générateur Diesel de secours, une batterie de stockage dont la charge et la décharge sont supervisées par un contrôleur et des charges alimentées par un courant DC et AC. L'onduleur avec les deux contrôleurs flous poursuit le point de puissance maximale avec un facteur de puissance unitaire et un troisième contrôleur est utilisé pour gérer l'état de charge de la batterie. Par la simulation, nous avons vérifié que les contrôleurs restent stables face aux perturbations.

CONCLUSION GÉNÉRALE

L'énergie solaire est une source verte gratuite et inépuisable. Il y a plusieurs formes de l'énergie solaire, dans cette thèse nous avons présenté l'énergie solaire photovoltaïque. Une cellule photovoltaïque (PV) est formée par un dopage négatif et positif d'un semi-conducteur. Exposée aux rayons lumineux, la cellule PV forme une source de courant continu. C'est une source d'énergie renouvelable, verte inépuisable et silencieuse, mais la dépendance aux conditions climatiques (température et l'éclairement) est un inconvénient de fonctionnement. Donc la production de l'électricité par un panneau PV seul avec un bon rendement est difficile. Pour cela, nous avons présenté des commandes et des convertisseurs pour extraire la puissance maximale du PV quelles que soient les conditions climatiques. D'autre part, comme le système PV est une source de courant continu, l'alimentation des charges en courant alternatif nécessite des convertisseurs DC-AC.

Les recherches faites dans cette thèse ont comme objectif l'utilisation du système PV pour alimenter différents types de charges, avec les bonnes performances et un rendement élevé, quelles que soient les conditions climatiques.

Nous avons présenté dans le premier chapitre la cellule et le panneau PV, par dopage négatif et positif d'un semi-conducteur, ce dernier devient une source de courant continu lorsqu'il est exposé aux rayons lumineux. Ce semi-conducteur dopé forme une cellule PV, et par l'association de ces cellules, nous pouvons former des modules ou panneaux PV avec la puissance électrique désirée.

Dans le deuxième chapitre, nous avons modélisé la chaîne de conversion photovoltaïque, cette chaîne contient le panneau photovoltaïque, des convertisseurs DC-DC et DC-AC, des batteries de stockage d'énergie, des charges, un générateur Diesel de secours et le réseau électrique. Le rendement d'un panneau PV augmente avec l'augmentation de l'éclairement

et diminue avec l'augmentation de la température, ainsi, un convertisseur DC-DC est un outil pour régler la tension ou le courant du panneau PV pour qu'il génère sa puissance maximale. La batterie est une solution pour stocker le surplus d'énergie produite et l'utiliser lorsque la demande augmente. Le convertisseur DC-AC sert à alimenter les charges en courant AC et à connecter le système PV au réseau électrique. Le générateur Diesel est la source de secours utilisée lorsqu'il y a une coupure de courant dans la connexion au réseau électrique.

Le panneau PV est une source de rendement faible, mais avec la bonne gestion, nous pouvons extraire le maximum de puissance produite. Le troisième chapitre présente la commande du système PV pour extraire la puissance maximale en utilisant la technique MPPT basée sur l'algorithme P&O. La commande P&O est appliquée sur un convertisseur DC-DC, son avantage est qu'elle est simple à implémenter et son inconvénient est que le choix du pas permet soit d'augmenter la précision et de diminuer la rapidité soit le contraire, donc nous ne pouvons pas gagner au même temps en précision et en rapidité. Nous avons ajouté à la chaîne de conversion un convertisseur DC-AC afin d'alimenter une charge en courant alternatif. Ce convertisseur est commandé par MLI pour régler l'amplitude et la fréquence de la tension générée.

Dans le quatrième chapitre, nous avons présenté la commande MPPT par le mode glissant, cette commande a donné des bonnes performances en précision et en rapidité, mais elle a l'inconvénient de travailler sur le modèle du système, qui n'est pas toujours accessible. De la même façon que la P&O, nous avons ajouté un convertisseur DC-AC pour former un générateur photovoltaïque de courant alternatif. Ensuite, nous avons comparé les deux commandes P&O et mode glissant et nous avons montré que le mode glissant est plus rapide et plus précis que la commande P&O.

Le dernier chapitre est dédié à la commande par la logique floue. Dans la première partie, nous avons utilisé la technique MPPT par la logique floue. Pour cela, nous avons commandé un convertisseur DC-DC pour chercher la tension du point de puissance maximale. Par une étude comparative des trois commandes citées, nous avons trouvé que la logique floue est la commande qui a donné des bons résultats en étant moins rapide que le mode glissant. Ensuite, nous avons testé la robustesse des commandes face à une variation forte et rapide de la charge, nous avons trouvé que les trois commandes sont robustes et que la logique floue

est la plus robuste des trois commandes. Pour connecter le système photovoltaïque au réseau électrique, nous avons utilisé un seul étage de conversion par un convertisseur DC-AC. Nous avons commandé le convertisseur DC-AC par deux commandes basées sur la logique floue, la première est la MPPT afin d'extraire et poursuivre la puissance maximale du système PV et la deuxième est utilisée dans le contrôle du facteur de puissance afin de connecter le système PV au réseau électrique avec un facteur de puissance unitaire. Nous avons trouvé par une étude quantitative des bonnes performances en précision et en rapidité. Dans la dernière partie, nous avons ajouté, au système PV connecté au réseau électrique, une batterie de stockage et un générateur Diesel de secours pour tester la stabilité des commandes et des modèles. La batterie stocke le surplus d'énergie et alimente la charge lorsque la demande est supérieure à la production. Le générateur Diesel est une source de secours qui remplace le réseau électrique en cas d'une coupure de courant. La validité des modèles et des commandes est vérifiée par simulation.

Perspectives

La modélisation mathématique d'un système PV a permis de chercher des commandes pour améliorer leur fonctionnement. La simulation du système PV commandé permet de vérifier les performances du modèle et des commandes. Finalement, la réalisation expérimentale valide les travaux théoriques et les simulations.

Parmi nos perspectives :

1. La conception et la réalisation d'un prototype expérimental du système PV/Diesel connecté au réseau électrique avec stockage d'énergie pour pouvoir faire une analogie entre nos résultats issues de la simulation numérique et ceux obtenus expérimentalement
2. L'application d'une commande hybride logique floue - mode glissant pour plus de robustesse et de performance.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Bishop, J. *Computer Simulation of the Effects of Electrical Mismatches in Photovoltaic Cell Interconnection Circuits*, Solar Cells, 25 :73-89, Elsevier Sequoia.
- [2] Nicola Femia, Giovanni Petrone, Giovanni Spagnuolo, Massimo Vitelli *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*, Livre 2013
- [3] Simon Lineykin, Moshe Averbukh, Alon Kuperman, *An improved approach to extract the single-diode equivalent circuit parameters of a photovoltaic cell/panel*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 30 (2014) 282-289, 2013 Elsevier
- [4] Markvart, T., Castañer, L., *Principles of Solar Cell Operation*. Solar Cells, 3-25. doi :10.1016/b978-0-12-386964-7.00001-9, 2013 Elsevier
- [5] Ishaque, K., Salam, Z., Taheri, H. *Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules*. Solar Energy Materials and Solar Cells, 95(2), 586-594. doi :10.1016/j.solmat.2010.09.023, 2010 Elsevier
- [6] Krismadinata, Rahim, N. A., Ping, H. W., Selvaraj, J. *Photovoltaic Module Modeling using Simulink/Matlab*. Procedia Environmental Sciences, 17, 537-546. doi :10.1016/j.proenv.2013.02.069, 2013 Elsevier
- [7] Dubey, S., Sarvaiya, J. N., Seshadri, B. (2013). *Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World - A Review*. Energy Procedia, 33, 311-321. doi :10.1016/j.egypro.2013.05.072
- [8] Tian, H., Mancilla-David, F., Ellis, K., Muljadi, E., Jenkins, P. *Determination of the optimal configuration for a photovoltaic array depending on the shading condition*. Solar Energy, 95, 1-12. doi :10.1016/j.solener.2013.05.028 2013 Elsevier

