République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'Automatique

Projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme

D'Ingénieur d'Etat en Automatique

Intitulé

Commande d'un Système Photovoltaïque en mode Isolé et en mode Connecté au Réseau

Réalisé par :

HAMDANI Oussama

LARABA Mohammed Tahar

Proposé et dirigé par :

Pr EM.BERKOUK

Promotion : Juin 2013

Ecole Nationale Polytechnique, 10, Avenue Hassen Badi, 16200 El Harrach, Alger.

ملخص

تتأثر الطاقة المولدة من وحدة نمطية الضوئية من شدة أشعة الشمس ودرجة الحرارة من الخلايا، ولكن أيضا من قبل الحمل. لتحقيق أقصى قدر من الأداء لنظم الطاقة المتجددة فمن الضروري اعتماد خوارزمية MPPT لمواصلة نقطة الطاقة القصوى من مصدر الدخل. في هذا العمل، ونحن مهتمون في نمذجة مختلف مكونات سلسلة PV مع لوحة الكهروضوئية، المحوّل مستمر ـ مستمر ،الـ باص سي ، المموّج ذو الطورين ونظام التخزين. نحن ثم تمريرها إلى دراسة وضعين من تشغيل النظام: أولا، وضع معزولة، حيث ناقشنا إدارة الطاقة بين الإنتاجPV و بطارية والمكثفات الفائقة. في وضع شبكية، أكد لي توقيت التوترات مع PLL، وأنشئت تنظيم التيارات والفولتية لضمان تشغيل نظام سليم. وقد وضعت لوائح وأوامر من البطاريات والمكثفات الفائقة التي كتبها مو ضة والطريقة المباشرة يابونوف وانزلاق. وأخيرا، وضعنا خوارزمية لإدارة الطاقة لنظام الضوئية العالمية في بيئة MATLAB.

الكلمات المفتاحيّة : الكهروضوئي، MPPT ،نظام تخزين الطاقة، المحوّل مستمر ـ مستمر، محول التيار المستمِرّ، المموّج ذو الطورين، يابونوف وطريقة الانزلاق، الشبكة الكهربائية، التزامنية، PLL، د م م، د م س ، المكثفات الفائقة ،التنظيمات

Résumé

La puissance produite par un module photovoltaïque est influencée par l'intensité de l'irradiation solaire et la température des cellules, mais aussi par la charge. Afin de maximiser les performances des systèmes d'énergie renouvelable il est nécessaire d'adopter un algorithme MPPT afin de poursuivre le point de puissance maximale de la source d'entrée. Dans ce travail, nous nous sommes intéressés à la modélisation des différents constituants de la chaîne photovoltaïque comportant, le panneau PV, le hacheur Buck-Boost, le bus continu, l'onduleur à deux niveaux et le système de stockage. Nous sommes passés ensuite, à l'étude des deux modes de fonctionnement du système; d'abord, le mode isolé, où on a abordé la gestion de l'énergie entre production PV et batterie+supercondesateur. En mode connecté au réseau, on a assuré la synchronisation des tensions grâce à la PLL, et des régulations de courants et de tensions qui ont été établis afin de garantir un fonctionnement correct du système. Les régulations ainsi que les commandes des convertisseurs liés aux batteries et aux supercondensateurs ont été développées par mode Glissant et par la méthode directe de LYAPUNOV. Finalement, nous avons développé un algorithme de gestion d'énergie pour le système photovoltaïque global sous l'environnement MATLAB.

Mots clés : Photovoltaïque, MPPT, stockage, hacheur Buck-Boost, bus continu, onduleur à deux niveaux, réseau, synchronisation, PLL, régulation, Mode glissant, LYAPUNOV, FDN, FDP, gestion.

Abstract

The power generated by a photovoltaic module is influenced by the intensity of sunlight and the temperature of the cells, but also by the load. To maximize the performance of renewable energy systems it is necessary to adopt a MPPT algorithm to continue the maximum power point of the input source. In this work, we are interested in modeling the various components of the PV chain with the PV panel, the chopper Buck-Boost, DC bus, the two-level inverter and storage system. We went then to the study of two modes of operation of the system: first, the isolated mode, where we discussed the energy management between PV generation and battery + Supercapacitor. In networked mode, we assured the timing of voltages with the PLL, and regulation of currents and voltages that have been established to ensure proper system operation. Regulations and orders related to converters batteries and supercapacitors have been developed by Sliding mode and direct method LYAPUNOV. Finally, we developed an algorithm for power management for the global photovoltaic system in the MATLAB environment.

Key words: Photovoltaic, MPPT, storage, Buck-Boost converter, DC-Link, two level inverter, network, synchronization, PLL, regulation, SMC, LYAPUNOV, FDP, FDN, Battery, Supercapacitor, managing.

Remerciements

Nous remercions tout d'abord ***Allah*** qui nous a guidés sur la bonne voie et nous a aidés à surmonter les difficultés.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur ***Pr EM.BERKOUK*** pour avoir proposé ce sujet, ses précieux conseils et son aide tout au long de notre travail.

Nous remercions très chaleureusement les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'examiner notre travail.

Enfin, tous nos remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce modeste travail.

Nous dédions ce travail à :

Nos très chers parents et grands parents

A nos familles

A tous nos amis

A toute la promotion 2013

A tous ceux qui ont partagé nos joies et peines

Mohammed Tahar

Oussama

Table des matières

Introduction Générale 1

Chapitre I : ETAT DE L'ART

I.1. Introduction 4

I.2. Contexte énergétique mondial 4

I.3. La production d'électricité par les sources d'énergie renouvelables 5

I.4. Energie photovoltaïque 8

I.4.1. La photopile 8

I.4.2. Le module photovoltaïque 8

I.4.2.1. Association en série 9

I.4.2.2. Association en parallèle 9

I.4.2.3. Association série-parallèle (panneau photovoltaïque) 9

I.5. Stockage d'énergie électrique 10

I.5.1. Par voie électrochimique 10

I.5.2. Par voie électrostatique 11

I.5.3. Par voie électromagnétique 11

I.5.4. Par voie mécanique 12

I.6. Etude des systèmes d'énergie photovoltaïque 13

I.6.1. Étage d'adaptation 13

I.6.1.1. Convertisseur DC-DC (Hacheur) 14

I.6.1.2. Convertisseur DC-AC (Onduleur) 15

I.7. Types d'installations photovoltaïques 16

I.7.1. Installations autonomes 16

I.7.2. Installations raccordées au réseau 17

I.8. Commande des systèmes d'énergie photovoltaïque 18

I.9. Conclusion 19

Chapitre II : Modélisation de la chaine PV

II.1. Introduction 21

II.2. Modélisation du panneau PV 21

II.2.1. Modélisation mathématique 22

II.2.2. Résultats de la simulation 26

II.3. Modélisation du Hacheur Buck-Boost 27

II.3.1. Modèle du hacheur 27

II.3.2. Dimensionnement des composants du hacheur 30

II.4. Modélisation de l'onduleur et filtre de sortie 31

II.4.1. Structure de l'onduleur de tension à deux niveaux [11][13][16][30] 31
II.4.2. Modélisation du filtre LC 33
II.5. Modélisation du système de stockage 34
II.5.1. Modélisation de la batterie Plomb-acide 34
II.5.2. Modélisation des Supercondensateurs 36
II.5.2.1. Schéma électrique équivalent 37
II.5.2.2. Identification des paramètres du circuit équivalent 37
II.5.3. Modélisation du hacheur buck-boost réversible en courant 39
II.6. Conclusion 40

Chapitre III : Système photovoltaïque en mode isolé
III.1. Introduction 42
III.2. Types de systèmes photovoltaïques isolés 42
III.2.1. Systèmes photovoltaïques autonomes (SAPV) 42
III.2.2. Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides 43
III.3. Commande de la chaine photovoltaïque 44
III.3.1. Commandes MPPT 44
III.3.1.1. Définition et principe de la commande MPPT d'une chaine photovoltaïque 44
III.3.1.2. Commande par Méthode de perturbation et d'observation (P&O) 46
III.3.1.3. Résultats de simulations 49
III.3.1.4. Algorithme MPPT par la méthode P&O basée sur les modes glissants 50
III.3.1.5. Algorithme MPPT par la méthode P&O basée sur la méthode directe de LYAPUNOV 55
III.3.2. Insertion du stockage hybride dans le système photovoltaïque 61
III.3.2.1. Régulateur de charge/ décharge du système de stockage 61
III.3.2.2. Stabilisation du bus continu 62
III.3.3. Commande de l'onduleur 67
III.3.3.1. Principe de fonctionnement 67
III.3.3.2. Résultats de simulation 67
III.3.3.3. Analyse spectrale des courants et des tensions de sortie de l'onduleur 69
III.4. Conclusion 71

Chapitre IV : Système Photovoltaïque en Mode Connecté au Réseau
IV.1. Introduction 73
IV.2. Configuration du système 73
IV.3. Stratégie de commande 74

IV.3.1. synchronisation avec le réseau....75
IV.3.2. Boucle de régulation du courant....76
IV.3.3. Boucle de régulation de la tension du bus continu....78
IV.4. Application de la commande pour la connexion au réseau....80
IV.4.1. Commande par mode glissant....80
IV.4.1.1. Synthèse de commande pour la PLL....80
IV.4.1.2. Synthèse de commande pour la boucle interne du courant....83
IV.4.1.3. Boucle de régulation de la tension du bus continu....85
IV.4.2. Commande par la méthode directe de LYAPUNOV....87
IV.4.2.1. Synthèse de commande pour la PLL....87
IV.4.2.2. Synthèse de commande pour la boucle interne du courant....89
IV.4.2.3. Boucle de régulation de la tension du bus continu....91
IV.5. Insertion du stockage hybride....93
IV.5.1. Synthèse du régulateur par mode glissant du hacheur réversible en courant....94
IV.5.2. Synthèse du régulateur par la méthode direct de LYAPUNOV du hacheur réversible en courant....96
IV.6. Conclusion....97

Conclusion générale et Perspectives....98
Annexes....100
Bibliographie....101

Liste des figures

Figure I.1 : Consommation mondial d'énergie primaire en 2009 [2] 4
Figure I.2 : Production d'électricité par l'énergie hydraulique. 5
Figure I.3 : Principe d'une centrale électrique géothermique. 7
Figure I.4 : Principe de fonctionnement de la cellule PV. 8
Figure I.5 : Cellules identiques en série [5]. 9
Figure I.6 : Cellules identiques en parallèles [5]. 9
Figure I.7 : (a) Architecture classique d'un panneau solaire avec diodes de protection;(b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass. 10
Figure I.8 : Principe d'un supercondensateur. 11
Figure I.9 : schéma de principe d'une installation de stockage d'air comprimé [14]. 12
Figure I.10 : Structure générale d'une chaîne de conversion photovoltaïque. 13
Figure I.11 : Installation photovoltaïque autonome [41]. 17
Figure I.12 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau [48]. 17
Figure I.13 : Installation photovoltaïque avec injection du surplus au réseau [41]. 18
Figure I.14 : Exemple de gestion des charges selon les priorités [15] 19

Figure II.1 : Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque [50] 22
Figure II.2 : Modélisation du panneau PV 24
Figure II.3 : Influence de la résistance série sur le PPM [48] 25
Figure II.4 : Influence de l'irradiation sur les caractéristique I-V et P-V 26
Figure II.5 : Influence de la température les caractéristiques I-V et P-V 27
Figure II.6 : Hacheur Buck-Boost [48] 27
Figure II.7 : Premier mode de conduction du hacheur BUCK-BOOST [48] 28
Figure II.8 : Second mode de conduction du hacheur BUCK-BOOST 29
Figure II.9 : Zones de fonctionnement du hacheur BUCK-BOOST 30
Figure II.10 : Structure de l'onduleur de tension triphasé à deux niveaux 32
Figure II.11 : Structure de l'onduleur de tension à deux niveaux simplifiée 32
Figure II.12 : Schéma monophasé équivalent du filtre LC 33
Figure II.13 : Evolution de la tension avec le temps, durant la charge et la décharge 35
Figure II.14 : Modèle électrique équivalent simple de la batterie 35
Figure II.15 : Circuit équivalent du modèle à deux branches des supercondensateurs 37
Figure II.16 : Chargement du supercondensateur [43] 37
Figure II.17 : Hacheur buck-boost réversible en courant associé aux supercondensateurs 39
Figure II.18 : Les deux étapes du convertisseur buck-boost réversible en courant 40

Figure III.1 : Système photovoltaïque autonome [29] 43
Figure III.2 : Système photovoltaïque autonome hybride [29] 43
Figure III.3 : Chaine élémentaire de conversion photovoltaïque 45
Figure III.4 : Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal : Suite à une variation d'ensoleillement (a), suite à une variation de charge(b), suite à une variation de température (c) 46
Figure III.5 : Caractéristique P_pv-U_pv d'un panneau photovoltaïque 47
Figure III.6 : Algorithme de la méthode P&O 48
Figure III.7 : Divergence de l'algorithme P&O lors d'une variation rapide de l'irradiation 48
Figure III.8 : Profil de l'irradiation et les puissances extraites avec et sans MPPT 49

Figure III.9 : Variations du rapport cyclique 49
Figure III.10 : Schéma de la commande par mode glissant avec MPPT P&O 50
Figure III.11 : Tension courant et puissance du panneau et de la charge et commande du convertisseur (SMC) 52
Figure III.12 : Profil de l'irradiation, Tension courant et puissance de sortie du panneau (SMC) 52
Figure III.13 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des fluctuations de l'ensoleillement (SMC) 53
Figure III.14 : Profil de la température, Tension courant et puissance de sortie du panneau (SMC) 53
Figure III.15 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des variations de la température (SMC) 54
Figure III.16 : Variation de la charge, Tension courant et puissance de sortie du panneau (SMC) 54
Figure III.17 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des variations de la charge (SMC) 55
Figure III.18 : Schéma de la commande par LYAPUNOV avec MPPT P&O 56
Figure III.19 : Tension courant et puissance de sortie du panneau et erreur de poursuite de la tension qui correspond au PPM (LYAPUNOV) 57
Figure III.20 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur (LYAPUNOV). 57
Figure III.21 : Profil de l'irradiation, Tension courant et puissance de sortie du panneau(LYAPUNOV) 58
Figure III.22 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des fluctuations de l'ensoleillement(LYAPUNOV) 58
Figure III.23 : Profil de la température, Tension courant et puissance de sortie du panneau (LYAPUNOV) 59
Figure III.24 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des variations de la température(LYAPUNOV) 59
Figure III.25 : Variation de la charge, Tension courant et puissance de sortie du panneau (LYAPUNOV) 60
Figure III.26 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des variations de la charge(LYAPUNOV). 60
Figure III.27 : Protection contre les surcharges [32] 61
Figure III.28 : Protection contre les décharges [32] 62
Figure III.29 : Principe de la régulation du bus continu 63
Figure III.30 : Boucle de régulation de la tension du bus continu 63
Figure III.31 : gestion de charge décharge dans le système photovoltaïque (a) et stabilisation du bus continu (b) avec une charge variable (SMC). 65
Figure III.32 : Gestion de charge décharge dans le système photovoltaïque et stabilisation du bus continu avec une charge variable (LYAPUNOV) 66
Figure III.33 : Allures de courbes de courants à la sortie de l'onduleur avant et après filtrage 68
Figure III.34 : Allures de courbes des tensions simples à la sortie de l'onduleur avant et après filtrage 68
Figure III.35 : analyse spectrale des courants à la sortie de l'onduleur (a) avant et (b) après filtrage 69
Figure III.36 : analyse spectrale de la tension simple à la sortie de l'onduleur avant (a) et après (b) filtrage 70

Figure IV.1 : Diagramme général d'un système PV connecté au réseau [49] 73
Figure IV.2 : Diagramme vectoriel dans les plans α-β et d-q pour la méthode VOC 75
Figure IV.3 : Structure générale d'une PLL 76
Figure IV.4 : Représentation de la connexion Onduleur- Réseau [48] 76
Figure IV.5 : Schéma avec prise en compte du courant I_pv produit par le système PV 78
Figure IV.6 : Transfert de puissances à travers le bus continu 79
Figure IV.7 : Structure du PLL basée sur le mode glissant(SMC) 80

Liste des figures

Figure IV.8 : Simulation de la PLL pour une fréquence fixe du réseau(SMC) 81
Figure IV.9 : Simulation de la PLL pour une fréquence variable du réseau(SMC) 82
Figure IV.10 : Schéma de régulation de la boucle du courant par mode glissant 83
Figure IV.11 : Simulation de la boucle de courant (SMC) 84
Figure IV.12 : Simulation de la boucle de tension du bus continu(SMC) 86
Figure IV.13 : Simulation de la PLL pour une fréquence fixe du réseau(LYAPUNOV) 88
Figure IV.14 : Simulation de la PLL pour une fréquence variable du réseau(LYAPUNOV) 89
Figure IV.15 : Schéma de régulation de la boucle du courant par LYAPUNOV 90
Figure IV.16 : Simulation de la boucle de courant (LYAPUNOV) 91
Figure IV.17 : Simulation de la boucle de tension du bus continu(LYAPUNOV) 93
Figure IV.18 : Schéma de principe de contrôle du hacheur Buck-Boost associé aux supercondensateurs 94
Figure IV.19 : Contrôle du hacheur associé aux batteries 94
Figure IV.20 : Puissance Photovoltaïque, et la Puissance de la charge 95
Figure IV.21 : Rapport cyclique du hacheur (SMC) 95
Figure IV.22 : Puissance de stockage générée par le système de gestion (SMC) 95
Figure IV.23 : Rapport cyclique du hacheur (LYAPUNOV) 96
Figure IV.24 : Puissance de stockage générée par le système de gestion (LYAPUNOV) 97

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Puissance installée (sources éolienne et photovoltaïque) [2] 5
Tableau II.1 : Fiche technique de panneau PV utilisé [29] 24
Tableau III.1 : Récapitulatif du fonctionnement du contrôleur 62

$I_{pv}\ [A]$	*Courant photovoltaïque*
$I_0\ [A]$	*Courant de saturation*
$I_{ch}\ [A]$	*Courant de charge*
$U_{pv}\ [A]$	*Tension de sortie*
$R_s\ [\ \Omega\ ]$	*Résistance série*
$I_{sc}\ [A]$	*Courant du supercondensateur*
$G\ [W\ /\ m^2]$	*Irradiation solaire*
$G_{ref}\ [W\ /\ m^2]$	*Irradiation solaire de référence*
$T_c\ [°C]$	*Température de la cellule photovoltaïque*
$I_{bat}\ [A]$	*Courant de la batterie*
$P_{act}\ [W]$	*Puissance active de l'onduleur*
N_s	*Nombre de cellules en série du module photovoltaïque*
$P_{react}\ [W]$	*Puissance reactive de l'onduleur*
u	*Commande du système*
FDN	*Fonction définie négative*
$P_{sc}\ [W]$	*Puissance du supercondensateur*
$P_{bat}\ [W]$	*Puissance de la batterie*
$P_{ch}\ [W]$	*Puissance de la charge*
$V_{sc}\ [V]$	*Tension de sortie du supercondensateur*
FDP	*Fonction définie positive*
$P_{pv}\ [W]$	*Puissance photovoltaïque*
$SOC(t)$	*Représente l'état de charge actuelle*
$Q_n\ [Wh]$	*La capacité nominale de batterie*
n_s	*Le nombre de cellules de $2V$ de la batterie en séries*
k_b	*Rendement charge décharge de la batterie*
$D\ [h^{-1}]$	*Le taux de la décharge interne de la batterie*
$V_{bat}\ [V]$	*Tension de sortie de la batterie*
Vdc [V]	*Tension du bus continu*
fp	*Fréquence de la porteuse*
SMC	*Sliding Mode Control*

La demande croissante en énergie et l'appauvrissement des énergies fossiles impliquent de trouver de nouvelles sources d'énergie propres et durables. Les énergies renouvelables, notamment d'origine solaire et éolienne, pourraient répondre à cette attente. Des systèmes permettant la conversion de l'énergie solaire ou éolienne en énergie électrique utilisable prennent une part de plus en plus grande même si elle reste mineure par rapport à l'électricité produite par les centrales thermiques et nucléaires. Les systèmes de conversion sont divers, ils peuvent être reliés au réseau, ou bien alimenter un dispositif sur un site isolé.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque, basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire un courant électrique lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules en série et en parallèle forme un générateur photovoltaïque.

Une adaptation de puissance entre la source et la charge s'avère importante pour un meilleur fonctionnement et afin d'assurer la fiabilité du système. Avec le développement d'une électronique de puissance spécifique dédiée aux applications photovoltaïques, beaucoup de systèmes de conversion innovants ont été conçus, notamment des onduleurs ayant des étages d'adaptation en entrée assurant la recherche du PPM. En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur.

Les sources d'énergies renouvelables ont l'avantage d'être gratuites et inépuisables mais présentent une intermittence qu'il est nécessaire de pallier avec un dispositif de stockage de l'énergie électrique, qui doit également être adapté à la restitution de l'énergie électrique à travers la charge utilisée.

Le stockage de l'énergie photovoltaïque est principalement assuré par les batteries, même si d'autres moyens sont envisageables. Les batteries ont une énergie massique élevée. Mais elles nécessitent un entretien assez contraignant avec une durée de vie relativement faible (compter 5 à 10 ans) et surtout ne sont pas toujours adaptées à l'usage effectué. Ainsi, des applications photovoltaïques nécessitant des pics de puissance ou la régulation d'une puissance électrique ne peuvent pas être envisagées par de simples batteries ayant une dynamique trop lente. Les appels de puissance importants peuvent être obtenus par la nouvelle génération des supercondensateurs, de densités de puissance plus élevées, apparue dans les années 90.

Dans le début de ce manuscrit, nous présenterons dans un premier temps un état d'art sur les sources d'énergie renouvelables : hydraulique, solaire, éolien, houle, marée motrice, géothermie, et biomasse. Puis, nous aborderons plus en détaille l'énergie photovoltaïque. A la fin, nous entamerons le principe des systèmes photovoltaïques et leurs différentes configurations, avec introduction de l'architecture du système à étudier.

Dans le second chapitre, les modélisations énergétiques des différents éléments composant le système photovoltaïque ainsi que le système de stockage seront présentés. La complexité des modèles utilisés doit rester acceptable de façon à ne pas rallonger de manière excessive le temps de résolution du problème et réaliser un bon compromis entre simplicité et performance.

Ces différents modèles énergétiques seront ensuite utilisés afin de modéliser le système complet de production photovoltaïque en mode isolé. On présente ici :

- Un algorithme MPPT basée sur la méthode P&O pour maximiser l'énergie extraite du panneau.
- La commande du convertisseur DC/DC par mode glissant et par la méthode directe de LYAPUNOV.
- Dans cette partie, où l'élément de stockage est un composant vital dans une production répandue pour son aspect intermittent, une commande, du hacheur réversible en courant reliant le système de stockage au bus continu, par mode glissant puis par la méthode directe de LYAPUNOV sera proposée.
- La commande de l'onduleur de tension à deux niveaux par MLI triangulo- sinusoïdale sera présentée, les différents résultats de simulations du fonctionnement du système vont être exposés après chaque partie.

Le chapitre IV, quant à lui sera consacré à la connexion au réseau de notre chaîne de production. Une nouvelle structure de la PLL basée sur les modes glissants et la théorie de LYAPUNOV sera présentée afin d'assurer la synchronisation des tensions injectées dans le réseau, ainsi que les différentes régulations de courants et de tension du bus continu, par mode glissant et par la méthode directe de LYAPUNOV, assurant le bon fonctionnement du système. Nous exposerons, les différents résultats de simulations du fonctionnement du système pour chaque boucle de régulation.

Finalement dans le cinquième chapitre, nous passerons au développement de l'algorithme de gestion d'énergie avec comme objectif de satisfaire la charge. Afin de tester les performances de la gestion du système photovoltaïque global, une simulation numérique sous l'environnement MATLAB sera accomplie.

Nous terminerons ce présent travail par une conclusion générale et quelques perspectives de recherche envisagées.

Chapitre I

ETAT DE L'ART

I.1. Introduction

Après une longue hésitation dans les décennies passées, les sources d'énergie renouvelables s'imposent progressivement, comme l'une des alternatives les plus sûres à long terme aux sources traditionnelles, que sont les carburants fossiles et l'uranium, notamment pour la production d'électricité [1][3]. Dans le présent chapitre, nous allons présenter les différentes ressources des énergies renouvelables, en termes d'intérêt pour la production d'énergie électrique, en particulier l'énergie photovoltaïque. Cette dernière est la source d'énergie principale pour notre système étudiée. Ensuite, nous allons entamer le principe du fonctionnement du système d'énergie photovoltaïque, en introduisant l'architecture du système proposée pour notre étude.

I.2. Contexte énergétique mondial

L'énergie électrique est un facteur principal pour tout développement économique. La consommation humaine d'énergie ne cesse d'augmenter avec l'accroissement de la population mondiale. Depuis l'ère industrielle, les combustibles fossiles ont joué un rôle essentiel dans le développement, car ils permettent de disposer de sources d'énergie concentrées et peu chères.

Ces combustibles fossiles sont disponibles en quantité finie, leur épuisement devrait être atteint au cours du XXIème siècle, mis à part peut-être le charbon. De plus, l'usage de combustibles rejette du dioxyde de carbone (CO2) qui a des effets néfastes sur l'environnement. La figure I.1 présente la consommation mondiale de l'énergie primaire (avant transformation) en 2009 [2].

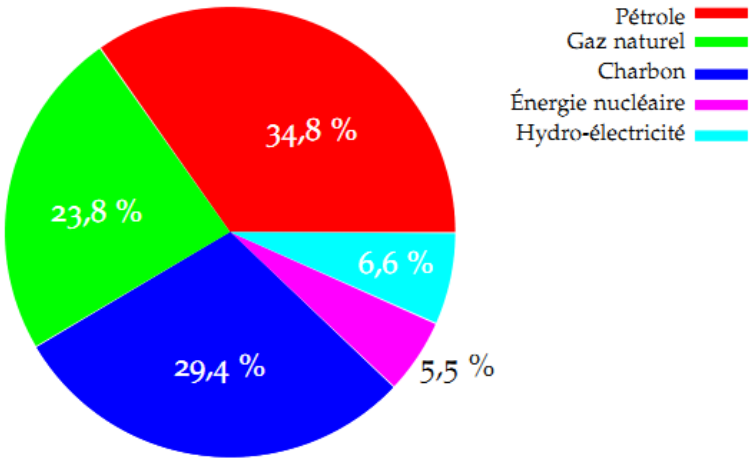


Figure I.1 : Consommation mondial d'énergie primaire en 2009 [2]

Pour un développement durable, il est nécessaire de considérer les ressources renouvelables. Car ces derniers, la nature les met à notre disposition de façon permanente. Ces ressources renouvelables proviennent essentiellement du soleil. Ces sources ont l'inconvénient d'être peu concentrées, de plus leur intermittence pose quelques problèmes de continuité de service. Un élément de stockage est alors nécessaire pour alimenter la demande. La puissance éolienne mondiale installée fin 2009 est de 160 GW soit une

augmentation de 31 % par rapport à l'année 2008. Pour le solaire photovoltaïque, la puissance installée est de 22.9 GW soit une évolution de 47% par rapport à 2008 [2].

Les investissements à effectuer dans le domaine des énergies renouvelables sont encore considérables, afin d'augmenter la part de ces derniers dans la production mondiale (voir tableau I.1) [2].

Année	1997	2000	2009
Eolien	7.6 GW	18.5 GW	160 GW
Photovoltaïque	605 MW	1.4GW	22.9 GW

Tableau I.1 : Puissance installée (sources éolienne et photovoltaïque) [2]

I.3. La production d'électricité par les sources d'énergie renouvelables

I.3.1. Hydraulique

L'hydroélectricité, c'est-à-dire la production d'électricité à partir de la force de l'eau, est apparue au milieu du XIXe siècle dans la continuité des moulins qui exploitaient directement la force motrice de l'eau. Appelée la "houille blanche", elle a été synonyme d'un développement économique très important [4].

C'est une solution extrêmement attractive qui est exploitée au voisinage du maximum de son potentiel dans de nombreux pays industrialisés. En France, environ 90 % des ressources sont utilisées. Certaines régions du monde sont plus favorisées que d'autres (Norvège, Québec, Amazonie, Chine...), mais une grande partie des zones habitées sont traversées par des cours d'eau dont le potentiel est souvent encore peu exploité : 11 % en Asie, et 4 % seulement en Afrique [3].

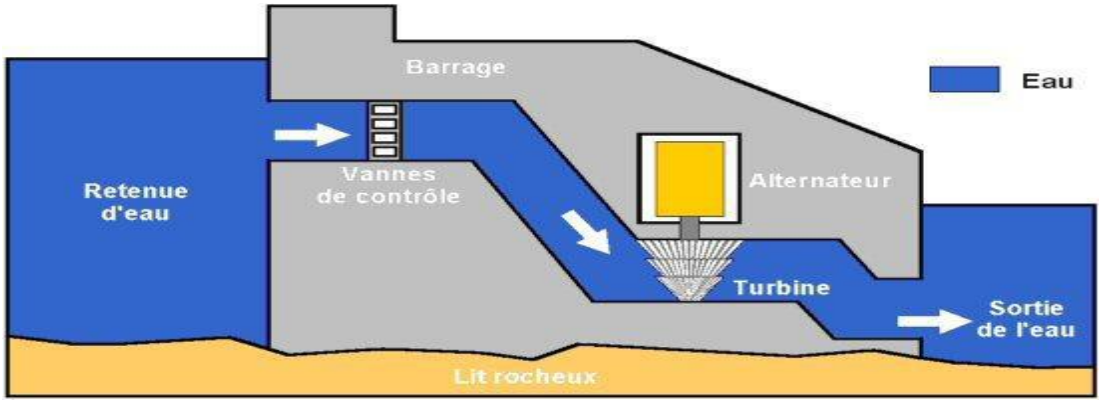


Figure I.2 : Production d'électricité par l'énergie hydraulique.

I.3.2. Solaire thermodynamique

Héritées des solutions des centrales thermiques à combustibles, les centrales solaires thermodynamiques permettent d'exploiter directement la chaleur rayonnée par le soleil pour chauffer de

l'eau en vapeur via un fluide caloporteur. Un stockage intermédiaire de chaleur permet de lisser la production [1].

Pour la production à grande échelle, on trouve principalement deux grandes familles de systèmes solaires thermodynamiques. La première utilise des capteurs paraboliques, cylindro-paraboliques, également appelés « auges », au fond desquels se trouve un tube parcouru par un fluide caloporteur. Leur axe de rotation orienté Nord-Sud permet le suivi du soleil d'Est en Ouest [4].

La seconde famille exploite une tour contenant une chaudière vers laquelle est concentré le rayonnement capté par un champ d'héliostats. Le rendement de cette technologie s'est malheureusement révélé plus faible quand le rayonnement solaire est insuffisant, mais ces centrales peuvent être avantageusement couplées avec un autre mode de chauffage, par exemple au gaz. Le coût de production du kWh peut ainsi devenir compétitif et de très nombreux projets sont en préparation dans le monde [4].

I.3.3. Solaire photovoltaïque

La génération directe d'électricité à partir d'un rayonnement lumineux associée aux énormes ressources énergétiques solaires constitue, à long terme, l'un des principes les plus prometteurs de production d'énergie électrique. La conversion photovoltaïque est statique, elle offre un total silence de fonctionnement et permet d'envisager une très grande fiabilité. Enfin, elle se prête extrêmement bien à une forte décentralisation en exploitant directement les surfaces de toitures des bâtiments. Nous allons revenir plus en détails pour cette technologie dans les prochains paragraphes qui suivent [5].

I.3.4. Les éoliennes

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air, qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète, et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. Parmi toutes les énergies renouvelables contribuant à la production d'électricité, l'énergie éolienne tient actuellement le rôle de vedette. Elle est l'une des plus prometteuses, en termes d'écologie, de compétitivité, de champ d'application et de création d'emplois et de richesses. Son potentiel est énorme, il est estimé à 30.1015 kWh pour l'ensemble du globe et entre 5 et 50.1012 kWh/an pour la part terrestre exploitable [7][8].

I.3.5. Générateurs utilisant la houle

La houle, dont l'origine se trouve dans les vents, représente un immense gisement d'énergie. Les puissances disponibles s'expriment par unité de longueur de front de vague et atteignent quelques 10 kW/m. La puissance moyenne annuelle sur les côtes de la façade Atlantique est comprise entre 15 et 80 kW/m [1][3]. On peut effectuer un classement des principaux dispositifs exploitant l'énergie des vagues comme suit :

- Barrages à houle situés sur les côtes; par déferlement, l'eau de mer remplit un réservoir et est ensuite turbinée.
- Systèmes à flotteur en surface ou semi-immergé; De très nombreux systèmes flottants ont été imaginés ; l'un des plus récents, le convertisseur « Pelamis ».
- Systèmes à colonne oscillante, également placés sur les côtes, une cavité ouverte sous le niveau de la mer et contenant de l'air entre la surface libre et un piston.

I.3.6. Production marée-motrice et par les courants marins

Les phénomènes de marée sont à l'origine de courants marins, mais ils ne sont pas les seuls, la rotation de la terre, les écarts de températures jouent également un rôle important. Il existe des courants très puissants dans de nombreux endroits, notamment dans des estuaires, dans des fiords ou encore dans des étroits bras de mer qui pincent les flux maritimes. Le potentiel, difficilement estimable, est évalué à plusieurs centaines de TWh annuels pour les seules côtes européennes [1][3].

I.3.7. Géothermie

Dans certaines zones favorables, on trouve, en effectuant des forages plus ou moins profonds, de l'eau à température élevée. Dans la plage de 150 à 350°C, on parle de géothermie haute énergie. L'eau est pompée vers la surface et passe dans des échangeurs ; la vapeur produite est ensuite turbinée comme dans les centrales thermiques classiques.

Rien qu'aux Philippines, une puissance de 1,9 GW contribue à hauteur de 25 % à la production d'électricité. L'Italie dispose d'une capacité de production de 790 MW pour 4,7 · 109 kWh annuels (1,6 % de sa production totale d'électricité) dont une centrale de grande puissance (Valle Secolo, 1991) comprenant 2 groupes de 60 MW. Le Japon a une capacité de production de 550 MW [1][3][6].

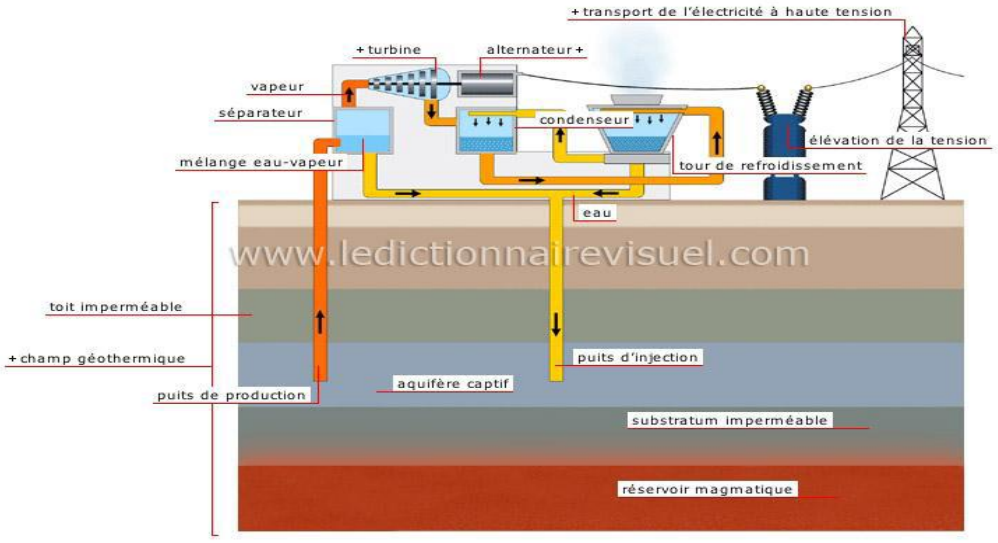


Figure I.3 : Principe d'une centrale électrique géothermique.

I.3.8. Génération et cogénération à partir de la biomasse ou de déchets

À la place des combustibles fossiles, on peut brûler des carburants issus de la biomasse (cultivée ou non) ou encore des déchets pour produire de la chaleur puis de la vapeur et enfin de l'électricité. Mais dans un souci d'accroissement de l'efficacité, on réalise de plus en plus souvent des systèmes de cogénération dans lesquels la chaleur, habituellement perdue, est valorisée pour des applications variées (chauffage des locaux, besoins industriels, agriculture...etc). Ce sont surtout des incitations tarifaires de rachat de l'électricité cogénérée qui ont permis le décollage de ces filières énergétiques aujourd'hui très développées dans de nombreux pays [6].

I.4. Energie photovoltaïque

I.4.1. La photopile

Cette photopile, qu'on appelle aussi cellule solaire ou photovoltaïque (Figure I.4), est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs comme les transistors ou les puces dans un ordinateur. On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière. Quand un photon de lumière, d'énergie suffisante, heurte un atome sur la partie négative de cette diode, il excite un électron et l'arrache de sa structure moléculaire, créant ainsi un électron libre sur cette partie. Une photopile est fabriquée de manière à ce que cet électron libre ne puisse se recombiner facilement avec un atome à charge positive, avant qu'il n'ait accompli un travail utile en passant dans un circuit extérieur. Comme une pile chimique (c'est-à-dire une batterie), la cellule photovoltaïque produira de l'électricité à courant continu (cc), mais son énergie produite sera fonction principalement de la lumière reçue par la photopile [5].

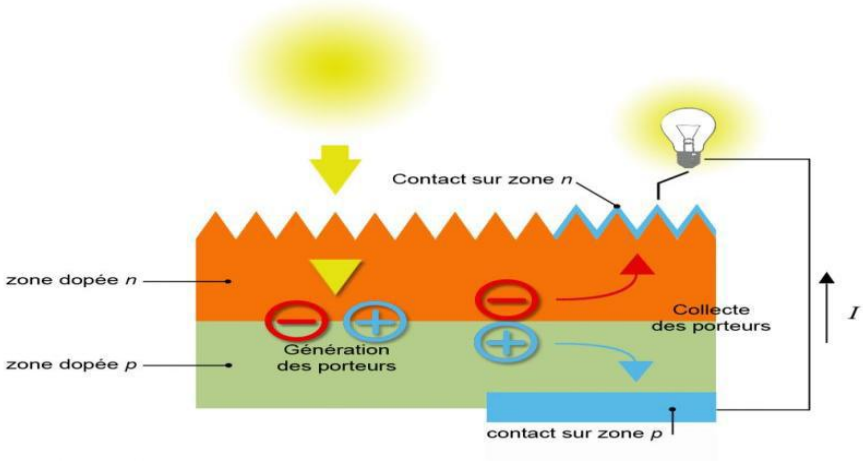


Figure I.4 : Principe de fonctionnement de la cellule PV.

I.4.2. Le module photovoltaïque

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12 volts et les modules auront donc généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection

envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque. Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation [5].

I.4.2.1. Association en série

En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules en série.

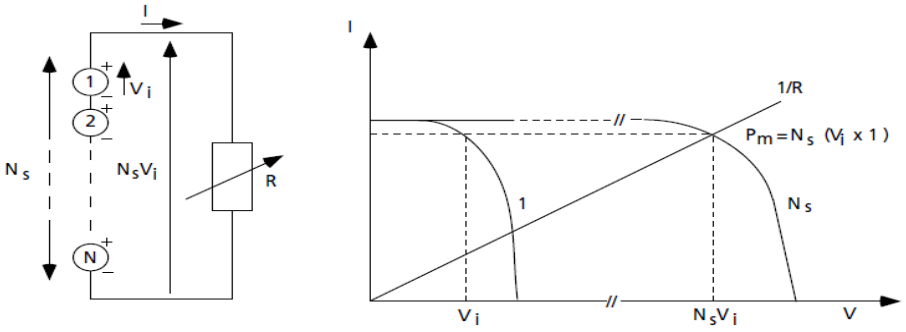


Figure I.5 : Cellules identiques en série [5].

I.4.2.2. Association en parallèle

En additionnant des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche.

