



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université des Frères Mentouri de Constantine



Faculté des Sciences de la Technologie
Département d'Electrotechnique

N° de série :237/DS/2018
N° d'ordre :14/Elecch/2018

Thèse

Pour l'Obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité: ELECTROTECHNIQUE

Option: ELECTROTECHNIQUE

Présentée par :

BOUKEBBOUS Seif eddine

Magister en Génie électrique

Thème

**CONTRIBUTION A L'ETUDE D'UNE INSTALLATION
PHOTOVOLTAIQUE AVEC STOCKAGE CONNECTEE AU
RESEAU ELECTRIQUE**

Soutenue le : 29 /11 / 2018

Devant le Jury :

<i>Président</i>	BOUZID Aissa	Professeur Univ. des Frères Mentouri Constantine
<i>Rapporteur</i>	KERDOUN Djallel	Professeur Univ. des Frères Mentouri Constantine
<i>Examineur</i>	CHAIBA Azeddine	Professeur Univ. Abbes Laghrour Khenchla
<i>Examineur</i>	BENOUDJIT Djamel	MCA Univ. Mostapha Benboulaïd Batna 2

Remerciements

*Je remercie tout d'abord le professeur **KERDOUN Djallel**, de m'avoir fait l'honneur d'encadrer mon doctorat, pour sa disponibilité, pour son écoute et ses conseils pertinents tout le long du déroulement de cette thèse.*

*Je souhaite remercier le professeur **BOUZID Aissa** et les enseignants **CHAIBA Azeddine** et **BENOUDJIT Djamel** d'avoir accepté de juger et d'évaluer ce travail de doctorat, mais aussi pour avoir passé du temps dans la lecture de cette thèse.*

Je tiens à remercier ma famille et ma femme pour leur soutien inconditionnel durant toute la période du déroulement de ce travail.

Mes remerciements vont aussi à mes amis, mes enseignants et les responsables du département d'Electrotechnique de l'université des Frères Mentouri de Constantine.

Enfin je remercie tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour la réalisation de cette thèse.

BOUKEBBOUS Seif eddine

Dédicace

À ma mère, à ma mère, à ma mère

À mon père et A mon deuxième père oncle Ahmed

À mon frère et mes sœurs

À ma femme

À mon prochain bébé

À toute la Famille **BOUKEBBOUS**

À tous mes enseignants et enseignantes

À mes amis et collègues

Résumé

L'objectif de cette thèse de doctorat est l'optimisation et l'amélioration des performances de la chaîne de conversion solaire photovoltaïque connectée au réseau en termes de qualité d'énergie fournie au réseau électrique, prix, et rendement de conversion. Pour cela, nous avons commencé notre étude par des généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque. La conversion photoélectrique, la cellule, le panneau, et le champ photovoltaïque ont été définis avec leurs technologies de construction, ainsi que les protections associées. Par la suite, nous avons passé à la mise en œuvre de la procédure de poursuite du point de puissance maximale MPPT pour maximiser l'utilisation de l'énergie photovoltaïque produite ; en effet, deux techniques de commandes ont été adoptées, il s'agit de l'algorithme perturbé & observe et la conductance incrémentale. Les performances de ces deux dernières méthodes sont testées dans plusieurs conditions météorologiques rigoureuses, pour prouver leur efficacité et robustesse. Ensuite, nous avons passé à une application encore plus représentative de l'objectif final de la thèse, en introduisant une interface de connexion avec le réseau électrique (onduleur de tension deux niveaux) et un système de stockage pour remédier les fluctuations de l'énergie solaire. L'ensemble des résultats obtenus a montré d'une manière très claire une très grande performance de fonctionnement en termes de stabilité et de robustesse face à tous les scénarios sévères imposés. Toujours dans le but d'optimiser la chaîne de conversion, un nouveau convertisseur continu-alternatif a été proposé, il s'agit de l'onduleur Z-source. L'avantage de ce convertisseur c'est qu'il permet d'augmenter ou diminuer la tension d'entrée et assurer la conversion de l'énergie (continu-alternatif) en un seul étage. En outre, nous avons présenté un autre convertisseur appelé onduleur quasi Z-source similaire à l'onduleur Z-source; en effet, il garde tous les avantages de ce dernier et offre en plus d'autres performances structurelles et techniques comme la livraison d'un courant stable et continu à l'entrée du convertisseur, la diminution des valeurs des éléments passifs utilisés, et sa structure offre plus de possibilité d'intégrer plusieurs moyens de stockage. Tous ces avantages rendent ce convertisseur très approprié pour le conditionnement de la puissance dans un système photovoltaïque autonome ou connecté au réseau électrique. Durant les différents scénarios de simulation que nous avons imposés, l'ensemble des résultats obtenus démontrent bien l'efficacité du convertisseur et confirment la robustesse et la stabilité de tous les méthodes et algorithmes implémentés.

Mots clés

Energie Solaire Photovoltaïque ; Cellule Photovoltaïque; MPPT (Maximum Power Point Tracking); Convertisseurs d'Electronique de Puissance; Hacheur Elévateur ; Onduleur de Tension ; Onduleur Z-Source; Onduleur Quasi Z- Source; Algorithme de Contrôle des Puissances Active et Réactive ; Simple Boost Control, Système de Stockage ; Batterie ; Supercondensateur ; Système de Pompe.

Abstract

The objective of this doctoral thesis is to optimize and improve the performance of the photovoltaic solar energy conversion chain connected to the grid in terms of energy quality injected to the electrical grid, price, and efficiency conversion. For this, we began our study by generalities on solar photovoltaic energy, photoelectric conversion; cell, panel, and photovoltaic field have been defined with their construction technologies, as well as the associated protections. Subsequently, we proceeded to the implementation of the maximum power point tracking MPPT procedure to maximize the photovoltaic energy produced, indeed, two control techniques are adopted: Perturb & observe and incremental conductance. The performances of these last two methods are tested in several rigorous meteorological conditions, to prove their efficiencies and robustness. Then, we have focused our studies to an application more representative to the final goal of the thesis, by introducing a power electronic interface (two-level voltage inverter) with the electrical grid and storage system to remedy the energy solar fluctuations. The results obtained clearly illustrate a very high performance in terms of stability and robustness against all strict scenarios imposed. Also, in order to optimize the conversion chain, a new DC-AC converter has been proposed: z source inverter. The advantage of this converter is increasing or decreasing the input voltage and ensure the energy conversion into a single stage (DC-AC). In addition, we have introduced another converter called quasi z source inverter similar to the z source inverter, in fact, it retains all advantages of the latter and offers other structural and technical performances because it can deliver a constant and continuous current at the converter input, and decreasing the values of the passive elements used, as well, its structure offers more possibility to integrating several storage technology. All these advantages make this converter very suitable for the power conditioning in a standalone photovoltaic system and grid connected installation. During the various simulation scenarios that we have imposed, all results obtained demonstrate the effectiveness of the converter and confirm the robustness, stability of all implemented algorithms.

Keywords

Solar Photovoltaic Energy; Photovoltaic cell; MPPT (Maximum Power Point Tracking); Power Electronics Converters; Boost Converter; Voltage Inverter, Z Source Inverter; Quasi z Source Inverter; Active and Reactive Power Control Algorithm; Simple Boost Control, Storage System; Battery ; Supercapacitor; Pumping system.

ملخص

الهدف من أطروحة الدكتوراه هذه هو تحسين أداء سلسلة تحويل الطاقة الشمسية الكهروضوئية المتصلة بالشبكة من حيث جودة الطاقة المقدمة للشبكة السعر وكفاءة التحويل. لهذا ، بدأنا دراستنا بعموميات على الطاقة الضوئية الشمسية ثم تعريف التحويل الكهروضوئي ، الخلية ، اللوحة ، الحقل الكهروضوئي مع تقنيات البناء والحماية الخاصة بهم ، بعدها شرعنا في تنفيذ إجراء تتبع للحد الأقصى من الطاقة MPPT لتعظيم استخدام الطاقة الكهروضوئية المنتجة ، في الواقع ، تم اعتماد طريقتين للتحكم ، الخوارزمية *perturbe & observe* و *incremental conductance* حيث تم اختبار أداء هاتين الطريقتين في العديد من الظروف الجوية الصارمة لإثبات كفاءتها وقوتها. ثم انتقلنا إلى تطبيق أكثر تمثيلاً للهدف النهائي من الأطروحة ، من خلال إدخال واجهة اتصال مع الشبكة الكهربائية (عاكس الجهد دو مستويين) ونظام تخزين لمعالجة تقلبات الطاقة الشمسية ، تظهر مجموعة النتائج التي تم دراستها بوضوح أداءً عاليًا للغاية من حيث الاستقرار والمتانة ضد جميع السيناريوهات الشديدة المفروضة. من أجل تحسين سلسلة التحويل ، تم اقتراح محول DC-AC جديد ، إنه المصدر *Z Source Inverter* ، وتتمثل ميزة هذا المحول في أنه يزيد أو يقلل من جهد الإدخال ويضمن تحويل الطاقة (DC-AC) في مرحلة واحدة. بالإضافة إلى ذلك ، قمنا بإدخال محول آخر يسمى شبه مصدر *z* العاكس *Quasi z Source Inverter* مشابه لمصدر *z* العاكس ، في الواقع ، إنه يحتفظ بكل مزايا هذا الأخير ويقدم بالإضافة إلى ذلك عدة مزايا هيكلية وتقنية كتوصيل تيار مستقر ومستمر عند مدخل المحول ، مما يقلل من قيم العناصر السلبية المستخدمة ، ويوفر هيكله المزيد من إمكانيات دمج العديد من وسائل التخزين. كل هذه المزايا تجعل هذا المحول مناسباً جداً لتكييف الطاقة في نظام كهروضوئي مستقل أو متصل بالشبكة الكهربائية. خلال مختلف سيناريوهات المحاكاة التي فرضناها ، جميع النتائج التي تم الحصول عليها تثبت فعالية المحول وتؤكد متانة واستقرار جميع الطرق والخوارزميات المطبقة.

كلمات مفتاحية

الطاقة الكهروضوئية الشمسية؛ الخلية الكهروضوئية؛ (MPPT) تتبع أقصى نقطة طاقة؛ محولات لالكترونية كهربائية؛ محول رافع؛ عاكس الجهد؛ مصدر *Z* العاكس؛ شبه مصدر *z* العاكس؛ خوارزمية التحكم في الطاقة النشطة والمتفاعلة؛ نظام تحكم بسيط؛ نظام تخزين؛ البطارية؛ مكثفة كبيرة؛ نظام الضخ.

Table des Matières

Introduction générale..... 1

Chapitre I

Etat de l'Art sur les Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau Electrique

I.1 Introduction.....	6
I.2 Energies renouvelables	7
I.3 Energie éolienne.....	10
I.4 Energie hydroélectrique	11
I.5 Energie biomasse	11
I.6 Géothermie.....	11
I.7 Energie solaire	12
I.8 Energie solaire photovoltaïque	12
I.8.1 Rayonnement solaire	13
I.8.2 Principe de la conversion photoélectrique.....	14
I.8.3 Cellule photovoltaïque.....	15
I.8.4 Technologie des cellules photovoltaïques	16
I.8.4.1 Cellules monocristallins.....	16
I.8.4.2 Cellules polycristallins	16
I.8.4.3 Cellules amorphes	16
I.8.4.4 Cellules en couche mince CdTe.....	17
I.8.4.5 Cellules organiques	17
I.8.5 Module photovoltaïque.....	17
I.8.6 Champ photovoltaïque.....	18
I.8.7 Protection des modules photovoltaïques	18
I.8.8 Phénomène mismatch	19
I.8.9 Phénomène d'ombrage	20
I.9 Fonctionnement optimal du module photovoltaïque	20
I.9.1 Méthodes d'optimisation de l'énergie du module photovoltaïque.....	21
I.9.1.1 Approche indirecte	21
I.9.1.2 Approche directe	22

I.10	Systèmes de stockage.....	25
I.10.1	Stockage électrochimique.....	25
I.10.1.1	Batteries Lithium- ion.....	26
I.10.1.2	Les batteries Nickel- Cadmium.....	27
I.10.1.3	Les batteries Plomb- Acide.....	27
I.10.2	Supercondensateur.....	28
I.10.3	Pile à combustible.....	29
I.10.4	Stockage gravitaire hydraulique.....	31
I.10.5	Stockage par air comprimé.....	33
I.10.6	Stockage par volant d'inertie.....	33
I.10.7	Stockage par inductance supraconductrice.....	33
I.11	Systèmes photovoltaïques connectée au réseau électrique.....	34
I.11.1	Configurations des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique.....	34
I.11.1.1	Systèmes photovoltaïques sans stockage.....	34
I.11.1.2	Systèmes photovoltaïques avec stockages.....	36
I.11.2	Convertisseurs statiques.....	38
I.11.2.1	Conversion continu-continu.....	38
I.11.2.2	Conversion continu-alternatif.....	38
I.12	Problématique de la thèse.....	41
I.13	Conclusion.....	41

Chapitre II

Etude et Optimisation de la Puissance du Module Photovoltaïque

II.1	Introduction.....	43
II.2	Modélisation de la cellule photovoltaïque.....	44
II.2.1	Cellule photovoltaïque idéale.....	44
II.2.2	Cellule photovoltaïque réel avec une seule diode.....	45
II.2.3	Cellule photovoltaïque réelle avec deux diodes.....	46
II.3	Module photovoltaïque.....	47
II.4	Champ photovoltaïque.....	47
II.5	Résultats de simulations.....	48
II.6	Effet d'ombrage.....	51
II.6.1	Deux modules en série.....	52

II.6.2 Trois modules en série	54
II.6.3 Un générateur photovoltaïque	56
II.7 Optimisation de la puissance de module photovoltaïque	58
II.7.1 Convertisseurs DC/DC.....	58
II.7.1.1 Hacheur Boost	58
II.7.1.2 Hacheur Buck	59
II.7.1.3 Hacheur Buck-Boost.....	59
II.7.1.4 Hacheur Buck-Boost réversible en courant	60
II.7.2 Algorithmes d'optimisation.....	61
II.7.2.1 Perturb & Observe	61
II.7.2.2 Résultats de simulation et interprétation.....	61
II.7.2.3 Conductance incrémentale	64
II.7.2.4 Résultats de simulation et interprétations	65
II.7.3 Mode de limitation de la puissance	66
II.8 Applications en site isolé	68
II.8.1 Chargement d'une batterie	68
II.8.2 Pompage solaire photovoltaïque	70
II.8.2.1 Couplage direct	71
II.8.2.2 Couplage optimisé	71
II.8.2.3 Résultats de simulations	73
II.9. Conclusion.....	77

Chapitre III

Etude du Système Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique en Présence de Stockage

III.1 Introduction	79
III.2 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage	79
III.3 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec batterie	80
III.3.1 Modélisation et commande de la batterie	81
III.3.2 Synchronisation des tensions sur le réseau électrique PLL	85
III.3.3 Modélisation de l'interface de connexion au réseau électrique	88
III.3.4 Control et commande de la puissance injectée	90

III.3.5 Control du bus continu.....	92
III.3.6 Résultats de simulation et interprétations	93
III.4 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage hybrides (batterie et supercondensateur).....	97
III.4.1 Etude et commande du supercondensateur	98
III.4.1.1 Définition.....	98
III.4.1.2 Principe de fonctionnement.....	99
III.4.1.3 Modélisation du supercondensateur	100
III.4.1.4 Commande du supercondensateur.....	102
III.4.2 Réglage du bus continu.....	103
III.4.3 Résultats de simulation et interprétations	103
III.5 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage hybride (batteries + pompage d'eau).....	107
III.5.1 Etude et commande du système de pompage alternatif.....	108
III.5.1.1 Pompe alternatif centrifuge	108
III.5.1.2 Modélisation du moteur asynchrone	109
III.5.1.3 Commande vectorielle du moteur asynchrone	109
III.5.2 Réglage du bus continu.....	110
III.5.3 Résultats de simulation et interprétations	111
III.6 Conclusion.....	116

Chapitre IV

Intégration de l'Onduleur Z-Source dans les Systèmes Photovoltaïques

IV.1 Introduction.....	119
IV.2 Onduleur de tension et de courant.....	119
IV.2.1 Onduleur de tension.....	119
IV.2.2 Onduleur de courant	121
IV.3 Onduleur Z-source	122
IV.3.1 Principe de fonctionnement et modélisation.....	123
IV.3.2 Techniques de contrôle.....	126
IV.3.2.1 Maximum boost control	126
IV.3.2.2 Constant maximum boost control	126

IV.3.2.3 Simple boost control	127
IV.4 Onduleur Quasi Z-source	132
IV.4.1 Modélisation du convertisseur	133
IV.4.2 Dimensionnement des paramètres du réseau passif d'entrée	136
IV.4.2.1 Inductances L_1 et L_2	136
IV.4.2.2 Condensateurs C_1 et C_2	136
IV.4.3 Intégration du système de stockage dans l'onduleur Quasi Z-source.....	137
IV.5 Intégration de l'onduleur Quasi Z-source dans les alimentations autonomes	138
IV.5.1 Modélisation de l'onduleur Quasi z-source.....	139
IV.5.2 Principe de contrôle	141
IV.5.2.1 Suivi du point de puissance maximale MPPT.....	141
IV.5.2.2 Régulation de la tension de charge.....	142
IV.5.2.3 Simple boost control	142
IV.5.3 Résultats de simulation et discussions.....	143
IV.6 Intégration de l'onduleur Quasi Z-source dans les systèmes PV connectés au réseau .	149
IV.6.1 modélisation de l'onduleur Quasi Z-source.....	150
IV.6.2 Principe de contrôle	151
IV.6.2.1 Contrôle de l'onduleur Quasi Z-source.....	151
IV.6.2.2 Contrôle des supercondensateurs	151
IV.6.3 Résultats de simulation et discussions.....	152
IV.7 Conclusion	157
Conclusion générale	159
Références	162
Annexe	169

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 Evolution de la demande en énergie dans le monde [1].....	7
Figure I.2 Répartition des émissions mondiales de CO ₂ liée à l'énergie [1]	8
Figure I.3 Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale fin 2015 [3].....	9
Figure I.4 Objectif du programme algérien des énergies renouvelables d'ici 2030 [4].....	10
Figure I.5 Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque 2005–2015 [3].....	13
Figure I.6 Spectre solaire.....	14
Figure I.7 Schéma de principe de la conversion photoélectrique.....	15
Figure I.8 Types des cellules photovoltaïque.....	17
Figure I.9 Module photovoltaïque, (a) : module monocristallin, (b) : module polycristallin, (c) : module amorphe	18
Figure I.10 Un champ photovoltaïque.....	18
Figure I.11 Diodes de protection du module photovoltaïque.....	19
Figure I.12 Phénomène d'ombrage	20
Figure I.13 Fonctionnement optimal de module photovoltaïque	21
Figure I.14 Organigramme de la méthode perturbe & observe.....	23
Figure I.15 Organigramme de la méthode conductance incrémentale.....	24
Figure I.16 Principe de stockage électrochimique	26
Figure I.17 Exemple des batteries lithium ion	27
Figure I.18 Exemple des batteries Nickel cadmium	27
Figure I.19 Exemple des batteries Plomb-acide.....	28
Figure I.20 Exemple des supercondensateurs	28
Figure I.21 Principe de fonctionnement de la pile à combustible.....	30
Figure I.22 Densité d'énergie et de puissance pour différentes technologies de stockage	30
Figure I.23 Principe de stockage hydraulique.....	31
Figure I.24 Système PV couplé au réseau avec stockage hydraulique	32
Figure I.25 Diagramme de Ragone des moyens de stockage.....	34

Figure I.26 Architecture globale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique	35
Figure I.27 Architectures possibles modernes des installations photovoltaïques [25]	35
Figure I.28 Architecture à couplage alternatif.....	36
Figure I.29 Architecture à couplage continu	37
Figure I.30 Architecture à couplage mixte.....	37
Figure I.31 Onduleur triphasé	38
Figure I.32 Système PV connectée au réseau électrique en utilisant le z source inverter.....	40
Figure I.33 Système PV connectée au réseau électrique en utilisant le quazi z source inverter	40

Chapitre II

Figure II.1 Modèle simplifié de la cellule	44
Figure II.2 Modèle de la cellule PV avec une seule diode.....	45
Figure II.3 Modèle de la cellule PV avec deux diodes.....	46
Figure II.4 Modèle de la cellule PV	48
Figure II.5 Caractéristiques externes de la cellule dans les conditions standards (G=1000W/m ² , T=25C°).....	48
Figure II.6 Caractéristiques externes de module dans les conditions standards (G=1000W/m ² , T=25C°).....	49
¶Figure II.7 Association série des modules PV dans les conditions standards	49
Figure II.8 Association parallèle des modules PV dans les conditions standards.....	50
Figure II.9 Association série et parallèle des modules PV dans les conditions standards	50
Figure II.10 Caractéristiques d'un module photovoltaïque pour différents éclairement	50
Figure II.11 Caractéristiques d'un module photovoltaïque pour différents température.....	51
Figure II.12 Groupement de deux cellules en série l'une est ombrée	52
Figure II.13 Comportement électrique des cellules.....	52
Figure II.14 Deux modules en séries affectés par un ombrage partiel.....	53
Figure II.15 caractéristiques électriques de deux modules en séries.....	53
Figure II.16 Caractéristiques électriques de deux modules en séries dans les conditions standards (G=1000W/m ² , T=25C°) avec un taux (%) d'ombrage variable	53
Figure II.17 Caractéristiques électriques de deux modules en séries dans un éclairement variable avec un taux d'ombrage de 50%	54

Figure II.18 Trois modules en séries affectés par un ombrage partiel	55
Figure II.19 Caractéristiques électriques de trois modules en séries	55
Figure II.20 Caractéristiques électriques de trois modules en séries dans les conditions standards ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25\text{C}^\circ$) avec un taux (%) d'ombrage variable pour les deux modules	55
Figure II.21 Caractéristiques électriques de trois modules en séries dans un éclairage variable avec un taux d'ombrage (00%, 60%, 40%).....	56
Figure II.22. Générateur photovoltaïque affectés par un ombrage partiel	56
Figure II.23 Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïques dans les conditions standards ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25\text{C}^\circ$) avec un taux (%) d'ombrage variable	57
Figure II.24 Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque dans un éclairage variable avec un taux d'ombrage de 50%	57
Figure II.25 Circuit électrique d'un hacheur Boost.....	58
Figure II.26 Schéma de principe de l'hacheur abaisseur	59
Figure II.27 Schéma de principe de l'hacheur Buck-Boost	60
Figure II.28 Hacheur réversible en courant.....	60
Figure II.29 Schéma de montage d'un module PV alimentant une charge résistive en utilisant l'algorithme Perturb & Observe	61
Figure II.30 Profile d'éclairage imposé (Température constante = 25C°).....	62
Figure II.31 Variation de la puissance de module en fonction de la tension	62
Figure II.32 Variation de la puissance de module pour différentes éclairage.....	62
Figure II.33 Rapport cyclique de convertisseur	62
Figure II.34 Profile de la température imposée (éclairage constant = 1000W/m^2).....	62
Figure II.35 Variation de la puissance de module en fonction de la tension	62
Figure II.36 Variation de la puissance de module pour différentes températures.....	63
Figure II.37 Rapport cyclique de convertisseur	63
Figure II.38 Profile de variation de la charge ($G= 1000\text{W/m}^2$, $T= 25\text{C}^\circ$).....	63
Figure II.39 Variation de la puissance de module en fonction de la tension	63
Figure II.40 Comportement de la puissance de module pour une charge	63
Figure II.41 Rapport cyclique de convertisseur	63
Figure II.42 Schéma de montage d'un module PV alimentant une charge résistive en utilisant l'algorithme conductance incrémentale.....	64
Figure II.43 Variation de la puissance de module pour différents éclairages	65
Figure II.44 Variation de la puissance de module en fonction de la tension	65

Figure II.45 Variation de la puissance de module pour différentes températures.....	65
Figure II.46 Variation de la puissance de module en fonction de la tension	65
Figure II.47 Comportement de la puissance de module pour une charge variable	66
Figure II.48 Variation de la puissance de module en fonction de la tension	66
Figure II.49 Principe de mode limité de la puissance	67
Figure II.50 Profile de l'éclairement imposé.....	67
Figure II.51 Tension du générateur photovoltaïque	67
Figure II.52 Puissance du générateur photovoltaïque	68
Figure II.53 Courant du générateur photovoltaïque	68
Figure II.54 Schéma de montage d'un module PV alimentant une batterie	69
Figure II.55 Variation de la puissance de module PV et la batterie.....	69
Figure II.56 Variation du rapport cyclique du convertisseur	69
Figure II.57 Variation de courant de module PV et la batterie	69
Figure II.58 Variation de la tension de module PV et la batterie.....	69
Figure II.59 Système de pompage photovoltaïque.....	70
Figure II.60 Schéma électrique d'un moteur DC	71
Figure II.61 Schéma de principe d'un système de pompage photovoltaïque continu à couplage optimisé.....	73
Figure II.62 Puissance de générateur avec et dans optimisation.....	64
Figure II.63 Puissance de générateur en fonction de la tension.....	75
Figure II.64 Rapport cyclique du convertisseur	75
Figure II.65 Rapport cyclique du convertisseur	75
Figure II.66 Variation de la puissance du générateur PV et pompe.....	76
Figure II.67 Variation de la tension du générateur PV et la pompe.....	76
Figure II.68 Variation de courant du générateur PV et la pompe	76
Figure II.69 Vitesse de rotation du groupe moteur-pompe	76

Chapitre III

Figure III.1 système PV connecté au réseau électrique avec stockage étudié	80
Figure III.2 Schéma global de la batterie [75].....	81
Figure III.3 Modèle électrique de la batterie [75]	82
Figure III.4 Caractéristique de décharge d'une batterie Plomb-Acide [75]	82
Figure III.5 batterie montée avec un hacheur buck-boost au bus continu.....	83

Figure III.6 Schéma de principe de control du convertisseur bidirectionnel associé aux batteries	84
Figure III.7 Puissance des batteries.....	85
Figure III.8 Etat de charge des batteries.....	85
Figure III.9 Courant des batteries.....	85
Figure III.10 Tension des batteries.....	85
Figure III.11 Principe de la PLL dans le domaine de Park	86
Figure III.12 Schéma de régulation de la PLL	87
Figure III.13 angle de phase de réseau électrique	87
Figure III.14 Tensions de réseau électrique	88
Figure III.15 Schéma équivalent monophasé de la liaison au réseau électrique.....	88
Figure III.16 La représentation sous forme schéma bloc	90
Figure III.17 Schéma de régulation des courants direct et quadratique	91
Figure III.18 Schéma de control découplé de la puissance active et réactive	92
Figure III.19 variation de la puissance dans le système étudié	92
Figure III.20 principe de régulation du bus continu	93
Figure III.21 Puissance maximale du générateur	94
Figure III.22 Rapport cyclique du convertisseur et les caractéristiques du générateur PV	94
Figure III.23 Régulation du bus continu.....	94
Figure III.24 Tensions simples à la sortie de l'onduleur	95
Figure III.25 Forme des courants injectés au réseau électrique	95
Figure III.26 Evolution des grandeurs caractéristiques du banc des batteries.....	95
Figure III.27 Variation des puissances active et réactive injectées au réseau électrique	96
Figure III.28 le bilan de puissance de l'installation PV connectée au réseau électrique.....	96
Figure III.29 système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage hybride (Batterie et supercondensateur)	98
Figure III.30 Principe de fonctionnement du supercondensateur [85].....	99
Figure III.31 Schéma électrique équivalent d'un supercondensateur	100
Figure III.32 Schéma électrique simplifié d'un supercondensateur.....	101
Figure III.33 batterie montée avec un hacheur buck-boost au bus continu.....	102
Figure III.34 Principe de contrôle du convertisseur bidirectionnel associé aux supercondensateurs.....	103
Figure III.35 Variation de la puissance du générateur photovoltaïque	104
Figure III.36 Tension du bus continu du système	104
Figure III.37 Tensions composées de l'onduleur	105

Figure III.38	Forme des courants injectés au réseau électrique	105
Figure III.39	Forme des tensions et courants injectés au réseau électrique.....	105
Figure III.40	Variation des puissances du stockage	106
Figure III.41	Puissance active et réactive injectée au réseau électrique.....	106
Figure III.42	Bilan de puissance du système étudié	106
Figure III.43	système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage hybride (Batterie et pompage d'eau)	108
Figure III.44	Commande vectorielle à flux orientée du moteur asynchrone.....	110
Figure III.45	Management des puissances dans le système PV connecté au réseau électrique	111
Figure III.46	Bus continu	112
Figure III.47	Variation de la puissance du banc des supercondensateurs	112
Figure III.48	Puissance hydraulique du système de pompage	113
Figure III.49	Vitesse de rotation du moteur asynchrone	113
Figure III.50	Couple du moteur asynchrone	113
Figure III.51	Courants absorbés par le moteur asynchrone	114
Figure III.52	Courants injectés au réseau électrique	115
Figure III.53	Puissance active injectée au réseau électrique	115
Figure III.54	Puissance réactive injectée au réseau électrique.....	116
Figure III.55	Bilan de puissance du système PV connecté au réseau électrique.....	116

Chapitre IV

Figure IV.1	Onduleur de tension	121
Figure IV.2	Onduleur de courant	122
Figure IV.3	Onduleur Z-source	123
Figure IV.4	Schéma électrique équivalent par phase	124
Figure IV.5	Schéma équivalent dans les états de tir.....	124
Figure IV.6	Schéma équivalent dans les états actifs	125
Figure IV.7	maximum boost control technique [99].....	127
Figure IV.8	Constant maximum boost control technique [99].....	128
Figure IV.9	simple boost control technique [99]	128
Figure IV.10	Schéma du système autonome sous Matlab/Simulink.....	130
Figure IV.11	Génération des états de tir par simple boost technique.....	131
Figure IV.12	Tension d'entrée et de sortie du réseau d'impédance.....	131

Figure IV.13 Tension composée du convertisseur	131
Figure IV.14 Tension instantanée au bus continu	132
Figure IV.15 Tension et courant de la charge	132
Figure IV.16 Onduleur Quasi Z-source.....	134
Figure IV.17 Schéma électrique simplifié de l'onduleur Quasi Z-source.....	134
Figure IV.18 Schéma électrique simplifié de l'onduleur Quasi Z-source dans les états de tir	135
Figure IV.19 Schéma électrique simplifié de l'onduleur Quasi Z-source dans les états actifs	135
Figure IV.20 Système de stockage connecté en parallèle avec le condensateur C_2	138
Figure IV.21 Système de stockage connecté en parallèle avec le condensateur C_1	139
Figure IV.22 Système photovoltaïque autonome en utilisant l'onduleur Quasi Z-source	140
Figure IV.23 Schéma électrique simplifié du système photovoltaïque autonome.....	140
Figure IV.24 Schéma de contrôle du système photovoltaïque autonome	142
Figure IV.25 Schéma de régulation de la tension de charge	143
Figure IV.26 Génération des impulsions de l'onduleur Quasi Z-source.....	143
Figure IV.27 Profile de variation de l'éclairement.....	144
Figure IV.28 Puissance du générateur PV	145
Figure IV.29 Tension et courant du générateur PV.....	145
Figure IV.30 Profile de variation de la charge	145
Figure IV.31 Principe de génération des états de tir	146
Figure IV.32 Tension du bus continu.....	147
Figure IV.33 Courant des inductances et les batteries	147
Figure IV.34 Etat de charge du banc des batteries	147
Figure IV.35 Régulation de la tension de charge	148
Figure IV.36 Courant de la charge	148
Figure IV.37 Tension et courant d'une phase de la charge	148
Figure IV.38 Evolution du flux de puissance dans le système PV autonome.....	149
Figure IV.39 Système PV connectée au réseau électrique avec un onduleur Quasi Z-source	150
Figure IV.40 Schéma électrique simplifié du système PV connectée au réseau électrique avec un onduleur Quasi Z-source	151
Figure IV.41 Algorithme de contrôle de l'onduleur Quasi Z-source.....	152
Figure IV.42 Schéma du convertisseur bidirectionnel associé aux supercondensateurs	153

Liste de figures

Figure IV.43 Principe de contrôle des supercondensateurs	153
Figure IV.44 Puissance du générateur photovoltaïque.....	154
Figure IV.45 Puissance active et réactive injectée au réseau électrique	155
Figure IV.46 Forme des courants injectés au réseau électrique.....	155
Figure IV.47 Tension et courant injecté au réseau électrique	155
Figure IV.48 Tension simple de l'onduleur Quasi Z-source.....	156
Figure IV.49 Tension du bus continu de l'onduleur Quasi Z-source.....	156
Figure IV.50 Evolution du flux de puissance dans le système PV connecté au réseau électrique	157
Figure IV.51 Réponse des systèmes de stockage.....	158
Figure IV.52 Zoom sur la réponse des batteries et supercondensateurs	158

Liste des Tableaux

Tableau III.1 Caractéristiques technique des batteries Lithium Ion et les supercondensateurs	100
Tableau IV.1 Séquences de commutation de l'onduleur Quasi Z-source	129
Tableau IV.2 Valeur des paramètres de simulation.....	130

Nomenclature

PV :	Photovoltaïque
GPV :	Générateur photovoltaïque
I-V :	Caractéristiques courant tension
P-V :	Caractéristique puissance tension
V_{pv} :	Tension aux bornes d'un générateur photovoltaïque
I_{pv} :	Courant délivré par générateur photovoltaïque
P_{pv} :	Puissance délivré par générateur photovoltaïque
V_{co} :	Tension circuit ouvert
I_{cc} :	Courant circuit ouvert
V_{opt} :	Tension correspondante à la puissance maximale.
I_{opt} :	Courant correspondante à la puissance maximale.
P_{opt} :	Puissance optimale
F :	Facteur de forme
N_s :	Nombre de cellules en série
N_p :	Nombre de cellules en parallèle
G_r :	Eclairement de référence
T_r :	Température de référence
P :	Charge positive
N :	Charge négative
I_0 :	Courant de saturation de la jonction
q :	Charge de l'électron
K :	Constante de Boltzmann
n :	Facteur d'idéalité de la jonction
V_t :	Tension thermodynamique

Nomenclature

I_{ph} :	Courant généré par les photons
I_D :	Courant de la diode
R_s :	Resistance série
R_{sh} :	Resistance shunt
DC :	Courant continue
DC-DC :	Conversion continue-continue (Hacheur)
DC-AC :	Convertisseur continue-alternatif (Onduleur)
PPM :	Point de puissance maximale
MPPT :	Maximum Power Point Tracking
P&O :	Algorithme « perturbation et observation »
SOC :	Etats de charge de la batterie
P_{dc} :	Puissance du bus continu
V_{dc} :	Tension du bus continu
I_{dc} :	Courant du bus continu
P_{batt}	Puissance de la batterie
I_{batt} :	Courant de la batterie
V_{batt} :	Tension aux bornes de la batterie
I_{ch} :	Courant de charge de la batterie
I_{ref} :	Courant de référence
P_{ref} :	Puissance de référence
LPPM :	Point de puissance maximale locale
GPPM :	Point de puissance maximale globale
PLL :	Phase-Locked-Loop
PWM :	Pulse Width Modulation
P_{ref} :	Puissance active de référence
Q_{ref} :	Puissance réactive de référence
P_{res} :	Puissance active injectée au réseau

Nomenclature

Q_{res} :	Puissance réactive injectée au réseau
I_{dref} :	Courant de référence suivant l'axe d
I_{qref} :	Courant de référence suivant l'axe q
θ_{est} :	Angle estimée
R_r :	Résistance du filtre de raccordement
L_r :	Inductance du filtre de raccordement
H :	Hauteur manométrique total de la pompe
Q :	Débit de la pompe
$P_{stockage}$:	Puissance du stockage
P_{hyd} :	Puissance hydraulique
P_{charge} :	Puissance de la charge
P_{supc} :	Puissance du supercondensateur
V_{supc} :	Tension du supercondensateur
i_{supc} :	Courant du supercondensateur
Ω :	Vitesse de rotation du moteur
VSI :	Onduleur de tension
CSI :	Onduleur de courant
ZSI :	Onduleur Z-source
QZSI :	Onduleur Quasi Z-source
C_1 :	Condensateur 1 du réseau d'impédance
C_2 :	Condensateur 2 du réseau d'impédance
L_1 :	Inductance 1 du réseau d'impédance
L_2 :	Inductance 2 du réseau d'impédance
V_{C1} :	Tension du condensateur C_1
V_{C2} :	Tension du condensateur C_2
V_e :	Tension d'entrée
i_{L1} :	Courant de l'inductance L_1
i_{L2} :	Courant de l'inductance L_2

Nomenclature

T :	Période d'échantillonnage
T_0 :	Période des états de tir
T_1 :	Périodes des états conventionnels
D :	Rapport cyclique des états de tir
B :	Facteur d'amplification
M :	Indice de modulation
V_+ :	Enveloppe de tension positive
V_- :	Enveloppe de tension négative

Introduction générale

La demande mondiale de l'énergie augmente continuellement en raison de la croissance de population et du développement de l'économie dans tous les pays. En effet, elle permet de diminuer la réserve des combustibles fossiles, en affectant également l'environnement, ce qui contribue de manière significative à l'augmentation de la moyenne mondiale des températures, c'est-à-dire le réchauffement climatique de la terre. Pour remédier ces problèmes, les scientifiques du monde entier cherchent des solutions à ces deux énormes défis (énergie et environnement) [1].

La première solution repose sur l'exploitation de l'énergie nucléaire, puisqu'elle offre une très grande énergie développée par la fission de l'atome de l'uranium ; cependant, elle pose de réels problèmes environnementaux liés au traitement des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales nucléaires obsolètes.

La deuxième alternative repose sur le recours aux énergies renouvelables (l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, du bois...). Dans cette optique, plusieurs pays ont engagé des investissements immenses et semblent de ce fait sur la bonne voie pour réussir le challenge d'allier la production et la consommation d'énergie d'un côté et le maintien de l'équilibre environnemental de la planète de l'autre. Le soleil reste dans ce cas, que ce soit de manière directe ou indirecte, la source d'énergie la plus prometteuse. Les progrès technologiques permettent en effet d'envisager dès aujourd'hui une part non négligeable du mix énergétique de demain à partir des deux composantes énergétiques essentielles du rayonnement solaire : thermique et lumineuse [1, 2, 3].

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

L'énergie solaire captée à l'aide de panneaux photovoltaïques représente une alternative énergétique viable pour la production d'électricité puisque cette dernière est une source renouvelable, à la fois propre, illimitée et avec un niveau de risque très réduit. Son potentiel est très important à l'échelle du besoin de l'activité humaine, il est aussi très largement réparti sur l'ensemble du globe ce qui lui confère un intérêt partagé par tous. Avec

la diminution du prix des modules photovoltaïques et l'augmentation du prix des énergies fossiles, l'exploitation de cette ressource, à fort potentiel de développement, avec des systèmes de génération photovoltaïque devient viable et rentable. Toutefois, l'énergie solaire est caractérisée par sa fluctuation selon la saison et les heures de la journée. L'énergie fournie par les panneaux solaires dépend de l'intensité de l'éclairement, de la température, ce qui engendre une production intermittente et irrégulière. En effet, les systèmes de stockage d'énergie apparaissent comme étant une solution inévitable pour contribuer à l'amélioration des performances des installations de production photovoltaïque et pour assurer une énergie suffisante et quasi constante aux consommateurs durant toutes les conditions réelles de fonctionnement. L'énergie solaire photovoltaïque est utilisée dans deux applications : alimenter les régions isolées ou désertes (éclairage, et pompage d'eau), et la connexion au réseau électrique publique pour injecter la puissance produite [3].

L'intégration de l'énergie électrique produite par les modules photovoltaïques dans le réseau électrique a augmenté de façon considérable ces dernières années. Pour assurer la stabilité et la sécurité du réseau, les gestionnaires imposent des conditions rigoureuses pour permettre le raccordement et l'injection de la puissance produite. En effet, toutes les installations photovoltaïques doivent assurer le contrôle dynamique de la puissance active et réactive, avoir la possibilité de fonctionnement dans une bande de tension et fréquence, et garantir la participation efficace dans la stabilité et l'équilibrage du réseau par la gestion des moments d'injection et de déconnexion. D'autre part, l'efficacité d'une installation photovoltaïque connectée au réseau électrique est caractérisée généralement par un meilleur rendement de conversion possible tout en assurant le challenge d'avoir un prix du kilo watt-heure le plus attractif dans le marché de l'énergie électrique.

Le thème développé dans le cadre de ce travail couvre justement un volet important de cette thématique, à travers l'étude et l'amélioration des performances d'une installation solaire photovoltaïque connectée au réseau électrique de distribution en présence du système de stockage. Pour bien mener ce travail, la thèse est organisée en quatre chapitres.

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Nous commencerons ce chapitre par une présentation détaillée de l'intérêt d'utiliser les énergies renouvelables, et en particulier l'énergie solaire photovoltaïque, suivi par des statistiques récentes sur l'évolution de cette énergie dans le monde. Ensuite, nous allons exposer le principe de base de la conversion photoélectrique, le fonctionnement de la cellule (module, champ), les technologies de fabrication ; et nous

donnerons aussi un aperçu sur le fonctionnement optimal des générateurs photovoltaïques. D'autre part, et afin de pallier à l'intermittence de la source d'énergie qui est l'ensoleillement, une discussion sur l'intérêt du système de stockage et les moyens compatibles avec l'application sera menée. Enfin, nous présenterons les différentes configurations pouvant jouer le rôle d'interface pour le transfert de puissance générée sous forme continue vers un réseau de distribution standard.

Le deuxième chapitre sera consacrée à l'étude des caractéristiques électriques externes du générateur photovoltaïque dans différentes conditions météorologiques réelles (situation normale, ombrage partiel). Ensuite, nous exposerons la problématique du fonctionnement au point de puissance maximale PPM du générateur photovoltaïque ; dans ce contexte, deux techniques de poursuite du point PPM seront étudiées et simulées sous Matlab/Simulink dans plusieurs conditions rigoureuses pour tester et valider le bon suivi du point PPM et la robustesse des deux commandes adoptées. Enfin, nous étudierons les performances de deux applications autonomes utilisant un générateur photovoltaïque comme source d'entrée, une batterie et un système de pompage d'eau comme une charge. Des simulations seront données pour démontrer l'efficacité obtenue.

Dans le troisième chapitre, nous allons étudier une installation photovoltaïque connectée au réseau électrique avec un système de stockage de type électrochimique (batteries) en premier lieu, dans ce système, les batteries seront utilisées pour compenser l'insuffisance de la puissance qui peut exister durant le fonctionnement quotidien de l'installation. En deuxième lieu, nous allons introduire un autre moyen de stockage qui est le supercondensateur, l'objectif c'est l'optimisation du système de stockage en profitant de la particularité attractive du temps de réponse rapide des supercondensateurs. Finalement, pour améliorer d'avantage les performances de notre installation photovoltaïque, un système solaire de pompage d'eau sera intégré au bus continu en parallèle avec les batteries; en effet, le surplus de la puissance photovoltaïque produite sera envoyé sous forme électrique vers le banc des batteries et sous forme hydraulique (eau) vers les habitants pour irriguer les surfaces agricoles qui sont situés autour de l'installation. Plusieurs résultats de simulation seront exposés simultanément pour démontrer l'efficacité et la robustesse des tous les systèmes et les algorithmes adoptés.

Enfin, le quatrième et dernier chapitre sera réservé à la mise en œuvre d'un nouveau convertisseur de type continu-alternatif qui s'appelle onduleur Z-source et sa version améliorée onduleur Quasi Z-source. Ainsi, l'ensemble des fondements théoriques liés à ces

convertisseurs seront présentés de manières détaillées avant d'être intégrés au modèle global de la chaîne de conversion interconnectée avec le réseau. Pour faire face aux quelques problèmes techniques l'onduleur Z-source, l'onduleur Quasi Z-source sera adopté et intégré à notre installation photovoltaïque pour vérifier ses performances et la contribution qu'il peut apporter au système. En effet, nous allons l'intégrer en premier lieu dans une alimentation électrique autonome avec un stockage électrochimique (batterie). Dans ce cas, le contrôle en temps réel de la tension des charges sera appliqué pour assurer une forme d'onde adéquate et une valeur de tension suffisante aux fonctionnements ordinaires des consommateurs. En deuxième lieu, L'onduleur Quasi Z-source sera inséré dans une installation photovoltaïque connectée au réseau électrique avec un système de stockage hybride (batterie et supercondensateurs), le suivi du point de puissance maximale du générateur PV et le contrôle séparé des puissances active et réactive injectées seront utilisés simultanément pour générer les séquences de commutation de l'onduleur Quasi Z-source. Plusieurs résultats de simulation dans différentes conditions météorologiques valideront les performances et la contribution de ce convertisseur. Ils seront exposés de manière détaillée à la fin de chaque système étudié.

L'ensemble des résultats obtenus, aussi bien qualitatifs que quantitatifs, seront enfin résumés dans le cadre d'une conclusion générale avant d'aborder certains points pouvant ouvrir des perspectives en tant que supports à de thèmes de travaux ultérieurs.

CHAPITRE -I-

Etat de l'Art sur les Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau Electrique

I.1 Introduction

La demande d'énergie est en progression permanente dans tout le monde pour faire face aux développements industriels continus et pour assurer aux habitants une qualité de vie confortable. En effet, cette demande croissante a suscité la réduction des ressources fossiles, et a provoqué de façon directe l'émission des gaz à effet de serre dans l'espace ce qui a accéléré le réchauffement climatique de la terre. De même, ces problèmes ont mené progressivement le monde à chercher d'autres sources des énergies alternatives [1, 2, 3].

Les énergies renouvelables ont été mises en avant afin de réduire notre dépendance au pétrole en convertissant l'énergie du soleil, du vent, ou encore de la biomasse en nos vecteurs énergétiques principaux : la chaleur et l'électricité. Le solaire photovoltaïque est l'une des techniques les plus prometteuses de l'énergie solaire, la puissance lumineuse du soleil est directement convertie en courant électrique grâce à l'effet photoélectrique [2, 3].

Les installations solaires photovoltaïques connectées au réseau électrique sont des systèmes de production d'énergie propre, elles utilisent les panneaux photovoltaïques comme étant une source de production principale, la puissance disponible est injectée totalement au réseau électrique où partiellement en utilisant un système de stockage pour remédier le problème d'intermittence de l'énergie solaire. D'autre part, une interface d'électronique de puissance est utilisée dans l'ensemble de l'installation pour assurer le maximum de puissance, la conversion et le contrôle de la puissance injectée, et le suivi du bon fonctionnement du système [2, 3].

Ce premier chapitre a pour objectif de présenter des généralités sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Dans un premier temps, nous présenterons l'intérêt d'utiliser les énergies renouvelables, et en particulier l'énergie solaire photovoltaïque, suivi par des statistiques récentes sur l'évolution de cette énergie dans le monde.

Ensuite, nous allons voir quelques notions principales sur le sujet de la technologie de fabrication des cellules photovoltaïques, la protection du module et le phénomène d'ombrage, suivis par une démonstration sur le fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque.

Dans un deuxième temps, nous présenterons l'intérêt du stockage dans un système photovoltaïque et les différents moyens disponibles en donnant les principales caractéristiques de chaque type.

Dans la dernière partie de ce chapitre, nous exposerons les différentes structures de la chaîne de conversion solaire photovoltaïque connectée au réseau, ainsi que les convertisseurs d'électronique de puissance les plus utilisés.

I.2 Energies renouvelables

Au cours de ces dernières années, les débats sur l'avenir énergétique de la planète se sont intensifiés, à cause de la demande croissante de l'énergie et les conséquences que cela peut engendrer à moyen et long terme. En effet, l'évolution démographique, la croissance économique et le développement industriel rapides de certaines zones géographiques comme la Chine et l'Inde qui devraient seules représenter plus de 20% de la demande d'énergie mondiale en 2020, contre seulement 13% en 1997, laissent présager une augmentation considérable de la consommation d'énergie [1,2]. La figure I.1 montre l'évolution de la consommation en énergie dans le monde selon l'agence internationale de l'énergie.

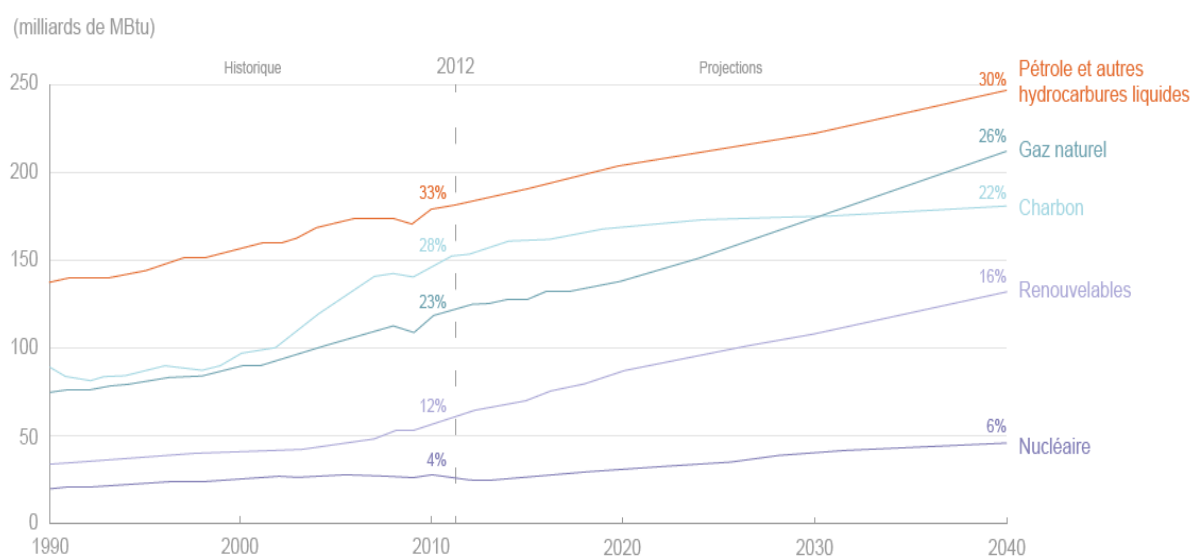


Figure I.1 Evolution de la demande en énergie dans le monde [1]

Au sein des énergies fossiles, le gaz naturel devrait, selon l'EIA (Energy international agency), devenir la deuxième source d'énergie au monde devant le charbon à partir de 2030. A l'horizon 2040, le gaz et les énergies renouvelables pourraient chacun contribuer à la production électrique mondiale dans les mêmes proportions (à hauteur de 28/29% du mix électrique) que le charbon, qui est de loin la première source d'électricité au monde à l'heure actuelle (près de 40% du mix électrique mondial) [1,2].

Au rythme actuel, les réserves en énergies fossiles ne pourront assurer les besoins que pour quelques décennies encore. Ces dernières ont, en plus, un effet néfaste sur l'environnement à cause des gaz à effet de serre envoyés dans l'espace, entraînant un réchauffement de plus en plus notable de la terre. Les émissions annuelles de CO₂ liées à l'énergie pourraient augmenter de 32 milliards de tonnes (Gt) en 2012 à 36 Gt en 2020 et 43 Gt en 2040, soit une hausse de 34% comme illustre la figure I.2.

Pour atteindre les objectifs de l'accord de Paris 2015 qui vise à limiter le réchauffement climatique mondiale en dessous de 2°C , et selon les experts du GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat), il faut réduire les émissions mondiales des gaz à effet de serre de 40% à 70% d'ici à 2050 (par rapport au niveau de 2010) alors qu'elles ont augmenté de 80% entre 1970 et 2010, principalement en raison du doublement de la consommation d'énergie dans le monde sur cette période [1,2].

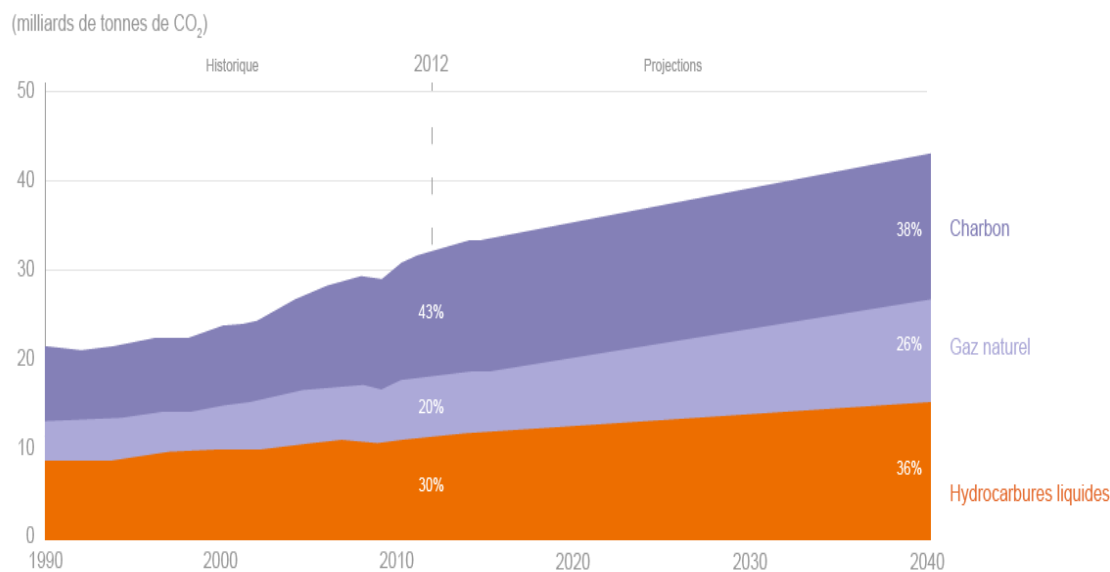


Figure I.2 Répartition des émissions mondiales de CO_2 liée à l'énergie [1]

Le passage d'une économie basée sur les sources d'énergies fossiles vers une économie basée sur des sources d'énergie renouvelables apparaît comme nécessaire voire inévitable pour faire face aux enjeux environnementaux actuels. Les politiques de développement durable mises en place dans le monde ont permis une meilleure exploitation du vaste potentiel que représentent les ressources renouvelables. Ainsi, l'indépendance énergétique, couplée à la diminution des émissions de gaz à effet de serre et la volonté de diversification des ressources, ont été les moteurs d'un développement industriel très conséquent, permettant d'initier des filières nouvelles tout en soutenant des technologies plus matures.

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre et généralement de la biomasse humide ou sèche. La figure I.3 montre la répartition estimée des énergies renouvelables dans la production électrique mondiale fin 2015, établie par le REN21

(réseau mondial multipartite pour la promotion des politiques en faveur des énergies renouvelables) [3].

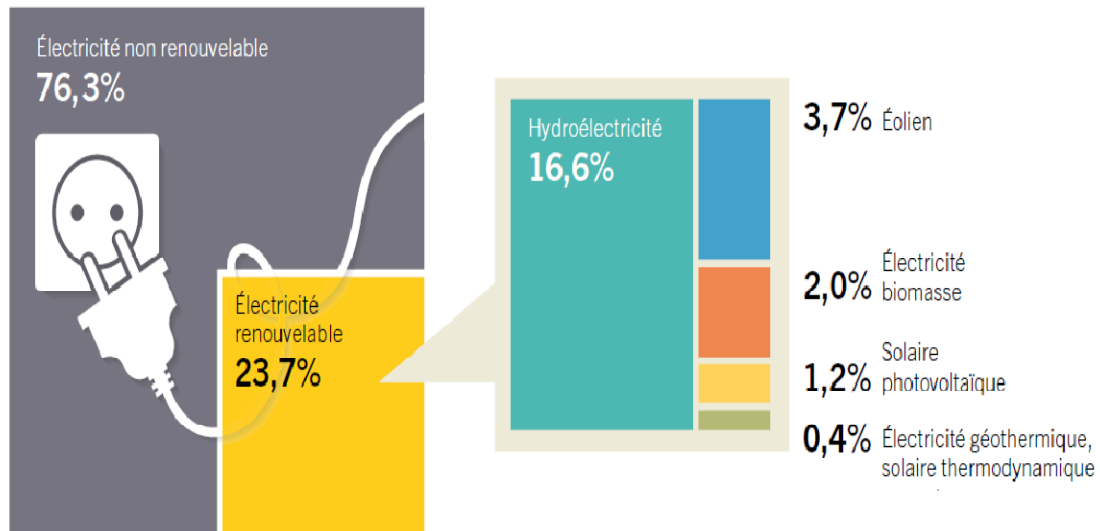


Figure I.3 Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale fin 2015 [3]

Les énergies renouvelables présentent de nombreux avantages :

- Elles sont disponibles dans le monde entier.
- sont inépuisables.
- sont écologiques et contribuent à la protection de l'environnement.
- comportent peu de risques.
- réduisent la dépendance vis-à-vis des importations d'énergie.
- créent des emplois.
- assurent la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

L'Algérie comme la plus part des pays du monde à adopté un programme ambitieux de la production des énergies renouvelables jusqu'au 2030 [4], il sert à produire 22000 MW, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020. Ce programme consiste au développement du photovoltaïque, l'éolien à grande échelle, et les filières de la biomasse, de la cogénération et de la géothermie avec l'introduction du solaire thermique (CSP) à partir de 2021 (figure I.4).