- [9] Boualem Bendib, Hocine Belmili, Fateh Krim *A survey of the most used MPPT methods Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems* Renewable and Sustainable Energy Reviews <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.009> 1364-0321/& 2015 Elsevier Ltd..
- [10] Mohamed A.Eltawil, Zhengming Zhao *MPPT techniques for photovoltaic applications* Renewable and Sustainable Energy Reviews 1364-0321/-see frontmatter & 2013 Elsevier Ltd. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.022>
- [11] Ali Nasr Allah Ali; Mohamed H. Saied; M. Z. Mostafa; T. M. Abdel- Moneim *A survey of maximum PPT techniques of PV systems* 2012 IEEE Energytech, Year : 2012, Pages : 1 - 17
- [12] Qing-Chang Zhong, Tomas Hornik, *CONTROL OF POWER INVERTERS IN RENEWABLE ENERGY AND SMART GRID INTEGRATION*, A John Wiley & Sons, Ltd., Publication, IEEE press, Livre 2013
- [13] Wanshi Hong, Gang Tao and Hong Wang, *Adaptive Control Techniques for Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic Inverters*, Springer Nature Singapore Pte Ltd. 2019, R.-E. Precup et al. (eds.), Solar Photovoltaic Power Plants, Power Systems, <https://doi.org/10.1007/978-981-13-6151-7>
- [14] M. R. Mojallizadeh and M. A. Badamchizadeh, *Application of Sliding-Mode Control for Maximum Power Point Tracking of PV Systems*, Springer Nature Singapore Pte Ltd. 2019, R.-E. Precup et al. (eds.), Solar Photovoltaic Power Plants, Power Systems, <https://doi.org/10.1007/978-981-13-6151-7>
- [15] Xuan-Linh Dang. *Contribution à l'étude des système Photovoltaïque/Stockage distribués, Impact de leur intégration à un réseau fragile*. Sciences de l'ingénieur [physics]. Ecole Doctorale Sciences, Pratiques de Cachan, 2014.
- [16] Thomas E. Hoff, Richard Perez, Robert M. Margolis, *Maximizing the value of customer-sited PV systems using storage and controls* 2006 Elsevier Ltd. doi :10.1016/j.solener.2006.11.011
- [17] Remus Teodorescu, Marco Liserre, Pedro Rodriguez *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, IEEE, A John Wiley and Sons, Ltd, Publication. (2011)

- [18] L. Hassaine, E. Olias, J. Quintero, V. Salas *Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems* Renewable and Sustainable Energy Reviews 1364-0321/-see frontmatter & 2013 Elsevier Ltd. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.005>
- [19] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, S. Member, and F. Blaabjerg, *A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules*, IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 41, no. 5, pp. 1292-1306, 2005.
- [20] L. Hassaine, E. Olias, J. Quintero, M. Haddadi *Digital power factor control and reactive power regulation for grid-connected photovoltaic inverter*, Renewable Energy 34 (2009) 315-321, 2008 Elsevier Ltd. doi :10.1016/j.renene.2008.03.016
- [21] Long, B., Huang, L., Sun, H., Chen, Y., Victor, F., & Chong, K. T. *An intelligent dc current minimization method for transformerless grid-connected photovoltaic inverters*. ISA Transactions. doi :10.1016/j.isatra.2018.12.005 (2018).
- [22] Fodhil, F., Hamidat, A., Nadjemi, O. *Potential, optimization and sensitivity analysis of photovoltaic-diesel-battery hybrid energy system for rural electrification in Algeria*. Energy, 169, 613-624. doi :10.1016/j.energy.2018.12.049 (2019)
- [23] Kusakana, K. (2015). *Operation cost minimization of photovoltaic-diesel-battery hybrid systems*. Energy, 85, 645-653. doi :10.1016/j.energy.2015.04.002
- [24] Taoufik Laagoubi, Mostafa Bouzi, Mohamed Benchagra *Analysis and Comparaison of MPPT Nonlinear Controllers for PV System using Buck Converter* Published in : International Journal of Engineering Research and Technology (IJERT) Date of Publication : November 2015 ISSN : 2278-0181 <https://www.ijert.org/browse/volume-4-2015/november-2015-edition-start=40>
- [25] Taoufik Laagoubi, Mostafa Bouzi, Mohamed Benchagra *Analysis and Comparison of MPPT Nonlinear Controllers for PV System* Published in : International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2015 3rd Date of Conference : 10-13 Dec. 2015 Date Added to IEEE Xplore : 21 April 2016 Electronic ISSN : 2380-7393 INSPEC Accession Number : 15937034 DOI : 10.1109/IRSEC.2015.7455012 <http://ieeexplore.ieee.org/document/7455012/> Publisher : IEEE Conference Location : Marrakech, Morocco

- [26] Taoufik Laagoubi, Mostafa Bouzi, Mohamed Benchagra *Three phase load connected photovoltaic system using MPPT approach with Buck converter* <http://ieeexplore.ieee.org/document/7983938/> Published in : International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2016 Date of Conference : 14-17 Nov. 2016 Date Added to IEEE Xplore : 20 July 2017 Electronic ISSN : 2380-7393 INSPEC Accession Number : 17045453 DOI : 10.1109/IRSEC.2016.7983938 Publisher : IEEE Conference Location : Marrakech, Morocco
- [27] Taoufik Laagoubi, Mohamed Benchagra, Mostafa Bouzi *Photovoltaic System for Three Phase Load with Nonlinear Controllers* Published in : International Review on Modelling and Simulations (IREMOS) Date of Publication : April 2017 ISSN : 1974-9821 eISSN : 2533-1701 DOI : <https://doi.org/10.15866/iremos.v10i1.11420> [http://www.praiseworthyprize.org/jsm/index.php?journal=iremos&page=article&op=view&path\[\]=20202](http://www.praiseworthyprize.org/jsm/index.php?journal=iremos&page=article&op=view&path[]=20202)
- [28] Taoufik Laagoubi, Mostafa Bouzi, Mohamed Benchagra *Fuzzy logic Control of Grid Connected PV Systems* International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2017
- [29] Taoufik Laagoubi, Mostafa Bouzi, Mohamed Benchagra *MPPT and Power Factor Control for Grid Connected PV Systems with Fuzzy Logic Controllers* Published in : International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS) Date of Publication : March 2018 ISSN : 2088-8694 DOI : <http://doi.org/10.11591/ijpeds.v9.i1.pp105-113> <http://www.iaescore.com/journals/index.php/IJPEDS/article/view/10427>
- [30] Taoufik Laagoubi, Mostafa Bouzi *Supervising PV/Battery/Diesel System Connected to Grid using Fuzzy Logic* 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2018 Date of Conference : 5-8 Dec. 2018 Date Added to IEEE Xplore : 02 May 2019 ISSN : 2380-7393 DOI : 10.1109/IRSEC.2018.8703021 Publisher : IEEE Conference Location : Rabat, Morocco
- [31] Arno Smets, Miro Zeman, Olindo Isabella, and René van Swaaij *Solar energy, the physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems* Book, UIT
- [32] C. Pastel. *Effet photovoltaïque dans les couches évaporées de sulfure de cadmium*, Journal de Physique, 1965, 26 (3), pp.127-131. [10.1051/jphys:01965002603012700](https://doi.org/10.1051/jphys:01965002603012700). [ijpa-00205938](https://doi.org/10.1051/jphys:01965002603012700);