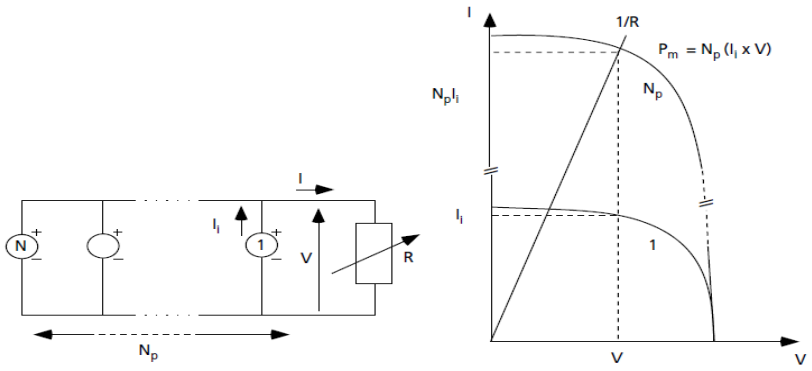


Figure I.6 : Cellules identiques en parallèles [5].

I.4.2.3. Association série-parallèle (panneau photovoltaïque)

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules photovoltaïques, regroupés en panneaux photovoltaïques constitués de modules identiques uniformément exposés et protégés par les diodes by-pass (voir figure I.7) [6].

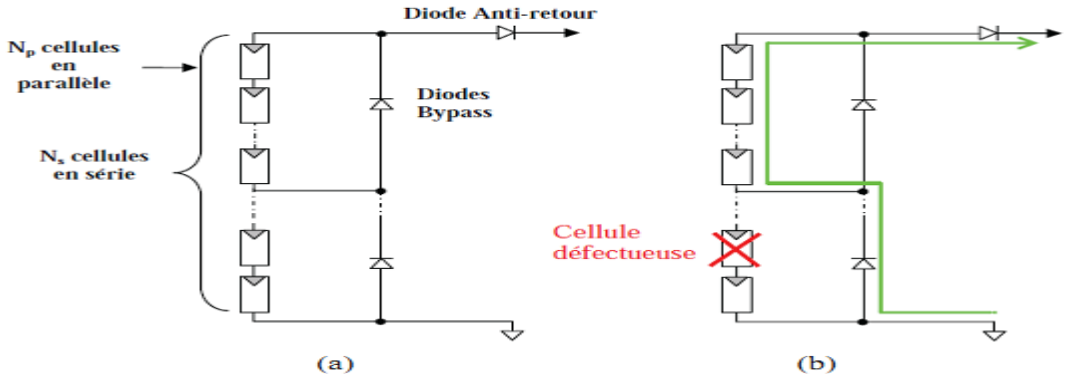


Figure I.7 : (a) Architecture classique d'un panneau solaire avec diodes de protection;(b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass.

I.5. Stockage d'énergie électrique

I.5.1. Par voie électrochimique

I.5.1.1. Les batteries

Le mode de stockage d'énergie électrique privilégié actuellement dans notre vie courante reste l'accumulateur. Qu'il s'agisse de téléphones portables ou de voitures, les batteries sont très largement répandues. La technologie est basée sur le concept chimique de pile : on accumule de l'énergie chimique. Fondamentalement, l'élément de base d'une batterie est composé de deux électrodes, jouant les rôles d'anode et cathode, ainsi que d'un électrolyte, en contact avec les électrodes, permettant la circulation des ions, et donc la création d'un courant [4][19].

Parmi les nombreuses filières actuellement développées [4] :

- Les batteries au plomb, utilisées couramment pour alimenter des installations ne pouvant supporter des coupures d'alimentation électrique (installation photovoltaïques ou hybrides des sites isolées);
- Les batteries au nickel-cadmium, largement utilisées sur tous les véhicules électriques. Cependant, le principal défaut de cette filière réside dans l'utilisation de Cadmium, qui est un métal lourd.
- Toutes les filières dérivées des batteries au lithium : lithium-ion, lithiumpolymères, lithium-métal-polymères…etc.

I.5.1.2. Les accumulateurs à circulation

Ceux-ci fonctionnent sur le même principe que les piles précédemment présentées, à ceci près que l'électrolyte est circulant, et donc, qu'il n'y a pas création de composés solides. Les composés chimiques responsables du stockage sont liquides et restent en solution dans l'électrolyte. De plus, cette technologie ne nécessite pas de substances très toxiques ou très réactives [14].

I.5.1.3. La pile à combustible

Le principe de fonctionnement d'une pile à combustible est le même que celui d'une pile traditionnelle, En effet, quand l'intérêt pour la pile à combustible s'est réveillé vers la fin des années 1980,

les développements ont porté bien davantage sur la pile que sur le combustible. Aujourd'hui, du fait des progrès technologiques obtenus sur la pile, force est de constater qu'un déséquilibre inverse est apparu et que l'on est moins avancé sur le combustible que sur la pile [24].

I.5.2. Par voie électrostatique

Le principe de base d'un supercondensateur est le suivant : un électrolyte (conducteur purement ionique, isolant électronique) est placé entre deux électrodes conductrices à très grande surface spécifique, c'est-à-dire à très grande surface de contact entre l'électrode et l'électrolyte. En général, les matériaux utilisés pour les électrodes sont des grains de carbone (charbon activé, fibres de carbone, aérogels de carbone…) ou des polymères conducteurs qui ont des surfaces spécifiques pouvant atteindre plusieurs milliers de m2 par gramme de matière.

Lorsqu'on applique un champ électrique entre les électrodes, des ions positifs et négatifs se déplacent dans l'électrolyte et forment à la surface de chaque électrode une couche de charges électriques, appelée double couche (voir figure I.8). Comme cette surface est très grande, la quantité de charges accumulées est bien plus importante que dans le cas de condensateurs classiques. L'énergie volumique stockée est d'ailleurs comprise entre 1 et 10 kWh/m3 contre 0,1 à 1 kWh/m3 pour les condensateurs ou hypercondensateurs [14]. Comme il n'y a pas de réaction chimique à la surface des électrodes, la longévité (ou cyclabilité) est beaucoup plus élevée ici (100 000 à 500 000 cycles de charge/décharge) que pour la voie électrochimique étudiée précédemment (300 à 1500 cycles). Cependant, pour obtenir des systèmes exploitables, il faut mettre en série un grand nombre de cellules pour aboutir à une tension de stockage élevée [13] [23].

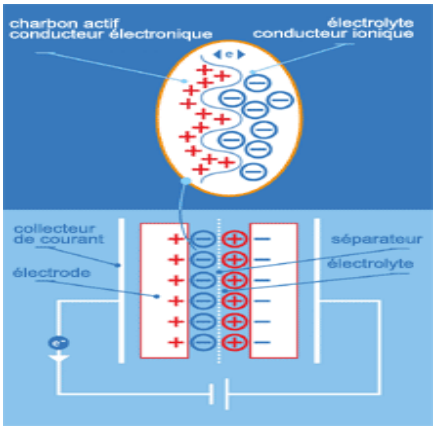


Figure I.8 : Principe d'un supercondensateur.

I.5.3. Par voie électromagnétique

Un des supports de la filière de stockage électromagnétique est la bobine supraconductrice. Le principe de fonctionnement est assez simple : un courant parcourant un bobinage engendre un champ magnétique, auquel est associée une énergie magnétique, fonction de l'inductance de la bobine et du volume magnétisé [14]. La particularité de cette bobine est qu'elle a une résistance nulle au-dessous d'une certaine

température critique, caractéristique du matériau. En conséquence, si le bobinage est fermé, le courant se maintient et il n'y a pas de dissipation d'énergie par effet Joule : celle-ci reste stockée sous forme magnétique.

Il existe deux catégories de supraconducteurs [13] [14]:

- Basse température : cette technique met en jeu des conducteurs fonctionnant à 4K, en présence d'un champ magnétique de 5T.
- Haute température : celle-ci a connu un développement très récent. Les matériaux mis en jeu sont utilisables sous 10T, à des températures variant de 20 à 30K [13].

I.5.4. Par voie mécanique

I.5.4.1. Le stockage sous forme d'énergie gravitaire

Ce type de stockage existe principalement à l'heure actuelle sous la forme de Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP).Ces stations permettent de pomper et de turbiner de façon cyclique la même eau entre un bassin supérieur et un bassin inférieur [13]. En général, on pompe en utilisant l'électricité bon marché des heures creuses (comme par exemple la nuit en été), et on turbine pour produire de l'électricité d'une valeur plus élevée aux heures de pointe.

I.5.4.2. Le stockage sous forme de pression

Dans ces installations, l'électricité disponible durant les heures creuses sert à comprimer de l'air avec un turbocompresseur. L'air comprimé est stocké dans des nappes aquifères, des cavernes ou des cavités salines souterraines, le poids des terrains au-dessus permettant de résister à la pression de l'air. Pour récupérer l'électricité, l'air comprimé est dirigé vers une machine semblable à une turbine à gaz. Il est réchauffé dans une chambre de combustion grâce à un appoint de gaz naturel ou de fioul, puis détendu dans une turbine. La chaleur résiduelle des fumées est récupérée (voir figure I.9) [6][14].

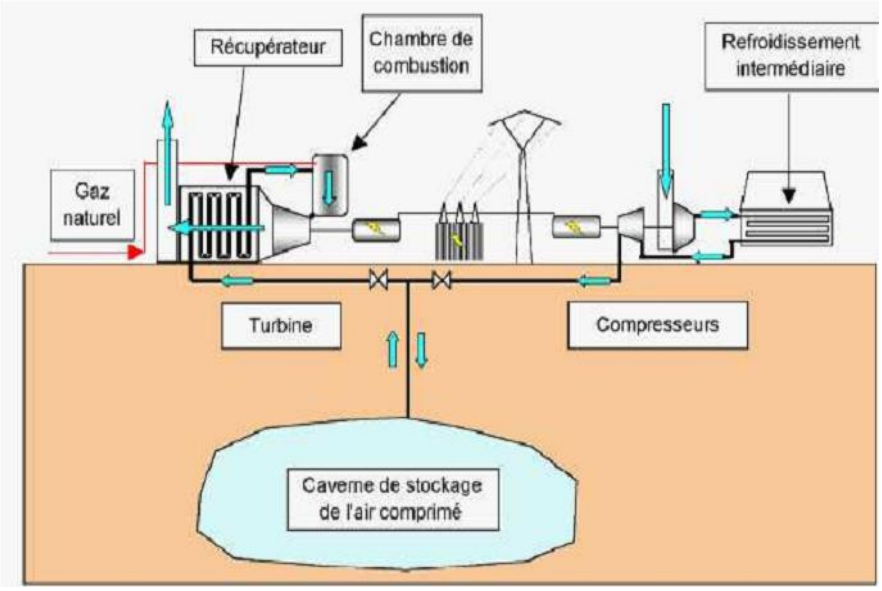


Figure I.9 : schéma de principe d'une installation de stockage d'air comprimé [14].

I.5.4.3. Le volant d'inertie

Les volants d'inertie ont été employés historiquement dans les transports en commun. Leur principe de fonctionnement est le suivant : un disque ou un cylindre tournant est accéléré par un moteur/générateur électrique, lorsque l'on désire stocker de l'énergie électrique et freiné par ce même moteur/générateur (fonctionnant dans ce cas en générateur), lorsque l'on désire récupérer l'énergie stockée. Les frottements devront être limités le plus possible, le volant est placé dans une enceinte sous vide et sur des paliers à suspension magnétique. La durée de vie du système est quasi illimitée (>10 000 cycles). L'absence de lubrifiant permet aussi de travailler dans des gammes de températures et de pression assez larges [13].

I.6. Etude des systèmes d'énergie photovoltaïque

La croissance économique est devenue équivalente à une consommation énergétique de plus en plus importante. Les systèmes de génération photovoltaïque sont les plus prometteurs parmi les technologies de production d'énergie renouvelables, par leurs nombreux avantages.

Cette partie présente les bases indispensables à la compréhension du sujet. Nous allons suivre la chaine représentée sur la figure ci-dessous.

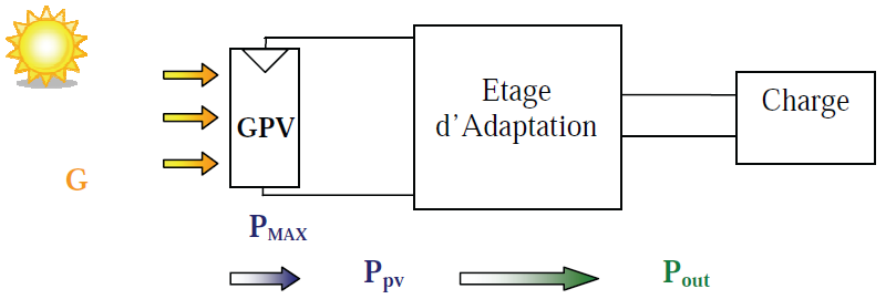


Figure I.10 : Structure générale d'une chaîne de conversion photovoltaïque.

Nous avons abordé au-dessus en premier lieu le fonctionnement des cellules photovoltaïques, leurs caractéristiques principales ainsi que les limites du modèle théorique. Nous allons décrire maintenant les différents constituants d'un système d'adaptation trouvés dans la littérature ; afin d'avoir des sorties continues ou alternatives, avec ou sans stockage. Nous finirons par présenter les différents modes de fonctionnement du système : isolé et connecté au réseau.

I.6.1. Étage d'adaptation

L'alimentation de la charge par panneaux photovoltaïques peut se faire par couplage direct, mais cela impliquerait un fonctionnement au fil du soleil, à puissance essentiellement variable au cours de la journée. Ce couplage implique donc l'acceptation d'une adaptation forcément non parfaite sur toute la plage de fonctionnement.

Il devient nécessaire d'utiliser un étage d'adaptation afin d'adapter la puissance aux nécessités de l'installation, cet étage peut comprendre des convertisseurs (DC-DC, DC-AC) et/ou un système de stockage.

I.6.1.1. Convertisseur DC-DC (Hacheur)

Les hacheurs ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. Ils peuvent être isolés ; et comporter un transformateur assurant l'isolation galvanique, ou non isolés [8].

Les convertisseurs non isolés peuvent être partagés en deux types en fonction de leur comportement et du sens de l'énergie qu'ils transfèrent, on distingue ainsi [8] :

- Les hacheurs non réversibles qui permettent le transfert de l'énergie de la source vers la charge seulement.
- Les hacheurs réversibles où la source peut fonctionner en charge et inversement. Il est donc possible d'inverser le sens de parcours de l'énergie.

On distingue trois types de hacheurs réversibles selon le type de conversion :

- Les hacheurs réversibles en courant
- Les hacheurs réversibles en tension
- Les hacheurs réversibles en courant et en tension.

Les convertisseurs utilisés dans les systèmes PV pour générer les courants et les tensions souhaités sont :

- Les convertisseurs de type BUCK (abaisseurs) dans lesquels Vo < Vi
- Les convertisseurs de type BOOST (élévateurs) dans lesquels Vo > Vi
- Les convertisseurs de type BUCK-BOOST qui peuvent fonctionner en BUCK ou en BOOST en fonction du rapport cyclique α.

Ce type de convertisseurs n'est constitué que par des éléments réactifs (Selfs, Capacités) qui, dans le cas idéal, ne consomment aucune énergie. C'est pour cette raison qu'ils sont caractérisés par un rendement élevé [9].

Le hacheur dans le système PV a pour rôle d'optimiser le transfert d'énergie du générateur PV vers la charge. Ceci se fait via la commande de l'interrupteur en utilisant un algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui recherche le point de puissance maximale et fait fonctionner le système en ce point.

Il existe plusieurs techniques pour la recherche du point de puissance maximale, on peut citer la technique Perturb and Observe (P&O), Incrémental Conductance ou encore la commande par logique floue.

Parmi toutes les méthodes qui existent, Perturb and Observe et Incrémental Conductance sont les plus utilisées, ceci est dû à leur simple implémentation, leur rapidité à trouver le PPM ainsi que certaines autres raisons économiques [10].

I.6.1.2. Convertisseur DC-AC (Onduleur)

Actuellement l'utilisation des onduleurs, qui prennent de plus en plus du terrain dans les domaines d'applications les plus variés, devient incontournable. Le développement des semi-conducteurs entièrement commandables, rapides, et robustes d'une part, et le perfectionnement des techniques de commande d'autre part ont eu un énorme rôle dans l'évolution de ces convertisseurs. Ces progrès ont permis d'intégrer les onduleurs dans des applications particulièrement intéressantes.

a. Choix du composant de puissance

Le choix du composant se base sur les caractéristiques d'épaisseur et de résistivité de la région constituant « la base » du composant d'électronique de puissance qui sont intrinsèquement liées à sa tenue en tension, le calibre en courant et les performances dynamiques.

Le choix des composants impose un compromis entre la tension, le courant et la fréquence de commutation, et fait intervenir plusieurs éléments de comparaison [11]:

- L'unité fonctionnelle du convertisseur d'énergie : les performances du couple (interrupteur + cellule de commutation).
- La complexité de commande des composants : Un autre aspect déterminant dans le choix et sensible par rapport à l'utilisation. On reconnait la facilité d'emploi généralement, au transistor MOS et à l'IGBT. Contrairement au transistor bipolaire et le GTO qui sont connus pour leur difficulté d'usage et très délicate manipulation.

On effectue également le choix en fonction du domaine de puissances, on utilise de préférence :

- Le transistor à effet de champ ou l'IGBT pour les faibles puissances.
- Le transistor bipolaire ou l'IGBT pour les courants moyens.
- Le thyristor GTO pour les forts courants.

Le thyristor classique avec circuit auxiliaire d'extinction n'est plus utilisé dans les équipements récents. [11]

b. Les types d'onduleurs

On distingue deux principaux types d'onduleurs selon la nature de la source d'alimentation [14]

- **Les onduleurs de courant :** Alimentés par une source de courant, peu affectés par les variations de tension.
- **Les onduleurs de tension :** Alimentés par une source de tension continue peu affectée par les variations de courant. Composés de bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture. Chaque interrupteur comporte un transistor (GTO ou IGBT) et une diode en antiparallèle. Les onduleurs de tension peuvent être à plusieurs niveaux selon les besoins d'utilisation.

Ils peuvent aussi être classés en [12] :

- Onduleurs de tension monophasés : Utilisés généralement pour l'alimentation de charges monophasées de faible puissance, ils peuvent être en pont ou en demi-pont.
- Onduleurs de tension triphasés : Offrant une source de tension triphasée avec une amplitude, phase et fréquence contrôlables et une forme approchant la sinusoïde. Ces onduleurs sont employés dans la moyenne et forte puissance.

Le domaine d'application des onduleurs de tension peut être caractérisé par la variation de la fréquence. On distingue deux grandes familles [13] :

- Le domaine des fréquences fixes : Où l'onduleur de tension est destiné à pallier les défaillances, ou même l'absence d'un réseau alternatif en recréant la tension correspondante à partir d'une source de tension continue. Cette application requiert généralement la fourniture d'une tension de sortie très pure, donc sans harmonique de découpage, d'où la nécessité d'un filtre de sortie.
- Le domaine des fréquences variables : Dans ce cas, l'onduleur est généralement alimenté par un réseau alternatif à travers un redresseur et un filtre d'entrée. L'application la plus connue est celle de la variation de vitesses des machines à courant alternatif.

I.7. Types d'installations photovoltaïques

Il existe deux types de mise en œuvre d'une installation photovoltaïque selon qu'elle fonctionne de manière autonome ou qu'elle soit raccordée à un réseau public de distribution d'électricité.

I.7.1. Installations autonomes

Produisent de l'électricité pour un bâtiment ou un autre consommateur qui n'est pas relié au réseau. La plupart de ces installations alimentent des sites éloignés de tout réseau public. Elles comprennent des étages d'adaptation afin d'adapter la puissance aux besoins du consommateur. Ces étages d'adaptations sont constitués d'éléments vus précédemment :

- Hacheur : permet d'optimiser la production
- Onduleur : permet de passer du continu vers l'alternatif
- Batteries/ Supercondensateur : pour subvenir aux besoins du consommateur à cause des problèmes d'intermittence de l'énergie PV.

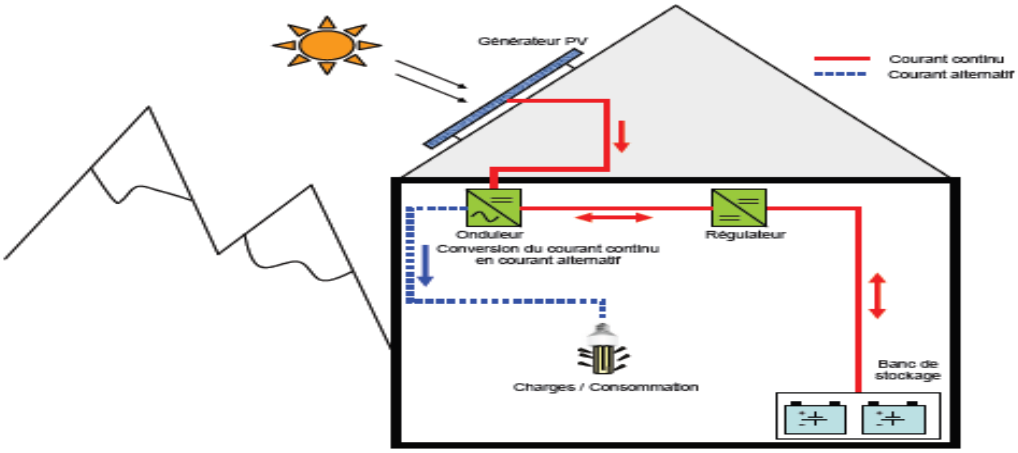


Figure I.11 : Installation photovoltaïque autonome [41].

I.7.2. Installations raccordées au réseau

Ce raccordement ne peut se faire qu'après transformation du courant pour qu'il soit adapté aux caractéristiques du réseau. Ces installations produisent de l'électricité qui peut être vendue en totalité ou en partie. Ainsi, on distingue deux modes :

- Injection de la totalité de la production au réseau : l'énergie produite par les panneaux est directement injectée dans le réseau électrique. Les périodes d'injection correspondent aux périodes de production photovoltaïque.

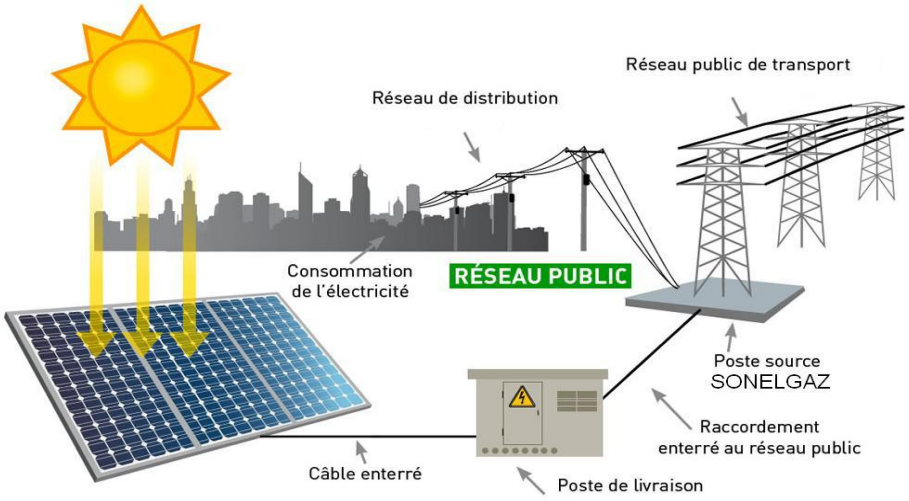


Figure I.12 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau [48].

- Injection du surplus de production au réseau : l'énergie produite par les modules est directement consommée par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté dans le réseau.

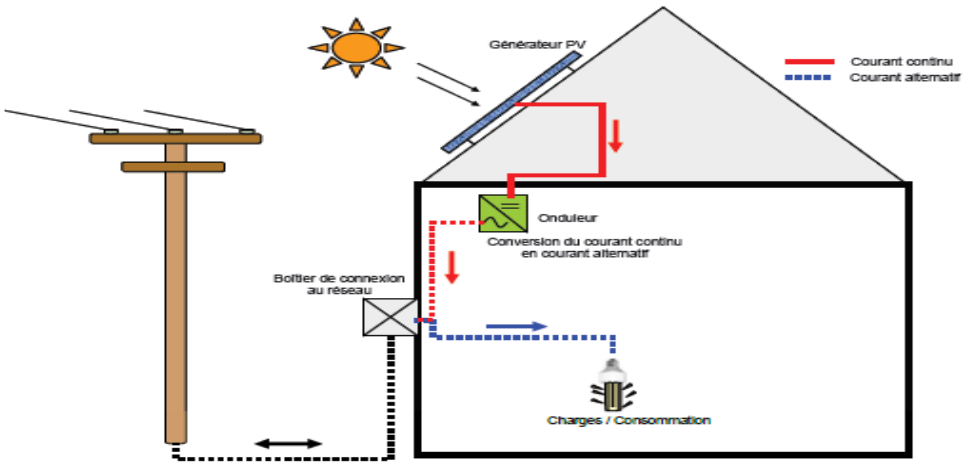


Figure I.13 : Installation photovoltaïque avec injection du surplus au réseau [41].

I.8. Commande des systèmes d'énergie photovoltaïque

Le but de cette commande est de pouvoir fournir l'énergie demandée par la charge malgré les grandes fluctuations des sources.

I.8.1. Stratégie de fonctionnement

C'est un algorithme qui permet de gérer le flux d'énergie dans les différents composants du système pendant une période importante. Selon le profil de charge et les caractéristiques propres du système, ainsi que les exigences sur la qualité de l'énergie voulue [15]. Le fonctionnement d'un système d'énergie photovoltaïque dépend des paramètres suivants :

- Le profil de charge : les variations diurnes, les variations saisonnières, les pics les creux…
- Les caractéristiques des ressources renouvelables : les valeurs moyennes, l'écart type, les fréquences des événements, les valeurs extrêmes, les variations diurnes, les variations saisonnières…etc.
- La configuration du système : le nombre et les types de composants.
- Les normes de la qualité d'énergie.

Par conséquent, certaines stratégies de fonctionnement peuvent être plus efficaces pour des applications particulières.

I.8.2. Gestion du stockage

Les deux principales stratégies de gestion de stockage sont [22][23]:

- La stratégie de stockage à court-terme "Peack Shaving Strategy" (par exemple par des supercondensateurs), elle permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou la charge.
- La stratégie à long terme "Cycle Charge Strategy" (par exemple par des batteries) est utilisée pour alimenter la charge sur une longue durée, elle permet aussi d'améliorer l'équilibre énergétique.

I.8.3. Gestion des charges

Elle peut être aussi à court terme ou à long terme, les charges sont connectées ou déconnectées par ordre de priorité (figure I.14).

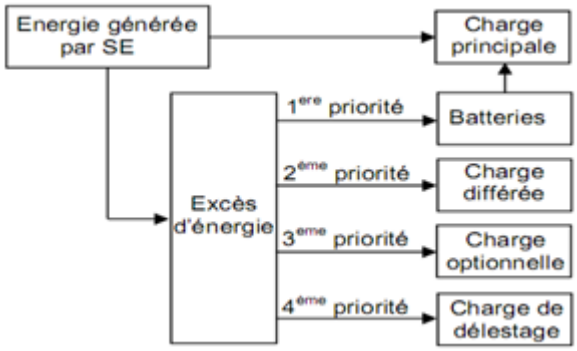


Figure I.14 : Exemple de gestion des charges selon les priorités [15]

I.9. Conclusion

Dans ce chapitre, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les systèmes d'énergie photovoltaïque ont été données. Notre travail portant sur un système d'énergie photovoltaïque en mode isolé et connecté au réseau composé de panneaux photovoltaïques et d'un stockage hybride batteries-supercondensateurs.

Dans la dernière partie du chapitre, nous avons abordé les différentes architectures d'installations photovoltaïques qui existent, à savoir ; autonomes et connectées au réseau de distribution, et nous avons clôturé tout ceci par une brève description de l'algorithme de gestion de notre système dans le mode isolé et connecté au réseau.

Chapitre II

Modélisation de la chaine PV

II.1. Introduction

Une chaine photovoltaïque est constituée d'un ensemble d'élément assurant son bon fonctionnement ainsi qu'une extraction de l'énergie électrique sous forme exploitable par la charge et répondant aux normes.

La modélisation de cette chaîne, sous-entend la modélisation de chacun de ses constituants et donc une modélisation adéquate doit leur être attribuée afin de pouvoir simuler le fonctionnement du système entier. Le choix du modèle s'avère souvent difficile à effectuer car il doit répondre à certaines exigences techniques sans pour autant ralentir le travail. Un choix optimal est un choix qui assure à la fois la performance et la simplicité du modèle. C'est ce qu'on essayera de faire dans ce qui suit.

Pour étudier le comportement dynamique d'un système complet, une modélisation de chaque élément est indispensable. Dans ce chapitre nous allons modéliser chaque constituant de la chaîne de production photovoltaïque générale, et qui feront partie des deux architectures que nous développerons dans les chapitres suivants. Nous présenterons d'abord, un modèle mathématique du panneau photovoltaïque, ensuite nous ferons appel à la Toolbox : SimPowerSystems, utilisée pour la simulation des systèmes de l'électronique de puissance. Cette boite à outils, qui est exploitée afin de pouvoir respecter le plus de phénomènes possibles lors du fonctionnement du système.

II.2. Modélisation du panneau PV

Les paramètres du circuit équivalent d'un module PV sont calculés expérimentalement en utilisant la caractéristique I-V.

Dans notre étude, on utilisera le modèle illustré par la figure II.1. Ce modèle fait intervenir un générateur de courant pour modéliser le flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour les pertes [48].

Ce modèle est dit à cinq paramètres, ces paramètres sont : le photo-courant (I_{ph}), le courant de saturation (I_0), le facteur d'idéalité de la jonction (A), la résistance série (R_s) et la résistance shunt (R_{sh}).

Si on néglige l'effet de la résistance shunt R_{sh}, en la considérant infinie, on retrouve le modèle à quatre paramètres qui est très utilisé. Et si en plus, on néglige la résistance série, on retrouvera alors le modèle à 3 paramètres.

Le choix du modèle se fait en fonction des besoins de l'étude. Le modèle à cinq paramètres offre un bon compromis entre simplicité et précision.

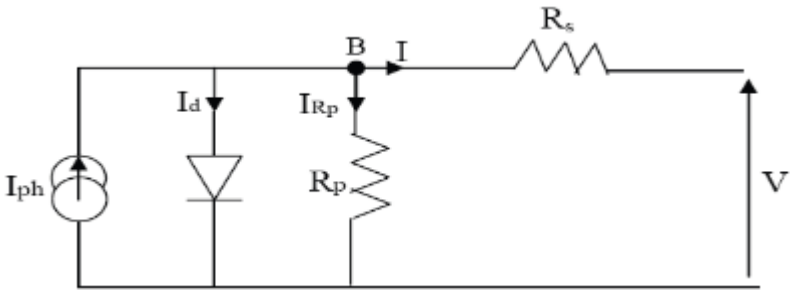


Figure II.1 : Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque [50]

II.2.1. Modélisation mathématique

Pour pouvoir élaborer le modèle du panneau PV, on utilise des équations de base tirées de la théorie des semi-conducteurs et du photovoltaïque. Ces équations permettent de décrire la caractéristique I-V de la cellule et du module en donnant les expressions des différents courants [29]:

a. Le photo-courant

C'est le courant généré par une cellule, il est proportionnel à l'irradiation solaire et est également influencé par la température selon l'équation suivante :

$$I_{ph} = [I_{cc} + K_i(T - T_{ref})] \times \frac{G}{G_{ref}} \qquad (II.1)$$

Avec :

I_{cc} [A]	Courant de court-circuit du panneau (donné par le constructeur)
K_i [A/K]	Courant de court-circuit divisé par le coefficient de température du panneau
T [K]	Température ambiante
G [W/m²]	Irradiation sur la surface de la cellule
T_{ref} [K]	Température de référence (298 K)
G_{ref} [W/m²]	Irradiation de référence (1000 W/m²)

b. Le courant de saturation I_0

Ce courant varie avec la température et est donné par :

$$I_0 = I_{rs}\left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^3 \exp\left[\frac{qE_g}{AK}\left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)\right] \qquad (II.2)$$

Avec :

E_g [eV]	Énergie de gap du semi-conducteur (1.1 eV pour le silicium poly-cristallin à (25°C)

c. Le courant de saturation inverse de la diode (courant de fuite)

Son expression est donnée par l'équation:

$$I_{rs} = \frac{I_{cc}}{\exp\left(\frac{qV_{oc}}{N_s AKT}\right) - 1} \qquad (II.3)$$

Où :

V_{oc} [V]	Tension de circuit ouvert du module (donnée par le constructeur)
q [C]	Charge de l'électron (1.602. 10^{-19} C)
N_s	Nombre de cellules connectées en série
A	Constante d'idéalité de la jonction (1<A<2)
K [J/K]	Constante de Boltzmann (1.3805 .10^{-23} J/K)

À partir des expressions décrites précédemment on peut déduire le courant délivré par une cellule :

$$I_{cell} = I_{ph} - I_0\left[\exp\left(\frac{q(V_{cell} + R_s I_{cell})}{N_s AKT}\right) - 1\right] - \frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{R_{sh}} \qquad (II.4)$$

d. Le courant du panneau

Les équations décrites précédemment ne peuvent représenter la caractéristique I-V d'un module PV puisqu'elles sont propres à une seule cellule PV qui représente l'élément de base du panneau, on introduit donc l'équation spécifique à un module :

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_0\left[\exp\left(\frac{q(V_{cell} + R_s I_{cell})}{N_s AKT}\right) - 1\right] - N_p\frac{V_{cell} + R_s I_{cell}}{R_{sh}} \qquad (II.5)$$

Où :

N_s	Nombre de cellules connectées en série dans un module.
N_p	Nombre de cellules connectées en parallèle dans un module.

On peut faire la simulation du panneau PV en utilisant l'équation II.4 (Figure II.2), pour une température et une irradiation données à l'entrée on retrouve la tension et le courant à la sortie du panneau.

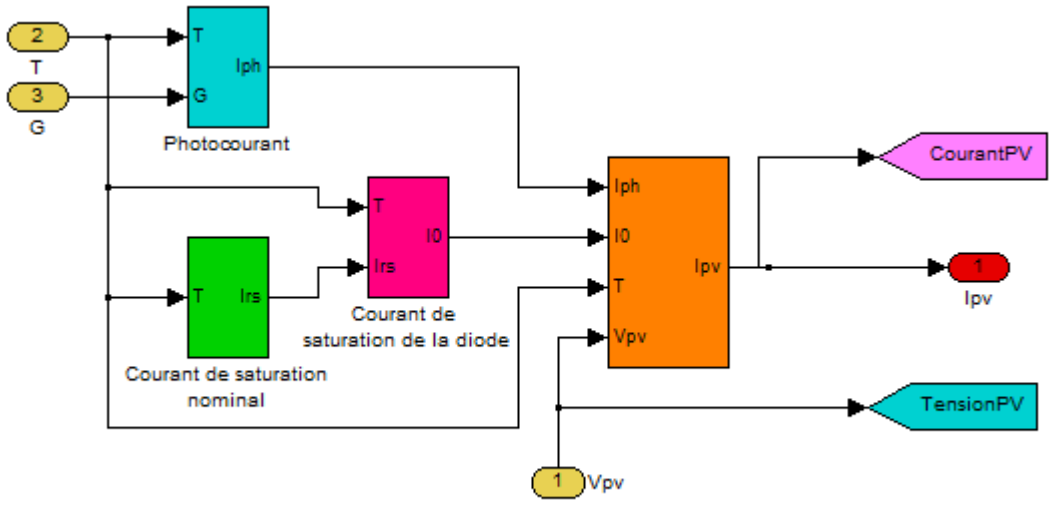


Figure II.2 : Modélisation du panneau PV

Le panneau utilisé pour la modélisation est le KC2000GT, ses paramètres dans les conditions standards (25°C, 1000 W/m²) sont donnés par le constructeur :

I_{mp}	7.61 A
V_{mp}	26.3 V
P_{max}	200.143W
I_{sc}	8.21 A
V_{oc}	32.9 V
K_V	- 0.1230 V/K
K_I	0.0032 A/K
N_s	54
N_p	1

Tableau II.1 : Fiche technique de panneau PV utilisé [29]

Certaines informations nécessaires à la modélisation ne figurent pas sur cette fiche technique, il faut donc les tirer par des méthodes expérimentales :

- Les résistances série (R_s) et shunt (R_{sh}) [29]

Plusieurs formules mathématiques ont été proposées afin de déterminer ces deux paramètres, néanmoins, toute expression de R_s et R_{sh} sera toujours basée sur des données expérimentales. L'une des méthodes consiste à incrémenter la valeur de R_s dans un processus itératif en démarrant de la valeur $R_s = 0$ jusqu'à ce que la courbe I-V théorique corresponde aux données expérimentales fournies par le constructeur et ensuite faire de même pour R_{sh}. Seulement, cette méthode est loin d'être précise, puisque les résistances R_s et R_{sh} doivent être ajustées en même temps pour avoir un bon modèle I-V.

La référence [29] propose une méthode pour ajuster R_s et R_{sh} basée sur le fait qu'il n'existe qu'une seule paire $\{R_s, R_{sh}\}$ pouvant garantir $P_{max,m} = P_{max,e} = V_{mp} I_{mp}$,

Avec :

- $P_{max,m}$ représente le point de puissance maximale de la caractéristique I-V du modèle II.4 et est représenté par (V_{mp}, I_{mp}) ;
- $P_{max,e}$ représente le point de puissance maximale donné par le constructeur

Certaines méthodes rencontrées dans la littérature, ne tiennent compte que de la caractéristique I-V alors que la courbe P-V doit également correspondre aux données du constructeur. D'autres méthodes tiennent compte de la courbe P-V mais avec des modèles différents ou simplifiés en négligent l'une des résistances par exemple.

La relation entre R_s et R_{sh}, les seules inconnues de l'équation II.4, peut être obtenue en posant l'égalité $P_{max,m}= P_{max,e}$ et résoudre par la suite l'équation pour tirer R_{sh} :

$$P_{max,m} = V_{mp}\left\{I_{pv} - I_0\left[\exp\left(\frac{q}{kT}\frac{V_{mp}+R_sI_{mp}}{AN_s}\right)-1\right] - \frac{V_{mp}+R_sI_{mp}}{R_{sh}}\right\} = P_{max,e} \quad (II.6)$$

$$R_{sh} = V_{mp}\frac{V_{mp}+R_sI_{mp}}{\left\{V_{mp}I_{pv} - V_{mp}I_0\left[\exp\left(\frac{q}{kT}\frac{V_{mp}+R_sI_{mp}}{AN_s}\right)\right] + V_{mp}I_0 - P_{max,e}\right\}} \quad (II.7)$$

Cette dernière équation montre que pour n'importe quelle valeur de R_s on aura une valeur de R_{sh} de manière à ce que la courbe I-V tirée du modèle mathématique coupe le point de puissance maximale donné par le constructeur. Il faut donc faire coïncider le PPM mathématique avec le PPM expérimental et ceci nécessite plusieurs itérations.

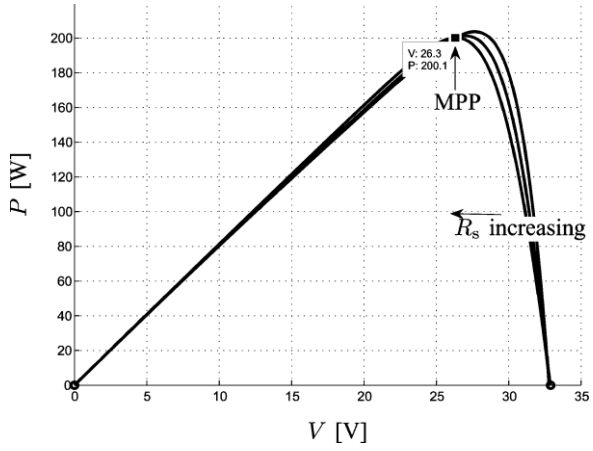


Figure II.3 : Influence de la résistance série sur le PPM [48]

Dans ce processus d'itération, R_s doit être incrémentée légèrement en démarrant de R_s=0. On doit ainsi tirer la courbe P-V pour différentes valeurs de R_s et R_{sh} afin de l'ajuster pour coïncider avec le PPM expérimental. Lorsque R_s augmente, la courbe P-V se translate vers la gauche et le PPM théorique se rapproche du PPM expérimental.

- La constante d'idéalité de la diode (A)

La valeur de la constante d'idéalité de la diode peut être choisie de façon arbitraire. Les auteurs gardent différentes opinions quant à la façon la plus correcte d'estimer la valeur de cette constante car elle décrit le degré d'idéalité de la diode et est totalement empirique. De ce fait, n'importe quelle valeur de A peut être choisie initialement pour être modifiée par la suite si nécessaire car faire varier A peut légèrement améliorer la précision du modèle [29].