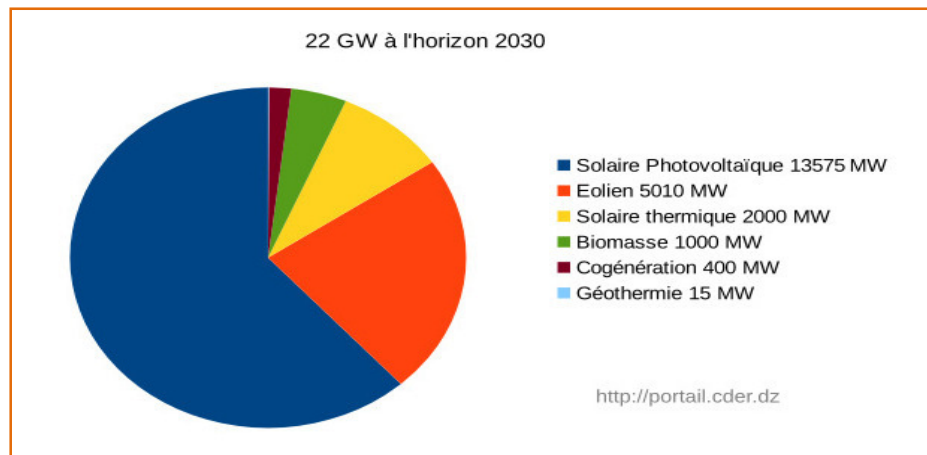


Figure I.4 Objectif du programme algérien des énergies renouvelables d'ici 2030 [4]

Les capacités en énergie renouvelables seront installées selon les spécificités de chaque région : Région du Sud, pour l'hybridation des centrales existantes et l'alimentation des sites épars compte tenu de la disponibilité des espaces et de l'important potentiel solaire et éolien qui privilégie ces régions ; région des hauts plateaux pour leur potentiel d'ensoleillement et de vent avec possibilité d'acquisition des terrains ; région du littoral selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces tels que les toitures et terrasses des bâtiments et autres espaces non utilisés. Les besoins complémentaires pour d'autres domaines d'application sont intégrés dans la capacité totale du photovoltaïque, tels que le résidentiel, l'agriculture, le pompage, les ressources en eau, l'industrie, l'éclairage public et les services [4].

I.3 Energie éolienne

L'énergie éolienne est considérée comme une des technologies les plus prometteuses pour la production d'électricité, en termes d'écologies, de champ d'application et de création d'emplois et de richesses, le montant total mondial de production est de l'ordre de 433 GW enregistré fin 2015 [3]. L'éolienne est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. La puissance d'une éolienne dépend de la vitesse du vent, lorsque la vitesse du vent augmente la puissance de sortie augmente. L'emplacement de l'installation de l'éolienne est souvent choisi dans les zones où les vents sont forts et constants, telles que l'exploitation des sites de haute altitude et dans la mer (offshore). La Chine occupant la première place de production, aussi des nouveaux marchés ont émergé en Afrique, en Asie et en Amérique latine. Les entreprises et les acteurs privés ont

continué d'opter pour l'énergie éolienne lorsqu'ils souhaitent assurer une électricité fiable et économique, et plusieurs grands investisseurs ont été séduits par son rendement constant [5, 6].

I.4 Energie hydroélectrique

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, c'est une solution extrêmement attractive puisqu'elle est exploitée au voisinage du maximum de son potentiel dans de nombreux pays industrialisés. L'énergie hydroélectrique a été synonyme d'un développement économique très important, En effet, l'augmentation de la capacité hydroélectrique (excluant les installations de pompage-turbinage) a été d'environ 28 GW en 2015, ce qui porte la capacité totale mondiale à quelque 1 064 GW [3].

I.5 Energie biomasse

L'énergie issue de la biomasse est une source d'énergie renouvelable qui dépend du cycle de la matière vivante végétale et animale. Elle est la forme d'énergie la plus ancienne utilisée par l'homme depuis la découverte du feu à la préhistoire. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la combustion de ces matières (bois, végétaux, déchets agricoles, ordures ménagères organiques) ou du biogaz issu de la fermentation de ces matières, dans des centrales biomasses. L'énergie issue de la biomasse est classée en troisième position dans la capacité de l'électricité renouvelable dans le monde fin 2015 [3].

I.6 Géothermie

La géothermie est la science qui étudie les phénomènes thermiques internes du globe terrestre et la technologie qui vise à l'exploiter. Pour capter l'énergie géothermique, on fait circuler un fluide dans les profondeurs de la Terre. Ce fluide peut être celui d'une nappe d'eau chaude captive naturelle, ou de l'eau injectée sous pression pour fracturer une roche chaude et imperméable. Dans les deux cas, le fluide se réchauffe et remonte chargé de calories (énergie thermique). Ces calories sont utilisées directement ou converties partiellement en électricité. Généralement il existe trois types de géothermie suivant la température disponible à l'exploitation [7]:

- ✓ la géothermie à haute énergie : utilisée surtout pour produire de l'électricité.

- ✓ La géothermie de basse énergie : utilisée pour les réseaux de chauffage urbain.
- ✓ La géothermie de très basse énergie : utilisée pour le chauffage.

Par rapport à d'autres sources d'énergies renouvelables, la géothermie à l'avantage de ne pas dépendre des conditions météorologiques (soleil, vent, pluie), donc on peut la classer comme étant une source d'énergie quazi-continue. La production mondiale d'énergie issue de la géothermie est atteint 13.2 GW fin 2015 [3].

I.7 Energie solaire

Le soleil est une source quasi-inépuisable d'énergie qui envoie vers la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 8400 fois la consommation énergétique de l'humanité. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré (kWh/m²) répartie sur tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts de notre planète reçoivent en 6 heures plus d'énergie du soleil que n'en consomme l'humanité en une année [7, 8, 9]. L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés :

- Energie solaire thermique: consiste tout simplement à produire directement de la chaleur grâce à des capteurs adéquats. Cette dernière pouvant à son tour servir à la production d'électricité.
- Energie solaire passive: il s'agit d'une autre forme d'utilisation de l'énergie solaire en convertissant directement le rayonnement solaire en chaleur.
- Energie solaire photovoltaïque: consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires dits photovoltaïques.

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

I.8 Energie solaire photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque connaît actuellement un fort développement dans le monde (figure I.5), elle est devenue un moyen de production d'électricité au même titre que hydroélectricité ou l'éolien. Le marché du solaire photovoltaïque a progressé de 25 % par

rapport à 2014, pour atteindre le seuil record de 50 GW, ce qui porte le montant total mondial à 227 GW fin 2015 [3].

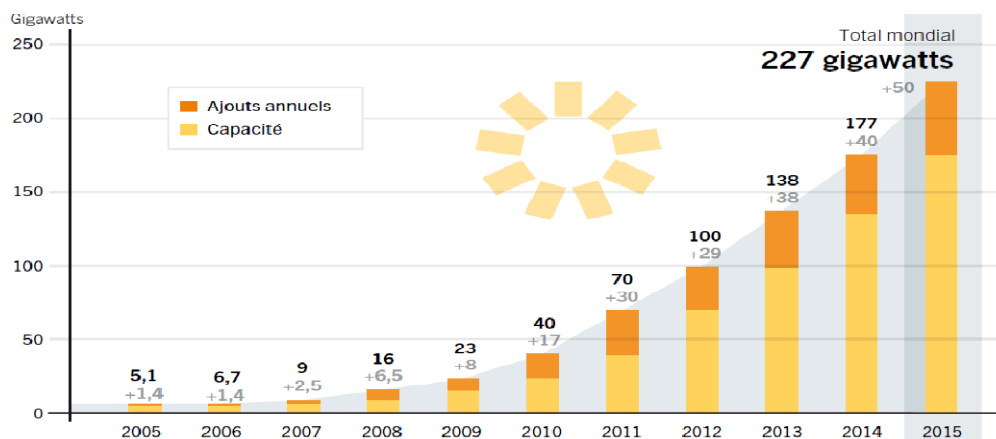


Figure I.5 Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque 2005–2015 [3]

Le solaire photovoltaïque apparaît ainsi à juste titre comme une solution d'avenir car il offre une multitude d'avantages dont [7, 10, 11, 12]:

- la production de cette électricité renouvelable n'émet pas de gaz à effet de serre, il faut cependant réduire l'impact environnemental de la fabrication du système.
- la lumière du soleil étant disponible partout et quasi-inépuisable, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne, dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville, au Sud autant que dans le Nord.
- l'électricité photovoltaïque peut être produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur, ce qui la rend accessible à une grande partie de la population mondiale

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

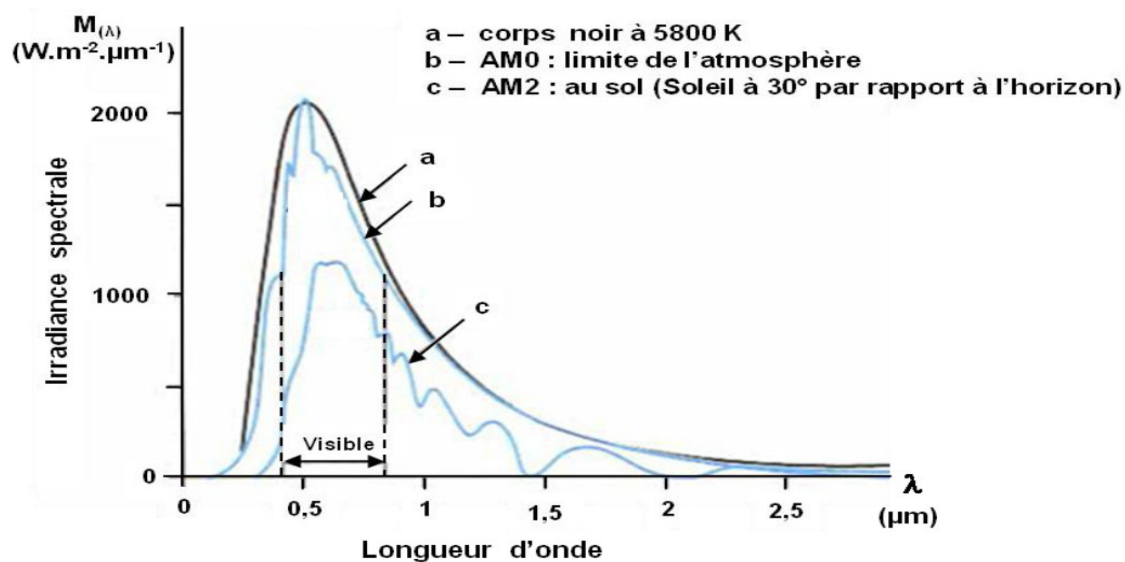
- les systèmes de production autonomes pour l'alimentation de sites ou d'équipements isolés et non raccordés au réseau électrique.
- les systèmes de production raccordés au réseau de distribution de l'électricité.

I.8.1 Rayonnement solaire

Le soleil existe depuis plusieurs milliards d'années, les rayons solaires arrivent en permanence sur terre et chauffent la surface de notre planète. Sans cet apport d'énergie, la terre serait glaciale. L'énergie solaire arrive sur terre sous forme d'un rayonnement

électromagnétique dont la lumière visible fait partie. Le rayonnement électromagnétique se décompose en ondes radio et millimétriques, en émissions dans l'infrarouge, le visible et l'ultraviolet et, au-delà, en rayons X et gamma. Un corps froid comme la terre émet principalement des ondes radio, millimétriques et infrarouges. Un corps chaud comme le soleil émet sur tout le spectre, il nous envoie un flux d'énergie dominé par la partie visible du spectre, une partie de ce rayonnement est absorbée par l'atmosphère, les rayonnements ultraviolets et X sont principalement absorbés au-dessus de 100 km en altitude, tandis que les rayonnements visible et infrarouge sont en partie réfléchis par l'atmosphère et les nuages [13, 14, 15].

La surface du soleil se comporte comme un corps noir à la température d'environ 5800 K dont le spectre est donné par la figure I.6, le spectre réel hors atmosphère est donné par la courbe b et le spectre au sol, modifié par l'atmosphère terrestre, est représenté par la courbe c pour un cas donné. Les longueurs d'onde du rayonnement solaire sont comprises entre 0,2 μm (ultraviolet) et 4 μm (infrarouge). 97,5% de l'énergie est comprise dans la zone des longueurs d'onde inférieures à 2,5 μm , notamment dans la zone du rayonnement visible comprise entre 0,4 et 0,78 μm [16, 17].



I.8.2 Principe de la conversion photoélectrique

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate (figure I.7). Il permet

de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. La production d'électricité est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation de la cellule par rapport au soleil [18,19].

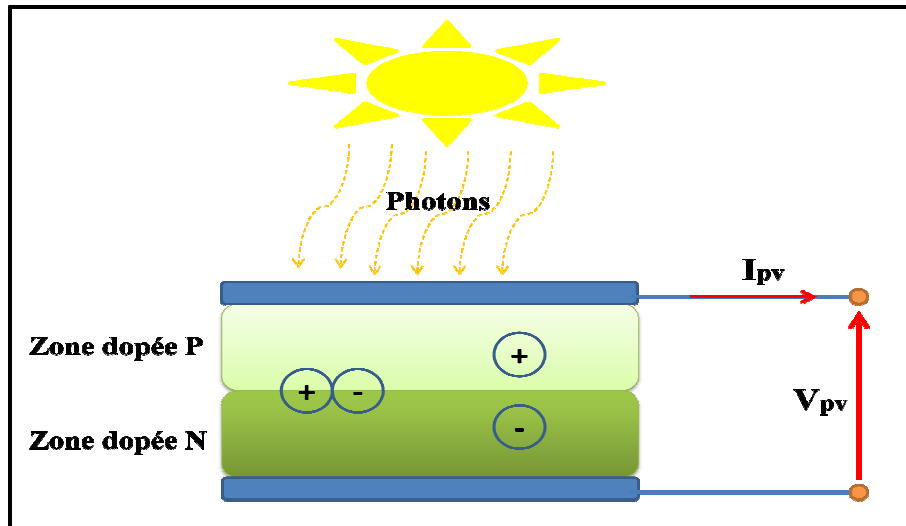


Figure I.7 Schéma de principe de la conversion photoélectrique

La génération de courant électrique en question est basée sur les trois mécanismes principaux suivants :

- Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif.
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron/trou dans le matériau semi-conducteur.
- Collecte des particules générées dans le dispositif.

I.8.3 Cellule photovoltaïque

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque, elle est composée de matériaux semi-conducteurs qui transforment directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant, pour cela un champ électrique permettant de dissocier les paires (électrons / trou) créées est nécessaire [18, 19].

I.8.4 Technologie des cellules photovoltaïques

Ils existent plusieurs types des cellules photovoltaïques [19, 20, 21]:

I.8.4.1 Cellules monocristallins

Ses cellules (figure I.8.a) sont les plus performantes sur le marché en matière de rendement dans les moyens et grands éclairement. Toutefois, leur prix reste élevé. Ces principales caractéristiques sont :

- Rendement électrique des panneaux : 17%.
- Gamme d'éclairement : 100 à 1000 W/m².
- Usage : tous usages extérieurs de forte et moyenne puissance.

I.8.4.2 Cellules polycristallins

Ce type de cellules photovoltaïque (figure I.8.b) est le plus répandu actuellement. Leurs caractéristiques électriques sont similaires aux monocristallins. Toutefois, leurs performances, sont moins bonnes notamment pour les éclairements modérés, par contre elles sont moins chères du fait que leur fabrication est moins complexe.

- Rendement électrique des panneaux : 12 à 14%.
- Gamme d'éclairement : 200 à 1000 W/m².
- Usage : même usage que le silicium monocristallin.

I.8.4.3 Cellules amorphes

Du fait que le gap optique est plus élevé que le silicium cristallin et exige de ce fait une tension plus forte, les courants générés dans ce cas sont nettement plus faible. Les cellules amorphes (figure I.8.c) sont de ce fait moins puissantes que celles produites à base de silicium cristallin. Par contre, en couche très mince, celles-ci réagissent à tous les seuils d'éclairements. Leur technologie de fabrication est moins onéreuse et permet de réaliser de petits formats de panneaux.

- Rendement électrique des panneaux : 5 à 7 % (jusqu'à 9 % pour les multi-jonctions).
- Gamme d'éclairement : de 20 lux à 1000 W/m².
- Peu sensible aux températures élevées.

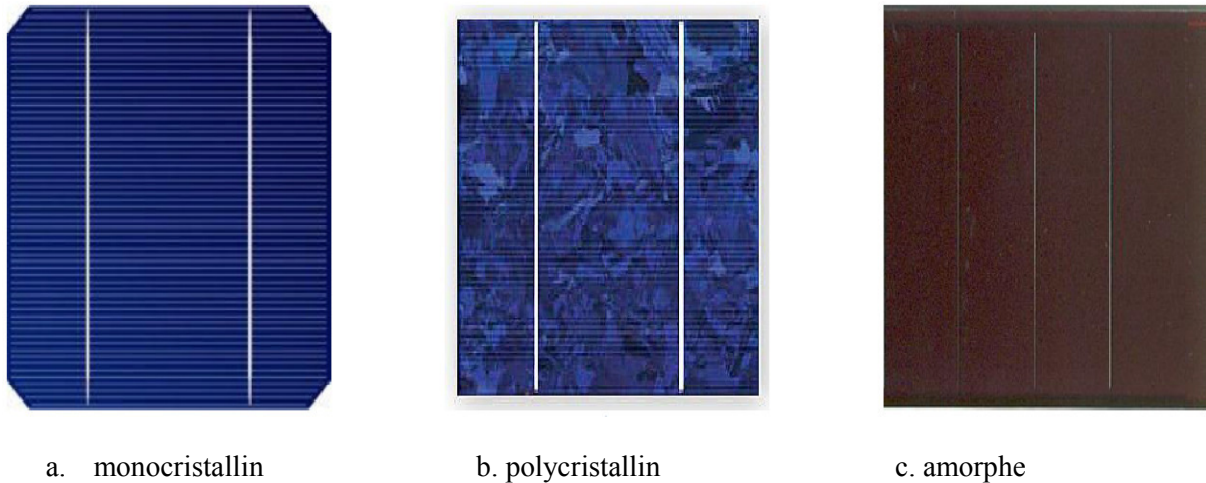


Figure I.8 Types des cellules photovoltaïques

I.8.4.4 Cellules en couche mince CdTe

Ce type de cellules photovoltaïques n'est pas fabriqué à partir de silicium mais de tellure de cadmium (CdTe). Une couche d'absorption en tellure de cadmium est placée sur un support de verre puis couverte par une autre plaque de verre qui vient sceller hermétiquement le panneau. Cette technologie permet d'augmenter le rendement des modules photovoltaïques, tout en diminuant le coût grâce à une meilleure capacité d'absorption de la lumière. En contre partie, la toxicité des produits utilisés à la fabrication de cette cellule est son major inconvénient [22].

I.8.4.5 Cellules organiques

Les cellules photovoltaïques organiques ont connu le meilleur taux de croissance parmi les différentes filières photovoltaïques durant les 12 dernières années. Son développement à grande échelle est aujourd'hui freiné par la faible mobilité des porteurs de charges dans le matériau, limitant le rendement, et la faible durée de vie des cellules. Sur ce dernier point, des améliorations sont attendues dans les procédés d'encapsulation contre la dégradation des cellules qui est principalement due aux réactions avec l'eau et l'oxygène lors d'une exposition à l'air [22].

I.8.5 Module photovoltaïque

Un module photovoltaïque est un dispositif technologique énergétique à base des cellules photovoltaïques destiné à convertir le rayonnement solaire en énergie électrique. La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance au regard des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles (figure I.9).

En effet, une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension très faible. Les modules photovoltaïques sont par conséquent réalisés par association d'un grand nombre de cellules élémentaires (série et/ou parallèle) [10].

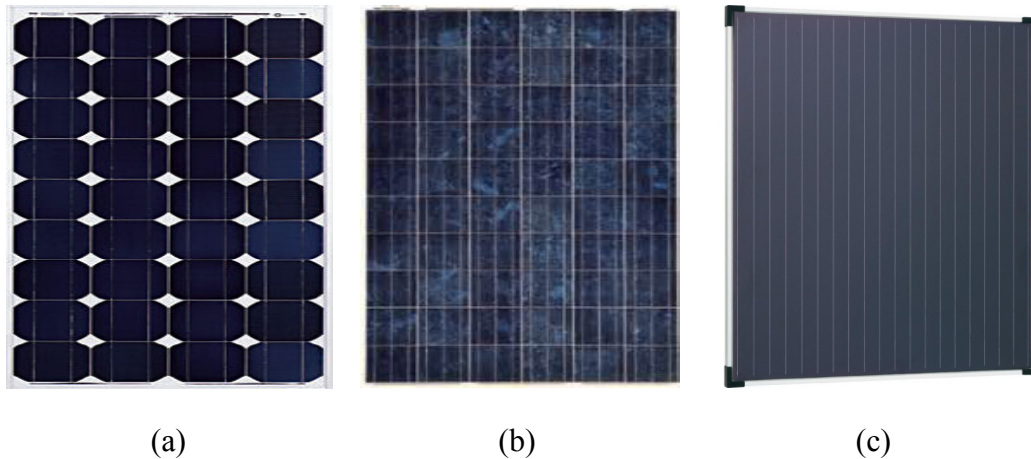


Figure I.9 Module photovoltaïque, (a) : module monocristallin, (b) : module polycristallin, (c) : module amorphe

I.8.6 Champ photovoltaïque

Les modules photovoltaïques peuvent être branchés en série pour augmenter la tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter le courant. Cet ensemble est appelé un champ de modules photovoltaïque (figure I.10).



Figure I.10 Un champ photovoltaïque

I.8.7 Protection des modules photovoltaïques

Pour garantir une durée de vie acceptable d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commercialisés afin d'éviter des défaillances destructrices liées à l'association de cellules en série et de panneaux en parallèle [10, 23,24]. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles (figure I.11):

- Diode anti retour : empêchant un courant négatif dans les GPV, ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie.
- Diodes by-pass : Les cellules dans un module sont associées en plusieurs groupes, chaque groupe est ensuite connecté en antiparallèle avec une diode, appelée diode de by-pass ou diode de dérivation. Cette diode sert à protéger les cellules contre leur fonctionnement dans le régime inverse.

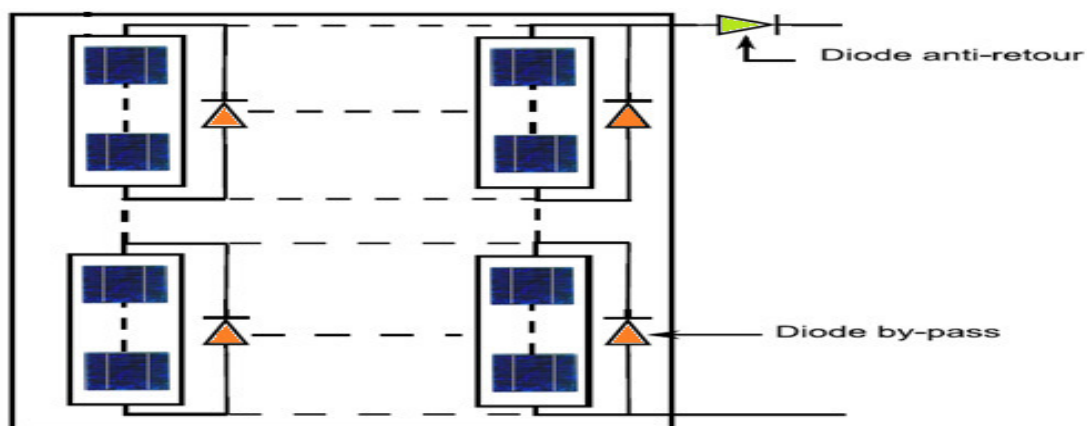


Figure I.11 Diodes de protection du module photovoltaïque

I.8.8 Phénomène mismatch

L'interconnexion de cellules ayant des caractéristiques identiques est purement théorique car en réalité dans un système PV chaque cellule PV possède sa propre caractéristique. Ces différences de caractéristiques sont communément appelées mismatch, deux types de ce phénomène peuvent être signalés [24, 25] :

- Mismatch structurel : Son origine provient du fait que deux cellules identiques (même technologie, même procédé de fabrication, même constructeur, même série) soumises aux mêmes conditions de fonctionnement auront des caractéristiques différentes. Cette différence occasionne lors de la mise en série ou en parallèle de ces cellules des pertes par mismatch structurel.
- Mismatch fonctionnel : Il est dû aux différences des conditions même de fonctionnement des cellules PV, ombrages partiel, point chaud.... Les pertes occasionnées dans ce cas peuvent être très importantes.

I.8.9 Phénomène d'ombrage

Dans de nombreux cas réels, malheureusement, le générateur PV ne reçoit pas une irradiation uniforme. La non-uniformité de l'irradiation peut se produire en raison de l'ombre des nuages, les arbres, les rampes, les cheminées, les maisons voisines, ou l'ombre d'un générateur PV sur l'autre... cela diminue de manière significative la puissance photovoltaïque produite surtout dans le moyen et la grande puissance [26, 27, 28].

Additionner les tensions dans le cas d'un assemblage série de cellules PV (figure I.12) est aisé si toutes les cellules sont identiques et qu'elles travaillent sous les mêmes conditions d'ensoleillement et de température. Mais, dans les conditions réelles de fonctionnement, si les cellules sont légèrement différentes ou ne sont pas uniformément éclairées, le comportement électrique n'est pas facilement prévisible et dépend des caractéristiques de chaque cellule et des conditions d'éclairage [29, 30].

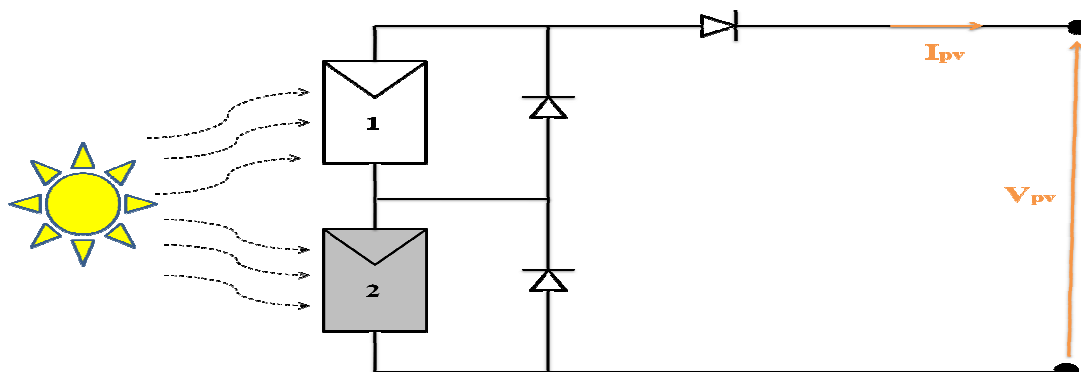


Figure I.12 Phénomène d'ombrage

Pour résoudre ce problème, on utilise une diode by-pass connectée en parallèle sur chaque connexion série des multiples cellules PV. Si une telle diode by-pass était connectée dans chaque cellule alors le problème induit par l'ombrage serait fortement réduit. Cependant, ce n'est pas une solution envisageable d'un point de vue commercial.

I.9 Fonctionnement optimale du module photovoltaïque

C'est au point de puissance maximale que l'on exploite au mieux la puissance photovoltaïque installée, il est souvent nommé le point de puissance optimale, terme traduisant mieux la caractéristique relative aux conditions d'éclairage et de température de la puissance fournie. L'utilisation du générateur étant la plus souvent considérée comme optimale en ce point noté (V_{opt}, I_{opt}) . Le point de fonctionnement du générateur est défini par l'intersection de sa caractéristique électrique externe avec celle relative à la charge. Seule une

charge dont la caractéristique passe par le point (V_{opt}, I_{opt}) permet d'en extraire la puissance maximale disponible dans les conditions considérées. La production de puissance photovoltaïque varie fortement en fonction de l'éclairement et la température. En effet, pour que le générateur fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est d'introduire un convertisseur statique DC/DC (boost, buck, buck-boost...) qui jouera le rôle d'adaptateur source-charge dans tous les conditions de fonctionnement [7, 31, 32].

I.9.1 Méthodes d'optimisation de l'énergie du module photovoltaïque

Les caractéristiques non-linéaires du module photovoltaïque et sa sensibilité aux conditions extérieures, comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques dans le cas d'une connexion directe avec la charge. Pour cela, l'utilisation d'un étage d'adaptation afin d'optimiser la production d'énergie à tout moment est ainsi de plus en plus préconisée. Le contrôle MPPT (Maximum Power Point Tracking) est un organe fonctionnel du système PV permet de chercher le point de fonctionnement optimal du générateur PV dans tous les conditions [32, 33]. Le principe de régulation (figure I.13) est basé sur la variation automatique du rapport cyclique du convertisseur à la valeur adéquate de manière à maximiser la puissance fournie à la charge.

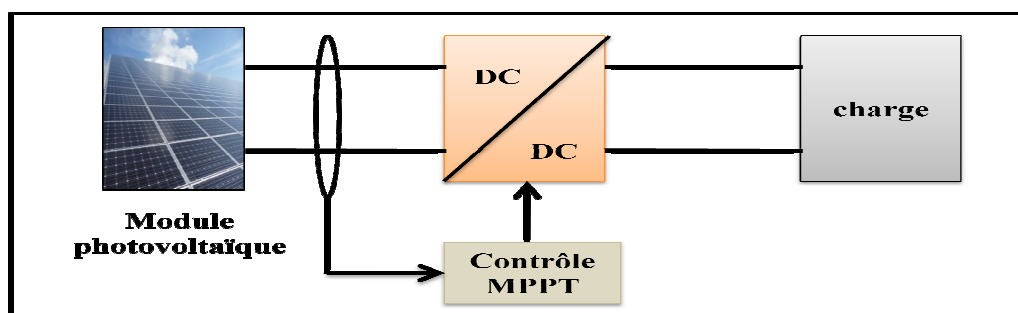


Figure I.13 Fonctionnement optimal de module photovoltaïque

Les techniques permettant d'automatiser et optimiser la procédure en question se subdivisent en deux grandes classes [34] : approche directe et indirecte.

I.9.1.1 Approche indirecte

Les méthodes indirectes utilisent des bases de données regroupant les caractéristiques des panneaux photovoltaïques dans différentes conditions climatiques (température, ensoleillement...), et aussi des équations mathématiques empiriques permettant de déterminer le point de puissance maximale [35]. Parmi ces méthodes on peut citer:

- Look-up table.
- La tension de circuit ouvert du générateur.
- Le courant de court circuit [36].

I.9.1.2 Approche directe

Les méthodes directes sont celles qui utilisent les mesures de tension et de courant des modules en temps réel pour élaborer les commandes fixant le point de fonctionnement recherché PPM. L'avantage de ces approches est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des modules. Les principales méthodes adoptées à cet effet reposent essentiellement sur une approche incrémentale vers le point de puissance maximale, en utilisant le signe de l'évolution de celle-ci comme indicateur du chemin menant au PPM.

➤ **Méthode perturbe & observe (P&O)**

Le principe des commandes MPPT du type (P&O) consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} . Si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique qu'il est à droite. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît (figure I.14). A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est alors possible d'automatiser la recherche et la poursuite du PPM à travers une procédure de commande appropriée [32, 37,38].

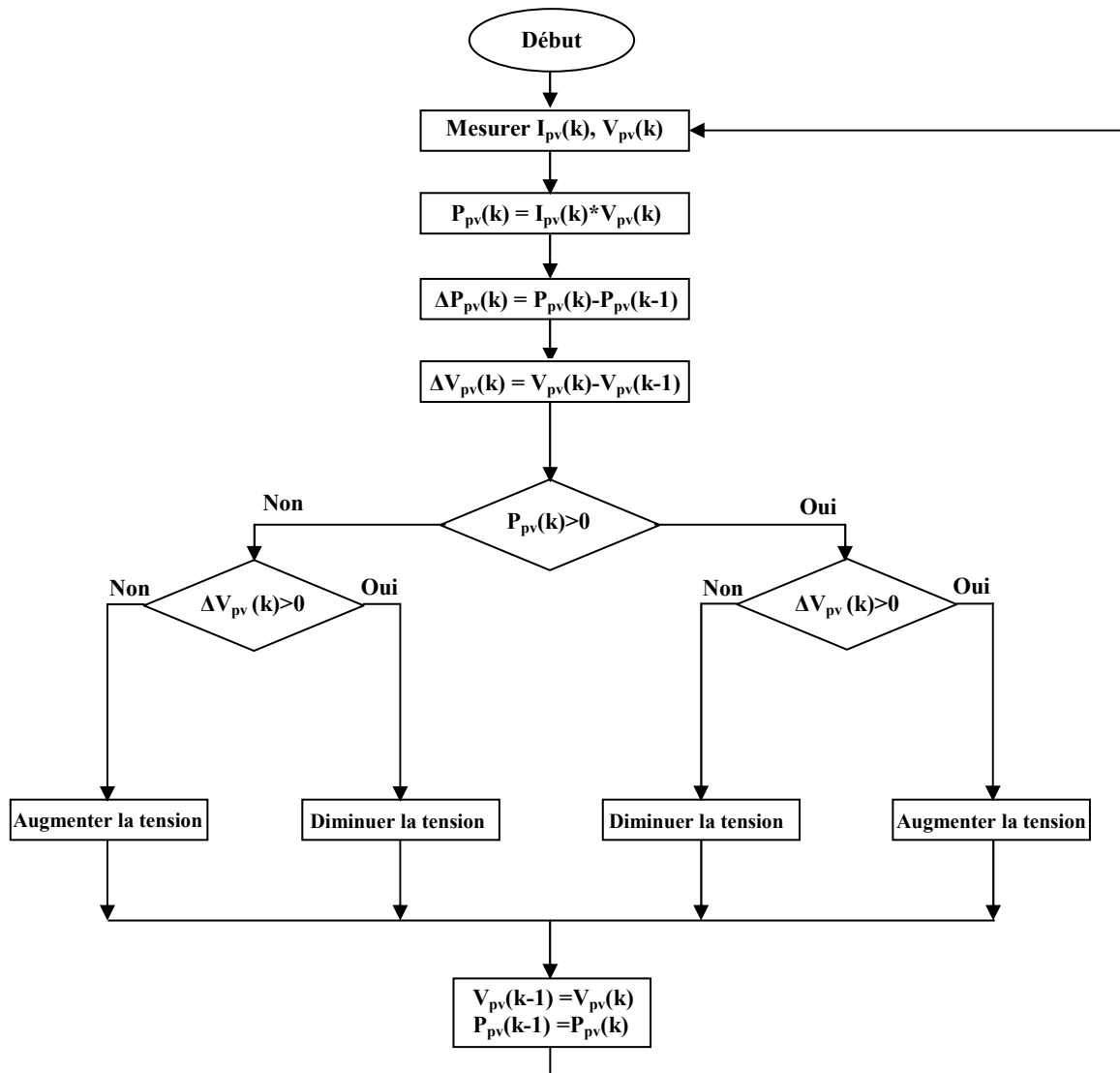


Figure I.14 Organigramme de la méthode perturbé & observe

La méthode P&O est aujourd'hui largement utilisée grâce à sa facilité d'implémentation, sa robustesse. Cependant, elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Cependant, une faible valeur d'incrément ralentit la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité [33, 39].

➤ Méthodes de la conductance incrémentale

Cette méthode est basée sur la dérivation de la puissance du panneau photovoltaïque par rapport à la tension, cette dernière étant nulle au PPM [33, 34, 37, 40].

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(V_{pv}I_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad \text{donc :} \quad \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (\text{I.1})$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}, \quad \left(\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \right)$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}, \quad \left(\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \right) \quad (\text{I.2})$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}, \quad \left(\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \right)$$

D'après le système d'équation (I.2), on peut conclure que le point maximal de la puissance peut être suivi en comparant la conductance instantanée à la conductance incrémentale. Si le point de fonctionnement ne coïncide pas avec le point PPM, la tension de fonctionnement est supérieure ou inférieure à celle correspondant au PPM (figure I.15).

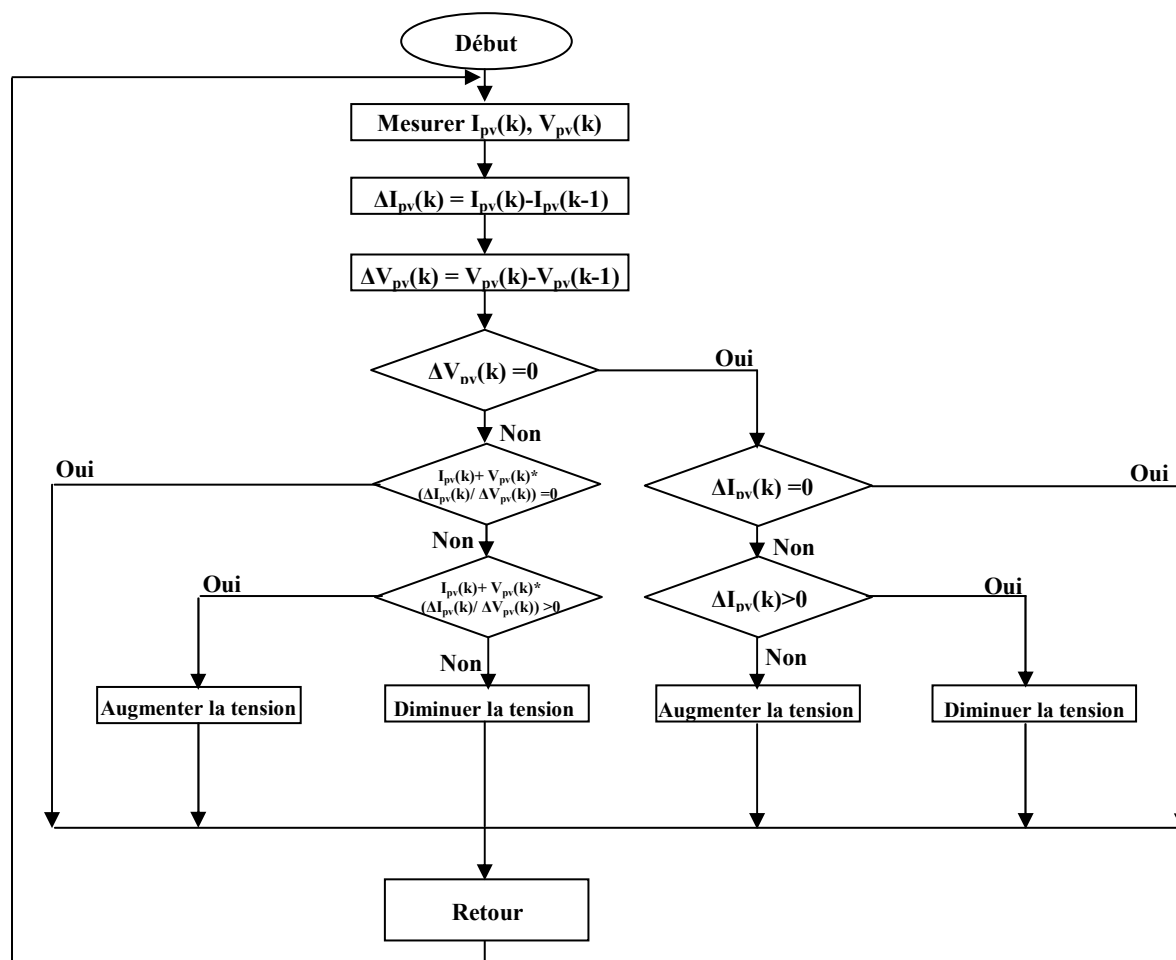


Figure I.15 Organigramme de la méthode conductance incrémentale

L'algorithme de conductance incrémentale donne la même efficacité que la technique (Perturb & Observe). Cependant, il permet d'éliminer les oscillations attentivement autour du point de puissance maximale et d'éviter le problème de l'évolution rapide des conditions atmosphériques.

Aussi, ils existent plusieurs d'autres méthodes de recherche et d'optimisation de la puissance du module photovoltaïque comme : [34, 37]

- Méthodes basée sur la logique floue
- Méthodes basée sur les réseaux de neurones artificiels
- Particle Swarm Optimization-Based MPPT (PSO-MPPT)
- Sliding-Mode-Based MPPT Technique

I.10 Systèmes de stockage

Le comportement stochastique à la fois de la demande d'électricité et de la production des unités énergétiques à sources renouvelables, rend la gestion de l'équilibre offre-demande difficile. Une manière d'effacer partiellement cet inconvénient consiste à adjoindre à ces systèmes des moyens de stockage. Quand le stockage est introduit dans le réseau, il agit comme un tampon et un régulateur en résolvant le problème des fluctuations et en améliorant significativement la qualité de la distribution [41]. Le choix de type de système de stockage se fait suivant des caractéristiques fondamentales qui sont [42]:

- la capacité énergétique de stockage
- la puissance maximale
- le rendement
- le nombre maximal des cycles charge-décharge
- le cout d'investissement
- le poids
- le volume
- la sécurité

Les principales technologies de stockage sont présentées une par une ci-après :

I.10.1 Stockage électrochimique

Une cellule d'accumulateur électrochimique (figure I.16) est composée de deux électrodes (conducteurs électroniques) et d'un électrolyte (conducteur ionique et isolant électronique). Les réactions chimiques sont spontanées dans un accumulateur et mettent en jeu deux couples d'oxydoréduction de potentiels différents. Durant la décharge de l'accumulateur, l'électrode positive (cathode) est le siège d'une réaction de réduction du couple de plus haut potentiel et l'électrode négative (anode) est le siège d'une réaction

d'oxydation du couple de plus faible potentiel. Durant la charge, le phénomène s'inverse : l'électrode positive (anode) s'oxyde et l'électrode négative (cathode) se réduit [42, 43].

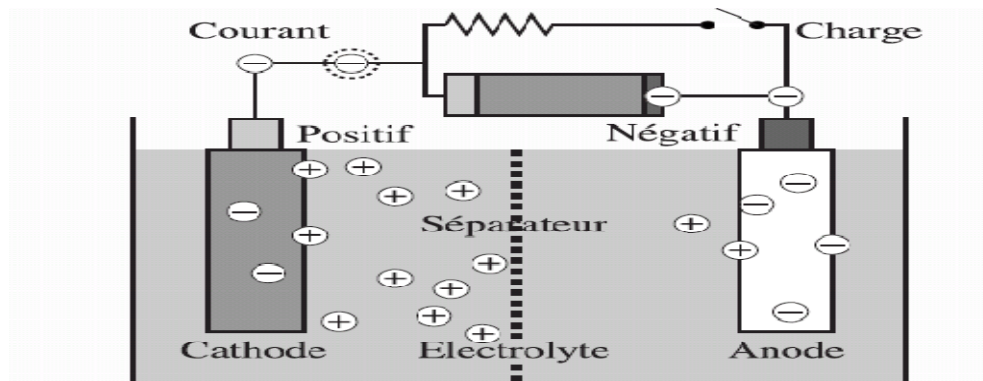


Figure I.16 Principe de stockage électrochimique

La tension électrique aux bornes d'un accumulateur est fixée par la différence de potentiel d'oxydoréduction entre les deux couples redox utilisés. Elle est de l'ordre de quelques volts par élément. Pour obtenir des tensions supérieures, il suffit d'associer en série plusieurs cellules, formant ainsi une batterie d'accumulateurs. Ces dernières sont essentiellement caractérisées par [43,44]:

- L'état de charge (SOC (%)) : state of charge), représente la capacité disponible restante dans un accumulateur.
- La tension nominale de fonctionnement (V).
- La capacité C(Ah), correspond à la quantité de charge que l'accumulateur.
- La profondeur de décharge (DOD (%)) : depth of discharge), le ratio de la capacité utile de fonctionnement sur la pleine capacité de l'accumulateur.

Contrairement aux batteries classiques de démarrage, appelées entre autres à fournir de forts courants pendant de courts instants, celles destinées au stockage sont plutôt optimisées pour débiter une énergie raisonnable pendant longues durées. Généralement ils existent trois types des batteries de stockage utilisables dans les systèmes photovoltaïques.

I.10.1.1 Batteries Lithium- ion

C'est un type d'accumulateur électrochimique à base de Lithium (figure I.17), ses principaux avantages sont : une énergie massique élevée, l'absence de l'effet mémoire, l'autodécharge est relativement faible par rapport à d'autres accumulateurs, cependant le coût de ce type d'accumulateur reste élevé, d'où leur utilisation est limitée aux systèmes de petite taille [45].



Figure I.17 Exemple des batteries lithium ion

I.10.1.2 Les batteries Nickel- Cadmium

Les accumulateurs nickel-cadmium sont des accumulateurs électriques utilisant le nickel et le Cadmium comme électrode (figure I.18), ils conservent des avantages importants par rapport aux autres technologies, soit une grande fiabilité électrique (résistance à la surcharge) et mécanique (résistance aux chocs), tolèrent une large plage de température (-50C° à 70C°) et ont une longue durée de vie. Cependant, la présence de substance dangereuse telle que le cadmium, oblige l'utilisateur de prendre en charge toutes les procédures de la sécurité industrielle. Les principaux domaines d'utilisation de ces dernières restent la sécurité aéronautique et ferroviaire [46].



Figure I.18 Exemple des batteries Nickel cadmium

I.10.1.3 Les batteries Plomb- Acide

Elles se composent de deux électrodes (positive et négative) et d'un électrolyte, l'électrode positive est en dioxyde de plomb (PbO_2) et la négative en plomb. L'électrolyte est une solution d'acide sulfurique (H_2SO_4) qui permet au flux d'ions de passer entre les deux électrodes et de créer un courant. Une batterie au plomb pour application photovoltaïque est composée de plusieurs éléments de tension nominale de 2V chacun. Les configurations les plus courantes sont 6 ou 12 éléments en série pour atteindre une tension de batterie de 12 V ou 24 V. La tension d'une batterie au plomb varie en fonction du courant qui y transite, de son état de charge et de son état de santé [47].

Les batteries plomb-acide (figure I.19), sont les batteries les plus utilisées dans le stockage de l'énergie solaire photovoltaïque, à cause de leurs longévités, le bon rapport qualité/prix, et leur entretien peu exigeant.



Figure I.19 Exemple des batteries Plomb-acide

I.10.2 Supercondensateur

Le principe général de fonctionnement des supercondensateurs repose sur la formation d'une double couche électrochimique à l'interface d'un électrolyte et d'une électrode polarisable de grande surface spécifique. L'application d'une différence de potentiel aux bornes du dispositif complet entraîne le stockage électrostatique de charges aux deux interfaces électrode-électrolyte. Il ne s'agit donc pas d'un stockage électrochimique comme pour un accumulateur, mais bien d'un stockage électrostatique, comme pour un condensateur, seulement l'isolant diélectrique est remplacé par un électrolyte conducteur d'ions [43, 48].

Ils sont des systèmes de stockage d'énergie de faible densité d'énergie mais d'une densité de puissance importante. Par conséquent, ils sont utilisés dans les phases transitoires pour fournir les pics de puissance demandés, afin de réduire les sollicitations en courant, de diminuer la taille et d'augmenter la durée de vie de la source principale d'énergie. D'autre part, en raison du nombre de cycles élevé (charge/décharge) (millions ou plus comparativement à 200-1000 pour la plupart des batteries rechargeables) il n'y a pas de limite d'exploitation pendant toute la durée de vie, ce qui rend le supercondensateur un moyen écologique.



Figure I.20 Exemple des supercondensateurs

L'importance d'utiliser les supercondensateurs dans les systèmes photovoltaïques se résume dans les situations suivantes [49]:

- Dans le cas des systèmes comportant un générateur diesel, et lorsqu'il y'a une brusque demande d'électricité, le stockage remplit la fonction de source « tampon », en attendant que le groupe démarre et prenne le relais de la fourniture, les supercondensateurs pourraient remplir ce rôle de stockage tampon rapide.
- Quand l'état de charge des batteries est trop élevé et que la production photovoltaïque est excédentaire, le champ PV doit être temporairement déconnecté, le surplus d'énergie disponible à ses bornes ne peut donc être stocké. Les supercondensateurs représentent une technologie intéressante pour réguler la puissance auprès des batteries, en absorbant un excédant d'énergie ou en fournissant les pics de puissance électrique nécessaires.
- Le lissage de la puissance des charges peut être effectué sur une dizaine d'heures; dans ce cas, le stockage à long terme est sollicité pour donner une grande partie de sa capacité. D'autre part, pour réduire l'effet des pics rapides de puissance, les supercondensateurs pourraient être une solution efficace.

Pour toutes ces raisons, les supercondensateurs vont être amenés à trouver leur place dans des applications photovoltaïques ayant des temps de décharge de moins de 10 s ou en association avec des batteries conventionnelles. Ce sont par exemple les pompes solaires qui ont besoin d'une importante puissance pour vaincre l'inertie initiale. Un autre exemple d'application est celui des onduleurs connectés à des modules photovoltaïques ayant un fonctionnement contrôlé en puissance [49].

I.10.3 Pile à combustible

Une pile à combustible est un dispositif dans lequel la fabrication de l'électricité se fait grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur (figure I.21), par exemple le dihydrogène, couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que le dioxygène de l'air. La réaction d'oxydation de l'hydrogène est accélérée par un catalyseur qui est souvent fait en platine. Ce principe est l'inverse de l'électrolyse, En 2009, des chercheurs américains et allemands ont proposé d'intégrer un catalyseur supplémentaire, moins coûteux et qui pourrait diminuer encore la quantité de platine des piles à combustibles. Il s'agit de nanosphères construites avec des atomes de platine et de cuivre, dont les particules de cuivre sont par la suite en partie extraites, laissant une sorte de nanocoquille de platine de quelques

atomes d'épaisseur. Ce procédé pourrait être appliqué à d'autres métaux pour produire d'autres types de catalyseurs pouvant par exemple permettre une production d'hydrogène et d'oxygène à partir de l'eau. De cette manière, un stockage chimique de l'énergie électrique pourrait être réalisé [50].

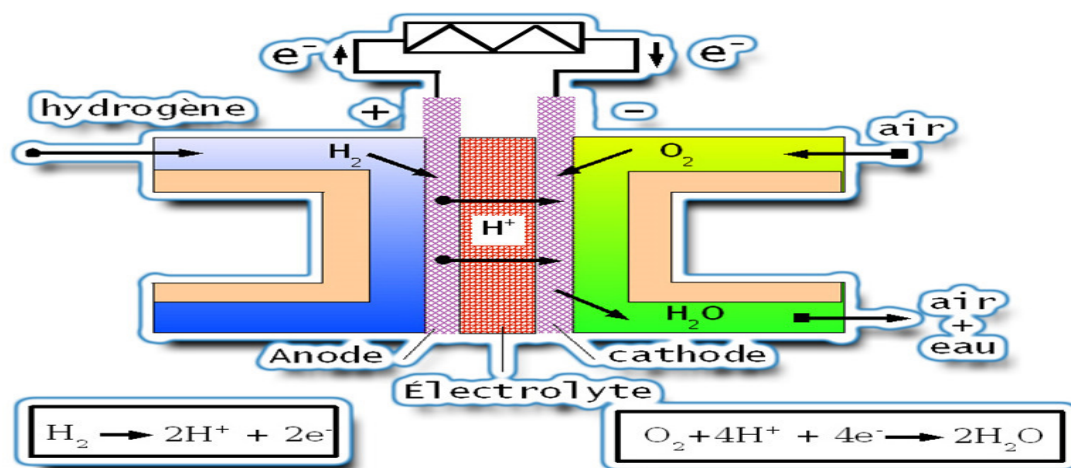


Figure I.21 Principe de fonctionnement de la pile à combustible

Pour les applications électriques et selon les différents besoins (courant, tension, capacité d'énergie électrique...), les trois technologies précédentes peuvent être classées en fonction de la densité d'énergie et la densité de puissance (figure I.22).

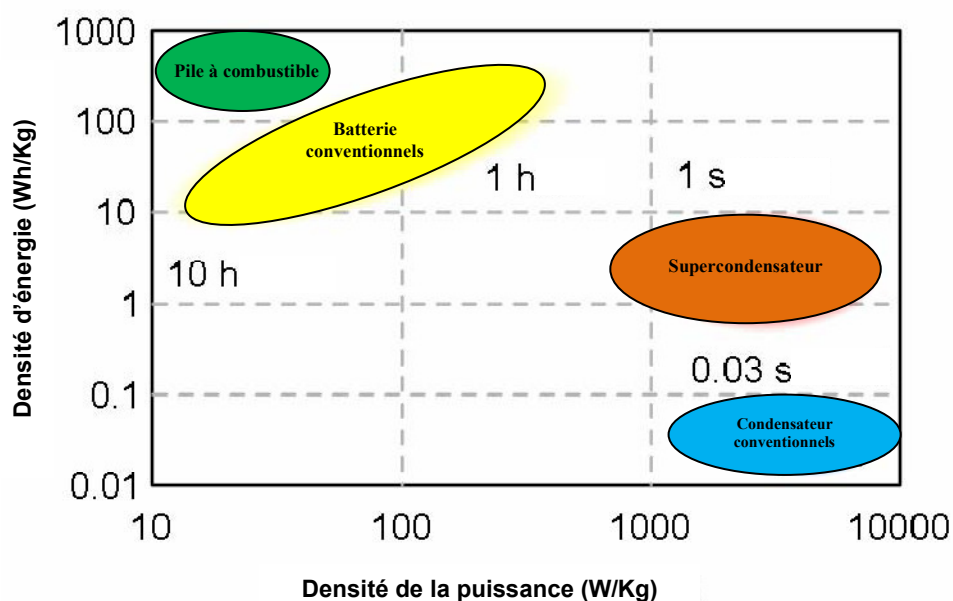


Figure I.22 Densité d'énergie et de puissance pour différentes technologies de stockage

Ces technologies de stockage peuvent être classées en deux types [9]:

- Les unités de stockage d'énergie à long terme ont la densité énergétique, elles sont habituellement utilisées comme une réserve d'énergie pour une longue période (plusieurs heures ou plusieurs jours). Les batteries et le stockage de l'hydrogène sont considérés comme unités de stockage de l'énergie à long terme. Ils peuvent être utilisés dans les alimentations sans interruption, pour les systèmes fournissant des services auxiliaires dans un réseau électrique, et pour résoudre le problème de l'intermittence des énergies renouvelables.
- Les unités de stockage rapide ont la densité de puissance. Les supercondensateurs et les condensateurs classiques sont adaptés pour l'équilibrage rapide de haute puissance, leur période de libération et de restauration d'énergie électrique est considérablement moindre que le stockage de l'énergie à long terme (de quelques millisecondes à quelques minutes). Ce type de stockage peut effectuer une bonne dynamique dans les véhicules électriques hybride, et pour compenser la variation rapide de l'énergie dans les systèmes à énergie renouvelable.

I.10.4 Stockage gravitaire hydraulique

Le principe consiste en deux réservoirs d'eau situés à des altitudes différentes (figure I.23), lors des périodes de faible consommation (durant laquelle la demande - et donc le coût - de l'énergie sont moins élevés) l'eau est pompée vers le réservoir le plus haut. Lors des périodes de forte demande, l'eau circule dans l'autre sens et rejoint, par gravitation, le réservoir le plus bas. Elle fait tourner lors de son passage une turbine qui alimente un alternateur et produit de l'électricité. C'est la solution de stockage à grande échelle la plus répandue et dont le coût d'investissement est parmi les plus bas. La contrainte réside dans la nécessité de trouver des sites appropriés [51].

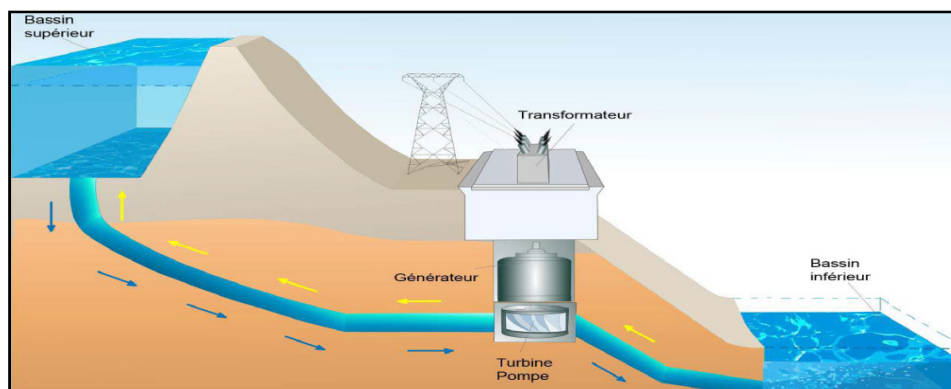


Figure I.23 Principe de stockage hydraulique

Cette technique possède d'autres avantages:

- la possibilité de réutiliser les barrages existants.
- les quantités d'énergie stockables sont énormes par rapport à toutes autres technologies de stockage.
- la puissance des turbines (pompes) peut varier avec une grande facilité et rapidité.

L'introduction des systèmes de stockage énergétique, permet de résoudre efficacement le problème des fluctuations et d'augmenter significativement la qualité de distribution. Dans ce contexte, la capacité de stockage hydraulique intéresse les énergies renouvelables intermittentes, notamment le photovoltaïque, ainsi, les moments de la journée où les panneaux photovoltaïques produisent beaucoup mais que la demande est faible, l'électricité fait tourner les pompes des STEP (Système de Transfert d'Energie par Pompage), et l'énergie s'accumule dans les réserves amont (figure I.24). Ensuite, il s'agit de se prémunir de l'intermittence, si la production photovoltaïque est devenue prévisible, l'horizon des planifications permettra d'ajuster l'offre et la demande d'électricité. Restent les aléas climatiques : des moments de la journée avec une importante couverture nuageuse par exemple. La encore, les STEP sont très bien placées pour parer à cette demande d'énergie dite de pointe, qu'il faut couvrir avec un temps de réaction très bref [51].