- [33] Anne Labouret, Michel Viloz, *Energie solaire photovoltaïque*, Dunod, Paris, 2009
- [34] Alivarani Mohapatraa, Byamakesh Nayaka, Priti Dasa, Kanungo Barada Mohanty *A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition* <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.083> Renewable and Sustainable Energy Reviews 80 (2017) 854 - 867, Available online 02 June 2017 1364-0321/ 2017 Elsevier Ltd.
- [35] Hiren Patel; Vivek Agarwal *MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics* IEEE Transactions on Energy Conversion, Year : 2008, Volume : 23, Issue : 1, Pages : 302 - 310
- [36] Ali F. Murtaza, Riaz Ahmad *Optical isolation mechanism based MPPT for PV array under partial shading condition* <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.04.063>, 2019 International Solar Energy Society. Published by Elsevier Ltd.
- [37] Milad Bahrami, Roghayeh Gavagsaz-Ghoachani, Majid Zandi, Matheepot Phattanasak, Gaël Maranzanaa, Babak Nahid-Mobarakeh, Serge Pierfederici, Farid Meibody-Tabar, *Hybrid maximum power point tracking algorithm with improved dynamic performance*, Renewable Energy (2018), doi : 10.1016/j.renene.2018.07.020
- [38] Camilo JC, Guedes T, Fernandes DA, Melo JD, Costa FF, Sguarezi Filho AJ, *A maximum power point tracking for photovoltaic systems based on Monod equation*, Renewable Energy (2018), doi : 10.1016/j.renene.2018.06.017.
- [39] Jonathan Maisonneuve, Sanjana Chintalacheruvu *Increasing osmotic power and energy with maximum power point tracking*, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.110> , 0306-2619/ 2019 Elsevier Ltd
- [40] N. Afiqah Zainal, A. Razlan Yusoff, Ajisman, *Integrated Cooling Systems and Maximum Power Point Tracking of Fuzzy Logic Controller for Improving Photovoltaic Performances, Measurement*, (2018) doi : <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2018.08.056>
- [41] A. Suresh Kumar¹, R.K. Pongiannan, C. Bharatiraja, Adedayo Yusuf, N. Yadaiah *Non isolated coupled converter tied voltage source inverter drive* International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS) Vol. 10, No. 2, June 2019, pp. 645 652 ISSN : 2088-8694, DOI : 10.11591/ijped.v10.i2.645-652
- [42] Sarun Soman¹, Nishtha Shelly, Ciji Pearl Kurian, Sudheer Kumar T.S *DC transformer modeling and control of DC-DC buck converter* International Journal of Power Electronics

- and Drive System (IJPEDS) Vol. 10, No. 1, March 2019, pp. 319-329 ISSN : 2088-8694, DOI : 10.11591/ijpeds.v10.i1.319-329
- [43] M. Z. Zulkifli, M. Azri, A. Alias, N. Talib, J. M. Lazi *Simple control scheme buck-boost DC-DC converter for stand alone PV application system* International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS) Vol. 10, No. 2, June 2019, pp. 1090-1101 ISSN : 2088-8694, DOI : 10.11591/ijpeds.v10.i2.1090-1101
- [44] A.I. Bratcu, I. Munteanu, S. Bacha, D. Picault, and B. Raison, *Cascaded DC-DC converter photovoltaic systems : Power optimization issues*, IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 58, no. 2, pp. 403-411, 2011.
- [45] V S Prasadarao K1, V Joshi Manohar2 *Grid Interconnection of PV System Using Symmetric and Asymmetric MLI Topology* International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS) Vol. 9, No. 4, December 2018, pp. 1616-1623 ISSN : 2088-8694, DOI : 10.11591/ijpeds.v9.i4.pp1616-1623
- [46] Zineb CABRANE *Gestion et Supervision d'un système d'alimentation photovoltaïque avec stockage d'énergie hybride, Batteries-Supercondensateurs : application au véhicule solaire*, thèse, École Mohamadia d'Ingénieurs, Rabat - Maroc
- [47] Mohammad Hadin A. Malek, Farahiyah Mustafa, Anis Maisarah Mohd Asry *A battery-less power supply using supercapacitor as energy storage powered by solar* International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS) Vol. 10, No. 1, March 2019, pp. 568-574 ISSN : 2088-8694, DOI : 10.11591/ijpeds.v10.i1.pp568-574
- [48] R. MAROUANI *Commande et Réalisation d'un Système Photovoltaïque Raccordé à un Réseau de Distribution*, Tunis : Thèse de Doctorat de la Faculté des Sciences de Tunis, Juin 2013.
- [49] G. Petrone *Photovoltaic MPPT control issues related to mismatched operation*, Cachan : Séminaire au Laboratoire SATIE : University of Salerno-ITALY, 2016.
- [50] H. Alatrash, R. A. Amarin, and L. Cheung, *Enabling large-scale PV integration into the grid*, Proc. IEEE Green Technol. Conf., pp. 1-6, 2012.
- [51] Y. Yang, F. Blaabjerg, H. Wang, and M.G. Simoes, *Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters*, IET Renew. Power Gener., vol. 10, no. 4, pp. 504-513, 2016.

-
- [52] Haizea GAZTANAGA ARANTZAMENDI *Etude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux microréseaux*, INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE-France.
- [53] C. Protopogopoulos, B.J.Brinkworth, R.H.Marshall, B.M.Cross *Evaluation of two theoretical models in simulink the performance of amorphous-silicon solar cells* 10TH EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE 8-12 APRIL 1991 LISBON, PORTUGAL
- [54] MARTIN WOLF and HANS RAUSCHENBACH, *SERIES RESISTANCE EFFECTS ON SOLAR CELL MEASUREMENTS*, Advanced Energy Conversion. Vol. 3, pp. 455-479. Pergamon Press, 1963. Printed in Great Britain
- [55] Ikegami, T., Maezono, T., Nakanishi, F., Yamagata, Y., Ebihara, K. *Estimation of equivalent circuit parameters of PV module and its application to optimal operation of PV system*. Solar Energy Materials and Solar Cells,(2001) 67(1-4), 389-395. doi :10.1016/s0927-0248(00)00307-
- [56] Savita Nema, R.K.Nema, Gayatri Agnihotri *Matlab / simulink based study of photovoltaic cells / modules / array and their experimental verification*, International journal of energy and environment, Volume 1, Issue 3, 2010 pp.487-500, Journal homepage : www.IJEE.IEEFoundation.org
- [57] Eftichios Koutroulis, Kostas Kalaitzakis, and Nicholas C. Voulgaris, *Development of a Microcontroller-Based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System*, IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 16, NO. 1, JANUARY 2001
- [58] Keyue M. Smedley, Member, IEEE, and Slobodan Cuk, *One-Cycle Control of Switching Converters*, IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 10, NO. 6, NOVEMBER 1995
- [59] Jordi-Roger Riba, Manuel Moreno-Eguilaz, Santiago Bogarra and Antoni Garcia *Parameter Identification of DC-DC Converters under Steady-State and Transient Conditions Based on White-Box Models* *Electronics* 2018, 7, 393; doi :10.3390/electronics7120393
- [60] Yan Xu, Weijia Jin, *A parameter identification model for the Photovoltaic grid-connected inverter*, *Optik - International Journal for Light and Electron Optics* <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijleo.2017.05.081>