II.2.2. Résultats de la simulation

a. Influence de l'irradiation

D'après la figure II.4, la caractéristique Courant-Tension d'une cellule photovoltaïque change avec l'irradiation pour une température donnée : lorsque l'irradiation augmente, la courbe se translate vers le haut et vers la droite. De ce fait, le courant de court-circuit varie proportionnellement à l'irradiation tandis que la tension de circuit ouvert ne varie que très peu [48].De plus, la puissance maximale augmente avec l'irradiation.

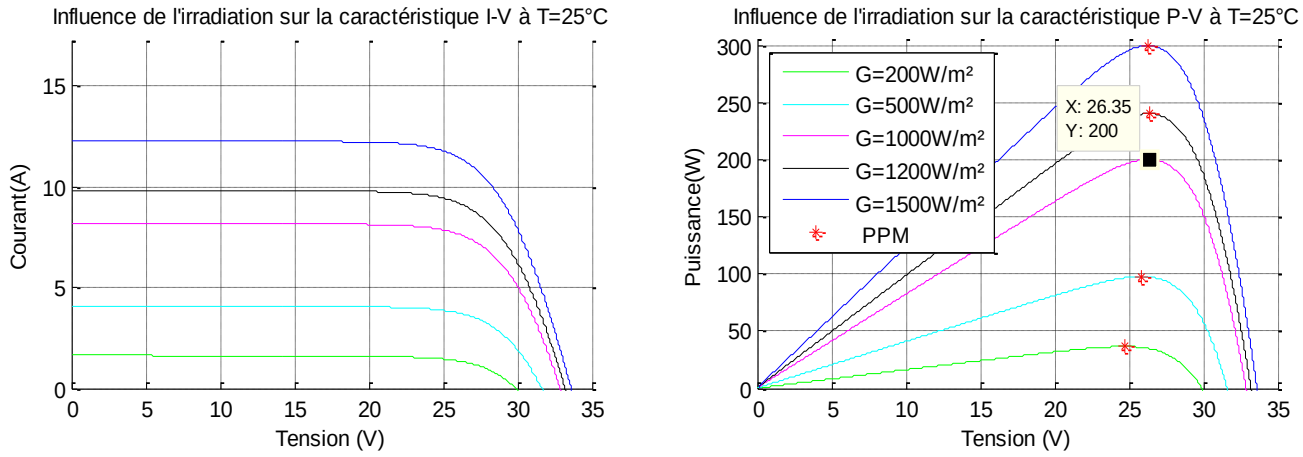


Figure II.4 : Influence de l'irradiation sur les caractéristique I-V et P-V

b. Influence de la température

D'après la figure II.5, lorsque la température augmente, la tension à vide diminue alors que le courant de court-circuit augmente légèrement, ceci engendre une diminution de la puissance maximale

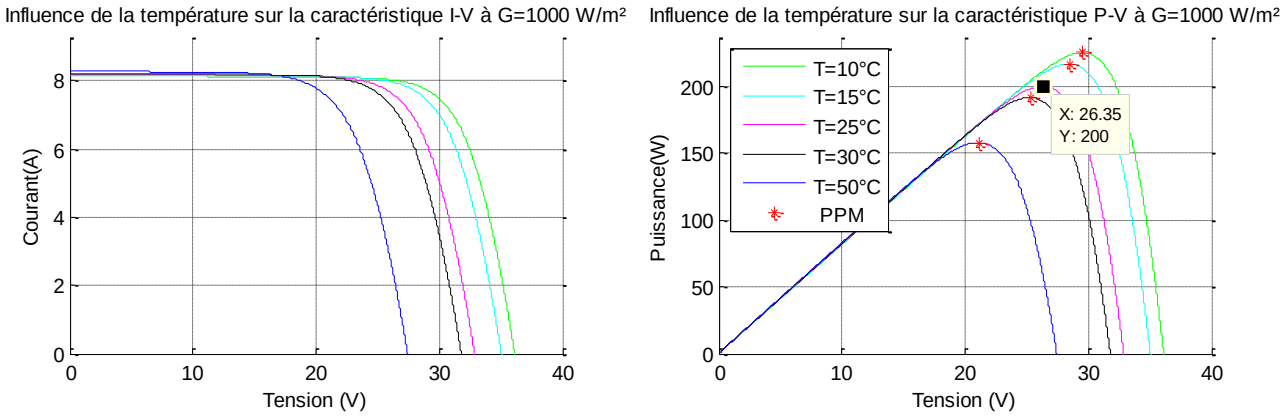


Figure II.5 : Influence de la température les caractéristiques I-V et P-V

On remarque à partir du tableau et des courbes que le modèle développé concorde parfaitement avec les données expérimentales du constructeur dans les conditions standards (1000W/m², 25°C), ainsi, la puissance maximale théorique correspond à la puissance maximale expérimentale.

Pour résumer, le point de fonctionnement d'un module PV se déplace en faisant varier la température, l'ensoleillement ou la charge.

L'ensoleillement affecte beaucoup plus le courant du générateur que la tension, alors que la température affecte beaucoup plus la tension que le courant.

À partir des courbes de puissance on remarque que l'ensoleillement augmente la puissance alors que la température l'abaisse. Ainsi, on peut déduire qu'un générateur PV fonctionne mieux à basse température et à flux lumineux important [48].

II.3. Modélisation du Hacheur Buck-Boost

II.3.1. Modèle du hacheur

Également appelé hacheur abaisseur- élévateur ou dévolteur-survolteur, il a la capacité de fournir une tension plus faible ou plus élevée que celle appliquée à son entrée et permet ainsi d'adapter la tension du générateur PV aux besoins de la charge. Cette adaptation est réalisée par variation du rapport cyclique α. Il est représenté par la figure II.6.

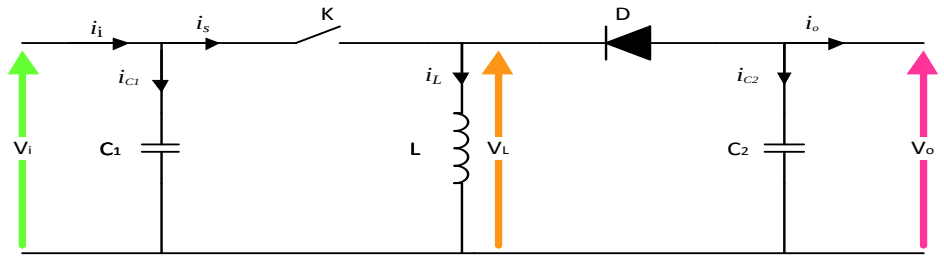


Figure II.6 : Hacheur Buck-Boost [48]

L'entrée et la sortie du hacheur représentent des sources de tension. Un convertisseur direct ne peut mettre en relation deux sources de même nature, une telle représentation est justifiée dans le sens où le convertisseur comporte une source de courant qui relie les deux sources de tension, et c'est les capacités à l'entrée et à la sortie du convertisseur qui confèrent le caractère source de tension alors que l'inductance confère le caractère source de courant [28].

L'élément de commande (transistor, thyristor, MOS, IGBT…etc) est représenté par l'interrupteur K.

On distingue deux modes de fonctionnement, le premier est caractérisé par la conduction de l'élément de commande : la tension d'entrée est directement appliquée à l'inductance et le courant de cette dernière augmente linéairement et c'est la capacité à la sortie du convertisseur qui alimente la charge. Durant le second mode de fonctionnement, lorsque l'élément de commande est bloqué, la tension à travers l'inductance se polarise en inverse ce qui engendre la conduction de la diode, ainsi, l'énergie stockée par la bobine va alimenter la charge et recharger la capacité [30].

Durant le fonctionnement du hacheur, l'interrupteur K est fermé pendant un temps ton égal à αT_s et est ouvert pendant un temps t_{off} égal à $(1-\alpha)T_s$.

Avec :

T_s période de commutation égale $1/f_s$

f_s fréquence de hachage

α rapport cyclique de commande ($\alpha \in [0,1]$)

Le principe de fonctionnement du hacheur Buck-Boost est basé essentiellement sur la position du commutateur K :

- Intervalle $[0, \alpha T_s]$: Cet intervalle est caractérisé par la conduction de l'élément de commande : la tension d'entrée est directement appliquée à l'inductance et le courant de cette dernière augmente linéairement avec une pente égale à V_i/L ce qui lui permet de stocker de l'énergie durant toute la durée de la fermeture, et c'est la capacité à la sortie du convertisseur qui alimente la charge [48][30]. Le circuit est le suivant :

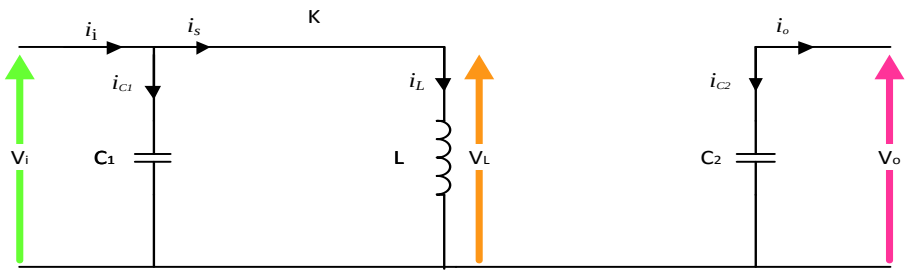


Figure II.7 : Premier mode de conduction du hacheur BUCK-BOOST [48]

En appliquant la loi de Kirchhoff à ce circuit on obtient les équations suivantes :

$$\begin{cases} i_{c_1}(t) = C_1 \dfrac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{c_2}(t) = C_2 \dfrac{dV_o(t)}{dt} = -i_o(t) \\ V_L(t) = L \dfrac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) \end{cases} \qquad (II.8)$$

- Intervalle $[\alpha T_s, T_s]$: l'élément de commande est bloqué, la tension à travers l'inductance se polarise en inverse ce qui engendre la conduction de la diode, ainsi, le courant de la bobine décroît linéairement avec une pente de $-V_o/L$ ce qui permet d'alimenter la charge et de recharger la capacité. Le circuit est représenté par la figure ci-dessous.

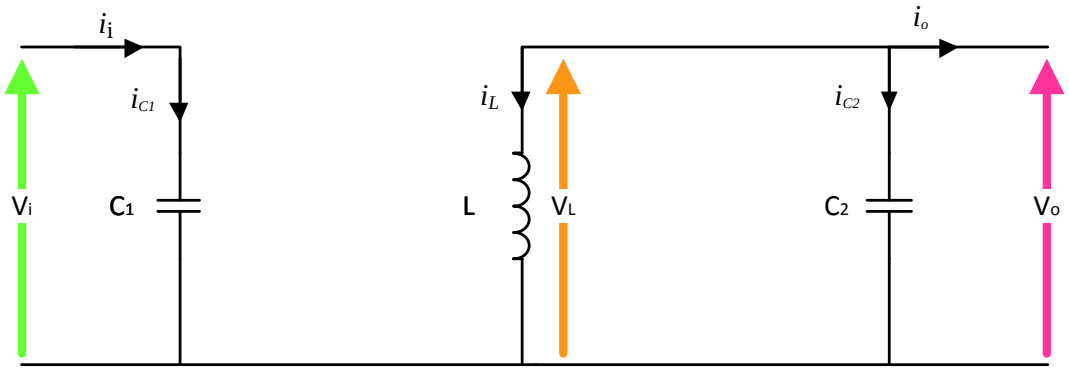


Figure II.8 : Second mode de conduction du hacheur BUCK-BOOST

Le modèle d'équation dans cette configuration est le suivant :

$$\begin{cases} i_{c_1}(t) = C_1 \dfrac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) \\ i_{c_2}(t) = C_2 \dfrac{dV_o(t)}{dt} = -i_L(t) - i_o(t) \\ V_L(t) = L \dfrac{di_L(t)}{dt} = V_o(t) \end{cases} \qquad (II.9)$$

En combinant les deux systèmes d'équations II.8 et II.9, on trouve le modèle approximé du hacheur Buck-Boost [48].

$$\begin{cases} C_1 \dfrac{dV_i(t)}{dt} T_s = \alpha T_s \big(i_i(t) - i_L(t)\big) + (1-\alpha) T_s \, i_i(t) \\ C_2 \dfrac{dV_o(t)}{dt} = -\alpha T_s i_o(t) + (1-\alpha) T_s \big(i_L(t) + i_o(t)\big) \\ L \dfrac{di_L(t)}{dt} T_s = \alpha T_s V_i(t) + (1-\alpha) T_s V_o(t) \end{cases} \qquad (II.10)$$

Le régime continu est obtenu en éliminant les dérivées des variables dynamiques, et en remplaçant ces signaux par leurs valeurs moyennes. Le système devient :

$$\begin{cases} I_i - \alpha I_L = 0 \\ I_o - (1-\alpha) I_L = 0 \\ \alpha V_i + (1-\alpha) V_o = 0 \end{cases} \qquad (II.11)$$

On peut ainsi tirer le rapport de conversion, qui représente le rapport de la tension de sortie sur la tension d'entrée :

$$M(\alpha) = \frac{V_o}{V_i} = -\frac{\alpha}{1-\alpha} \qquad (II.12)$$

Grâce à cette dernière expression, on peut voir que la tension de sortie du hacheur BUCK-BOOST est toujours négative.

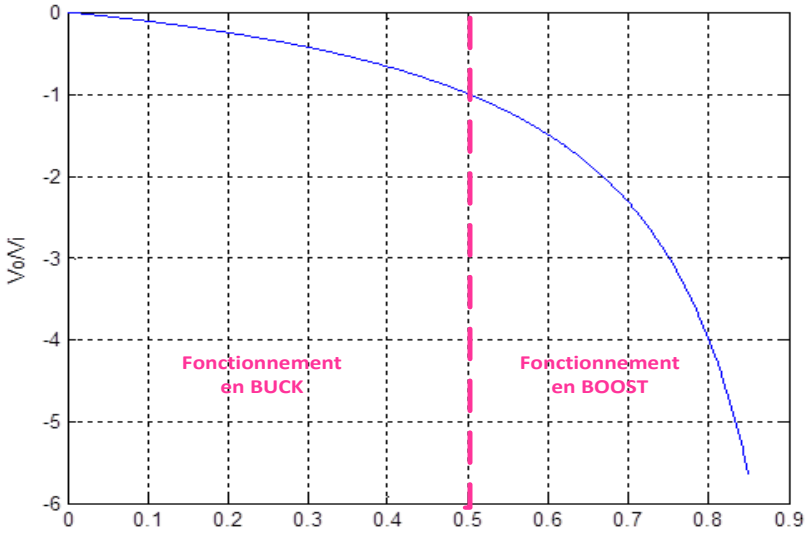


Figure II.9 : Zones de fonctionnement du hacheur BUCK-BOOST

II.3.2. Dimensionnement des composants du hacheur

Pour pouvoir dimensionner les éléments du hacheur nous devons trouver les expressions qui permettent de diminuer l'ondulation.

La pente du courant traversant la bobine et la tension aux bornes des capacités pendant la première période de fonctionnement est donnée par :

$$\begin{cases} \frac{dv_{C_1}}{dt} = \frac{I_{C_1}}{C_1} \approx \frac{I_i - I_L}{C_1} \\ \frac{dv_{C_2}}{dt} = \frac{I_{C_2}}{C_2} \approx -\frac{I_O}{C_2} \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{v_i}{L} \approx \frac{V_i}{L} \end{cases} \qquad (II.13)$$

Les valeurs crête à crête des courants et des tensions sont :

$$\begin{cases} V_{i_{cc}} = 2\Delta v_i = \dfrac{I_i - I_L}{C_1}\alpha T_d \\ V_{O_{cc}} = 2\Delta v_o = -\dfrac{I_O}{C_2}\alpha T_d \\ I_{L_{cc}} = 2\Delta i_L = \dfrac{V_i}{L}\alpha T_d \end{cases} \quad (II.14)$$

On peut déduire les valeurs des composants à choisir pour des ondulations données:

$$\begin{cases} C_1 = -\dfrac{I_i - I_L}{2\Delta v_i}\alpha T_d \\ C_2 = \dfrac{I_O}{2\Delta v_o}\alpha T_d \\ L = \dfrac{V_i}{2\Delta i_L}\alpha T_d \end{cases} \quad (II.15)$$

II.4. Modélisation de l'onduleur et filtre de sortie

La connexion entre le bus continu et la charge et/ou réseau électrique est réalisée à l'aide d'un onduleur de tension triphasé. Un filtre de sortie est nécessaire pour éliminer les harmoniques générés par l'onduleur à cause de la commutation. La tension de sortie doit répondre aux exigences des normes de standardisation (ANSI/IEEE standard 929-2000 et/ou UL-1741). Il s'agit d'un onduleur triphasé muni d'un filtre LC, pour filtrer ou lisser la puissance convertie.

Les onduleurs de tension sont des convertisseurs de l'électronique de puissance, ils sont présents dans les domaines d'application les plus variés. La forte évolution de ces convertisseurs s'est appuyée d'une part, sur le développement des composants à semi-conducteurs (entièrement commandables, puissants, robustes et rapides) et d'autre part sur l'utilisation quasi-généralisée des techniques de largeur d'impulsion [30].

II.4.1. Structure de l'onduleur de tension à deux niveaux [11][13][16][30]

L'onduleur de tension triphasé à deux niveaux est composé de trois bras, de deux interrupteurs pour chacun. Pour assurer la continuité des courants alternatifs et éviter le court-circuit de la source de tension continue à l'entrée de l'onduleur, les interrupteurs T1 et T1', T2 et T2', T3 et T'3 doivent être contrôlés de manière complémentaire. Chaque interrupteur est monté en parallèle inverse avec une diode de récupération montée en tête-bêche avec le semi-conducteur.

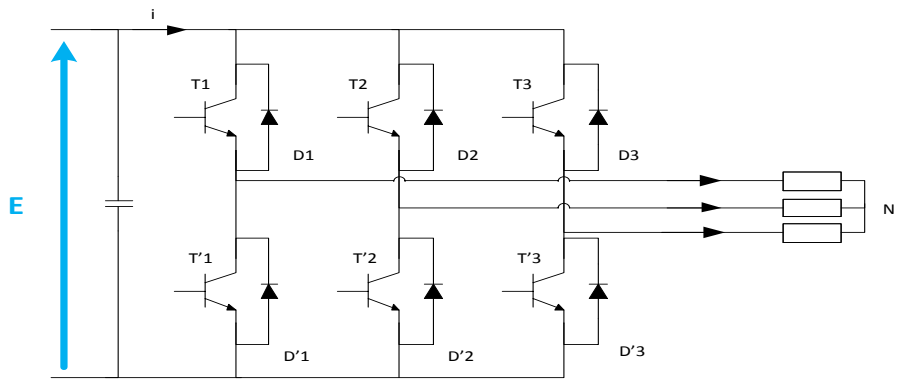


Figure II.10 : Structure de l'onduleur de tension triphasé à deux niveaux

Pour simplifier l'étude et la complexité de la structure de l'onduleur, on supposera que :

- La commutation des interrupteurs est instantanée;
- La chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable;
- La charge triphasée, est équilibrée, couplée en étoile avec un neutre isolé.

Les diodes D=1,2, ... 6, sont des diodes de protection des transistors assurant la roue libre ou la récupération.

En considérant que chaque paire (transistor, diode) constitue un seul interrupteur on a le schéma simplifié est le suivant:

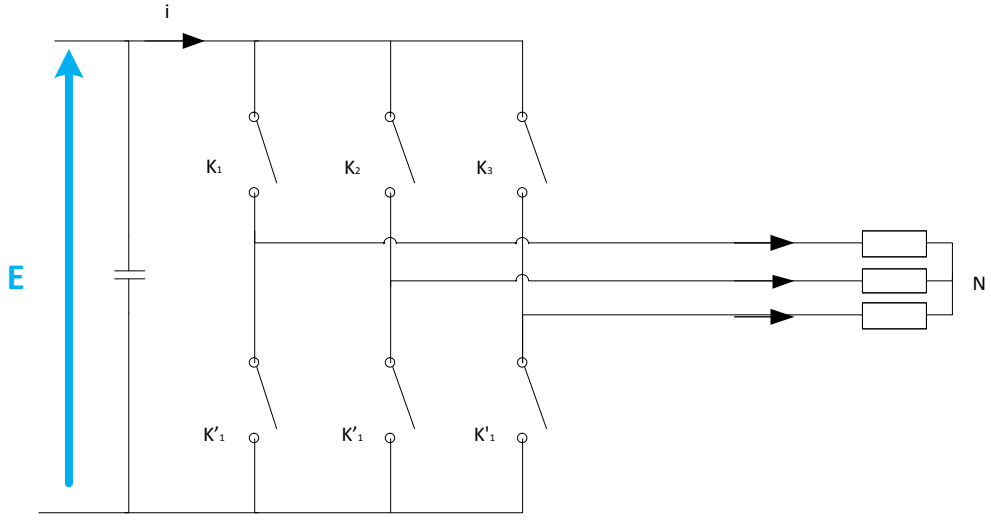


Figure II.11 : Structure de l'onduleur de tension à deux niveaux simplifiée

Les états des interrupteurs, supposés parfaits, sont représentés en théorie par trois grandeurs de commande S_k (k= A, B, C) telles que :

- $S_k = 1$: l'interrupteur du haut est fermé et par conséquent celui du bas est ouvert.
- $S_k = 0$: l'interrupteur du haut est ouvert et par conséquent celui du bas est fermé.

La relation entre le vecteur $[S_A S_B S_C]^t$ et le vecteur des tensions lignes $[U_{AB} U_{BC} U_{CA}]^t$ est donné par :

$$\begin{bmatrix} U_{AB} \\ U_{BC} \\ U_{CA} \end{bmatrix} = E. \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} S_A \\ S_B \\ S_C \end{bmatrix} \qquad (II.16)$$

Si on considère que les tensions sont équilibrées, on peut déduire les expressions des tensions de lignes par rapport aux tensions composées.

Si on considère que les tensions sont équilibrées, on peut déduire les expressions des tensions simples par rapport aux tensions composées :

$$\begin{cases} V_A = \dfrac{U_{AB} - U_{CA}}{3} \\ V_B = \dfrac{U_{BC} - U_{AB}}{3} \\ V_C = \dfrac{U_{AC} - U_{BA}}{3} \end{cases} \qquad (II.17)$$

À partir des relations (II.16) et (II.17) on obtient l'expression des tensions simples en fonction de l'état des interrupteurs comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = {}^1\!/_3 \, . E. \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} S_A \\ S_B \\ S_C \end{bmatrix} \qquad (II.18)$$

II.4.2. Modélisation du filtre LC

Afin de déterminer plus facilement la transmittance du filtre, on utilise le schéma monophasé suivant :

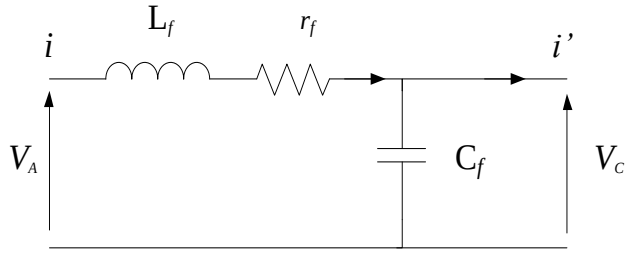


Figure II.12 : Schéma monophasé équivalent du filtre LC

Où r_f est la résistance de fuite de l'inductance L_f.

La fonction de transfert du filtre est donnée par l'expression suivante :

$$H(p) = \frac{V_C}{V_A} = \frac{1}{1 + C_f r_f \cdot p + L_f C_f \cdot p^2} \qquad (II.19)$$

Elle est de la forme :

$$H(p) = \frac{1}{1 + \frac{1}{2\xi\omega_n} \cdot p + \frac{1}{\omega_n{}^2} \cdot p^2} \qquad (II.20)$$

Par identification on trouve :

$$\begin{cases} \omega_n = \frac{1}{\sqrt{L_f C_f}} \\ \xi = \frac{1}{2} \cdot r_f \cdot \sqrt{\frac{C_f}{L_f}} \end{cases} \qquad (II.21)$$

En choisissant une bonne fréquence de coupure qui va nous permettre d'éliminer les fréquences non désirées et en considérant le coefficient d'amortissement ξ adéquat on attribue un dimensionnement correct à l'inductance et à la capacité du filtre utilisé.

II.5. Modélisation du système de stockage

II.5.1. Modélisation de la batterie Plomb-acide

Pour caractériser une batterie, on utilise principalement les paramètres électriques suivants [15] :

- **La capacité nominale q_{max} :** Est la valeur maximale d'ampères-heures (Ah), qui peut être extrait de la batterie dans les conditions de décharge prédéfinies.
- **L'état de charge SOC (state of charge) :** Est le rapport entre la capacité présente et la capacité nominale q_{max} : $SOC = \frac{q}{q_{max}}$, théoriquement $0 \leq SOC \leq 1$ ainsi , si $SOC = 1$ la batterie est totalement chargée, si $SOC = 0$ la batterie est totalement déchargée.
- **Le régime de charge (ou de décharge) :** Il caractérise le rapport entre la capacité nominale de la batterie et le courant auquel cette dernière est chargée (ou déchargée). Il est exprimé en heures par exemple pour une batterie de 100 Ah déchargée à 5 A, le régime de décharge est de 20 h.
- **La durée de vie :** Est le nombre de cycle charge /décharge que la batterie peut soutenir avant de perdre 20% de sa capacité.

Il existe plusieurs modèles des batteries dans la littérature, qui ont une mise en œuvre difficile, notamment à cause du nombre élevé des paramètres à déterminer [4][13]. Ces paramètres sont nécessaires pour modéliser l'évolution dans le temps de la tension au borne de la batterie, sur toute la phase de chargement et de déchargement (voir figure II.13). Ce type de modèles est adéquat avec les simulations à long terme.

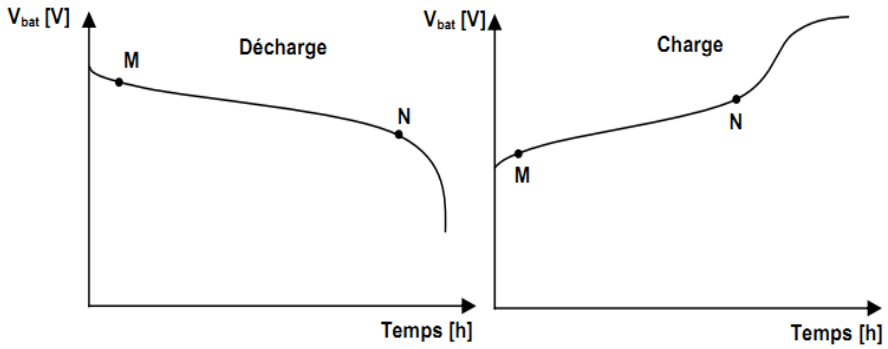


Figure II.13 : Evolution de la tension avec le temps, durant la charge et la décharge

Dans notre étude nous utilisons un modèle qui représente la partie linéaire des courbes de charge et de décharge (entre les points M-N sur les courbes présentées dans la figure II.13). Ainsi, notre simulation sera effectuée sur des intervalles de temps assez courts, il est plus convenable d'utiliser un modèle simplifié, le schéma électrique d'un tel modèle est présenté dans la figure II.14 [39][23].

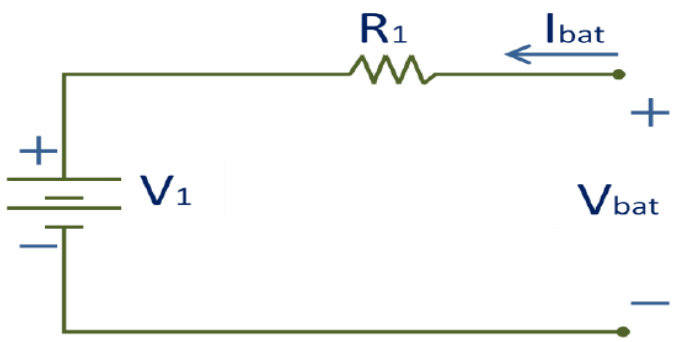


Figure II.14 : Modèle électrique équivalent simple de la batterie

Le modèle équivalent électrique est composé d'une source de tension en série avec une résistance (résistance interne). V_1 représente la tension à vide, R_1 la résistance série et I_{bat} le courant de la batterie. La tension en charge est déduite directement de la tension à vide et de la chute de tension due à la résistance interne série.

Nous avons utilisé un modèle électrique qui comporte deux modes opératoires charge et décharge. La batterie est dans le mode charge quand le courant d'entrée est positif, par contre elle est dans le mode décharge quand ce courant est négatif. V_1 et R_1 sont déterminées par des équations qui dépendent du mode opératoire de la batterie, nous avons [4][39] :

$$V_b = V_1 + I_b \ R_1 \qquad (II.22)$$

Mode charge :

Les paramètres du modèle en fonction de l'état de charge SOC sont donnés par [39]:

$$V_1 = V_{ch} = [2 + 0.148 * SOC(t)] * n_s \qquad (II.23)$$

$$R_1 = R_{ch} = \frac{0.758 + \frac{0.1309}{[1.06 - SOC(t)]}}{Q_n} * n_s \qquad (II.24)$$

Avec : $SOC(t)$ représente l'état de charge actuelle, Q_n la capacité nominale de la batterie en [Wh] et ns est le nombre de cellules de 2V de la batterie en séries.

Mode décharge :

$$V_1 = V_{dch} = [1.926 + 0.124 * SOC(t)] * n_s \qquad (II.25)$$

$$R_1 = R_{dch} = \frac{0.19 + \frac{0.1307}{[SOC(t) - 0.14]}}{Q_n} * n_s \qquad (II.26)$$

Il est important aussi dans la modélisation de pouvoir estimer l'état de charge instantanée. Cette estimation est réalisée par une équation qui est issue d'un bilan d'énergies relatives :

$$SOC(t + dt) = SOC(t)(1 - D\ dt) + k_b \left(\frac{V_b\ I_b - R_1\ I_b^2}{Q_n}\right) dt \qquad (II.27)$$

Où, k_b est le rendement charge décharge de la batterie, D représente le taux de la décharge interne de la batterie en $[h^{-1}]$, V_b est une fonction de V_1 cette dernière équation devient alors :

$$SOC(t + dt) = SOC(t)(1 - D\ dt) + k_b \left(\frac{V_1\ I_b}{Q_n}\right) dt \qquad (II.28)$$

Nous pouvons écrire donc :

$$\frac{SOC(t + dt) - SOC(t)}{dt} = k_b \left(\frac{V_1\ I_b}{Q_n}\right) - D\ SOC(t) \qquad (II.29)$$

Finalement :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \int_{t-1}^{t} (k_b \left(\frac{V_1\ I_b}{Q_n}\right) - D\ SOC(t)) \frac{dt}{3600} \qquad (II.30)$$

II.5.2. Modélisation des Supercondensateurs

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles qui sont développés pour la description des supercondensateurs. Dans notre étude, nous avons choisi celui appelé modèle à deux branches [43]. Ce dernier est représenté dans la figure II.15.

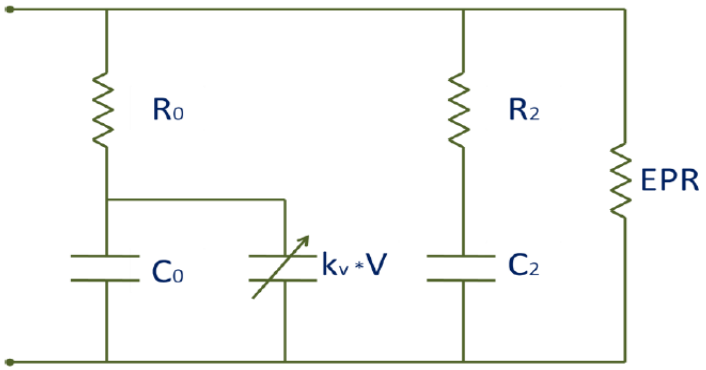


Figure II.15 : Circuit équivalent du modèle à deux branches des supercondensateurs

II.5.2.1. Schéma électrique équivalent

A partir de la figure II.15, nous pouvons distinguer trois parties [40][42][43] :

- **Branche principale :** Elle est la responsable principale du stockage. Elle comporte un condensateur à capacité constante C_0, un condensateur dont la capacité est proportionnelle à la tension aux bornes du supercondensateur ($k_v * V$), et une résistance sérieR_0 .
- **Branche lente :** Qui est composée de la résistance R_2 et du condensateurC_2. Elle représente le phénomène de redistribution de tension à l'intérieur du dispositif sur le moyen et long terme à la fin de la charge ou de la décharge.
- **La résistance EPR :** C'est la résistance équivalente parallèle de fuite qui caractérise l'autodécharge.

II.5.2.2. Identification des paramètres du circuit équivalent

La méthode d'indentification est basée sur l'analyse des résultats obtenus, en chargeant les supercondensateurs à partir de la tension nulle, jusqu'à la tension nominale avec un courant constant comme le montre la figure II.16 [43].

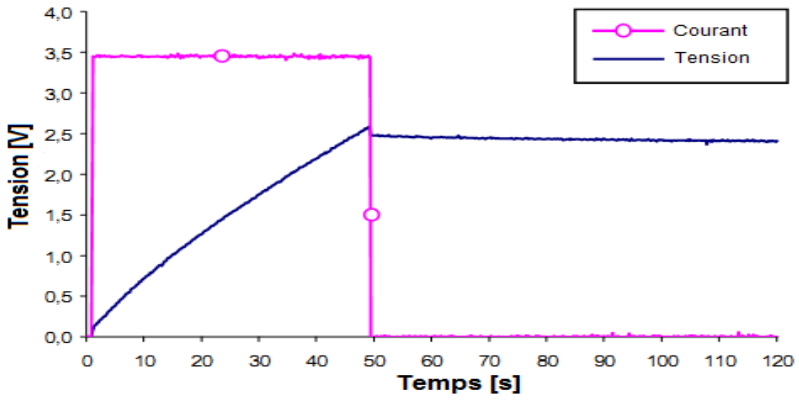


Figure II.16 : Chargement du supercondensateur [43]

Détermination de R_0 :

Durant la phase de chargement la branche lente (R_2, C_2) n'a pas d'influence, la résistance R_0 est déterminée comme suit :

$$R_0 = \frac{\Delta V}{I_C} \qquad (II.31)$$

Où ΔV est la chute de tension au premier moment de chargement, en supposant que tous les condensateurs sont déchargés et I_C représente le courant de charge.

Détermination de C_0 et k_v :

Dans la branche principale nous avons :

$$i = (C_0 + k_v \cdot v_c) \cdot \frac{dv_c}{dt} \qquad (II.32)$$

L'intégration de cette dernière équation en considérant un courant de charge constant, nous donne :

$$t = f(V) = \frac{C_0}{I_C} \cdot V + \frac{1}{2} \cdot \frac{k_V}{I_C} \cdot V^2 \qquad (II.33)$$

En observant la figure II.16, on voit que la courbe inverse $t = f(V)$ durant la phase de chargement est sous la forme suivante :

$$t = c_2 \cdot V^2 + c_1 \cdot V \qquad (II.34)$$

En comparant (II.33) et (II.34) on obtient :

$$\begin{cases} C_0 = c_1 \cdot I_C \\ k_v = 2 \cdot c_2 \cdot I_C \end{cases} \qquad (II.35)$$

Comme I_C est imposé, il suffit de connaitre c_1 et c_2. En choisissant deux points représentatifs de la courbe $P_1(t_1, V_1)$ et $P_2(t_2, V_2)$, on aura le système suivant :

$$\begin{cases} t_1 = c_2 \cdot {V_1}^2 + c_1 \cdot V_1 \\ t_2 = c_2 \cdot {V_2}^2 + c_1 \cdot V_2 \end{cases} \qquad (II.36)$$

La résolution de l'équation (II.36) permet de déterminer c_1 et c_2 et par la suite C_0 *et* k_v :

$$\begin{cases} c_1 = \dfrac{t_1}{V_1} - \dfrac{V_1 \cdot t_2 - t_1 \cdot V_2}{V_2^2 - V_1 \cdot V_2} \\ c_2 = \dfrac{V_1 \cdot t_2 - t_1 \cdot V_2}{V_1 \cdot V_2^2 - {V_1}^2 \cdot V_2} \end{cases} \qquad (II.37)$$

$$\begin{cases} C_0 = \left[\dfrac{t_1}{V_1} - \dfrac{V_1 \cdot t_2 - t_1 \cdot V_2}{V_2^2 - V_1 \cdot V_2}\right] \cdot I_C \\ k_V = 2 \cdot \left[\dfrac{V_1 \cdot t_2 - t_1 \cdot V_2}{V_1 \cdot V_2^2 - {V_1}^2 \cdot V_2}\right] \cdot I_C \end{cases} \qquad (II.38)$$

Détermination de la branche lente C_2 et R_2

Dans cette partie, il faut fixer la constante du temps $\tau_2 = R_2 C_2$ moyennement longue qui est empiriquement de l'ordre de $240s$. En suite, la tension V_{2f} est mesurée à un temps égal à trois fois cette période, et on suppose qu'à partir de ce moment la branche lente est complètement chargée [43]. Par conséquent, tous les condensateurs ont la même tension, ce qui donne :

$$Q_{tot} = I_C \cdot T_C = C_2 \cdot V_{2f} + \left(C_0 + \frac{k_v}{2} \cdot V_{2f}\right) \cdot V_{2f} \qquad (II.39)$$

Dans (II.39) tous les termes sont connus sauf C_0, ce qui rend sa détermination facile, et finalement la valeur de la résistance R_2 est exprimée par :

$$R_2 = \frac{\tau_2}{C_2} \qquad (II.40)$$

II.5.3. Modélisation du hacheur buck-boost réversible en courant

Le hacheur buck-boost est utilisé pour le système de stockage par batteries et aussi pour celui par supercondensateurs. Il est considéré comme un étage d'adaptation, et il permet également de réaliser les opérations de charge et de décharge vue sa réversibilité en courant. Ainsi, il est élévateur de tension pour la décharge, et abaisseur de tension pour la charge. La non linéarité de ce convertisseur, nous ramène à faire une linéarisation autour d'un point de fonctionnement pour modéliser le système. Car la fréquence de découpage reste assez grande devant la dynamique des composants physiques du convertisseur [40].

Dans cette partie, on prend le hacheur associé aux supercondensateurs comme illustration de la modélisation en valeurs moyennes (voir figure II.18), sachant que pour les batteries on suit le même chemin. La commande des deux interrupteurs de puissance est complémentaire.

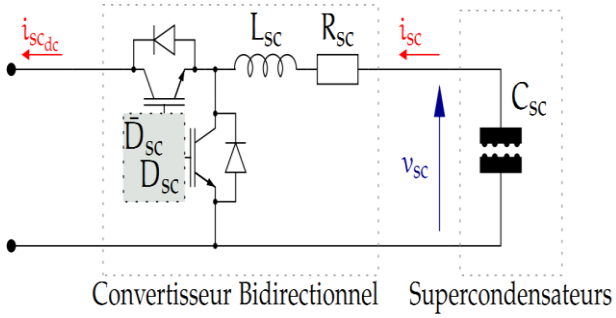


Figure II.17 : Hacheur buck-boost réversible en courant associé aux supercondensateurs

Deux étapes de fonctionnement sont distinguées pour ce type d'hacheur, chaque période d'échantillonnage T_{MLI} est divisée en deux parties. Le modèle moyen consiste à déterminer la moyenne sur cette période des lois des mailles qui caractérisent chaque étape.

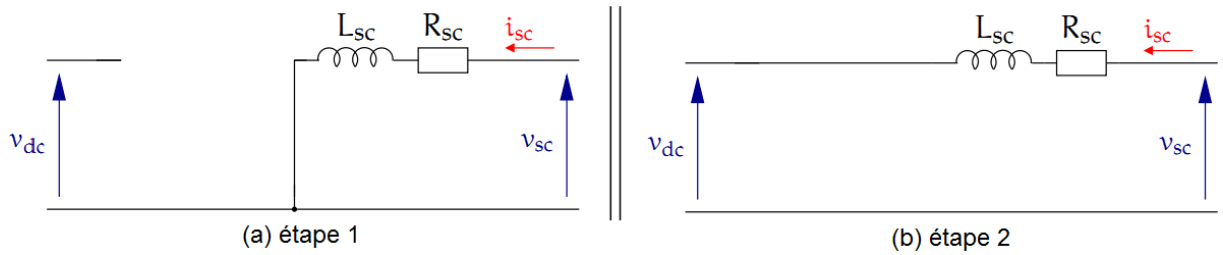


Figure II.18 : Les deux étapes du convertisseur buck-boost réversible en courant

Etape 1 : $t \in [\,0\,, D_{sc}\,T_{MLI}]$

A partie de la figue II.18 (a) nous pouvons écrire :

$$v_{sc} = L_{sc}\,\frac{di_{sc}}{dt} + R_{sc}\,i_{sc} \qquad (II.41)$$

Etape 2 : $t \in [\,D_{sc}\,T_{MLI}, T_{MLI}]$

En appliquant la loi des mailles nous avons:

$$v_{sc} = L_{sc}\,\frac{di_{sc}}{dt} + R_{sc}\,i_{sc} + v_{dc} \qquad (II.42)$$

La moyenne de ces deux dernières équations sur une période de découpage, nous donne le modèle moyen décrit par :

$$L_{sc}\,\frac{di_{sc}}{dt} = v_{sc} - (1 - D_{sc})\,v_{dc} - R_{sc}\,i_{sc} \qquad (II.43)$$

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les modèles des différents constituants de la chaîne de production photovoltaïque, qui ont été choisis afin de tenir compte des interactions pouvant subvenir à différents niveaux.