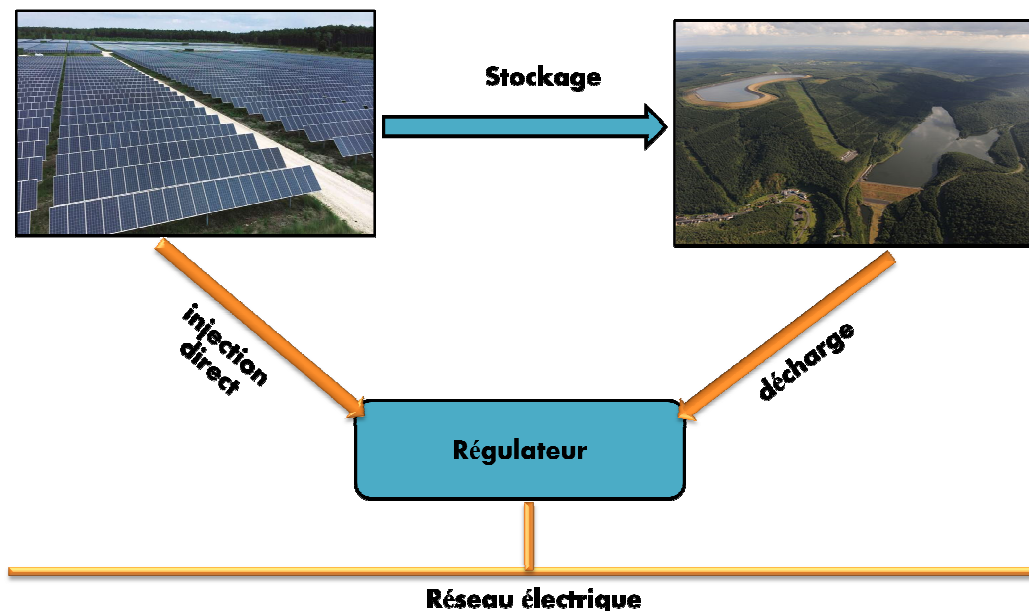


Figure I.24 Système PV couplé au réseau avec stockage hydraulique

I.10.5 Stockage par air comprimé

Grâce à un compresseur, alimenté pendant les heures creuses de demande d'électricité, de l'air comprimé est produit puis stocké dans une cavité sous-terrain. Lors des périodes de pointe, l'air comprimé passe dans une chambre de combustion où il est réchauffé grâce à l'apport de gaz naturel avant d'être détendu dans une turbine. Celle-ci est reliée à un alternateur qui produit de l'électricité. La technique de stockage par air comprimé peut être utilisée en alternative aux batteries des alimentations sans interruption et permettre de pallier les pannes de secteur pour l'alimentation électrique de réseaux critiques (hôpitaux, serveurs informatique, ...) [51].

I.10.6 Stockage par volant d'inertie

Les volants d'inertie sont des éléments de stockage mécanique, indirect, considérés comme des sources de puissance élevée. L'énergie électrique est utilisée pour accélérer un volant entraîné par une machine électrique (en fonctionnement moteur). Le stockage de l'énergie est alors réalisé sous forme cinétique de rotation. L'énergie stockée est restituée par la machine électrique (en fonctionnement générateur) entraînée par le volant d'inertie. Les volants d'inertie sont utilisés pour des moyens de transport (train, tramway, bus), notamment pour récupérer l'énergie de freinage et dans des applications stationnaires pour des alimentations non interruptibles ou du lissage de charge [42, 51].

I.10.7 Stockage par inductance supraconductrice

Les bobines supraconductrices sont des éléments de stockage magnétique direct, considérés comme des sources de puissance très élevée. Le stockage est fait sous forme de champ magnétique, créé par la circulation d'un courant continu dans une bobine supraconductrice, présentant une résistance électrique nulle. Ainsi, si la bobine supraconductrice est refermée sur elle-même, le courant qui la parcourt se maintient, car les pertes par effet joule sont nulles ou négligeables. Elles sont généralement utilisées dans les applications qui possèdent une demande brusque de l'énergie.

Le moyen de stockage idéal disposerait à la fois d'une puissance spécifique élevée et d'une grande densité d'énergie. Comme il est montré dans le diagramme de Ragone (figure I.25), aucun des moyens de stockage ne présente ces propriétés. C'est la raison pour laquelle on s'oriente vers une association de moyens de stockage dont les caractéristiques Energie/Puissance sont complémentaires [43].

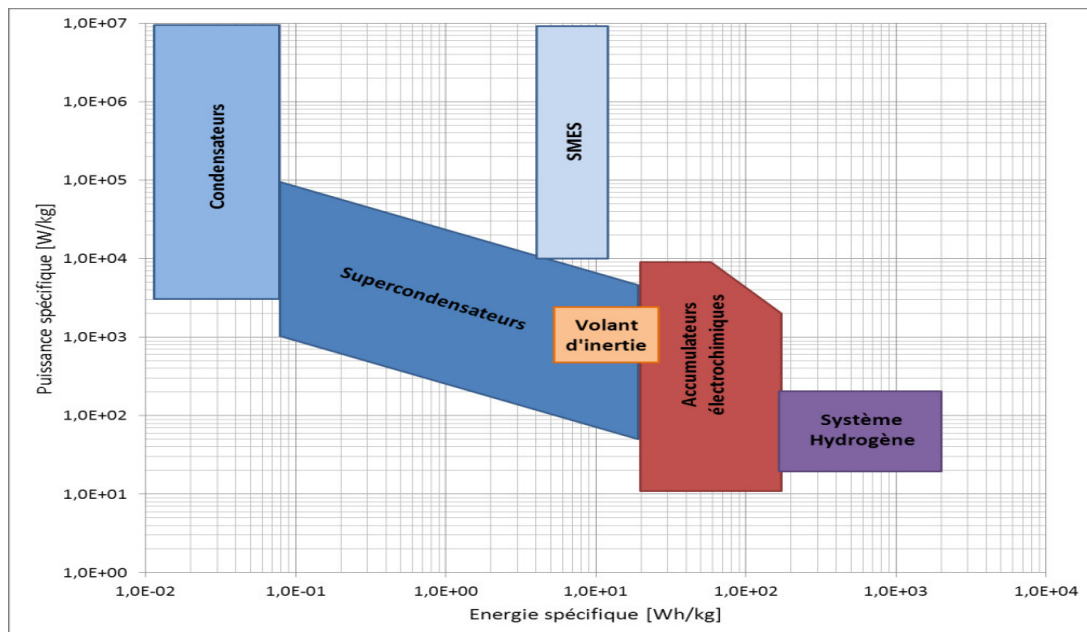


Figure I.25 Diagramme de Ragone des moyens de stockage

I.11 Systèmes photovoltaïques connectée au réseau électrique

Une installation photovoltaïque raccordée au réseau permet de produire de l'électricité pour l'envoyer vers le réseau électrique, elle nécessite la mise en place d'une chaîne de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Cette chaîne peut se décomposer en plusieurs sous-systèmes classés selon leurs fonctionnalités [25, 41].

- Les composants de base : apparaissent dans toutes les configurations du système photovoltaïque (production, étages de conversion, interface de raccordement au réseau électrique).
- Les composants auxiliaires : aident au bon fonctionnement du système complet (les systèmes de protection, les unités de control et de supervision, stockage).

I.11.1 Configurations des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique

I.11.1.1 Systèmes photovoltaïques sans stockage

L'énergie photovoltaïque produite doit être transformée grâce aux convertisseurs de puissance associés (figure I.26), le hacheur a pour objectif d'extraire la puissance maximale disponible ; aussi, l'onduleur transforme le courant continu en courant alternatif et permet le control et la gestion des puissances active et réactive fournies au réseau électrique. Des disjoncteurs sont situés au point de raccordement de la centrale PV afin d'isoler le système lors de défauts sur le réseau ou de réaliser la maintenance de l'installation. La plupart des

systèmes contient également un disjoncteur courant continu pour des raisons similaires et pour la protection de l'onduleur contre la foudre. Enfin, des compteurs électriques sont installés au point de raccordement du réseau pour mesurer la production énergétique de la centrale mise sur le réseau et sa consommation éventuelle [25, 52].

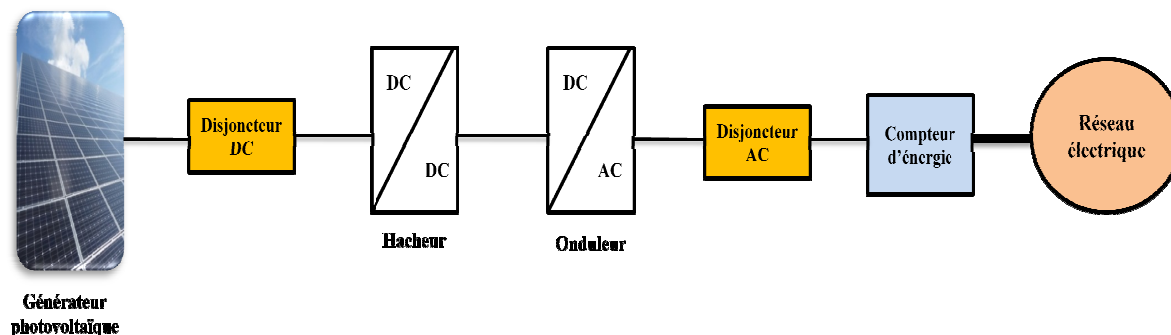


Figure I.26 Architecture globale d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

Dans la phase de conception d'une centrale photovoltaïque, il est primordial de choisir une architecture adéquate aux besoins demandés. Plusieurs facteurs comme le gisement solaire, l'environnement proche, la puissance de l'installation, ainsi que les coûts d'investissements doivent être pris en considération. Il existe plusieurs manières d'organiser une centrale solaire allant d'un onduleur unique aux topologies modulaires utilisant un onduleur par module. Une diversité d'architectures d'installations connectées au réseau a accompagné l'expansion des centrales photovoltaïques (figure I.27), en proposant différents agencements des modules PV avec de l'électronique de puissance pour augmenter l'énergie produite et la fiabilité de l'installation.

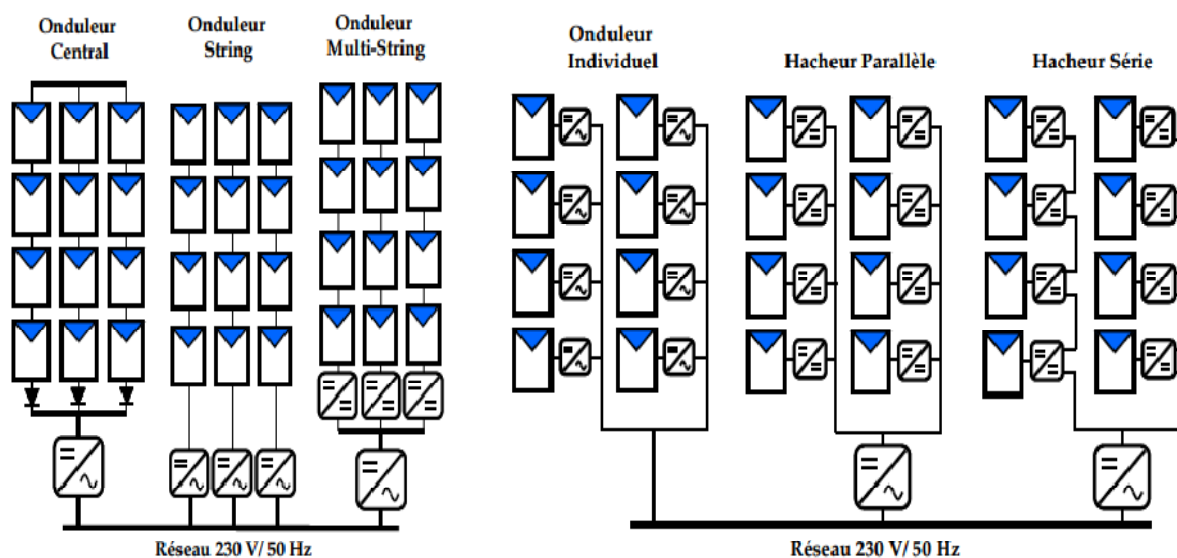


Figure I.27 Architectures possibles modernes des installations photovoltaïques [25]

Les architectures centralisées ont l'avantage d'être simples et peu onéreuses alors que les structures modulaires offrent parfois une meilleure évolutivité, continuité de service, et monitoring mais sont plus coûteuses [25].

I.11.1.2 Systèmes photovoltaïques avec stockages

➤ Systèmes à couplage alternatif

Dans cette topologie, toutes les sources d'énergies (PV, stockages) sont connectées au même bus alternatif qui peut être le réseau électrique (figure I.28). Ce système offre la possibilité d'installer chaque sous système dans n'importe quel endroit du réseau, par contre, la tension et la fréquence doivent être toujours contrôlées pour assurer la stabilité de chaque source et garantir la compatibilité avec le réseau électrique [9, 25, 52].

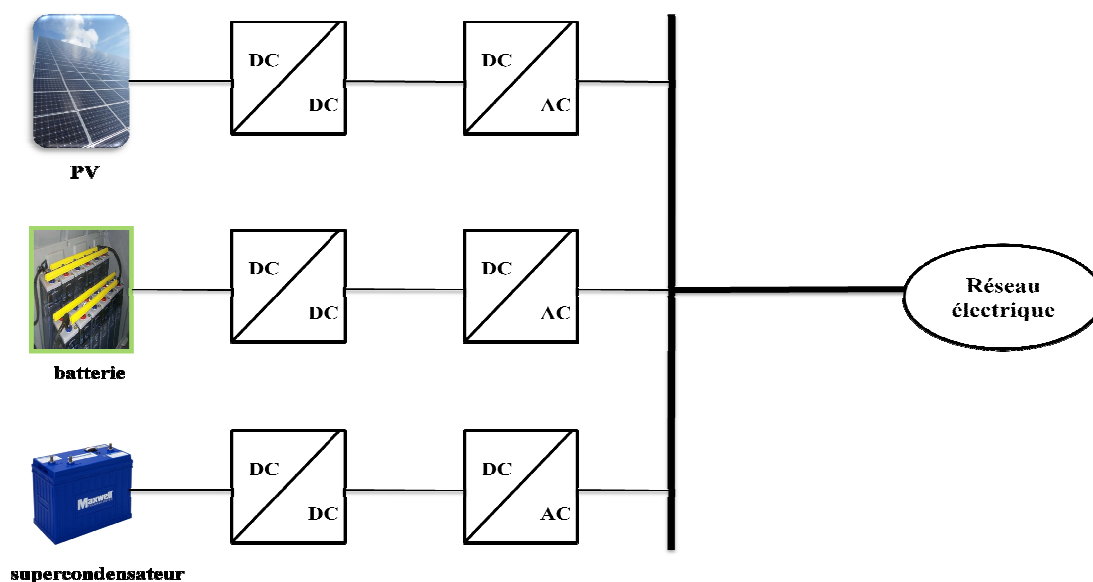


Figure I.28 Architecture à couplage alternatif

➤ Systèmes à couplage continu

Toutes les sources d'énergie sont connectées au même bus continu avant d'être connectées à travers un onduleur central au réseau électrique (figure I.29). Dans ce cas la tension et la fréquence sont indépendantes à celle de chaque source. Ainsi, il faut toujours contrôler les grandeurs de l'onduleur central (tension, fréquence) pour assurer le bon fonctionnement du système [9, 52].

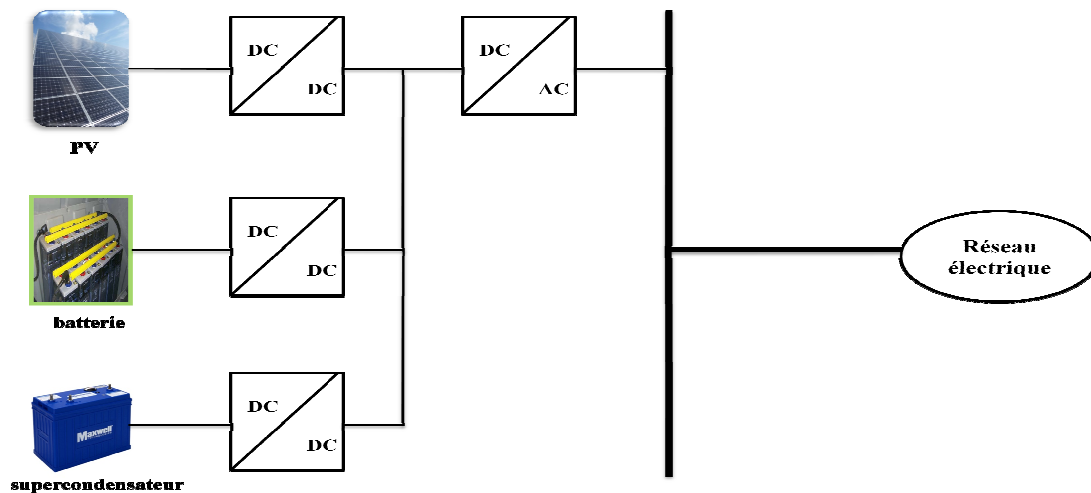


Figure I.29 Architecture à couplage continu

➤ Systèmes à couplage mixte

La structure mixte présentée sur la figure I.30 peut être utilisée pour profiter des avantages de chaque système (couplage continu, couplage alternatif) [9, 52].

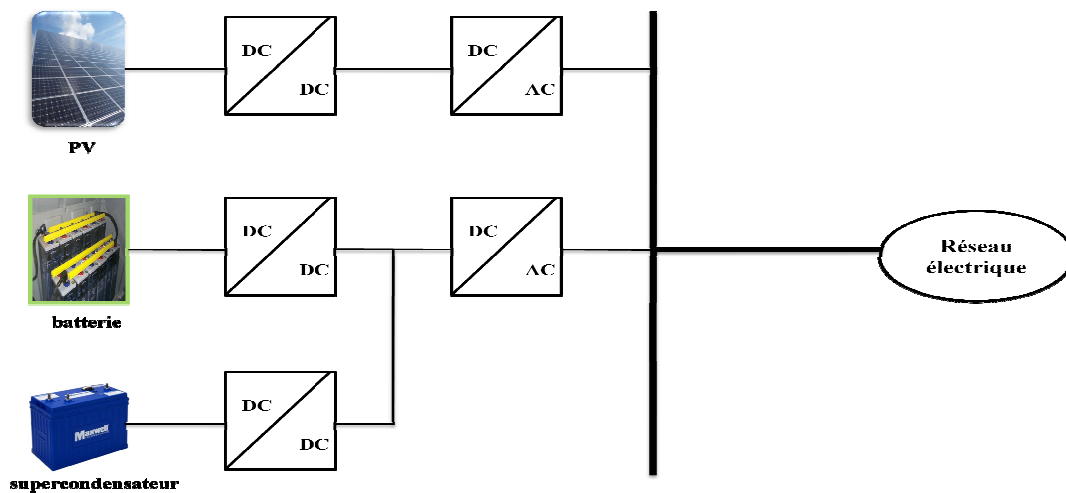


Figure I.30 Architecture à couplage mixte

Grace au pilotage des convertisseurs électroniques de puissance, les flux de puissance des différentes sources (PV, stockages) doivent être contrôlés précisément pour exécuter les références de puissance imposées. Pour réaliser les objectifs du pilotage, les problèmes suivants émergent:

- Une gestion rapide et optimale de la puissance PV disponible.
- Un contrôle adéquat des différents systèmes de stockage associés en respectant leurs natures et leurs limites de fonctionnement.

I.11.2 Convertisseurs statiques

I.11.2.1 Conversion continu-continu

Les convertisseurs DC-DC permettent le contrôle de la puissance électrique dans les circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. Il existe plusieurs topologies des convertisseurs DC-DC, les plus utilisés sont [32]: hacheur survolteur (boost), hacheur abaisseur (Buck), et le hacheur élévateur-abaisseur (Buck boost). Dans les systèmes photovoltaïques, vu le caractère non linéaire de la courbe de puissance générée, les convertisseurs DC-DC jouent le rôle d'un adaptateur d'impédance. Ainsi plusieurs méthodes sont utilisées pour garantir le point de fonctionnement optimal (MPPT) dans toutes les conditions de travail [33, 34, 37].

I.11.2.2 Conversion continu-alternatif

Les convertisseurs DC/AC se distinguent principalement par la nature de l'étage continu (onduleur de courant et onduleur de tension) et par le nombre de phases de la source alternative (onduleur monophasé et triphasé) [53] ; aussi, il existe d'autres types d'onduleurs innovants comme : les onduleurs multi niveaux, les onduleurs matriciels, z source inverter, quazi z source inverter.

➤ Onduleur triphasé

Un onduleur triphasé est un appareil électronique permettant de générer un courant et une tension alternatifs, à partir d'un courant et tension continus (figure I.31). Les trois phases de sortie de l'onduleur sont liées directement avec les grandeurs d'entrée à travers les six interrupteurs d'électronique de puissance (IGBT, Mosfet...).

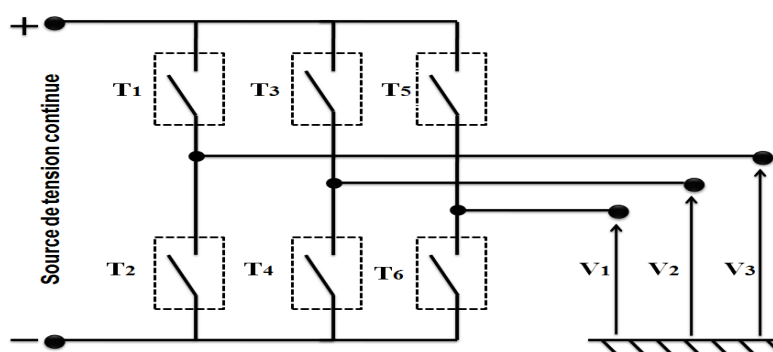


Figure I.31 Onduleur triphasé

L'objectif de la commande est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Trois méthodes de commande peuvent être utilisées [54]:

1. Commande par hystérésis.
2. Commande par MLI sinus triangle.
3. Commande par MLI vectorielle.

➤ **Onduleurs multiniveaux**

L'idée générale de l'utilisation des convertisseurs multiniveaux est de créer une tension sinusoïdale à partir de plusieurs niveaux de tension. La forme d'onde de la tension de sortie des onduleurs multiniveaux se compose d'un certain nombre de niveaux intermédiaires. Ils sont obtenus à partir de tensions aux bornes de condensateurs. L'utilisation des convertisseurs multiniveaux dans les installations industrielles a été motivée par des avantages énergétiques, largement éprouvés de nos jours : la réduction très significative du taux de distorsion harmonique du courant, l'amélioration du facteur de puissance, et la réduction des contraintes électriques aux bornes des interrupteurs statiques. Toutefois, ces convertisseurs présentent des inconvénients. Entre autres, on peut citer: le nombre élevé de composants électriques, la complexité de la commande et la nécessité d'équilibrer les tensions aux bornes des condensateurs du bus barre continu.

Les principales applications de la topologie multiniveaux se trouvent généralement dans la traction et la propulsion électriques, ainsi que dans les systèmes de génération et de transport de l'énergie électrique [5, 55].

➤ **Onduleurs matriciels**

Le convertisseur matriciel est une nouvelle topologie de convertisseurs de fréquence directe. Il permet donc d'obtenir un système triphasé de tensions variables en amplitude et en fréquence à partir des tensions fixes du réseau d'alimentation industriel. Ceci est réalisé par une matrice des interrupteurs de puissance reliant chaque phase d'entrée à chaque phase de sortie. Le convertisseur matriciel a plusieurs avantages par rapport aux structures traditionnelles. Il est fondamentalement bidirectionnel, donc il renvoie l'énergie vers la source. Il permet aussi d'avoir des courants sinusoïdaux à l'entrée. La taille peut être réduite en comparaison avec les structures conventionnelles puisque il n'est plus nécessaire de grandes capacités ou d'inductances pour emmagasiner de l'énergie réactive. Les inconvénients du convertisseur matriciel consistent d'abord en une commutation du courant plus délicate à cause de l'absence des diodes à roue libre. En outre, la commande est relativement complexe et le rapport entre la tension de sortie et la tension d'entrée est réduit. Le convertisseur matriciel est en pleine expansion, notamment dans le domaine de l'aéronautique [56].

➤ Onduleur Z-source

Les Z source inverter développés par Dr. Fang Zheng Peng en 2003 [57], contiennent un onduleur et un réseau des éléments passifs (inductance et capacité), il présente la possibilité d'augmenter la tension d'entrée du générateur PV et assurer la puissance maximale, ce qui diminue le nombre des interrupteurs à commander et donc le coût total du système. La figure I.32 représente le schéma global du système.

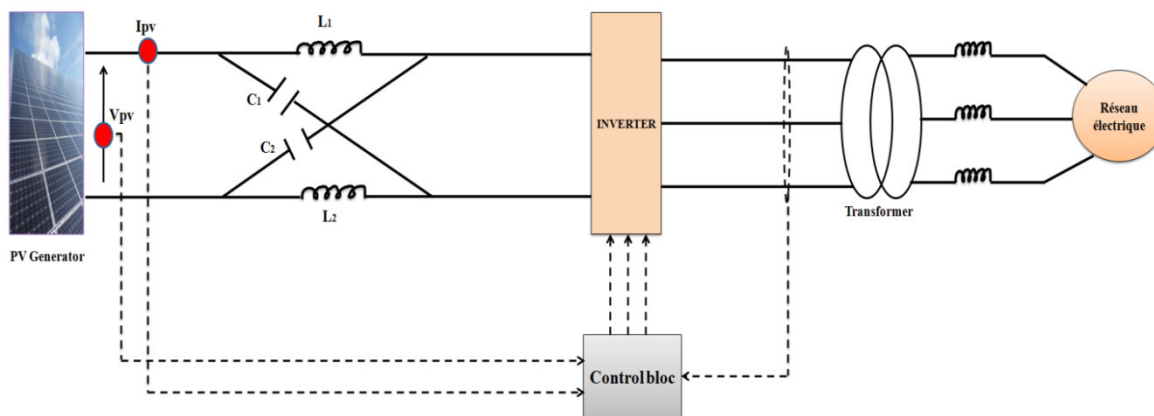


Figure I.32 Système PV connectée au réseau électrique en utilisant le z source inverter

Dans le même contexte, un autre convertisseur similaire à l'onduleur Z-source appelé onduleur Quazi Z-source est développé, la seule différence se résume dans la structure du réseau d'impédance utilisé (figure I.33). Il présente quelques avantages comme : la possibilité de connecter un système de stockage directement en parallèle avec les éléments capacitif (C_1 et C_2) ; ainsi, la valeur des éléments passifs utilisés est réduite ce qui diminue le coût total du système [58, 59, 60].

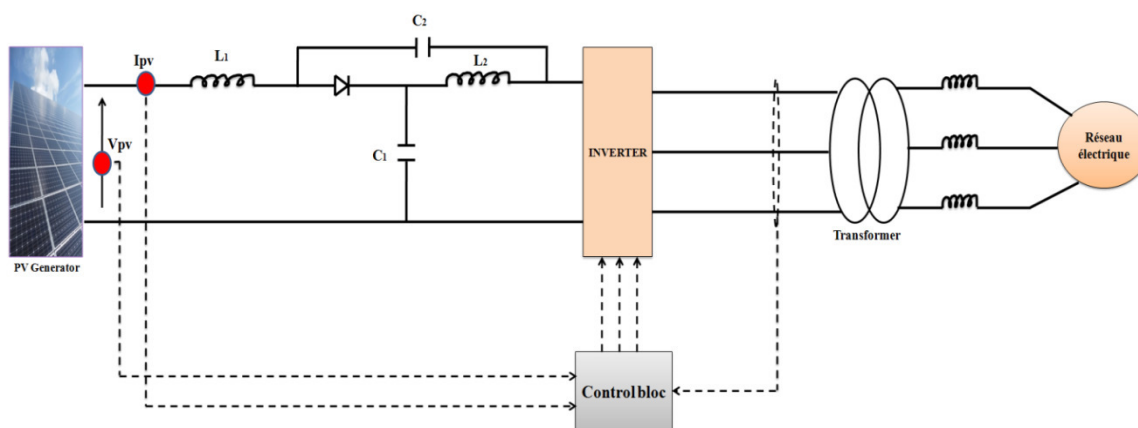


Figure I.33 Système PV connectée au réseau électrique en utilisant l'onduleur Quazi Z-source

Les principaux domaines d'application de ces nouveaux convertisseurs sont : les véhicules électriques, les entraînements électriques, et dans l'optimisation des systèmes de production utilisant les énergies renouvelables.

I.12 Problématique de la thèse

D'après l'état de l'art approfondie du système de conversion photovoltaïque connecté au réseau électrique que nous avons exposée, la tendance de la recherche scientifique est en vers l'amélioration des performances des installations de production d'énergie d'un côté, et la diminution du coût de la puissance produite de l'autre côté. Et cela pour concurrencer les systèmes de production classiques en termes de qualité d'énergie, prix, et sûreté de fonctionnement.

Dans ce contexte, la problématique de ma thèse se concentre sur l'optimisation de la chaîne de production photovoltaïque connectée au réseau électrique par:

- L'optimisation de la puissance du générateur photovoltaïque
- Amélioration des performances du système de stockage
- Intégration des nouveaux convertisseurs statiques

I.13 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un état de l'art sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Nous avons commencé par une définition de l'énergie solaire photovoltaïque ainsi que son évolution dans le monde durant ces dernières années. Ainsi, la cellule photovoltaïque, le module et le champ sont définis de manière détaillée.

Nous avons aussi exposé le principe du fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque et les différentes techniques utilisées pour le suivi du point de puissance maximale PPM. Ensuite, nous avons montré l'intérêt du système de stockage et les divers moyens utilisés ainsi que leurs principales caractéristiques. De même, la notion du stockage hybride est abordée pour optimiser le rendement énergétique global.

Finalement, nous avons présenté les différentes structures du système photovoltaïque connecté au réseau électrique, et les principaux convertisseurs statiques utilisés.

Dans le prochain chapitre, nous allons étudier le fonctionnement du générateur photovoltaïque, et l'optimisation de la puissance produite dans différentes conditions météorologiques et pour plusieurs types de charges.

CHAPITRE -II-

Etude et Optimisation de la Puissance du Module Photovoltaïque

II.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons présenté une étude théorique sur les installations photovoltaïques connectées au réseau électrique, le générateur PV est l'élément de base de la chaîne de conversion, il permet de transformer les photons incidents sur sa surface en courant continu.

Dans le présent chapitre, nous allons étudier les caractéristiques électriques externes du générateur photovoltaïque dans les conditions standards et pour plusieurs valeurs d'éclairement et de température. Ainsi, le phénomène d'ombrage est appliqué au générateur photovoltaïque pour connaître son effet sur les caractéristiques de sortie. Comme la caractéristique de la puissance de sortie présente un seul point de puissance maximale PPM, nous allons élaborer le fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque. Deux techniques de poursuite du point PPM seront appliquées et simulées sous Matlab/Simulink dans plusieurs conditions météorologiques, pour tester et valider le bon suivi et la robustesse des deux commandes adoptées.

Il existe plusieurs cas où le gestionnaire d'énergie a besoin de limiter la puissance PV produite, ce qui nécessite une réduction immédiate de la puissance PV ; en effet, pour éviter l'arrêt complet de l'installation, une boucle de régulation de courant des modules a été adoptée.

Pour étudier le comportement des algorithmes de poursuite du point de puissance maximale MPPT dans des applications réelles et démontrer l'efficacité du système, nous allons associer une batterie et un système de pompage d'eau continu comme charge à la sortie du système.

II.2 Modélisation de la cellule photovoltaïque

II.2.1 Cellule photovoltaïque idéale

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple, Comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui correspond à l'aire de transition p-n de la cellule PV (figure II.1) [39, 61, 62, 63, 64].

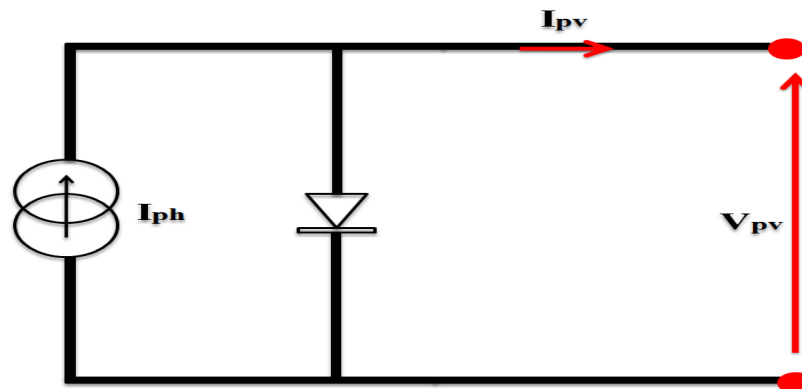


Figure II.1 Modèle simplifié de la cellule

D'après la (Figure II.1), on a alors la relation:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D \quad (\text{II.1})$$

La caractéristique I-V d'une diode est une caractéristique non linéaire donnée par la relation :

$$I_D = I_0 \left(\exp \left(\frac{V_D}{V_T} \right) - 1 \right) \quad (\text{II.2})$$

Avec

I_{pv} : le courant délivré par le panneau.

I_{ph} : le courant de l'éclairement.

I_D : le courant dans la diode.

I_0 : courant de saturation inverse de la diode [A].

$V_t = nKT/q$: potentiel thermique.

n : facteur d'idéalité de la jonction.

K : constante de Boltzmann $K=1.38e^{-23}$ [J/K].

q : la charge de l'électron $1.6 e^{-19}$ [eV].

T : la température de la jonction [K].

Le courant débité est exprimé comme suit :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{V_D}{V_T} \right) - 1 \right) \quad (\text{II.3})$$

Ce modèle reste théorique et ne tient pas compte le comportement d'une cellule photovoltaïque dans des conditions réelles. Toutefois, il reste valable sous certaines hypothèses (non prise en compte de perte de tension, courant de fuite...). Il existe d'autres modèles, certes théoriques, mais qui prennent plus fidèlement en considération le comportement de la cellule photovoltaïque.

II.2.2 Cellule photovoltaïque réelle avec une seule diode

Le modèle photovoltaïque précédent ne tenait pas compte tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuites (figure II.2). On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série R_s et les courants de fuite par une résistance en parallèle R_{sh} [39, 64].

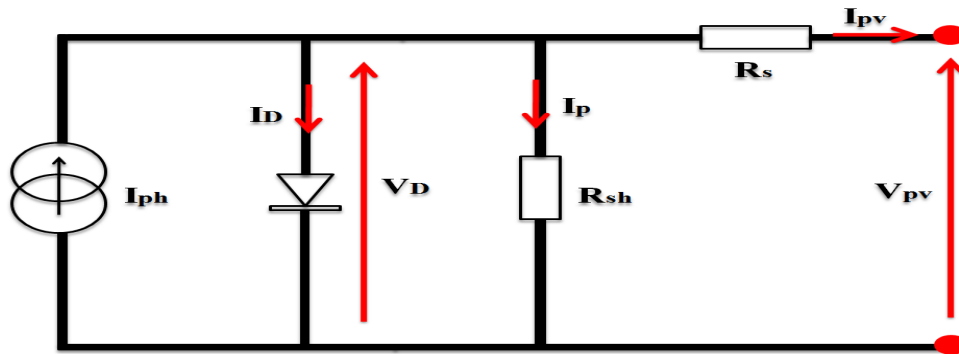


Figure II.2 Modèle de la cellule PV avec une seule diode

Selon la figure II.2, nous obtenons les relations suivantes:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_p \quad (II.4)$$

$$I_p = \frac{V_D}{R_{sh}} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (II.5)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left(\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (II.6)$$

Où :

R_{sh} : la résistance de shunt caractérisant les courants de fuites de la jonction.

R_s : la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.

I_p : le courant traversant la résistance shunt.

L'équation du courant d'éclairement ramenée aux conditions de référence ($G_r=1000\text{W/m}^2$, $T_r=25\text{C}^\circ$) est donné comme suit :

$$I_{ph} = \left[I_{cc} \frac{G}{G_r} + I_t(T - T_r) \right] \quad (II.7)$$

Le courant de saturation de la diode est donné comme suit [61] :

$$I_0 = I_0(T) \left(\frac{T}{T_r}\right)^3 \cdot \exp \left[\frac{q E_g}{nK} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (\text{II.8})$$

$$\text{Avec} \quad I_0(T) = \frac{I_{cc}(T)}{\left(e^{\frac{q V_{oc}(T)}{nKT}} - 1 \right)}$$

Le modèle mathématique de la température de la cellule résulte de la notion de NOCT. Par définition, le NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) est la température de la cellule fonctionnant sous 800 W/m^2 d'éclairement à 20°C de température ambiante et 1 m/s de circulation d'air ambiant. Le NOCT est donné comme suit:

$$T - T_a = \left(\frac{\text{NOCT} - 20}{600} \right) \cdot G \quad (\text{II.9})$$

Avec :

G_r : éclairement de référence [W/m^2].

I_t : coefficient de température de courant de court-circuit $= 23 \cdot 10^{-4} \text{ A}$.

I_{cc} : courant de court-circuit [A].

T : la température de la jonction [Kelvin].

T_r : la température de référence 300K.

T_a : température ambiante en K.

E_g : le gap d'énergie de semi conducteur.

$E_g = 1.1 \text{ eV}$ pour le silicium cristallin.

II.2.3 Cellule photovoltaïque réelle avec deux diodes

Dans ce cas, le circuit représentant ce modèle est donné par la figure II.3.

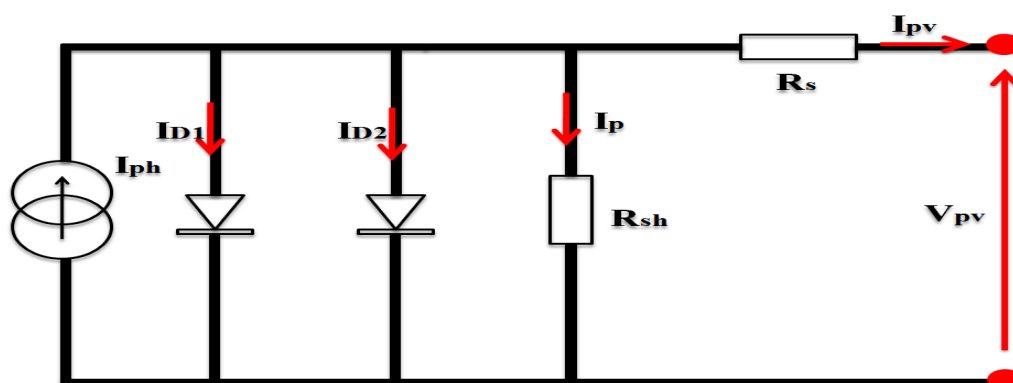


Figure II.3 Modèle de la cellule PV avec deux diodes

Si on applique la loi des nœuds sur le circuit de la figure II.3, nous obtenons :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_p \quad (\text{II.10})$$

Donc la relation devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \left(\exp \left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{n_1 k T} \right) - 1 \right) - I_{02} \left(\exp \left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{n_2 k T} \right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II.11})$$

Avec : n_1 : facteur d'idéalité de la diode D_1 .

n_2 : facteur d'idéalité de la diode D_2 .

I_{01}, I_{02} : les courants de saturation inverse des diodes D_1 et D_2 .

D'après la littérature, on peut dire que le modèle de la cellule avec deux diodes est le modèle le plus proche possible de la réalité, car il reproduit le comportement presque réel de la cellule [61].

II.3 Module photovoltaïque

Le panneau photovoltaïque ou le module photovoltaïque c'est l'association de plusieurs cellule en série et /ou en parallèle, pour pouvoir augmenter le courant ou la tension et donc la puissance délivré par le panneau. Le modèle électrique dans ce cas devient :

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left(\exp \left(\frac{q(V_{pv} + \frac{R_{sp} I_{pv}}{N_p})}{K T n} \right) - 1 \right) - \frac{\frac{N_p V_{pv}}{N_s} + R_{sp} I_{pv}}{R_{shp}} \quad (\text{II.12})$$

$$R_{sp} = \frac{N_s}{N_p} R_s \quad , \quad R_{shp} = \frac{N_s}{N_p} R_{sh}$$

Avec :

R_s, R_{sh} : résistances séries et parallèles de la cellule.

R_{sp}, R_{shp} : résistances séries et parallèles du panneau.

N_s : nombre des cellules en série.

N_p : nombre des cellules en parallèles.

II.4 Champ photovoltaïque

C'est un dispositif technique de production d'énergie électrique par des modules photovoltaïques reliés entre eux en série et/ou parallèle. La connexion des modules PV permet d'augmenter la tension, le courant et la puissance produite, afin de satisfaire la demande dans une installation autonome « off grid » ou une installation connectée au réseau électrique « on grid ». Le modèle dans ce cas est établi de la même façon que celle du panneau comme démontre l'équation :

$$I_{pv} = N_{sch}I_{ph} - N_{pch}I_0 \left(\exp \left(\frac{q(V_{pv} + \frac{R_{sch}I_{pv}}{N_{pch}})}{KTn} \right) - 1 \right) - \frac{N_{pch}V_{pv} + R_{sch}I_{pv}}{R_{shch}} \quad (II.13)$$

$$R_{sch} = \frac{N_{sch}}{N_{pch}} R_{sp} \quad , \quad R_{shch} = \frac{N_{sch}}{N_{pch}} R_{shp}$$

Avec :

R_{sch}, R_{shch} : résistances séries et parallèles du champ.

N_{sch} : nombre des panneaux en série.

N_{pch} : nombre des panneaux en parallèles.

II.5 Simulation du générateur photovoltaïque

Dans notre étude nous avons utilisé le modèle avec une seule diode grâce à sa simplicité. Le modèle d'une seule cellule photovoltaïque réelle avec une seule diode, établi sous MATLAB/SIMULINK est présenté sur la figure II.4.

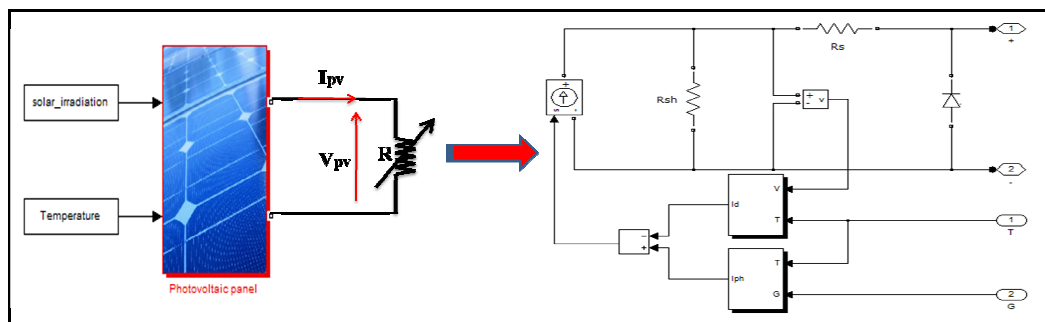


Figure II.4 Modèle de la cellule PV

Pour étudier et tester le modèle précédant, nous avons choisi des modules à cellules monocristallins de types UDTS50 (Annexe.1). Les caractéristiques électriques externes de la cellule photovoltaïque dans les conditions standards sont présentées sur la figure II.5.

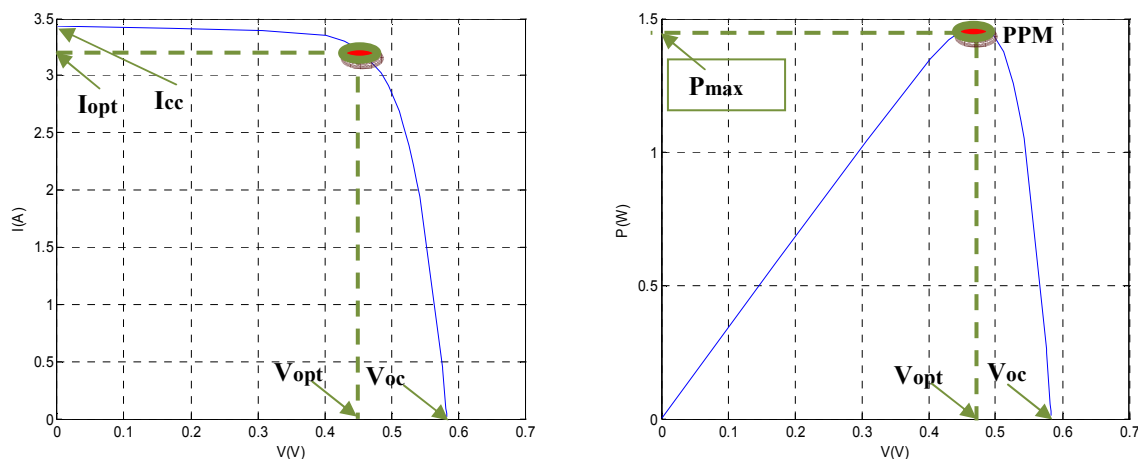


Figure II.5 Caractéristiques externes de la cellule dans les conditions standards ($G=1000W/m^2$, $T=25C^\circ$)

Les caractéristiques d'un module UDTS50 constitué de 36 cellules montées en série pour augmenter la tension et la puissance, sont montrées sur la figure II.6.

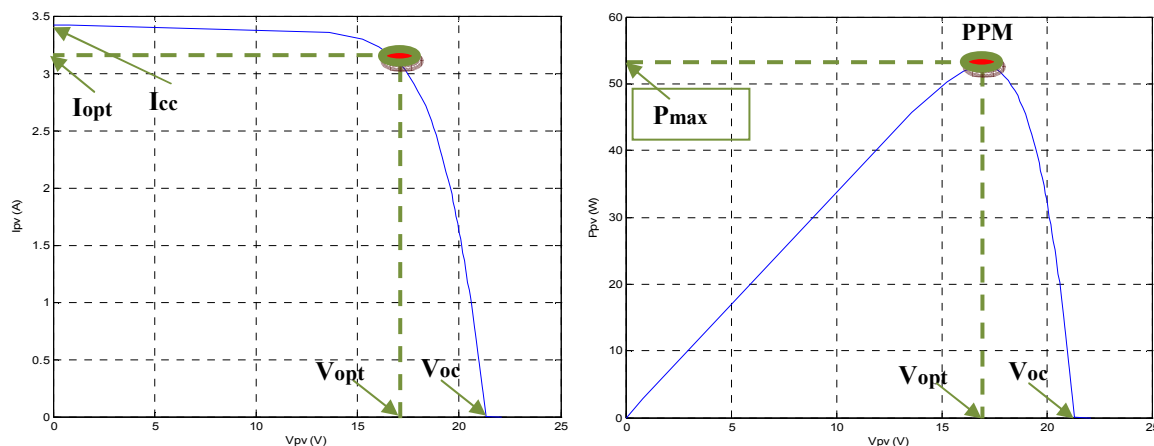


Figure II.6 Caractéristiques du module dans les conditions standards ($G=1000W/m^2$, $T=25C^\circ$)

D'après les variations présentées sur la figure précédente, on voit bien que la cellule photovoltaïque (module photovoltaïque) présente un point de puissance maximale appelé (PPM), correspond à une tension et courant de fonctionnement dite optimale.

Devant les exigences en courant, tension et en puissance de la plupart des charges et des systèmes isolés ou connectés, un module photovoltaïque ne peut pas satisfaire la demande, donc il est préconisé de connecter plusieurs modules en série pour augmenter la tension et en parallèle pour augmenter le courant, aussi une association série et parallèle peut être utilisée pour augmenter les deux. De même, la puissance photovoltaïque totale sera amplifiée. Les caractéristiques correspondant à l'association de plusieurs modules PV sont montrées sur la figure II.7.

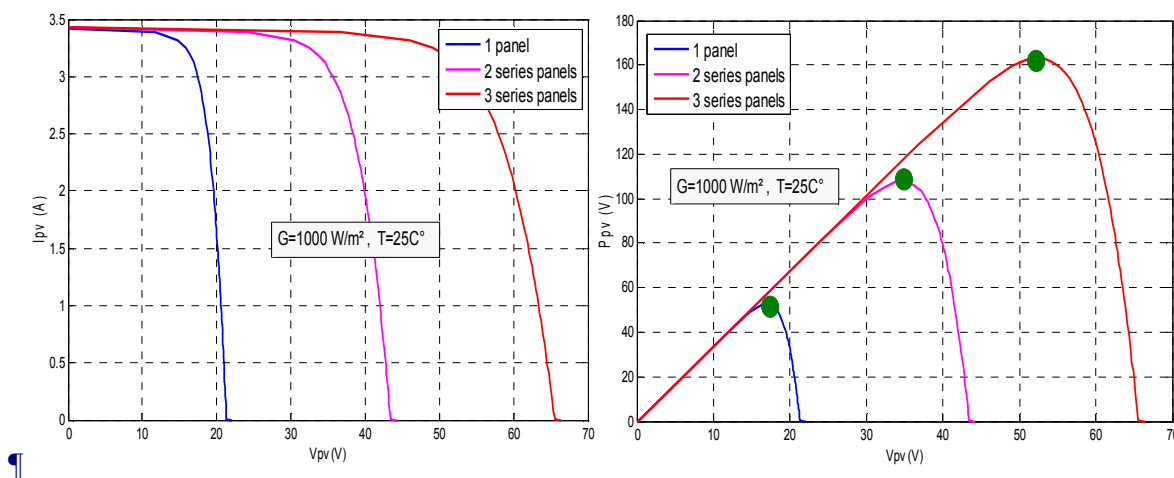


Figure II.7 Association série des modules PV dans les conditions standards

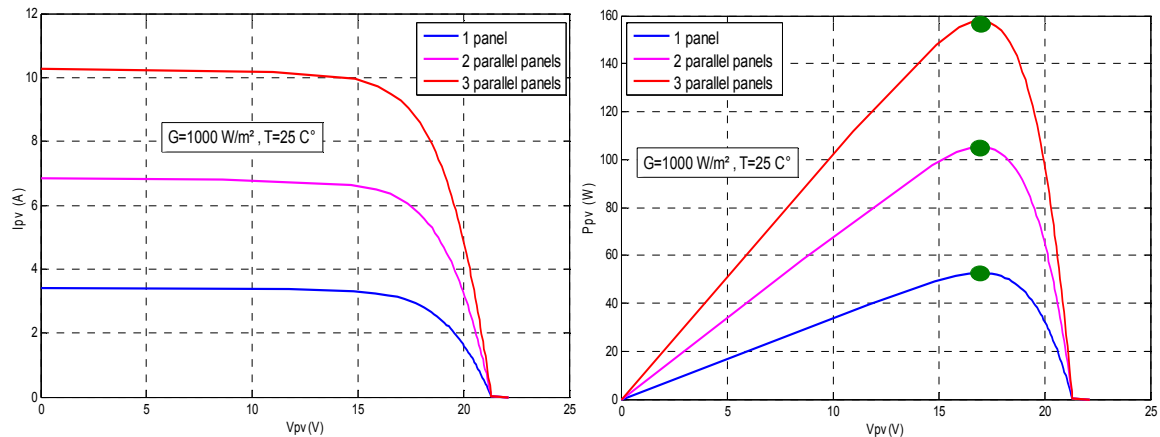


Figure II.8 Association parallèle des modules PV dans les conditions standards

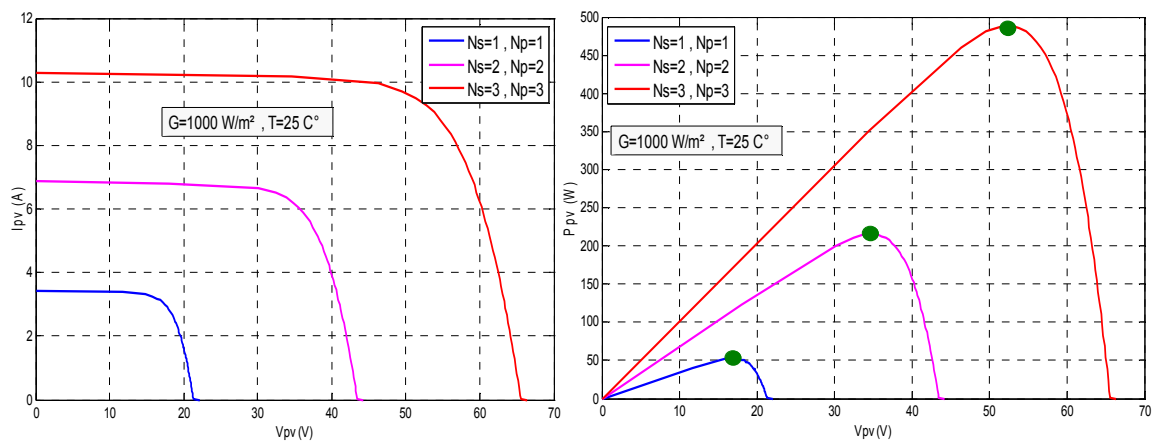


Figure II.9 Association série et parallèle des modules PV dans les conditions standards

Le caractère aléatoire des conditions météorologiques (éclairage, température) agit directement sur le comportement des modules photovoltaïques. Les figures II.10 et II.11 montrent clairement l'influence de l'éclairage et de la température sur les caractéristiques électriques externes (courant, tension, puissance).

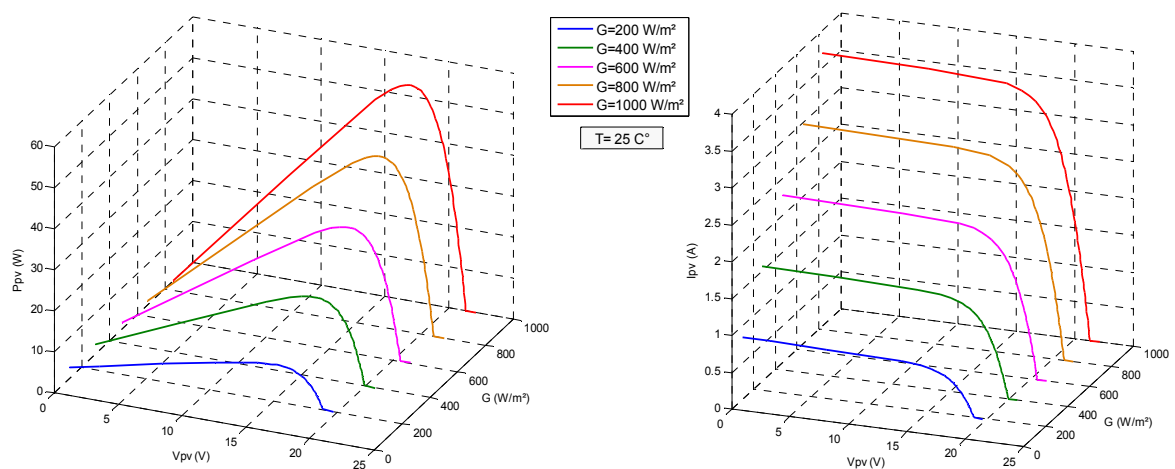


Figure II.10 Caractéristiques d'un module photovoltaïque pour différents éclairagements

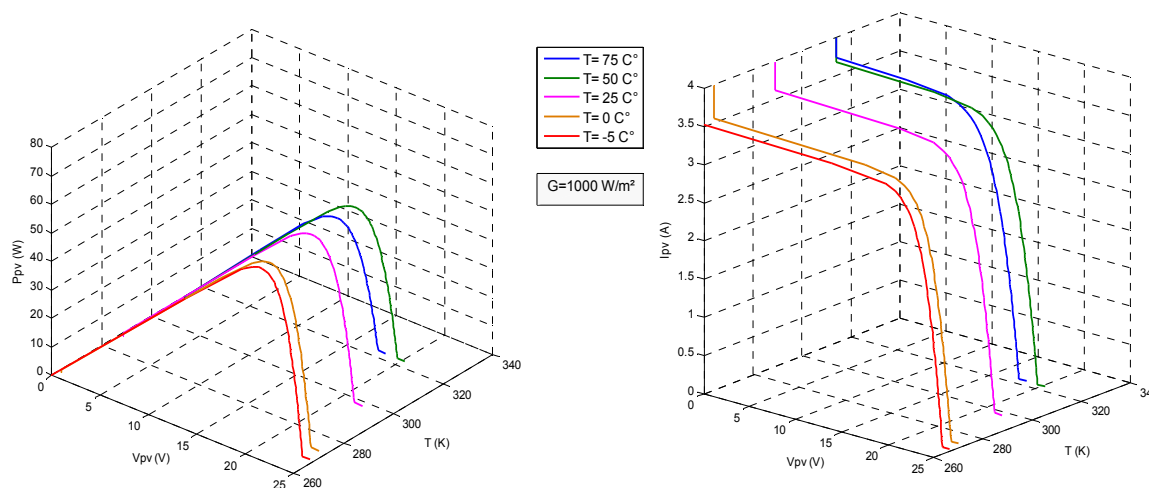


Figure II.11 Caractéristiques d'un module photovoltaïque pour différentes température

Il est évident de remarquer que le changement de l'éclairement affecte beaucoup le courant du module, par contre, il a une légère influence sur la tension ; ainsi, la puissance produite dans ce cas est proportionnelle à la variation de l'éclairement solaire incidente. Dans le cas d'une variation de la température, le comportement est inversé ; elle affecte la tension beaucoup plus, la puissance produite est inversement proportionnelle à ce changement.

II.6 Effet d'ombrage

Le développement des systèmes photovoltaïques nécessite de connaître et de prévoir leurs comportements durant toutes les exigences de fonctionnement réel ; dans des conditions d'ombrage, un mauvais fonctionnement des modules photovoltaïques est inévitable. Si toutes les cellules sont identiques et qu'elles travaillent sous les mêmes conditions d'ensoleillement et de température, Additionner les tensions dans le cas d'un assemblage série de cellules est facile. Mais, dans les conditions réelles de fonctionnement, si les cellules sont légèrement différentes (Mismatch structurel) ou ne sont pas uniformément éclairées (Mismatch fonctionnel), le comportement électrique n'est pas facilement prévisible et dépend des caractéristiques de chaque cellule.