- [61] Quang-Tho Tran, Anh Viet Truong, Phuong Minh Le *Reduction of harmonics in grid-connected inverters using variable switching frequency* <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.03.0270142-0615/> 2016 Elsevier Ltd.
- [62] Donghai Zhua, Xudong Zoua, Yingying Zhaob, Teng Pengc, Shiyong Zhoud, Yong Kanga *Systematic controller design for digitally controlled LCL-type grid-connected inverter with grid-current-feedback active damping* 0142-0615/ 2019 Elsevier Ltd. All rights reserved.
- [63] De Fang Lin Luo, Hong Ye, *Advanced DC/AC Inverters : Applications in Renewable Energy*, Livre
- [64] H. Alawieh, L. Riachy, K. Arab Tehrani, Y. Azzouz, B. Dakyo, *A new dead-time effect elimination method for H-bridge inverters*, Industrial Electronics Society, IECON 2016-42nd Annual Conference of the IEEE. IEEE, 2016. p. 3153-3159. Yan Xu, Weijia Jin, *A parameter identification model for the Photovoltaic grid-connected inverter*, Optik - International Journal for Light and Electron Optics <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijleo.2017.05.081>
- [65] L. G. Franquelo, J. Rodriguez, J. I. Leon, S. Kouro, R. Portillo, M. A. Prats, *The age of multilevel converters arrives*, IEEE industrial electronics magazine (2008), vol. 2, no 2.
- [66] J. Rodríguez, S. Bernet, B. Wu, J. O. Pontt, S. Kouro, *Multilevel voltage-source-converter topologies for industrial medium-voltage drives*, IEEE Transactions on industrial electronics (2007), vol. 54, no 6, p. 2930-2945.
- [67] B. Wu, *High-Power Converters and AC Drives*, Hoboken, NJ, USA : Wiley, 2006.
- [68] J. S. Lai, F. Z. Peng, *Multilevel converters-a new breed of power converters*, IEEE Transactions on industry applications (1996), vol. 32, no 3, p. 509-517.
- [69] Najib ROUHANA, *Contribution à la réduction des composants passifs dans les convertisseurs électroniques de puissance embarqués*, Thèse, Université de Technologie de Compiègne, France
- [70] A.E.W.H. Kahlane, L. Hassaine and M. Kherchi *LCL filter design for photovoltaic grid connected systems* Revue des Energies Renouvelables SIENR'14 Ghardaïa (2014) 227 - 232
- [71] J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, S. Member, E. Galván, R. C. P. Guisado, S. Member, M. Ángeles, M. Prats, J. I. León, and N. Moreno-alfonso, *PowerElectronic*

-
- Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources : A Survey*, IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 53, no. 4, pp. 1002-1016, 2006.
- [72] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner, and V. G. Agelidis, *Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview*, Power Electron. Spec. Conf. 2002. pesc 02. 2002 IEEE 33rd Annu., vol. 4, pp. 1995-2000, 2002.
- [73] M. Islam, S. Mekhilef, and M. Hasan, *Single phase transformerless inverter topologies for grid-tied photovoltaic system : A review*, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 45, pp. 69-86, 2015.
- [74] W. Omran, *Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems*, Thèse de doctorat, Université Onratio Canada, 2010.
- [75] J. M. A. Myrzik and M. Calais, *String and module integrated inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems - A review*, 2003 IEEE Bol. PowerTech - Conf. Proc., vol. 2, pp. 430-437, 2003.
- [76] *Identification des paramètres internes d'une batterie pour des applications photovoltaïques*
Page de garde : THESE DE DOCTORAT EN SCIENCES, FACULTÉ DE GÉNIE ELECTRIQUE DÉPARTEMENT D'ELECTRONIQUE, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf
- [77] Bogdan S. Borowy Ziyad M. Salameh, *Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, No. 2, June 1996
- [78] Orhan Ekren a, Banu Y. Ekren, *Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing*, Applied Energy 87 (2010) 592-598
- [79] Shafiqur Rehman, Luai M. Al-Hadhrami, *Study of a solar PV-diesel-battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia*, Energy 35 (2010) 4986e4995
- [80] Xiangyu Cui, Zhu Jing, Maji Luo, Yazhou Guo, and Huimin Qiao *A New Method for State of Charge Estimation of Lithium-Ion Batteries Using Square Root Cubature Kalman Filter* Energies 2018, 11, 209; doi :10.3390/en11010209 www.mdpi.com/journal/energies
-

- [81] B. Sedaghat, A. Jalilvand, R. Noroozian *Design of a multilevel control strategy for integration of stand-alone wind/diesel system* Electrical Power and Energy Systems, 0142-0615/ - see front matter 2011 Elsevier Ltd. doi :10.1016/j.ijepes.2011.10.005
- [82] K.E. Yeager ; J.R. Willis *MODELING OF EMERGENCY DIESEL GENERATORS IN AN 800 MEGAWATT NUCLEAR POWER PLANT* IEEE Transactions on Energy Conversion, Year : 1993, Volume : 8, Issue : 3, Pages : 433 - 441
- [83] F. L. Lawton, Robert E. Mithoug : *Computer Representation of Excitation Systems* IEEE COMMITTEE REPORT : CONIPUTER REPRESENTATION OF EXCITATION SYSTEMS, IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, VOL. P.AS-87, NO. 6 JUNE 1968
- [84] Deepak Verma, Savita Nema,A.M.Shandilya, Soubhagya K.Dash *Maximum power point tracking (MPPT) techniques Recapitulation in solar photovoltaic systems* Renewable and Sustainable Energy Reviews, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.068> 1364-0321/& 2015 Elsevier Ltd.
- [85] Hanane Yatimi, Elhassan Aroudam *Assessment and control of a photovoltaic energy storage system based on the robust sliding mode MPPT controller* Solar Energy 139 (2016) 557-568,journal homepage : www.elsevier.com/locate/solener
- [86] Saban Ozdemira Necmi Altinb Ibrahim Sefab *Fuzzy logic based MPPT controller for high conversion ratio quadratic boost converter* International Journal of Hydrogen Energy Volume 42, Issue 28, 13 July 2017, Pages 17748-17759
- [87] Weidong Xiao, William G. Dunford *A Modified Adaptive Hill Climbing MPPT Method for Photovoltaic Power Systems* 2004 35th Annual IEEE Power Electronics Specialisrs Conference, Aachen, Germany, 2004.
- [88] Ashraf Ahmed, Li Ran and Jim Bumby *Perturbation Parameters Design for Hill Climbing MPPT Techniques* 978-1-4673-0158-9/12/31.00 2012 IEEE
- [89] Fangrui Liu, Shanxu Duan, Fei Liu, Bangyin Liu, and Yong Kang *A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems* IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 55, NO. 7, JULY 2008
- [90] Fangrui Liu, Shanxu Duan, Fei Liu, Bangyin Liu, and Yong Kang *Simulation and Hardware Implementation of Incremental Conductance MPPT With Direct Control Method Using*