On a opté pour un modèle mathématique des panneaux PV, qui tient compte de la variation d'ensoleillement ainsi que de celle de la température, et dont les résultats de simulation prouvent la précision.

Nous avons ensuite modélisé les convertisseurs en développant des modèles régissant leurs fonctionnements et cela sous certaines hypothèses simplificatrices justifiées.

Une étude sur l'onduleur de tension à deux niveaux, ainsi que la modélisation du filtre de sortie ont été étudiés, et concernant le stockage nous avons développé le modèle mathématique choisi de la batterie, et du supercondensateur, et du hacheur réversible en courant nécessaire pour la gestion de la (charge-décharge) du système de stockage.

Chapitre III

Système photovoltaïque en mode isolé

III.1. Introduction

L'exploitation des potentiels énergétiques photovoltaïques pour la production de l'électricité s'avère être rentable dans les régions isolées, là où l'extension du réseau électrique conventionnel serait impossible et onéreuse [16].

Afin d'étudier en détail le fonctionnement d'un système photovoltaïque dans un site isolé avec stockage, nous nous proposons de le modéliser puis de le simuler à l'aide du logiciel de calcul scientifique Matlab – Simulink.

Dans le chapitre précèdent, nous avons énuméré les différents composants d'un tel système, les modèles dédiés à ces composants ainsi que les résultats de simulations.

Dans ce chapitre, nous allons traiter la commande de la chaine photovoltaïque, basé sur :

- Le contrôle du hacheur Buck-Boost par un mécanisme de poursuite (MPPT) pour extraire le maximum de puissance générée par le panneau photovoltaïque basé sur la théorie des modes glissants et la théorie de LYAPUNOV.
- Le contrôle du hacheur Buck-Boost réversible en courant qui permet l'adaptation du système de stockage avec le reste de la chaine en utilisant les modes glissants et l'approche de LYAPUNOV aussi.
- La commande de l'onduleur de tension à deux niveaux basée sur La MLI triangulo-sinusoïdale pour alimenter les charges triphasées.

III.2. Types de systèmes photovoltaïques isolés

On distingue deux types de systèmes photovoltaïques non connectés au réseau. Si l'énergie photovoltaïque est l'unique source d'énergie du système, on parlera de système stand-alone (SAPV system: Stand-Alone Photovoltaic system). Si un autre dispositif de production est utilisé en appui de la production photovoltaïque, on parlera de système Photovoltaïque hybride. Dans la majeure partie des cas, le mode de production d'appui est constitué d'un ou plusieurs groupes électrogènes diesels [28][30].

III.2.1. Systèmes photovoltaïques autonomes (SAPV)

La seule production électrique de ce type de systèmes est d'origine photovoltaïque. Un schéma d'un système photovoltaïque autonome est représenté dans la Figure.III.1 Du fait de la dé-corrélation entre production photovoltaïque et l'alimentation des charges du consommateur, un système de stockage est utilisé en tampon, celui-ci étant rechargé en cas de surplus de production et déchargé en cas de surconsommation.

En raison de sa maturité technologique et de son faible coût d'investissement, le moyen de stockage universellement répandu pour de telles applications est du type électrochimique Plomb-Acide. Cependant, de nouvelles technologies sont actuellement envisagées comme celles au Lithium.

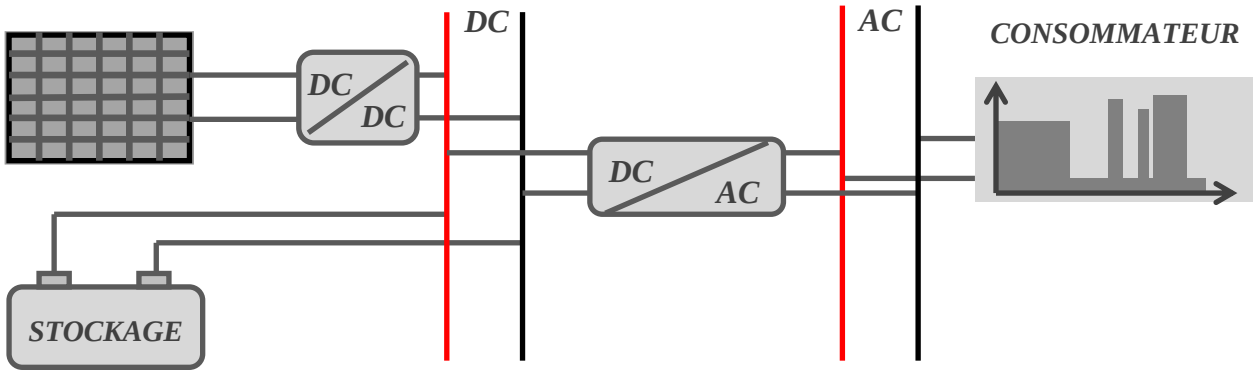


Figure III.1 : Système photovoltaïque autonome [29]

Les performances de ce type de système sont directement liées à son dimensionnement. Un sous-dimensionnement a notamment pour conséquences un vieillissement prématuré du système de stockage ainsi qu'un accroissement des délestages de consommation et de production alors qu'un surdimensionnement peut conduire à un surcoût économique.

III.2.2. Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides

Dans ce type de système, un second producteur d'énergie (le plus souvent un Groupe Électrogène) est utilisé pour pallier les insuffisances de la production photovoltaïque. L'idée étant de faire appel à l'énergie de ce producteur lorsque le système n'est plus en mesure de subvenir aux besoins du consommateur et/ou que l'état de charge de l'accumulateur est trop faible. La Figure.III.2 représente une architecture d'un système photovoltaïque autonome hybride [48].

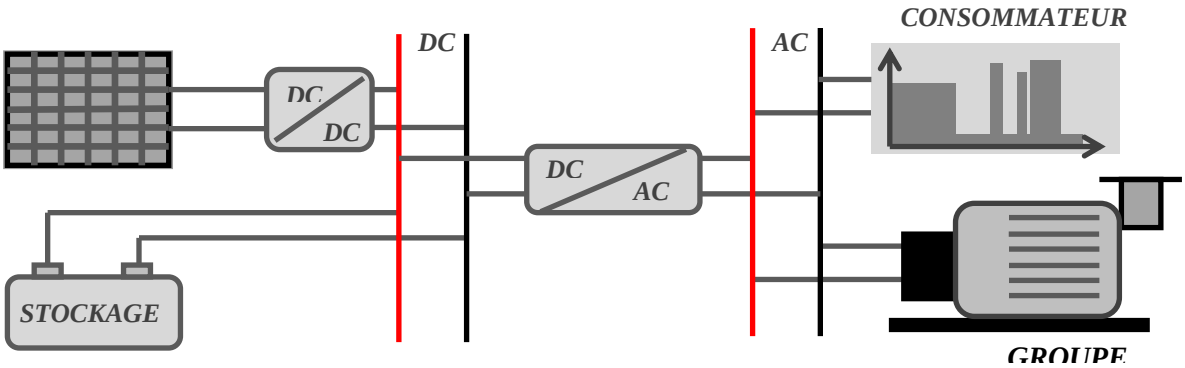


Figure III.2 : Système photovoltaïque autonome hybride [29]

L'avantage de ce type de système est que, théoriquement, le consommateur ne se trouve jamais en situation d'être délesté, le groupe électrogène assurant la fourniture d'énergie lorsque la production PV est insuffisante (sauf dans le cas où le réservoir du groupe électrogène est vide). Les coûts d'investissement des

panneaux photovoltaïques et du système de stockage peuvent être minimisés ; par contre, les coûts de fonctionnement principalement liés au prix du combustible du groupe électrogène sont plus importants que pour un système autonome non hybride [29].

Notons que d'autres types d'hybridations ont déjà été envisagés, parmi lesquels [31]:

- **Hybridation Photovoltaïque / Éolien:** Systèmes dans lesquels la complémentarité de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne est recherchée et permet notamment de réduire le coût global, en particulier les besoins en stockage.
- **Hybridation Photovoltaïque / Pile à Combustible:** Systèmes dans lesquels une pile à combustible associée à un réservoir d'hydrogène et à un électrolyseur permet de stocker le surplus d'énergie photovoltaïque produite en évitant le surdimensionnement de l'accumulateur électrochimique. Ce type d'hybridation se heurte au coût d'investissement prohibitif de la pile à combustible ainsi qu'à sa faible durée de vie (actuellement quelques milliers d'heures).

III.3. Commande de la chaine photovoltaïque

La commande de la chaine photovoltaïque en mode isolé se divise en trois parties

- Commande MPPT : consiste à établir un algorithme permettant d'extraire le maximum de puissance du panneau photovoltaïque quelles que soient les conditions climatiques (ensoleillement et température) et cela indépendamment de la charge.
- Commande du convertisseur réversible en courant pour la gestion de la (charge décharge) du système de stockage hybride utilisé.
- Commande de l'onduleur de tension à deux niveaux qui sert à alimenter les charges triphasées.

III.3.1. Commandes MPPT

III.3.1.1. Définition et principe de la commande MPPT d'une chaine photovoltaïque

La commande MPPT d'un système solaire photovoltaïque peut être définie comme étant une commande qui fait varier le rapport cyclique d'un convertisseur statique, de telle sorte que la puissance fournie par le générateur photovoltaïque soit maximale à ses bornes.

La figure III.3 représente une chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque élémentaire associée à une commande MPPT. Pour simplifier les conditions de fonctionnement de cette commande, une charge DC est choisie. Comme nous pouvons le voir sur cette chaîne, la commande MPPT est nécessairement associée à un quadripôle possédant des degrés de liberté qui permettent de pouvoir faire une adaptation entre le GPV et la charge. Dans le cas de la conversion solaire, le quadripôle peut être réalisé à l'aide d'un

convertisseur DC-DC de telle sorte que la puissance fournie par le GPV corresponde à la puissance maximale (PMAX) qu'il génère et qu'elle puisse ensuite être transférée directement à la charge.

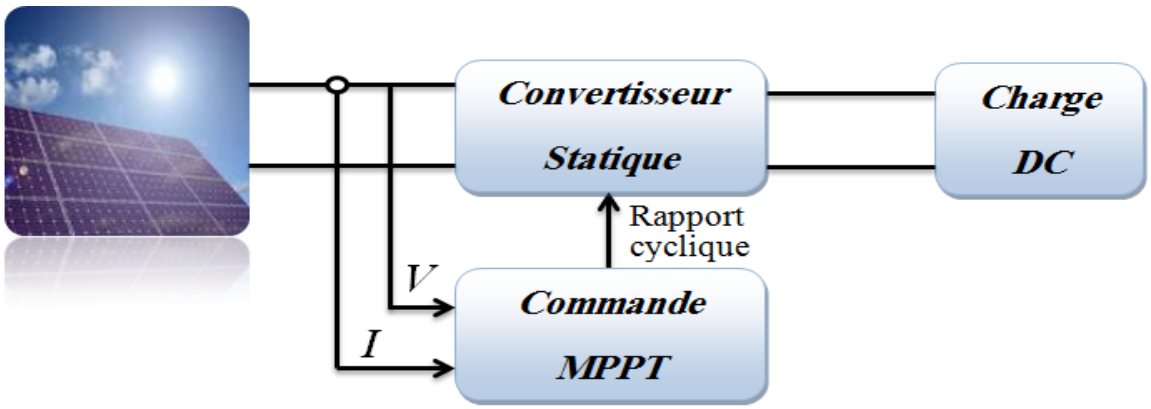


Figure III.3 : Chaine élémentaire de conversion photovoltaïque

La technique de contrôle communément utilisée consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment.

La figure III.4 illustre trois cas de perturbations. Suivant le type de perturbation, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximal PPM1 vers un nouveau point P1 de fonctionnement plus ou moins éloigné de l'optimum. Pour une variation d'ensoleillement (cas a), il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique pour converger vers le nouveau point de puissance maximum PPM2. Pour une variation de charge (cas b), on peut également constater une modification du point de fonctionnement qui peut retrouver une nouvelle position optimale grâce à l'action d'une commande.

Dans une moindre mesure, un dernier cas de variation du point de fonctionnement peut se produire lors des variations de la température de fonctionnement du GPV (cas c). Bien qu'il faille également agir au niveau de la commande, cette dernière n'a pas les mêmes contraintes temporelles que les deux cas précédents. En résumé, le suivi du PPM est réalisé au moyen d'une commande spécifique nommée MPPT qui agit essentiellement sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS) pour rechercher et atteindre le PPM du GPV.

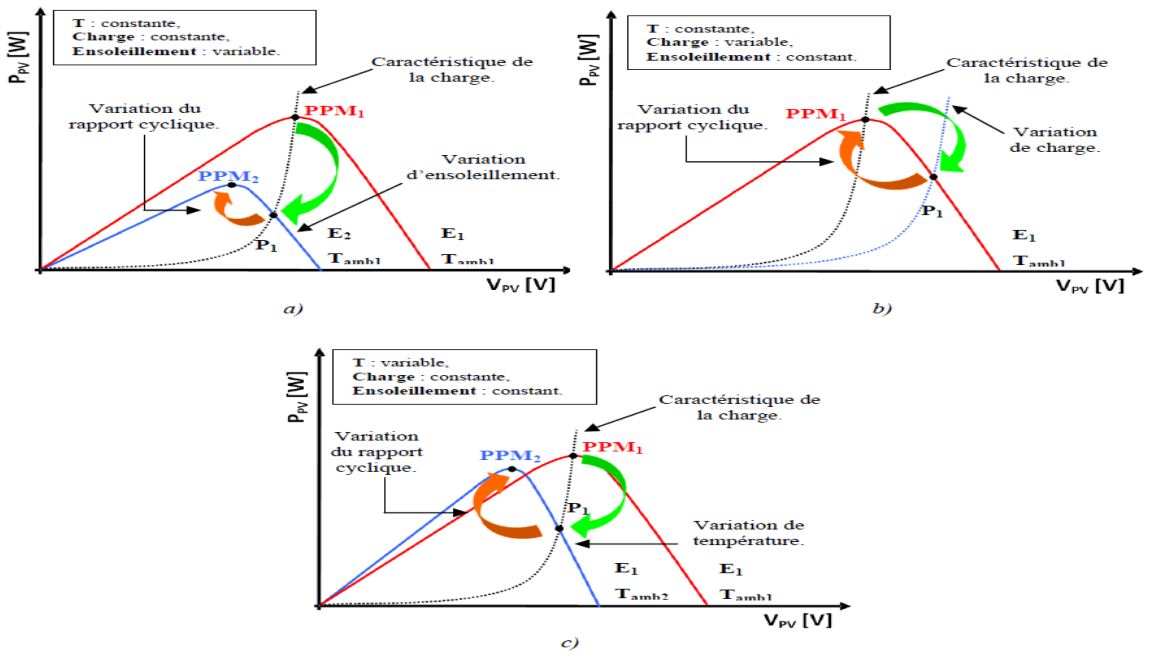


Figure III.4 : Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal : Suite à une variation d'ensoleillement (a), suite à une variation de charge(b), suite à une variation de température (c)

Dans la littérature, nous pouvons trouver différents types d'algorithmes effectuant la recherche du PPM. Les trois méthodes les plus couramment rencontrées sont communément appelées respectivement Hill Climbing, Perturb & Observ (P&O) et l'incrément de conductance (IncCond). Dans cette section nous nous intéressons à la méthode de perturbation et d'observation (P&O).

III.3.1.2. Commande par Méthode de perturbation et d'observation (P&O)

C'est la méthode la plus utilisée dans la pratique à cause de la simplicité de son algorithme, et donc la facilité de son implantation. La figure III.5 montre la puissance de sortie d'un panneau photovoltaïque en fonction de la tension (P_{pv}-U_{pv}), à une irradiation fixe et une température constante. Supposant que le module fonctionne à un point qui est loin du Point de Puissance Maximale PPM. Dans cet algorithme la tension du panneau PV est perturbée avec une petite incrémentation, le changement de puissance résultant ΔP est observé [28]:

- Si ΔP est positif, donc ça veut dire qu'on s'approche du PPM (voir la figure III.5). Ainsi, d'autres perturbations dans la même direction vont déplacer le point de fonctionnement vers le PPM.
- Si ΔP est négatif le point de fonctionnement est déplacé loin du PPM, et la direction de la perturbation doit être inversée pour avancer vers le PPM. La figure III.6 montre l'organigramme de l'algorithme.

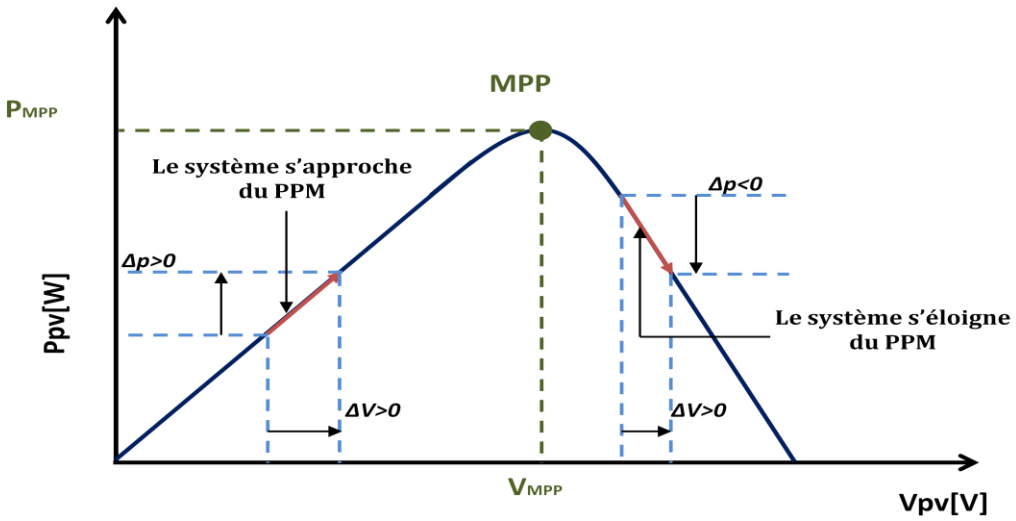


Figure III.5 : Caractéristique P_pv-U_pv d'un panneau photovoltaïque.

Néanmoins, Il existe des limitations à cette méthode :

- Premièrement, elle ne peut pas déterminer si elle atteint actuellement le PPM. Par conséquent, elle oscille autour de ce dernier, et cela entraine une diminution du rendement PV sous une irradiation constante.
- En second lieu, elle peut montrer un comportement irrégulier face à un changement rapide des conditions atmosphériques, comme par exemple le passage d'un nuage [20][28]. Comme le montre la figure III.7 si le point de fonctionnement est initialement A (pour 250W/m²) et ce dernier oscille autour du PPM, ensuite l'irradiation augmente rapidement à 500W/m², ΔP devient positif et si la perturbation est de droite à gauche, alors le point de fonctionnement va vers le point E (au lieu de B). Cela revient au fait que, le MPPT ne peut pas reconnaitre que dans ce cas, ΔP positif est le résultat de l'augmentation rapide de l'irradiation solaire.

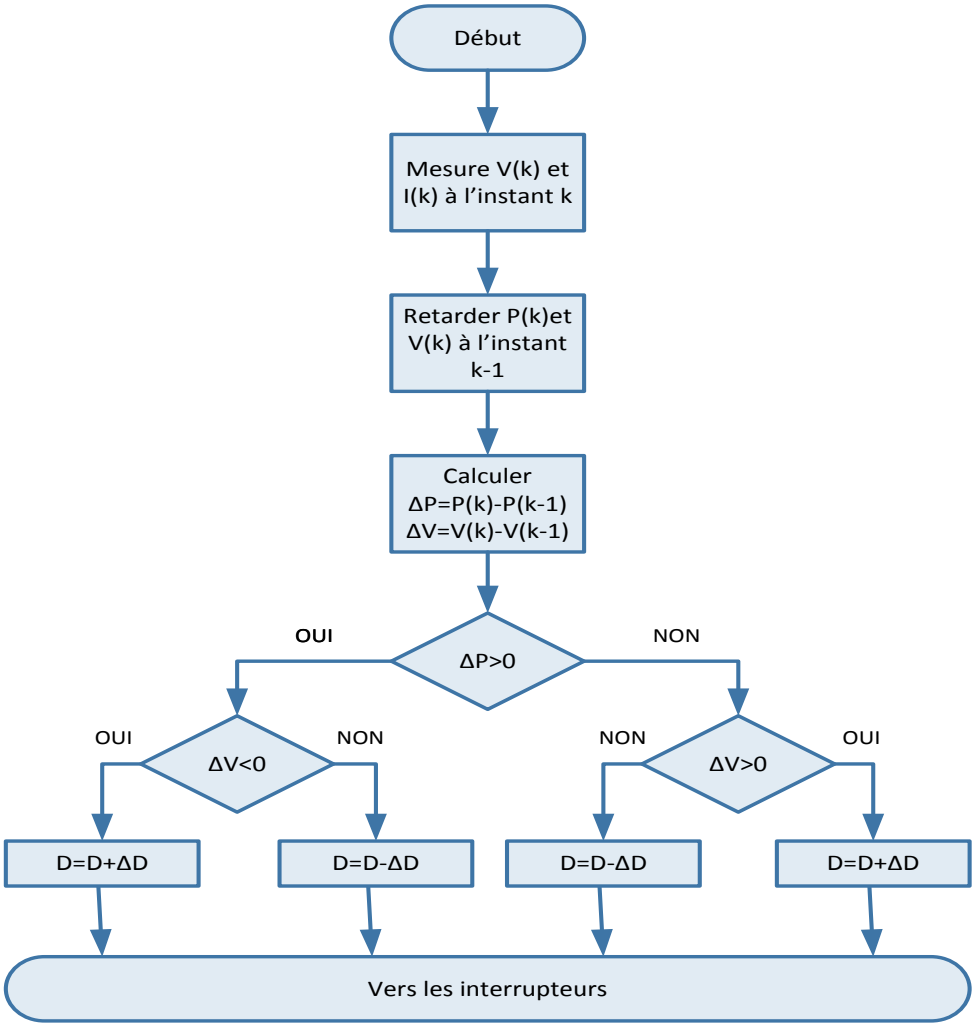


Figure III.6 : Algorithme de la méthode P&O

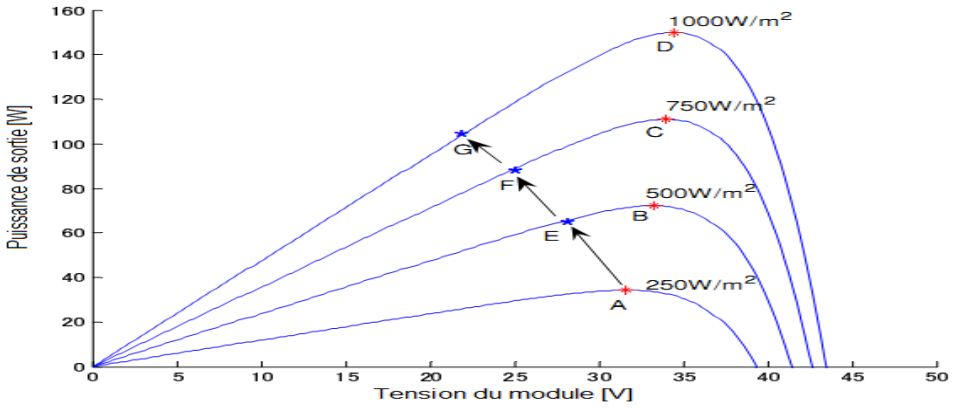


Figure III.7 : Divergence de l'algorithme P&O lors d'une variation rapide de l'irradiation

III.3.1.3. Résultats de simulations

Pour valider l'algorithme MPPT choisi, nous avons fait deux essais sous les mêmes conditions climatiques (température constante de 25℃ et une irradiation variable) et une charge résistive de valeur$R = 10\Omega$, le premier sans algorithme MPPT et le second avec notre algorithme MPPT décrit avant. Le profil de l'irradiation et les puissances extraites du panneau sont représentés dans la figure III.8.

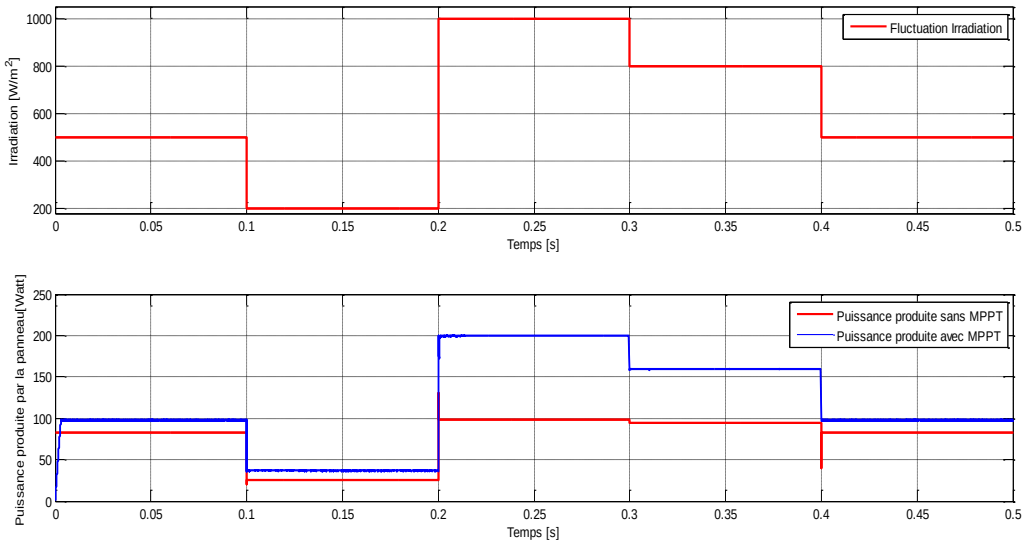


Figure III.8 : Profil de l'irradiation et les puissances extraites avec et sans MPPT

Les résultats ci-dessus montrent la différence de puissance entre un système avec MPPT et un système sans MPPT. Ainsi, l'intérêt de l'utilisation d'un algorithme MPPT est mis en évidence. On voit bien que l'écart entre les puissances est important, ce qui prouve la nécessité de l'utilisation d'un algorithme MPPT pour optimiser le fonctionnement du système et diminuer les pertes.

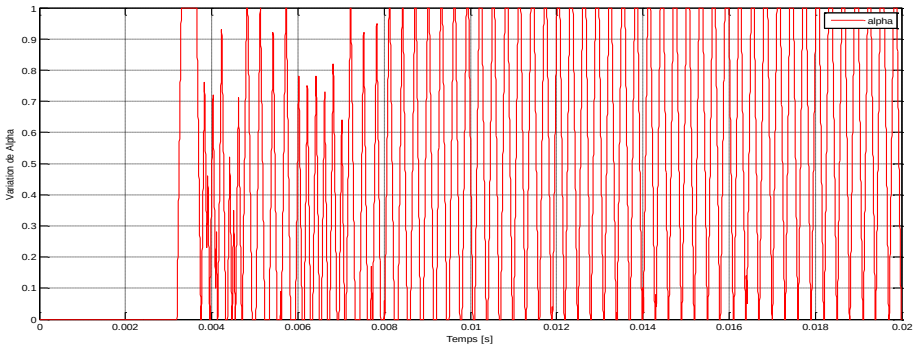


Figure III.9 : Variations du rapport cyclique

On peut très bien voir que La valeur de α oscille beaucoup est c'est l'un des inconvénients de l'algorithme P&O.

III.3.1.4. Algorithme MPPT par la méthode P&O basée sur les modes glissants

Le schéma bloc de la chaine de conversion photovoltaïque étudiée dans le cadre de ce travail est présenté dans la figure III.10. Il s'agit d'un générateur photovoltaïque et d'un convertisseur DC/DC de type Buck-Boost muni d'une commande MPPT, pour maximiser la puissance extraite du panneau photovoltaïque. Sauf que dans ce cas-là l'algorithme MPPT et au lieu de nous donner directement la commande du convertisseur Buck-Boost, nous donne la tension de référence qui correspond au point de puissance maximal (PPM) ; la commande du convertisseur se fait par la théorie des modes glissants.

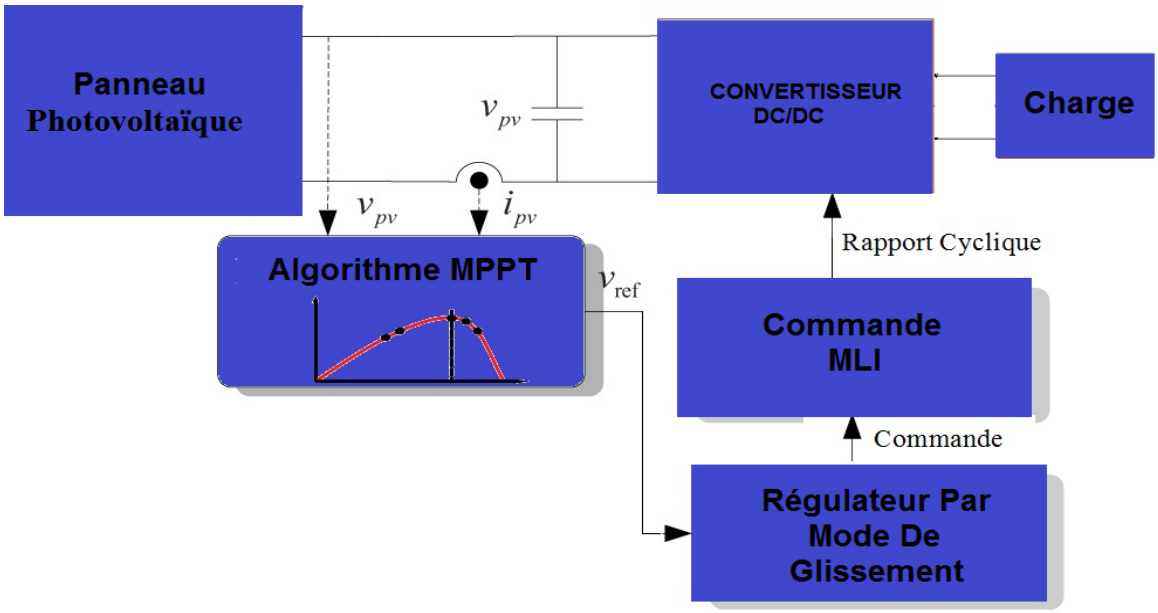


Figure III.10 : Schéma de la commande par mode glissant avec MPPT P&O

a. Synthèse de la commande par mode de glissement pour le convertisseur Buck-Boost

Le modèle du convertisseur utilisé a été déjà décrit dans le chapitre précèdent :

$$\begin{cases} \dot{x_1} = \frac{1}{C_1} i_i - \frac{1}{C_1} x_3 u \\ \dot{x_2} = \frac{1}{RC_2} i_i - \frac{1}{c_2} x_3 u + \frac{1}{x_2} x_3 \\ \dot{x_3} = \left(\frac{x_1}{L} - x_2\right) u + x_2 \end{cases} \qquad \text{(III. 1)}$$

$$\text{Avec } y = (1 \quad 0 \quad 0)x = V_{pv} \quad \text{et} \quad x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_{pv} \\ v_0 \\ i_L \end{pmatrix} \qquad \text{(III. 2)}$$

Il suffit de dériver la première variable une fois pour faire apparaitre la commande, ce qui fait que $r=1$.

On pose

$$S = e(x) = x_1 - x_{1réf} \qquad \text{(III. 3)}$$

Pour assurer la stabilité du système, il faut avoir $s\dot{s} \leq 0$

$$\dot{S} = \dot{x_1} - \dot{x_{1ref}} = \frac{1}{C_1} i_i - \frac{1}{C_1} x_3 u - \dot{x_{1ref}} = -k\,\mathrm{sign}(s)$$

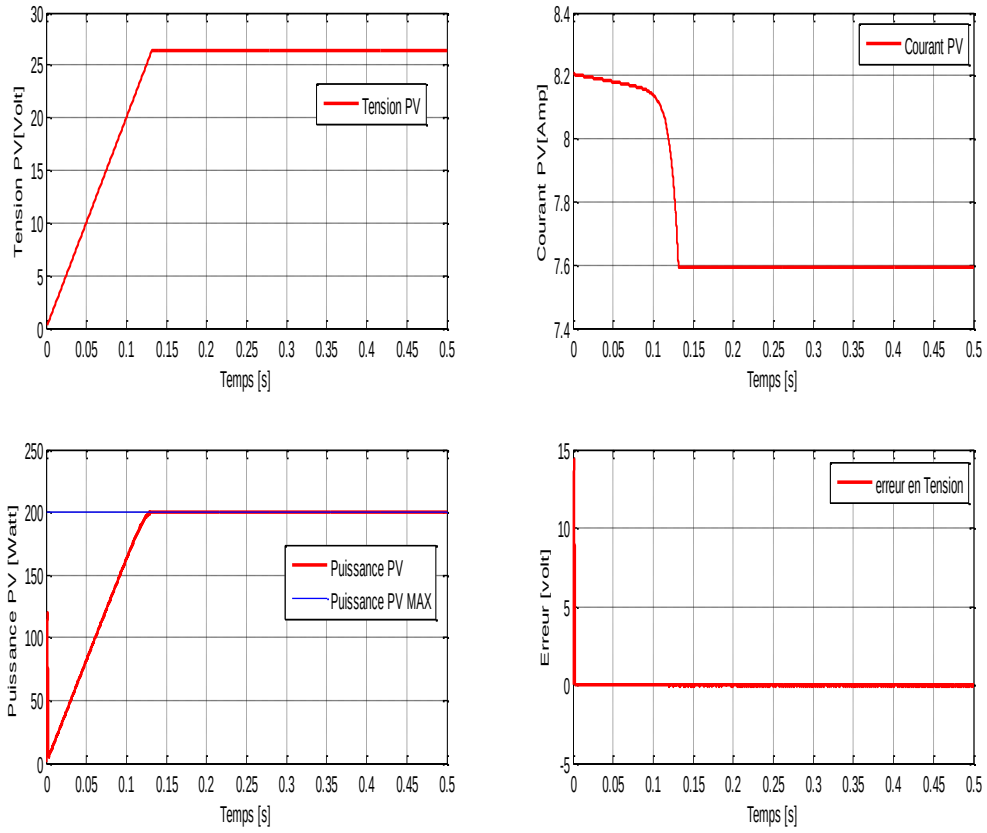
On tire la commande :

$$u = -\frac{C_1}{x_3}\dot{x_{1ref}} + \frac{i_i}{x_3} + \frac{kC_1}{x_3}\,\mathrm{sign}(s) \qquad K > 0 \qquad (III.4)$$

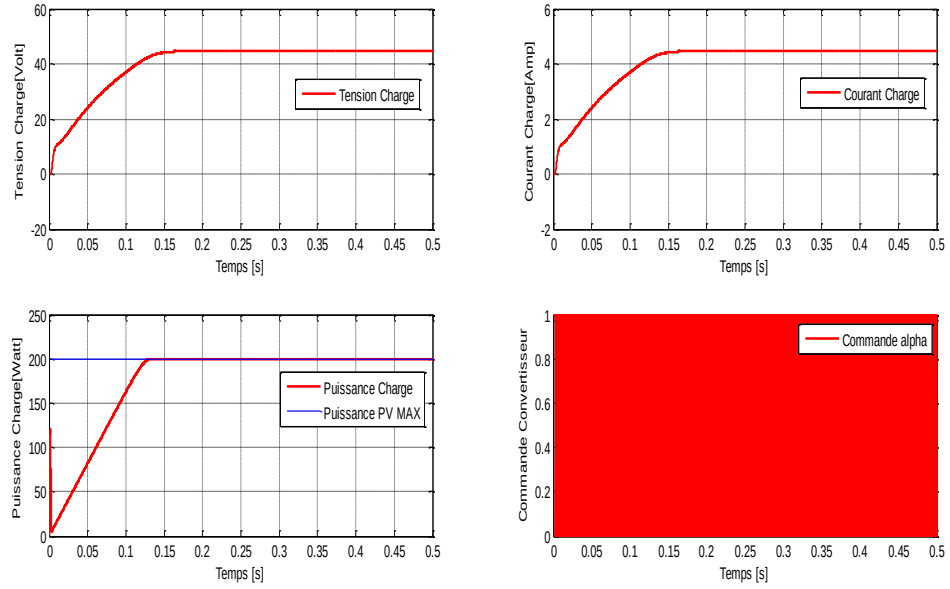
b. Résultats de simulations

Afin de valider et tester la loi synthétisée, on effectue plusieurs simulations dans des conditions climatiques variables et une charge (résistance) variable.

- $R = 10\ \Omega$, T=25°C , G=1000 W/m^2



(a)



(b)

Figure III.11 : Tension courant et puissance du panneau et de la charge et commande du convertisseur (SMC)

- $R = 10\ \Omega$, T=25℃ , G= Variable.

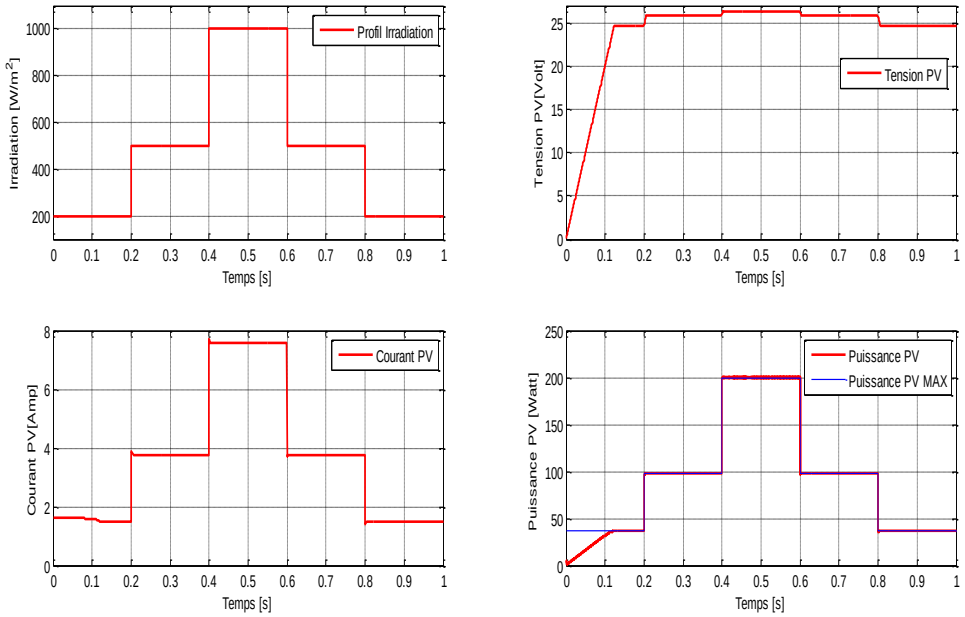


Figure III.12 : Profil de l'irradiation, Tension courant et puissance de sortie du panneau (SMC)

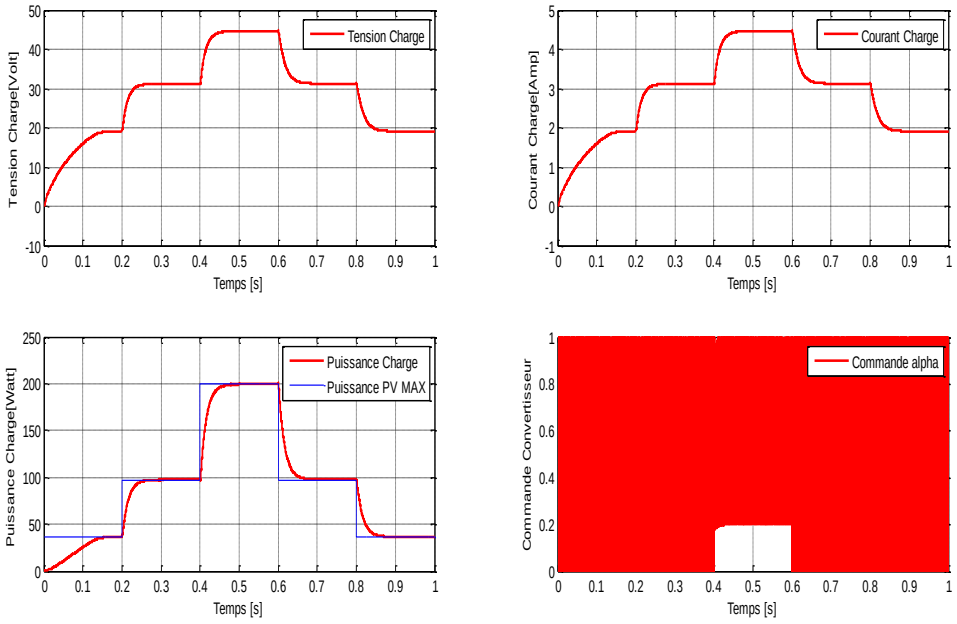


Figure III.13 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des fluctuations de l'ensoleillement (SMC)

- $R = 10\ \Omega$, G=1000 W/m^2, T variable.