Le courant traversant un groupement des cellules en série (figure II.12) est celui de la cellule ombrée (une cellule défectueuse pénalisant toutes les autres), donc la puissance totale est diminuée considérablement. Ainsi, si la charge impose au générateur de fonctionner au point P (figure II.13), la cellule ombrée devient réceptrice et reçoit une tension inverse, ce qui entraîne l'échauffement et l'apparition des points chaud.

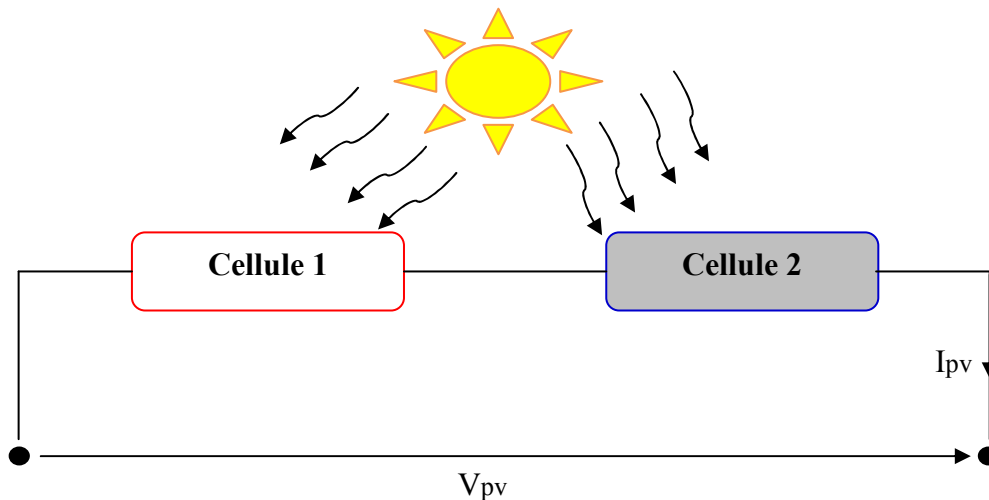


Figure II.12 Groupement de deux cellules en série l'une est ombrée

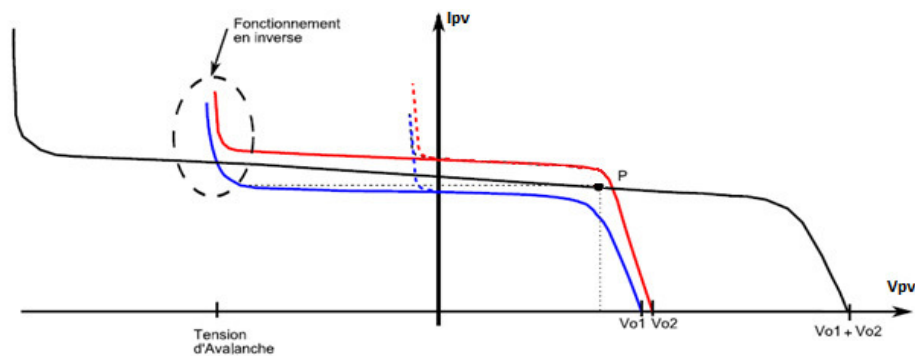


Figure II.13 Comportement électrique des cellules

Pour remédier ce phénomène, on équipe les panneaux photovoltaïques par des diodes by-pass (par séries de 18 cellules, soit 2 par panneau de 36 cellules) qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent réceptrices. La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors le panneau, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du panneau.

Pour voir l'effet de l'ombrage partiel sur les systèmes de production PV de grande puissance, nous allons par la suite étudier plusieurs configurations des modules pour déterminer les caractéristiques électriques externes.

II.6.1 Deux modules en série

Le premier test concernant l'assemblage de deux modules photovoltaïques UDTS50 en série (figure II.14), le montage est équipé de deux diodes : l'une pour empêcher le retour de courant et l'autre une diode by-pass. Le premier module est soumis aux conditions normales d'éclairage par contre le deuxième est affecté par un ombrage partiel.

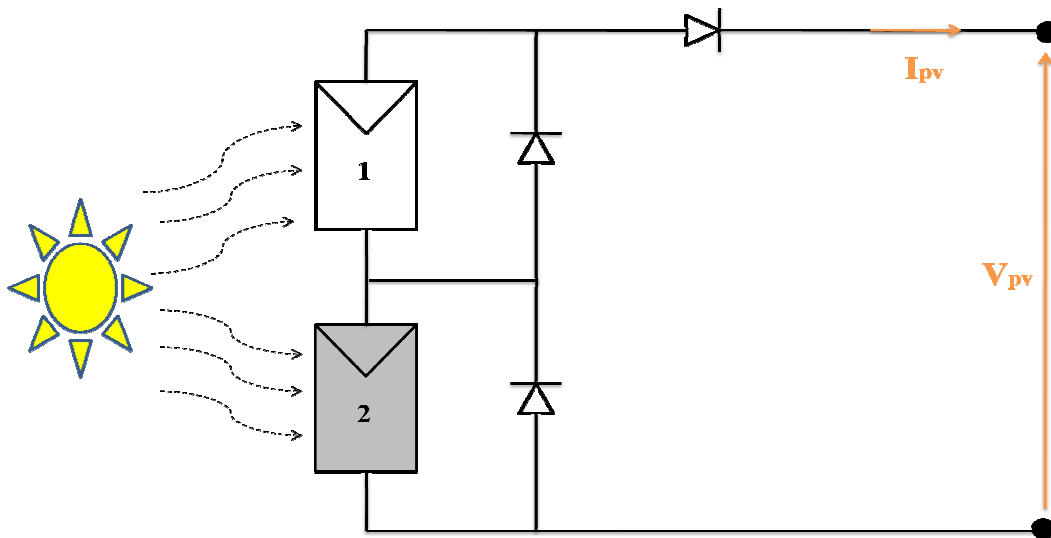


Figure II.14 Deux modules en séries affectés par un ombrage partiel

Les différentes caractéristiques externes obtenues dans plusieurs conditions météorologiques avec un taux d'ombrage constant et variable sont données sur les figures II.15 et II.16.

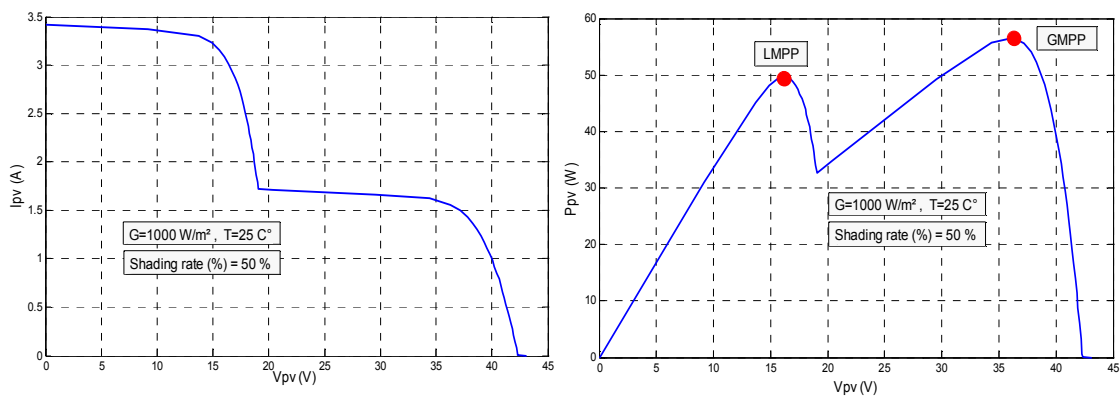


Figure II.15 caractéristiques électriques de deux modules en séries

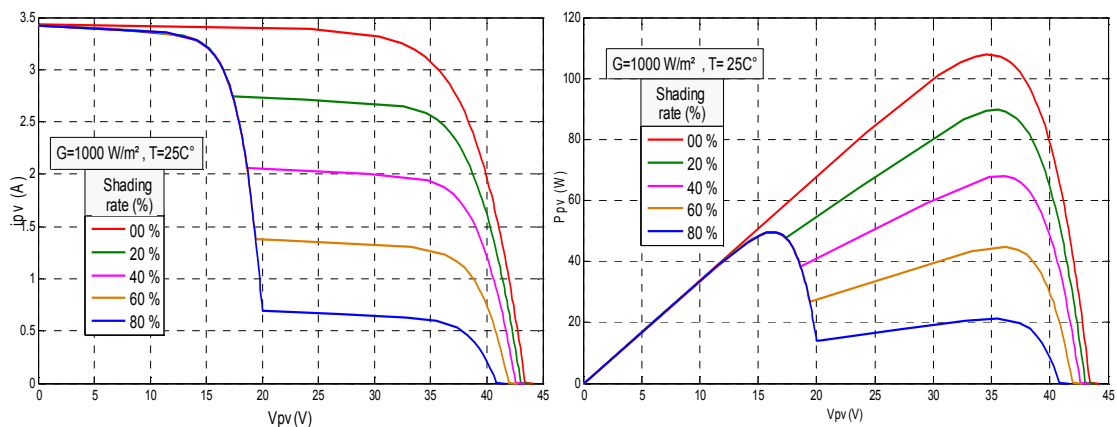


Figure II.16 Caractéristiques électriques de deux modules en séries dans les conditions standards ($G=1000W/m^2$, $T=25C^\circ$) avec un taux (%) d'ombrage variable

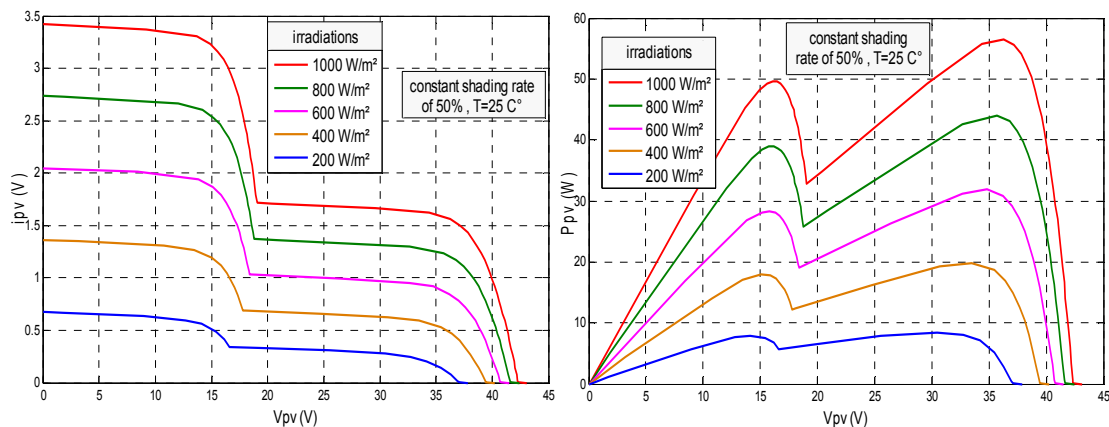


Figure II.17 Caractéristiques électriques de deux modules en série dans un éclairage variable avec un taux d'ombrage de 50%

Dans un ombrage partiel avec un taux et un profil d'éclairage (constant 50% ou variable), les caractéristiques électriques externes du générateur photovoltaïque sont déformées. Par conséquent, ils apparaissent deux courbures dans la caractéristique du courant en fonction de la tension, elles sont dues aux non uniformités de l'éclairage sur la surface de chaque module. De même, la puissance produite contient deux points maximaux, celui qui correspond à la petite puissance s'appelle point de puissance maximale locale «Local Maximum Power Point» (LMPP), l'autre, s'appelle point de puissance maximale globale «Global Maximum Power Point» (GMPP). De toute façon, il est clair de remarquer que l'apparition de l'ombrage partiel pénalise énormément la puissance produite par rapport à ce que le générateur peut générer. Dans cette situation et pour un meilleur rendement de conversion, le générateur photovoltaïque doit fonctionner au point où la puissance est maximale (GMPP). Pour cela, il faut s'assurer que le système d'adaptation d'impédance s'adapte rapidement avec ces circonstances.

II.6.2 Trois modules en série

Nous assemblons dans ce cas trois modules photovoltaïques en série (figure II.18), le premier est à l'état normal, et les deux autres sont affectés par un ombrage partiel de valeurs différentes.

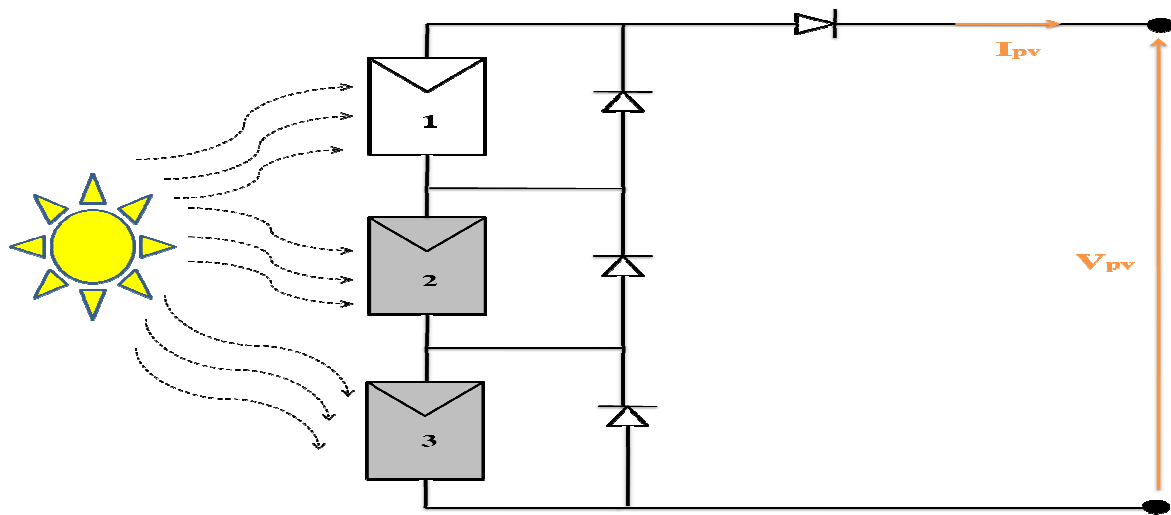


Figure II.18 Trois modules en série affectés par un ombrage partiel

Les différentes caractéristiques externes obtenues dans plusieurs conditions météorologiques avec un taux d'ombrage constant (00%, 60%, 40%) et variable sont données sur les figures II.19 - II.21.

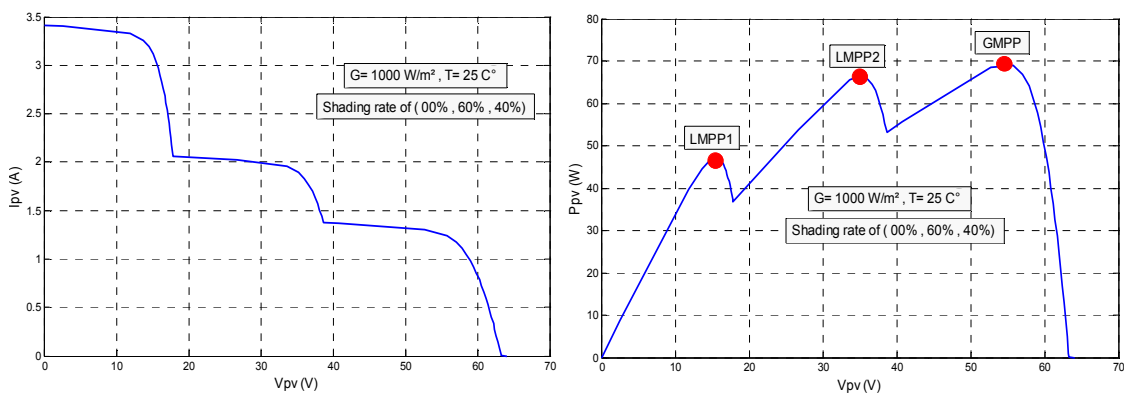


Figure II.19 Caractéristiques électriques de trois modules en série

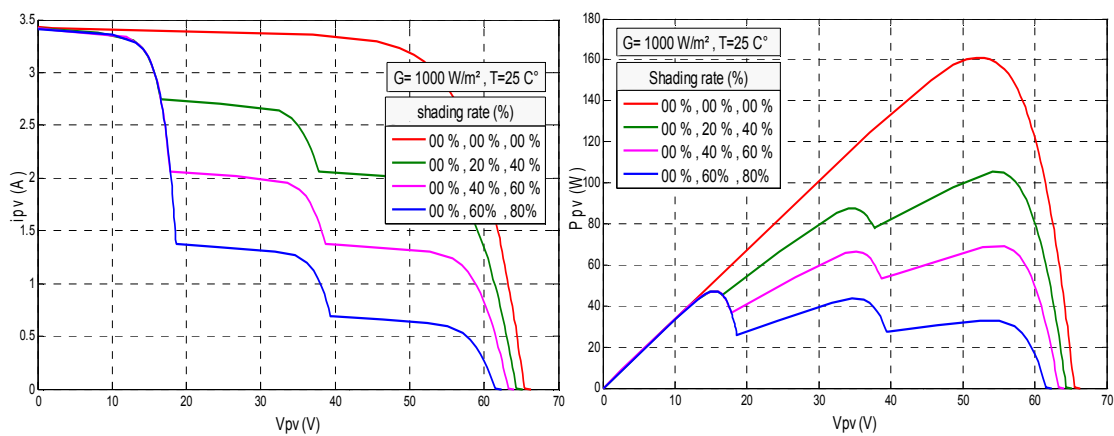


Figure II.20 Caractéristiques électriques de trois modules en série dans les conditions standards ($G=1000W/m^2$, $T=25C^\circ$) avec un taux (%) d'ombrage variable pour les deux modules

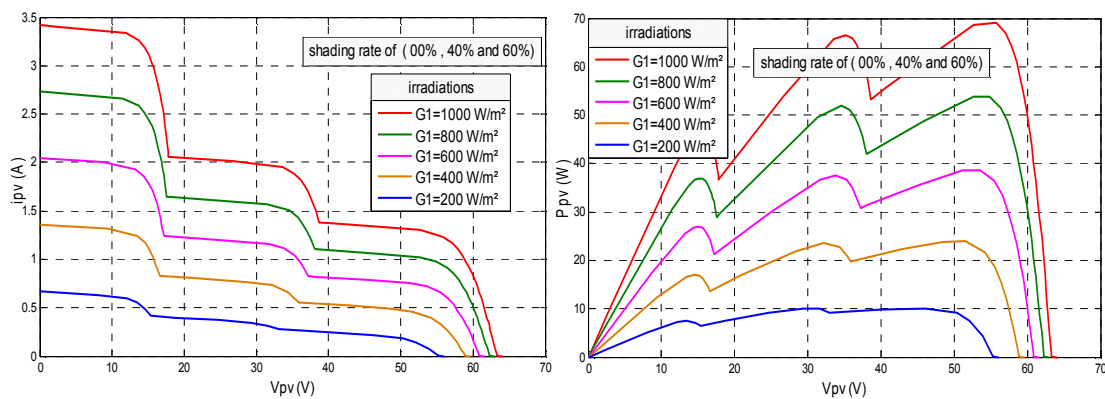


Figure II.21 Caractéristiques électriques de trois modules en série dans un éclairage variable avec un taux d'ombrage (00%, 40%, 60%)

Ces résultats montrent que lorsqu'un ombrage partiel affecte trois modules en série, il crée trois courbures dans la caractéristique de courant en fonction de la tension ; la courbe de la puissance a aussi trois points de puissance maximaux (deux points locaux LMPPs, un point de puissance globale GMMP). Par ailleurs, pour une meilleure optimisation de la puissance disponible, le système doit toujours fonctionner au point de puissance globale GMMP.

II.6.3 Générateur photovoltaïque

La majorité des applications des systèmes photovoltaïques nécessite l'utilisation de plusieurs modules montés en série et en parallèle. Pour cela, dans cette partie on va étudier l'effet de l'ombrage partiel sur un champ de vingt modules UDTS50 (dix modules en série dans deux branches, $N_s=10$, $N_p=2$) (figure II.22). Les cinq modules de la première branche sont affectés par un ombrage avec plusieurs pourcentages.

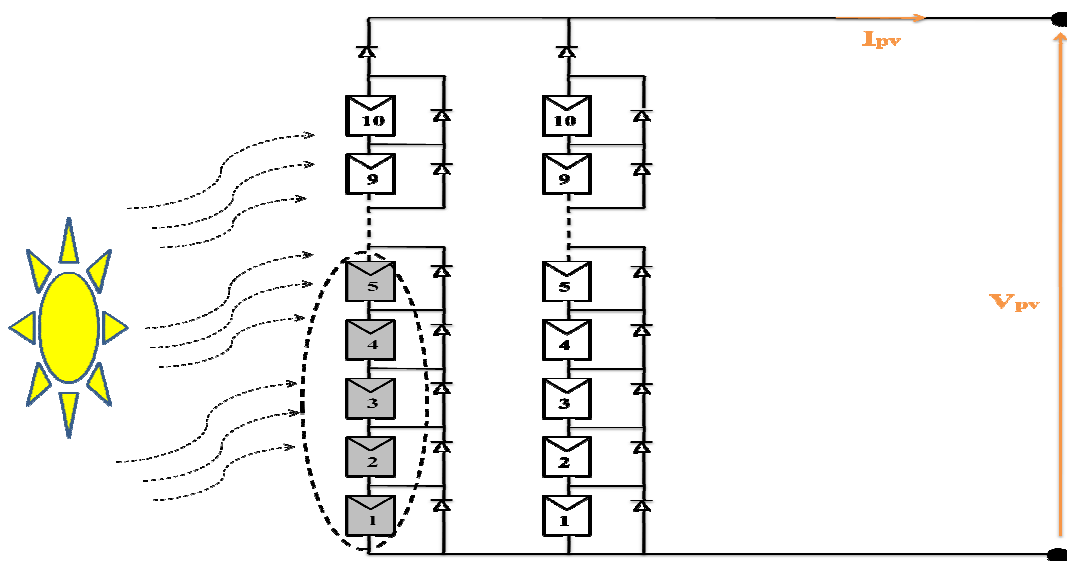


Figure II.22 Générateur photovoltaïque affecté par un ombrage partiel

Les caractéristiques externes obtenues dans plusieurs conditions météorologiques avec un taux d'ombrage constant (%) et variable sont données sur les figures II.23 et II.24.

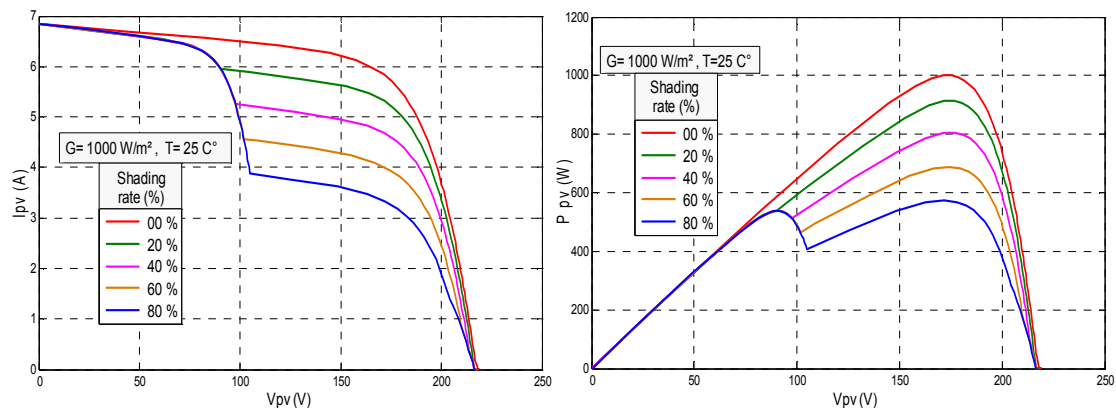


Figure II.23 Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque dans les conditions standards ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25\text{C}^\circ$) avec un taux (%) d'ombrage variable

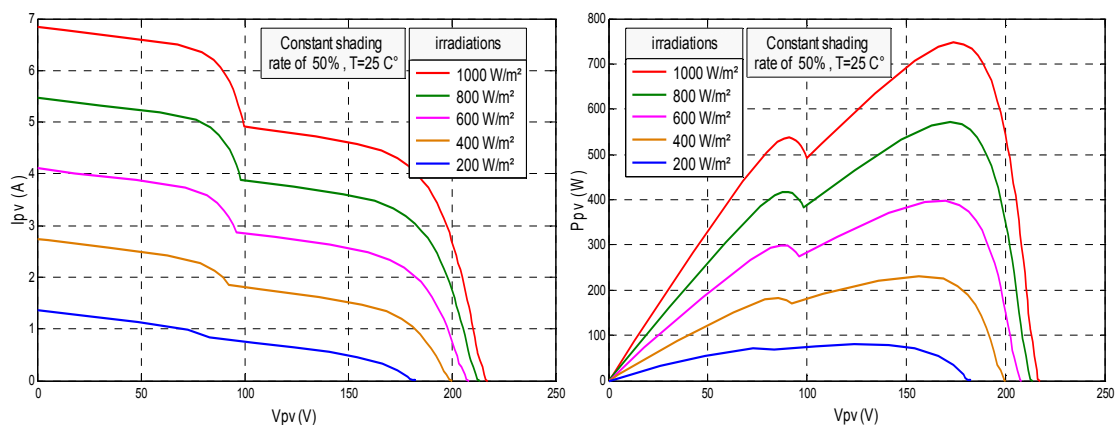


Figure II.24 Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque dans un éclairage variable avec un taux d'ombrage de 50%

Ces résultats montrent la diminution de la puissance engendrée par l'ombrage partiel affectant cinq modules PV montés en série. Ainsi, les configurations du générateur (connexion série et parallèle), la surface et l'endroit ombré sont les principaux facteurs qui définissent le taux de limitation de la puissance créée par ce phénomène.

Au regard de tous ces résultats, dans l'étude et la conception des systèmes PV en mode isolé ou connecté, une grande importance doit être consacrée au phénomène d'ombrage qui peut être d'origine structurel (Mismatch structurel) ou fonctionnel (Mismatch fonctionnel) (chapitre I). En effet, il faut toujours éviter de mettre les modules photovoltaïques en dessous des tours et des arbres...aussi, dans les circonstances naturelles (nuages) les effets sont inévitables, mais si on s'assure qu'on travaille toujours dans le point de puissance globale GMMP, les conséquences peuvent être diminuées.

II.7 Optimisation de la puissance de module photovoltaïque

A cause de la non linéarité des caractéristiques électriques externes des modules photovoltaïques, et leur comportement vis à vis la variation des conditions météorologiques (éclairage, température), l'insertion d'un étage d'adaptation de l'impédance est fortement recommandée pour optimiser l'énergie disponible produite avec une très grande souplesse et un rendement élevé.

II.7.1 Convertisseurs DC/DC

Un convertisseur continu/continu ou hacheur est un convertisseur statique utilisant des composants à semi-conducteurs qui permet d'alimenter des charges sous une tension continue réglable, à partir d'une source de tension continue constante. Ils sont utilisés généralement pour faire varier la vitesse des moteurs à courant continu, et dans le contrôle et le management dans les systèmes à énergies renouvelables (hybride, isolé, connecté au réseau électrique). Dans les systèmes photovoltaïques, les convertisseurs DC-DC permettent de poursuivre le point de fonctionnement optimal MPPT dans toutes les conditions de fonctionnement [65, 66, 67].

II.7.1.1 Hacheur Boost

L' hacheur boost (parallèle) est aussi appelé hacheur survolteur ou élévateur de tension, il permet de fournir une tension moyenne continue supérieure à la tension d'entrée. Le caractère basse tension de la plus part des sources d'énergies impose un convertisseur DC-DC à fort rapport de conversion [65, 66, 67]. Le montage étudié est donné sur la figure II.25.

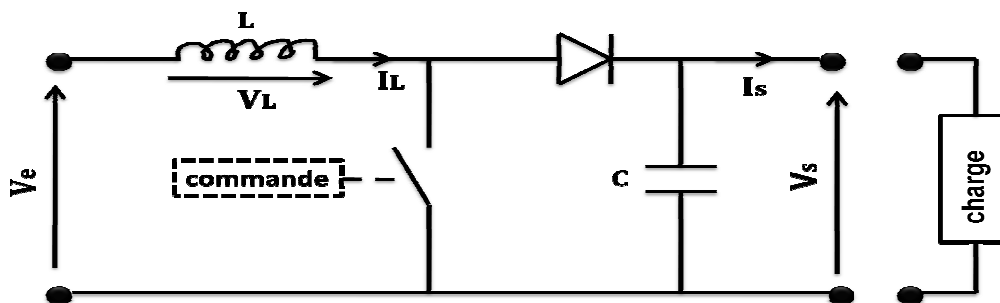


Figure II.25 Circuit électrique d'un hacheur Boost

La tension et le courant de la charge dans le cas de la conduction continue sont donnés par:

$$V_s = \frac{1}{1-\alpha} \cdot V_e \quad , \quad I_s = (1 - \alpha) \cdot I_L \quad (\text{II.14})$$

$$\text{L'ondulation de courant est:} \quad \Delta I_L = \frac{V_e}{L f} \alpha \quad (\text{II.15})$$

$$\text{L'ondulation de tension est:} \quad \Delta V_s = \frac{1}{f C} \alpha I_s \quad (\text{II.16})$$

Avec α : le rapport cyclique de convertisseur

f : la fréquence de commutation du convertisseur

II.7.1.2 Hacheur Buck

L'hacheur buck (série) est aussi appelé hacheur dévolteur de tension, il permet d'avoir une tension moyenne de sortie inférieure à celle d'entrée, utilisé pour la commande en vitesse des machines à courant continu et dans les chargeurs de batterie [65, 66, 67]. L'interrupteur de base utilisé est un interrupteur statique unidirectionnel en courant, commandé à l'ouverture et à la fermeture, le schéma de principe de ce convertisseur est montré sur la figure II.26.

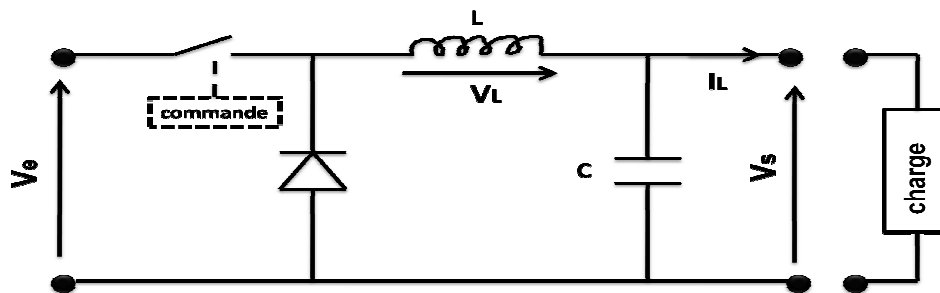


Figure II.26 Schéma de principe de l'hacheur abaisseur

La valeur moyenne de la tension de charge de ce convertisseur dans le cas de la conduction continue est donnée par:

$$V_s = \alpha V_e \quad (\text{II.17})$$

L'ondulation de courant à l'état ON et l'état OFF de l'interrupteur est donné comme suit :

$$\Delta I_L = \alpha(1 - \alpha) \frac{V_e}{fL} \quad (\text{II.18})$$

$$\text{L'ondulation de tension est :} \quad \Delta V_s = \frac{\Delta I_{Lmax}}{8fC} \quad (\text{II.19})$$

II.7.1.3 Hacheur Buck-Boost

La troisième topologie des convertisseurs DC/DC est donnée par la figure II.27, dans ce dispositif, la tension peut être augmentée ou diminuée selon le mode de commutation [65, 66, 67].

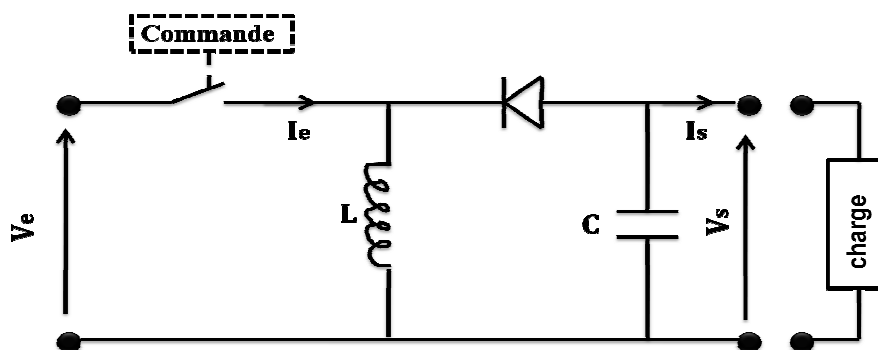


Figure II.27 Schéma de principe de l'hacheur Buck-Boost

L'équation de la tension aux bornes de la charge décrivant le fonctionnement en conduction continue est donné comme suit:

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{I_e}{I_s} = \frac{\alpha}{1-\alpha} \quad (\text{II.20})$$

L'ondulation de courant et la tension sont données comme suit :

$$\Delta I_L = (1 - \alpha) \frac{V_s}{fL} \quad , \quad \Delta V_s = \frac{\alpha I_s}{fC} \quad (\text{II.21})$$

II.7.1.4 Hacheur Buck-Boost réversible en courant

L'hacheur buck-boost réversible en courant (figure II.28) est utilisé pour les systèmes à deux sens de transfert d'énergie (batteries, 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.

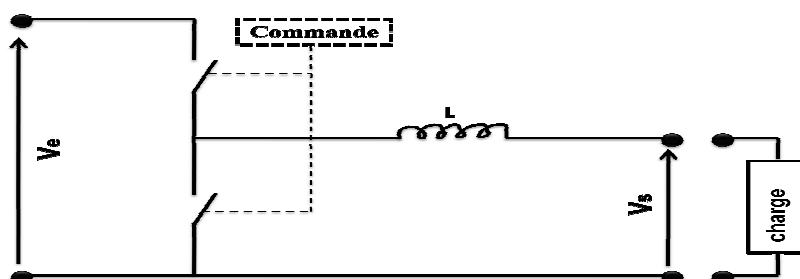


Figure II.28 Hacheur réversible en courant

Les transferts d'énergie entre l'entrée du convertisseur et les dispositifs de stockage (batteries et supercondensateurs) sont contrôlés par action sur les références des courants de stockage dans le système de commande de l'hacheur Buck-Boost.

II.7.2 Algorithmes d'optimisation

Une poursuite judicieux en temps réel du point de fonctionnement optimal (MPP : Maximum Power Point) est nécessaire pour optimiser le rendement globale du système. Dans la littérature, ils existent plusieurs méthodes de recherche du point PPM, les plus utilisés sont : Perturb & Observe et conductance incrémentale [33, 34, 37].

II.7.2.1 Perturb & Observe

Cette technique de contrôle consiste à faire monter le point de fonctionnement le long de la caractéristique du générateur présentant un maximum. La recherche s'arrête automatiquement quand le point de puissance maximal est atteint (Chapitre I). Le hacheur utilisé est de type élévateur qui nous a permet d'augmenter la tension d'entrée et d'implémenter l'algorithme de perturbation et d'observation. Le montage utilisé est illustré sur la figure II.29.

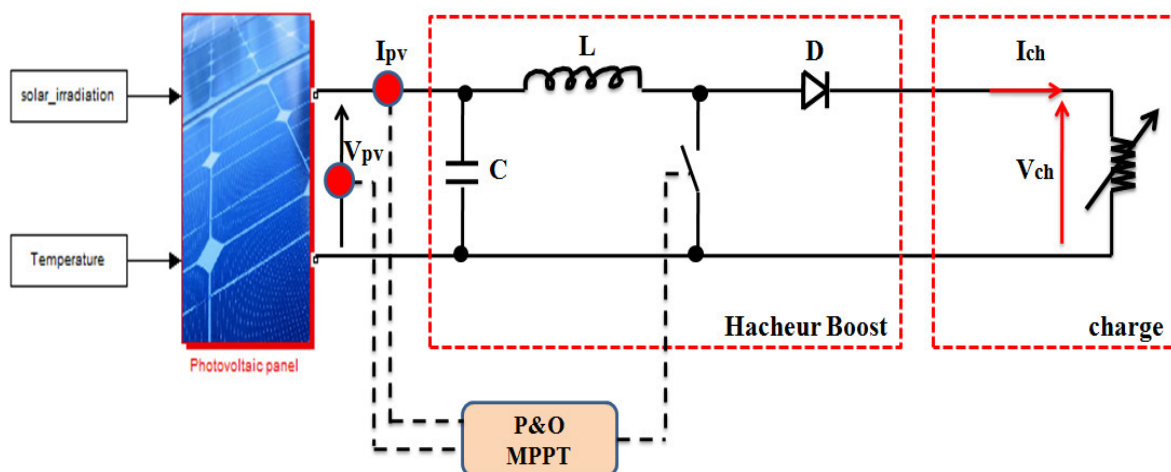


Figure II.29 Schéma de montage d'un module PV alimentant une charge résistive en utilisant l'algorithme Perturb & Observe

Dans cette étude on va essayer de tester l'algorithme Perturb & Observe dans plusieurs situations réelles (éclairage variable, température variable, charge variable) pour voir leurs comportements vis avis ces perturbations (fiabilité et robustesse).

II.7.2.2 Résultats de simulation et interprétation

Le module utilisé est de type UDT50 monocristallin ayant une puissance de 52.6W dans les conditions standards ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25\text{C}^\circ$) ; aussi, le panneau alimente à travers un hacheur élévateur une résistive de $25\ \Omega$ qui représente la charge du système.

❖ Un éclairage variable

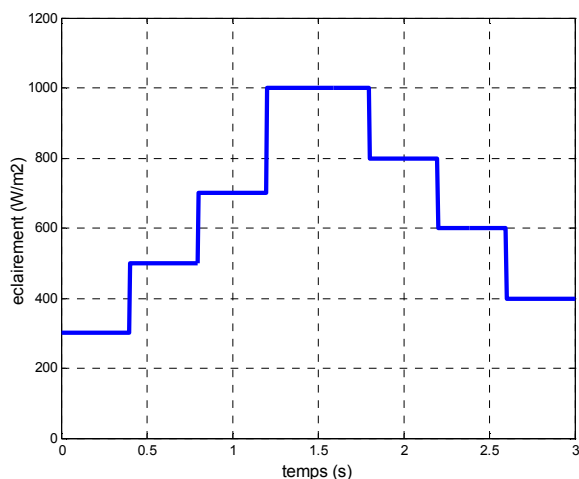


Figure II.30 Profile d'éclairage imposé (Température constante = 25 C°)

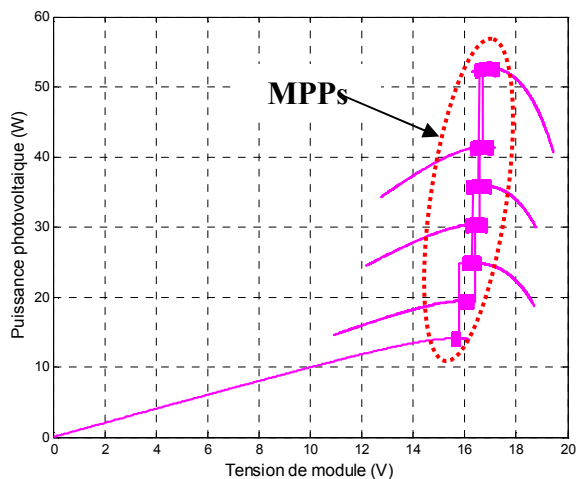


Figure II.31 Variation de la puissance de module en fonction de la tension

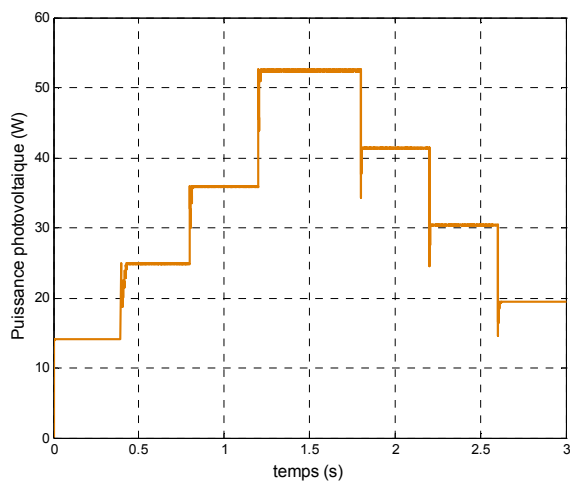


Figure II.32 Variation de la puissance de module pour différents éclairages

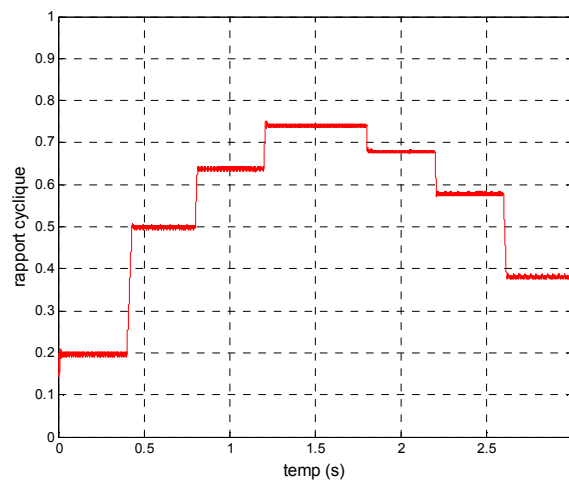


Figure II.33 Rapport cyclique de convertisseur

❖ Une température variable

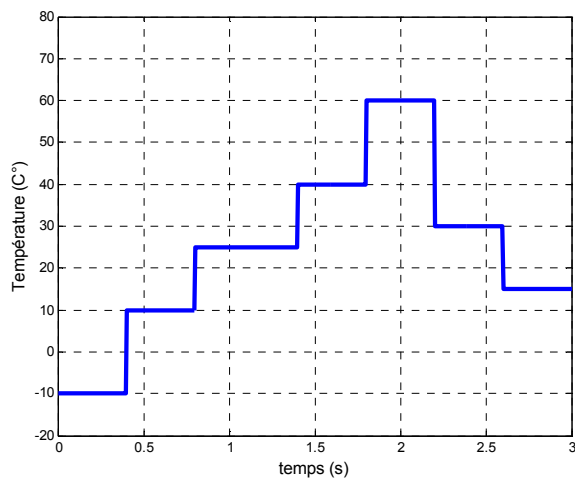


Figure II.34 Profile de la température imposée (éclairage constant = 1000 W/m²)

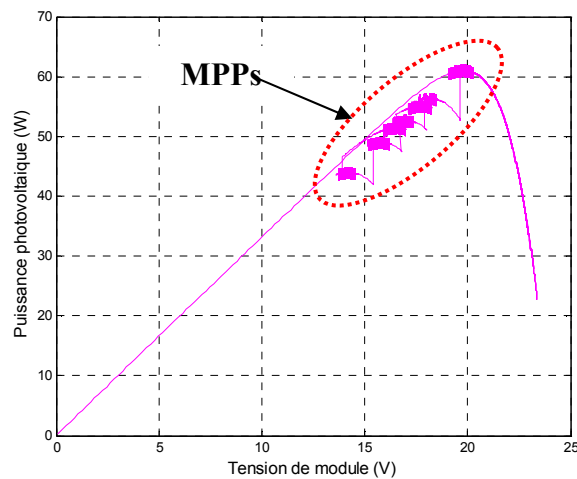


Figure II.35 Variation de la puissance de module en fonction de la tension

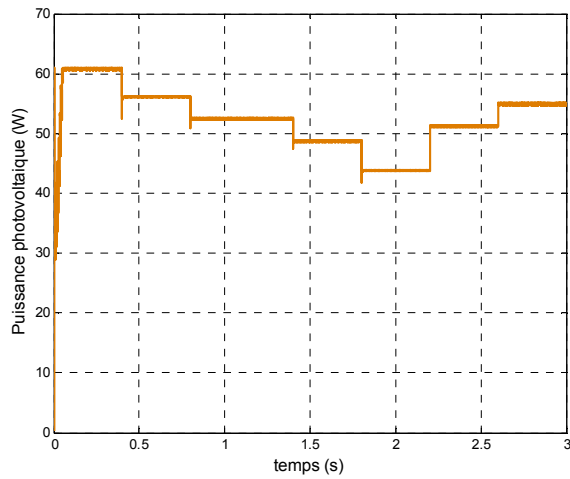


Figure II.36 Variation de la puissance de module pour différentes températures

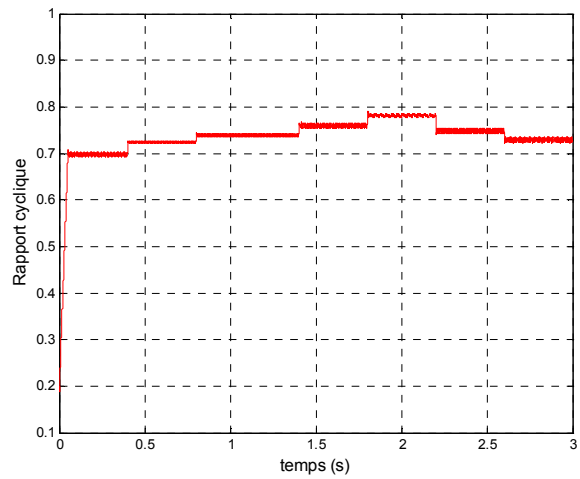


Figure II.37 Rapport cyclique de convertisseur

❖ **Une charge variable**

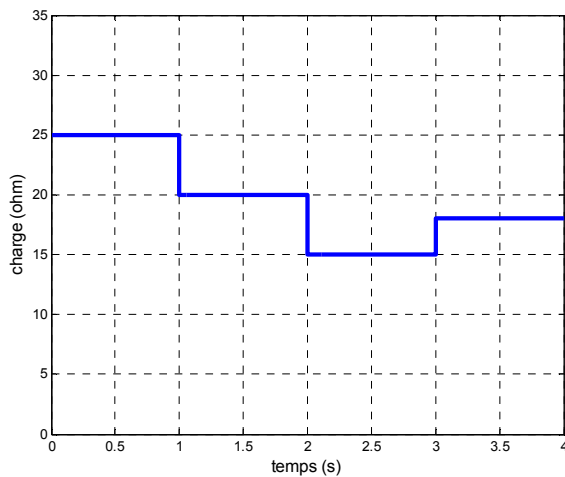


Figure II.38 Profil de variation de la charge ($G= 1000 \text{ W/m}^2$, $T= 25\text{C}^\circ$)

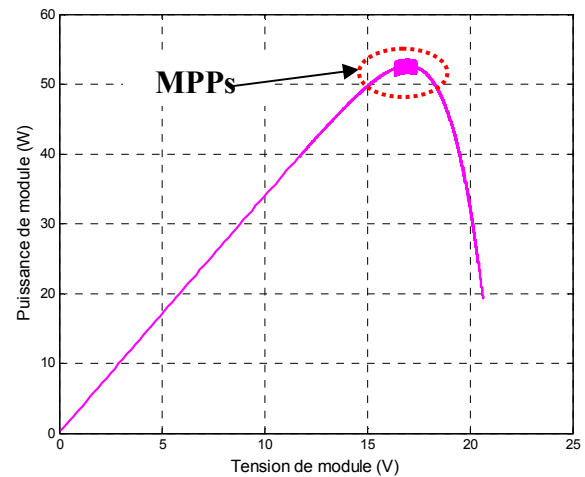


Figure II.39 Variation de la puissance de module en fonction de la tension

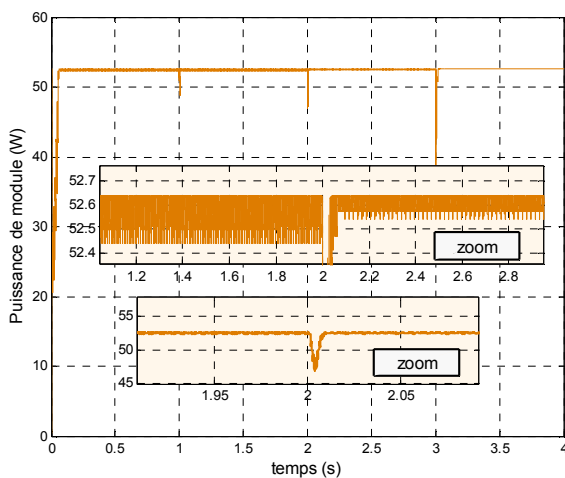


Figure II.40 Comportement de la puissance de module pour une charge variable

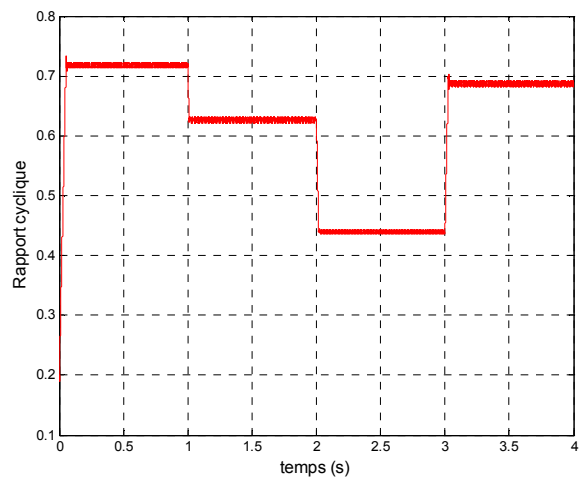


Figure II.41 Rapport cyclique de convertisseur

Les figures II.31, II.32, II.35, II.36, II.39 et II.40 montrent bien que l'algorithme P&O permet d'avoir une bonne poursuite de point de puissance maximale MPP avec une dynamique acceptable pour toutes les conditions (éclairage variable, température variable, charge variable). Néanmoins, nous constatons qu'il y'a toujours oscillations autour du point de la puissance maximale. Les figures II.33, II.37, II.41 montrent que le rapport cyclique suit convenablement le sens de changement des paramètres d'entrée, ce qui va permettre d'assurer la puissance maximale et donc un meilleur rendement du système. Pour une charge variable (cas réel), l'algorithme continu à oscillé autour du point de puissance maximale ce qui démontre l'équilibre et la robustesse de ce dernier. Donc on peut conclure que l'algorithme Perturbe & Observe utilisé dans cette partie présente des bonnes performances en terme de stabilité et temps de réponse vis-à-vis toutes les différentes conditions réelles imposées.

II.7.2.3 Conductance incrémentale

Pour rechercher les PPM, cette technique est basée sur la connaissance de la variation de la conductance du GPV et ses conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à un PPM (Chapitre I). Le montage utilisé est illustré sur la figure II.42.

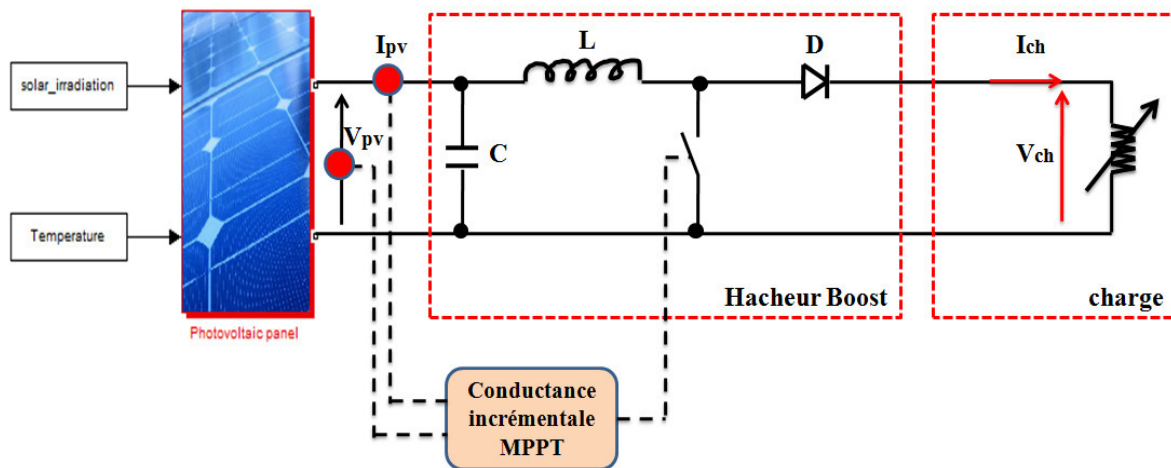


Figure II.42 Schéma de montage d'un module PV alimentant une charge résistive en utilisant l'algorithme conductance incrémentale

Comme dans la première méthode, nous allons implémenter l'algorithme de l'incrément de conductance pour étudier le comportement de système dans les trois circonstances imposées précédemment (éclairage variable, température variable, charge variable).

II.7.2.4 Résultats de simulation et interprétations

Nous utilisons les mêmes conditions de simulation et les mêmes profils d'éclairement, température et charge de la première méthode, les résultats obtenus sont montrés sur les figures II.43 - II.48.

❖ Un éclairement variable

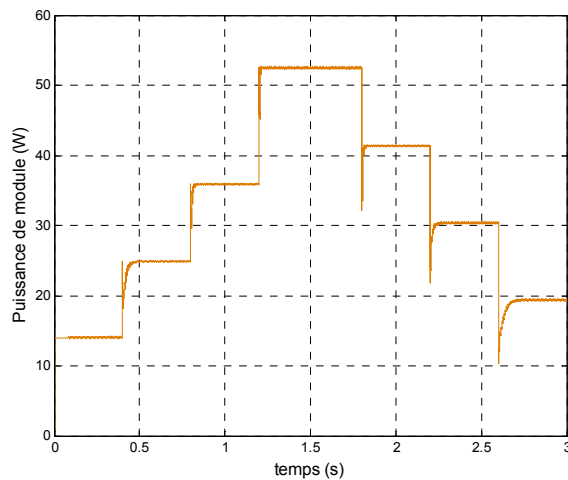


Figure II.43 Variation de la puissance de module pour différents éclairements

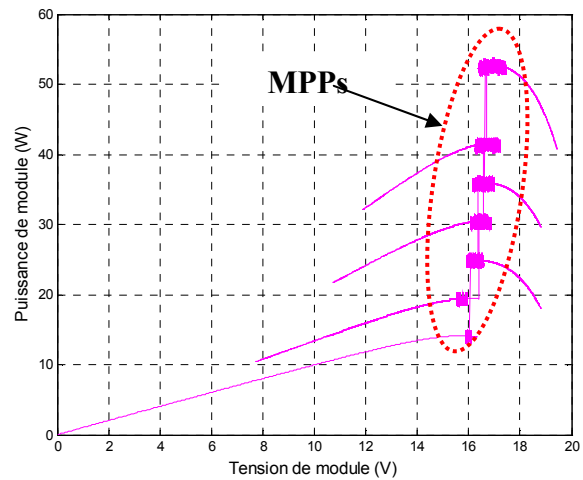


Figure II.44 Variation de la puissance de module en fonction de la tension

❖ Une température variable

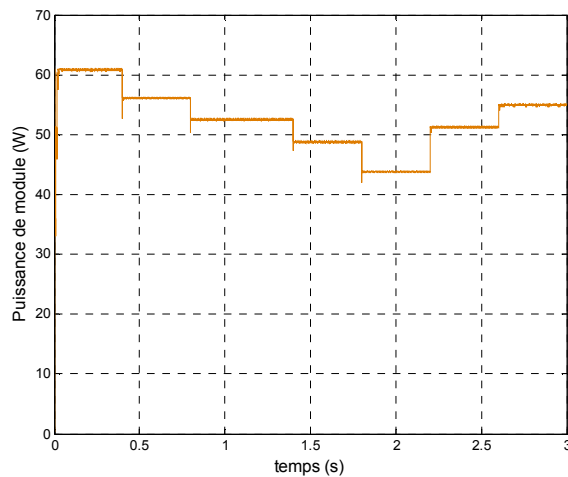


Figure II.45 Variation de la puissance de module pour différentes températures

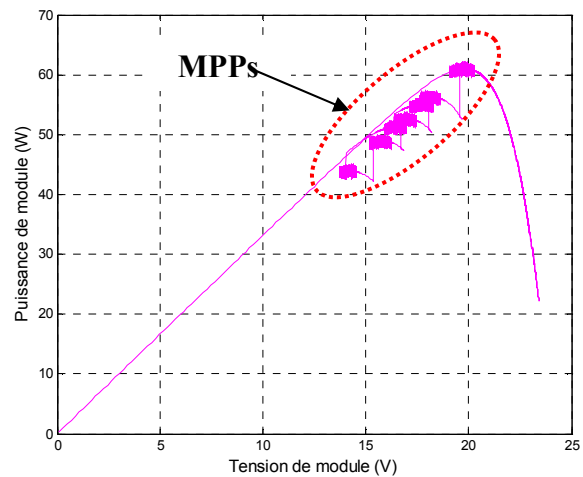


Figure II.46 Variation de la puissance de module en fonction de la tension

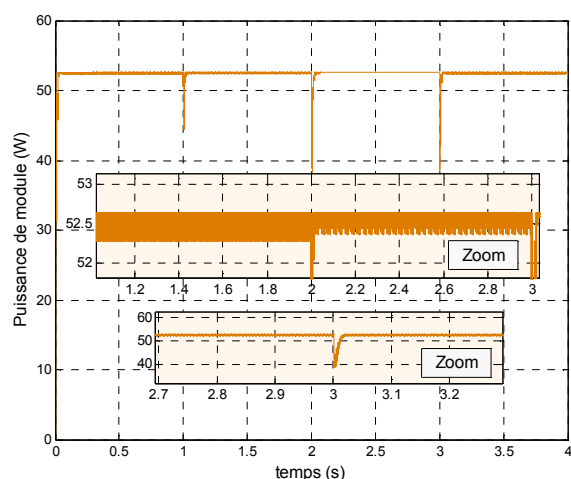
❖ Une charge variable

Figure II.47 Comportement de la puissance de module pour une charge variable

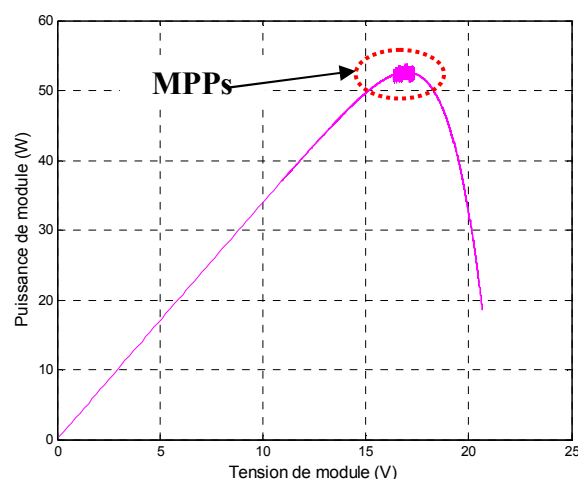


Figure II.48 Variation de la puissance de module en fonction de la tension

D'après ces résultats, nous remarquons que l'algorithme d'incrément d'inductance à aussi une bonne poursuite du point de puissance maximale PPM dans toutes les conditions de fonctionnement imposées préalablement. Néanmoins, les oscillations autour du point PPM existent toujours mais sont faibles par rapport à la première méthode (figure II.47). On peut conclure que l'algorithme conductance incrémentale utilisé dans cette partie aussi présente des bonnes performances en terme de temps de réponse, stabilité et robustesse vis-à-vis tous les différents conditions sévères imposés.