- Cuk Converter* IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 58, NO. 4, APRIL 2011
- [91] M. Adly, H. El-Sherif, M. Ibrahim *Maximum Power Point Tracker for a PV Cell using a Fuzzy Agent adapted by the Fractional Open Circuit Voltage Technique* 2011 IEEE International Conference on Fuzzy Systems June 27-30, 2011, Taipei, Taiwan
- [92] Muamer M. Shebani, Tariq Iqbal, and John E. Quaicoe *Comparing Bisection Numerical Algorithm with Fractional Short Circuit Current and Open Circuit Voltage Methods for MPPT Photovoltaic Systems* 2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)
- [93] Jirada Gosumbonggota *Maximum Power Point Tracking Method using Perturb and Observe Algorithm for small scale DC voltage converter* 2016 International Electrical Engineering Congress, iEECON2016, 2-4 March 2016, Chiang Mai, Thailand
- [94] amran, M., et al. *Implementation of improved Perturb & Observe MPPT technique with confined search space for standalone photovoltaic system.* Journal of King Saud University - Engineering Sciences (2018), <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2018.04.006>
- [95] Rozana Alik, Awang Jusoh *Modified Perturb and Observe (P&O) with checking algorithm under various solar irradiation* <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.064> 0038-092X/ 2017 Elsevier Ltd. All rights reserved.
- [96] Yong Yanga, FangPing Zhaob *Adaptive perturb and observe MPPT technique for Gridconnected Photovoltaic Inverters* 1877-7058, 2011 Published by Elsevier Ltd. doi :10.1016/j.proeng.2011.11.2532
- [97] Meenakshi Jayaraman, Sreedevi VT, *Implementation of LC and LCL Passive Filters for Harmonic Reduction in PV based Renewable Energy Systems*, 2017 National Power Electronics Conference (NPEC) College of Engineering Pune, India. Dec 18-20, 2017
- [98] Jean-Jacques E Slotine Weiping Li *APPLIED NONLINEAR CONTROL* Prentice Hall Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1991 by Prentice-Hall, Inc. A Division of Simon & Schuster T k Englewood Cliffs, New Jersey 07632
- [99] Vadim Utkin, *Chattering Problem*, Proceedings of the 18th World Congress, The International Federation of Automatic Control, Milano (Italy) August 28 - September 2, 2011
- [100] Vincent Bregeault, *Quelques contributions à la théorie de commande par modes glissants*, Thèse de doctorat, école centrale de nantes, 2010

- [101] M. Nabipour, M. Razaz, S.GH Seifossadat, S.S. Mortazavi *A new MPPT scheme based on a novel fuzzy approach* <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.054>, Renewable and Sustainable Energy Reviews 74 (2017) 1147-1169 Available online 17 March 2017 1364-0321/ 2017 Elsevier Ltd.
- [102] Neerparaj Raia, Bijay Raiba *Control of fuzzy logic based PV-battery hybrid system for stand-alone DC applications* Journal of Electrical Systems and Information Technology 5 (2018) 135-143 <https://doi.org/10.1016/j.jesit.2018.02.007> 2314-7172/ 2018 Electronics Research Institute (ERI). Production and hosting by Elsevier B.V.
- [103] Hanan A. Mosalam, Ragab A. Amer, G.A. Morsy *fuzzy logic control for a grid-connected PV array through Z-source-inverter using maximum constant boost control method* Ain Shams Engineering Journal 9 (2018) 2931-2941 <https://doi.org/10.1016/j.asej.2018.10.001> 2090-4479/ 2018 Ain Shams University. Production and hosting by Elsevier B.V.
- [104] Carlos Robles Algarín, Omar Rodríguez Álvarez, Adalberto Ospino Castro, *Data from a photovoltaic system using fuzzy logic and the P&O algorithm under sudden changes in solar irradiance and operating temperature* <https://doi.org/10.1016/j.dib.2018.11.023> 2352-3409/ 2018 The Authors. Published by Elsevier Inc.
- [105] D. Lalili, A. Mellit, N. Lourci, B. Medjahed, E.M. Berkouk *Input output feedback linearization control and variable step size MPPT algorithm of a grid-connected photovoltaic inverter* Renewable Energy, 0960-1481/ e see front matter 2011 Published by Elsevier Ltd. doi :10.1016/j.renene.2011.04.027

Annexe A

Orientation du PV vers le soleil

Le système d'orientation est utilisé pour maximiser le flux reçu par la cellule photovoltaïque (figure à gauche A.1). Pour simplifier, ce mécanisme est équivalent à celui installé sur la parabole du récepteur que nous utilisons à domicile pour sélectionner un satellite (direction fixe). Dans le cas du PV le satellite est le soleil (c'est un satellite mobile).

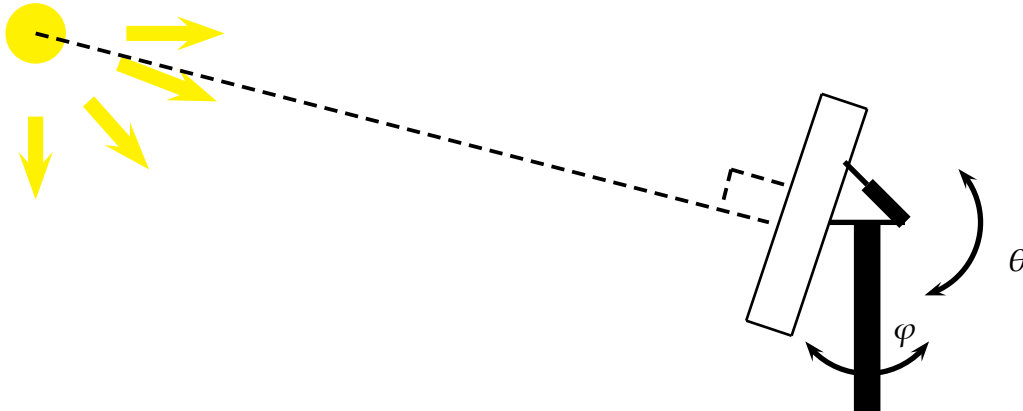


FIGURE A.1 – La normale au panneau PV dirigé vers le soleil-Coordonnées sphériques

Le mécanisme de suivi est un système mécanique capable d'orienter les panneaux photovoltaïques suivant deux axes : angle θ et angle φ des coordonnées sphériques. Pour une production énergétique grande la dimension des panneaux augmente aussi, par conséquent, la mobilité des panneaux devient difficile et nécessite une énergie mécanique plus grande. Cela veut dire que le coût du mécanisme de suivi augmente.