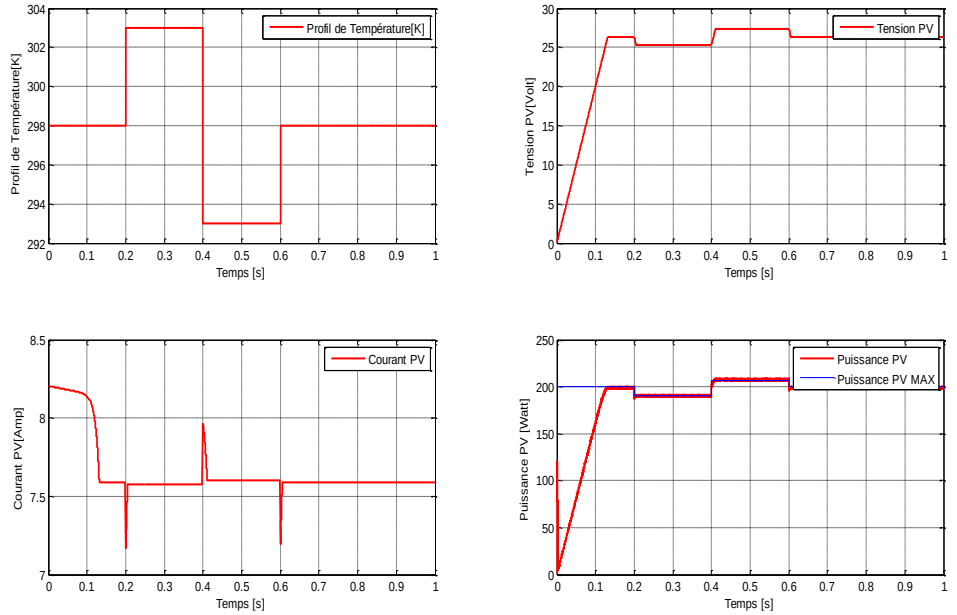


Figure III.14 : Profil de la température, Tension courant et puissance de sortie du panneau (SMC)

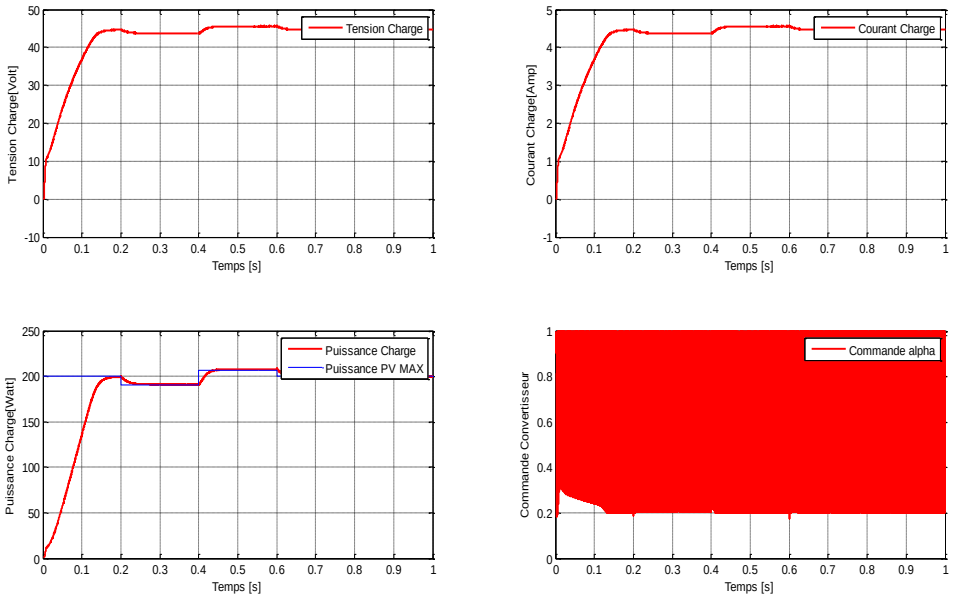


Figure III.15 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des variations de la température (SMC)

- T=25℃ , G=1000 W/m^2 et R variable.

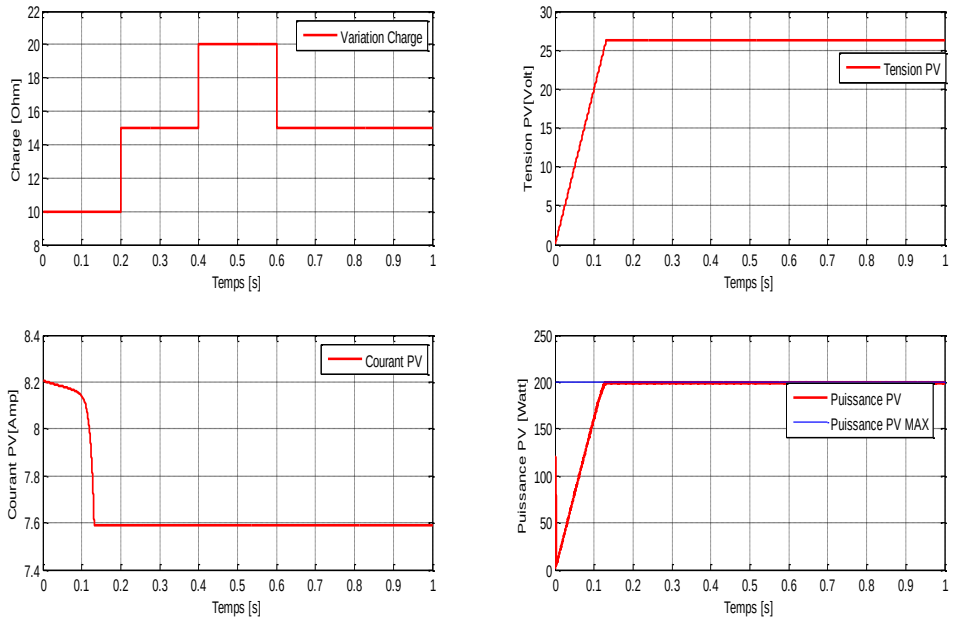


Figure III.16 : Variation de la charge, Tension courant et puissance de sortie du panneau (SMC)

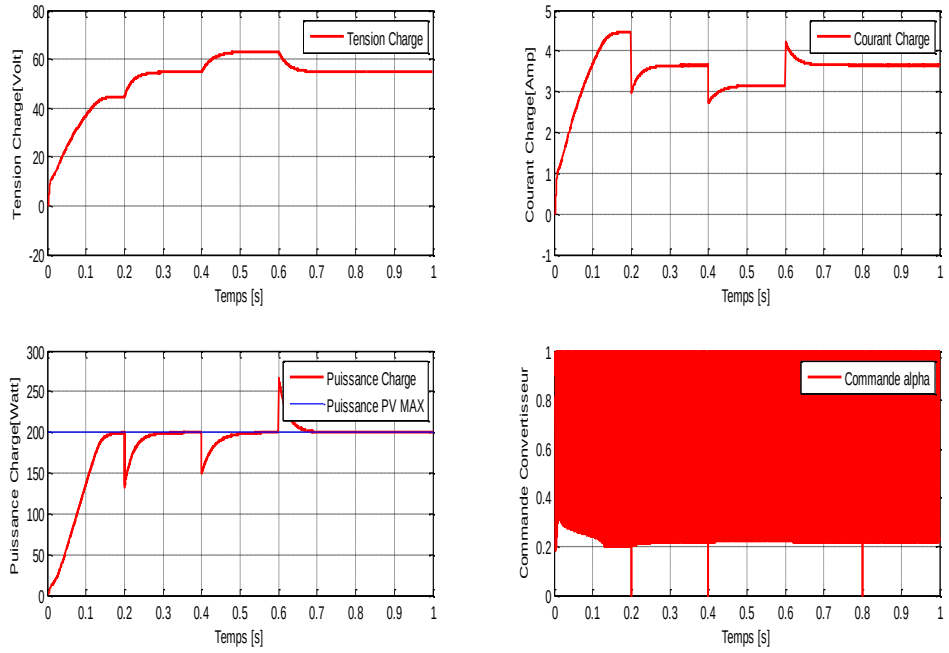


Figure III.17 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des variations de la charge (SMC)

Le régulateur par mode glissant permet d'annuler l'erreur de poursuite en tension alors la puissance extraite du panneau converge rapidement vers sa valeur maximale quelles que soient les conditions climatiques et la valeur de la charge .ce qui prouve l'efficacité et la robustesse du régulateur.

Le problème de chattering n'existe plus en utilisant des fonctions continues, ce qui présente un avantage par rapport au cas du mode glissant idéal.

On peut très bien voir que La valeur de α oscille beaucoup et c'est l'un des inconvénients de l'algorithme P&O. Le choix de K est délicat car un mauvais choix peut induire l'instabilité du système.

III.3.1.5. Algorithme MPPT par la méthode P&O basée sur la méthode directe de LYAPUNOV

Le schéma bloc de la chaine de conversion photovoltaïque étudiée dans cette partie est présenté dans la figure III.18. Il s'agit d'un générateur photovoltaïque et d'un convertisseur DC/DC de type Buck-Boost muni d'une commande MPPT, pour maximiser la puissance extraite du panneau photovoltaïque. Dans ce cas-là la commande du convertisseur se fait par la méthode directe de LYAPUNOV.

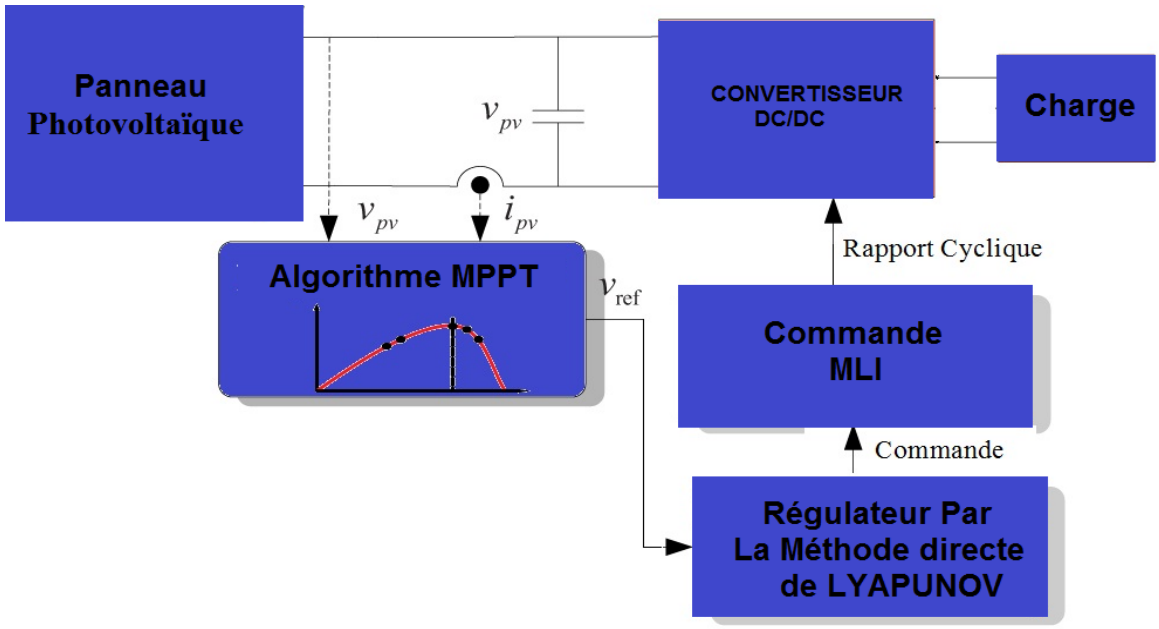


Figure III.18 : Schéma de la commande par LYAPUNOV avec MPPT P&O

a. Synthèse de la commande par LYAPUNOV pour le convertisseur Buck-Boost

Le modèle du convertisseur utilisé a été déjà décrit dans la partie précédente (équation III.1) :

$$\begin{cases} \dot{x_1} = \frac{1}{C_1} i_i - \frac{1}{C_1} x_3 u \\ \dot{x_2} = \frac{1}{RC_2} i_i - \frac{1}{c_2} x_3 u + \frac{1}{x_2} x_3 \\ \dot{x_3} = \left(\frac{x_1}{L} - x_2\right) u + x_2 \end{cases} \qquad \text{(III. 1)}$$

Avec $y = (1 \quad 0 \quad 0)x = V_{pv}$ et $x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_{pv} \\ v_0 \\ i_L \end{pmatrix}$

On choisit comme fonction de LYAPUNOV la fonction de l'erreur suivante :

$v(x) = \frac{1}{2} e^2$ est une fonction FDP sur R

où $e(x) = x_1 - x_{1réf}$

On cherche u pour que $\dot{v}$ soit FDN sur R

$$\dot{v(x)} = e\,\dot{e} = e(\dot{x_1} - \dot{x_{1ref}}) = e\left(\frac{1}{C_1} i_i - \frac{1}{C_1} x_3 u - \dot{x_{1ref}}\right) = -Ke^2 \qquad K > 0$$

Et on tire finalement la commande

$$u = -\frac{C_1}{x_3} \dot{x_{1ref}} + \frac{i_i}{x_3} + \frac{kC_1}{x_3} e \qquad K > 0 \qquad \text{(III. 5)}$$

b. Résultats de simulations

Afin de valider et tester la loi synthétisée, on effectue plusieurs simulations dans des conditions climatiques variables et une charge (résistance) variable.

- $R = 10\Omega$, T=25°C , G=1000 W/m^2

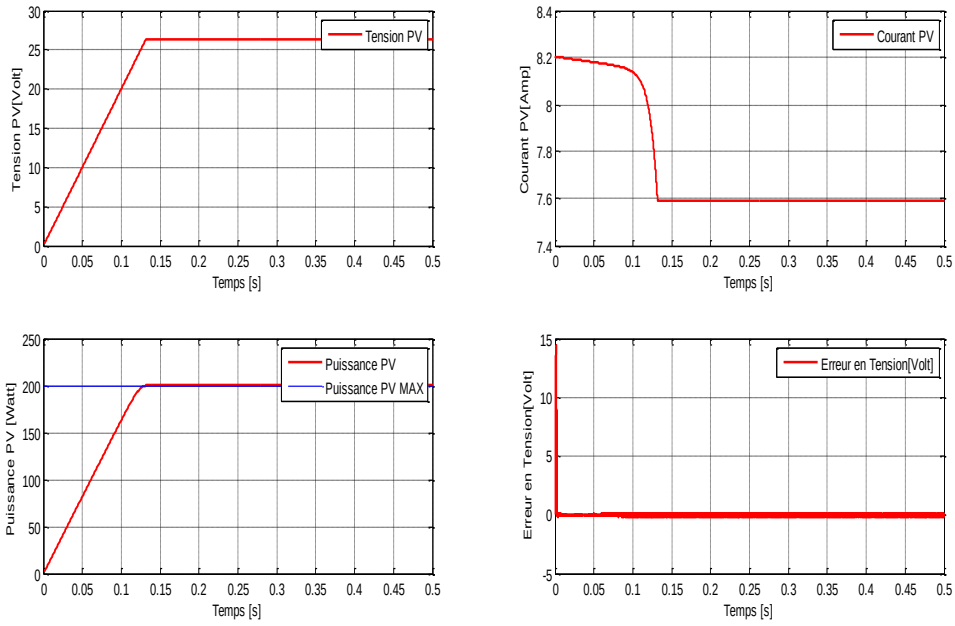


Figure III.19 : Tension courant et puissance de sortie du panneau et erreur de poursuite de la tension qui correspond au PPM (LYAPUNOV)

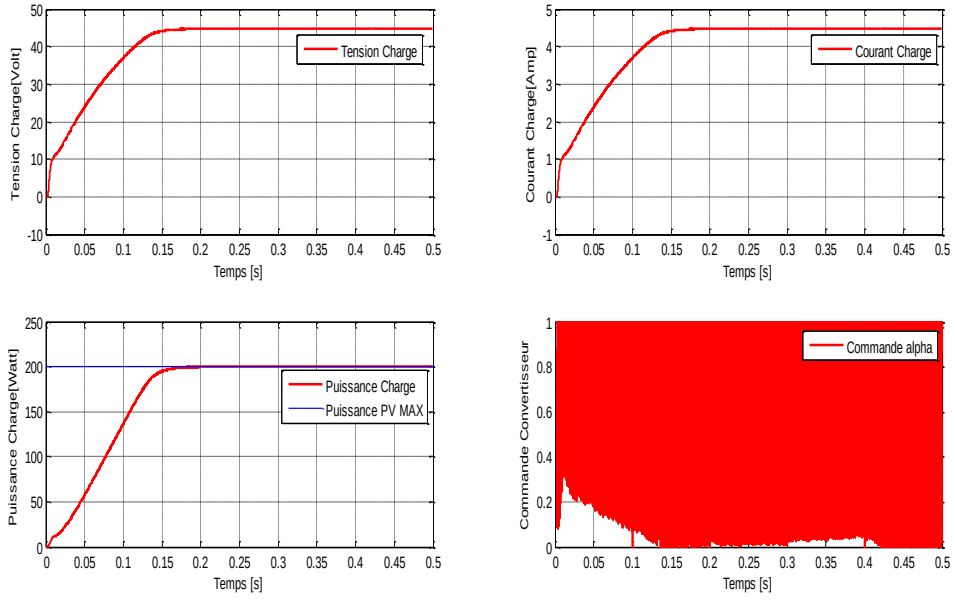


Figure III.20 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur (LYAPUNOV).

- $R = 10\Omega$, T=25°C , G= Variable.

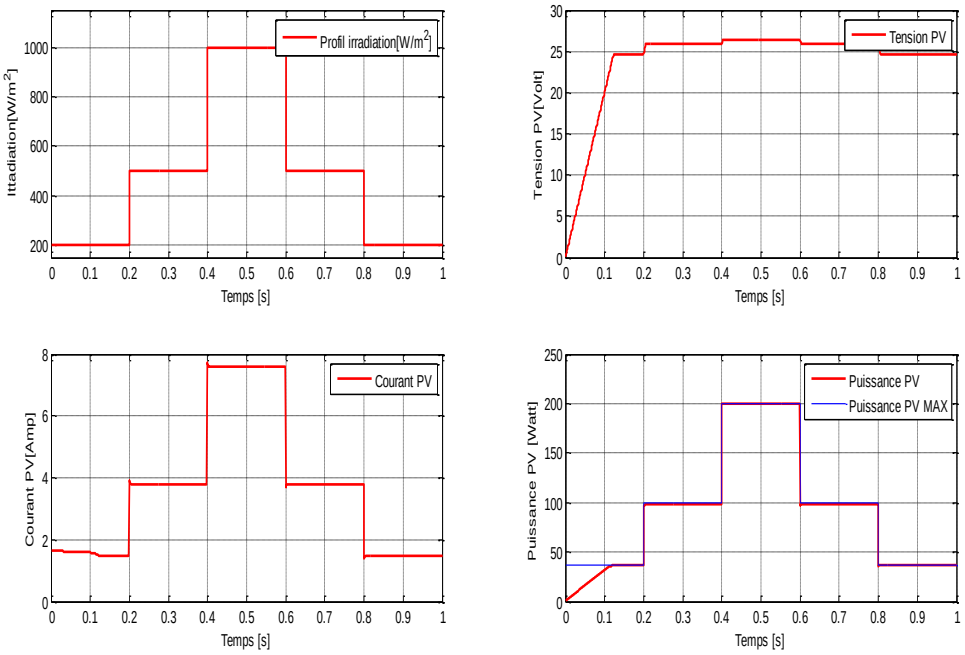


Figure III.21 : Profil de l'irradiation, Tension courant et puissance de sortie du panneau(LYAPUNOV)

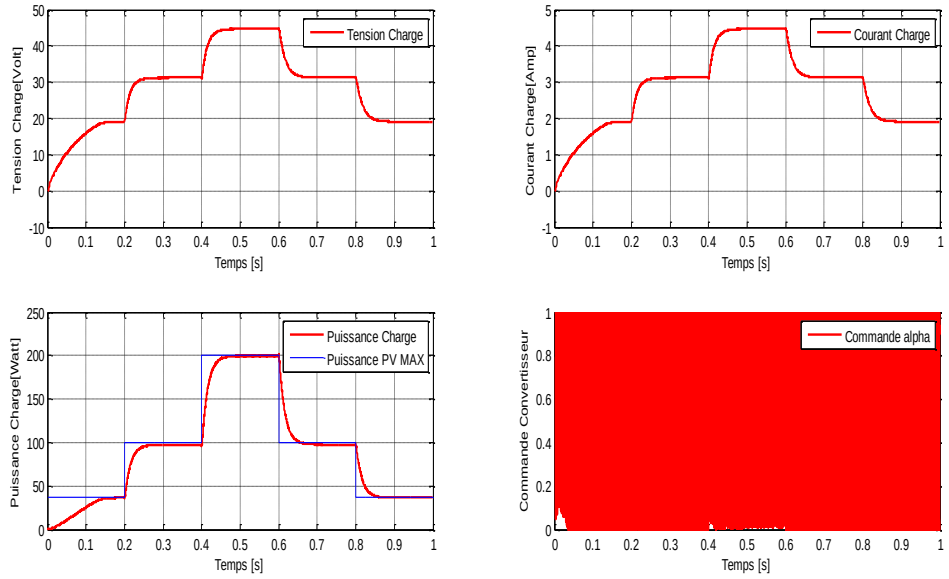


Figure III.22 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des fluctuations de l'ensoleillement(LYAPUNOV)

- $R = 10\Omega$, G=1000 W/m^2, T variable

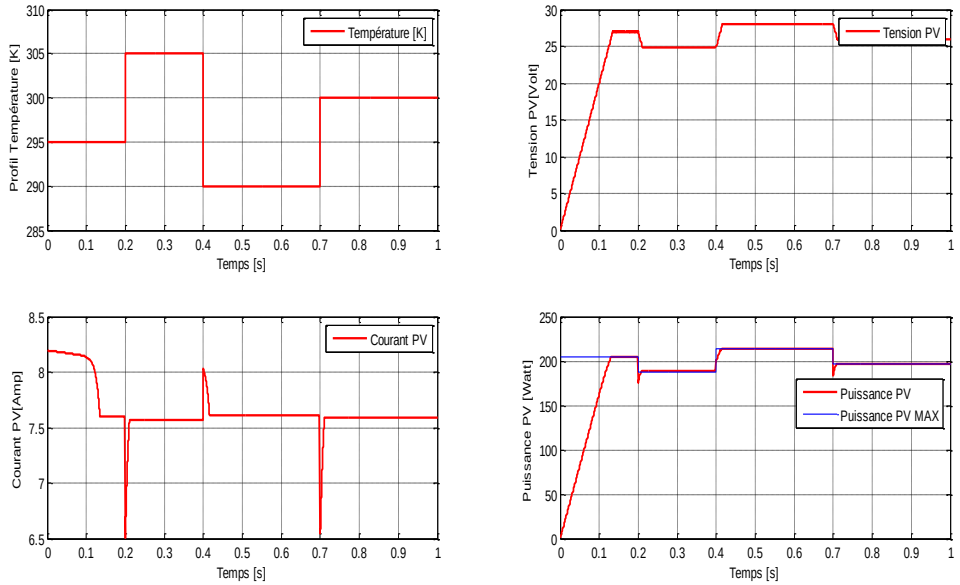


Figure III.23 : Profil de la température, Tension courant et puissance de sortie du panneau (LYAPUNOV)

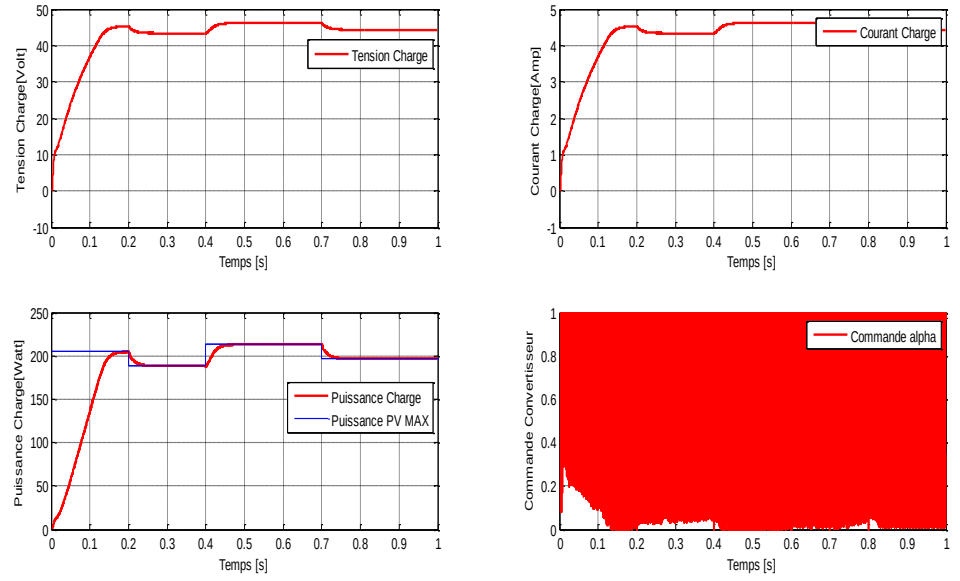


Figure III.24 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des variations de la température(LYAPUNOV)

- T=25℃ , G=1000 W/m^2 et R variable

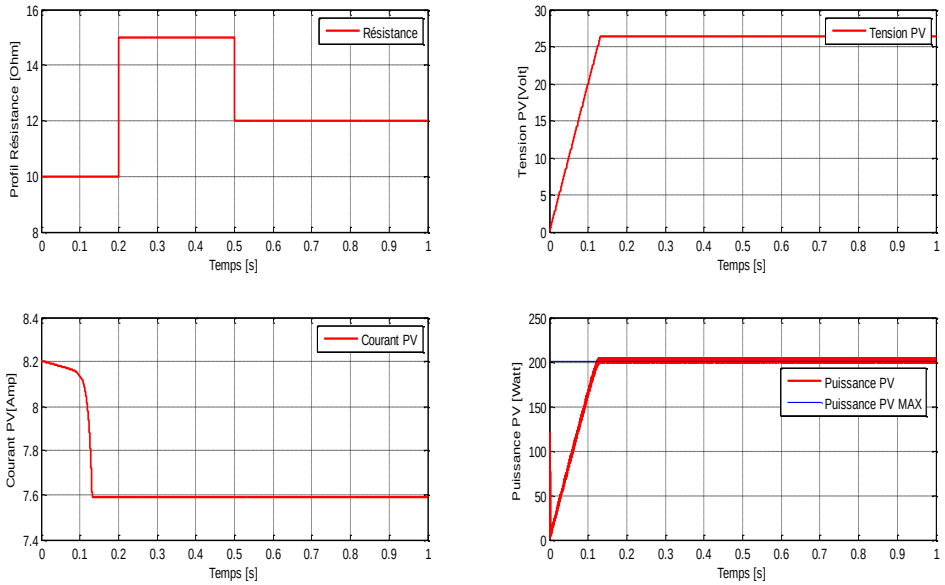


Figure III.25 : Variation de la charge, Tension courant et puissance de sortie du panneau (LYAPUNOV)

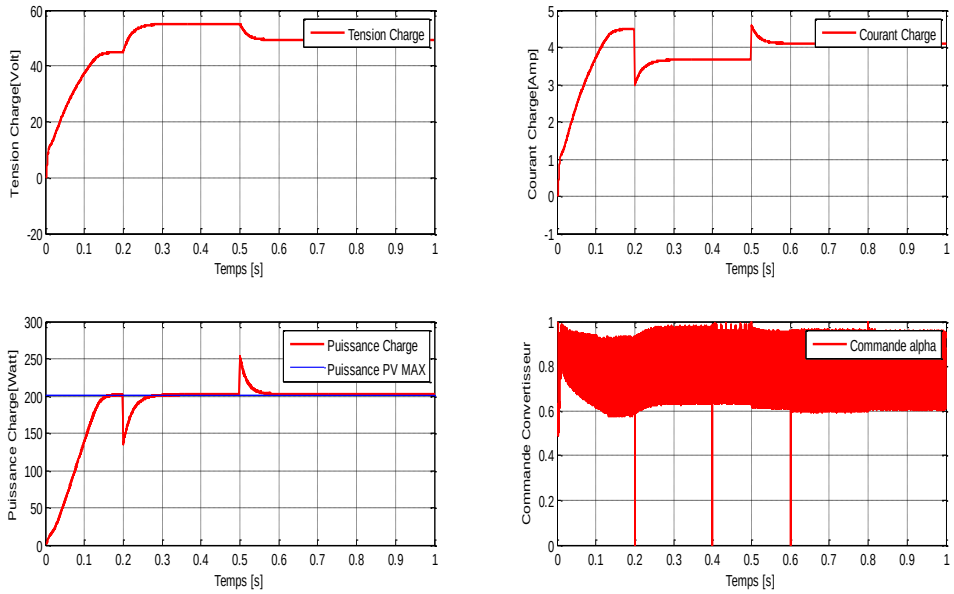


Figure III.26 : Tension courant et puissance de sortie du Hacheur (de la charge) et signal de commande du convertisseur en présence des variations de la charge(LYAPUNOV).

Le régulateur par la méthode directe de LYAPUNOV permet d'annuler l'erreur de poursuite en tension alors la puissance extraite du panneau convergent rapidement vers leurs valeurs maximales quelles que soient les conditions climatiques et la valeur de la charge .ce qui prouve l'efficacité et la robustesse de notre régulateur.

Cette technique présente une souplesse de manipulation, mais le choix de la fonction de LYAPUNOV est délicat car un mauvais choix peut induire une commande indéfinie.

III.3.2. Insertion du stockage hybride dans le système photovoltaïque

Pour un bon fonctionnement du système d'énergie photovoltaïque, le système de stockage joue un rôle crucial. En effet, autres que les avantages économiques, il permet d'avoir une continuité de service et une meilleure qualité d'énergie fournie. Nous avons opté pour notre étude d'utiliser un système de stockage hybride batteries-supercondensateurs, les supercondensateurs avec leur densité de puissance importante permettent de réagir aux phases transitoires (jouent le rôle du filtre), et les batteries interviennent pour les phases à longs termes [23].

III.3.2.1. Régulateur de charge/ décharge du système de stockage

Tous les systèmes de puissance doivent avoir une stratégie de commande afin de décrire les interactions entre ses composants. L'utilisation de batteries pour le stockage implique la présence d'un régulateur de charge [34].

Le régulateur permet de contrôler l'écoulement de puissance du système PV, des batteries et des charges en collectant des informations sur la tension de la batterie et en connaissant les valeurs maximale et minimale acceptables de la batterie. Il existe deux modes d'opération du régulateur [32]:

- Condition de fonctionnement normal : lorsque la tension de la batterie varie entre la valeur maximale et la valeur minimale.
- Condition de surcharge ou de décharge : ceci se produit lorsque la tension de la batterie atteint une certaine valeur limite.

Afin de protéger la batterie contre une charge excessive, le générateur PV (module ou champ) est déconnecté du système lorsque la tension dépasse une certaine valeur seuil et quand le courant nécessaire à la charge est inférieur au courant fourni par le générateur PV.

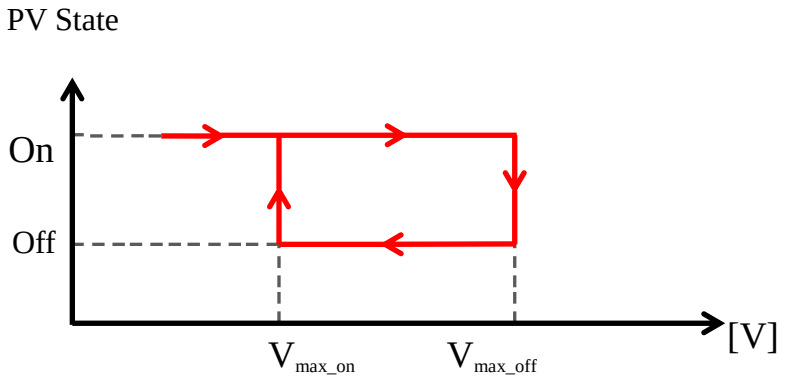


Figure III.27 : Protection contre les surcharges [32]

Le générateur PV est reconnecté lorsque la tension aux bornes de la batterie devient inférieure à la valeur maximale de la tension admissible. Ceci peut se faire en utilisant un switch à cycle d'hystérésis.

Afin de protéger la batterie contre des décharges excessives, la charge est déconnectée lorsque la tension devient inférieure à la tension minimale admissible et lorsque le courant nécessaire pour la charge est supérieur au courant délivré par le panneau.

La charge est reconnectée au système lorsque la tension devient supérieure à la valeur minimale admissible en utilisant un switch à cycle d'hystérésis

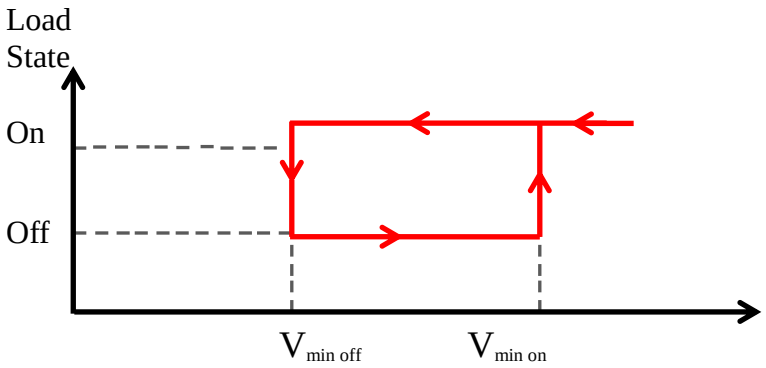


Figure III.28 : Protection contre les décharges [32]

Les différents cas peuvent être résumés dans le tableau ci-dessous

	Cas	Commande
1	$V > V_{max}$ et $I_{charge} < I_{pv}$	Déconnexion du générateur PV du système
2	Si la commande 1 est effectuée et $V < V_{max}$	Reconnexion du générateur PV au système
3	Si $V < V_{min}$ et $I_{charge} > I_{pv}$	Déconnexion de la charge du système
4	Si la commande 3 est effectuée et $V > V_{min}$	Reconnexion de la charge au système

Tableau III.1 : Récapitulatif du fonctionnement du contrôleur

Le même raisonnement se fait par rapport au système de stockage par les supercondensateurs et cela dans le but de les protéger des charges et des décharges excessives.

III.3.2.2. Stabilisation du bus continu

Le système de stockage est composé d'un banc de batteries et supercondensateurs reliés à des convertisseurs réversibles en courant ainsi que du système de control. Le système doit pouvoir permettre aux (batterie + supercondensateur) soit de se charger lorsqu'il y a un excès d'énergie, ou bien de se décharger lorsque l'énergie produite est insuffisante pour alimenter la charge.

Les transferts d'énergie entre le bus continu est les dispositifs de stockage (batteries et supercondensateurs) sont contrôlés par action sur les références des tensions de stockage dans le système de commande du hacheur buck-boost.

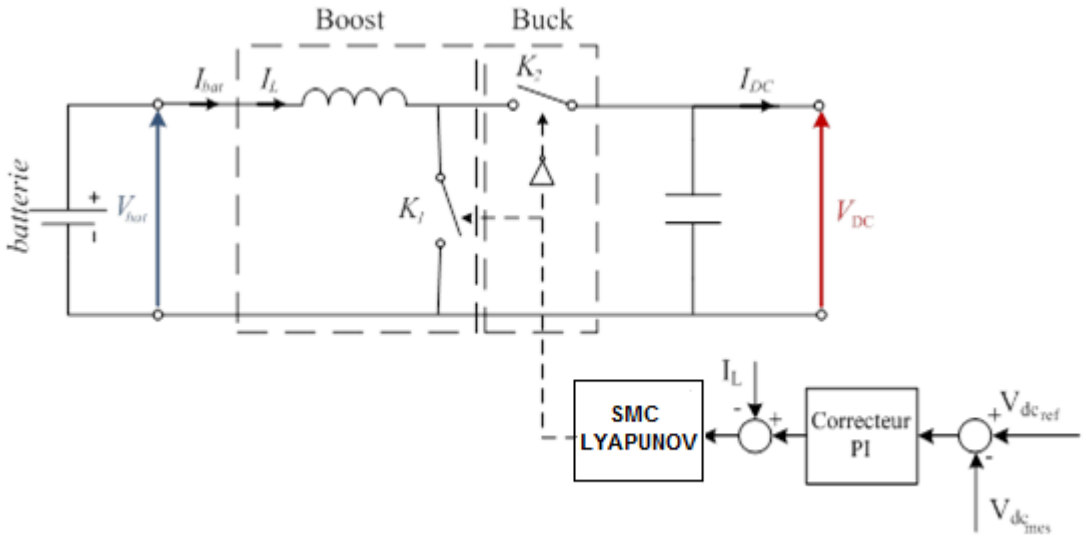


Figure III.29 : Principe de la régulation du bus continu

On peut assurer la régulation du bus continu et de la batterie, en utilisant un régulateur PI. Le signal à la sortie de ce correcteur est un courant de référence qu'on va comparer avec le courant de la batterie, et grâce à un régulateur par mode glissant et un autre par la methode directe de LYAPUNOV, on va contrôler le rapport cyclique du hacheur réversible en courant.

Pour la synthèse du régulateur PI, nous utiliseront la boucle de régulation suivante :

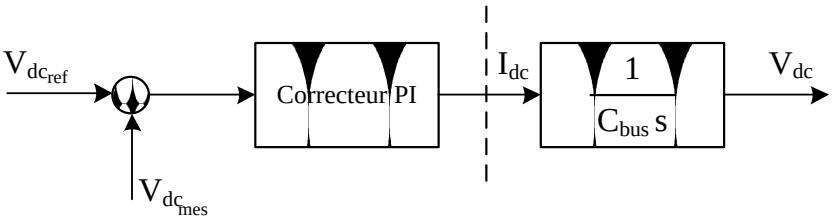


Figure III.30 : Boucle de régulation de la tension du bus continu

Le régulateur étant de la forme suivante :

$$C(s) = K_p \frac{1 + sT_i}{sT_i} \qquad (III.6)$$

Puisque la synthèse du régulateur par mode glissant et par la méthode directe de LYAPUNOV est la même pour la batterie et le supercondensateur, on ne présente ci-après que les commandes de la batterie.

a. Commande par mode glissant du hacheur buck–boost réversible en courant

On utilise le modèle mathématique du hacheur buck-boost réversible en courant qui a été développé dans le chapitre modélisation :

$$v_{bat} = L_{bat} \frac{di_{bat}}{dt} + R_{bat}\, i_{bat} \qquad (III.7)$$

$$v_{bat} = L_{bat}\frac{di_{bat}}{dt} + v_{dc} + R_{bat}\, i_{bat} \qquad \text{(III. 8)}$$

La moyenne de ces deux dernières équations sur une période de découpage, nous donne le modèle moyen décrit par :

$$L_{bat}\frac{di_{bat}}{dt} = v_{bat} - (1 - D_{bat})\, v_{dc} - R_{bat}\, i_{bat} \qquad \text{(III. 9)}$$

Avec la sortie à régler est $y = i_{bat}$ et Il suffit de dériver la sortie une fois pour faire apparaitre la commande (D_{bat}), ce qui fait que r=1.