II.7.3 Mode de limitation de la puissance

Dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique, Ils existent plusieurs cas où le gestionnaire d'énergie a besoin de limiter la puissance PV produite, par exemple lorsqu'elle dépasse la valeur maximale admissible par les convertisseurs de puissance, ou quand la puissance demandée par le réseau est limitée dans un intervalle de temps à une certaine valeur $P_{\text{grid_limite}}$, ce qui nécessite une réduction immédiate de la puissance PV produite pour éviter l'arrêt complet de l'installation [47, 50, 68]. Une boucle de régulation de courant de module a été adoptée pour ce cas, la figure II.49 représente le schéma de principe utilisé.

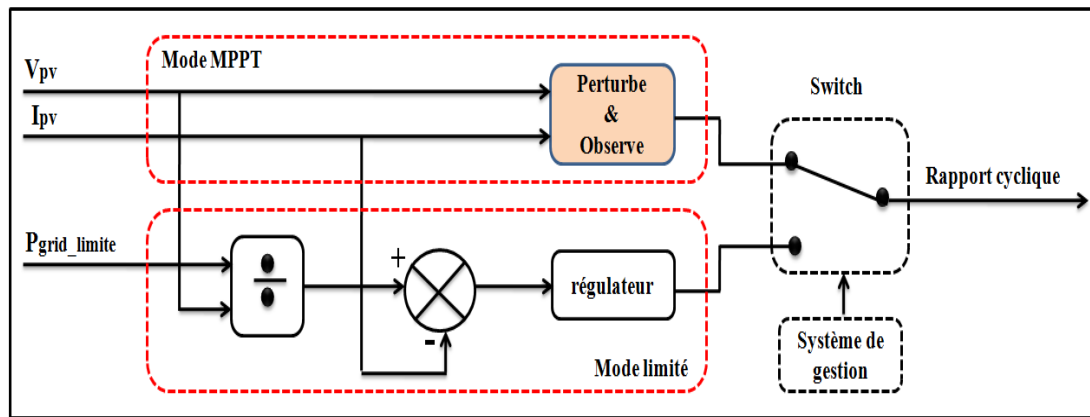


Figure II.49 Principe de mode limité de la puissance

Le mode limitation est activé par le système de gestion d'énergie qui impose une limite de production P_{grid_limite} , le courant de module est réglé à la valeur I_{grid_limite} afin d'obtenir le rapport cyclique du convertisseur. Dans le cas où la puissance produite reste toujours inférieure à cette dernière limite, le générateur PV continue à fonctionner en mode MPPT. Pour tester ce mode, nous avons un système connecté au réseau avec une puissance PV maximale de 5.5 kW, en utilisant l'algorithme perturbe & Observe pour le mode MPPT dans différentes conditions d'éclairement, le mode limité est activé à l'instant $t=0.4s$, il est défini par une puissance de $P_{grid_limite} = 4,5$ kW. Les résultats de simulation obtenus sont montrés sur les figures II.50 - II.53.

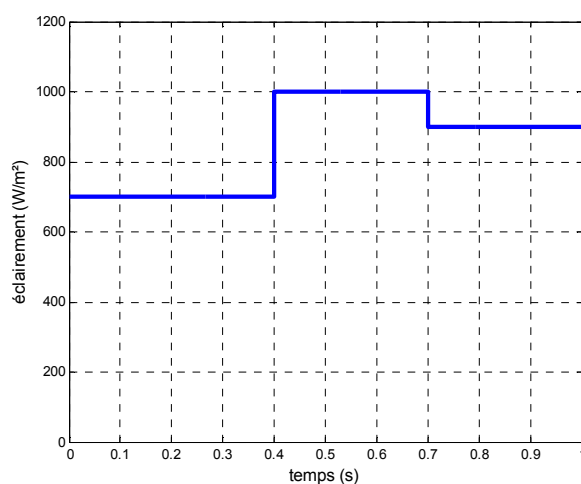


Figure II.50 Variation du profil de l'éclairement

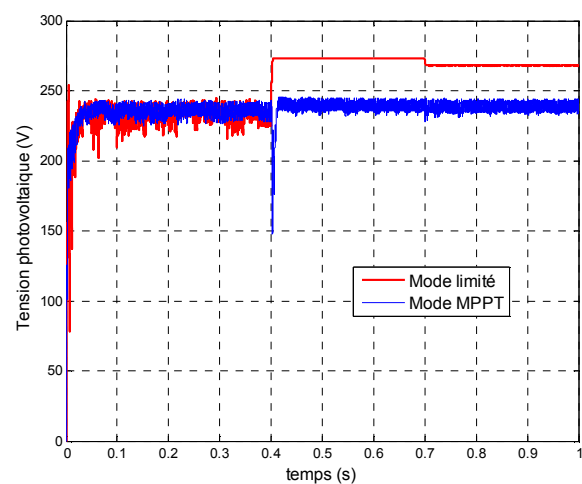


Figure II.51 Variation de la tension du générateur photovoltaïque

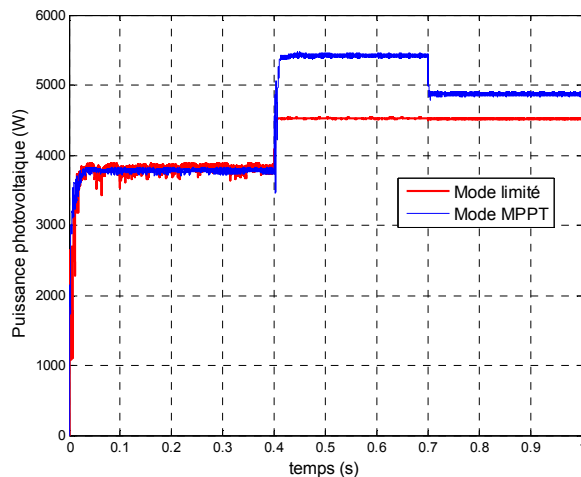


Figure II.52 Variation de la puissance de du générateur photovoltaïque

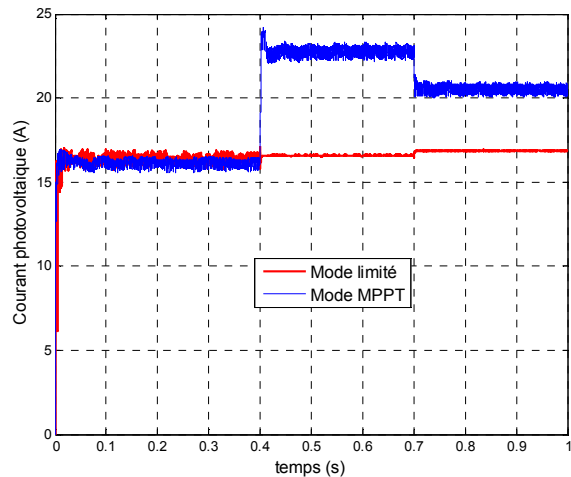


Figure II.53 Variation du courant du générateur photovoltaïque

D'après ces résultats, on peut conclure que la technique de limitation de puissance PV garde bien une puissance constante de 4.5kW entre 0.4s et 1s, malgré le changement de l'éclairement de 700 W/m^2 à 1000 W/m^2 entre 0.4s et 0.7s et de 1000 W/m^2 à 900 W/m^2 entre 0.7s et 1s (figure II.50 et II.52). Ce qui démontre les bonnes performances de la régulation de courant utilisée. D'autre part, la tension du module augmente avec l'augmentation de l'éclairement pour pouvoir imposer la puissance de limitation puisque le courant de module varie légèrement (figure II.51 et II.53).

II.8 Applications en site isolé

Les installations photovoltaïques isolées (off-grid) sont des systèmes qui produisent et transmettent l'énergie vers la charge directement sans passer par le gestionnaire d'énergie électrique et dans n'importe qu'elle place chez l'utilisateur. Dans cette partie nous allons étudier les performances du groupe (module photovoltaïque- convertisseur DC/DC- MPPT- charge) dans des applications réelles : charge d'une batterie, le pompage photovoltaïque d'eau.

II.8.1 Chargement d'une batterie

Dans cette application, nous allons charger deux batteries (12V, 150Ah) montées en série par un module photovoltaïque UDTS50 ; nous utilisons un hacheur élévateur pour augmenter la tension d'entrée du module et pour implémenter l'algorithme de poursuite de la puissance maximale Perturbe & Observe grâce à sa simplicité. Le schéma de montage utilisé est donné sur la figure II.54.

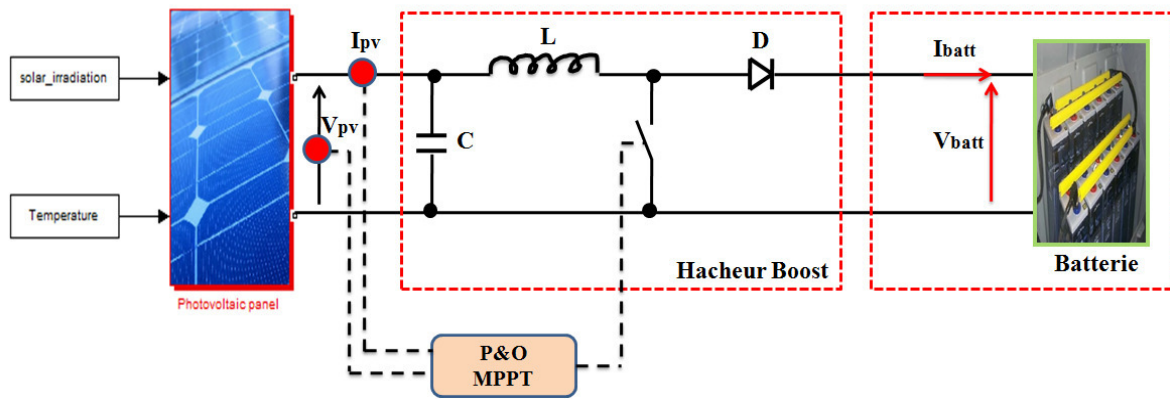


Figure II.54 Schéma de montage d'un module PV alimentant une batterie

Pour le même profil d'éclairement utilisé précédemment et une température de 25 C°, les résultats de simulation obtenus sont montrés sur les figures II.55 - II.58.

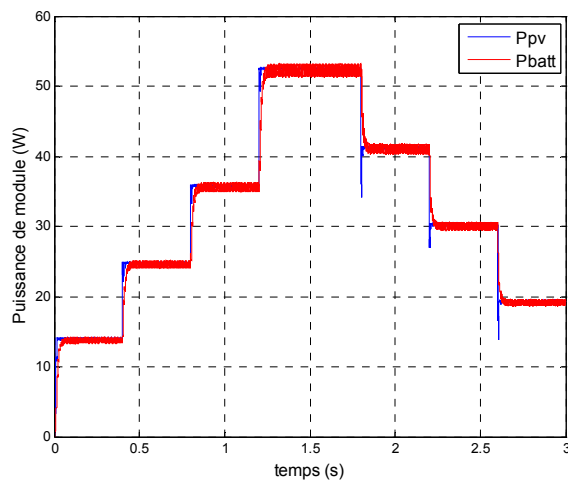


Figure II.55 Variation de la puissance de module PV et la batterie

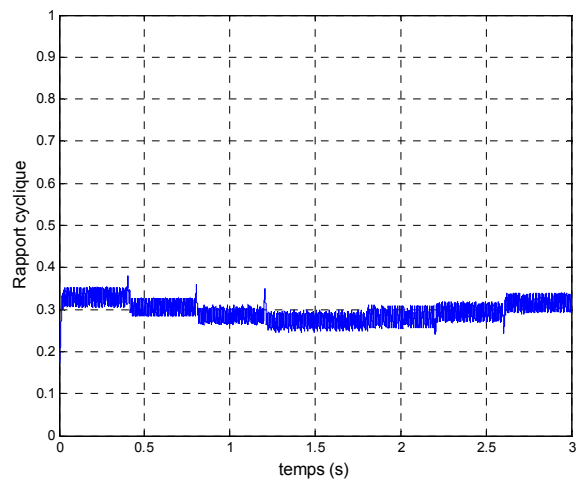


Figure II.56 Variation du rapport cyclique du convertisseur

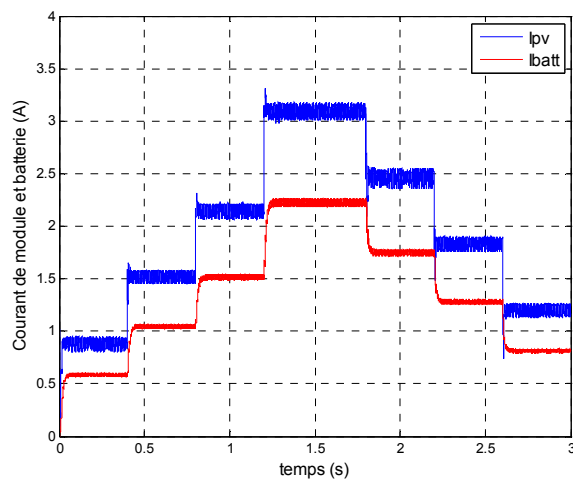


Figure II.57 Variation du courant du module PV et la batterie

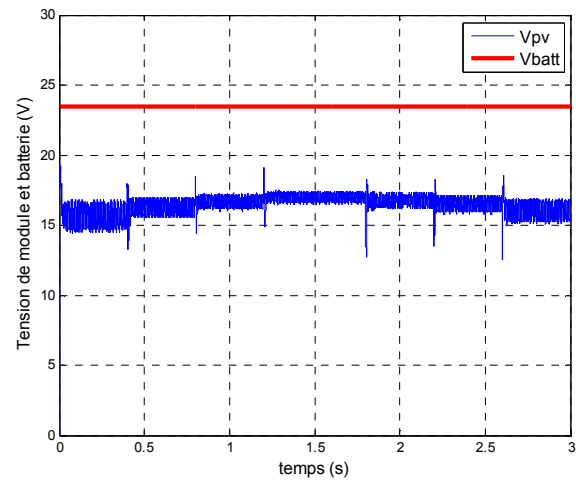


Figure II.58 Variation de la tension du module PV et la batterie

D'après ces résultats, on peut conclure que la puissance PV produite et transmise vers la batterie suit parfaitement le profile de l'éclairement imposé, ce qui montre bien les performances de l'algorithme Perturbe & Observe à suivre continuellement le point de puissance maximale avec une batterie comme charge ; ainsi, la perte de puissance entre le module et la charge est limitée comme il est indiqué sur la figure II.55. Le courant du module et de la batterie ont aussi la même forme que l'éclairement imposé (batterie en charge), puisque ce dernier affecte beaucoup le courant par rapport à la tension (figure II.57) ; d'autre part, le courant de la batterie a une valeur inférieure par rapport au courant du module, ce qui est justifié par l'utilisation de l'hacheur élévateur comme une interface d'adaptation. La figure II.56 montre que le rapport cyclique a une valeur presque constante, puisque la batterie impose une tension relativement constante à la sortie, ce qui explique la légère variation de la tension du module (figure II.58).

II.8.2 Pompage solaire photovoltaïque

L'évolution de la vie a été possible grâce à la présence de l'eau. Cependant, bien qu'existant en quantité abondante, seule une petite portion de cette eau est réellement disponible pour la consommation humaine ou animale. Les eaux salées des mers et des océans représentent près de 97% du volume total d'eau de notre planète, et une grande partie des 3% restants se trouve bloquée sous forme de neige, de glaciers ou d'eaux souterraines profondes. De même, Au moins 80 pays arides ou semi-arides, où habite environ 40 % de la population mondiale, connaissent de graves périodes de sécheresse. Le problème de l'approvisionnement en eau est devenu d'autant plus préoccupant du fait de l'accroissement de la consommation dans le monde entier [69, 70, 71]. Le pompage solaire d'eau (figure II.59) est l'une des applications les plus intéressantes de l'énergie solaire photovoltaïque. Il contribue à l'amélioration, la modernisation et la promotion de l'agriculture dans les régions sahariennes et isolées.

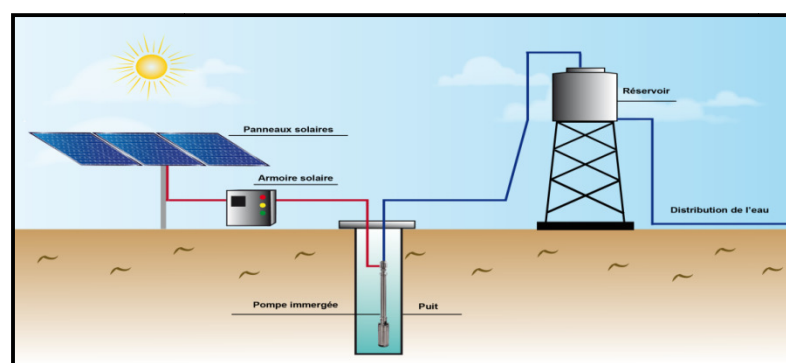


Figure II.59 Système de pompage photovoltaïque

L'eau pompée peut être employée dans beaucoup d'applications, telles que l'utilisation domestique, l'approvisionnement des villages et l'irrigation. Les avantages d'utiliser des pompes d'eau actionnées par les systèmes photovoltaïques incluent le minimum d'entretien, facilité d'installation et fiabilité.

II.8.2.1 Couplage direct

Le couplage direct d'une chaîne de pompage PV consiste à alimenter le moteur à courant continu directement par la tension de sortie du générateur photovoltaïque sans tenir compte de l'optimisation de la puissance sortante de ce dernier, le moteur tourne avec une vitesse pour chaque valeur d'éclairement. Le point de fonctionnement du système sera obtenu par l'intersection de la caractéristique du générateur et celle du groupe motopompe.

II.8.2.2 Couplage optimisé

Pour que le système (générateur, moteur-pompe) soit optimisé, il faut intégrer un étage d'adaptation (convertisseur DC/DC) qui a pour rôle de détecter le point de puissance maximale dans toutes les conditions ; dans ce cas le fonctionnement est optimal et le rendement global est amélioré [72, 73].

Dans ce travail nous avons utilisé une pompe centrifuge avec un moteur à courant continu à excitation séparée (figure II.60).

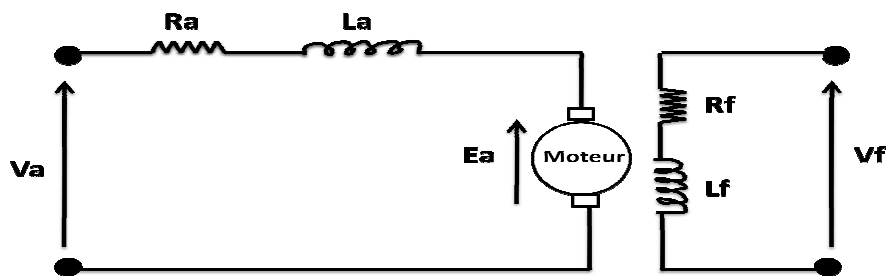


Figure II.60 Schéma électrique d'un moteur DC

Le système d'équations régissant le fonctionnement du moteur est donné comme suit [74]:

$$\begin{aligned}
 V_a &= R_a I_a + L_a \frac{dI_a}{dt} + E_a \\
 V_f &= R_f I_f + L_f \frac{dI_f}{dt} \\
 C_m &= J \frac{d\Omega}{dt} + \beta \Omega + C_r
 \end{aligned}
 \tag{II.22}$$

Avec :

V_a, V_f : la tension d'alimentation de l'induit et l'inducteur (V), respectivement.

E_a : la force contreélectromotrice de l'induit (V).

I_a, I_f : le courant de l'induit et l'inducteur (A), respectivement.

R_a, R_f : la résistance de l'induit et l'inducteur (Ω), respectivement.

L_a, L_f : l'inductance de l'induit et l'inducteur (H), respectivement.

C_m : le couple du moteur (N.m).

Ω : la vitesse de rotation (rad/s).

J : le moment d'inertie (Kg/m²).

β : le coefficient du frottement.

C_r : le couple résistant (N.m).

La pompe centrifuge est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale H en fonction du débit Q . En prenant comme paramètre la vitesse de rotation de moteur, le modèle utilisé est identifié par l'expression de "PELEIDER-PETERMAN" [74].

$$H = C_1\Omega^2 - C_2\Omega Q - C_3Q^2 \quad (\text{II.23})$$

La caractéristique résistante Q - H de la canalisation est ensuite se met sous la forme suivante :

$$H = H_s + K_{fr}Q^2 \quad (\text{II.24})$$

La pompe centrifuge applique un couple de charge proportionnel au carré de la vitesse de rotation du moteur.

$$C_r = K_{ch}\Omega^2 \quad (\text{II.25})$$

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide en vue de son déplacement d'un point à un autre, l'expression générale de la puissance hydraulique en Watt est donnée comme suit :

$$P_h = \rho g Q H \quad (\text{II.26})$$

Avec :

C_1, C_2, C_3 : sont des constantes données par le constructeur.

Ω : La vitesse de rotation du moteur.

H_s : la hauteur statique de la pompe.

K_{fr} : la constante de canalisation.

K_{ch} : qui désigne la constante de proportionnalité.

ρ : la masse volumique de l'eau (1000 Kg/m³).

g : Accélération (9.81 m²/s).

Le schéma global du système étudié est montré sur la figure II.61.

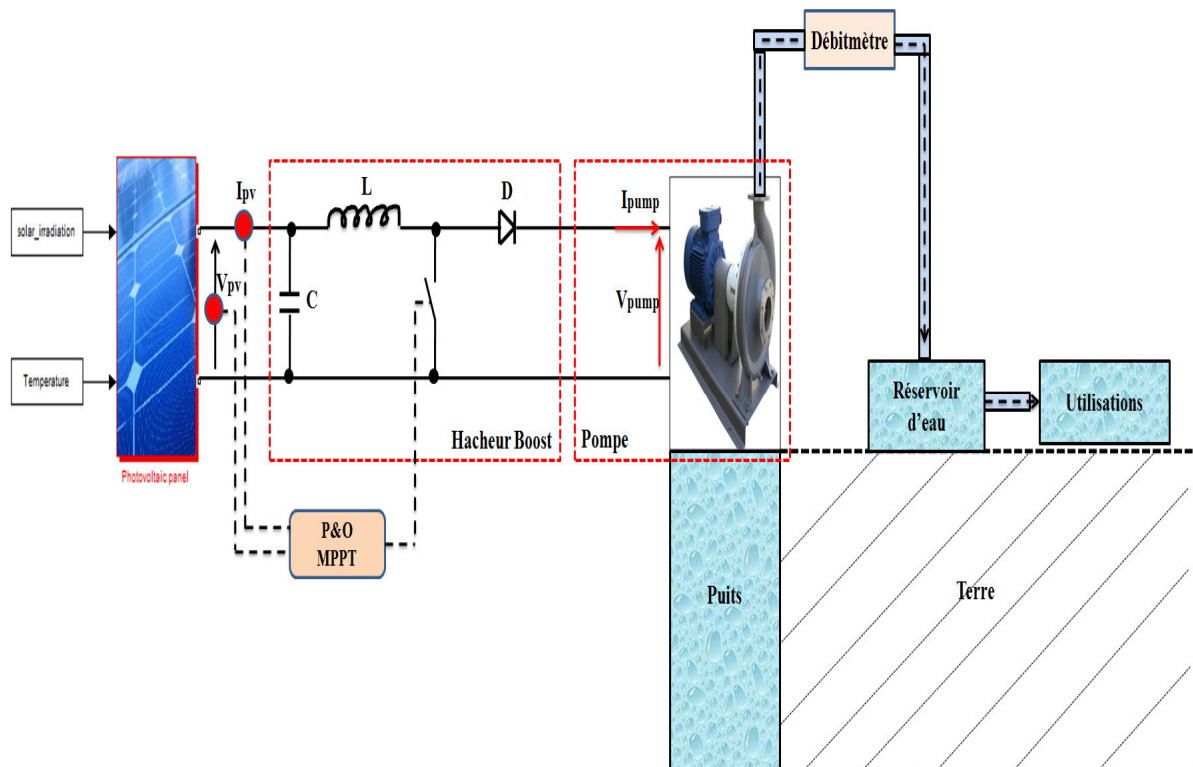


Figure II.61 Schéma de principe d'un système de pompage photovoltaïque continu à couplage optimisé

II.8.2.3 Résultats de simulations

Le générateur photovoltaïque, le convertisseur et la pompe, ainsi que la commande ont été implémentées sous MATLAB/SIMULINK. La pompe utilisée dans cette simulation est une pompe centrifuge avec un moteur à courant continu de 5 CV dont les paramètres sont résumés dans l'annexe 4. Le générateur est constitué de 80 modules UDTS50 ($N_s=8$, $N_p=10$).

Nous avons effectué deux études :

La première consiste à démontrer l'importance de l'étage d'adaptation (MPPT), pour cela, nous avons simulé le système à couplage direct et à couplage optimisé, les résultats obtenus sont montrés sur les figures II.62 et II.63.

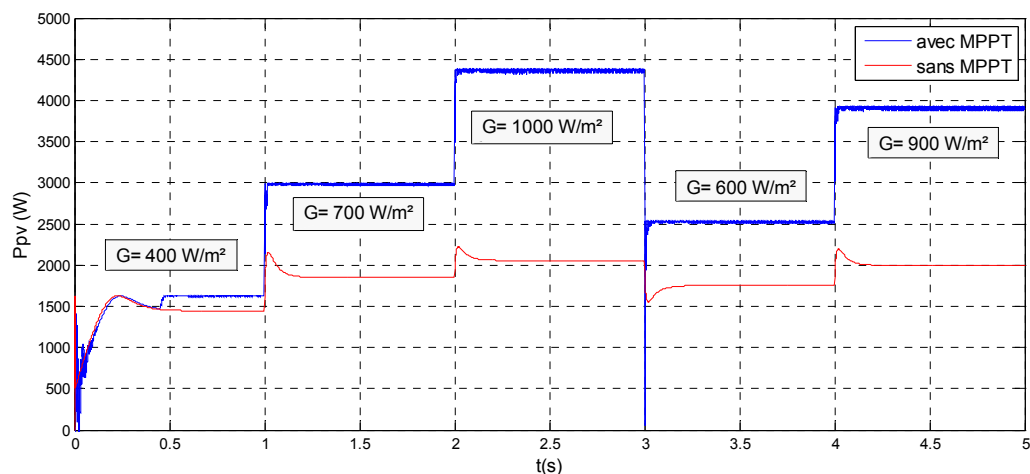


Figure II.62 Puissance de générateur avec et sans optimisation

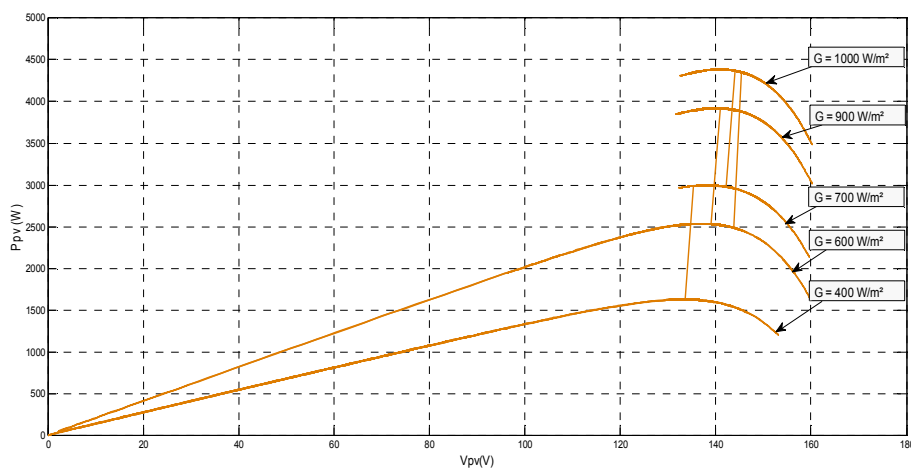


Figure II.63 Puissance de générateur en fonction de la tension

Selon les résultats présentés sur la figure II.63, la commande Perturbe & Observe utilisée permet toujours au système de fonctionner aux points PPM, qui correspond à la tension optimale de générateur V_{opt} . Le couplage direct du système exploite l'intersection entre la caractéristique de groupe moteur-pompe et le générateur photovoltaïque, dans ce cas pour une architecture donnée des modules, la puissance produite ne sera pas totalement utilisée (figure II.62). Dans le cas d'un système optimisé, l'utilisation d'un convertisseur élévateur muni d'une commande (Perturb & observe) permet d'améliorer toutes les grandeurs du système, ainsi que le rendement global de l'installation.

La deuxième étude sert à démontrer les performances et l'efficacité de notre système. Pour cela, nous avons fixé un profil d'éclairement le plus réel possible pour regrouper la majorité des scénarios qui peuvent avoir lieu (figure II.64). La figure II.65 montre que le rapport cyclique du convertisseur suit la variation de l'éclairement ; en effet, il permet de booster la tension d'entrée du système à la valeur désirée avec une dynamique acceptable.

Comme il est montré sur la figure II.66, la puissance du générateur à une forme similaire au profile de l'éclairement ; elle présente un bon temps de réponse vis-à-vis tout les passages critiques imposés. De même, l'algorithme (P & O) donne des bonnes performances de poursuite du point PPM. Egalement, les pertes de conversion sont limitées ce qui améliore le rendement global du système.

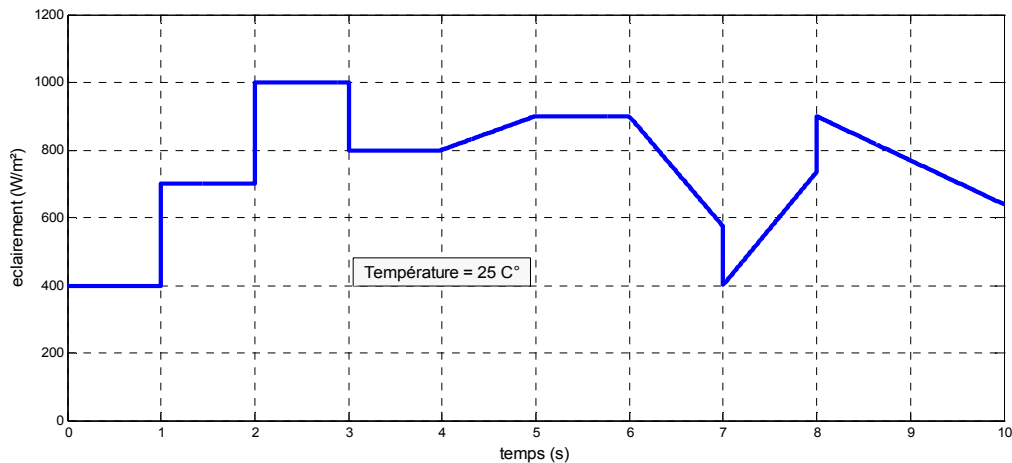


Figure II.64 Profile de l'éclairement

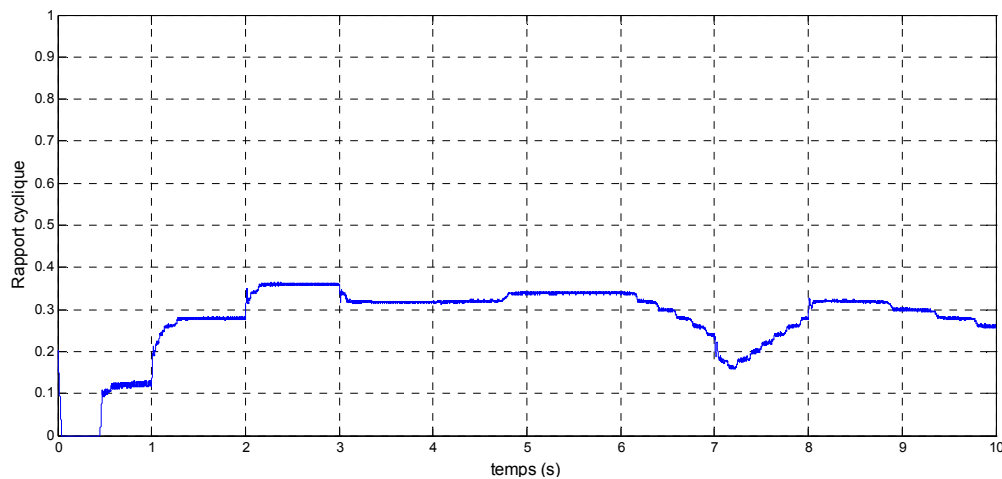


Figure II.65 Rapport cyclique du convertisseur

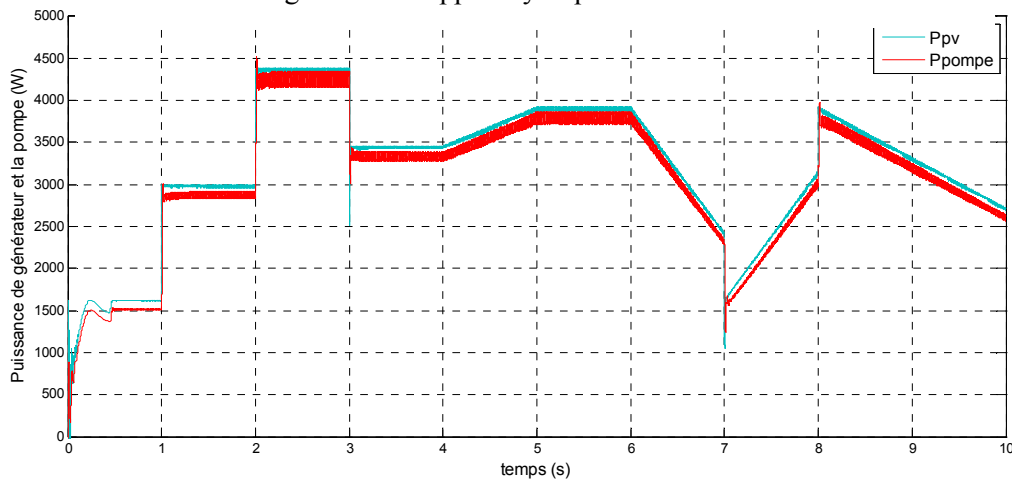


Figure II.66 Variation de la puissance du générateur PV et la pompe

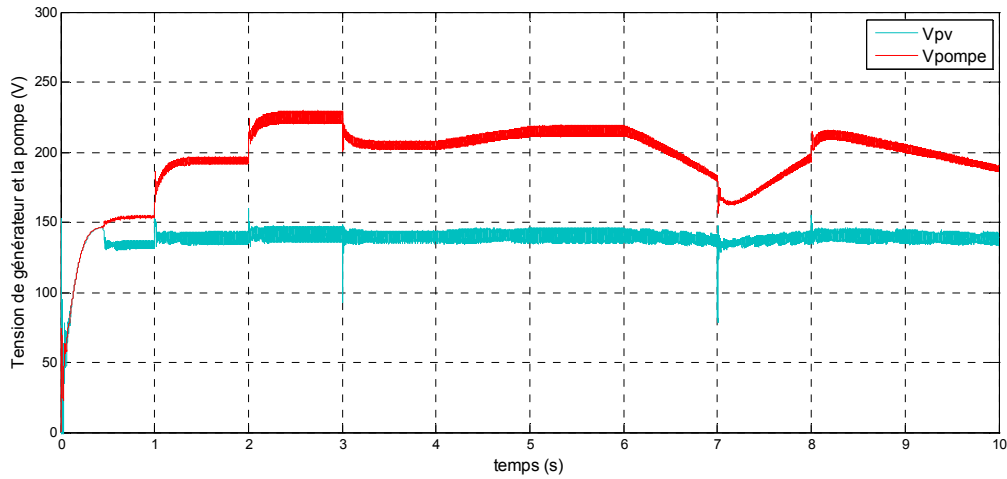


Figure II.67 Variation de la tension du générateur PV et la pompe

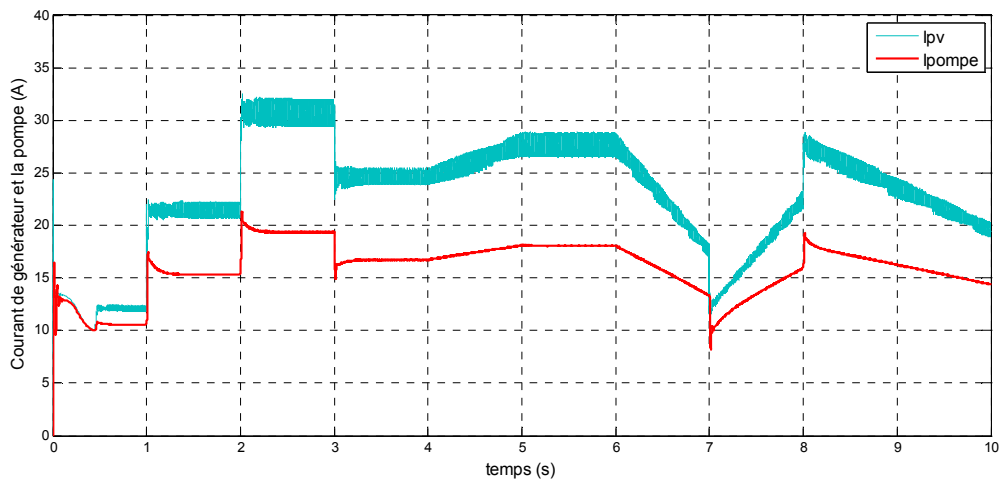


Figure II.68 Variation du courant du générateur PV et la pompe

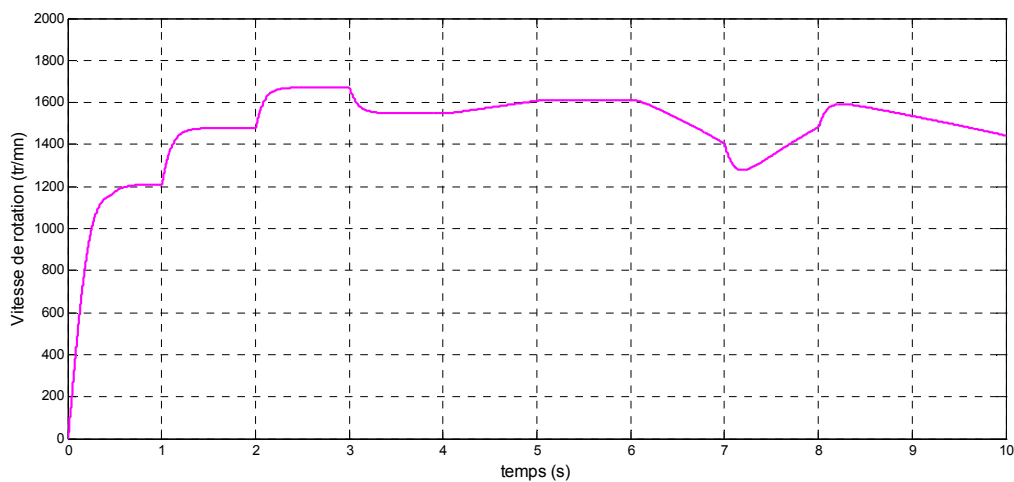


Figure II.69 Vitesse de rotation du groupe moteur-pompe

Puisque la variation de l'éclairement affecte directement le courant autant plus que la tension, le courant du générateur garde la même forme de l'éclairement, alors que la tension

varie légèrement autour de la valeur optimale comme il est montré sur les figures II.67 et II.68. On remarque que, la tension de la pompe est supérieure à la valeur d'entrée du générateur par contre le courant est diminué, ce qui est justifié par le fonctionnement du hacheur élévateur utilisé. De même, pour un éclairement supérieur à 700 W/m^2 , la tension de sortie de l'hacheur est supérieur à 200 V ce qui permet au moteur de fonctionner au plus proche de la vitesse de fonctionnement nominale comme il est démontré sur la figure II.69.

II.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé et simulé le générateur photovoltaïque pour déterminer les caractéristiques électriques externes dans les conditions standards ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25\text{C}^\circ$) et sous plusieurs niveaux d'éclairement et de température. Aussi, des conditions d'ombrages partiels ont été imposées pour étudier l'influence de ce phénomène sur les caractéristiques du générateur.

La caractéristique courant-tension du générateur PV est non linéaire ; en effet, la courbe de la puissance présente un seul point de puissance maximale PPM ; pour cela, nous avons étudié le principe de fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque. Deux techniques de suivi Perturbe & Observe et conductance incrémentale ont été utilisées et implémentées sous Matlab/Simulink pour optimiser la puissance photovoltaïque produite dans plusieurs situations : éclairement variable, température variable, et charge variable.

Dans le cas où la charge (réseau électrique) exige une puissance inférieure à la valeur de la puissance maximale du générateur PV, un mode de limitation de la puissance est appliqué pour éviter l'arrêt complet de la production.

Pour vérifier les performances des algorithmes de poursuite du point PPM dans des applications réelles, nous avons étudié deux systèmes isolés : chargeur d'une batterie et un système de pompage solaire continu. L'algorithme Perturbe & Observe est utilisé pour assurer le maximum de puissance disponible.

Les résultats de simulation obtenus dans ce chapitre, ont montré une très bonne performance du fonctionnement durant tous les scénarios élaborés.

Dans le chapitre suivant, nous allons introduire la deuxième partie de la chaîne de conversion photovoltaïque qui est l'onduleur et l'interface de connexion avec le réseau électrique pour contrôler les niveaux des puissances active et réactive injectées.

CHAPITRE -III-

Etude du Système Photovoltaïque Connecté au Réseau Electrique en Présence de Stockage

III.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons étudié la première partie de la chaîne de conversion solaire photovoltaïque ; ainsi, le suivi du point de puissance maximale MPP dans les différentes conditions climatiques est exposé de manière détaillée.

Dans le présent chapitre, nous allons associer la deuxième partie de la chaîne de conversion. Pour cela, un onduleur de tension à deux niveaux est utilisé pour assurer la conversion continu-alternatif, la connexion permanente au réseau électrique et la commande du niveau des puissances active et réactive injectées.

Une installation photovoltaïque connectée au réseau électrique avec un système de stockage de type électrochimique (batteries) sera présentée dans la première partie de ce chapitre. Les batteries sont utilisées pour compenser l'insuffisance de la puissance qui peut exister durant le fonctionnement quotidien de l'installation. Dans la deuxième partie, nous allons introduire un autre moyen de stockage qui est le supercondensateur, dont l'objectif est l'optimisation du système de stockage en profitant de la particularité attractive du temps de réponse rapide de ce dernier. Enfin, nous allons introduire un système de pompage photovoltaïque dans la chaîne de conversion connectée au réseau principale, afin d'améliorer les performances de l'installation classique. Dans ce contexte, le surplus de la puissance photovoltaïque produite est envoyé sous forme électrique vers le banc des batteries et sous forme hydraulique (eau) vers les habitants pour irriguer les surfaces agricoles qui sont situées autour de l'installation.

En parallèle, nous allons exposer les résultats de simulation représentatifs à chaque système étudié pour démontrer la faisabilité et l'efficacité de toutes les approches et les algorithmes appliqués.

III.2 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage

Le développement des énergies renouvelables et l'évolution du marché de l'électricité ont relancé l'engouement pour le stockage d'énergie dans les systèmes PV connectés au réseau électrique. Selon la technologie utilisée, le stockage propose plusieurs services qui peuvent être bénéfique afin de répondre aux exigences rencontrées pour différentes situations. Dans le cas où la production photovoltaïque dépasse la courbe de consommation, deux solutions sont envisageables [25, 47, 50].

- La production PV qui n'est pas consommée localement est transportée via le réseau électrique, vers un consommateur plus éloigné. Ce qui augmente considérablement les pertes dans les lignes de transport.

- La production PV qui n'est pas consommée est stockée localement pour être utilisée à un autre moment. Cela nécessite l'ajout d'un système de stockage d'électricité qui va apporter l'avantage majeur de maîtriser la production photovoltaïque, initialement intermittente.

III.3 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec batterie

L'énergie solaire photovoltaïque fait partie des solutions les plus prometteuses de l'énergie solaire. Les systèmes photovoltaïques couplés au réseau injectent la totalité de l'énergie issue des modules sur le réseau de distribution; dans ce cas, les périodes d'injection correspondent aux périodes de production photovoltaïque. Aussi, la puissance produite peut être directement consommée sur place par les charges, et l'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté sur le réseau électrique. L'ajout d'un élément de stockage permet de donner une meilleure flexibilité et efficacité de l'installation PV, avec une gestion optimale des flux d'énergie, cette solution offre la possibilité de gérer et de contrôler en temps réel les périodes d'injection de la puissance produite dans le réseau électrique. Dans notre étude nous nous intéressons à une installation PV couplée directement au réseau électrique en présence d'un banc de stockage électrochimique (batteries) afin d'assurer un meilleur contrôle de la production et une bonne gestion de l'énergie. Le schéma global du système est montré sur la figure III.1.

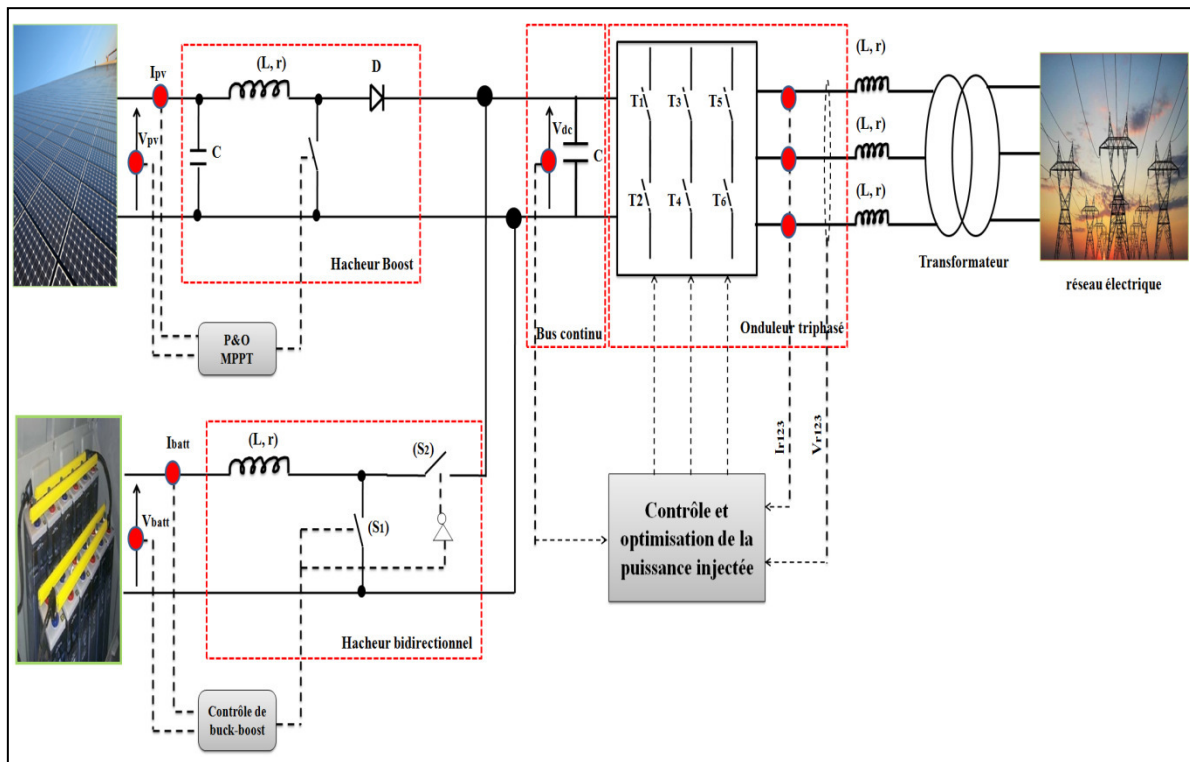


Figure III.1 système PV connecté au réseau électrique avec stockage électrochimique

Ce système comporte trois éléments de conversion : un convertisseur continu-continu (hacheur élévateur) placé à la sortie des modules et permet d'extraire le maximum de la puissance produite. Le deuxième convertisseur (hacheur buck-boost, réversible en courant) connecté aux bornes des batteries et joue le rôle de régulateur de charge. Le convertisseur continu - alternatif (onduleur) réversible permet d'injecter l'énergie sur le réseau et de charger la batterie à partir du réseau. Il doit être capable de se déconnecter du réseau en cas de problème et de fonctionner en mode autonome.

III.3.1 Modélisation et commande de la batterie

Actuellement, la technologie la plus largement utilisée pour les applications photovoltaïques est la technologie au Plomb (Pb-acide). C'est encore la technologie la plus compétitive et la mieux maîtrisée. Cependant, les nouvelles technologies, et plus particulièrement le Nickel-Cadmium (Ni-Cd) et le Lithium-ion (Li-ion), proposent de meilleures performances pour moins de contraintes, ce qui en fait des concurrentes de plus en plus sérieuses au fur et à mesure que leurs coûts diminuent [43, 46, 50].

Il existe plusieurs modèles de batterie au plomb et leur mise en œuvre n'est pas aisée du fait de la prise en compte de plusieurs paramètres. Suivant les applications et les contraintes auxquelles elles sont soumises, les batteries réagissent différemment, et donc on ne trouve pas de modèle unique qui soit exact dans toutes les circonstances.

Le bloc batterie de Matlab-Simulink « Sim Power Systems » (figure III.2), est un modèle dynamique pour représenter la plupart des types populaires de batteries rechargeables (Lead-Acid, Lithium-Ion, Nickel-Cadmium, Nickel-Metal-Hydride) [75], il est constitué d'une résistance interne, d'une source de tension réglable en fonction du courant débité et d'un certain paramètre électrique de la caractéristique de décharge.

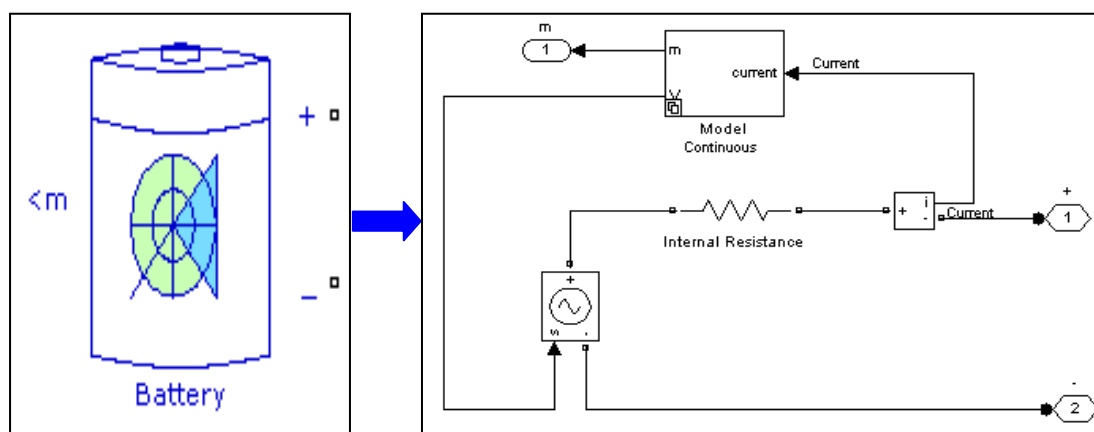


Figure III.2 Schéma global de la batterie [75]

Le circuit électrique équivalent de la batterie est représenté sur la figure III.3.

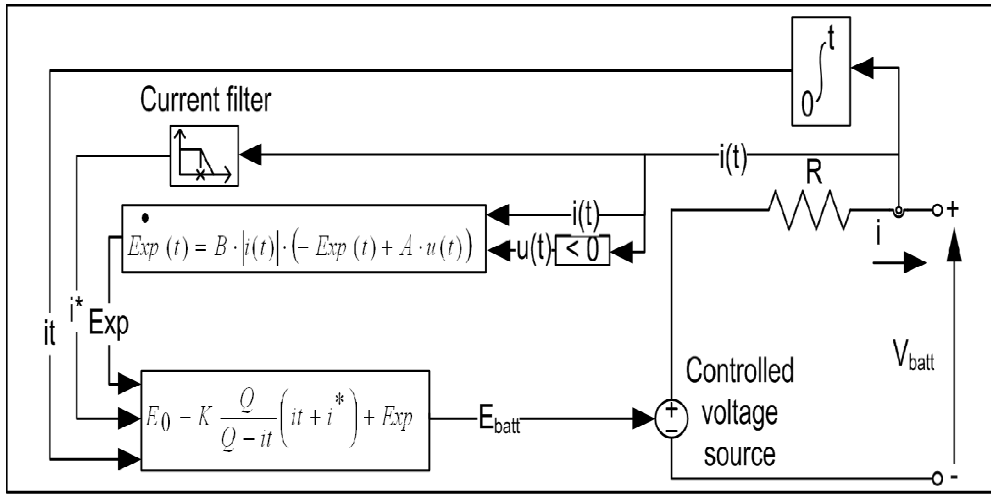


Figure III.3 Modèle électrique de la batterie [75]

La caractéristique de décharge de la batterie Plomb-Acid est montrée sur la figure III.4.

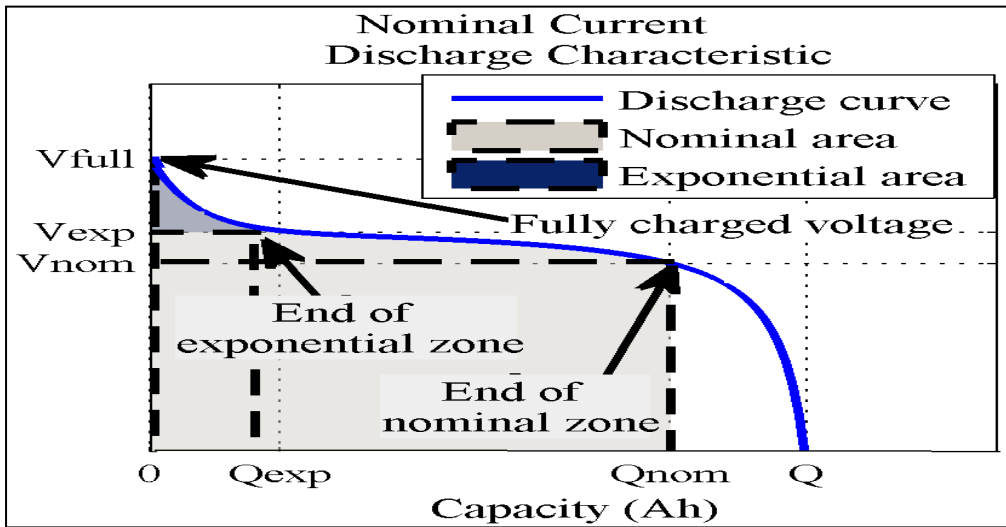


Figure III.4 Caractéristique de décharge d'une batterie Plomb-Acid [75]

Les équations de charge et de décharge sont données comme suit :

$$\text{Charge :} \quad E_{batt} = E_0 - R \cdot i - K \frac{Q}{i_t - 0.1Q} i^* - K \frac{Q}{Q - i_t} i_t + Exp(t) \quad (\text{III.1})$$

$$\text{Décharge :} \quad E_{batt} = E_0 - R \cdot i - K \frac{Q}{Q - i_t} (i_t + i^*) + Exp(t) \quad (\text{III.2})$$

$$Exp(t) = B \cdot |i(t)| \cdot (-Exp(t) + A \cdot sel(t)) \quad (\text{III.3})$$

Où :

E_{batt} : la tension non-linéaire [V].

$Sel(s)$: Représente le mode de la batterie, $Sel(s) = 0$, lorsque la batterie se décharge, et $Sel(s) = 1$, lorsque la batterie se charge.

$Exp(t)$: la tension de la zone exponentielle.

i : courant de la batterie [A].

i^* : le courant de la batterie filtré [A].

i_t : la charge de la batterie actuelle [Ah].

Q : La capacité maximale de la batterie [Ah].

B : $1/i_t$ [Ah]⁻¹.

R : résistance interne de la batterie [Ω].

A : amplitude de la zone exponentiel [V].