La construction d'un système photovoltaïque se base sur la solution optimale (rendement-prix). Pour cela la majorité des panneaux photovoltaïques placés sur les toits sont fixes. C'est-à-dire n'utilisent pas de mécanisme de suivi. On doit, donc, choisir l'angle optimal de la verticale du panneau photovoltaïque, pour une installation donnée.

L'angle optimal dépend de la localisation géographique. La figure A.2 illustre la position de la terre par rapport au soleil. Chaque installation sur terre ayant une latitude donnée, présente une variation de l'angle entre la normale au PV et la direction PV-Soleil. Donc sur chaque altitude nous devons choisir un angle optimal.

Prenons l'exemple de Londres de latitude 51° , l'angle du mécanisme de suivi d'un PV varie durant une année entre 28° et 76° . Nous choisissons un angle optimal à Londres se trouve entre 35° et 40° . En s'approchant de l'équateur l'angle diminue, à Ouarzazate, de lati-

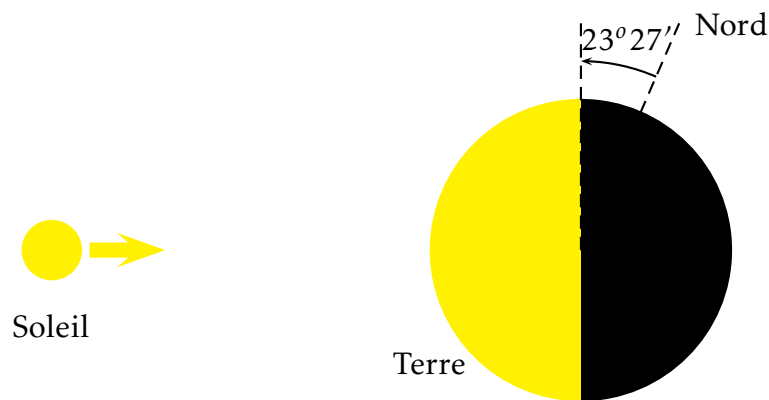


FIGURE A.2 – Déviation entre l’axe polaire terrestre et la normale de l’orbite

tude 31° , l’angle du mécanisme dans cette région, varie entre 6° et 54° donc l’angle optimal à Ouarzazate a une valeur entre 20° et 25° .

Dans le cadre du projet de complexe solaire d’Ouarzazate une étude faite montre qu’en plus des différentes technologies de cellules, deux types de centrales PV existent : les centrales PV fixes et les centrales solaires PV avec un système trackers d’un axe ou de deux axes. Ces dernières peuvent permettre d’augmenter le productible de la centrale en plus de 40% par rapport aux centrales solaires PV traditionnelles. Le tableau A.1, donne une comparaison entre les deux variantes PV qui existent.

L’éclairement est un facteur important dans la production de puissance par une cellule photovoltaïque. En général, une augmentation de l’éclairement reçu par la cellule, augmente la puissance produite. Dans notre recherche, nous avons utilisé des panneaux fixes. Mais l’étude faite reste valable pour des panneaux mobiles, sans aucun changement. La seule différence qui existe est une amélioration du rendement mécanique des panneaux. Avec le tracker le rendement augmente. Cela veut dire, que les solutions de commande électriques que nous présenterons, ne dépendent pas de la dynamique mécanique des panneaux (fixes ou mobiles). Les solutions de commande, mécaniques et électriques, sont indépendantes.

Paramètres de la batterie

Les batteries diffèrent dans leur fabrication et mécanisme de fonctionnement. Ces différences se traduisent par des paramètres liés à chaque type de batterie (figure A.3). On va exposer quelques paramètres des batteries.

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

Le photovoltaïque sans tracker	Le photovoltaïque avec tracker
Coûts plus faibles aussi bien en production qu'en exploitation (moins de maintenance)	Le fonctionnement de ces panneaux ne nécessite pas d'énergie, contrairement aux trackers ou un moteur est nécessaire pour orienter les panneaux (avec une consommation faible)
Rendement supérieur de 30 % environ (surtout pour les trackers 2 axes)	Imperméabilisation du sol plus faible (panneaux en général fixés à l'aide de pieux, alors que les trackers demandent en général des embases béton)
Surface continue de panneaux moins importante (facilite le ruissellement des eaux pluviales)	Hauteur beaucoup plus faible des panneaux d'où un impact paysager plus réduit
Hauteur plus importante, d'où une utilisation des sols sous les panneaux plus importante	Technologie la plus couramment employée Technologie plutôt employée dans des régions très ensoleillées pour compenser les coûts de production
Mise en place facile des panneaux et démantèlement aisé	S'adapte plus facilement aux différences de relief

TABLE A.1 – Comparatif des technologies avec et sans trackers

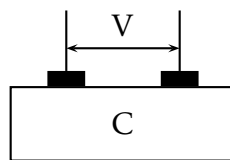
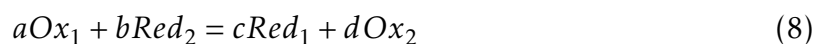


FIGURE A.3 – Batterie

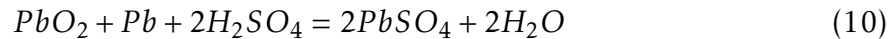
- **Tension théorique** E_{th} : calculée à partir de la loi de Nernst de la réaction :



$$E_{th} = E^0 + \frac{RT}{nF} \ln \left(\frac{[Ox_1]^a [Red_2]^b}{[Red_1]^c [Ox_2]^d} \right) \quad (9)$$

E^0 tension standard pour le couple Ox/Red .

Par exemple, la réaction d'oxydoréduction bilan mise en jeux dans une batterie Plombe - ion est :



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

- **Tension nominale** V_n : la tension recommandée pour le fonctionnement. Pour le Plombe-Acide, $V_n = 2.0V$
- **Tension de fin de décharge** $V_{Cut-Off}$: la tension pour laquelle la batterie est considérée vide. Opérer au dessous de cette tension dégrade la batterie. Pour le Plombe-Acide, $V_{Cut-Off} = 1.75V$. Pour éviter toute décharge profonde et dégradation des batteries par sulfatation des plaques, il ne faut pas descendre en dessous de cette tension.
- **Tension à circuit ouvert** V_{OC} : la tension aux borne de la batterie en absence de la charge ($I_b = 0$). Elle dépend de l'état de charge de la batterie.

Capacité

La capacité C d'une batterie est exprimée en Ampère-heure (Ah). Dans le domaine des batteries, le mot capacité signifie la quantité de charge que génère une batterie à la tension nominale. Par exemple, une capacité de 10Ah signifie que la batterie peut délivrer un courant d'intensité $I = 1A$ durant 10 heures ou bien $I = 10A$ durant une heure.

- **Capacité massique** : le rapport entre l'énergie disponible d'une batterie et son poids. Elle s'exprime en Wh/kg .
- **Capacité nominale** : la capacité d'opération pour une température, un courant et une tension donnés. Elle s'exprime en Ah .