On pose $S = I_{bat} - I_{batréf}$ (III. 10)

Pour assurer la stabilité du système, il faut avoir $s\dot{s} \leq 0$

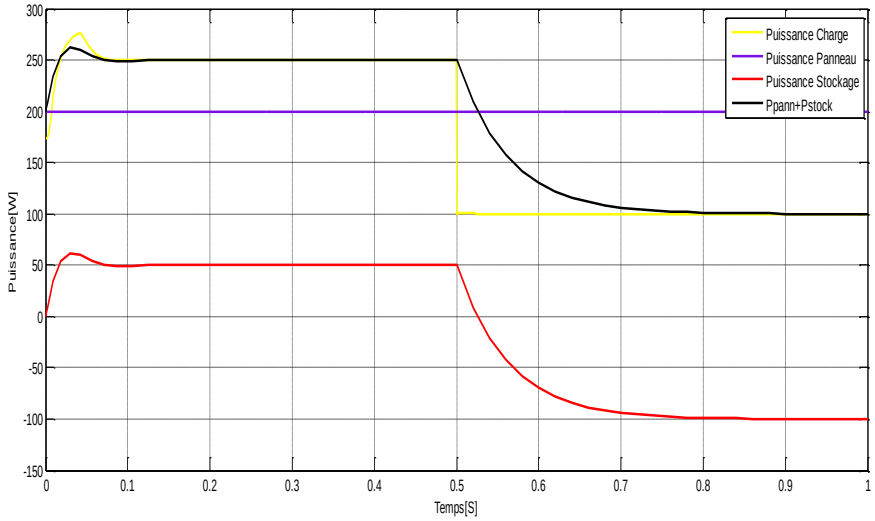
$$\dot{S} = \dot{I_{dc}} - \dot{I_{batréf}} = \frac{1}{L_{bat}}(v_{bat} - (1 - D_{bat})\, v_{dc} - R_{bat}\, i_{bat}) - \dot{I_{batréf}} = -ksign(s) \qquad \text{(III. 11)}$$

On tire la commande :

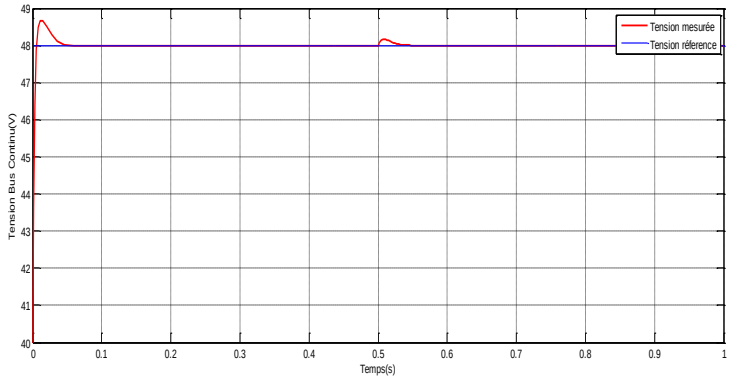
$$u = \frac{\dot{I_{batréf}} L_{bat}}{v_{dc}} + \frac{R_{bat}\, i_{bat}}{v_{dc}} - \frac{v_{bat}}{v_{dc}} - \frac{L_{bat}}{v_{dc}} Ksign(s) + 1 \qquad \text{(III. 12)}$$

b. Résultats de simulation

- On présente les résultats de simulation d'une installation PV autonome constituée d'un générateur PV et d'un étage d'adaptation (Hacheur DC/DC+MPPT, stockage Hybride, un régulateur de charge/décharge, et le bus continu) dans des conditions de 25°C et 1000 W/m² pour une charge variable.



(a)



(b)

Figure III.31 : gestion de charge décharge dans le système photovoltaïque (a) et stabilisation du bus continu (b) avec une charge variable (SMC).

Entre [0s, 0.5s] la production PV à la sortie du générateur est de l'ordre de 200 W, pour une charge consommant 250W. L'intervention du système de stockage (mode: décharge) est immédiate afin d'assurer la puissance demandée par la charge et donc le système de supervision a assuré son rôle de contrôle d'écoulement de puissance entre les différents constituants de la chaîne avec rapidité.

Dans l'intervalle de temps [0.5s, 1s], la demande de la charge baisse à 100W, imposant ainsi un régime de charge au système de stockage car le générateur à lui seul assure son alimentation. Le surplus quant à lui est évacué dans les accumulateurs.

On voit bien que la tension du bus suit la tension de référence imposée. Une légère fluctuation survient lors du changement de mode de la décharge du système de stockage vers la charge mais elle est rapidement régulée. La régulation du bus continu est donc assurée par le système et les résultats obtenus sont validés.

c. Commande par la méthode directe de LYAPUNOV du hacheur buck–boost réversible en courant

L'équation différentielle qui régit le transfert de l'énergie entre la batterie et le bus continu (hacheur réversible en courant) développé précédemment est la suivante :

$$L_{bat}\,\frac{di_{bat}}{dt} = v_{bat} - (1 - D_{bat})\,v_{dc} - R_{bat}\,i_{bat} \qquad \text{(III. 9)}$$

On choisit comme fonction de LYAPUNOV la fonction de l'erreur suivante :

$v(x) = \frac{1}{2}\,e^2$ *est une fonction FDP sur R* et on cherche u pour que $\dot{v}$ soit *FDN*

Où
$$e = I_{bat} - I_{batréf} \qquad \text{(III. 13)}$$

$$\dot{e} = \dot{I_{bat}} - \dot{I_{batréf}} = \frac{1}{L_{bat}}(v_{bat} - (1 - D_{bat})\,v_{dc} - R_{bat}\,i_{bat}) - \dot{I_{batréf}}$$

$$\dot{v}(x) = e\,\dot{e} = e\,(\dot{I_{bat}} - \dot{I_{batréf}})$$

$$= e(\frac{1}{L_{bat}}(v_{bat} - (1 - D_{bat})\, v_{dc} - R_{bat}\, i_{bat}) - \dot{I_{batréf}}) = -Ke^2;\ K > 0 \quad \text{(III. 14)}$$

On tire la commande u pour que v(x) soit FDN :

$$u = \frac{\dot{I_{batréf}} L_{bat}}{v_{dc}} + \frac{R_{bat}\, i_{bat}}{v_{dc}} - \frac{v_{bat}}{v_{dc}} - \frac{L_{bat}}{v_{dc}} Ke + 1 \quad \text{(III. 15)}$$

d. Résultats de simulation

- On présente les résultats de simulation d'une installation PV autonome constituée d'un générateur PV et d'un étage d'adaptation (Hacheur DC/DC+MPPT, stockage Hybride, un régulateur de charge/décharge, et le bus continu) dans des conditions de 25°C et 1000 W/m² pour une charge variable.

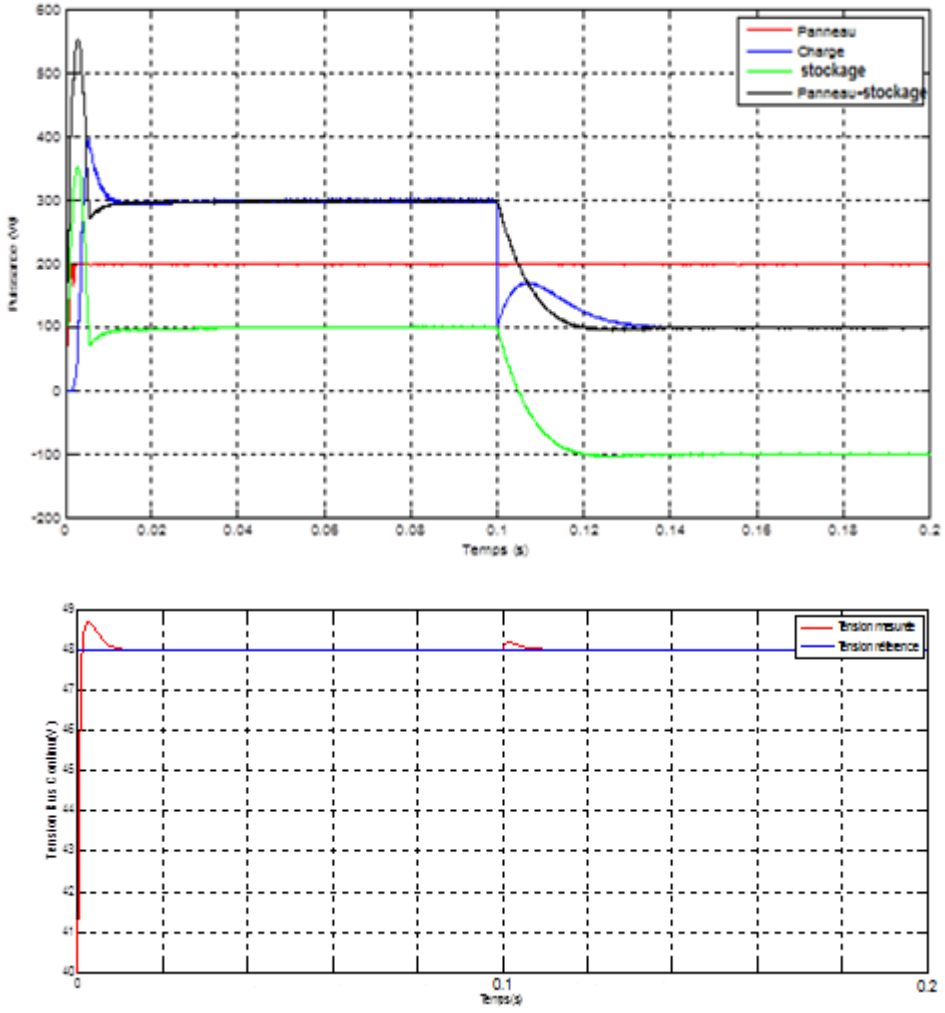


Figure III.32 : Gestion de charge décharge dans le système photovoltaïque et stabilisation du bus continu avec une charge variable (LYAPUNOV)

Entre [0,0.1] s la production PV à la sortie du générateur est de l'ordre de 200 W, pour une charge consommant 300W. L'intervention du système de stockage (mode: décharge) est immédiate afin d'assurer la puissance demandée par la charge et donc le système de supervision a assuré son rôle de contrôle d'écoulement de puissance entre les différents constituants de la chaîne avec rapidité.

Dans l'intervalle de temps [0.1, 0.2] s, la demande de la charge baisse à 100W, imposant ainsi un régime de charge à la batterie car le générateur à lui seul assure son alimentation. Le surplus quant à lui est évacué dans les accumulateurs.

On voit bien que la tension du bus suit la tension de référence imposée. Une légère fluctuation survient lors du changement de mode de la décharge vers la charge mais elle est rapidement régulée. La régulation du bus continu est donc assurée par le système et les résultats obtenus sont validés.

III.3.3. Commande de l'onduleur

Les onduleurs délivrent en général une tension alternative formée de créneaux rectangulaires. C'est ce problème qui explique l'évolution importante que viennent de connaitre les onduleurs. L'une d'elles consiste à utiliser la commande MLI. Si on souhaite, ce qui est souvent le cas, obtenir une tension à peu près sinusoïdale il faut filtrer les créneaux [26].

Dans ce projet, on utilisera la modulation de largeur d'impulsions triangulo-sinusoïdale pour la commande de l'onduleur à deux niveaux.

III.3.3.1. Principe de fonctionnement

La modulation de largeur d'impulsions est une méthode qui permet à la fois la variation de l'amplitude du fondamental de la tension et le contrôle de son contenu harmonique. Cette méthode consiste à comparer l'amplitude de la modulante (tension de référence de l'onduleur) et des commutations supplémentaires à fréquence élevée introduites sous forme d'un signal en dent de scie appelé porteuse [26][48].

La MLI présente deux avantages importants :

- Repousser vers les fréquences les plus élevées les harmoniques de la tension de sortie, ce qui facilite le filtrage
- Faire varier la valeur du fondamental de la tension de sortie.

III.3.3.2. Résultats de simulation

L'onduleur utilisé est un onduleur à deux niveaux commandé par une MLI triangulo-sinusoïdale à une porteuse avec un coefficient de réglage r=0.8 et un indice de modulation m=21 (Cette valeur de m permet d'annuler les harmoniques pairs et les harmoniques de rangs multiples de 3, elle permet aussi d'éloigner suffisamment les harmoniques vers les HF pour simplifier le filtrage).

Le montage bus continu-onduleur est dédié à l'alimentation un charge RL ($R=1\Omega$, $L=10mH$)

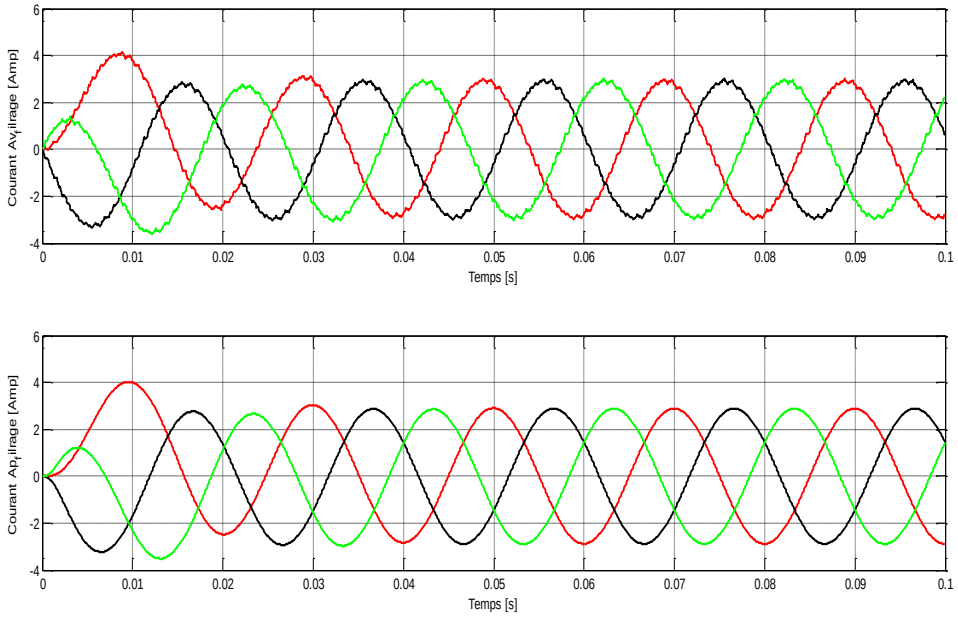


Figure III.33 : Allures de courbes de courants à la sortie de l'onduleur avant et après filtrage

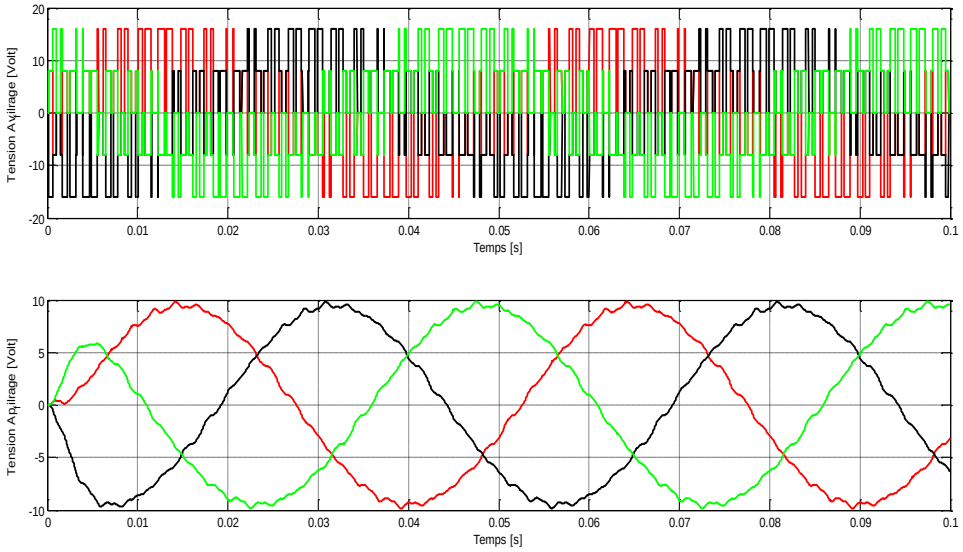
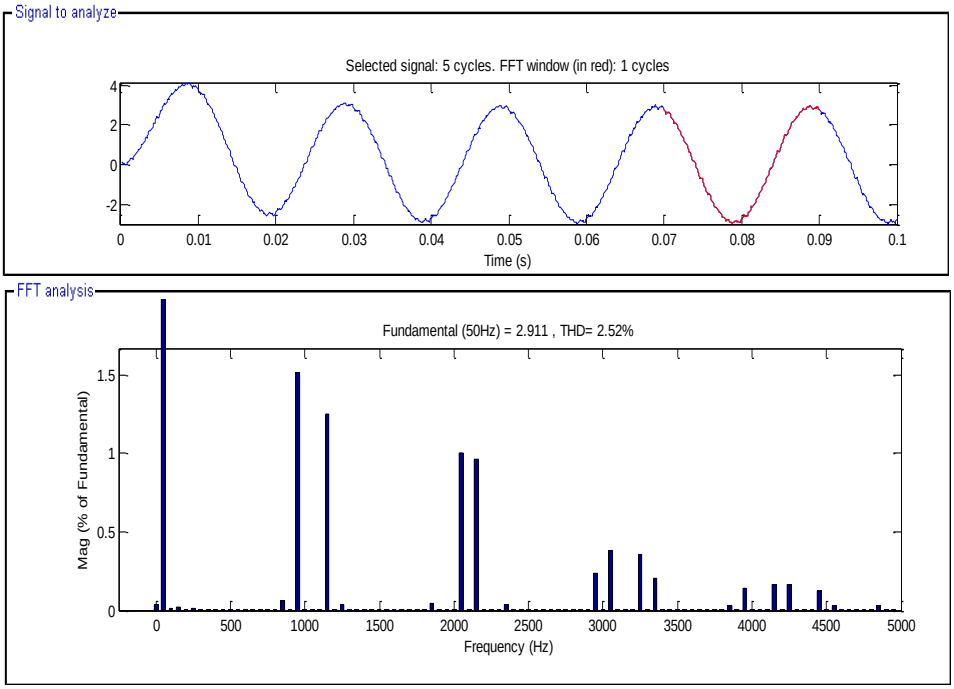
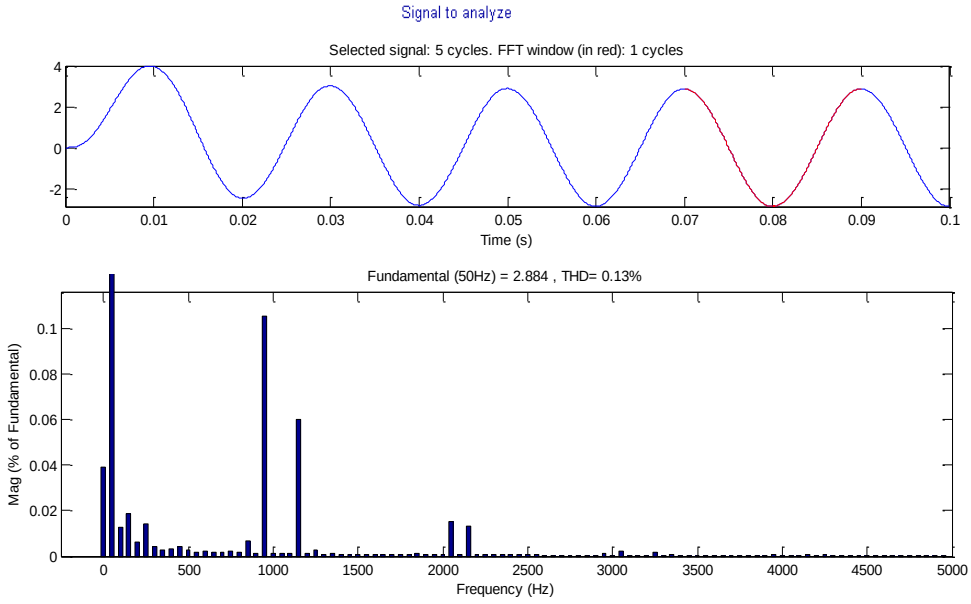


Figure III.34 : Allures de courbes des tensions simples à la sortie de l'onduleur avant et après filtrage

III.3.3.3. Analyse spectrale des courants et des tensions de sortie de l'onduleur

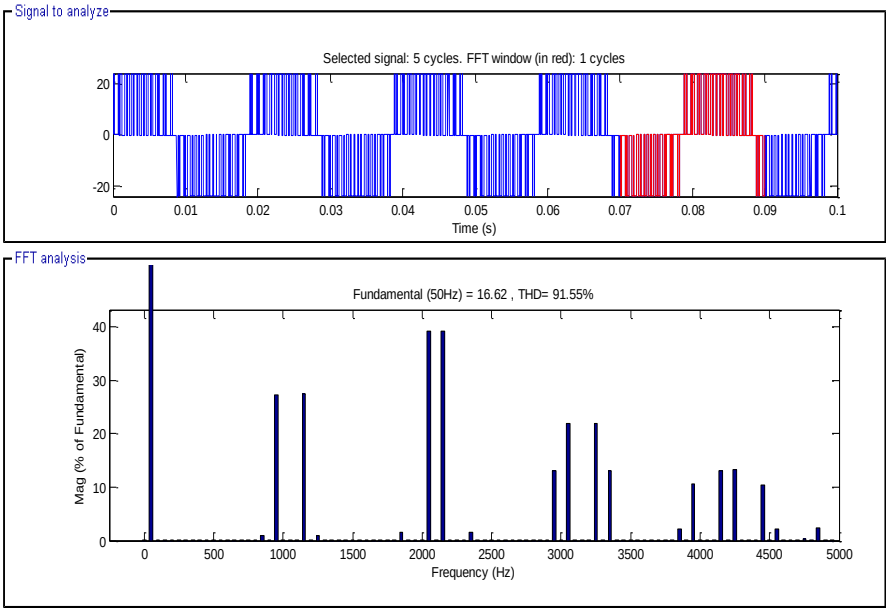


(a)

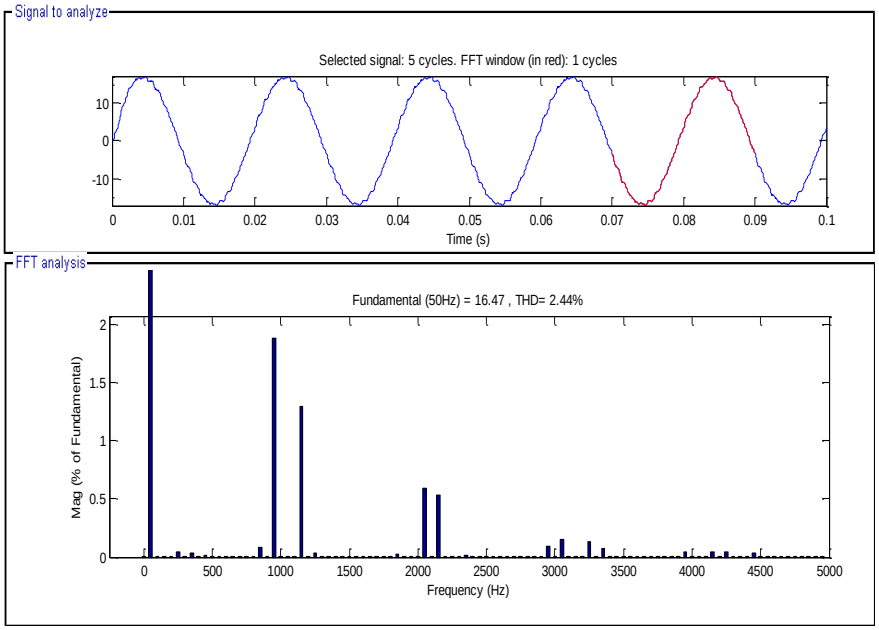


(b)

Figure III.35 : analyse spectrale des courants à la sortie de l'onduleur (a) avant et (b) après filtrage



(a)



(b)

Figure III.36 : analyse spectrale de la tension simple à la sortie de l'onduleur avant (a) et après (b) filtrage

On représente l'allure des courants et des tensions à la sortie de l'onduleur avant, et après filtrage. On aperçoit tout d'abord des courants pas très déformés, ceci est dû à la charge inductive qui joue le rôle de filtre pour le courant. Après utilisation du filtre LC l'allure de ces courants est moins déformée et on retrouve des courbes proches d'une sinusoïde parfaite.

L'analyse spectrale avant et après filtrage des courants démontre l'intérêt de l'utilisation du filtre. La Figure.III.35.a présente l'analyse spectrale faite avant filtrage. On voit bien un taux d'harmoniques de courants de l'ordre de (2.52%) notamment pour les harmoniques de rang supérieur. Puis après filtrage ce taux est nettement plus bas (0.13%).

La Figure III.36 présente l'analyse spectrale de la tension obtenue à la sortie de l'onduleur (avant qu'elle soit filtrée). On voit clairement une grande présence des harmoniques de tensions et des piques non négligeables à certaines fréquences. Le taux de distorsion en tension est très important, il est de l'ordore de 91.55%, ce qui explique l'importante diminution d'amplitude de la tension après filtrage, qui représente l'amplitude du fondamental, obtenue dans les résultats précédents. L'analyse spectrale faite après filtrage présente une nette amélioration par rapport à la présences des tensions harmoniques, confirmée par un THD de 2.44.

III.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis en œuvre un système photovoltaïque autonome avec un stockage hybride batterie plomb-acide et supercondensateur.

- le panneau a été asservi de telle façon à fonctionner dans des conditions optimales et cela grâce à un algorithme de recherche du point de puissance maximale (PPM) et une commande du convertisseur Buck-Boost basée sur les modes glissants et la théorie de LYAPUNOV.
- les convertisseurs réversibles en courant et grâce à leur commande robuste par mode glissant et par approche de LYAPUNOV permettent d'assurer la charge et la décharge des batteries et des supercondensateurs et de faire face au grands appels de courant , garantissant ainsi une alimentation continue des charges et un bon fonctionnement du système.
- L'alimentation des charges triphasées est assurée par l'onduleur à deux niveaux commandés par MLI triangulo-sinosoidale à une porteuse. Les résultats de simulations montrent bien que grâce à une commande robuste, le convertisseur (onduleur et filtre) fait face aux grands appels de courant de la charge et garantit une tension très proche de la sinusoïde à sa sortie.

Chapitre IV

Système Photovoltaïque en Mode Connecté au Réseau

IV.1. Introduction

Les systèmes électriques connaissent une importante révolution depuis l'introduction de la production décentralisée et les sources d'énergie renouvelables au réseau électrique. L'intégration de différentes technologies conduit à une diversité croissante du réseau et engendre ainsi des normes plus restrictives [33].

Plusieurs critères doivent être remplis pour satisfaire les exigences du réseau comme la stabilité du système et la qualité de l'énergie [34].

Les sources d'énergie renouvelables utilisent des convertisseurs d'électronique de puissance pour adapter les paramètres de la puissance générée à ceux exigés par le réseau, et ces besoins peuvent être satisfaits avec une commande adéquate du convertisseur raccordé au réseau [33].

L'une des stratégies de commande les plus utilisées pour la production décentralisée de l'énergie est basée sur la commande par orientation de la tension en utilisant un régulateur pour le bus continu ainsi qu'un régulateur pour l'injection des courants dans le réseau [34].

IV.2. Configuration du système

La structure de l'étage d'adaptation pour la connexion du générateur PV au réseau est représentée par la figure IV.1.

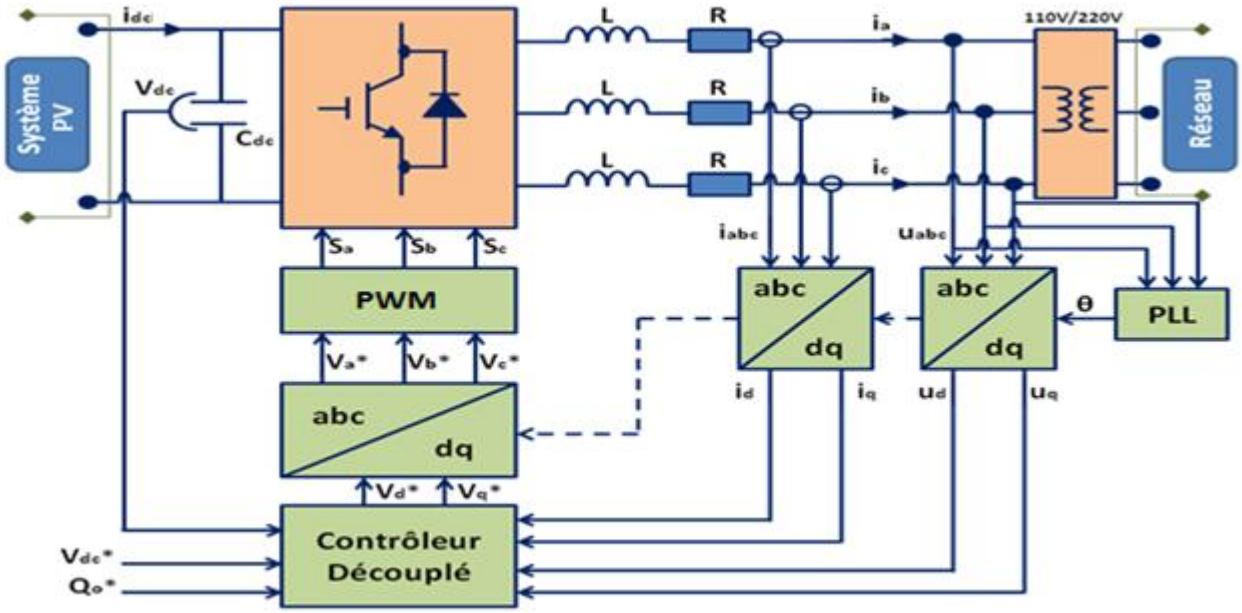


Figure IV.1 : Diagramme général d'un système PV connecté au réseau [49]

Toute la puissance produite par le panneau est transférée au réseau électrique. Le hacheur est relié directement au générateur PV, il permet d'élever la tension pour arriver à la valeur imposée au bus continu.

Ce dernier est relié à un onduleur commandé en courant afin d'injecter celui-ci avec un facteur de puissance unitaire dans le réseau. Un filtre est utilisé à la sortie de l'onduleur afin de réduire les distorsions de courant et de tension [34].

L'objectif de cette commande est de pouvoir contrôler les puissances active et réactive fournies au réseau par une régulation du courant [48]. La commande nécessite également la régulation de la tension du bus continu et une synchronisation des tensions de sortie de l'onduleur avec celles du réseau.

IV.3. Stratégie de commande

La stratégie de commande utilisée pour le branchement au réseau est le Contrôle à tension orientée avec MLI triangulo- sinusoïdale, c'est une technique connue pour ces performances dynamiques et statiques. Elle utilise des boucles internes de régulation de courants, et de tensions et elle a été continuellement améliorée. L'objectif du système de contrôle (Figure IV.1) est de réguler la tension du bus continu U_{dc} pour suivre une référence U_{dcref}, et de réguler aussi la puissance réactive (pour un facteur de puissance unitaire), tout en maintenant la forme sinusoïdale des courants alternatifs de sortie. Cette méthode est inspirée de celle d'orientation du flux FOC de la commande des machines électriques [35][37].

Cette technique se base sur la transformation du système triphasé en deux plans diphasés le premier fixe α-β et l'autre mobile d-q le passage entre ces deux derniers est exprimé comme suit :

$$\begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\gamma_{UL} & \sin\gamma_{UL} \\ -\sin\gamma_{UL} & \cos\gamma_{UL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} \quad \text{Et} \quad \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\gamma_{UL} & -\sin\gamma_{UL} \\ \sin\gamma_{UL} & \cos\gamma_{UL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} \qquad (IV.1)$$

La figure IV.2 décrit la représentation des tensions et des courants alternatifs dans les plans diphasés, ainsi pour avoir un découplage entre les puissances active et réactive cette technique aligne la tension du réseau avec l'axe d du plan d-q. Et par la suite, si nous voulons avoir un facteur de puissance unitaire nous imposons à Iqref la valeur de zéro, sachant que les expressions des puissances active et réactive dans le plan d-q sont données par :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(U_d\ i_d + U_q\ i_q) \\ Q = \frac{3}{2}(U_q\ i_d - U_d\ i_q) \end{cases} \quad (Uq = 0) \Rightarrow \begin{cases} P = \frac{3}{2} U_d\ i_d \\ Q = -\frac{3}{2} U_d\ i_q \end{cases} \qquad (IV.2)$$

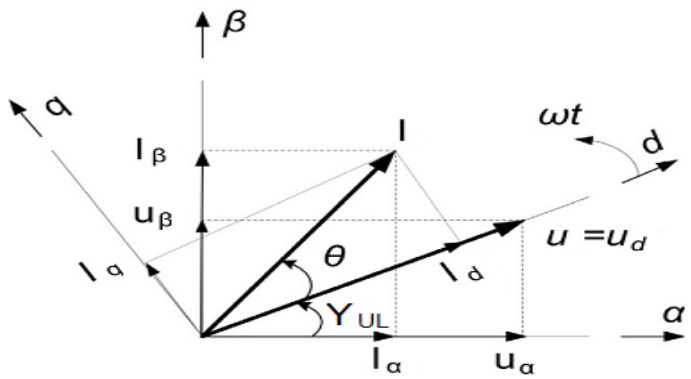


Figure IV.2 : Diagramme vectoriel dans les plans α-β et d-q pour la méthode VOC

On présentera dans ce chapitre la commande à tension orientée avec MLI triangulo- sinusoïdale en utilisant deux différents contrôleurs pour les trois boucles de régulation (PLL, boucle interne de courants et boucle externe de tension) à savoir :

- La commande par mode glissant : Cette technique de commande non linéaire a donné de bons résultats et la stabilisation du système a été garantie.
- La méthode directe de LYAPUNOV : Cette technique de commande non linéaire nous a donné d'aussi bons résultats que celle avec les modes glissants.

IV.3.1. Synchronisation avec le réseau

Pour pouvoir connecter un système au réseau, la tension de sortie de l'onduleur doit avoir la même fréquence que celle du réseau pour chacune des trois phases. Ceci peut se faire en déterminant l'angle de phase de la tension à partir d'une mesure directe du réseau [46].

Cependant, La phase, l'amplitude, et la fréquence du réseau sont des informations critiques pour la connexion au réseau de l'onduleur, et les générations des signaux de références nécessaires. Le contrôle de cette connexion au réseau sert à travailler avec un facteur de puissance unitaire, dans le but d'atteindre les standards requis. Cela nécessite l'utilisation des algorithmes de synchronisation, parmi ces méthodes on distingue [11][36][37]:

- Filtre de détection du passage par zéro (ZCD :Filtred Zero Cross Detection)
- Boucle de verrouillage de phase (PLL :Phase Locked Loop)

La première méthode détecte le passage par zéro de la tension, et elle est utilisée principalement pour les systèmes monophasés.

La PLL contient un régulateur avec une boucle de retour, pour synchroniser le courant de sortie de l'onduleur avec la tension du réseau. Le verrouillage de phase est réalisé dans le plan d-q en régulant la

tension de réseau Vq pour être nulle. Dans cette section, nous utilisons la PLL pour déterminer l'angle et la fréquence du réseau et sa structure est décrite dans la figure IV.3.

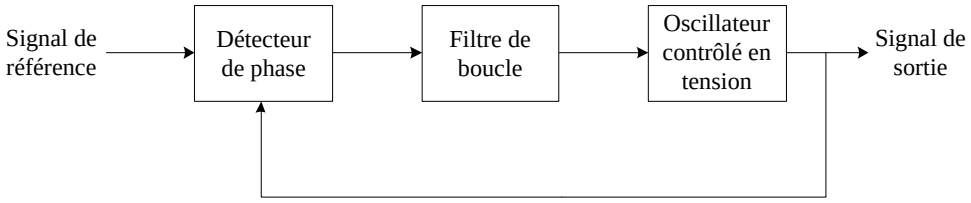


Figure IV.3 : Structure générale d'une PLL

- Le détecteur de phase est mis en œuvre en transformant les tensions dans le système dq. La différence de phase entre le signal de référence et le signal de sortie peut être extraite en appliquant une fonction arc-tangente. Ceci donne la différence de phase exacte. Mais cette différence de phase peut être trouvée indirectement en supposant qu'elle est nulle lorsque V_q=0.
- Le filtre de boucle est un régulateur qui annule l'erreur de phase. Dans notre cas : le régulateur par mode glissant (SMC) et le régulateur par la méthode directe de LYAPUNOV.
- L'oscillateur contrôlé en tension se trouve après le filtre de boucle (dont la sortie est une fréquence), c'est généralement un simple intégrateur qui nous donne la phase à la sortie.

IV.3.2. Boucle de régulation du courant

Le but de cette commande est d'imposer les valeurs des puissances active et réactive injectées au réseau.

Soit la figure de la connexion au réseau :

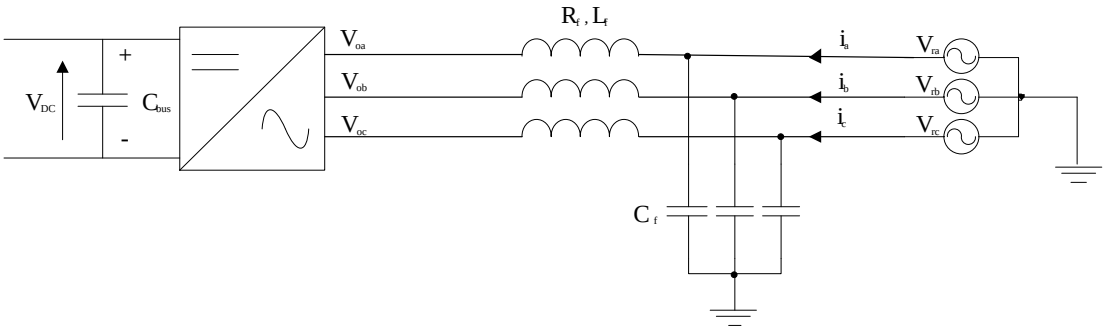


Figure IV.4 : Représentation de la connexion Onduleur- Réseau [48]

En négligeant les courants qui passent dans les capacités du filtre

$$V_{r,k} = R_f i_k + L_f \frac{di_k}{dt} + V_{o,k}, \qquad k = a, b, c \tag{IV.3}$$

Avec

$V_{o,k}$: Tension à la sortie de l'onduleur

$V_{r,k}$: Tension du réseau

i_k : Courant de la ligne

R_f , L_f : Valeur de l'impédance de la partie inductive du filtre

On peut représenter cette équation sous forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} V_{r1} \\ V_{r2} \\ V_{r3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_f + L_f s & 0 & 0 \\ 0 & R_f + L_f s & 0 \\ 0 & 0 & R_f + L_f s \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} V_{o1} \\ V_{o2} \\ V_{o3} \end{pmatrix} \quad (IV.4)$$

On utilise la transformation de Park pour passer au repère synchrone dq :

$$P(\theta) \begin{pmatrix} V_{r1} \\ V_{r2} \\ V_{r3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{pmatrix} P(\theta) \begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} L_f & 0 & 0 \\ 0 & L_f & 0 \\ 0 & 0 & L_f \end{pmatrix} \frac{d}{dt} + P(\theta) \begin{pmatrix} V_{o1} \\ V_{o2} \\ V_{o3} \end{pmatrix} \quad (IV.5)$$

Où P(Θ) représente la matrice de Park.

L'utilisation des propriétés matricielles classiques permet d'obtenir le système d'équations suivant :

$$\begin{pmatrix} V_{dr} \\ V_{qr} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} V_{do} \\ V_{qo} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} R_f & -L_f\omega \\ L_f\omega & R_f \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} L_f & 0 \\ 0 & L_f \end{pmatrix} \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} \quad (IV.6)$$

$$\begin{pmatrix} V_{dr} \\ V_{qr} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} V_{do} \\ V_{qo} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} R_f + L_f s & -L_f\omega \\ L_f\omega & R_f + L_f s \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} \quad (IV.7)$$

On a donc le système suivant :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_f i_d + L_f \dfrac{di_d}{dt} - L_f\omega i_q + V_{do} \\ V_{qr} = R_f i_q + L_f \dfrac{di_q}{dt} + L_f\omega i_d + V_{qo} \end{cases} \quad (IV.8)$$

On voit très bien qu'il y a un couplage dans ce système ce qui nécessite un découplage par compensation avant la synthèse du régulateur et pour ce faire on fait le changement de variable suivant :

$$\begin{cases} V_{do} = U_1 + L_f\omega i_q \\ V_{qo} = U_2 - L_f\omega i_d \end{cases} \quad (IV.9)$$

Le contrôle des courants suivant les axes d et q permet de contrôler les puissances active et réactive :

$$\begin{cases} P_{ref} = \dfrac{3}{2}\left(V_{rd} i_{dref} + V_{rq} i_{qref}\right) \\ Q_{ref} = \dfrac{3}{2}\left(V_{rq} i_{dref} - V_{rd} i_{qref}\right) \end{cases} \quad (IV.10)$$

Puisqu'on utilise une PLL, la composante en quadrature de la tension du réseau sera nulle ($V_{rq} = 0$), le système devient :

$$\begin{cases} P_{ref} = \frac{3}{2}(V_{rd} i_{dref}) \\ Q_{ref} = -\frac{3}{2}(V_{rd} i_{qref}) \end{cases} \quad (IV.11)$$

Où Q_{ref} représente la puissance réactive de référence qui permet d'avoir $i_{qref.}$ Elle est égale à la puissance réactive requise par la charge. Tandis que i_{dref} est donnée par la boucle de régulation de la tension du bus continu.