K : constante de polarisation [V/(Ah) ou Ω].

La batterie est intégrée au système photovoltaïque connecté au réseau électrique à travers un hacheur buck-boost considéré comme un étage d'adaptation. La commande des deux interrupteurs de puissance (S_1) et (S_2) est complémentaire, ce qui permet de réaliser les opérations de charge et de décharge vu sa réversibilité en courant assurée par les deux diodes (D_1) et (D_2). Le convertisseur est un élévateur de tension pour la décharge et abaisseur pour la charge. Le schéma de l'assemblage est montré sur la figure III.5.

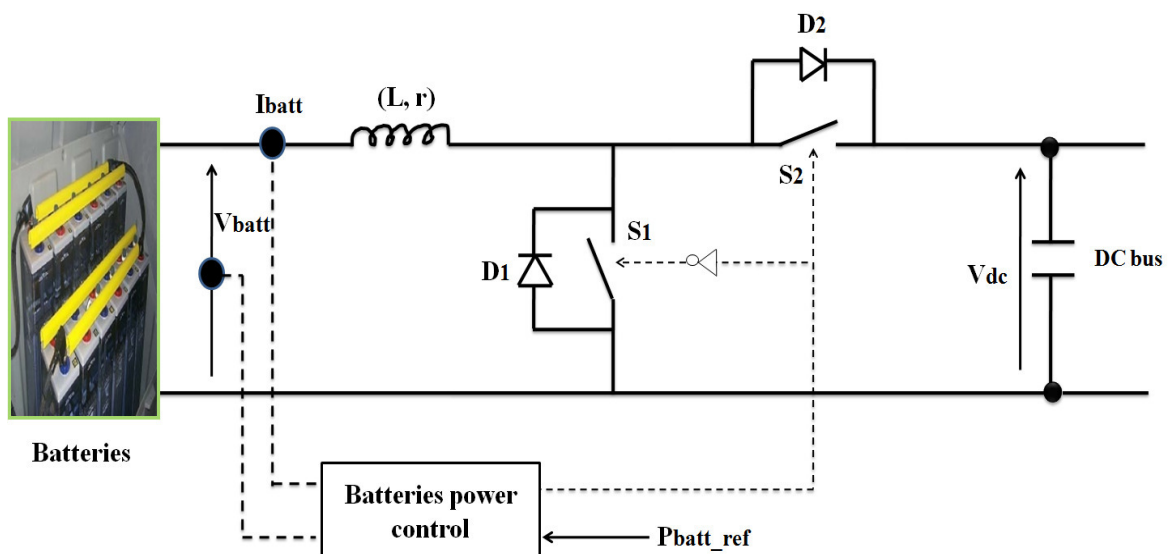


Figure III.5 Batterie montée avec un hacheur réversible en courant au bus continu

Deux étapes de fonctionnement sont distinguées pour ce type d'hacheur, chaque période d'échantillonnage est divisée en deux parties. En utilisant la loi des mailles, les équations qui déterminent le fonctionnement dans chaque étape sont :

$$\begin{cases} V_{batt} = L \frac{dI_{batt}}{dt} + rI_{batt} & , \text{lorsque } 0 < t < DT_{\text{échan}} \\ V_{batt} = L \frac{dI_{batt}}{dt} + rI_{batt} + V_{dc} & , \text{lorsque } DT_{\text{échan}} < t < T_{\text{échan}} \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

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

$$L \frac{dI_{batt}}{dt} = V_{batt} - (1-D)V_{dc} - rI_{batt} \quad (\text{III.5})$$

Les transferts d'énergie entre le bus continu et les dispositifs de stockage (batteries) sont contrôlés par action sur les références des puissances (courants) de stockage dans le système de commande de l'hacheur buck-boost (figure III.6). Cette commande utilise un régulateur PI qui a démontré des bonnes performances pour le contrôle en courant.

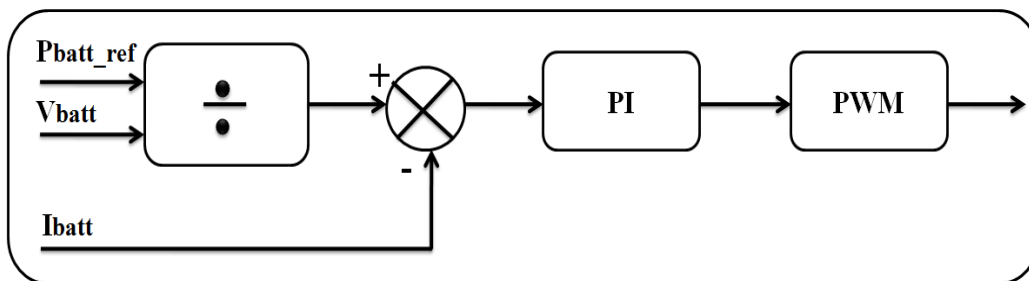


Figure III.6 Schéma de principe de control du convertisseur bidirectionnel associé aux batteries

Nous avons testé les performances de la régulation adoptée avec un bus continu de 450 V et une association de 20 batteries de 12 V en série. L'état de charge initiale des batteries est de 70%. En outre, la puissance de stockage de référence est générée de façon à contenir des variations de charge et de décharge rapides, pour cela, la puissance et le courant des batteries suivent bien les références de la puissance et du courant de stockage avec des très faibles dépassements comme il est illustré sur les figures III. 7 et III.9. L'état de charge et la tension des batteries reste pratiquement stable suite à la courte période de simulation avec une

pende ascendante pour la charge, descendante pour la décharge et nulle lorsque les batteries sont isolées (entre 5s et 6s) comme il est indiqué sur les figures III. 8 et III. 10.

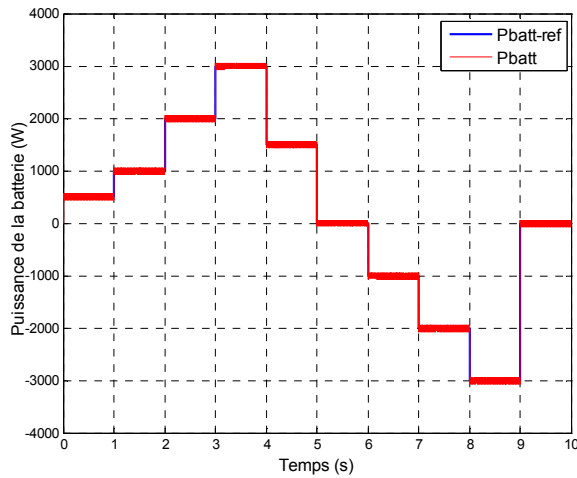


Figure III.7 Puissance des batteries

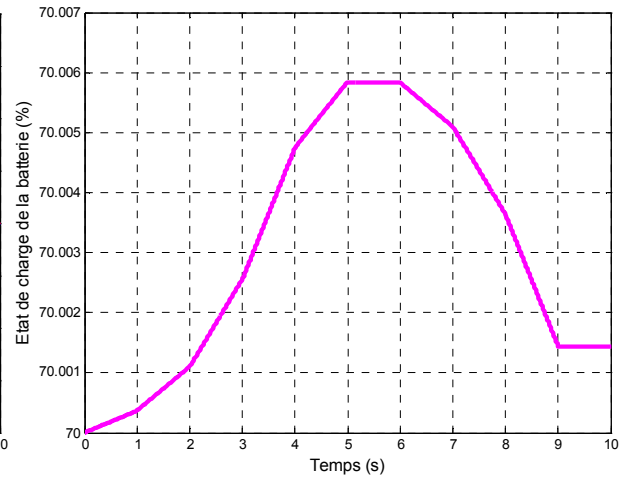


Figure III.8 Etat de charge des batteries

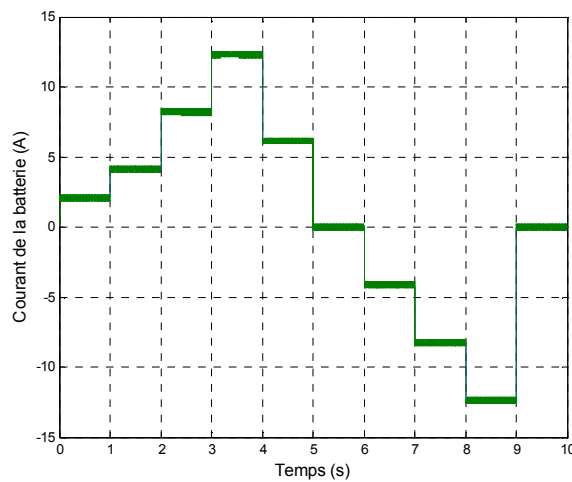


Figure III.9 Courant des batteries

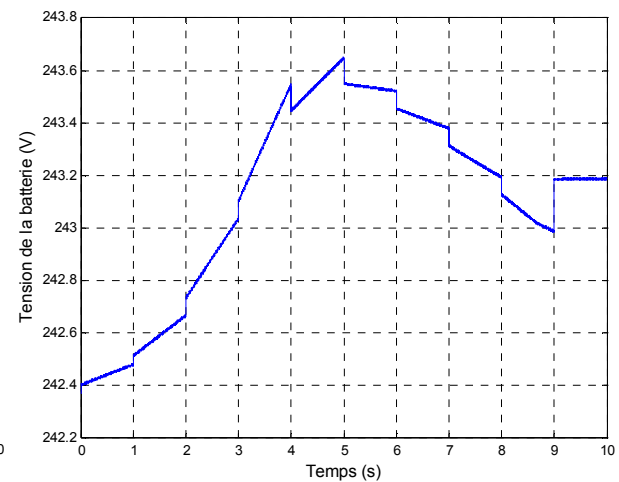


Figure III.10 Tension des batteries

III.3.2 Synchronisation des tensions sur le réseau électrique PLL

Diverses perturbations peuvent survenir sur le réseau électrique (creux de tension, saut de phase, harmoniques, déséquilibre) ; le système de synchronisation a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale. Plusieurs méthodes de synchronisation ont été utilisées dans la littérature [76, 77, 78]. Dans notre travail nous allons utiliser la méthode de la PLL triphasée dans le domaine de Park. Le schéma de principe est montré sur la figure II.11.

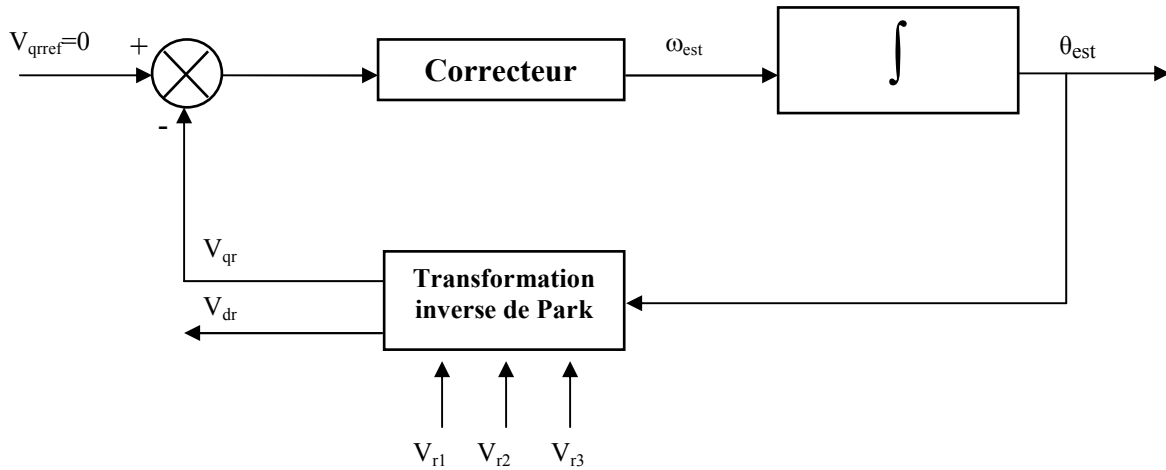


Figure III.11 Principe de la PLL dans le domaine de Park

Dans le cas d'un système équilibré, la tension du système triphasé s'exprime de la manière suivante :

$$\begin{cases} V_{r1}(t) = \sqrt{2}V\sin(\theta) \\ V_{r2}(t) = \sqrt{2}V\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ V_{r3}(t) = \sqrt{2}V\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{III.6})$$

Le principe de base de la PLL triphasée consiste à appliquer une transformation inverse de Park sur les tensions triphasées du réseau. La composante d'axe q générée par cette transformation est asservie à zéro par action sur l'angle du repère de Park (θ_{est}). En régime établi l'angle θ_{est} est égal à l'angle du réseau θ [76].

Si on applique la transformation de Park sur le système d'équation (III.6), on obtient le système suivant :

$$\begin{cases} V_{dr} = \sqrt{\frac{2}{3}}V_m \left[\sin(\theta_{est})\cos(\theta) + \sin\left(\theta_{est} - \frac{2\pi}{3}\right)\cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + \sin\left(\theta_{est} - \frac{4\pi}{3}\right)\cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \right] \\ V_{qr} = -\sqrt{\frac{2}{3}}V_m \left[\sin(\theta_{est})\sin(\theta) + \sin\left(\theta_{est} - \frac{2\pi}{3}\right)\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + \sin\left(\theta_{est} - \frac{4\pi}{3}\right)\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \right] \end{cases} \quad (\text{III.7})$$

θ_{est} : L'angle estimé à la sortie de la PLL. , Et : $V_m = \sqrt{2}V$

θ : L'angle des tensions à l'entrée de la PLL.

Si on utilise les formules trigonométriques, on obtient le système d'équations (III.8)

$$\begin{cases} V_{dr} = \sqrt{\frac{3}{2}}V_m \cos(\theta - \theta_{est}) \\ V_{qr} = -\sqrt{\frac{3}{2}}V_m \sin(\theta - \theta_{est}) \end{cases}, \quad \theta - \theta_{est} = \delta \quad (\text{III.8})$$

Le but de la PLL triphasée est d'annuler δ pour obtenir ainsi la fréquence et l'angle de la tension du réseau au point de raccordement du système photovoltaïque. Le schéma de régulation de la PLL triphasée est représenté sur la figure III.12.

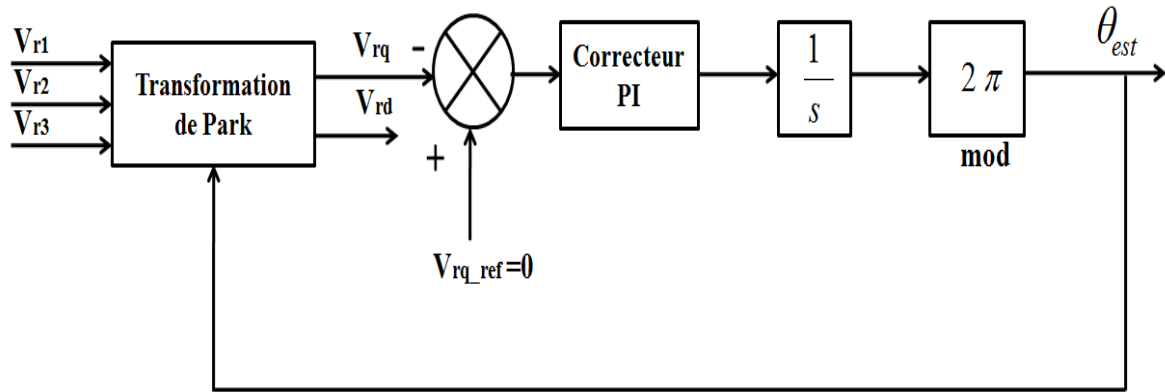


Figure III.12 Schéma de régulation de la PLL

Cette PLL a pour avantage de pouvoir également mesurer la fréquence du signal d'entrée. Par contre, son inconvénient est dans le cas d'un saut de phase, il y'aura une augmentation du temps de réponse par rapport à la réponse théorique en fonction de l'amplitude de saut de phase [79].

Pour un système électrique triphasé avec une surtension entre 0.3s et 0.6s, les résultats de simulation des composantes directe et quadratique ainsi que l'angle de phase correspondant sont montrés sur les figures III.13 et III.14.

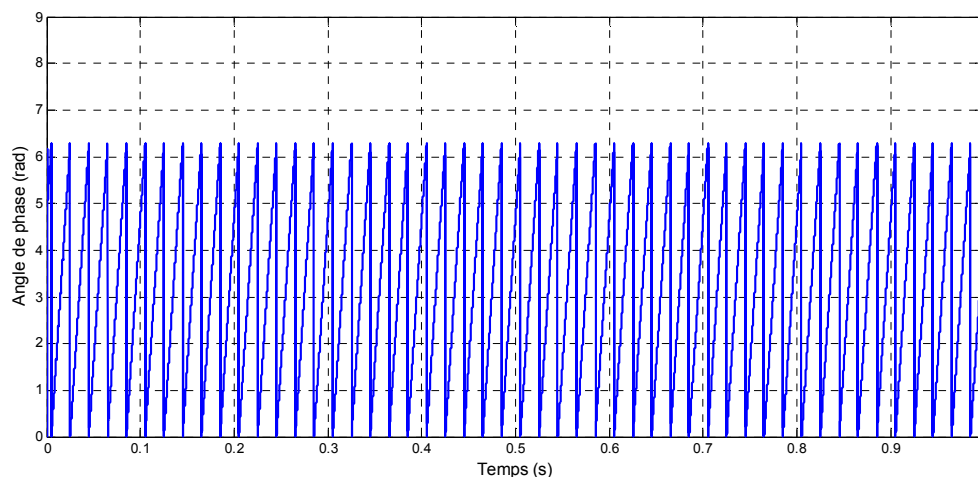


Figure III.13 Angle de phase du réseau électrique

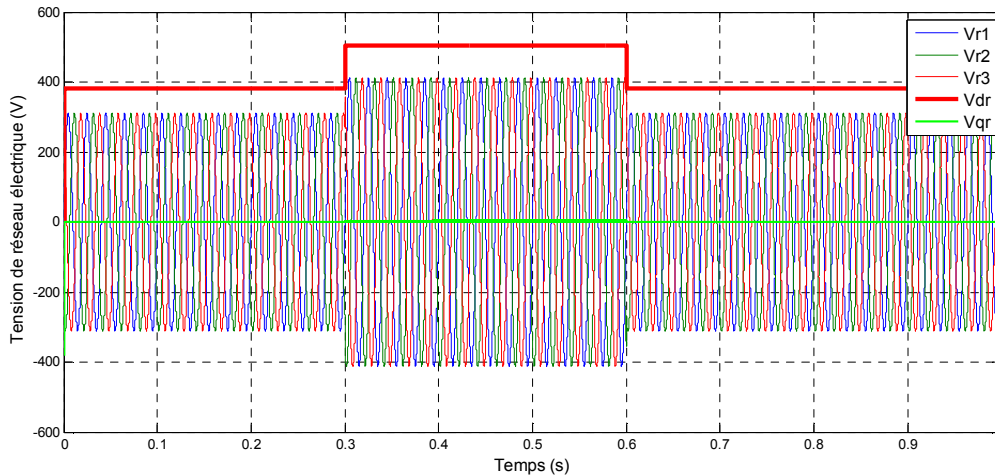


Figure III.14 Tensions du réseau électrique

Ces résultats montrent que la PLL adoptée donne des bonnes performances en termes d'efficacité et robustesse. L'angle de phase obtenu est asservi à celui du réseau électrique ; ainsi, la composante quadratique est maintenue égale à zéro ce qui permet d'avoir une valeur maximale de la composante directe qui est égale à : $\sqrt{\frac{3}{2}}V_m$.

III.3.3 Modélisation de l'interface de connexion au réseau électrique

Pour pouvoir connecter l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et le faire travailler comme une source de courant, il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement de nature inductive (L ou LCL), (dans le cas où il y'a un transformateur, les bobines de ce dernier peuvent jouer le rôle du filtre de raccordement). Le schéma équivalent est représenté par une source contrôlée (alternative discontinue dans le cas de la topologie L et quasi sinusoïdale avec la topologie LCL), connectée au réseau à travers une inductance. Si on néglige les harmoniques de découpage [80, 81], le schéma équivalent monophasé du système du point de vue grandeurs fondamentales est montré sur la figure III.15.

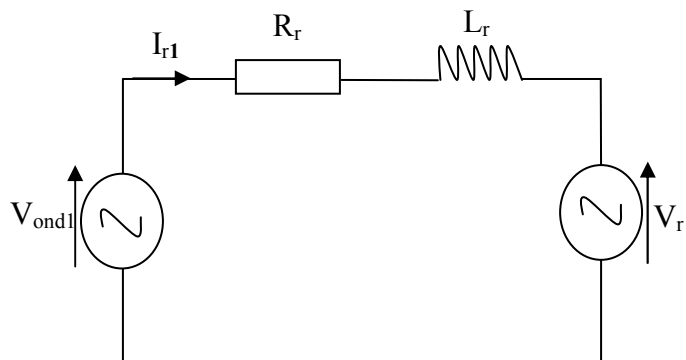


Figure III.15 Schéma équivalent monophasé de la liaison au réseau électrique

Si on applique la loi des mailles sur le circuit de la figure précédente on obtient l'équation suivante :

$$L_r \frac{dI_{r1}}{dt} = V_{ond1} - V_{r1} - R_r I_{r1} \quad (III.9)$$

Avec :

V_{ond1} : Tension simple efficace modulée en sortie de l'onduleur.

V_{r1} : Tension simple du réseau.

I_{r1} : Courant injecté au réseau.

R_r : Résistance de sortie de l'onduleur.

L_r : Inductance de sortie de l'onduleur.

A partir de ce modèle de raccordement monophasé, on peut établir le modèle complet d'une installation PV triphasée connectée au réseau électrique, comme il est montré par le système d'équations suivant :

$$\begin{bmatrix} \frac{dI_{r1}}{dt} \\ \frac{dI_{r2}}{dt} \\ \frac{dI_{r3}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_r}{L_r} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R_r}{L_r} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R_r}{L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{r1} \\ I_{r2} \\ I_{r3} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_r} \begin{bmatrix} V_{ond1} - V_{r1} \\ V_{ond2} - V_{r2} \\ V_{ond3} - V_{r3} \end{bmatrix} \quad (III.10)$$

En passant par la transformation de Park, le système d'équations précédent s'écrit de la manière suivante :

$$\begin{bmatrix} \frac{dI_{dr}}{dt} \\ \frac{dI_{qr}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_r}{L_r} & \omega \\ -\omega & \frac{-R_r}{L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_r} \begin{bmatrix} V_{dond} - V_{dr} \\ V_{qond} - V_{qr} \end{bmatrix} \quad (III.11)$$

Si on applique la transformation de Laplace sur le système (III.11) on obtient :

$$\begin{cases} I_{dr} = \left(\frac{1}{L_r} (V_{dond} - V_{dr}) + \omega I_{qr} \right) \frac{1}{p + \frac{R_r}{L_r}} \\ I_{qr} = \left(\frac{1}{L_r} (V_{qond} - V_{qr}) - \omega I_{dr} \right) \frac{1}{p + \frac{R_r}{L_r}} \end{cases} \quad (III.12)$$

Sous forme de schéma bloc nous obtenons le système présenté sur la figure III.16.

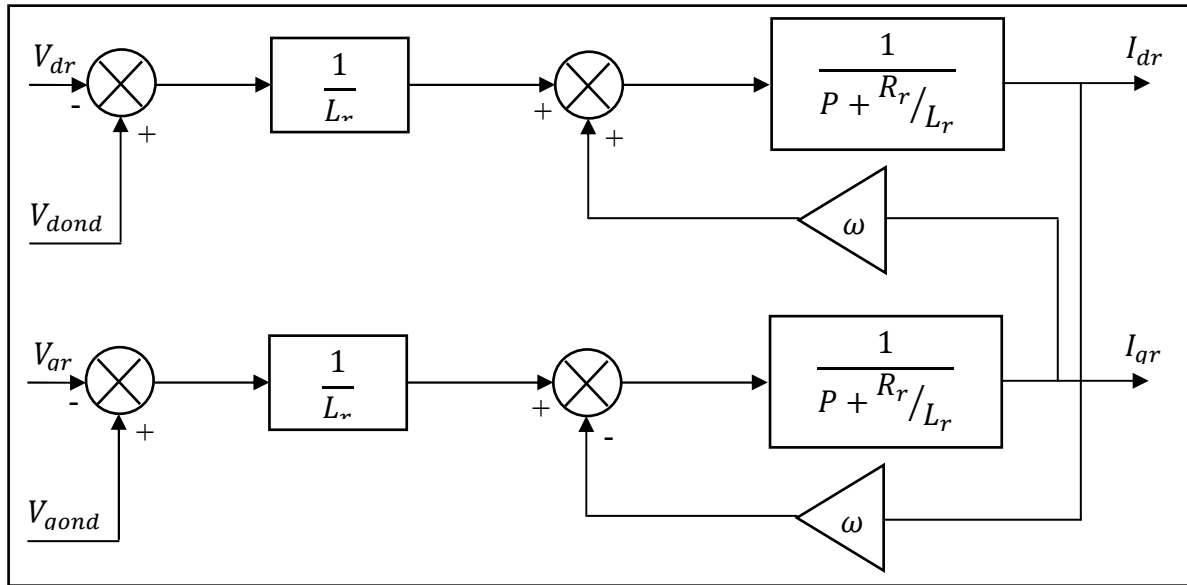


Figure III.16 La représentation sous forme schéma bloc

III.3.4 Contrôle et commande de la puissance injectée

Le but de ce contrôle est d'imposer la puissance active et réactive injectées par le système photovoltaïque au nœud de connexion avec le réseau électrique. Les différentes simplifications réalisées après analyse du système nous ont permis de conclure que les courants de consignes en sortie du contrôle amont seront injectés au point de connexion de l'installation photovoltaïque. Ces courants sont calculés grâce aux références de puissances et à la mesure des tensions au point de connexion ; donc les puissances active et réactive sont données par [5, 6, 82]:

$$\begin{cases} P = V_d I_d + V_q I_q \\ Q = V_q I_d - V_d I_q \end{cases} \quad (\text{III.13})$$

On en déduit les courant de références :

$$\begin{cases} I_{dref} = \frac{P_{ref} V_{dr} + Q_{ref} V_{qr}}{V_{dr}^2 + V_{qr}^2} \\ I_{qref} = \frac{P_{ref} V_{qr} - Q_{ref} V_{dr}}{V_{dr}^2 + V_{qr}^2} \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

V_{dr} et V_{qr} sont les composantes directe et quadratique de la tension mesurée au point de connexion dans le référentiel de Park. I_{dref} et I_{qref} sont les composantes directe et quadratique du courant produit par le générateur photovoltaïque injecté au réseau. Donc ces

courants dépendent des puissances demandées (P_{ref} , Q_{ref}) ainsi que de la tension mesurée au point de connexion de la production dans le référentiel de Park [83, 84].

Les deux nouvelles variables présentées précédemment à l'équation (III.14), sont les sorties du système de commande constitué de deux régulateurs PI :

$$X_1 = \frac{1}{L_r}(V_{dond} - V_{dr}) \quad \text{et} \quad X_2 = \frac{1}{L_r}(V_{qond} - V_{qr}) \quad (\text{III.15})$$

$$\begin{cases} X_1 = \left(K_p + \frac{K_I}{p} \right) (I_{dref} - I_{dr}) - \omega I_{qr} \\ X_2 = \left(K_p + \frac{K_I}{p} \right) (I_{qref} - I_{qr}) + \omega I_{dr} \end{cases} \quad (\text{III.16})$$

Le principe de régulation est donné sur la figure III.17.

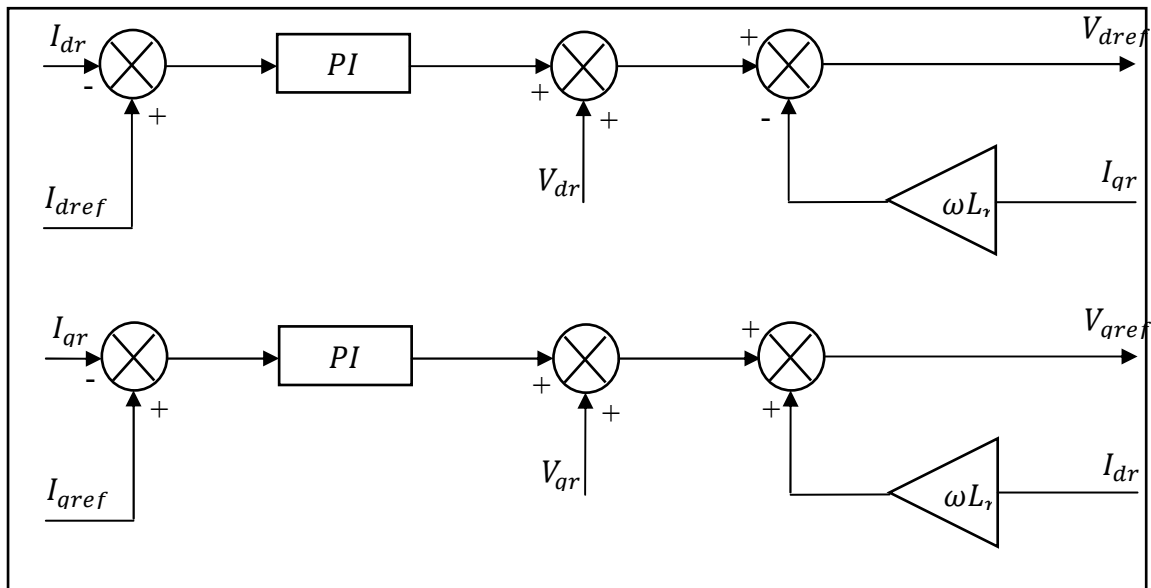


Figure III.17 Schéma de régulation des courants direct et quadratique

Le schéma de commande de la puissance active et réactive d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique est présenté sur la figure III.18.

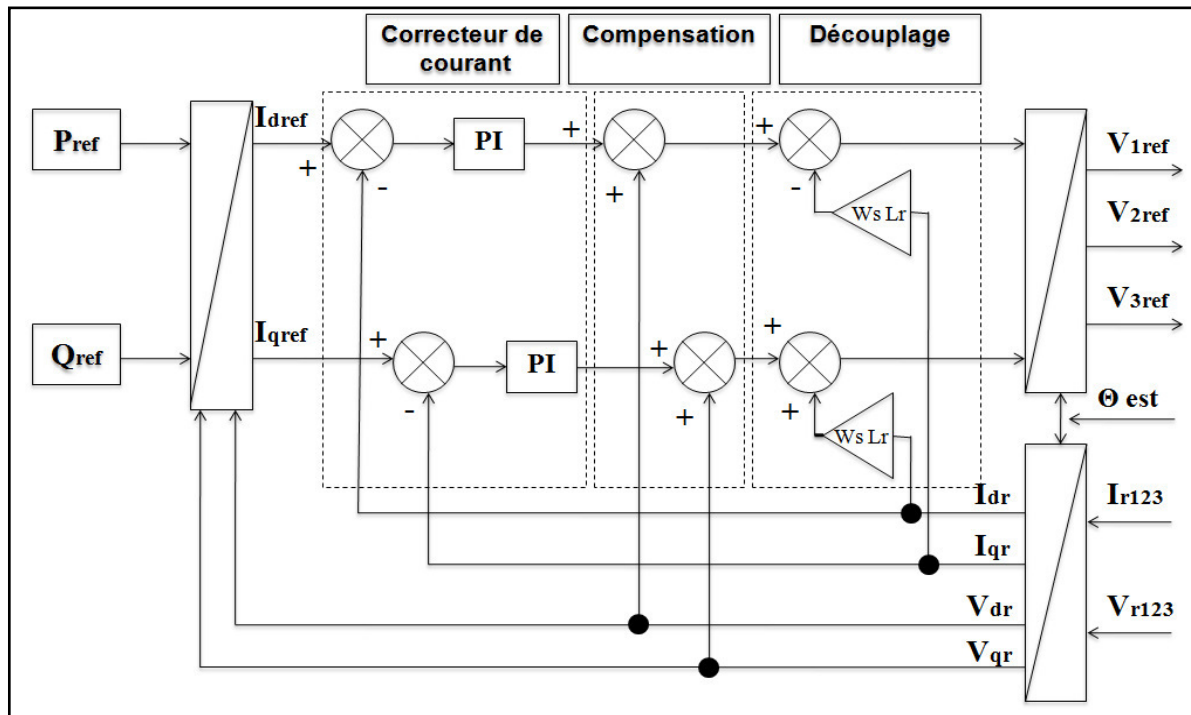


Figure III.18 Schéma de contrôle découplé des puissances active et réactive

La puissance instantanée consommée par le bus continu est égale à la différence entre la puissance produite par le système (photovoltaïque-batteries) et la puissance délivrée au réseau, comme il est montré sur la figure III.19.

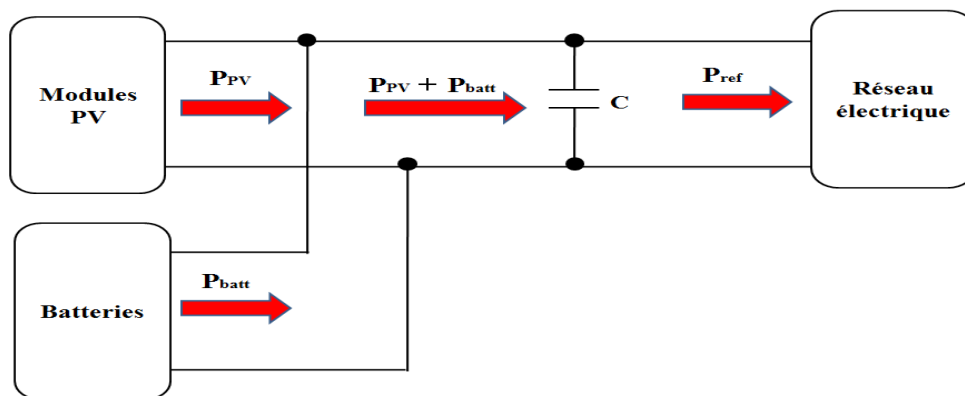


Figure III.19 variation de la puissance dans le système étudié

Donc la puissance active de référence injectée au réseau est exprimée comme suit :

$$P_{ref} = P_{pv} + P_{batt} - P_{dc-ref} \quad (III.17)$$

III.3.5 Contrôle du bus continu

La tension de référence du bus continu V_{dc_ref} est comparée à celle mesurée aux bornes du condensateur équivalent V_{dc} . Le correcteur Proportionnel Intégral (PI) permet de

maintenir une tension constante du bus continu en générant la référence du courant à injecter dans le condensateur. La puissance nécessaire pour charger ce condensateur V_{dc_ref} est obtenue simplement par la multiplication du courant de charge I_{dc_ref} et la tension V_{dc} .

$$P_{dc_ref} = P_{pv} + P_{batt} - P_{ref} \quad (III.18)$$

Le schéma bloc du contrôle du bus continu est montré sur la figure III.20.

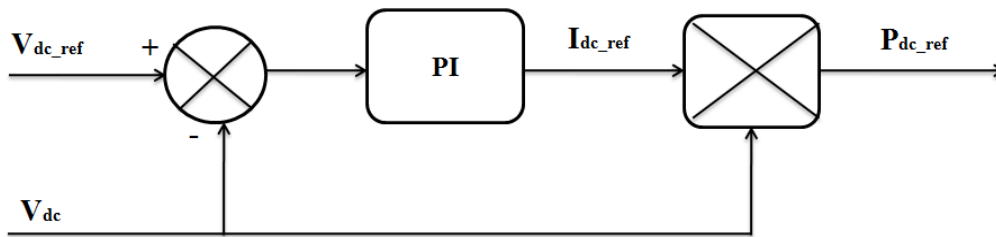


Figure III.20 Principe de régulation du bus continu

III.3.6 Résultats de simulation et interprétations

La simulation du système photovoltaïque avec stockage électrochimique connecté au réseau électrique basse tension (220/380) (voir Annexe.5) est réalisée de manière détaillée sous environnement MATTLAB/SIMULINK. Avec une fréquence de commutation de l'onduleur de 10kHz, et une tension du bus continu maintenue à 450 V ; le générateur PV comprend 24 modules de 235 W chacun (voir Annexe.2), le banc de stockage est constitué de 20 batteries connectées en séries (voir Annexe.6) avec un état de charge initiale de 70%. Les scénarios de simulation sont imposés de telle sorte à regrouper la plus part des situations possibles qui peuvent exister. Pour cela, on a choisi un profile d'éclairément et un profile de stockage avec une variation complémentaire durant toute la simulation.

La commande Perturbe & Observe adoptée suit convenablement le point de puissance maximale (courant optimale) quelque soit la variation de l'éclairément comme il est indiqué sur la figure III.21. D'autre part, le rapport cyclique du convertisseur est stable autour de 0.45 ce qui permet de booster la tension optimale du générateur à la valeur du bus continu 450V comme il est montré sur la figure III.22.

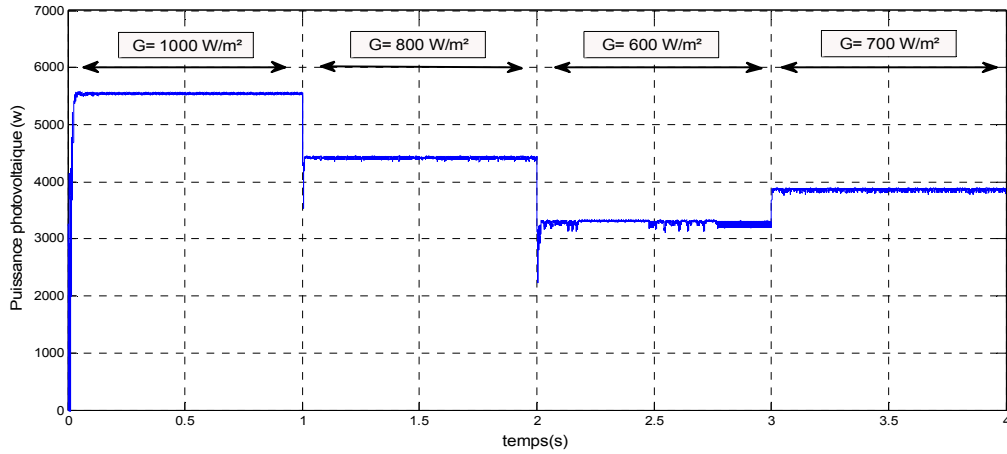


Figure III.21 Puissance maximale du générateur

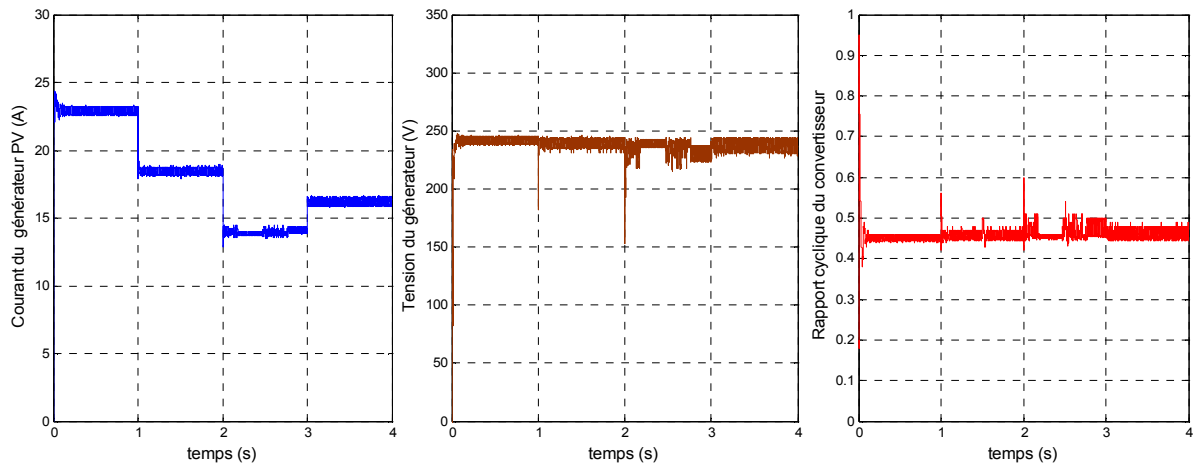


Figure III.22 Rapport cyclique du convertisseur et les caractéristiques du générateur PV

La régulation du bus continu donne des bonnes performances en termes de temps de réponse et de la stabilité vis avis toutes les perturbations appliquées au système. Ainsi, une tension de 450 V est maintenue dans tous les scénarios de fonctionnement étudiés, comme il est clairement montré sur la figure III.23.

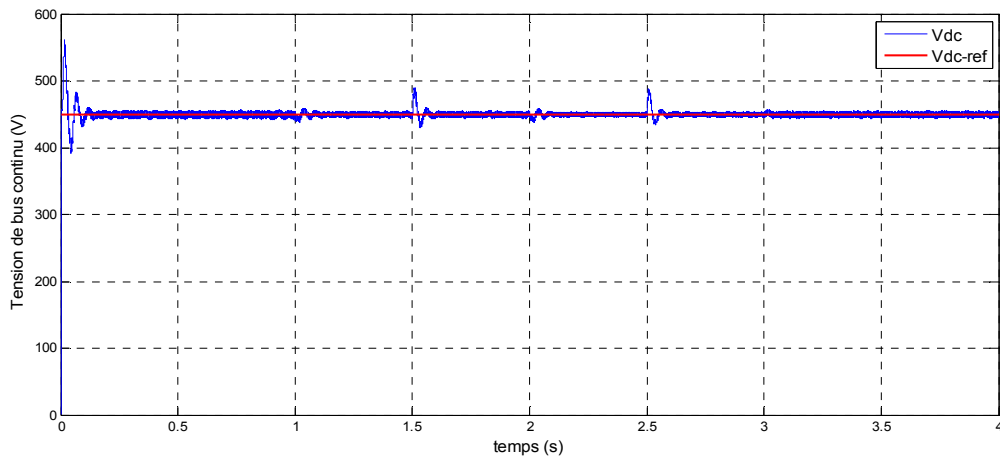


Figure III.23 Régulation du bus continu

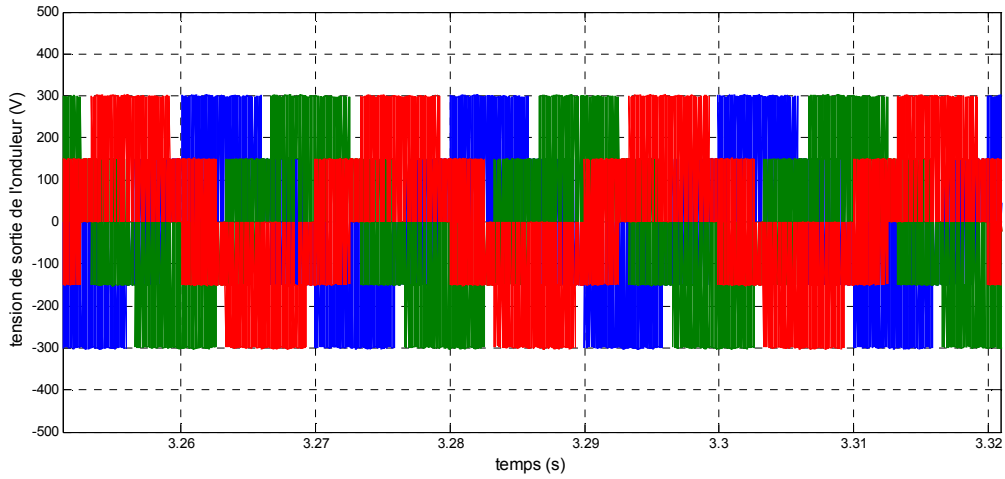


Figure III.24 Tensions simples à la sortie de l'onduleur

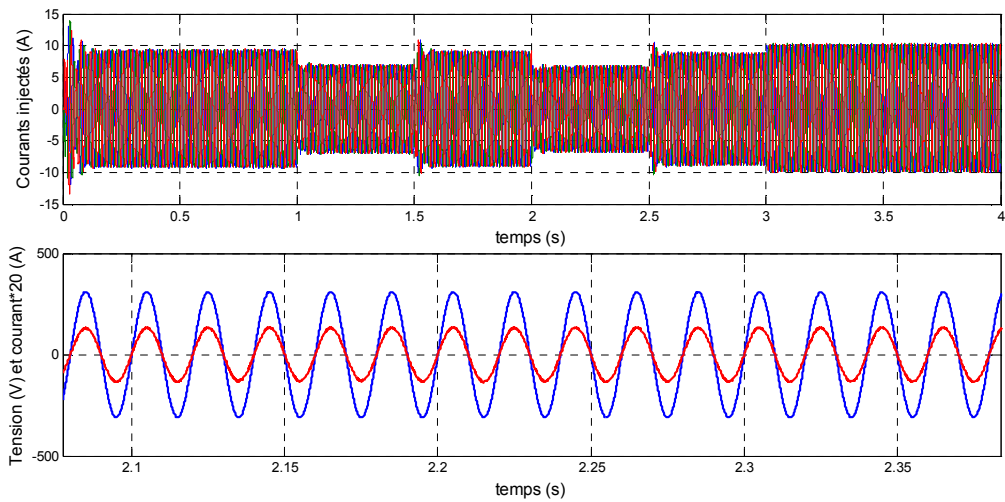


Figure III.25 Forme des courants injectés au réseau électrique

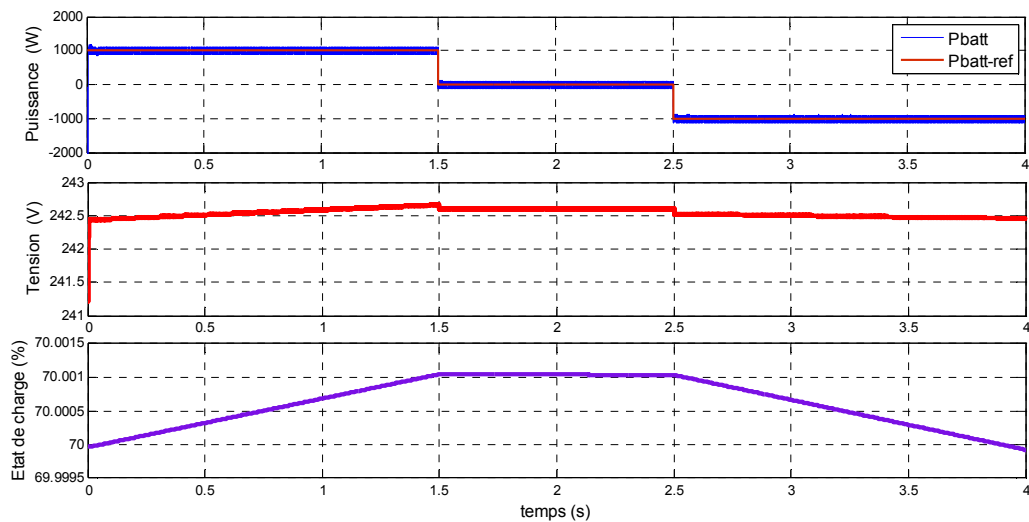


Figure III.26 Evolution des grandeurs caractéristiques du banc des batteries

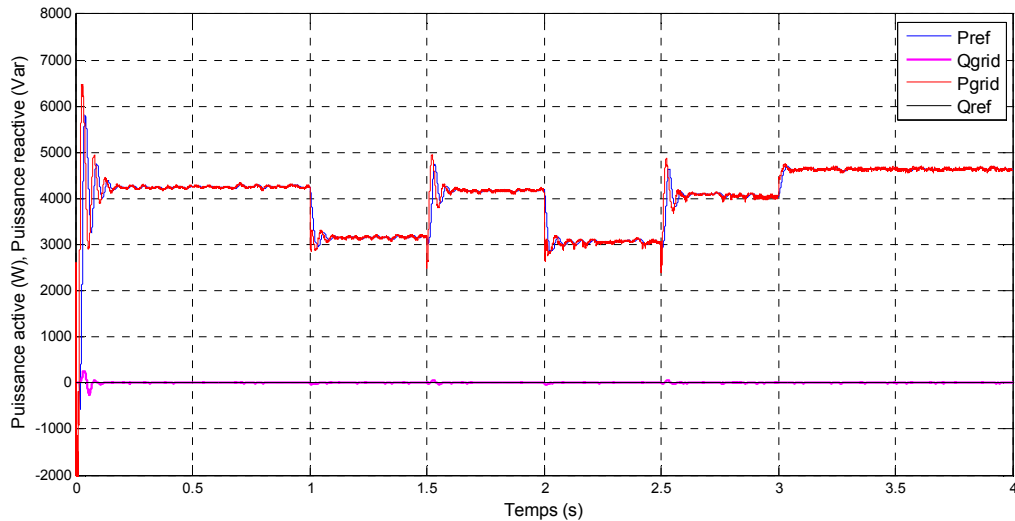


Figure III.27 Variation des puissances active et réactive injectées au réseau électrique

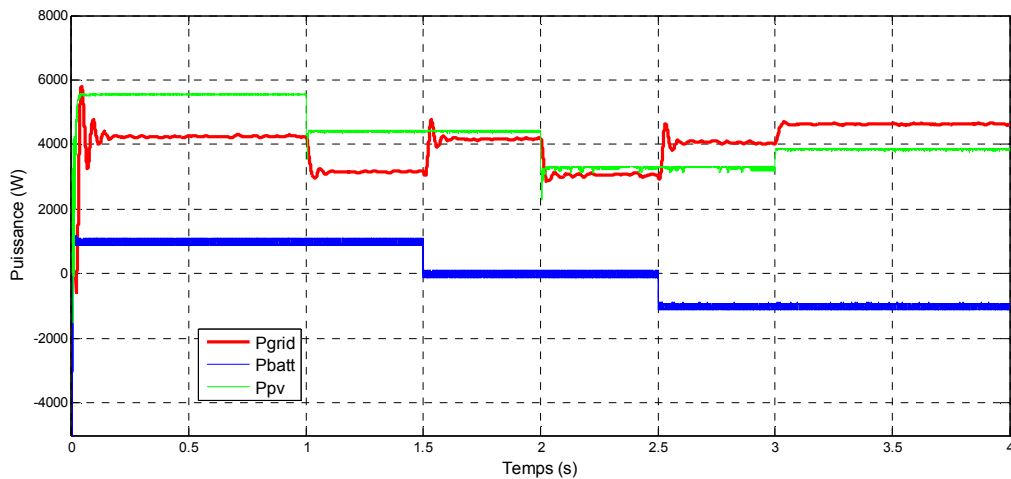


Figure III.28 le bilan de puissances de l'installation PV connectée au réseau électrique

La figure III.25 montre la forme des courants électriques injectés au réseau électrique, ils suivent le sens d'évolution de la puissance active de référence imposée ; aussi, ils sont en phase avec la tension de réseau électrique ce qui prouve qu'on travaille avec un facteur de puissance unitaire (puissance réactive injectée = 0).

Les caractéristiques du banc des batteries sont montrées sur la figure III.26, la puissance échangée avec le réseau électrique suit bien la référence imposée avec une dynamique très acceptable dans tous les modes : charge (entre 0 et 1.5s), isolé (entre 1.5s et 2.5s) et décharge (entre 2.5s et 4s). D'autre part, la tension et l'état de charge augmente et diminue continuellement avec le sens d'évolution de l'énergie à l'intérieur du banc ; de même, une situation stable est observée entre 1.5s et 2.5s à cause de la référence de puissance nulle imposée.

Dans la figure III.27 nous observons un harmonieux suivi des références de puissances active et réactive ; en effet, l'algorithme de contrôle découpler des puissances donne des bonnes performances en termes de temps de réponse et stabilité. Dans un système photovoltaïque, il est primordial de gérer de façon optimale le flux d'énergie entre les différents composants. Le module de supervision a pour rôle de contrôler les échanges d'énergie entre les différents composants du système d'une part, mais aussi de réguler le processus de charge/décharge du stockage d'autre part. Dans ce même contexte, la figure III.28 donne une vision globale sur l'échange de puissance achevé dans le système PV connecté au réseau électrique. Une parfaite complémentarité en terme d'énergie est observée entre le générateur PV, le banc des batteries, le bus continu, et le réseau. En effet, la différence de puissance entre la source et le système de stockage est injectée.

III.4 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage hybride (batterie et supercondensateur)

Au début d'évolution des systèmes de production photovoltaïques, ils étaient réservés uniquement pour de petits sites isolés ; avec le temps et le développement technologique, ils sont sollicités pour les utiliser dans d'autres applications (éclairage, transport, connexion au réseau...) avec un accroissement immense des watt-crêtes par installations. Pour faire face à cette demande, il est recommandé d'améliorer les performances du système par :

- L'augmentation de la puissance du générateur photovoltaïque
- L'augmentation de la capacité du système de stockage
- L'optimisation du système de stockage par une hybridation permettant de séparer les fonctions puissance et énergie. La fonction énergie sera assurée par l'élément de stockage qui à une grande constante de temps (batterie), et l'autre par un élément qui a une petite constante de temps et donc une dynamique élevée (supercondensateur).

La notion de stockage hybride est fortement conseillée dans les systèmes ayant des variations brutales d'énergie (puissances crêtes importantes par rapport à la puissance moyenne) qui conduisent à des pertes accrues et à des surdimensionnement coûteux des installations engendrant directement un mauvais bilan énergétique. Dans ce contexte, Pour améliorer la fiabilité de notre installation connectée au réseau électrique, nous intégrons un banc des supercondensateurs au bus continu en parallèle avec les batteries. Le schéma global est montré sur la figure III.29.

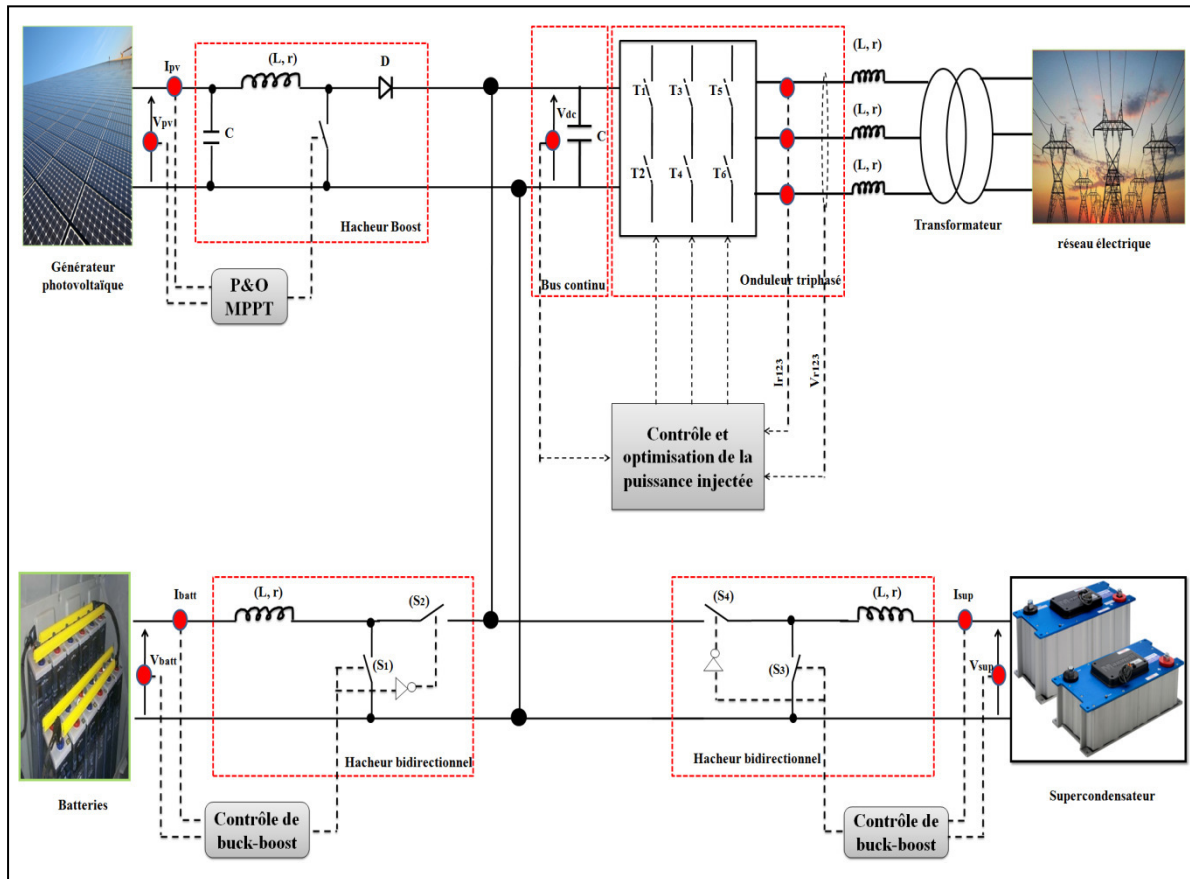


Figure III.29 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage hybride (batterie et supercondensateur)

Pour assurer la réversibilité d'échange de puissance avec tous les éléments du système global, les supercondensateurs sont intégrés au bus continu à travers un hacheur buck-boost réversible en courant. La commande de ce convertisseur est effectuée avec une boucle de régulation de la puissance (courant) établie par le système de gestion d'énergie.

III.4.1 Etude et commande du supercondensateur

III.4.1.1 Définition

Les supercondensateurs sont des systèmes de stockage électrostatique à très haut rendement et à grande dynamique. Les premiers développements technologiques des supercondensateurs, appelés également condensateurs à double-couche électrique (Electric Double Layer Capacitor - EDLC), datent de 1957. De nos jours, le marché offre des supercondensateurs dont les capacités vont de quelques Farads à 9000 Farads avec différents types de caractéristiques. Un grand nombre de fabricants de systèmes électriques et de laboratoires de recherche dans le domaine de l'électronique de puissance s'intéressent à

l'utilisation de ces composants pour les applications présentant des pics de puissance importants [43, 49, 85].