Comme le courant est le rapport de la charger sur la durée de la charge : $I = Q/t$ on trouve :

$$1Ah = \frac{1C}{1s}h = 3600C$$

L'énergie d'une batterie s'exprime en Wh ($Wh = Ah.V$). Elle est donnée par :

$$E = C.V \quad (11)$$

- C_{rate} : elle quantifie le taux de décharge d'une batterie. Soit une batterie de 3Ah, si

elle se décharge avec $C_{rate} = 1C$, elle fournit un courant $I = 3A$ pendant $1h$, si elle se décharge avec $C_{rate} = 0.5C$, elle fournit un courant $I = 1.5A$ pendant $2h$.

SOC

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

$$SOC = \frac{Capacite\ actuelle(Ah)}{Capacite\ maximale(Ah)} \quad (12)$$

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.

$$DOD = 1 - SOC \quad (13)$$

Température

La température est un paramètre de la 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 une marge de température. Le fabricant donne ses marges de température d'opération pour chaque batterie.

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.

$$\rho = \frac{E_{out}}{E_{in}} * 100 \quad (14)$$

Par exemple (figure A.4), si durant la charge le stockage maximale est $10kWh$ et durant la décharge la production maximale est $9kWh$, le rendement est $\rho = \frac{9}{10} = 90\%$.

Rendement d'une batterie

On définit le rendement de la batterie par :

$$\eta = \eta_V * \eta_Q \quad (15)$$

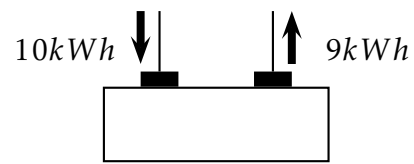


FIGURE A.4 – Rendement de stockage

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 B

Les différents blocs de simulation sont présentés dans les figures suivantes :