On peut déduire du système (IV.11) que le courant i_{dr} est une image directe de la puissance active alors que le courant i_{qr} est une image de la puissance réactive [48].

Pour ce qui est de la boucle de régulation des courants, il y a deux régulateurs : un pour le courant suivant l'axe d et l'autre pour le courant suivant l'axe q. Ces deux régulateurs fonctionnent pour le même modèle et sont identiques, il n'est donc nécessaire d'estimer les paramètres que d'un seul régulateur. Ces deux régulateurs sont synthétisés par la méthode des Modes Glissants et la méthode directe de LYAPUNOV.

IV.3.3. Boucle de régulation de la tension du bus continu

Cette boucle de régulation externe sert à maintenir la tension du bus continu à une valeur de référenceV_{DCref}. Les parties du système photovoltaïque reliées au bus continu sont assimilées à une source de courant continu I_{pv}, comme l'illustre la figure IV.5.

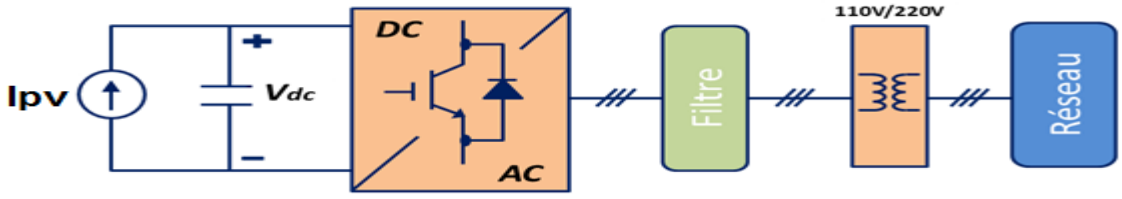


Figure IV.5 : Schéma avec prise en compte du courant I_pv produit par le système PV

Le bus continu est modélisé comme un pur condensateur. Pour dimensionner le régulateur, l'amplitude de la tension du réseau est considérée constante, et nous supposons que l'onduleur, le filtre et le transformateur sont parfaits. L'énergie stockée dans le condensateur est exprimée comme suit :

$$E_c = \frac{1}{2} C_{dc} v_{dc}^2 \quad (IV.12)$$

La dérivée par rapport au temps de cette dernière équation donne la puissance instantanée consommée par le bus continu. Cette dernière est égale à la différence entre la puissance produite par le

générateur photovoltaïque coté DC et la puissance délivrée au réseau figure IV.6. Ce qui nous mène à une équation non-linéaire par rapport à v_{dc}, qui est donnée par :

$$\frac{1}{2} C_{dc} \frac{d v_{dc}^2}{dt} = P_{pv} - P_{res} \quad (IV.13)$$

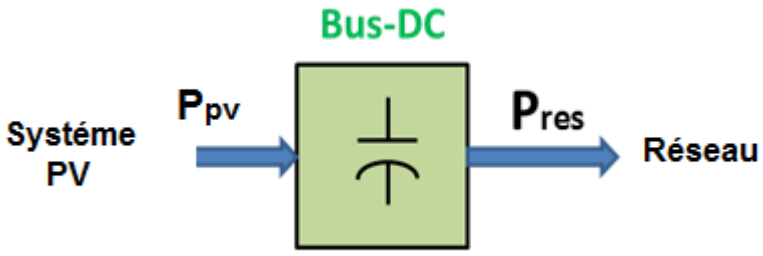


Figure IV.6 : Transfert de puissances à travers le bus continu

Pour transformer la fonction non-linéaire d'évolution de la tension du bus continu à un système linéaire équivalent, on choisit une nouvelle variable d'état $w = v_{dc}^2$ [38]. L'équation (IV. 13) devient alors:

$$\frac{1}{2} C_{dc} \frac{d w}{dt} = P_{pv} - P_{res} \quad (IV.14)$$

L'étude précédente nous permet d'écrire :

$$P_{res} = \frac{3}{2} U_m i_d \quad (IV.15)$$

$$P_{pv} = v_{dc} I_{pv} \quad (IV.16)$$

A partir des équations précédentes une boucle de régulation de la tension du bus continu est réalisée, afin de dimensionner les régulateurs par la méthode des Modes Glissants et la méthode directe de LYAPUNOV.

$$\frac{1}{2} C_{dc} \frac{d w}{dt} = v_{dc} I_{pv} - \frac{3}{2} U_m i_d \quad (IV.17)$$

Or $\sqrt{w} = v_{dc}$ alors notre système devient :

$$\frac{1}{2} C_{dc} \frac{d w}{dt} = \sqrt{w} I_{pv} - \frac{3}{2} U_m i_d \quad (IV.18)$$

Ou plus encore :

$$\frac{d w}{dt} = \frac{2 I_{pv}}{C_{dc}} \sqrt{w} - \frac{3}{C_{dc}} U_m i_d \quad (IV.19)$$

Où i_d est l'entrée du système de commande.

IV.4. Application de la commande pour la connexion au réseau

IV.4.1. Commande par mode glissant

On a vu que la commande par mode glissant idéal présente un phénomène de chattering, Pour remédier à ce problème, on a remplacé la fonction sign par une fonction $\frac{2}{\pi}\arctan\left(\frac{S}{\delta}\right)$ dans toute les simulations par mode glissant.

IV.4.1.1. Synthèse de commande pour la PLL

Pour avoir une structure PLL indépendante des paramètres du système de contrôle, une nouvelle structure de la PLL est proposée, et au lieu d'utiliser un contrôleur PI pour obtenir l'angleθ, on utilise le mode glissant (SMC). La structure du PLL est montrée dans la figure (IV.7) ; après la transformation abc_dq le contrôleur par mode glissant est utilisé pour avoir l'angle θ . Cet angle est utilisé aussi dans la transformation $\alpha\beta\_dq$ et est obtenu par intégration de la commande ω.

Donc on définit tout d'abord la surface de glissement :

$$S = \Delta\theta - \Delta\theta_{réf} \qquad (IV.20)$$

On veut que $\Delta\theta_{réf}$ soit nulle, donc la surface de glissement se réduit à $S = \Delta\theta$, on dérive la surface, et on obtient : $\dot{S} = \dot{\Delta\theta} = \omega = 2\pi f$, où f est considérée comme l'entrée de commande du système.

Pour assurer la stabilité du système, il faut avoir $s\dot{s} \leq 0$

$$\dot{s} = -k\,sign(s) = 2\pi u \qquad (IV.21)$$

Et on tire la commande $u = -\frac{k}{2\pi}\,sign(s) \quad k > 0$ $(IV.22)$

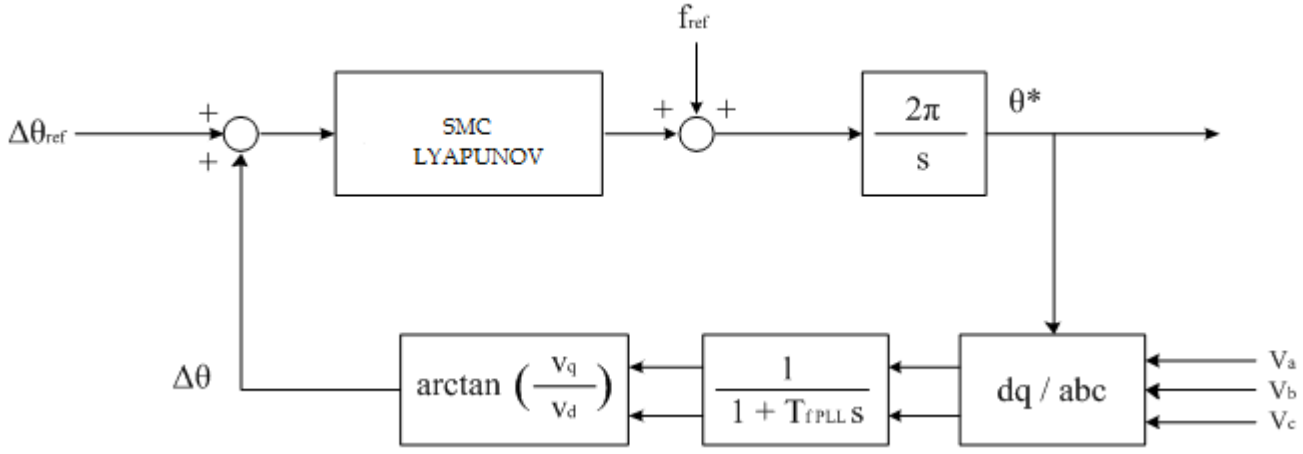
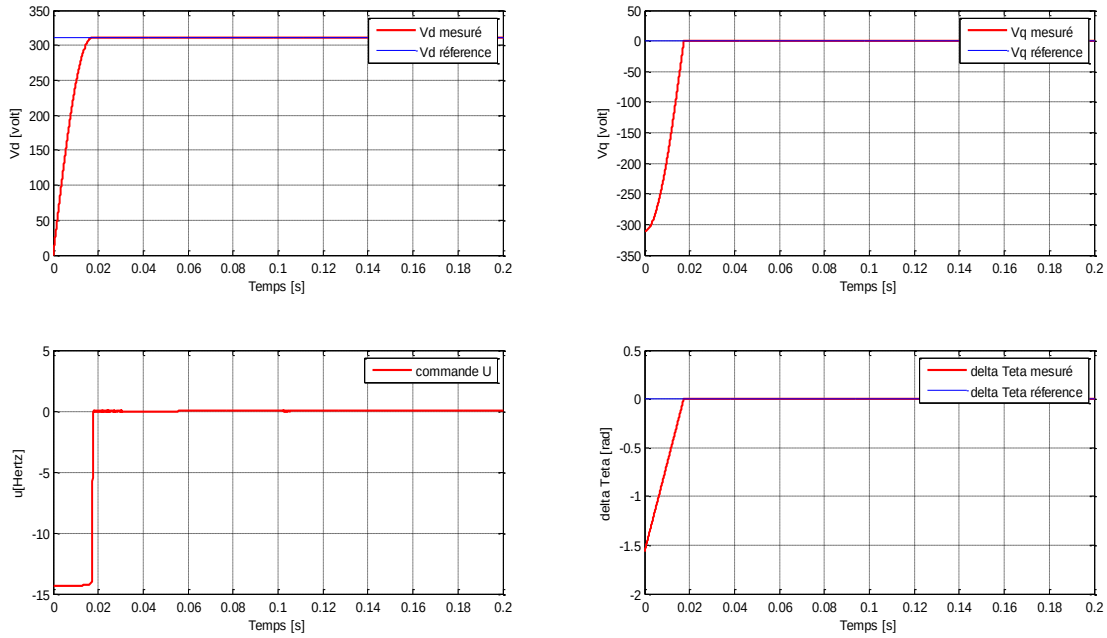


Figure IV.7 : Structure du PLL basée sur le mode glissant(SMC)

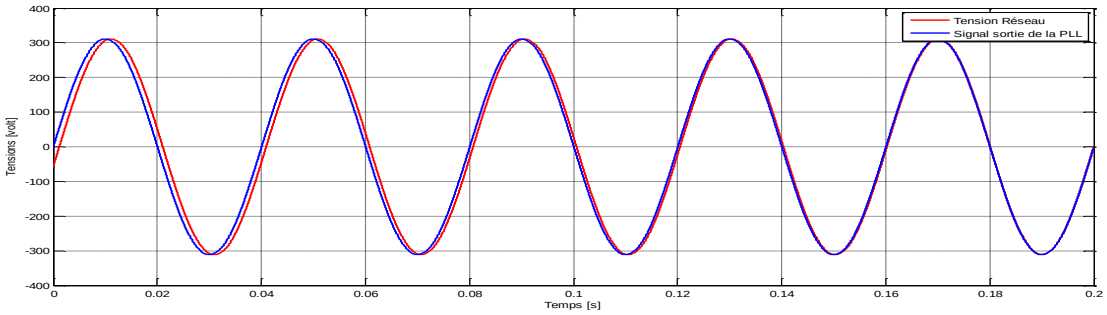
Une fréquence d'anticipation f_0 (feed forward frequency) de 50Hz est utilisée pour réduire le temps de réponse de la PLL [47].

- **Résultats et simulations**

Afin de valider et tester la loi synthétisée, on présente les tensions du réseau dans le repère mobile dq ainsi que les variations de $\Delta\theta$ ainsi que les erreurs de poursuite et les signaux de commande. Pour une fréquence constante égale à 50 Hz (Figure IV.8) et une autre variable (Figure IV.9).

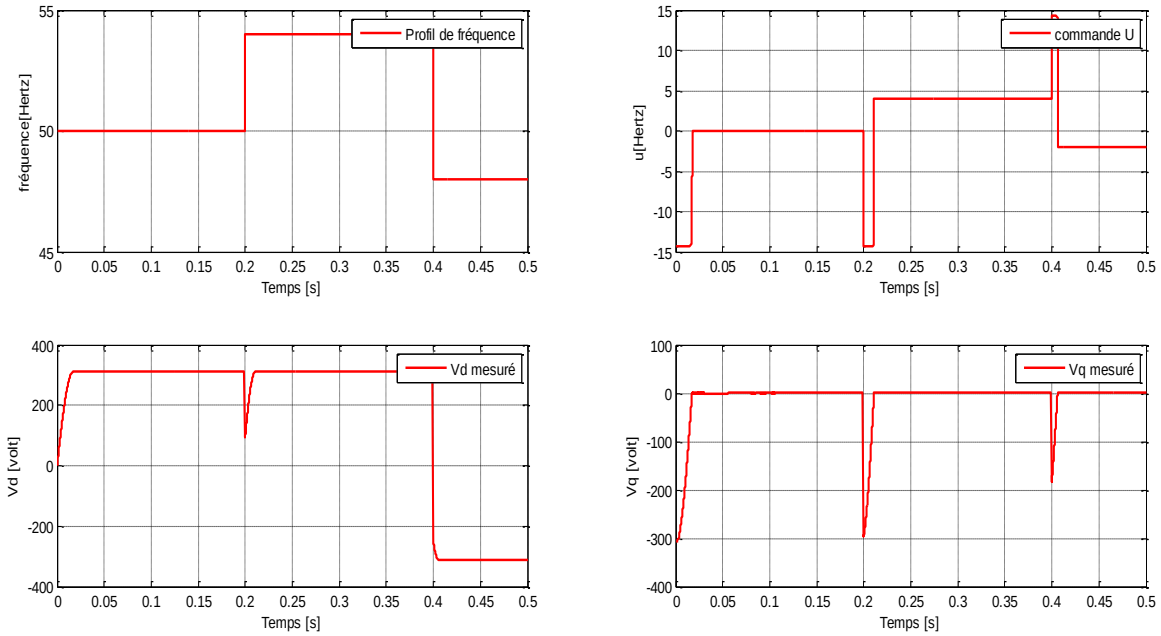


(a)

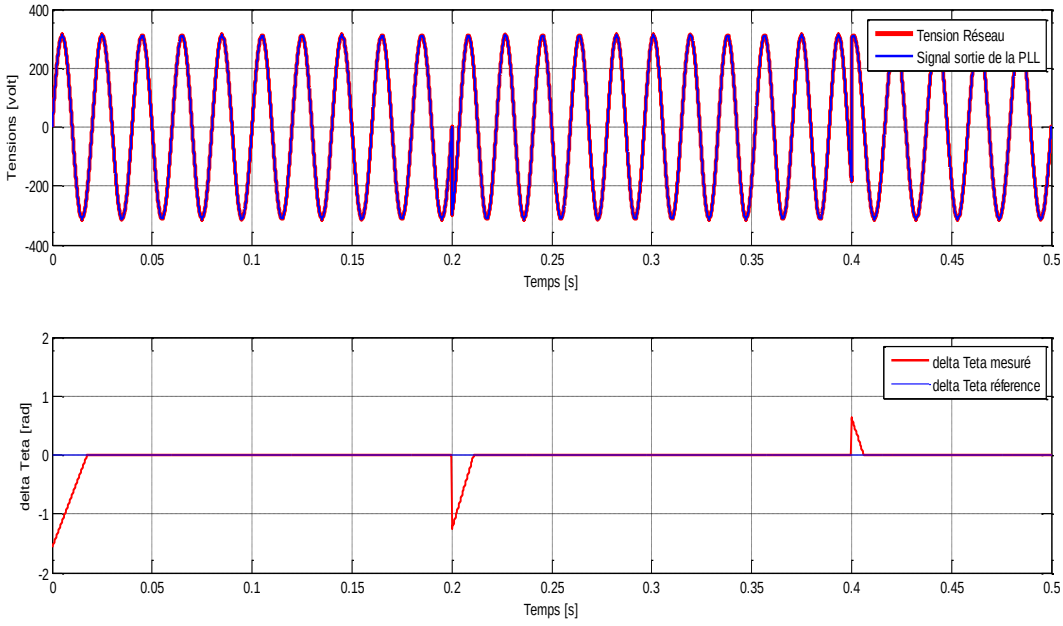


(b)

Figure IV.8 : Simulation de la PLL pour une fréquence fixe du réseau(SMC)



(a)



(b)

Figure IV.9 : Simulation de la PLL pour une fréquence variable du réseau(SMC)

La tension Vq converge rapidement vers zéro ce qui entraine une convergence rapide de $\Delta\theta$ vers zéro. Ce qui nous permet de générer un signal qui synchronise la tension du réseau.

Le régulateur nous permet d'annuler l'erreur $\Delta\theta$ même, en présence des fluctuations de la fréquence du réseau, ce qui prouve l'efficacité et la robustesse de notre régulateur. Le choix du coefficient k est crucial pour le bon fonctionnement du régulateur.

IV.4.1.2. Synthèse de commande pour la boucle interne du courant

La structure de régulation par mode glissant pour la boucle interne du courant est représentée dans la figure IV.10.

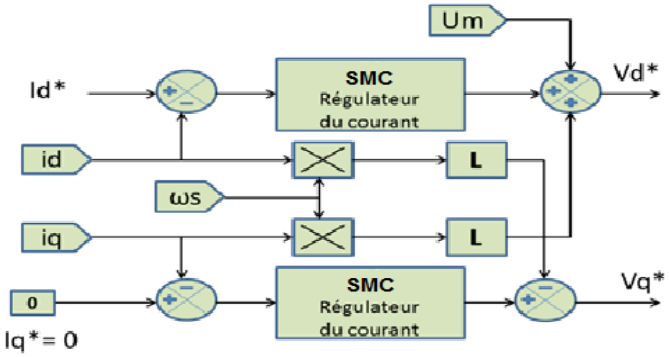


Figure IV.10 : Schéma de régulation de la boucle du courant par mode glissant

Les équations qui caractérisent la boucle interne de courant, comme déjà citées précédemment, sont :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_f i_d + L_f \dfrac{di_d}{dt} + u_1 \\ V_{qr} = R_f i_q + L_f \dfrac{di_q}{dt} + u_2 \end{cases} \quad (IV.23)$$

Donc

$$\begin{cases} \dfrac{di_d}{dt} = \dfrac{1}{L_f}(-R_f i_d + V_{dr} - u_1) \\ \dfrac{di_q}{dt} = \dfrac{1}{L_f}(-R_f i_q + V_{qr} - u_2) \end{cases} \quad (IV.24)$$

Tout d'abord, nous définissons les surfaces de glissement suivantes :

$$S_1 = I_d - I_{dréf} \quad (IV.25)$$

$$S_2 = I_q - I_{qréf} \quad (IV.26)$$

On prend la surface S_1 et parce que la commande est la même pour les deux systèmes on montre les étapes de synthèse de la commande U_1 et c'est la même pour le second système. La dérivée de la surface S_1est :

$$\dot{S_1} = \dot{I_d} - \dot{I_{dref}} = \frac{1}{L_f}(-R_f i_d + V_{dr} - u_1) - \dot{I_{dref}} \quad (IV.27)$$

Pour assurer la stabilité du système, il faut avoir $s_1 \dot{s_1} \leq 0$

$$\dot{S_1} = \dot{I_d} - \dot{I_{dref}} = \frac{1}{L_f}(-R_f i_d + V_{dr} - U_1) - \dot{I_{dref}} = -k \ \text{sign}\ (S_1) \quad (IV.28)$$

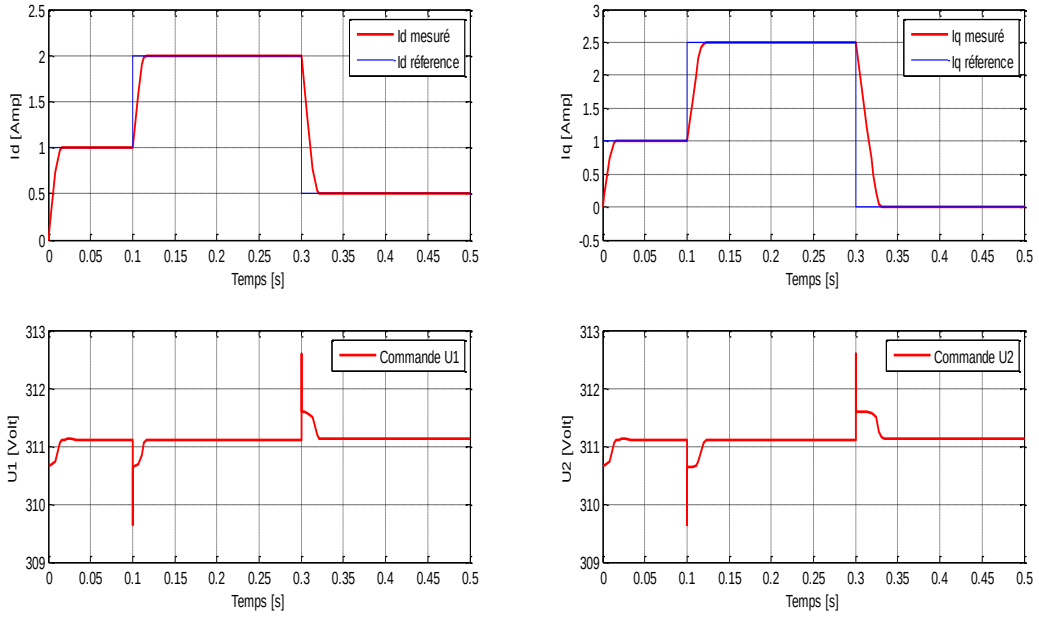
On tire la commande : $u_1 = k L_f \ \text{sign}\ (S_1) - R_f i_d + V_{dr} - L_f \dot{I_{dref}}$ (IV.29)

De même pour le deuxième sous-système :

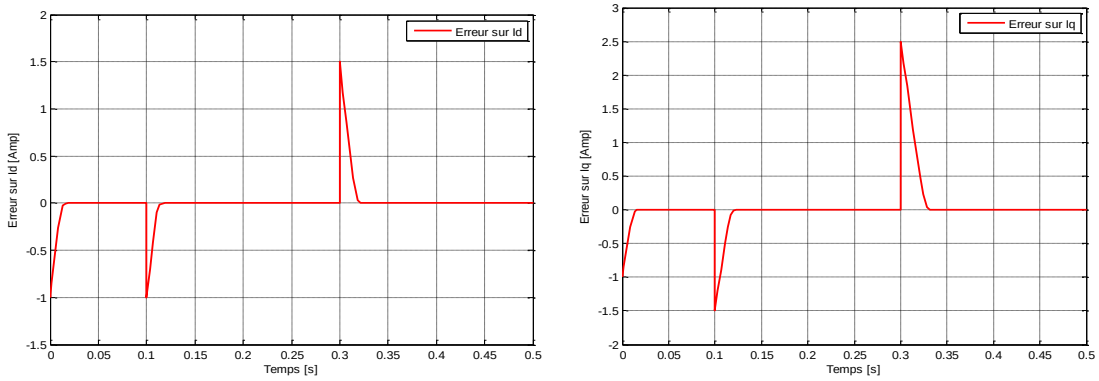
$$u_2 = kL_f \operatorname{sign}(S_2) - R_f i_q + V_{qr} - L_f \dot{I}_{qref} \qquad (IV.30)$$

- **Résultats de simulations**

Afin de valider et tester la loi synthétisée, on présente les courants injectés dans le réseau dans le repère mobile dq, ainsi que les erreurs de poursuite et les signaux de commande Pour des courants de référence variables (Figure IV.11).



(a)



(b)

Figure IV.11 : Simulation de la boucle de courant (SMC)

Le régulateur par mode glissant permet d'annuler les erreurs de poursuite alors les courants i_d et i_q convergent rapidement vers leurs références. Donc on peut bien contrôler les puissances active et réactive injectées dans le réseau, ce qui prouve l'efficacité et la robustesse de notre régulateur.

En pratique le courant de référence i_d est imposé par la boucle externe de tension et le courant i_q est asservi pour qu'il soit nul et cela pour avoir un facteur de puissance unitaire.

Le problème de chattering n'existe plus en utilisant des fonctions continues, ce qui présente un avantage par rapport au cas du mode glissant idéal.

IV.4.1.3. Boucle de régulation de la tension du bus continu

L'équation différentielle qui régit le fonctionnement de la boucle externe de tension du bus continu, comme citée précédemment (Equation IV.19), est :

$$\frac{d\,w}{dt} = \frac{2I_{pv}}{C_{dc}}\sqrt{w} - \frac{3}{C_{dc}}\,U_m\,i_d \qquad (IV.19)$$

Où i_d est l'entrée du système de commande.

Tout d'abord, nous définissons la surface de glissement suivante:

$$s = w - w_{réf} \qquad (IV.31)$$

$$\dot{s} = \dot{w} - \dot{w_{réf}} = \frac{2I_{pv}}{C_{dc}}\sqrt{w} - \frac{3}{C_{dc}}\,U_m\,U - \dot{w_{réf}} \qquad (IV.32)$$

Pour assurer la stabilité du système, il faut avoir $s\dot{s} \leq 0$

$$\dot{s} = \dot{w} - \dot{w_{réf}} = \frac{2I_{pv}}{C_{dc}}\sqrt{w} - \frac{3}{C_{dc}}\,U_m\,U - \dot{w_{réf}} = -k\ \text{sign}\,(S) \qquad (IV.33)$$

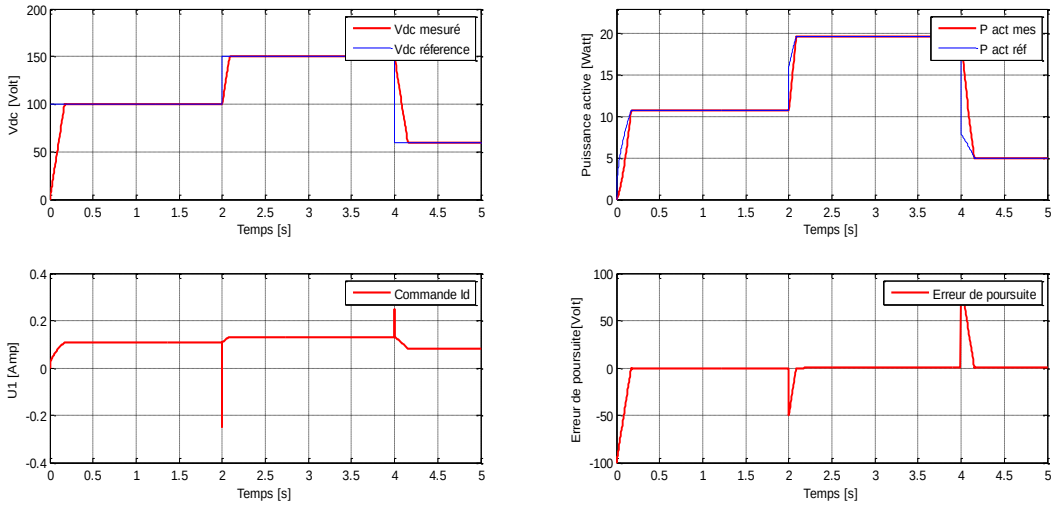
Donc on tire la commande :

$$U = \frac{-C_{dc}}{3U_m}\left(-k\ \text{sign}\,(S) + \dot{w_{réf}} - \frac{2I_{pv}}{C_{dc}}\sqrt{w}\right) \qquad K > 0 \qquad (IV.34)$$

- **Résultats de simulations**

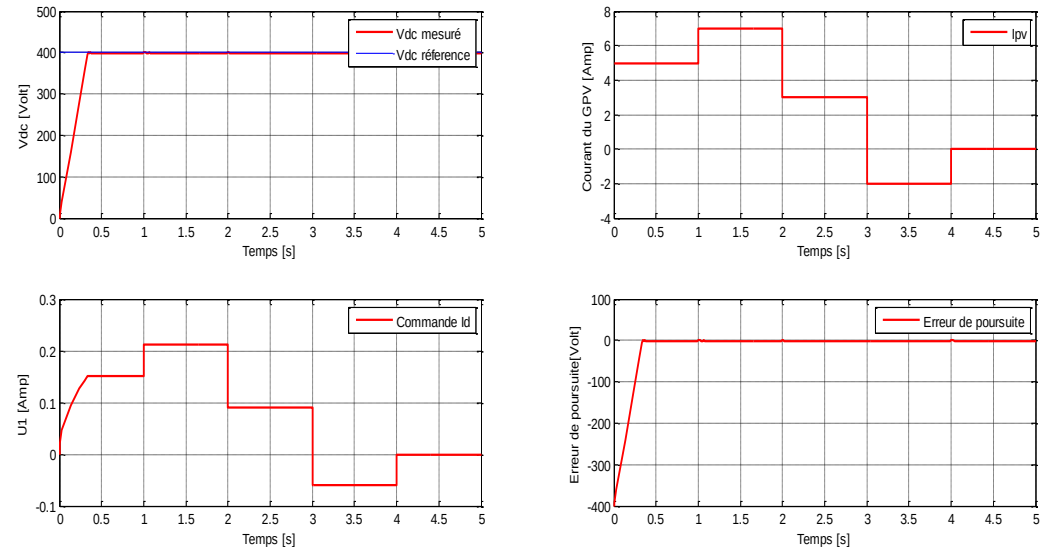
Afin de valider et tester la loi synthétisée, on présente la tension du bus continu, la puissance active transférée vers le réseau ainsi que les erreurs de poursuite et les signaux de commande (les courants à fournir). Pour un courant Ipv constant (Figure IV.12.a) et variable (Figure IV.12.b).

- I_{pv} =5A



(a)

- I_{pv} Variable



(b)

Figure IV.12 : Simulation de la boucle de tension du bus continu(SMC)

On voit très bien que la tension du bus continu suit sa référence dans les deux cas (I_{pv} constant et variable) Une fois arrivée à la référence désirée, Les commandes sont stables après un régime transitoire très court. Donc, la stabilité du système est assurée. Cette technique présente une souplesse de manipulation, mais le choix de K est délicat car un mauvais choix peut induire l'instabilité du système.

Le problème de chattering n'existe plus en utilisant des fonctions continues, ce qui présente un avantage par rapport au cas du mode glissant idéal.

IV.4.2. Commande par la méthode directe de LYAPUNOV

IV.4.2.1. Synthèse de commande pour la PLL

Une nouvelle structure de PLL est proposée, et au lieu d'utiliser un régulateur par mode glissant (SMC) pour obtenir l'angle θ, on propose cette fois ci un régulateur synthétisé par la méthode directe de LYAPUNOV.

Le système est régit par l'équation différentielle suivante :

$$\dot{\Delta\theta} = \omega = 2\pi f \qquad (IV.35)$$

Où f est considérée comme l'entrée de commande du système et pour assurer la stabilisation de $\Delta\theta$ on choisit la fonction de LYAPUNOV :

$$v(x) = \frac{1}{2}\Delta\theta^2 \text{ est une fonction FDP sur R}$$

On cherche u pour que $\dot{v}$ soit FDN sur R donc :

$$\dot{v(x)} = \Delta\theta\,\dot{\Delta\theta} = -K\Delta\theta^2 \qquad (IV.36)$$

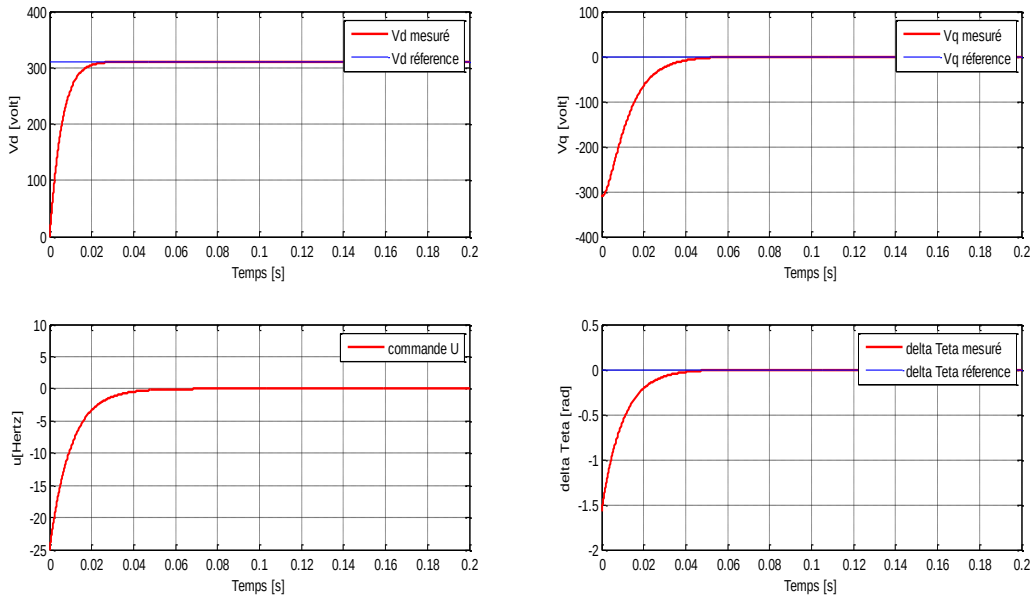
or $$\dot{\Delta\theta} = 2\pi * u = -K\Delta\theta$$

Donc $$u = -\frac{k}{2\pi}\Delta\theta \quad k > 0 \qquad (IV.37)$$

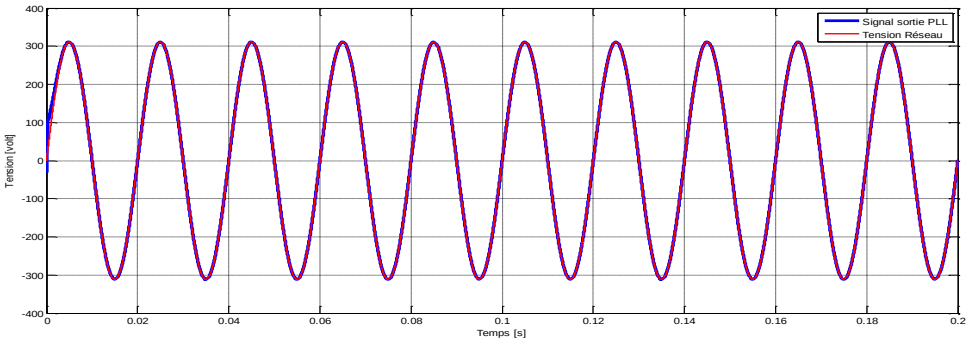
Une fréquence d'anticipation f_0 (feed forward frequency) de 50Hz est utilisée pour réduire le temps de réponse de la PLL

- **Résultats et simulations**

Afin de valider et tester la loi synthétisée, on présente les tensions du réseau dans le repère mobile dq ainsi que les variations de $\Delta\theta$ ainsi que les erreurs de poursuite et les signaux de commande. Pour une fréquence constante égale à 50 Hz (Figure IV.13) et une autre variable (Figure IV.14).

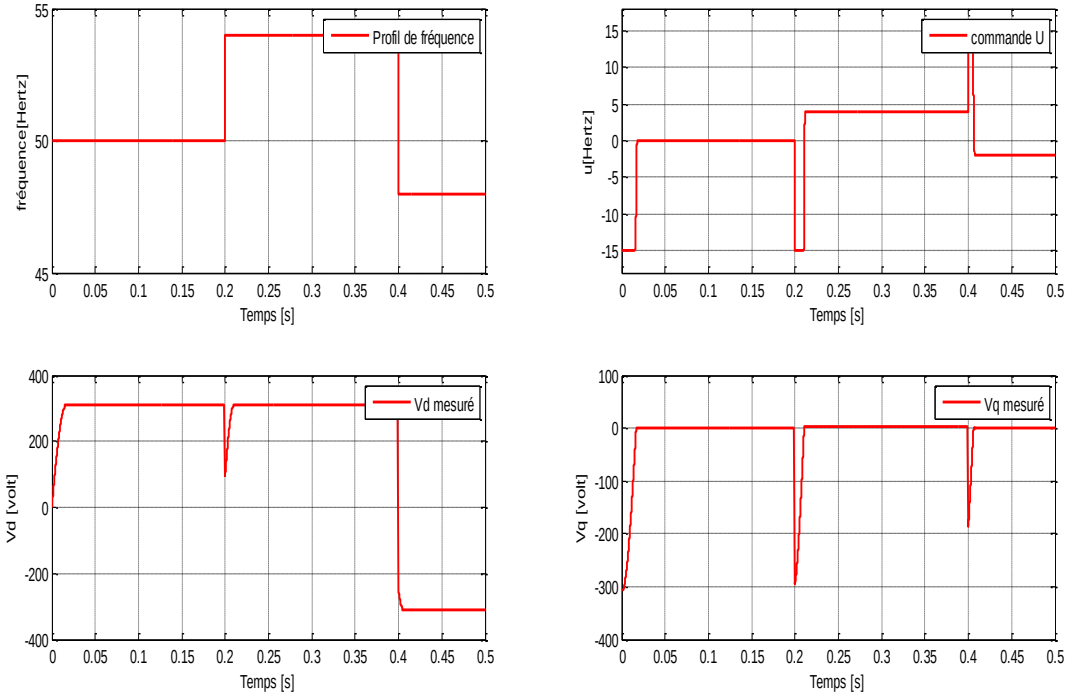


(a)

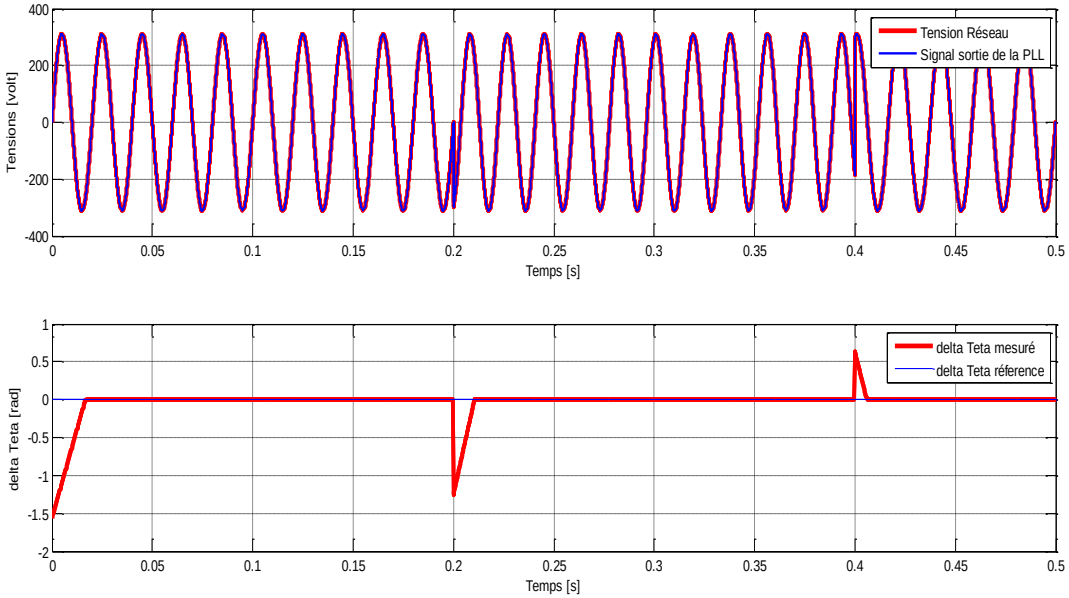


(b)

Figure IV.13 : Simulation de la PLL pour une fréquence fixe du réseau(LYAPUNOV)



(a)



(b)

Figure IV.14 : Simulation de la PLL pour une fréquence variable du réseau(LYAPUNOV)

La tension Vq converge rapidement vers zéro ce qui entraine une convergence rapide de $\Delta\theta$ vers zéro. Ce qui nous permet de générer un signal qui synchronise la tension du réseau. Le régulateur par la méthode directe de LYAPUNOV nous permet d'annuler l'erreur $\Delta\theta$ même, en présence des fluctuations de la fréquence du réseau, ce qui prouve son efficacité et sa robustesse. Le choix du coefficient k est crucial pour le bon fonctionnement du régulateur. Le choix de la fonction de LYAPUNOV est délicat car un mauvais choix peut induire une commande indéfinie.