III.4.1.2 Principe de fonctionnement

Le stockage d'énergie dans un supercondensateur se fait sous forme de champ électrostatique entre deux électrodes. Un supercondensateur n'est pas basé sur le principe de la polarisation diélectrique (condensateur) pour le stockage de l'énergie, mais sur le principe de la double couche électrique [85] : lorsque l'on applique une tension entre deux électrodes immergées dans une solution électrolytique (l'électrolyte étant conducteur ionique et isolant électronique), une double couche électrique se forme à l'interface séparant les deux corps. La dissymétrie moléculaire de l'électrolyte et de l'électrode conduit à l'apparition de charges à l'interface électrolyte / électrode (effet de Helmholtz). Ainsi, les charges accumulées à la surface de l'électrode sont équilibrées par celles, de nature ionique, qui s'accumulent dans l'électrolyte. On a alors des charges opposées, séparées par une distance infinitésimale, que l'on appelle double couche électrique. Les deux couches électriques ainsi formées se comportent comme un condensateur dont la capacité dépend de la surface effective de contact [43]. La figure III.30 montre la formation d'une double couche à l'interface électrode-électrolyte selon l'état déchargé ou chargé du supercondensateur.

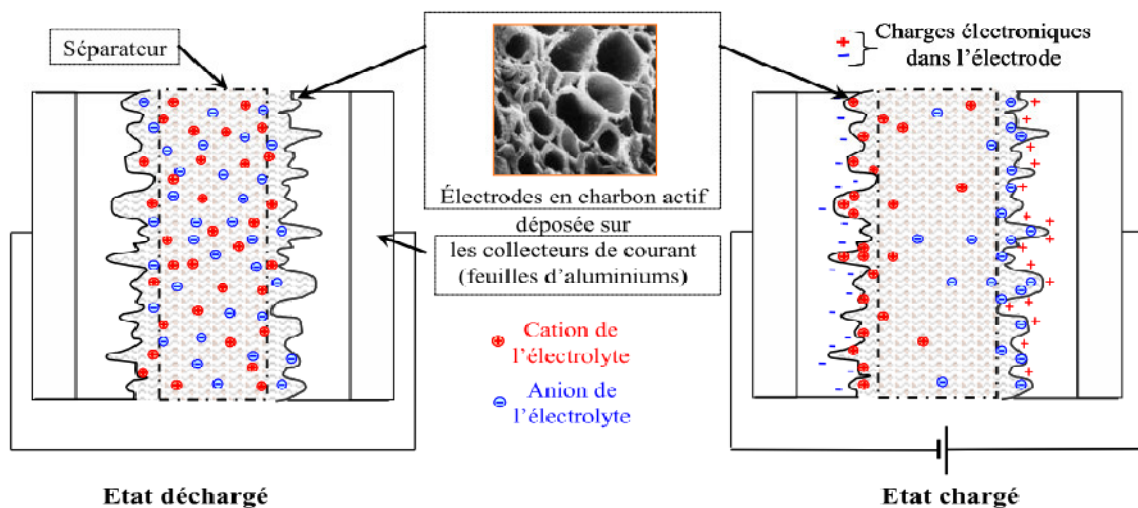


Figure III.30 Principe de fonctionnement du supercondensateur [85]

Les principaux avantages des supercondensateurs par rapport aux autres solutions de stockage d'énergie sont :

- Une puissance massique élevée qui autorise des cycles de charge et décharge à très fort courant (plusieurs centaines d'ampères).

- Un très bon rendement en charge et en décharge.
- La quasi-absence de réaction chimique durant le fonctionnement permettant d'obtenir des durées de vie très élevées.

Le tableau III.1 présente une petite comparaison entre une batterie et un supercondensateur.

Tableau III.1 Caractéristiques technique des batteries Lithium Ion et des supercondensateurs

Caractéristiques	Batterie Lithium Ion	Supercondensateur
Temps de charge	2 heures	quelques secondes
Temps de décharge	2 heures	quelques secondes
Cyclabilité	Inférieur à 5000	Supérieur à 500 000
Energie spécifique (Wh/kg)	100 à 200	5 à 10
Puissance spécifique (kW/kg)	0.5 à 1	1 à 10
Rendement	De 50 % à 90 %	De 75 % à 95 %

En profitant des caractéristiques intéressantes des supercondensateurs, dans notre application, ils sont utilisés pour lisser les variations de puissance en régime transitoire au sein du notre centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique.

III.4.1.3 Modélisation du supercondensateur

Il existe plusieurs modèles électriques équivalents représentant le supercondensateur, le plus utilisé est de Zubieta & Bonert [86]. Il est composé de trois branches R-C en parallèle, dont les constantes de temps sont différentes de manière à représenter divers phénomènes observables dans un supercondensateur. Le schéma de principe est montré sur la figure III.31.

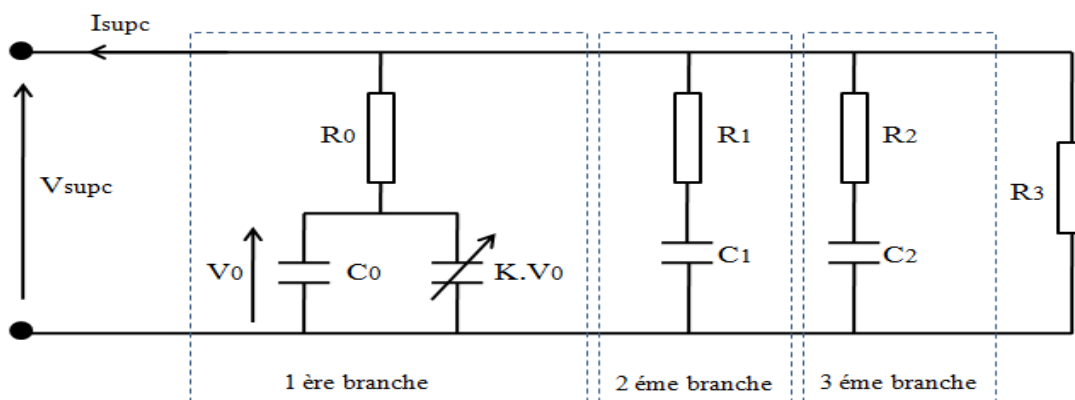


Figure III.31 Schéma électrique équivalent d'un supercondensateur

Le modèle est composé de 3 branches :

- La première branche (branche principale) : représente le phénomène de charge ou de décharge. Elle est composée d'une résistance R_0 en série avec deux condensateurs en parallèle : un condensateur C_0 indépendant de la tension et un condensateur $K \cdot V_0$ dépendant de la tension aux bornes du composant. La constante de temps de cette première branche R-C est de l'ordre de la seconde.
- La deuxième branche : représente la redistribution des charges, phénomène observé après une période de charge ou de décharge, lorsque le courant est nul dans le circuit de charge ou de décharge. elle est constituée d'une résistance R_1 en série avec un condensateur C_1 ; sa constante de temps est de l'ordre de quelques minutes.
- la troisième branche : représente le comportement du supercondensateur dans les longs temps. Elle est composée d'une résistance R_2 en série avec un condensateur C_2 , elle a une constante de temps de l'ordre de plusieurs minutes, voire de l'heure.
- Une résistance R_3 qui représente le phénomène d'autodécharge dans le supercondensateur.

Ce modèle électrique prend en compte l'influence de la tension aux bornes du supercondensateur sur sa capacité, ainsi que les phénomènes lents tels que la redistribution des charges et l'autodécharge intervenant après une sollicitation électrique du composant. Puisque les supercondensateurs sont utilisés avec une fréquence élevée et la tension à leurs bornes est maintenue constante, dans le modèle simplifié du supercondensateur on élimine la 3^{ème} branche (branche lente) et la résistance modélisant l'autodécharge pour modéliser un pack de supercondensateurs dans un système électrique [43, 86]. Le schéma simplifié est montré sur la figure III.32.

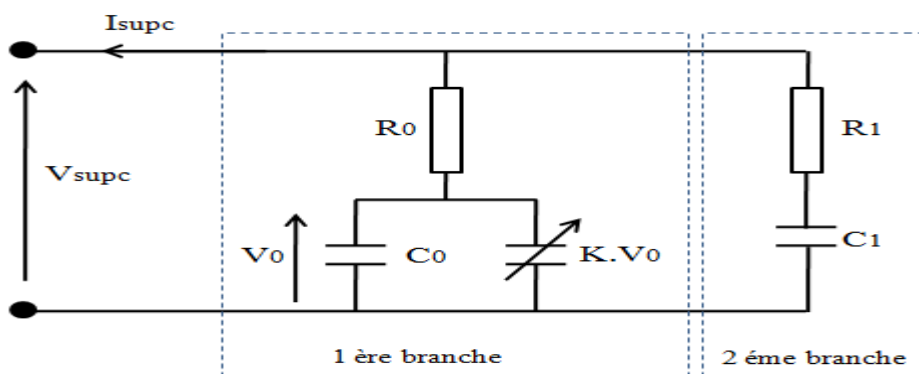


Figure III.32 Schéma électrique simplifié d'un supercondensateur

La méthode d'indentification des paramètres de ce modèle 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 [85].

III.4.1.4 Commande du supercondensateur

Les supercondensateurs sont aussi intégrés au système photovoltaïque connecté au réseau électrique à travers un hacheur buck-boost considéré comme une interface d'échange de puissance. Le schéma de l'assemblage est montré sur la figure III.33.

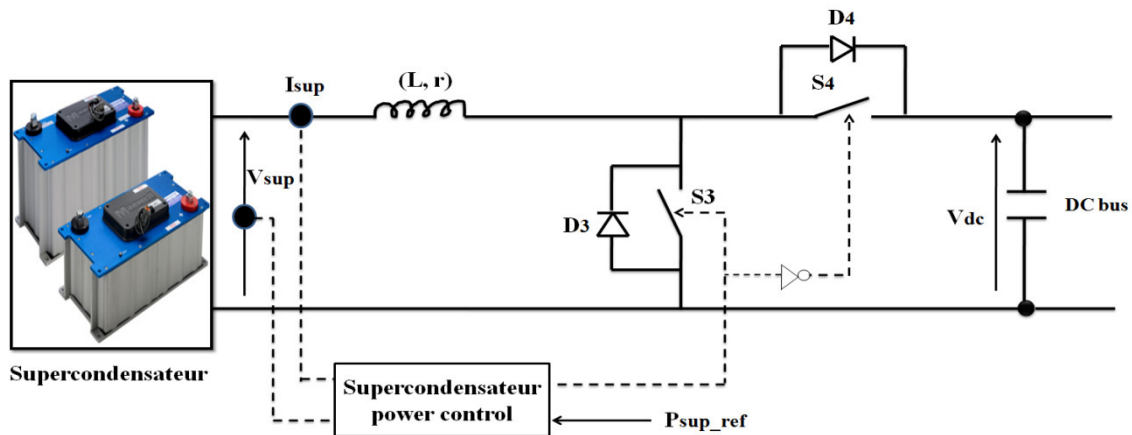


Figure III.33 Batterie montée avec un hacheur buck-boost au bus continu

Les transferts d'énergie entre le bus continu et le dispositif de stockage (supercondensateur) sont contrôlés par action sur les références des puissances (courants) de stockage dans le système de commande de l'hacheur buck-boost.

La puissance du stockage est exprimée de la manière suivante :

$$P_{batt_ref} + P_{sup_ref} = P_{stockage} \quad (III.19)$$

Donc le courant de référence des supercondensateurs est donné comme suit :

$$I_{sup_ref} = \frac{P_{sup_ref}}{V_{sup}} \quad (III.20)$$

Dans cette étude, nous avons utilisé un système de stockage hybride, dont la batterie permet le stockage à long terme et le supercondensateur agit dans les transitoires de la puissance de stockage demandée ; et cela, pour améliorer la dynamique du stockage. La puissance référence de stockage $P_{stockage}$ passe à travers un filtre passe-bas vers le bloc de contrôle des batteries, par contre les supercondensateurs reçoivent la partie transitoire, comme il est montré sur la figure III.34.

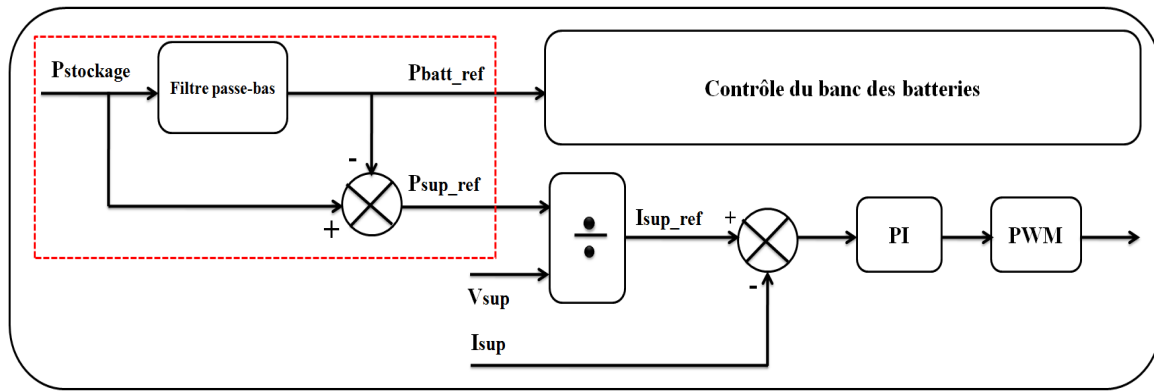


Figure III.34 Principe de contrôle du convertisseur bidirectionnel associé aux supercondensateurs

III.4.2 Réglage du bus continu

Au bus continu, si on ajoute le banc des supercondensateurs au système précédant (figure III.19), le bilan de puissance sera exprimé comme suit :

$$P_{pv} + P_{batt} + P_{sup} = P_{ref} + P_{dc-ref} \quad (III.21)$$

Donc, la puissance active de référence injectée au réseau est donnée par :

$$\begin{cases} P_{ref} = P_{pv} + P_{batt} + P_{sup} - P_{dc-ref} \\ Q_{ref} = 0 \end{cases} \quad (III.22)$$

Dans la régulation du bus continu, on utilise toujours un régulateur PI afin d'asservir la tension continue à la tension de référence imposée, ce qui permet d'effectuer le transfert de l'énergie.

III.4.3 Résultats de simulation et interprétations

La simulation du système photovoltaïque avec stockage hybride (électrochimique et électrostatique) connecté au réseau électrique basse tension (220/380V) (voir Annexe.5) est réalisée de manière détaillée sous environnement MATTLAB/SIMULINK. Avec une fréquence de commutation de l'onduleur de 10kHz, et une tension du bus continu maintenue à 400 V, le générateur PV comprend 76 modules UDT50 de 52.66 W chacun (voir Annexe.1), le banc de stockage est constitué de 20 batteries connectées en séries (voir Annexe.6) et 100 supercondensateurs en séries (voir Annexe.7). Les scénarios de simulation sont choisis de telle sorte afin de regrouper la plupart des situations qui peuvent surgir réellement, avec toujours une complémentarité de variation entre le profile l'éclairement et de stockage.

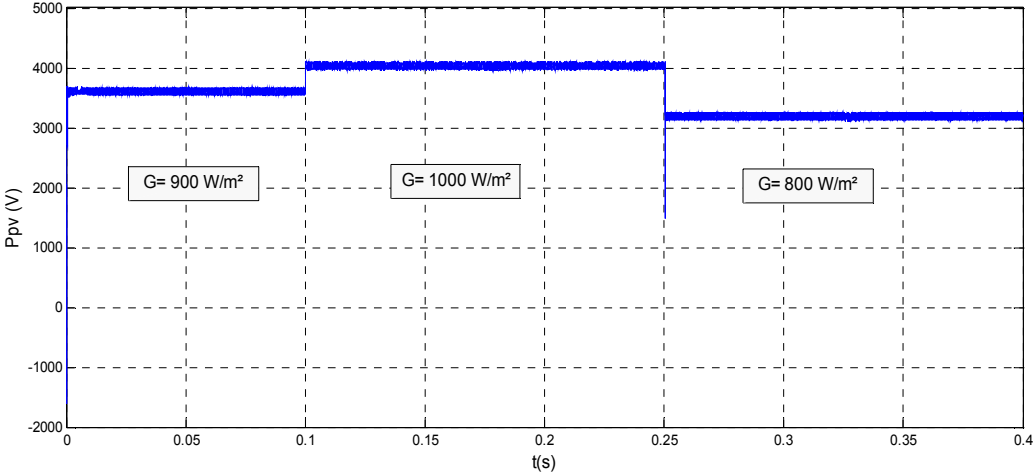


Figure III.35 Variation de la puissance du générateur photovoltaïque

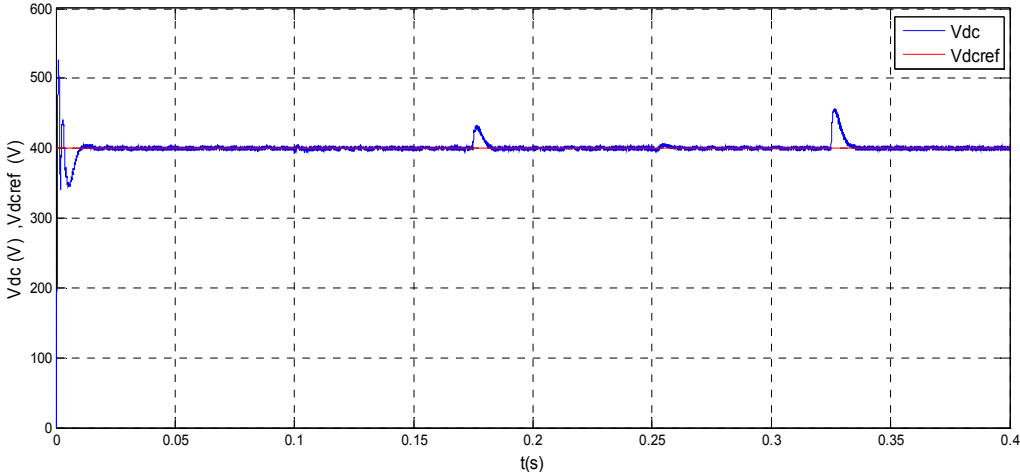


Figure III.36 Tension du bus continu du système

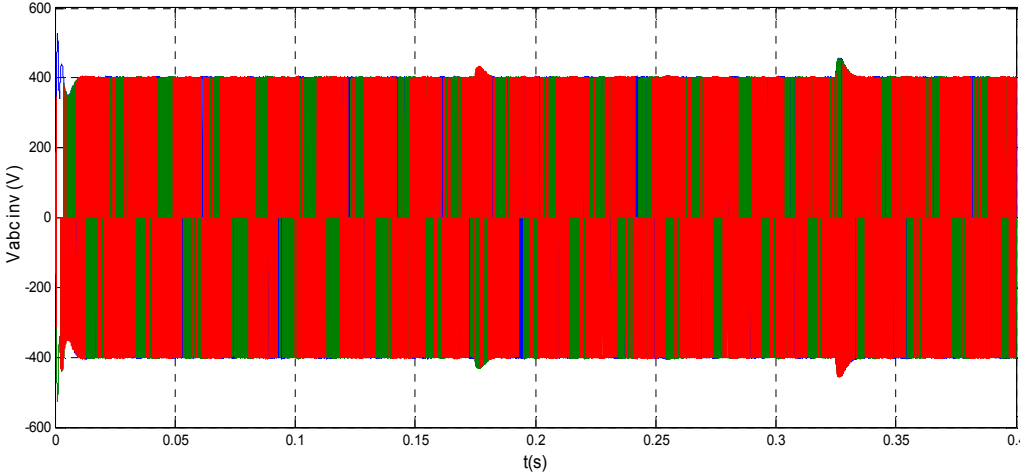


Figure III.37 Tensions composées de l'onduleur

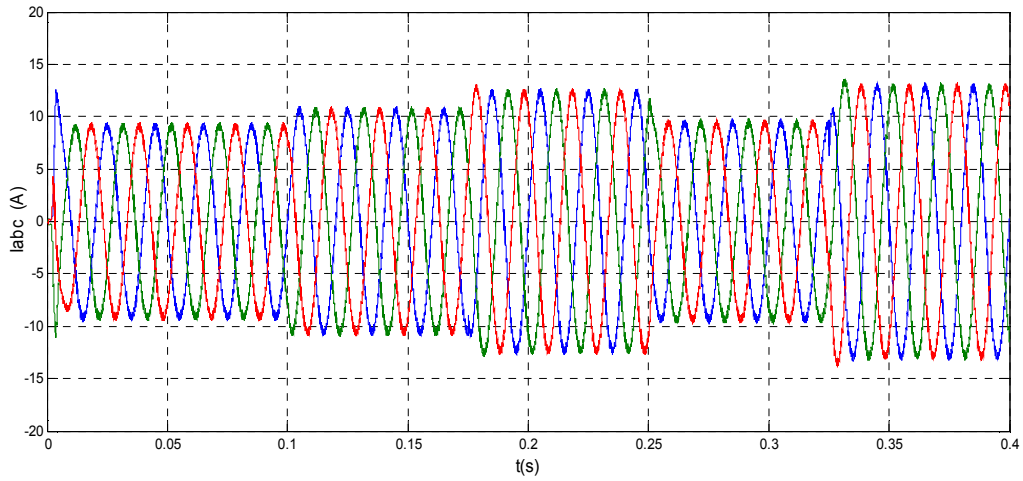


Figure III.38 Forme des courants injectés au réseau électrique

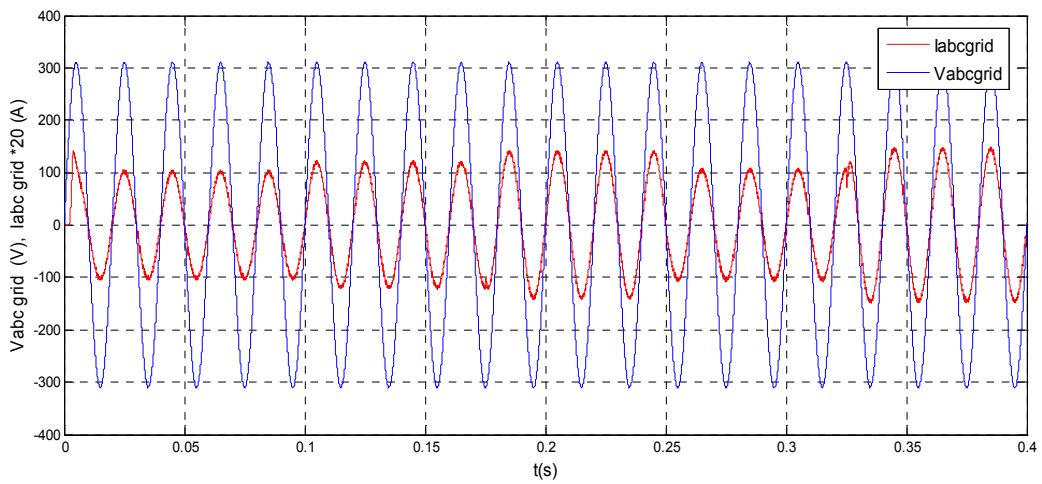


Figure III.39 Forme des tensions et courants injectés au réseau électrique

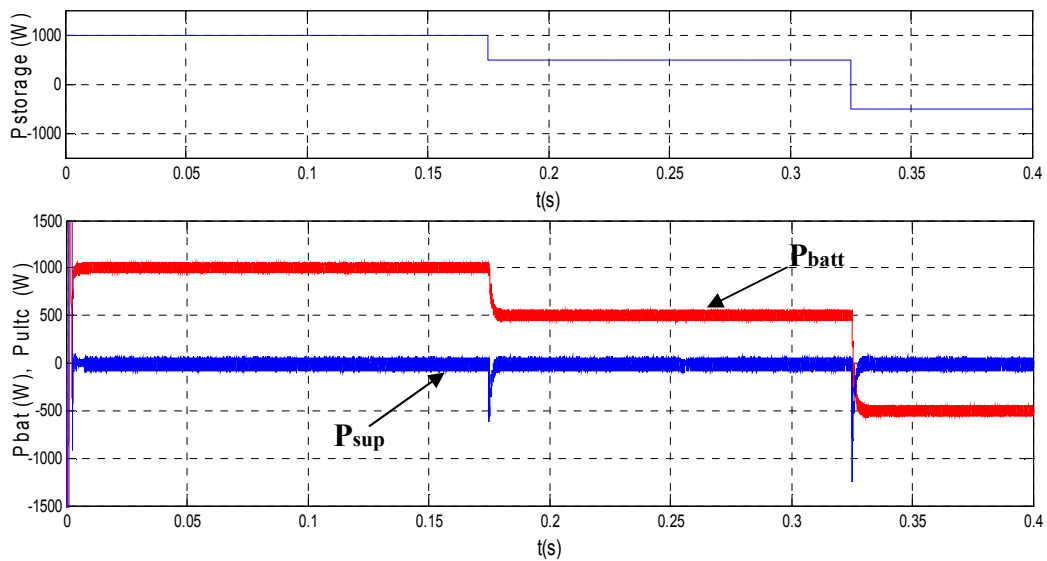


Figure III.40 Variation des puissances du stockage

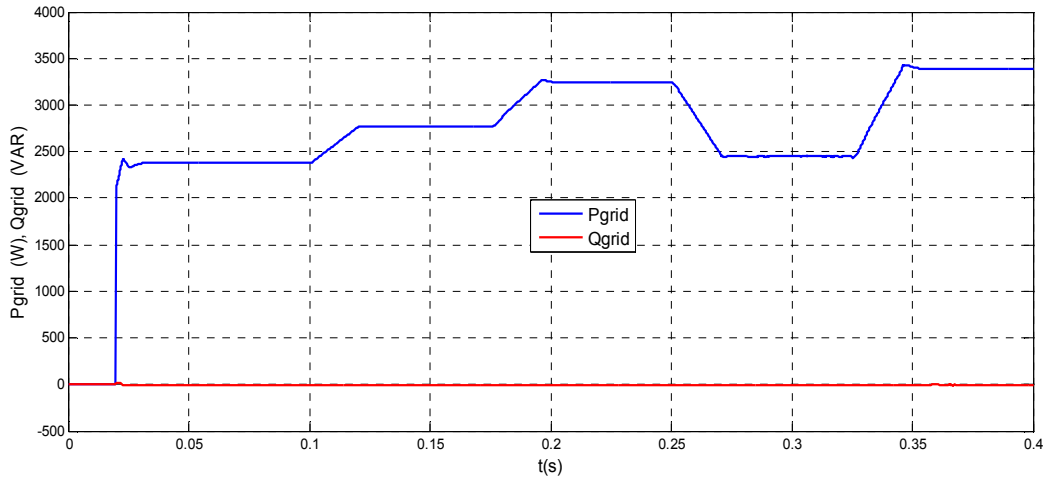


Figure III.41 Puissance active et réactive injectées au réseau électrique

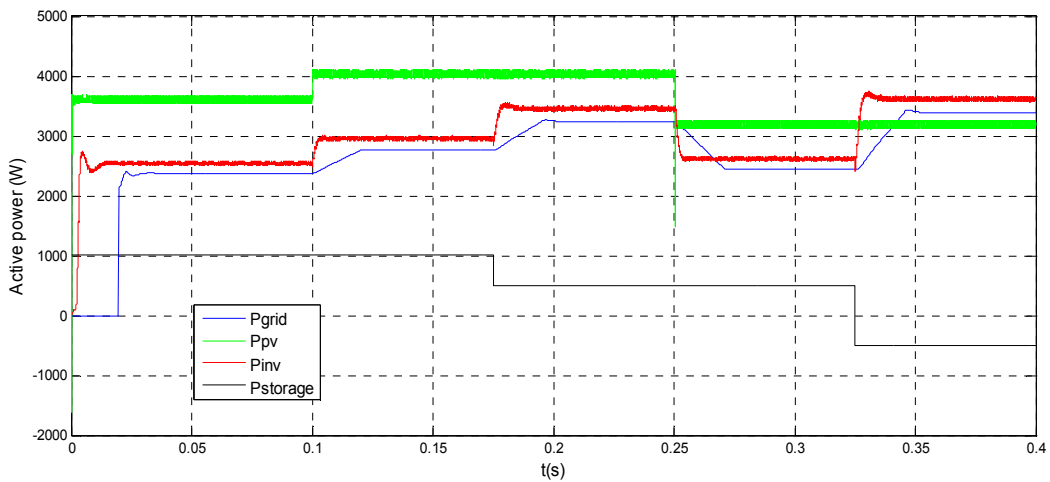


Figure III.42 Bilan de puissance du système étudié

Durant toute la durée de simulation et en particulier dans les instants de variation ($t=0.1s$ et $t=0.25s$), on constate une bonne poursuite du point de puissance maximale MPP par l'algorithme P&O adopté avec une bonne dynamique comme il est montré sur la figure III.35. D'autre part, comme il est exposé sur la figure III.36, la tension du bus continu est maintenue à sa valeur de référence 400V avec une très bonne dynamique face à toutes brusques variations VAR appliquées, ce qui démontre la robustesse de la régulation utilisée.

Les tensions et les courants de sortie de l'onduleur sont exposés sur les figures III.37 et III.38, la forme des courants suit convenablement le sens de variation de la puissance PV et celle de stockage, ainsi, entre 0.325s et 0.4s les courants sont augmentés grâce à la participation du stockage avec une puissance de 500W ajoutée à la puissance totale injectée. D'autre part, un facteur de puissance unitaire est assuré durant toute la simulation, cela est

justifié par le déphasage nul observé entre la tension du réseau et le courant injecté (figure III.39).

Avec le profile de stockage imposé, la puissance du banc des batteries suit le régime permanent parce que ces dernières ont un grand temps de réponse. Ainsi, les supercondensateurs participent seulement durant le régime transitoire ou il y'a une brusque variation de la référence de stockage (figure III.40).

Le contrôle séparé de la puissance active et réactive utilisé impose convenablement le niveau de la puissance disponible dans le système avec une bonne dynamique (figure III.41). D'autre part, la figure III.42 montre une complémentarité harmonieuse entre les puissances des éléments du système pour chaque variation de la puissance PV ou celle de stockage, la différence de puissance entre ces deux dernières est directement injectée au réseau électrique. De même, le système de stockage (batteries et supercondensateurs) peut aussi délivrer la puissance lorsque le réseau électrique est en déficit, comme il est enregistré entre 0.325s et 0.4s.

III.5 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage hybride (batterie + pompage d'eau)

Dans les régions arides et semi arides, le cas du Sahara algérien par exemple, la ville de Ghardaïa qui se situe à 600km de la capitale Alger, elle est caractérisée par une énorme irradiation solaire durant toute l'année (3000 heures/année, irradiation globale annuelle moyenne 6000 Wh/m²). En effet, les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique sont les plus attractives dans ces conditions ; aussi, les systèmes de pompage d'eau représentent le moyen le plus efficace pour alimenter les citoyens par l'eau potable et les agriculteurs pour irriguer les champs agricoles qui sont loin des lignes du réseau électrique [87, 88, 89].

L'association d'un système de pompage d'eau au système PV connecté au réseau permet de maximiser l'utilisation de l'énergie solaire disponible, ce qui nous donne la possibilité de l'injecter, de la stocker dans les batteries, et de la transformer en une puissance hydraulique de l'eau. Le schéma global du système est montré sur la figure III.43.

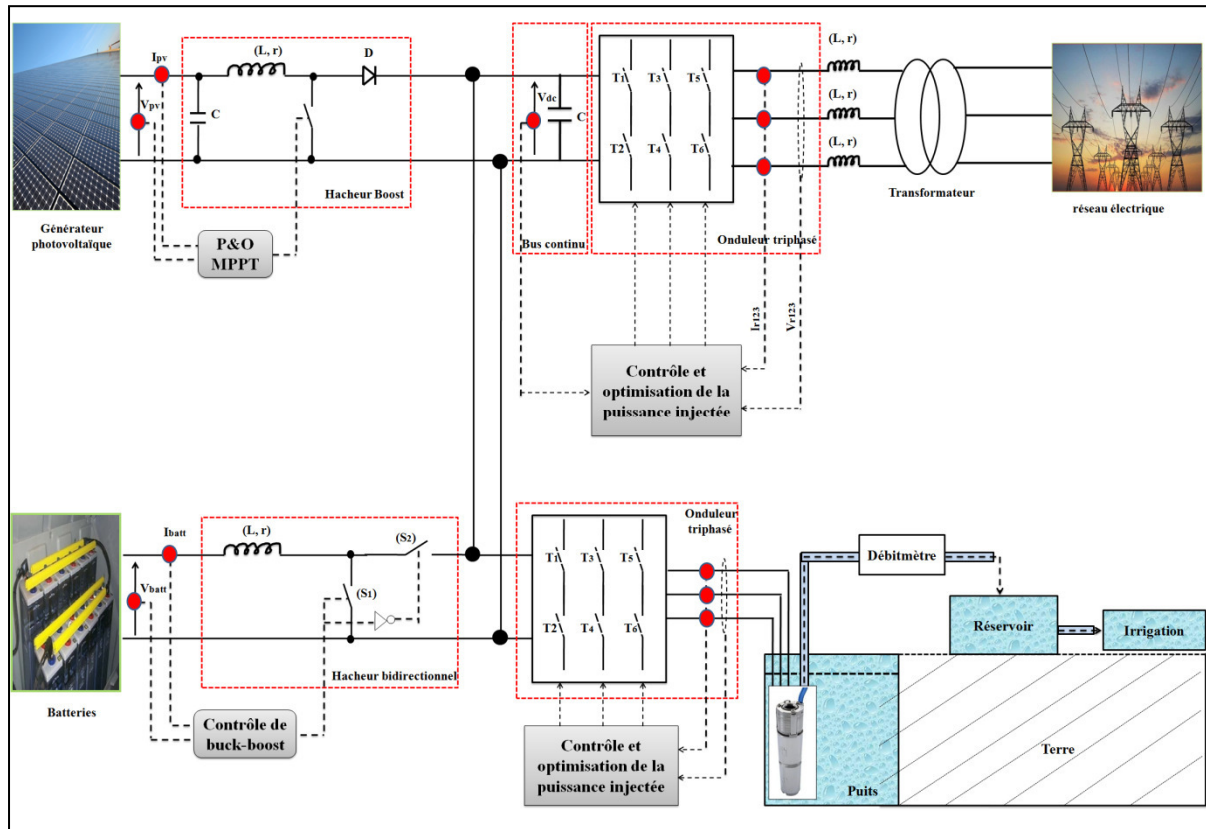


Figure III.43 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec stockage hybride (batterie et pompage d'eau)

La motivation d'étude de ce système se résume dans l'amélioration des performances du système classique, en particulier une meilleure flexibilité de la phase du stockage. Dans ce contexte, le surplus de puissance PV est envoyé sous forme électrique vers le banc des batteries et sous forme hydraulique vers les habitants et pour irriguer les surfaces agricoles qui sont situées autour de ces installations. L'ajout d'un système de pompage d'eau au bus continu permet aussi d'augmenter la puissance stockée ce qui améliore le rendement global de l'installation.

III.5.1 Etude et commande du système de pompage alternatif

III.5.1.1 Pompe alternative centrifuge

Les pompes alternatives sont les plus utilisées surtout dans les hautes puissances, elles sont constituées d'un moteur alternatif (asynchrone ou universel) monté sur une pompe centrifuge. Pour commander le groupe moteur-pompe, il est indispensable de contrôler la vitesse de rotation du moteur dans les différentes situations qui peuvent exister réellement.

III.5.1.2 Modélisation du moteur asynchrone

Le modèle électrique dans le repère de Park (d, q) du moteur asynchrone lié au champ tournant est exprimé de la manière suivante [90, 91]:

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \omega_s \phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} + \omega_s \phi_{ds} \\ 0 = R_r I_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - \omega_s l \phi_{qr} \\ 0 = R_r I_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} + \omega_s l \phi_{dr} \end{cases} \quad (\text{III.23})$$

Le couple électromagnétique du moteur asynchrone peut être dérivé de l'expression de la coénergie ou obtenu à l'aide d'un bilan de puissance. Il peut être exprimé de la manière suivante:

$$\begin{cases} C_e - C_r = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega \\ C_e = pL_m (I_{qs} I_{dr} - I_{ds} I_{qr}) \end{cases} \quad (\text{III.24})$$

III.5.1.3 Commande vectorielle du moteur asynchrone

Le principe de cette commande est de réduire l'équation de couple électromagnétique de la machine afin d'être comparable à celle d'une machine à courant continu à excitation indépendante, où il y'a un découplage naturel entre la grandeur commandant le flux, le courant d'excitation, et celle liée au couple, le courant d'induit [90, 91, 92]. Ce passage permet d'obtenir une réponse très rapide du couple. L'expression de ce dernier s'exprime dans le repère (d, q) comme suit:

$$C_e = p \frac{L_m}{L_r} (\phi_{dr} I_{qs} - \phi_{qr} I_{ds}) \quad (\text{III.25})$$

On s'aperçoit que si l'on élimine le deuxième produit (ϕ_{qr}, I_{ds}), alors le couple ressemblerait à celui d'une MCC. Il suffit alors, d'orienter le repère (d, q) de manière à annuler la composante de flux en quadrature ($\phi_{qr} = 0, \phi_r = \phi_{dr}$).

$$C_e = \left(\frac{pL_m}{L_r} \right) \phi_r I_{qs} \quad (\text{III.26})$$

Le flux du rotor peut être exprimé en fonction du courant i_{ds} comme suit :

$$P_{dc-ref} = P_{pv} + P_{batt} + P_{hyd} - P_{ref} \quad (III.30)$$

La puissance PV et la puissance hydraulique sont des puissances unidirectionnelles, par contre, la puissance de la batterie est positive dans le mode charge, et négative dans la décharge. La puissance issue des modules PV est contrôlée par l’algorithme P&O, aussi, les batteries sont asservies à leurs puissances de références par la régulation de courant déjà étudiée précédemment. La référence de puissance active injectée au réseau électrique est exprimée comme suit :

$$P_{ref} = P_{pv} + P_{batt} + P_{hyd} - P_{dcref} \quad (III.31)$$

Comme dans les systèmes précédents, on utilise un régulateur PI pour la régulation de la tension du bus continu, les performances de cette boucle ont été testés dans des rigoureuses situations pour assurer le bon fonctionnement du système.

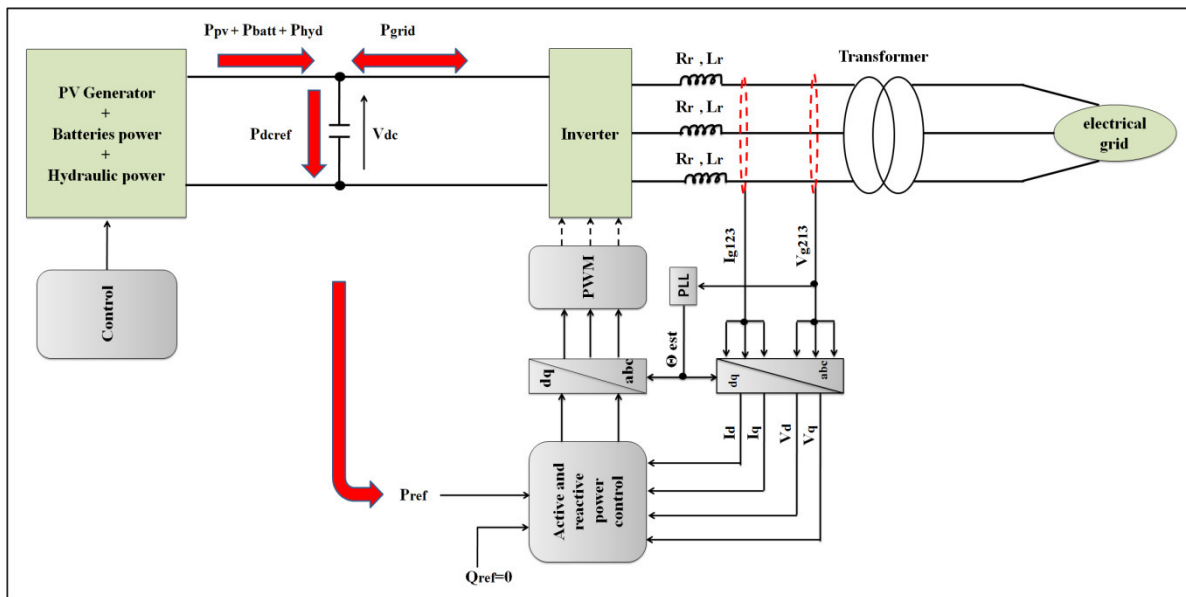


Figure III.45 Management des puissances dans le système PV connecté au réseau électrique

III.5.3 Résultats de simulation et interprétations

Les paramètres de simulation sont similaires au système précédent, tandis que la tension du bus continu est maintenue à une valeur de 600V. Le générateur PV est constitué de 20 modules de 235W crête, le banc de stockage électrochimique contient 30 batteries de 12 V. Le système de pompage d’eau est composé d’une pompe alternative de 4kW avec une vitesse de rotation du moteur de 1430tr/mn (voir Annexe.3). Durant la simulation nous avons fixé des profils représentatifs pour le banc des batteries et pour les phases de pompage d’eau, ainsi, la

puissance injectée au réseau sera établi en fonction de l'état d'énergie de chaque sous système. Les résultats de simulation sont montrés sur les figures III.46 - III.55.

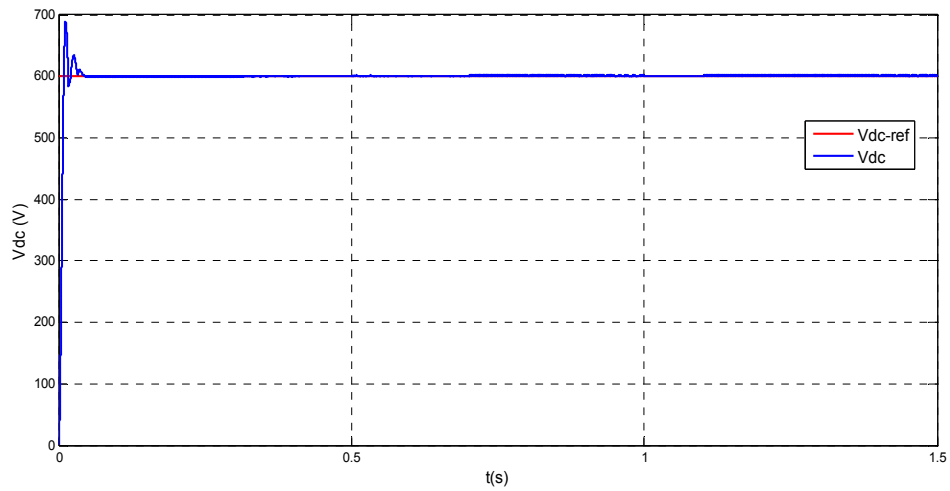


Figure III.46 Bus continu

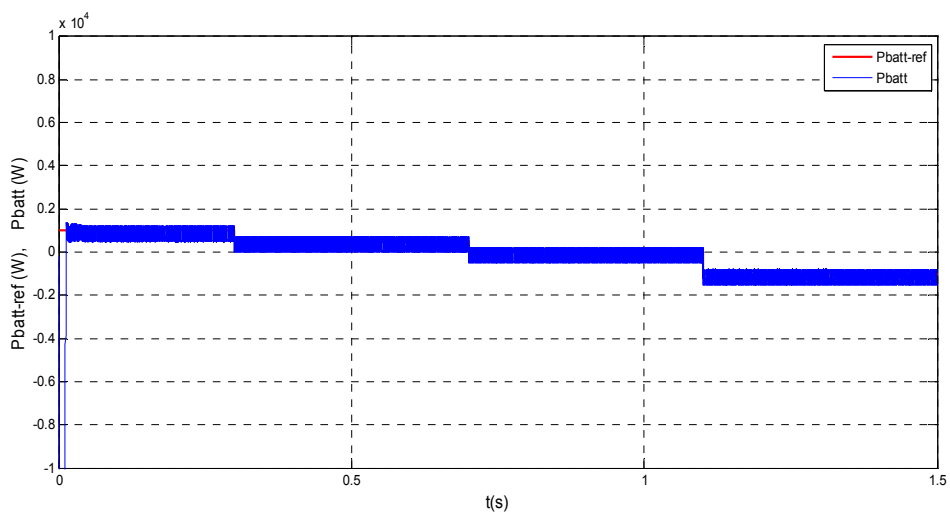


Figure III.47 Variation de la puissance des batteries

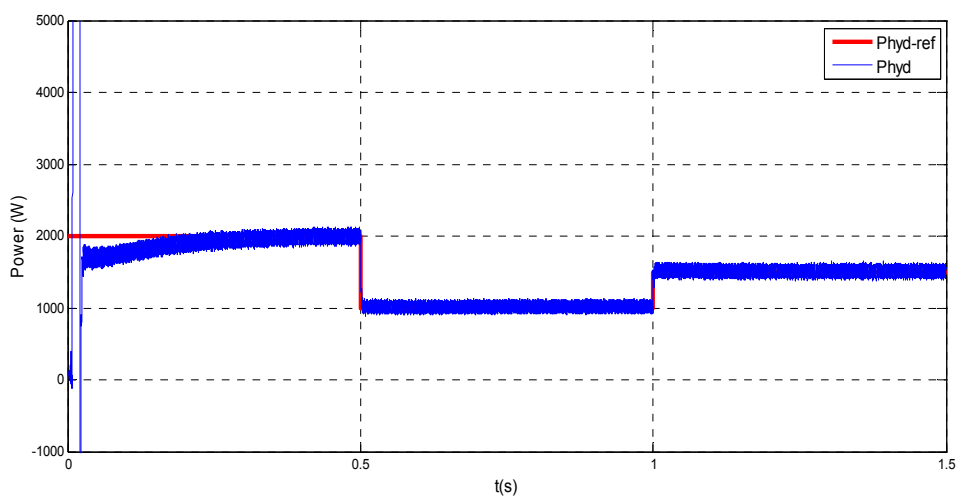


Figure III.48 Puissance hydraulique du système de pompage

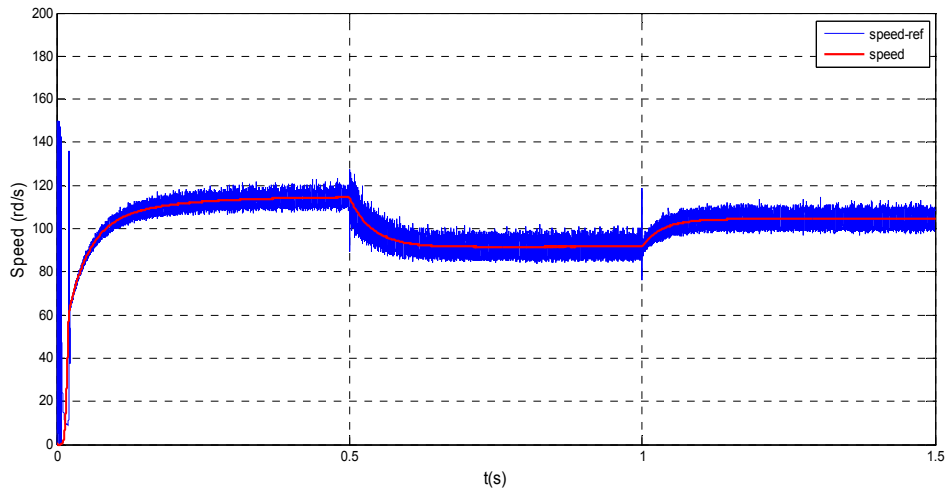


Figure III.49 Vitesse de rotation du moteur asynchrone

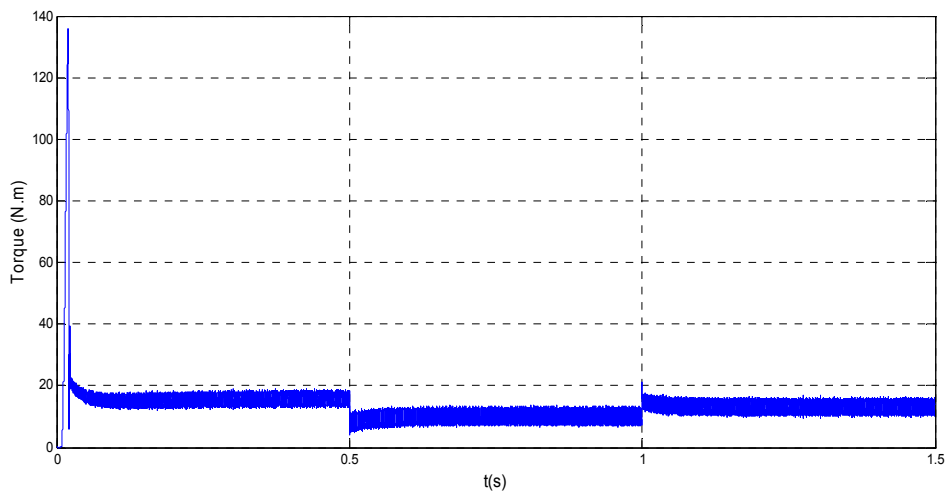


Figure III.50 Couple du moteur asynchrone

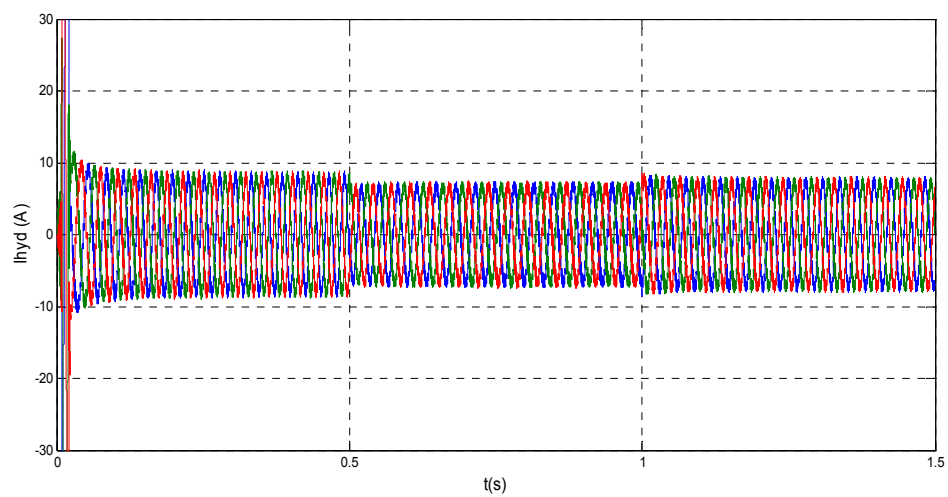


Figure III.51 Courants absorbés par le moteur asynchrone

Les performances de la régulation du bus continu ont été montrés sur la figure III.46, une tension de 600V est maintenue avec une très bonne dynamique et une bonne stabilité vis-à-vis tous les changements climatiques et tous les échanges de puissance entre le générateur PV, les systèmes de stockage et le réseau électrique. Aussi, la régulation de la puissance des batteries garde la valeur de référence imposée dans les périodes de charge (entre 0 et 0.7s), de décharge (entre 1.1s et 1.5s) et dans le mode déconnecté (entre 0.7s et 1.1s) comme le montre la figure III.47.

La vitesse de rotation du groupe moteur-pompe est déterminée en fonction de la puissance de stockage de référence, il est clair d’observer qu’un suivi parfait est enregistré entre la vitesse réel du moteur et celle de référence pour plusieurs niveau de puissance, pareillement, pour le couple et les courants absorbés par le moteur comme il est bien exposé sur les figures III.48 - III.51.

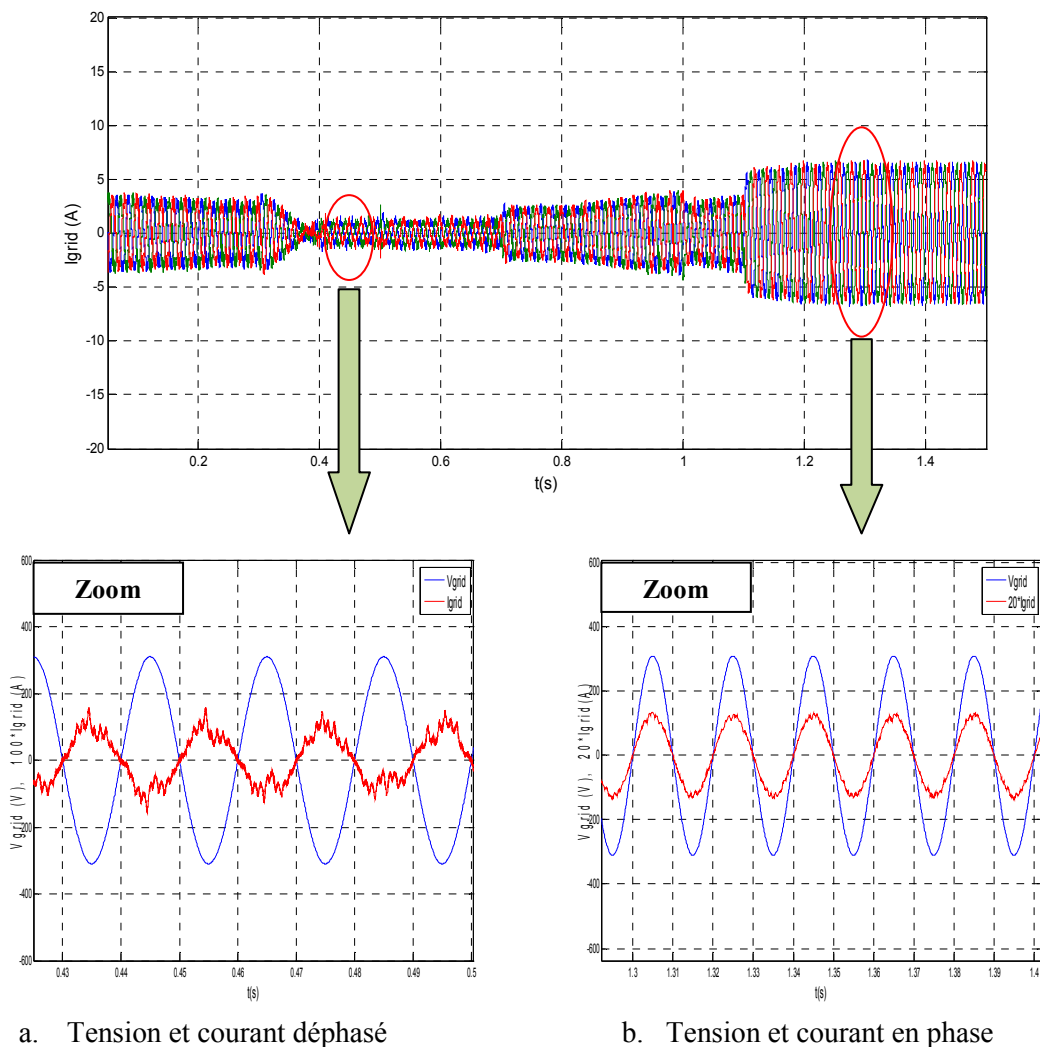


Figure III.52 Courants injectés au réseau électrique

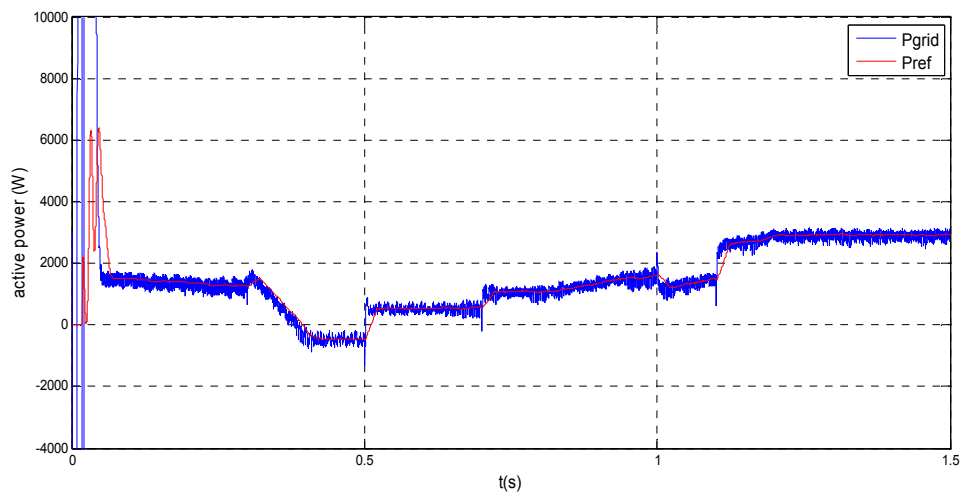


Figure III.53 Puissance active injectée au réseau électrique

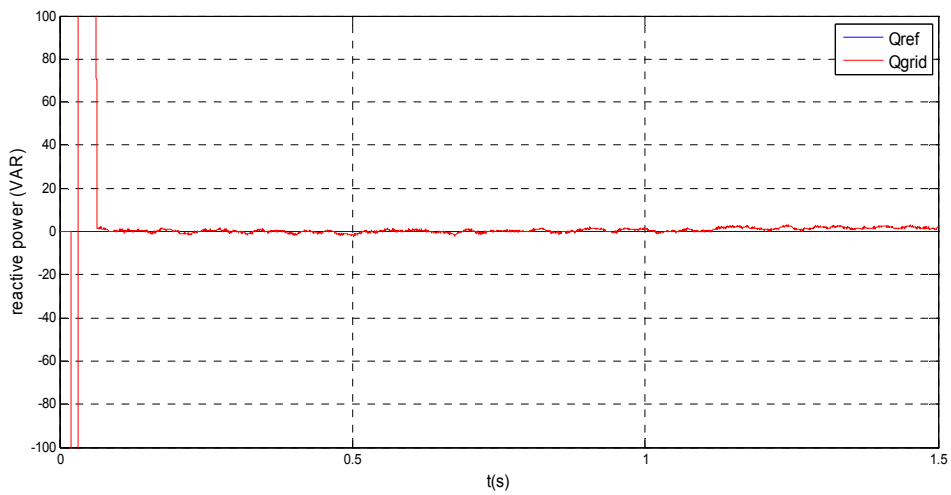


Figure III.54 Puissance réactive injectée au réseau électrique

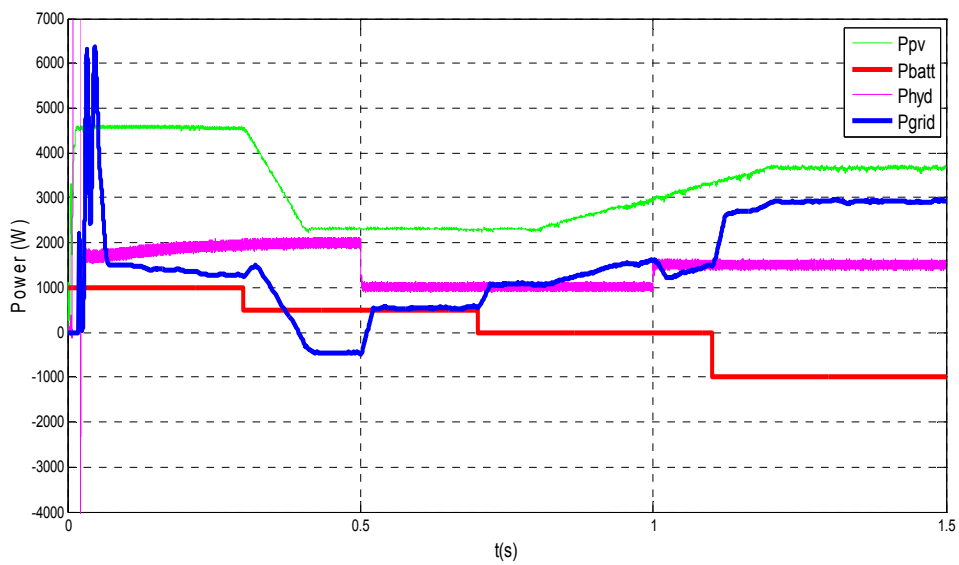


Figure III.55 Bilan de puissances du système PV connecté au réseau électrique

Les performances de l'algorithme des puissances active et réactive découplées sont testées et montrées sur les figures III.53 et III.54, un suivi harmonieux des références est remarqué durant toute la simulation pour toutes les conditions. Les courants injectés au réseau électrique ont aussi une forme similaire au sens de variation de la puissance active, de même, un facteur de puissance unitaire est prouvé dans le passage à zéro simultané de tension et courant comme il est montré sur la figure III.52.b.