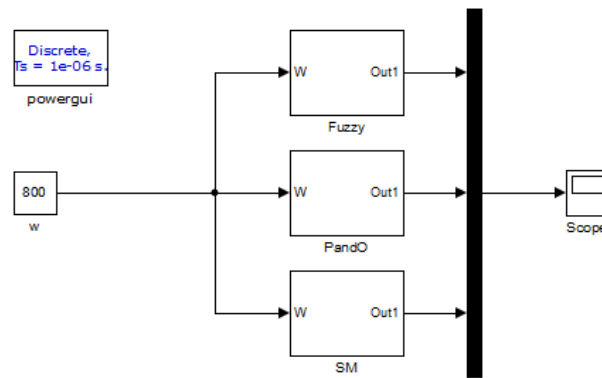


FIGURE B.1 – MPPT : P&O, Logique Floue et Mode Glissant

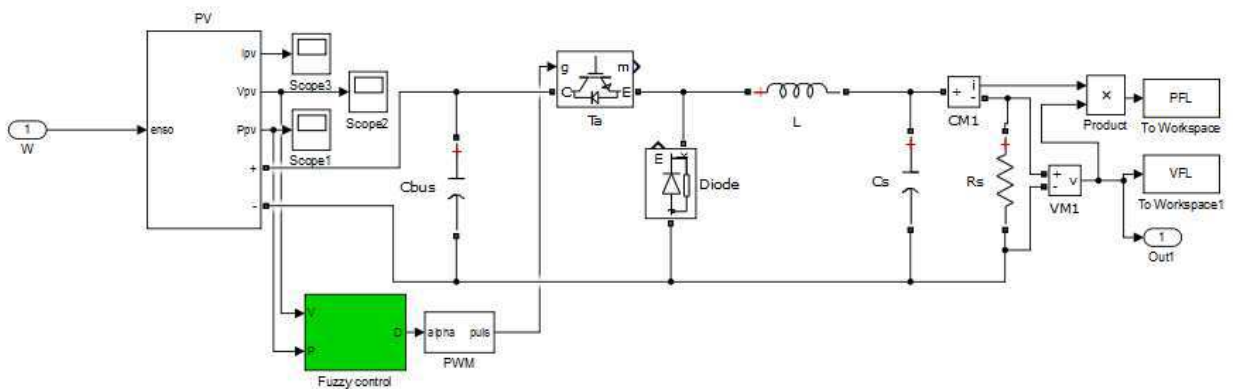


FIGURE B.2 – PV commandé par logique floue avec le convertisseur buck

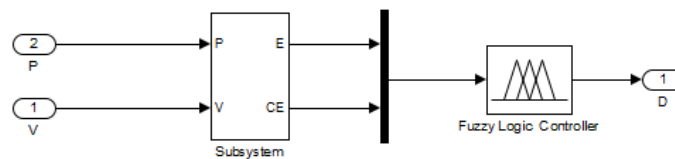


FIGURE B.3 – La commande par logique floue

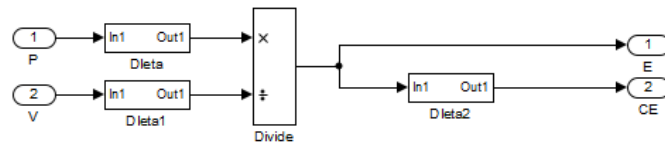


FIGURE B.4 – Erreur et variation d’erreur de la commande floue

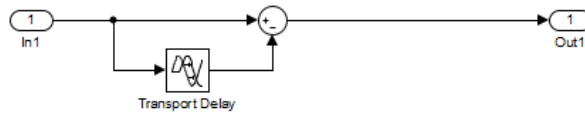


FIGURE B.5 – Calcul de la variation

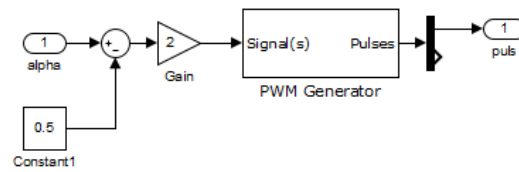


FIGURE B.6 – PWM

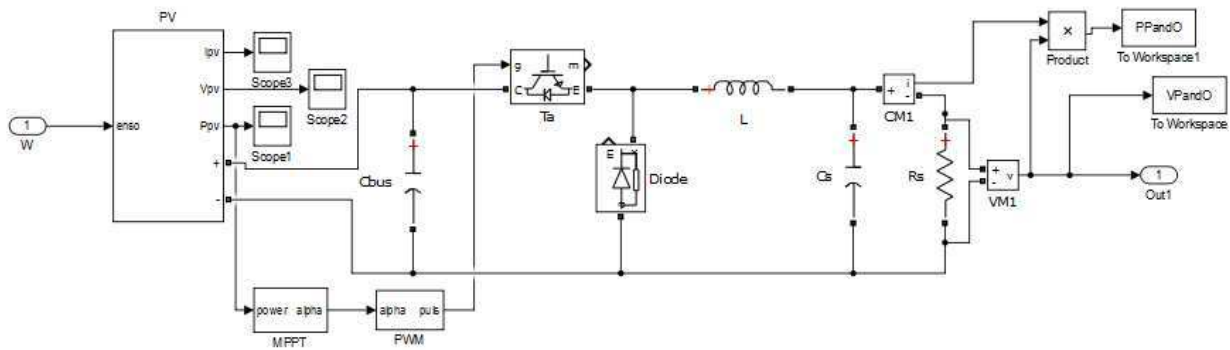


FIGURE B.7 – PV commandé par P&O avec le convertisseur buck

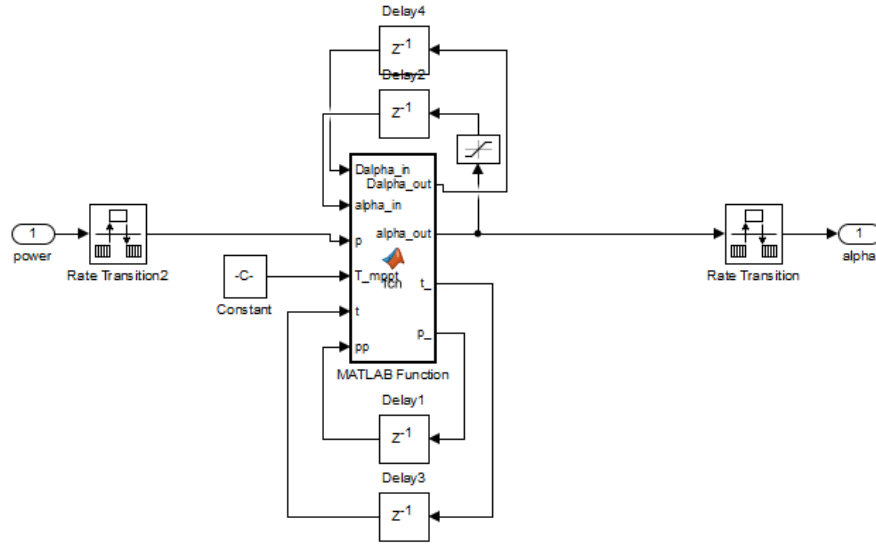


FIGURE B.8 – Implémentation de la commande P&O

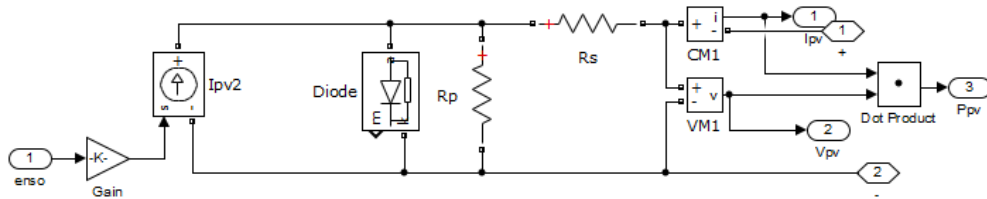


FIGURE B.9 – Simulation de PV

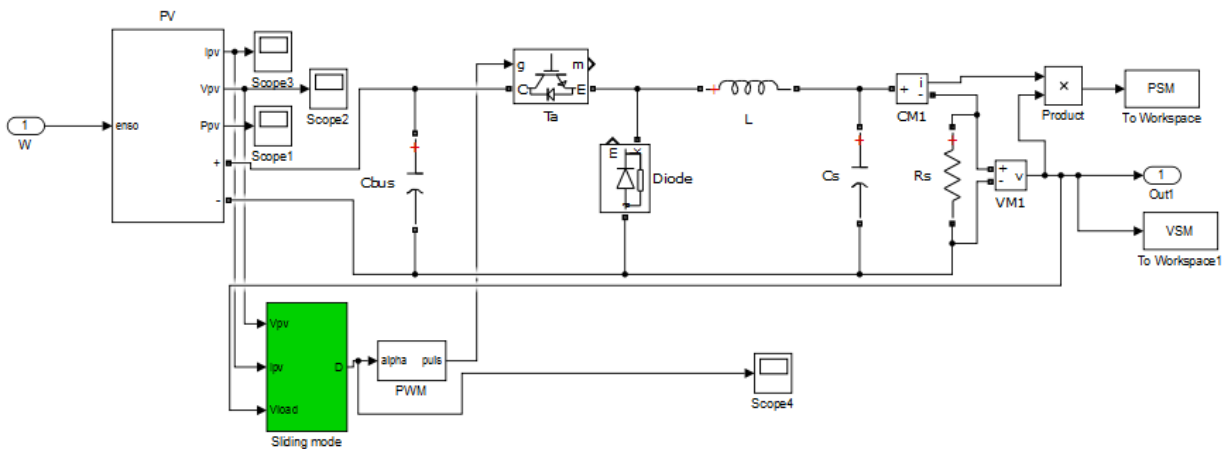


FIGURE B.10 – PV commandé par mode glissant avec le convertisseur buck

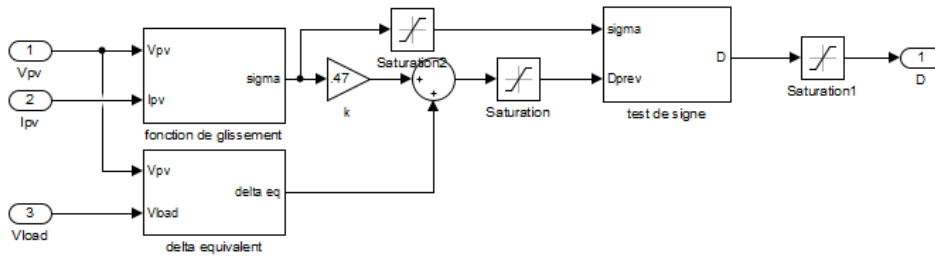


FIGURE B.11 – Implémentation de la commande en mode glissant

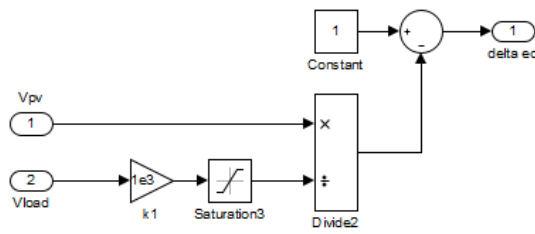


FIGURE B.12 – Simulation de la commande équivalente en mode glissant

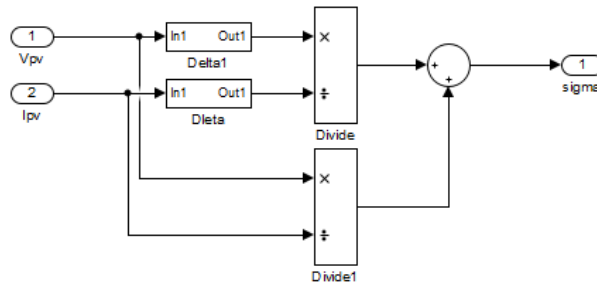


FIGURE B.13 – Simulation de la surface de glissement

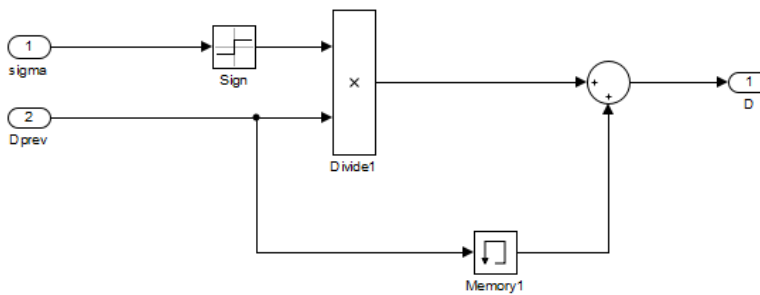


FIGURE B.14 – Calcul du rapport cyclique de la commande en mode glissant