IV.4.2.2. Synthèse de commande pour la boucle interne du courant

On a donc le système suivant :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_f i_d + L_f \dfrac{di_d}{dt} - L_f \omega i_q + V_{do} \\ V_{qr} = R_f i_q + L_f \dfrac{di_q}{dt} + L_f \omega i_d + V_{qo} \end{cases} \quad (IV.38)$$

On fait le changement de variable suivant pour le découplage :

$$\begin{cases} V_{do} = U_1 + L_f \omega i_q \\ V_{qo} = U_2 - L_f \omega i_d \end{cases} \quad (IV.39)$$

Et on obtient le schéma de régulation suivant :

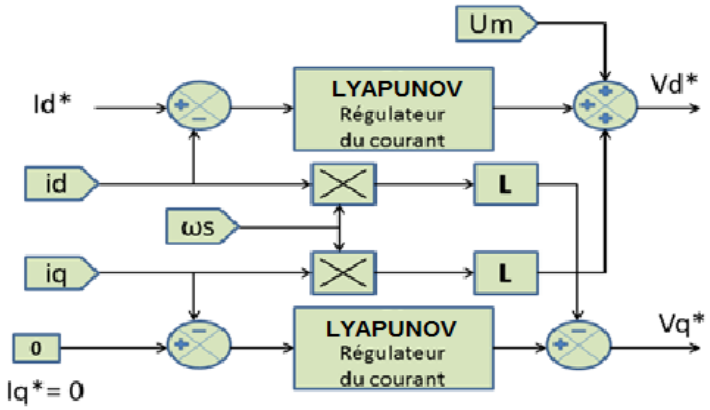


Figure IV.15 : Schéma de régulation de la boucle du courant par LYAPUNOV

Donc

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_f}(-R_f i_d + V_{dr} - U_1) \\ \frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_f}(-R_f i_q + V_{qr} - U_2) \end{cases} \quad (IV.40)$$

Parce que la commande est la même pour les deux systèmes on montre les étapes de la synthèse de la commande U_1 et c'est la même pour le second système.

On choisit comme fonction de LYAPUNOV la fonction de l'erreur suivante :

$v(x) = \frac{1}{2}\, e^2$ est une fonction FDP sur R et on cherche u pour que $\dot{v}$ soit FDN

$$\text{Où } e = I_d - I_{dréf} ;$$

$$\dot{v(x)} = e\,\dot{e} = e(\dot{I_d} - \dot{I_{dref}}) = e(\frac{1}{L_f}(-R_f i_d + V_{dr} - U_1) - \dot{I_{dref}})) = -Ke^2 \quad (IV.41)$$

$$(\frac{1}{L_f}(-R_f i_d + V_{dr} - U_1) - \dot{I_{dref}}) = -Ke$$

On tire la commande :

$$U_1 = kL_f e - R_f i_d + V_{dr} - L_f\, \dot{I_{dref}} \quad (IV.42)$$

De même pour le deuxième sous-système :

$$U_2 = kL_f e - R_f i_q + V_{qr} - L_f\, \dot{I_{qref}} \quad (IV.43)$$

- **Résultats et simulations**

Afin de valider et tester la loi synthétisée, on présente les courants injectés dans le réseau dans le repère mobile dq, ainsi que les erreurs de poursuite et les signaux de commande Pour des courants de référence variables (Figure IV.16).

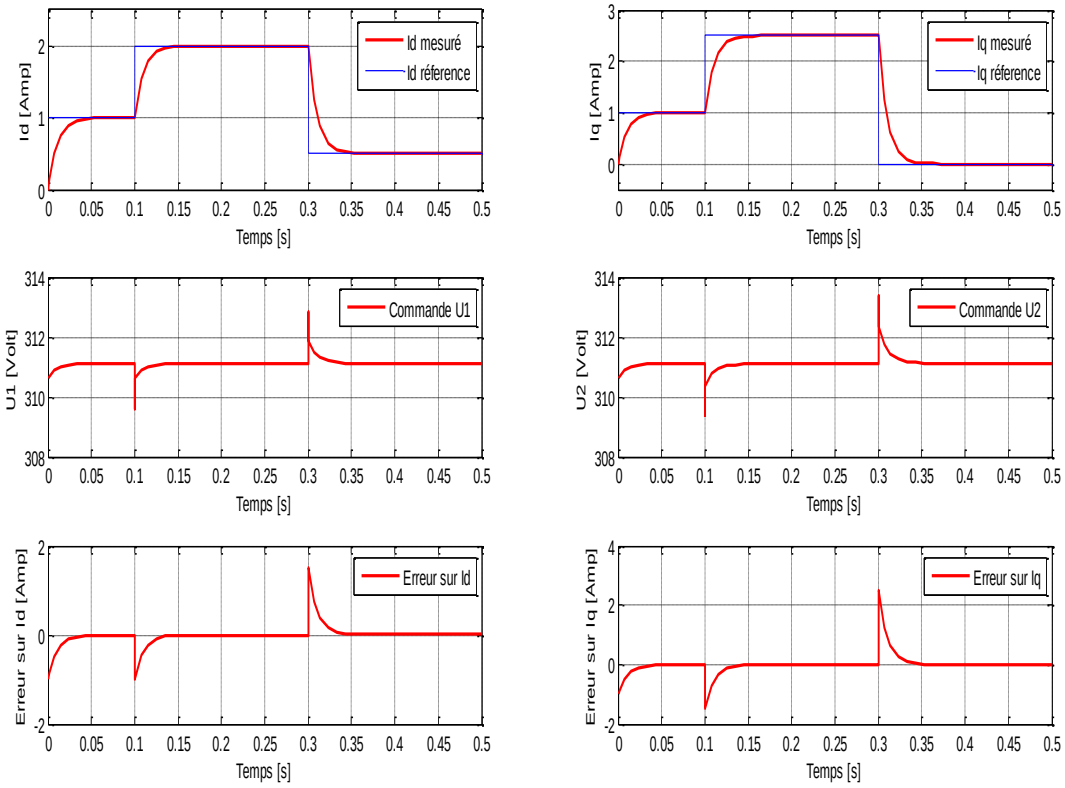


Figure IV.16 : Simulation de la boucle de courant (LYAPUNOV)

Le régulateur par la méthode directe de LYAPUNOV permet d'annuler les erreurs de poursuite alors les courants i_d et i_q convergent rapidement vers leurs références. Ce qui nous permet de contrôler les puissances active et réactive injectées dans le réseau, ce qui prouve l'efficacité et la robustesse du régulateur proposé. En pratique le courant de référence i_d est imposé par la boucle externe de tension et le courant i_q est asservi pour qu'il soit nul et cela pour avoir un facteur de puissance unitaire.

IV.4.2.3. Boucle de régulation de la tension du bus continu

A partir des équations précédentes une boucle de régulation de la tension du bus continu est réalisée, afin de dimensionner le régulateur par la méthode directe de LYAPUNOV.

$$\frac{d\,w}{dt} = \frac{2I_{pv}}{C_{dc}}\sqrt{w} - \frac{3}{C_{dc}}\,U_m\,i_d \qquad (IV.19)$$

Où i_d est l'entrée du système de commande.

On choisit comme fonction de LYAPUNOV la fonction de l'erreur suivante :

$v(x) = \frac{1}{2}\,e^2$ est une fonction FDP sur R et on cherche u pour que $\dot{v}$ soit FDN

$$Où\ e = w - w_{réf}$$

$$\dot{v(x)} = e\,\dot{e} = e(\dot{w} - \dot{w_{ref}}) = e\left(\frac{2I_{pv}}{C_{dc}}\sqrt{w} - \frac{3}{C_{dc}}\,U_m\,U - \dot{w_{réf}}\right) = -Ke^2 \qquad (IV.44)$$

$$\frac{2I_{pv}}{C_{dc}}\sqrt{w} - \frac{3}{C_{dc}}U_m\,U - \dot{w}_{réf} = -ke$$

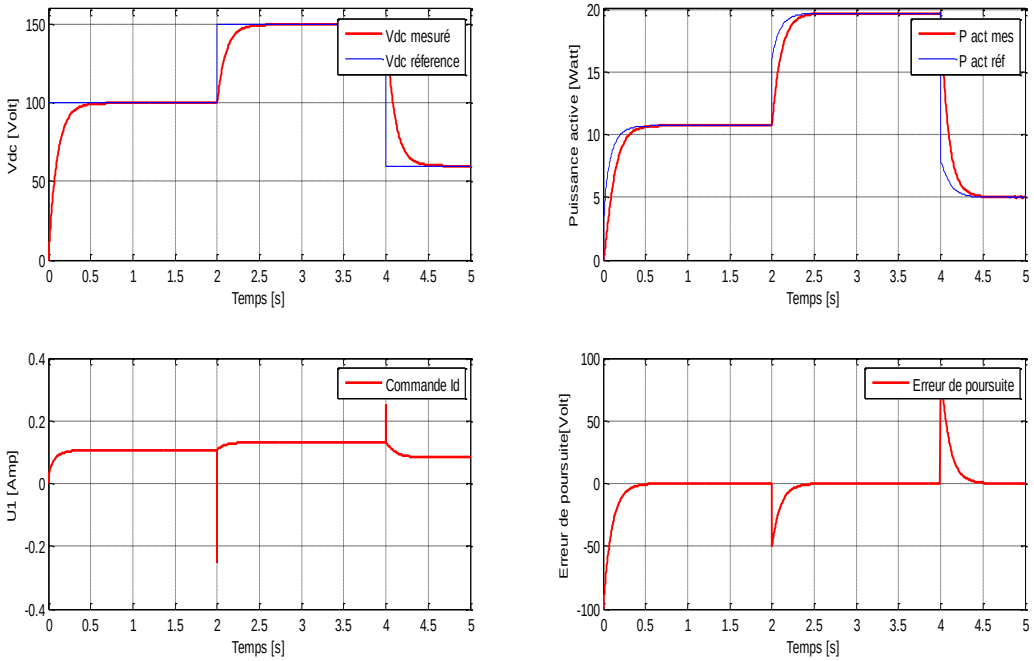
Donc on tire la commande :

$$U = \frac{-C_{dc}}{3U_m}\left(-ke + \dot{w}_{réf} - \frac{2I_{pv}}{C_{dc}}\sqrt{w}\right) \qquad (IV.45)$$

- **Résultats et simulations**

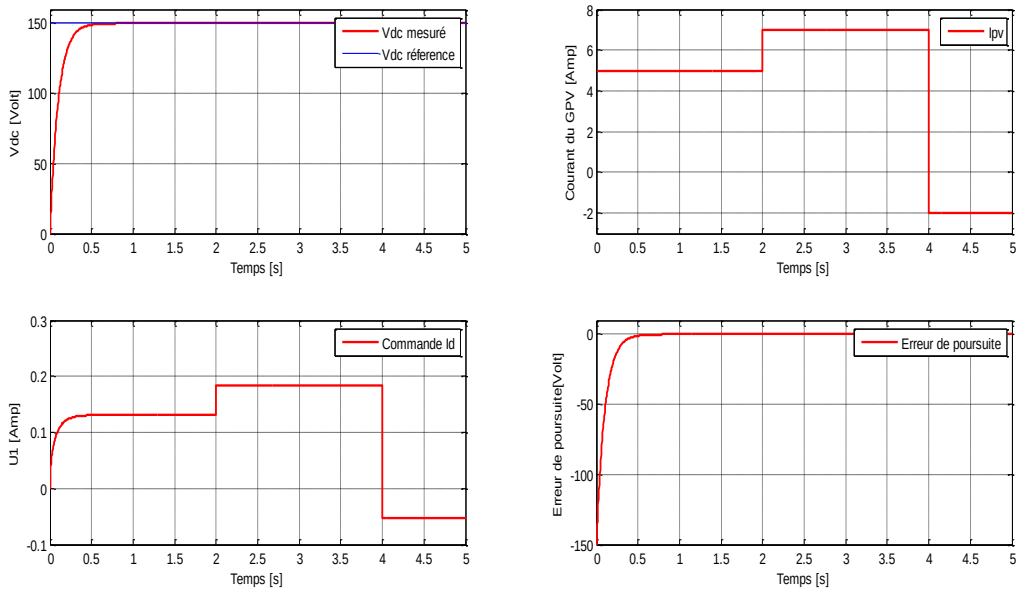
Afin de valider et tester la loi synthétisée, on présente la tension du bus continu, la puissance active transférée vers le réseau ainsi que les erreurs de poursuite et les signaux de commande (les courants à fournir). Pour un courant Ipv constant et variable (Figure IV.17).

- I_{pv}Constant



(a)

- I_{pv} Variable



(b)

Figure IV.17 : Simulation de la boucle de tension du bus continu(LYAPUNOV)

On voit très bien que l'erreur de poursuite de la tension de référence du bus continu tend exponentiellement vers zéro. Une fois V_{dc} arrivée à la référence désirée, La commande est stable après un régime transitoire très court. Donc, la stabilité du système est assurée. Cette technique présente une souplesse de manipulation, mais le choix de la fonction de LYAPUNOV est délicat car un mauvais choix peut induire une commande indéfinie.

IV.5. Insertion du stockage hybride

Les transferts d'énergie entre le bus continu est les dispositifs de stockage (batteries et supercondensateurs) sont contrôlés par action sur les références des courants de stockage dans le système de commande du hacheur buck-boost. Cette commande utilise un régulateur par mode glissant et par la méthode directe de LYAPUNOV, qui ont démontrés de bonnes performances pour le contrôle en courant.

D'après le modèle du hacheur Buck-Boost lié au supercondensateur, l'équation du modèle moyen est :

$$L_{sc}\frac{di_{sc}}{dt} = v_{sc} - (1 - D_{sc})\, v_{dc} - R_{sc}\, i_{sc} \qquad (IV.46)$$

Sachant que la tension du bus continue v_{dc} est maintenue constante par une boucle de régulation du système, l'entrée de commande du hacheur sera u=D_{sc} , et en négligeant R_{sc} on aura les équations suivantes :

$$\dot{I}_{sc} = \frac{1}{L}V_{sc} - (1 - u)\frac{V_{dc}}{L}$$

$$\dot{I}_{sc} = \frac{1}{L}V_{sc} + \frac{V_{dc}}{L}u - \frac{V_{dc}}{L} \qquad (IV.47)$$

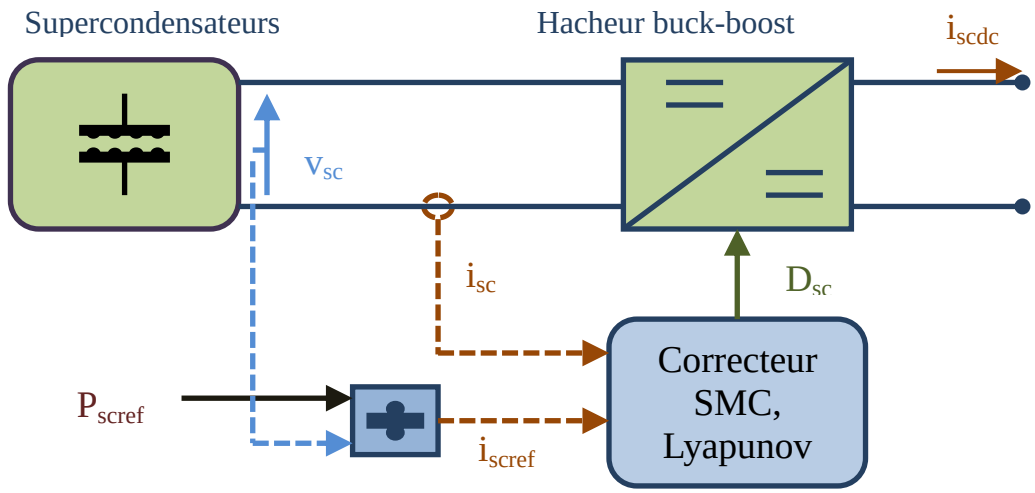


Figure IV.18 : Schéma de principe de contrôle du hacheur Buck-Boost associé aux supercondensateurs

Comme l'illustre la figure IV.18, la référence de la puissance des supercondensateurs P_{scref} est générée par le système gestion d'énergie. A partir de cette dernière, Nous pouvons tirer le courant correspondant des supercondensateurs i_{scref}. Dans le but de charger ou de décharger les supercondensateurs le régulateur SMC ou Lyapunov asservit le courant i_{sc} afin de suivre la référencei_{scref}. Le contrôle du hacheur buck–boost réversible en courant associé aux batteries suit le même principe, dans ce cas c'est la référence P_{batref} qui est imposée par le système de gestion d'énergie comme l'illustre la figure IV.19.

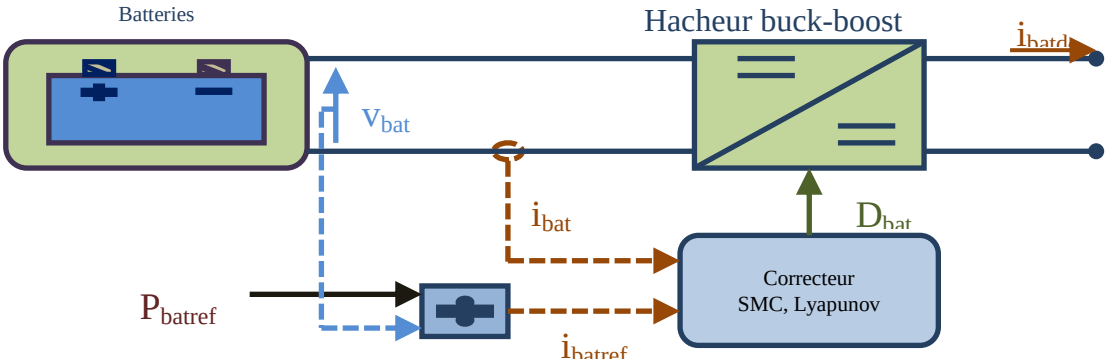


Figure IV.19 : Contrôle du hacheur associé aux batteries

IV.5.1. Synthèse du régulateur par mode glissant du hacheur réversible en courant

On choisit la surface de glissement suivante :

$$S = I_{bat} - I_{batref}$$

$$\dot{S} = \dot{I}_{bat} - \dot{I}_{batref}$$

$$\dot{S} = \frac{1}{L}V_{bat} + \frac{V_{dc}}{L}u - \frac{V_{dc}}{L} - \dot{I}_{batref}$$

Pour assurer la stabilité du système, il faut avoir $s\dot{s} \leq 0$

$$\dot{S} = -K\,\mathrm{sign}(S)$$

D'où on tire la commande du hacheur :

$$u = \frac{L}{V_{dc}}\left[-\frac{V_{bat}}{L} + \frac{V_{dc}}{L} + \dot{I}_{batref} - K\,\mathrm{sign}(S)\right]$$

$$u = \frac{1}{V_{dc}}\left[-V_{bat} + V_{dc} + L\,\dot{I}_{batref} - K\,L\,\mathrm{sign}(S)\right] \qquad (IV.48)$$

- **Résultats de simulation**

Nous allons simuler le générateur photovoltaïque en mode connecté au réseau dans des conditions variables, et une charge qui consomme $P_{charge} = 300\ W$.

Le générateur PV produit en deux temps 400 W puis 200 W ; comme le montre la figure IV. 20.

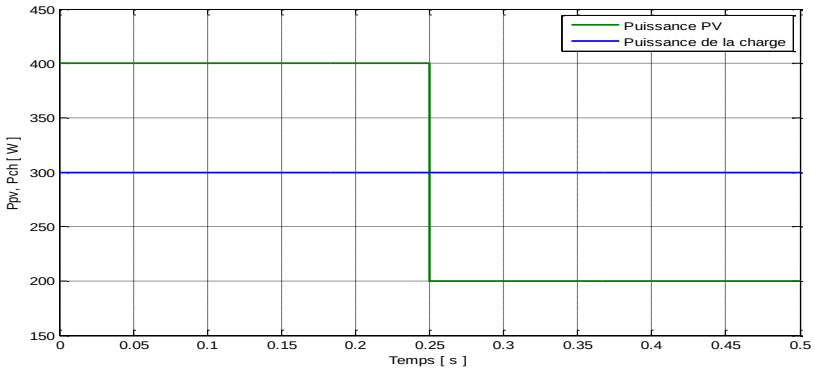


Figure IV.20 : Puissance Photovoltaïque, et la Puissance de la charge

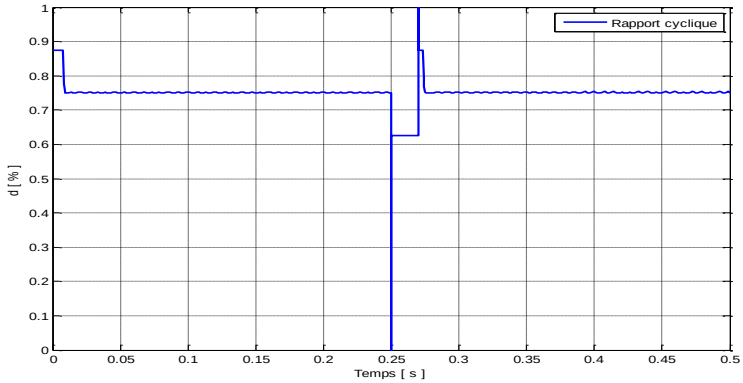


Figure IV.21 : Rapport cyclique du hacheur (SMC)

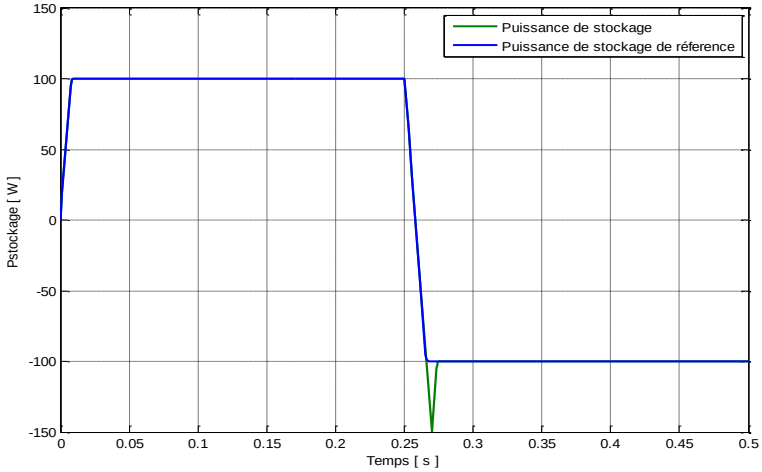


Figure IV.22 : Puissance de stockage générée par le système de gestion (SMC)

IV.5.2. Synthèse du régulateur par la méthode direct de LYAPUNOV du hacheur réversible en courant

On choisit la fonction de LYAPUNOV suivante :

$V = \frac{1}{2}\, e^2$ est une fonction FDP sur R et on cherche u pour que $\dot{v}$ soit FDN sur R.

$$e = I_{bat} - I_{batref}$$

$$\dot{V} = e\dot{e}$$

$$\dot{V} = e\,(\dot{I}_{bat} - \dot{I}_{batref})$$

$$\dot{V} = -K\, e^2$$

$$\dot{V} = e\left(\frac{1}{L} V_{bat} - (1-u)\frac{V_{dc}}{L} - \dot{I}_{batref}\right)$$

D'où on tire la commande du hacheur :

$$u = \frac{L}{V_{dc}}\left[-\frac{V_{bat}}{L} + \frac{V_{dc}}{L} + \dot{I}_{batref} - K\, e\right]$$

$$u = \frac{1}{V_{dc}}\left[-V_{bat} + V_{dc} + L\,\dot{I}_{batref} - K\,L\,e\right] \qquad \text{(IV. 49)}$$

- **Résultats de simulation**

Nous allons simuler le générateur photovoltaïque en mode connecté au réseau dans des conditions variables, et une charge qui consomme $P_{charge} = 300$ W .

Le générateur PV produit en deux temps 400 W puis 200 W ; comme le montre la figure IV. 19.

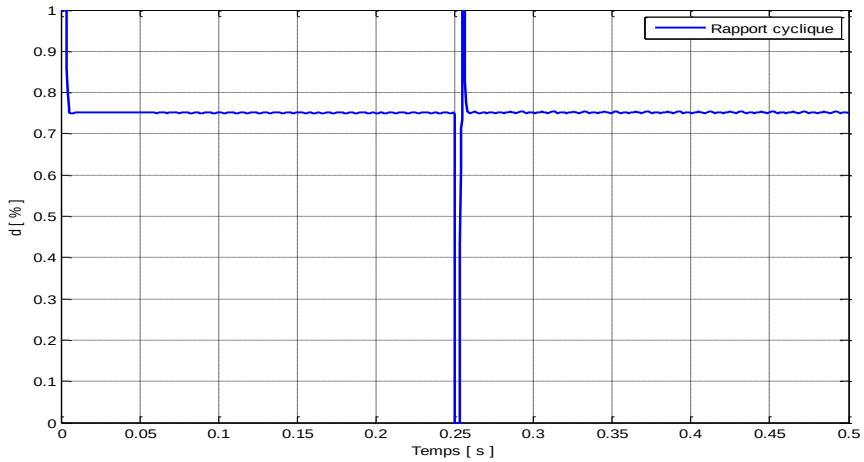


Figure IV.23 : Rapport cyclique du hacheur (LYAPUNOV)

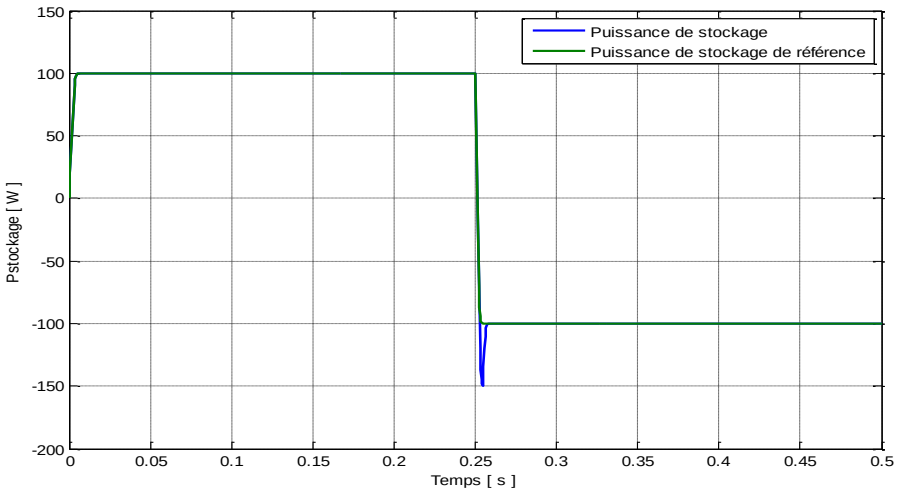


Figure IV.24 : Puissance de stockage générée par le système de gestion (LYAPUNOV)

La puissance de stockage suit bien la référence délivrée par l'algorithme de gestion de l'énergie et c'est ce qui nous permet de valider les lois de commande synthétisées.

IV.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé et simulé la chaine photovoltaïque en mode connecté au réseau .nous avons étudié la stratégie de commande, nécessaire pour faire cette connexion, qui se compose de trois boucles de régulation (PLL, boucle interne du courant, boucle externe de tension).

Deux méthodes de synthèse de régulateur pour les trois boucles ont été présentées : la première par mode glissant et la deuxième par la méthode directe de LYAPUNOV.

L'insertion du stockage hybride nécessite une commande robuste des convertisseurs liés au système de stockage (Batterie et supercondensateur), une commande par mode glissant et une autre par la méthode directe de LYAPUNOV ont été proposées pour mieux gérer la charge décharge du système de stockage.

Les résultats de simulation nous permettent de valider les commandes proposées dans ce chapitre.

Le monde de l'énergie photovoltaïque, aussi bien au niveau de la recherche qu'au niveau de l'industrie connaît depuis quelques années une mutation profonde associée à l'intérêt croissant pour cette source d'énergie. Une industrie majeure est en cours de constitution comme le montre l'analyse de la situation et des évolutions. De façon intéressante et exemplaire, les possibilités d'innovation sont très grandes, portées par le bouillonnement des recherches en vue d'améliorer les filières et les technologies de convertisseurs existantes, et d'en consolider de nouvelles.

Le travail effectué dans le cadre de ce projet de fin d'études nous a permis d'étudier et de simuler le fonctionnement d'un système photovoltaïque énergétiquement autonome puis connecté au réseau. On a donc, commencé par une présentation de l'état de l'art des multiples technologies associées aux constituants d'une chaine photovoltaïque dans le but d'étudier le fonctionnement de ces systèmes.

Pour le faire, nous avons apporté une attention particulière à l'élaboration des différents modèles des composants constituant le système. Les modélisations considérées ont été choisies de manière à régir le fonctionnement de chaque équipement, en optant pour des modèles à la fois simples et performants.

Dans le troisième chapitre, nous avons étudié le système complet de production photovoltaïque en mode isolé, nous avons développé un algorithme MPPT basée sur la méthode P&O pour maximiser l'énergie extraite du panneau, ainsi que la commande du convertisseur DC/DC associé par mode glissant et par la méthode directe de LYAPUNOV. Dans cette partie, où l'élément de stockage est un composant vital dans une production répandue pour son aspect intermittent, une commande, du hacheur réversible en courant reliant le système de stockage au bus continu, par mode glissant puis par la méthode directe de LYAPUNOV ont été développées, et nous avons confirmé le bon fonctionnement des commandes via les simulations réalisées.

Le quatrième chapitre, quant à lui concerne la connexion au réseau de notre chaîne de production. Une nouvelle structure de la PLL basée sur les modes glissants et la théorie de LYAPUNOV a été présentée afin d'assurer la synchronisation des tensions injectées dans le réseau, ainsi que les différentes régulations de courants et de tension du bus continu, par mode glissant et par la méthode directe de LYAPUNOV, assurant le bon fonctionnement du système. Les différents résultats de simulations du fonctionnement du système pour chaque boucle de régulation, nous valident les commandes développées pour chaque boucle.

Dans le dernier chapitre, nous avons développé un algorithme de supervision, qui a eu comme objectifs principaux de satisfaire la charge et de gérer les flux énergétiques entre les différents composants du système. En outre, la simulation du système photovoltaïque illustre l'efficacité de l'algorithme de gestion d'énergie proposé pour différentes contraintes du fonctionnement.

Ce travail non exhaustif offre quelques perspectives que nous présentons ci-dessous :

- Le rendement maximal théorique des cellules de troisième génération obtenu en laboratoire tourne autour de 45%, ce qui fait rêver les industriels autant que les chercheurs. Les filières : multi-jonctions, organiques, et à concentration… représentent une importante piste à explorer afin de rentabiliser le photovoltaïque.
- Un travail approfondi pourra être consacré à l'étage de conversion entre les panneaux PV et le bus continu afin d'explorer de nouvelles structures de convertisseurs présentant des pertes moins importantes et donc des rendements plus élevés.
- Au niveau du stockage, la technologie lithium-ion est à l'heure actuelle prometteuse en raison d'une meilleure tenue en cyclage ainsi que de meilleurs rendements annoncés en charge comme en décharge. Cette piste est intéressante à explorer notamment, pour les systèmes autonomes.

Paramètres de l'Onduleur:

- *Capacité de bus DC : 30 mF*
- *Filtre RL de sortie : $R_f = 1\ \Omega$; $L_f = 10$ mH*

Paramètres du stockage par Batteries :

- *Nombre de cellule 2V en série ns : 12*5*
- *Taux de décharge D : 10^{-5} heure^{-1}*
- *Rendement charge / décharge : 0.8*
- *Capacité énergétique maximale : 13200 Wh*
- *Inductance hacheur Bidirectionnel : 1.1 mH*

Paramètres du stockage par Supercondensateurs :

- *Capacité de pack supercendensateurs Csc = 33 F*
- *Nombre de pack en série : 7*
- *Paramètre de modèle de pack supercondensateurs :*
  - *R0= 0.0577Ω ; C0=7.8272F ;Kv=0.7302 ; R2= 868.8132Ω ; C2=0.2072 ;*
  - *EPR= 44 Ω ; Vmax=38V ;*
- *Inductance hacheur Bidirectionnel : 1 mH*

[1] V. Quaschning, "Understanding Renewable Energy Systems", Livre Edition Earthscan, Grande Bretagne, 2005.

[2] www.bp.com/statisticalreview, Rapport technique British Petroleum, juin 2010.

[3] B. Multon, " Production d'énergie électrique par sources renouvelables ", Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D 4 005.

[4] T. Scimone, " Energy Storage in Electric Power Generation Plant from Renewable Sources ", Université Degli Studi di Catania, Italie, 2010.

[5] S. Astie,"Conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule ", Techniques de l'Ingénieur, D 3 936.

[6] W. Omran, "Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems", Thèse de Doctorat, Université de Waterloo, Ontario, Canada, 2010.

[7] www.thewindpower.net

[8] F. Poitiers, "Etude et commande de génératrices Asynchrones pour L'utilisation de l'énergie éolienne", Doctorat, université de Nantes, 2003.

[9] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, "Aérogénérateurs électriques", Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D 3 960.

[10] J. M. Noël, "Énergie éolienne pour la fourniture d'électricité", Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique BE 8 585.

[11] M. Amin, "Efficiency and Power Density Improvement of Grid-Connected Hybrid Renewable Energy Systems utilizing High Frequency-Based Power Converter", Doctorat, Université Internationale de Florida, 2012.

[12] S. Elaimani, "Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension", Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lille, 2004.

[13] P. F. Ribeiro, B. K. Johnson, et M. L. Crow, "Energy Storage Systems for Advanced Power Application", Proceedings Of The IEEE, VOL. 89, NO. 12, December 2001.

[14] J. De Dinechin , "Le stockage énergétique", Cours A5-2 Energies Renouvelables. ENSTA, 2007.

[15] I. Vichiu, "Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelable dans un réseau autonome", Mémoire de Doctorat, Université du Havre, Décembre, 2005.

[16] Stéphane PETIBON, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse de doctorat, Université de Toulouse, Janvier 2009.

[17] H. Fakham, D. Lu, et B. Francois, "Power Control Design of a Battery Charger in a Hybrid Active PV Generator f or Load Following Applications", IEEE Transactions On Industrial Electronics, VOL. 58, NO. 1, January 2011.

[18] L. Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables", Doctorat en Energétique, Université Technique de Sofia, 2011.

[19] H. G. Arantazamendi,"Etude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée: application aux micro-réseaux", Doctorat, INP de Grenoble, 2006.

[20] Salah Mohamed AIT-CHEIKH, « Étude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques », doctorat d'état en Automatique, ENP,

2007.

[21] L. Stoyanov, G. Notton et V. Lazarov," Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables", Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1, 2007, PP.1-18.

[22] V. Courtecuisse, "Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique". Doctorat, CNAM, Paris, 2008.

[23] D. Lu, "Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré Application à l'agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain", Doctorat, ECL Lille, 2010.

[24] J. Lachaize, "Etude des stratégies et des structures de commande pour le pilotage des systèmes énergétiques à Pile à Combustible (PAC) destinés à la traction", Doctorat automatique, INP de Toulouse , 2004.

[25] L.Zarour, « Étude et réalisation d'une alimentation d'un centre de transmission à travers une source d'énergie photovoltaïque »,Projet de fin d'études, EMP, Juin 2004

[26] G.Pinson, « Onduleurs », Cours de physique appliquée, Académie d'Aix-Marseille, 2008

[27] A. Mahmoud, "Power conditioning unit for small scale hybrid pv-wind generation system", These de Doctorat, Universitie de DURHAM ,2010.

[28] James P. Dunlop, P.E, « Batteries and Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems», Florida Solar Energy Center &Sandia National Laboratories Photovoltaic Systems Applications Dept. Publication, Cocoa, January 1997.

[29]Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, Ernesto Ruppert Filho, « Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays», IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.24, NO. 5, Mai 2009

[30] Caisheng Wang et al « Power Management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System», IEEE Transactions on Energy Conversion, VOL. 23, NO. 3, September 2008.

[31] Rémi SAISSET, « Contribution à l'étude systémique de dispositifs énergétiques à composants électrochimiques. », thèse de doctorat en sciences en Génie Électrique, Institut national polytechnique de TOULOUSE, 2004.

[32] Yann PANKOW, « Étude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 2004

[33] Farid BOUCHAFAA, « Étude et Commande de différentes Cascades à Onduleur à Neuf Niveaux à Structure NPC, Application à la conduite d'une MSAP», Thèse de Doctorat, ENP, 2006

[34] B. Flèche, D. Delagues, « Production d'énergie électrique : ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE », cours Electrotechnique, Juin 2007

[35] A. Iqbal, et A. Lamine, "Matlab/simulink model of space vector pwm for three-phase voltage source inverter", UPEC, 2006.

[36] G. Tsengenes, et G. Adamidis, "A multi-function grid connected PV system with three level NPC inverter and voltage oriented control", Elsevier Solar Energy, 2011.

[37] G. A. Raducu, "Control of Grid Side Inverter in a B2B Configuration for WT Application", Master, Aalborg University, 2008.

[38] P. Antoniewicz, "Predictive Control of Three Phase AC/DC Converters", Thèse de Master, Université de Warsaw, 2009.

[39] M. Makhlouf , F. Messai1, et H. Benalla, "Modeling and Simulation of Grid-connected Hybrid Photovoltaic/Battery Distributed Generation System", Canadian Journal on Electrical and Electronics Engineering Vol. 3, No. 1, January 2012.

[40] P. Damien, "Dimensionnement et gestion d'énergie de systèmes d'entrainements électriques hybrides", Thèse de Doctorat, Université de Belfort-Montbéliard, 2010.

[41] Y. Riffonneau, "Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecte au réseau", Doctorat, Université Joseph Fourier, 2009.

[42] L. Bertini, "Modeling and Optimization of a Fuel Cell Hybrid System", Thèse de Master, KTH Royal Institute of Technology, 2011.

[43] R. Faranda, M. Gallina, et D.T. Son, "A new simplified model of Double-Layer Capacitors'', IEEE, 2007.

[44] W. Xiao, W. G. Dunford, et P. R. Palmer, "Regulation of Photovoltaic Voltage", IEEE Transactions On Industrial Electronics, vol. 54, no. 3, juin 2007.

[45] E. B. Muhando, T. Senjyu, et A. Uehara, "LQG Design for Megawatt-Class WECS With DFIG Based on Functional Models' Fidelity Prerequisite", IEEE Transaction On Energy Conversion, vol. 24, no. 4, pp. 893-904, Dec. 2009.

[46] F. Valenciaga, et P. F. Puleston, "Supervisor Control for a Stand-Alone Hybrid Generation System Using Wind and Photovoltaic Energy", IEEE Transactions On Energy Conversion, Vol. 20, NO. 2, June 2005.

[47] C. Wang, et M. H. Nehrir, "Power Management of a Stand-Alone Wind / Photovoltaic/Fuel Cell Energy System", IEEE Transactions On Energy Conversion, Vol. 23, NO. 3, September 2008.

[48] BISKER Asma, CHIRI Meriem "Commande d'un Système Photovoltaïque en mode Isolé et en mode Connecté au Réseau", PFE, ENP, 2012.

[49] A. BOUHARCHOUCHE "ETUDE ET COMMANDE D'UN SYSTEME DE PRODUCTION HYBRIDE EOLIENPHOTOVOLTAÏQUE", Magistère, EMP, 2012.

[50] Ludovic PROTIN, Stéphan ASTIER, « Convertisseurs photovoltaïques », Techniques de l'ingénieur, 2012.