Dans ce travail, le système de pompage d'eau est considéré comme un moyen de stockage hydraulique sollicité lorsque nous avons un surplus de la puissance photovoltaïque, ce qui nous a permis d'injecter au réseau électrique et de stocker l'eau dans les réservoirs pour irriguer les champs agricoles. Aussi, lorsque le système est sous faibles conditions d'éclairements (ombrages, nuages...), la demande peut être satisfaite par le passage inverse de la puissance du réseau électrique vers le système de pompage ou vers le banc des batteries, comme il est montré sur les figures III.52.a et III.55.

Le bilan de puissances du système étudié (figures III.55) donne des bonnes indications concernant la stabilité globale, et la flexibilité d'échange d'énergie entre le générateur PV, les batteries, le système de pompage et le réseau électrique. Lorsque le banc des batteries est déconnecté (entre 0.7s et 1.1s), plus d'énergie électrique est transformée en énergie hydraulique pour alimenter les agriculteurs. Entre 1.2s et 1.5s, les batteries sont chargées, donc elles peuvent soutenir le réseau électrique.

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons effectué une étude détaillée sur trois installations solaires photovoltaïques connectées au réseau électrique. Dans la première, la puissance photovoltaïque produite est transmise à travers un hacheur élévateur pour assurer le suivi du point PPM, et un onduleur de tension à deux niveaux pour contrôler le niveau des puissances active et réactive injectées. D'autre part, pour diminuer l'effet du caractère aléatoire de l'énergie solaire, un banc des batteries est monté au bus continu en utilisant un hacheur élévateur-abaisseur pour le contrôle et le suivi des périodes de charge et de décharge.

Dans la deuxième installation, nous avons intégré un autre moyen de stockage qui est le supercondensateur. L'avantage principal de ces éléments, c'est qu'ils ont une puissance volumique importante, c'est-à-dire ils peuvent fournir une grande puissance durant un temps très court. Pour optimiser notre système de stockage, nous avons utilisé les batteries lorsqu'on est au régime permanent de profil de stockage, et les supercondensateurs, exclusivement au moment transitoire de passage d'un niveau à un autre.

Dans la troisième installation, un système de pompage photovoltaïque est intégré au bus continu de la chaîne de conversion principale. L'objectif c'est d'avoir une grande flexibilité de système de stockage et l'amélioration du rendement de conversion totale de l'installation. Comme nous avons vu, l'excès de la puissance produite est absorbé par les batteries et convertie en puissance hydraulique pour irriguer les surfaces agricoles qui sont situées autour du système.

Les résultats de simulation présentés dans la section précédente relative aux trois systèmes étudiés, montrent une très bonne performance du fonctionnement durant tous les scénarios imposés.

Dans le chapitre suivant, nous allons introduire deux nouveaux types de convertisseurs continu-alternatif (onduleur Z-source et onduleur Quasi Z-source). Et cela, pour améliorer le rendement de conversion et diminuer le coût total de l'installation.

CHAPITRE -IV-

Intégration de l'Onduleur Z- Source dans les Systèmes Photovoltaïques

IV.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons étudié et commandé une chaîne de production solaire photovoltaïque connectée au réseau électrique en présence d'un système de stockage électrochimique, hybride et avec un système de pompage d'eau. Les résultats obtenus ont montré les performances de l'installation PV.

Dans ce chapitre, nous allons étudier l'intégration des nouveaux convertisseurs d'électronique de puissance dans les systèmes de production solaire photovoltaïque. Après la présentation des avantages et des limitations des onduleurs classiques, l'onduleur Z-source sera proposé. Des modélisations, des techniques de contrôle et des simulations seront données et réalisées pour montrer l'importance de ce convertisseur. De même, pour faire face aux quelques problèmes techniques de ce dernier, un autre convertisseur qui s'appelle onduleur Quazi Z-source sera introduit. Pour vérifier le comportement de l'onduleur Quazi Z-source dans un système photovoltaïque, nous allons l'intégrer en premier lieu dans une alimentation électrique autonome avec un stockage électrochimique (batterie). Dans ce cas, le contrôle en temps réel de la tension des charges est appliqué pour assurer une forme d'onde adéquate et une valeur de tension suffisante aux fonctionnements ordinaires des consommateurs. L'onduleur Quazi Z-source est incorporé dans une installation photovoltaïque connectée au réseau électrique avec stockage hybride (batterie et supercondensateurs) dans la deuxième partie de travail. Le suivi du point de puissance maximale MPPT du générateur PV et le contrôle séparé des puissances active et réactive injectées seront utilisés simultanément pour générer les séquences de commutations de l'onduleur Quazi Z-source.

Des résultats de simulation devront valider d'une manière efficace la faisabilité et le bon fonctionnement de ce nouveau convertisseur, ainsi, que son intégration dans les deux modes de fonctionnement étudié.

IV.2 Onduleur de tension et de courant

Les convertisseurs continu-alternatif ou onduleurs, sont des structures d'électronique de puissance qui font le changement de la nature du courant et de la tension d'entrée du continu vers un courant et une tension de sortie alternatif avec une fréquence donnée. Classiquement, les onduleurs sont classés en deux grandes catégories: onduleur de tension (VSI) et onduleur de courant (CSI) [93, 94].

IV.2.1 Onduleur de tension

Un onduleur de tension est celui dans lequel la source d'entrée est une tension constante est indépendante du courant de la charge (figure IV.1). Ils sont construits à partir

des commutateurs d'électronique de puissance (IGBT, Mosfet...); ainsi, les ondes alternatives de sortie (tension et courant) dépendent des états de ces interrupteurs. Les onduleurs de tension ont de nombreuses applications industrielles, telles que les variateurs de vitesse, entraînement électrique, dans le control et le management des systèmes d'énergie renouvelable [93, 94].

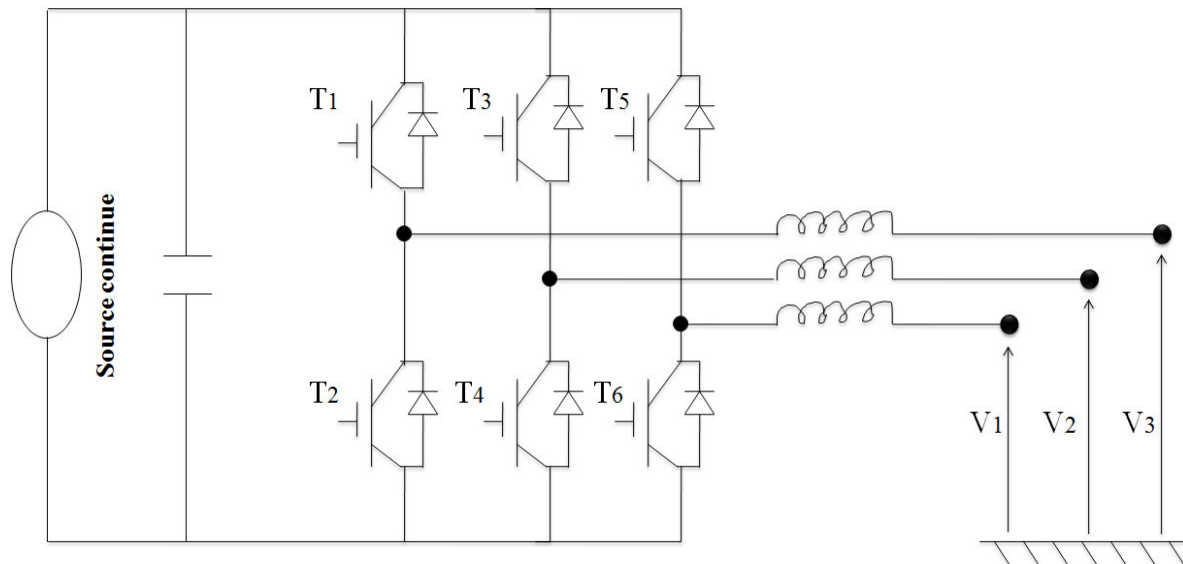


Figure IV.1 Onduleur de tension

La tension d'entrée continue peut être une batterie, une pile à combustible, ou un pont de redresseur à diodes selon le type d'application. Les interrupteurs sur la figure IV.1 sont représentés par des IGBTs avec une diode antiparallèle pour fournir un flux de courant bidirectionnel. Malgré le large domaine d'application de ces convertisseurs, ils ont quelques limites techniques à savoir:

- L'onduleur de tension est un convertisseur abaisseur de tension dans la conversion continu-alternatif, et un élévateur de tension dans la conversion alternatif-continu.
- Pour une application où la tension d'entrée n'est pas suffisante, un convertisseur DC-DC élévateur supplémentaire est indispensable pour obtenir la valeur de la tension de sortie désirée. En effet, les pertes et le coût du système vont augmenter.
- Les interrupteurs supérieurs et inférieurs de chaque bras ne peuvent pas être commandés simultanément, pour éviter le court circuit et donc l'endommagement du convertisseur.
- Un filtre de sortie est nécessaire pour fournir une tension sinusoïdale, ce qui entraîne une perte de puissance.

IV.2.2 Onduleur de courant

Dans cet onduleur, la source d'entrée est généralement constituée d'un générateur de tension continue en série avec une inductance suffisante pour assurer un lissage quasi parfait du courant source (figure IV.2). La charge doit être une branche de type tension; le plus souvent un condensateur assure la continuité de la tension aux bornes de cette branche. La commande de l'onduleur impose la forme du courant dans la charge et la charge impose la forme de la tension. Ce type d'onduleur est moins souvent utilisé que l'onduleur de tension; il est réservé aux montages de forte puissance nécessitant l'emploi de thyristors, la commutation d'ouverture de ces composants est facilitée grâce à sa structure [93, 94].

Haut du formulaire
Bas du formulaire

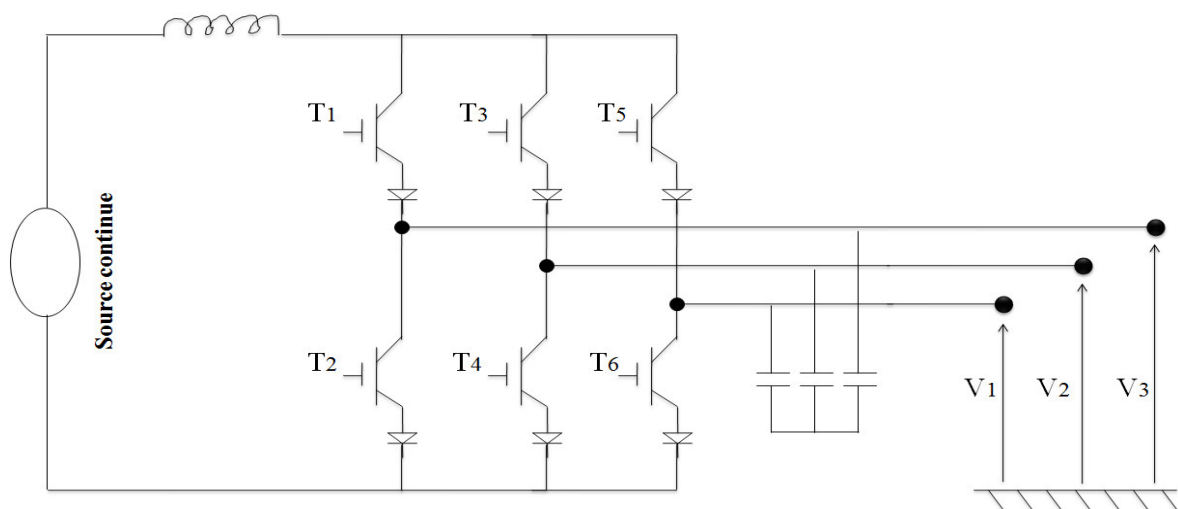


Figure IV.2 Onduleur de courant

Dans ce convertisseur, six interrupteurs sont utilisés dans le circuit principal ; ainsi, les transistors bipolaires à grille isolée (IGBT) avec une diode en série sont les commutateurs les plus utilisés pour assurer un flux de courant unidirectionnel et une capacité de blocage de tension bidirectionnelle. Les onduleurs de courant ont aussi quelques limites techniques [94]:

- Il est considéré comme élévateur de tension dans la conversion continu-alternatif, et abaisseur de tension dans la conversion alternatif-continu.
- Un autre convertisseur DC-DC est nécessaire pour les applications qui nécessitent une plage de tension étendue.
- Au moins l'un des trois interrupteurs supérieurs et l'un des trois interrupteurs inférieurs doivent être fermés à tout moment pour éviter le circuit ouvert de la source de courant d'entrée.
- Les interrupteurs utilisés doivent bloquer la tension inverse, ce qui nous oblige d'insérer des diodes en série.

D'après l'étude que nous avons fait sur ces deux onduleurs classiques, la remarque pertinente qu'on peut tirer c'est qu'ils ont quelques problèmes communs à savoir :

1. Ils sont des convertisseurs élévateur ou abaisseur de tension, c'est-à-dire leur gamme de sortie est limitée à plus ou moins la tension d'entrée.
2. Pour mesure de sécurité des convertisseurs, il faut toujours assurer la non fermeture simultanée des interrupteurs d'un seul bras dans les onduleurs de tension, et la non ouverture simultanée des interrupteurs d'un seul bras dans les onduleurs du courant.
3. La nécessité d'utiliser un convertisseur DC-DC supplémentaire dans certaines applications.

Pour surmonter la limitation mentionnée ci-dessus de l'onduleur classique, une topologie de convertisseurs innovants appelés onduleur Z-source (ZSI) est proposée et développée [57].

IV.3 Onduleur Z-source

L'onduleur Z-source (ZSI) est une topologie très émergente des convertisseurs d'électronique de puissance, elle offre des propriétés très intéressantes telles que : la conversion en une seule étape, et l'élévation et la diminution de la tension. En conséquence, le ZSI a récemment reçu beaucoup d'attention [57, 94, 95, 96, 97]. Il est constitué d'un réseau des impédances Z, comprenant deux condensateurs et deux inductances montés en X et connectés à un onduleur triphasé comme il est représenté sur la figure IV.3. Aussi, une diode est utilisée pour empêcher le passage des courants inverses. La source d'entrée peut être une batterie, un condensateur, un pont redresseur à diodes, une pile à combustible, un générateur photovoltaïque, ou une combinaison de source avec d'autres convertisseurs.

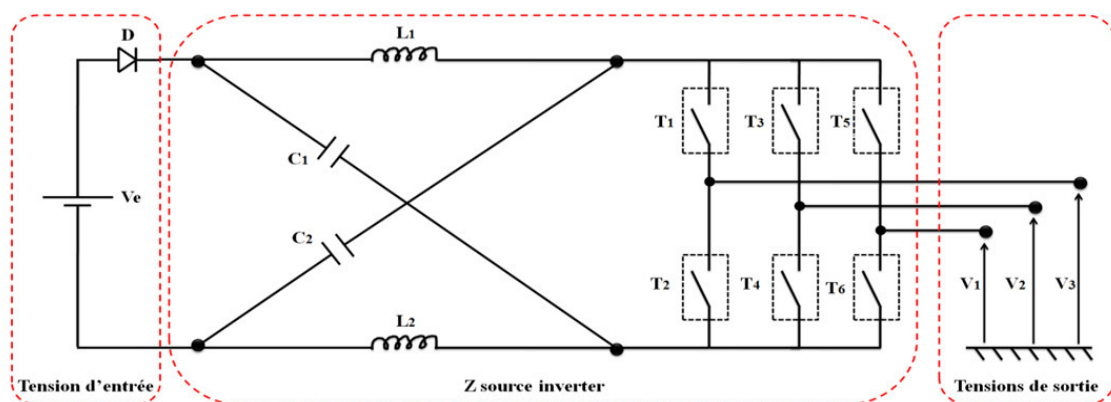


Figure IV.3 Onduleur Z-source

IV.3.1 Principe de fonctionnement et modélisation

L'onduleur Z-source utilise avantageusement les états de tir (*shoot through state*) pour modifier la valeur de la tension continue d'entrée, en basculant à l'état fermé en même temps au moins deux interrupteurs d'un seul bras du convertisseur. Cette opération provoque un court-circuit dans les onduleurs classiques ; par contre, dans ce nouveau convertisseur le réseau d'impédances Z élimine totalement ce phénomène. En effet, la tension alternative de sortie peut être variée entre zéro et l'infini indépendamment de la tension d'entrée, Autrement dit, l'onduleur Z-source est un convertisseur élévateur et abaisseur de tension avec une large gamme de variation. Par conséquent, nous obtenons un étage de conversion d'énergie plus efficace et fiable [57, 96, 97, 98]. Pour établir le principe de fonctionnement détaillé de ce convertisseur nous adoptons le schéma électrique équivalent simplifié par phase (figure IV.4).

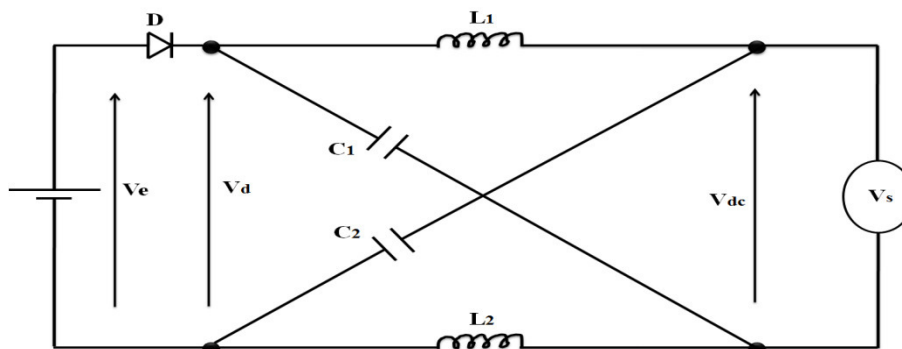


Figure IV.4 Schéma électrique équivalent par phase

L'onduleur Z-source devrait être en court-circuit lorsque l'onduleur est dans les états de tir (*shoot through state*), comme le montre la figure IV.5, alors qu'il devient une source équivalente de courant (figure IV.6), dans l'un des six états actifs couramment utilisés dans les onduleurs de tension classiques.

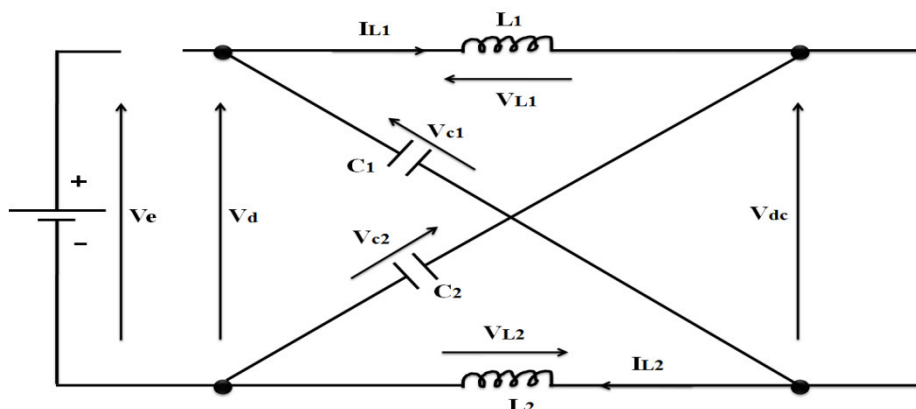


Figure IV.5 Schéma équivalent dans les états de tir

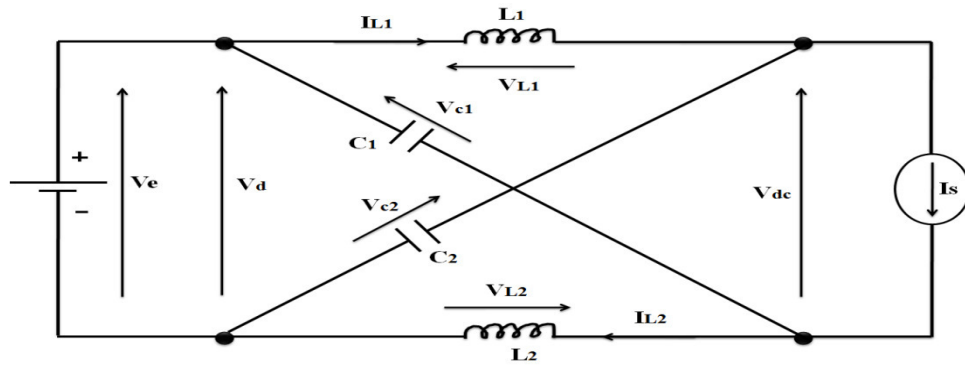


Figure IV.6 Schéma équivalent dans les états actifs

Si on suppose que les inductances (L_1, L_2) et les condensateurs (C_1, C_2) ont les mêmes valeurs d'inductance L et capacité C respectivement, le réseau d'impédance devient symétrique, donc la tension au borne de ces éléments peut être écrite de la manière suivante [57] :

$$\begin{cases} V_{c1} = V_{c2} = V_c \\ V_{L1} = V_{L2} = V_L \end{cases} \quad (IV.1)$$

La période de commutation T est divisée en deux intervalles, le premier est destiné pour les états de tir noté T_0 et le deuxième noté T_1 pour les états actifs traditionnels. Donc la période totale de commutation devient :

$$T = T_0 + T_1 \quad (IV.2)$$

Durant la période des états de tir T_0 , le fonctionnement du convertisseur est décrit par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} V_L = V_c \\ V_d = 2V_c \\ V_{dc} = 0 \end{cases} \quad (IV.3)$$

De même, dans un intervalle de temps T_1 , le système d'équations est défini comme suit :

$$\begin{cases} V_L = V_e - V_c \\ V_d = V_e \\ V_{dc} = V_c - V_L = 2V_c - V_e \end{cases} \quad (IV.4)$$

Dans le régime permanent, la tension moyenne des inductances dans une période de commutation T est nulle, donc à partir des systèmes d'équations (IV.3) et (IV.4) on peut écrire :

$$V_L = \bar{v}_L = \frac{T_0 V_c + T_1 (V_e - V_c)}{T} = 0 \quad (IV.5)$$

Donc :

$$\frac{V_c}{V_e} = \frac{T_1}{T_1 - T_0} \quad (\text{IV.6})$$

Par un raisonnement similaire, la tension moyenne du bus continu V_{dc} dans le régime permanent durant une période de commutation est donnée par l'équation suivante:

$$V_{dc} = v_{dc}^- = \frac{T_0 \cdot 0 + T_1(2V_c - V_e)}{T} \quad (\text{IV.7})$$

En utilisant l'équation (IV.6), la tension moyenne du bus continu devient :

$$V_{dc} = \frac{T_1}{T_1 - T_0} V_e = V_c \quad (\text{IV.8})$$

En effet, la tension maximale du bus continu est écrite de la manière suivante :

$$\hat{V}_{dc} = \frac{T}{T_1 - T_0} V_e \quad (\text{IV.9})$$

Avec

$$B = \frac{T}{T_1 - T_0} = \frac{1}{1 - 2\frac{T_0}{T}} = \frac{1}{1 - 2D} \geq 1 \quad (\text{IV.10})$$

Le rapport cyclique des états de tir : $D = \frac{T_0}{T}$ (IV.11)

En définissant la valeur B (facteur d'amplification de l'onduleur Z-source), on remarque qu'il est supérieur ou égal à l'unité, ce qui prouve la particularité de ce convertisseur.

L'indice de modulation M de l'onduleur est :

$$M = \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) \quad (\text{IV.12})$$

A partir des équations (IV.10) et (V.11), on peut écrire le facteur d'amplification de la manière suivante :

$$B = \frac{1}{2M - 1} \quad (\text{IV.13})$$

Dans les onduleurs de tension classiques, la tension alternative maximale de sortie est défini comme suit :

$$\hat{V}_{ac} = M \frac{\hat{V}_{dc}}{2} \quad (\text{IV.14})$$

Dans notre cas nous obtenons l'équation suivante :

$$\hat{V}_{ac} = M.B \frac{V_e}{2} \quad (\text{IV.15})$$

D'après cette équation on peut dire que l'onduleur Z-source peut fonctionner en élévateur ou abaisseur de tension selon le choix de l'indice de modulation M et le facteur d'amplification B [57].

Selon les équations (IV.1) et (IV.6), la tension aux bornes des condensateurs peut être déterminée de la manière suivante :

$$V_{c1} = V_{c2} = V_c = \frac{1 - \frac{T_0}{T}}{1 - 2\frac{T_0}{T}} V_e = \frac{1 - D}{1 - 2D} V_e = \frac{M}{2M - 1} V_e \quad (\text{IV.16})$$

IV.3.2 Techniques de contrôle

Pour commander l'onduleur Z-source, ils existent plusieurs méthodes :

IV.3.2.1 Maximum boost control

Dans ce type de contrôle, tous les états traditionnels de zéro sont convertis en états de tir comme il est montré sur la figure IV.7. Ils sont créés lorsque l'onde porteuse triangulaire est supérieure où inférieure à la valeur de la courbe de référence maximale et minimale (V_a , V_b , V_c) respectivement. Cette technique donne la possibilité d'avoir un gain de tension maximal avec un minimum de contraintes, et cela avec un rapport cyclique des états de tirs le plus grand possible. Le contrôle avec un gain de tension maximal convient aux applications qui ont une fréquence de sortie fixe où relativement élevée [99, 100].

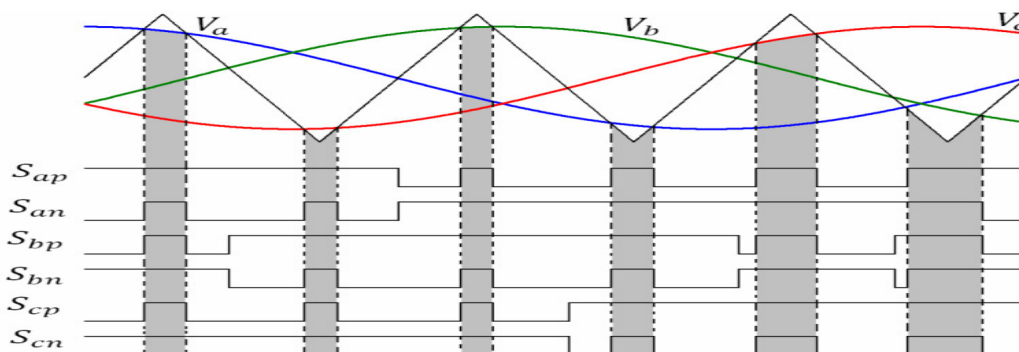


Figure IV. 7 Maximum boost control technique [99]

IV.3.2.2 Constant maximum boost control

Pour réduire le volume et le coût du convertisseur, il est important de toujours garder le rapport cyclique des états de tir constant. De même, un gain maximal de tension pour tous

les indices de modulation donnée est souhaité pour réduire la contrainte de tension aux bornes des interrupteurs [99, 100]. Ce type de contrôle permet d'avoir un gain maximal de tension tout en gardant le rapport cyclique constant ; la procédure est effectuée de la même manière que la technique précédente, mais avec la troisième harmonique de la tension de référence (figure IV. 8).

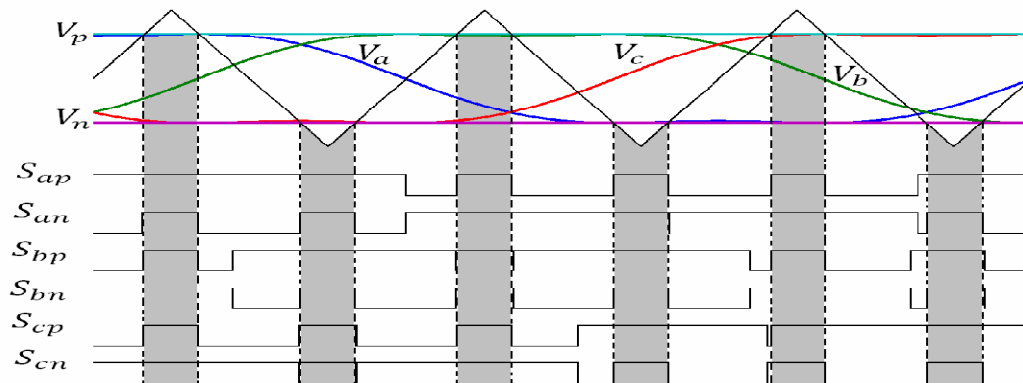


Figure IV. 8 Constant maximum boost control technique [99]

IV.3.2.3 Simple boost control

Dans cette technique, on utilise deux lignes droites supérieures ou égales à la valeur crête de la tension triphasée de référence pour générer les états de tir (shoot through pulse) dans un PWM sinusoïdal traditionnel comme il est indiqué sur la figure IV.9. Quand la porteuse triangulaire est supérieure ou inférieure à la ligne V_p et V_n respectivement, les états de tir sont activés ; sinon, le système fonctionne avec la commande PWM traditionnelle. L'avantage majeur de cette méthode c'est qu'elle est simple ; cependant, les contraintes liées à des tensions élevées aux bornes des interrupteurs dans les états de zéro traditionnels sont les inconvénients [99, 100].

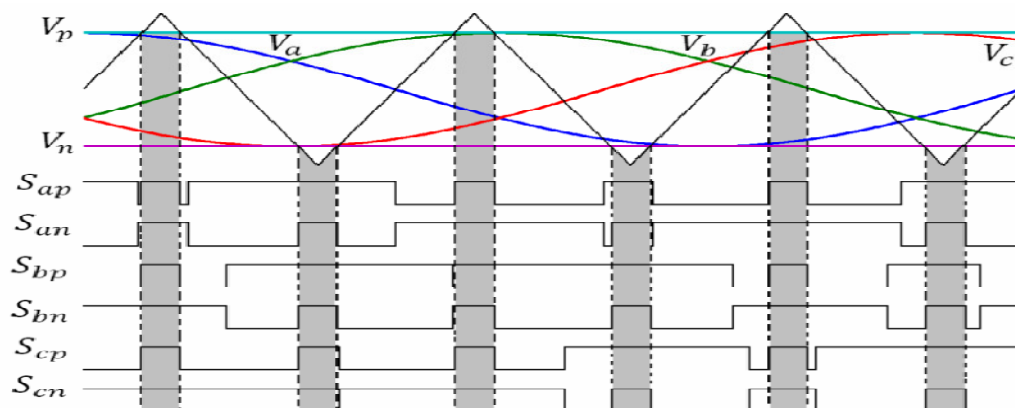


Figure IV. 9 Simple boost control technique [99]

L'onduleur Z-source a 15 états de commutation admissibles (vecteurs) contrairement aux onduleurs traditionnels de tension qui ont huit états. Ces derniers possèdent six vecteurs actifs lorsque la tension continue est appliquée à la charge et deux vecteurs zéro lorsque les trois interrupteurs inférieurs ou supérieurs de l'onduleur sont ouverts. Cependant, l'onduleur Z-source a un état zéro (vecteur) supplémentaire lorsque les bras de l'onduleur sont court-circuités. Cet état est interdit dans les onduleurs traditionnels. Il peut être généré de la manière suivante: par un bras de l'onduleur monophasé, ou par combinaisons de toutes les interrupteurs de l'onduleur triphasé. Le tableau ci-dessous montre les séquences de commutation du convertisseur par la méthode simple boost control [57].

Tableau IV.1 Séquences de commutation de l'onduleur Z-source

Etats	S1	S4	S2	S5	S3	S6
Actif 1	1	0	0	1	0	1
Actif 2	0	1	1	0	0	1
Actif 3	0	1	0	1	1	0
Actif 4	0	1	1	0	1	0
Actif 5	1	0	0	1	1	0
Actif 6	1	0	1	0	0	1
Nulle 0 (0V)	1	0	1	0	1	0
Nulle 0 (0V)	0	1	0	1	0	1
Etat de tir 1 (0V)	1	1	-	-	-	-
Etat de tir 2 (0V)	-	-	1	1	-	-
Etat de tir 3 (0V)	-	-	-	-	1	1
Etat de tir 4 (0V)	1	1	1	1	-	-
Etat de tir 5 (0V)	-	-	1	1	1	1
Etat de tir 6 (0V)	1	1	-	-	1	1
Etat de tir 7 (0V)	1	1	1	1	1	1

Il est évident que pendant ces états un ou plusieurs bras de l'onduleur sont court-circuités et la tension de charge est nulle, ce qui est le même que dans les états zéro traditionnels, donc le rapport cyclique des états actifs doit être maintenu pour générer la tension sinusoïdale de référence, cela signifie que les états de tir ne remplacent que certains ou tous les états zéro traditionnels.

Lorsque la tension continue d'entrée n'est pas suffisante pour générer directement la tension alternative de sortie désirée, le contrôle classique de l'onduleur (PWM, vectorielle...) est modifié par l'insertion des états de tir dans les intervalles de commutation traditionnelle (6 actifs et 2 nulles), ce qui résulte une amplification de la tension d'entrée du système.

Grace à sa simplicité et sa facilité de mise en oeuvre, la technique simple boost control est utilisée dans tout le reste du travail. Pour cela, nous allons tester le fonctionnement de l'onduleur Z-source dans un système autonome alimentant une charge résistive. Le montage est réalisé sous Matlab/Simulink comme il est indiqué sur la figure IV.10.

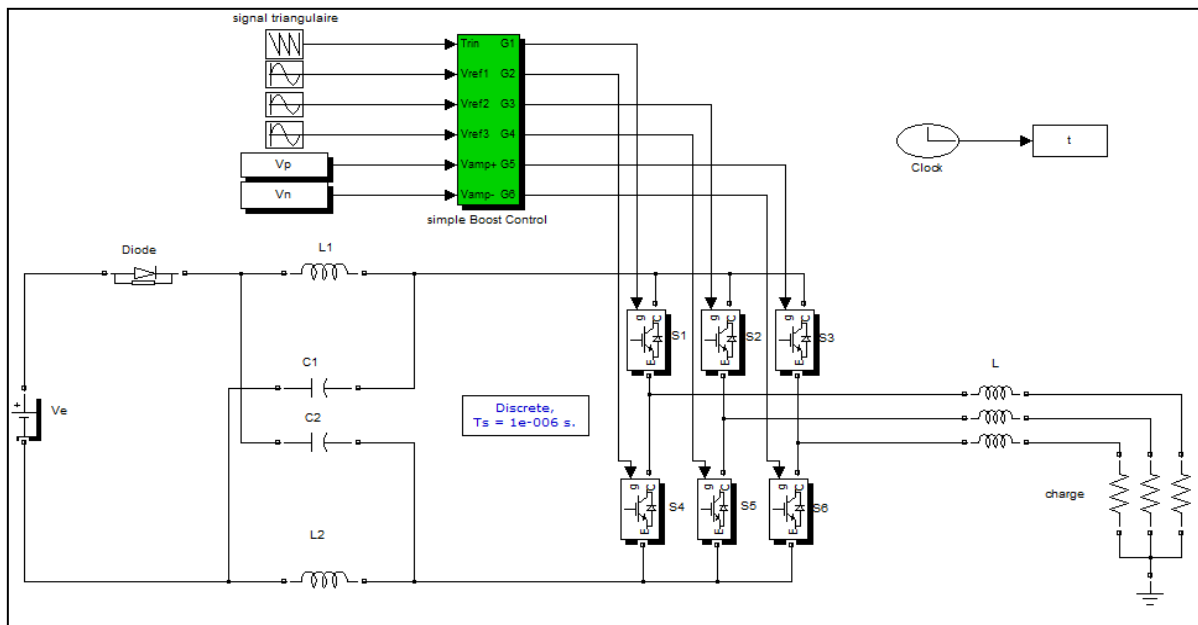


Figure IV.10 Schéma du système autonome sous Matlab/Simulink

Les valeurs des paramètres utilisés dans la simulation sont données dans le tableau IV.2.

Tableau IV.2 Valeurs des paramètres de simulation

Paramètre	Valeur
Tension d'entrée	200 V
Inductance L_1 et L_2	150 μ H
Condensateur C_1 et C_2	1000 μ F
Fréquence de commutation	10 kHz
Indice de modulation	0.75
Inductance L	5 mH
Charge	5 Ω

Les résultats de simulation obtenus sont présentés sur les figures suivantes :

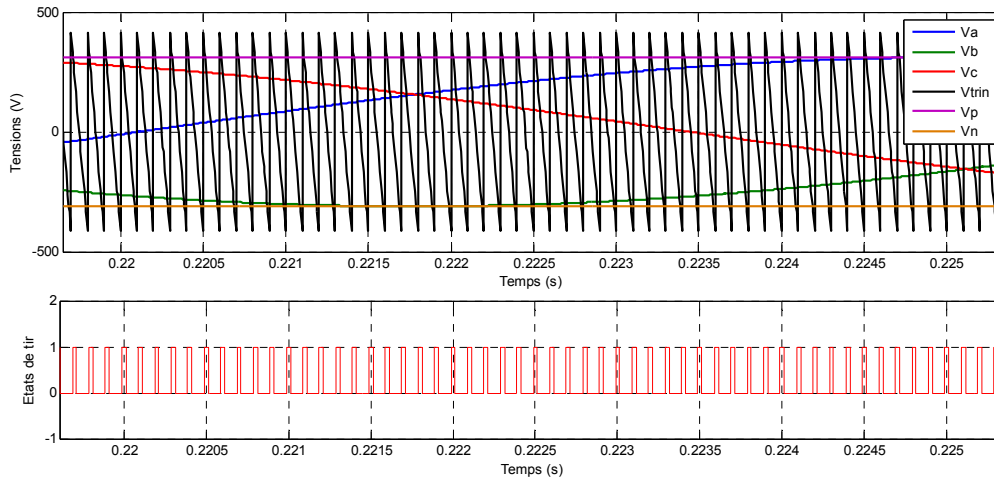


Figure IV.11 Génération des états de tir par simple boost technique

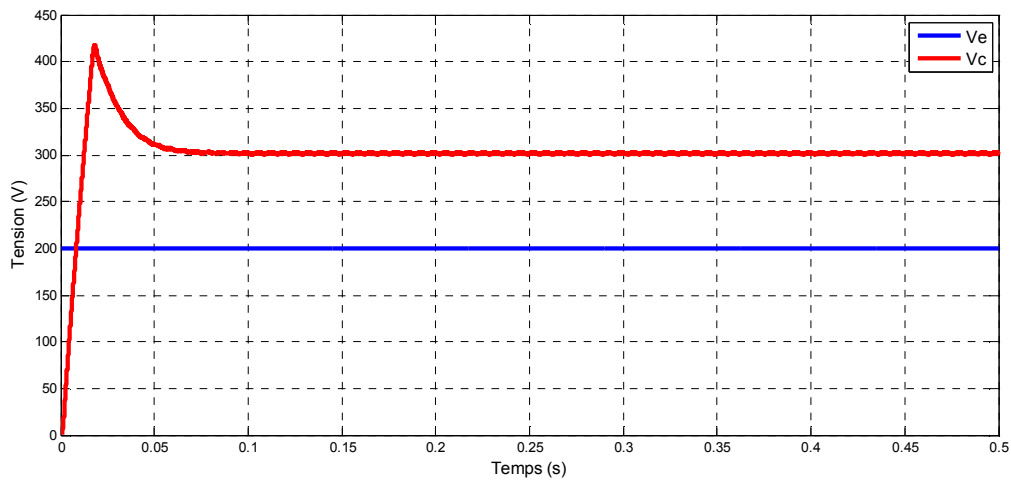


Figure IV.12 Tension d'entrée et de sortie du réseau d'impédances

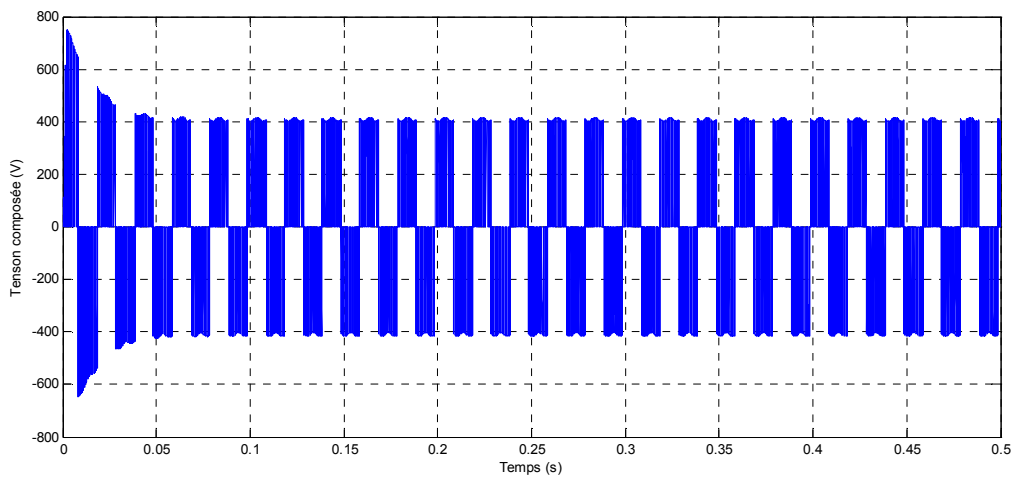


Figure IV.13 Tension composée du convertisseur

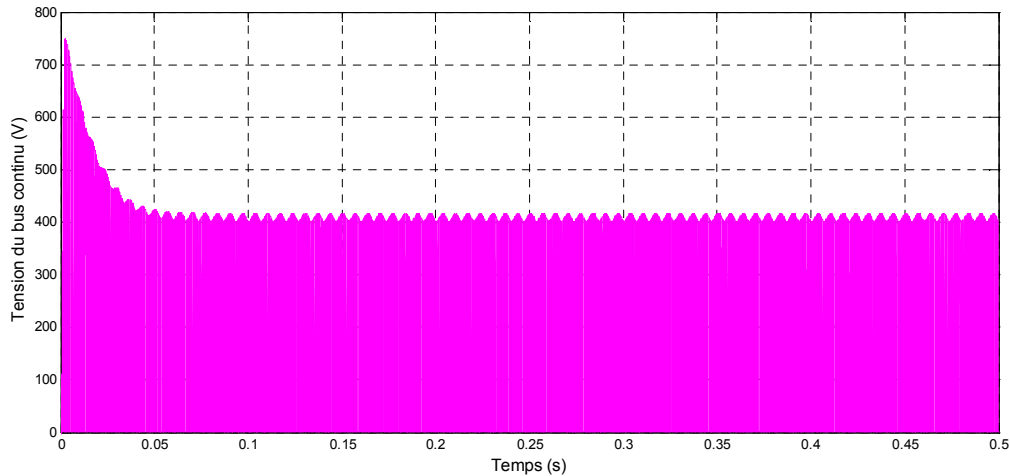


Figure IV.14 Tension instantanée au bus continu

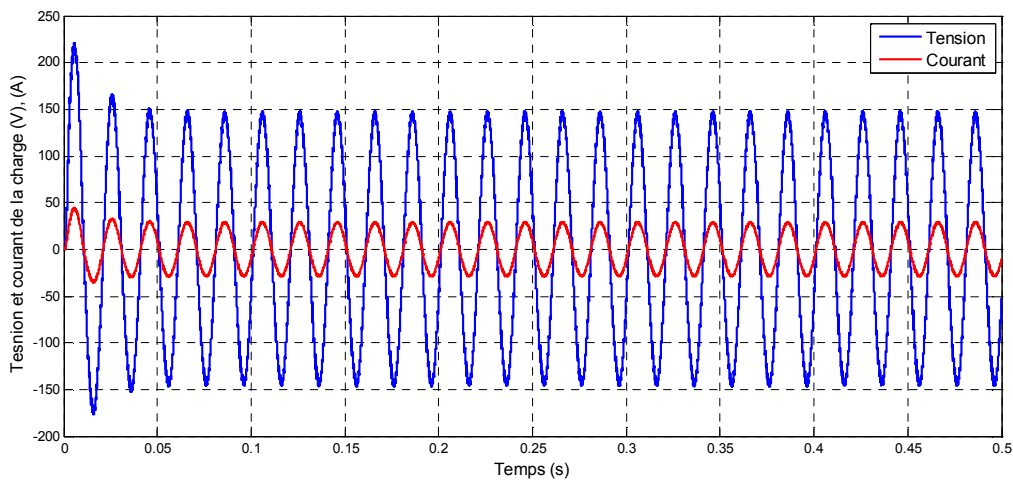


Figure IV.15 Tension et courant de la charge

D'après ces résultats on peut constater que les formes d'ondes obtenues (tension et courant) sont totalement similaires avec celle de l'onduleur classique, ce qui démontre le bon fonctionnement du convertisseur et la technique de commande adoptée. D'autre part, la tension d'entrée du système est amplifiée de 200V à 300V (figure IV.12) avec un rapport d'élévation dépendant de l'indice de modulation et de la fréquence de commutation du convertisseur.

Par un simple calcul mathématique, on peut vérifier les équations théoriques représentant les différentes grandeurs de cette méthode comme suit :

L'indice de modulation = 0.75

$D = \frac{T_0}{T} = (1-M) = 0.25$, ce qui donne une période des états de tir de 0.000025s

Le facteur d'amplification :

$$B = \frac{1}{1 - 2\frac{T_0}{T}} = 2$$

Donc, la tension au bornes des condensateurs C_1 et C_2 est calculée comme suit :

$$V_{c1} = V_{c2} = V_c = \frac{1 - \frac{T_0}{T}}{1 - 2\frac{T_0}{T}} V_e = 300V$$

La tension alternative maximale est obtenue par :

$$\hat{V}_{ac} = M.B\frac{V_e}{2} = 150V$$

De même, la valeur maximale de la tension du bus continu est :

$$\hat{V}_{dc} = \frac{1}{1 - 2\frac{T_0}{T}} V_e = 400V$$

Les résultats mathématiques obtenus sont tous identiques aux valeurs indiquées sur les courbes des figures (IV.12 - IV.14 - IV.15). Ce qui démontre les performances de l'onduleur Z-source.

IV.4 Onduleur Quasi Z-source

L'onduleur Quasi Z-source est un nouveau convertisseur découvert à partir de l'onduleur Z-source, il se diffère par l'architecture du réseau d'impédance LC à l'entrée du convertisseur (figure IV.16). Il garde tous les avantages du Z-source conventionnel avec d'autres performances supplémentaires comme : [58, 59, 60, 101, 102, 103]

- Un courant stable et continu à l'entrée du convertisseur (courant de l'inductance L_1).
- La taille (valeur) des éléments passifs (C_1 C_2 L_1 L_2) est diminuée.
- Diminution des ondulations du courant et de la tension.
- Une référence commune entre le bus continu et la tension continue d'entrée.
- Son architecture offre plus de possibilité d'intégrer plusieurs moyens de stockage.
- Le cout du système est diminué.

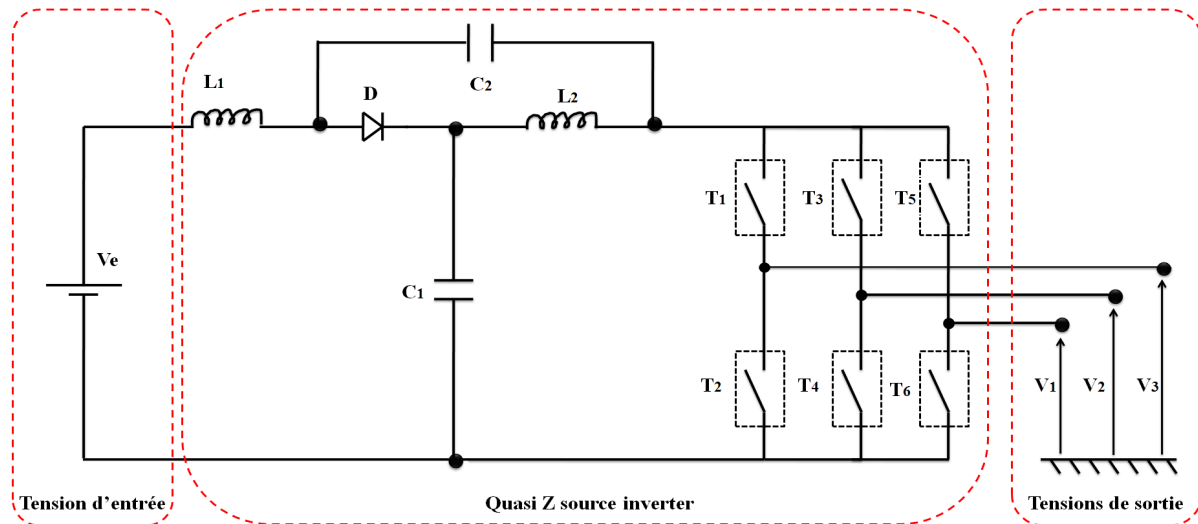


Figure IV.16 L'onduleur Quasi Z-source

Tous ces avantages rendent l'onduleur Quasi Z-source très approprié pour le conditionnement de la puissance dans un système d'énergie renouvelable en mode autonome où connecté au réseau électrique. Dans les modules photovoltaïques, la tension est généralement faible et dépend des conditions météorologiques ; avec ce convertisseur, on peut booster la tension à la valeur désirée, assurer le suivi du point de puissance maximale MPPT, et réaliser la conversion continu-alternatif en un seul étage. Également, le fait qu'il est capable d'assurer un courant continu à l'entrée, cela permet de diminuer les harmoniques et d'augmenter la durée de vie des modules photovoltaïques [104].

IV.4.1 Modélisation du convertisseur

Pour établir le principe de fonctionnement détaillé de ce convertisseur [58, 59, 60], nous adoptons le schéma électrique équivalent simplifié par phase (figure IV.17).

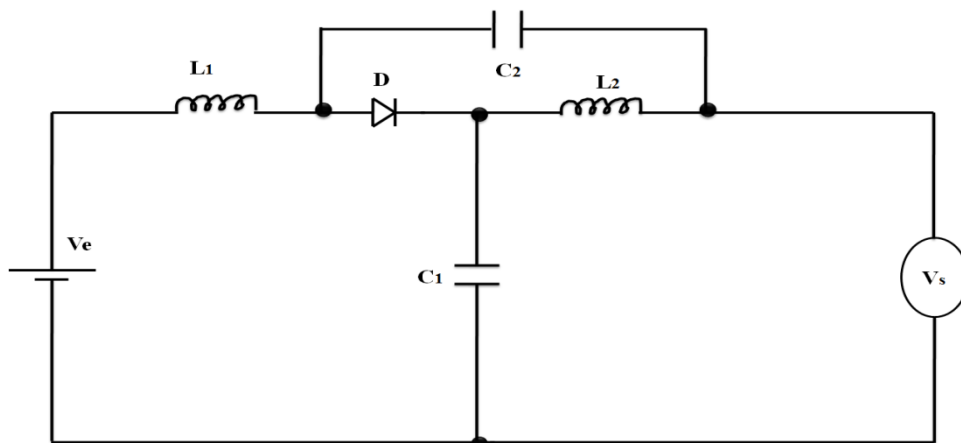


Figure IV.17 Schéma électrique simplifié de l'onduleur Quasi Z-source

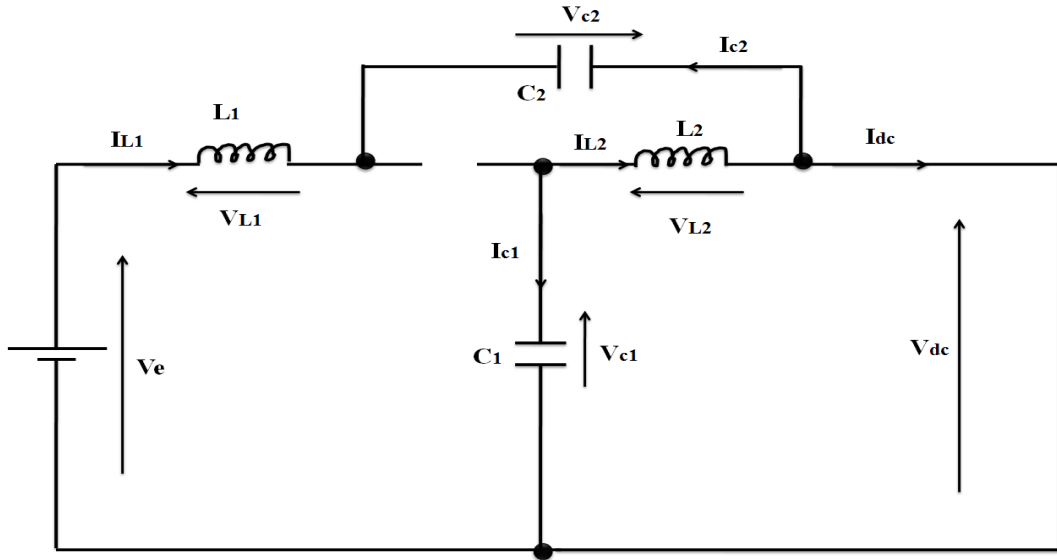


Figure IV.18 Schéma électrique simplifié de l'onduleur Quasi Z-source dans les états de tir

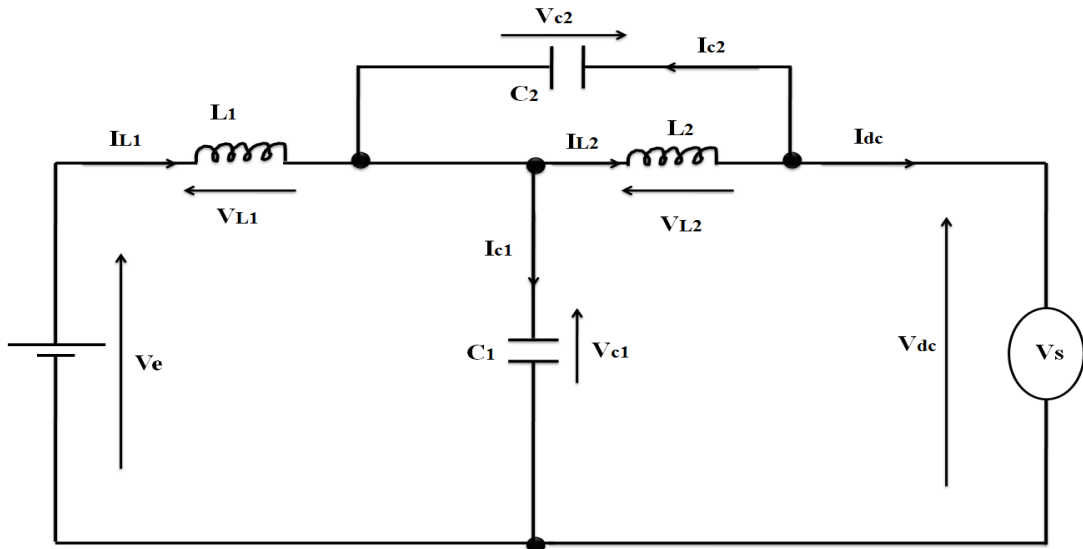


Figure IV.19 Schéma électrique simplifié de l'onduleur Quasi Z-source dans les états actifs

En utilisant les lois de Kirchhoff du courant et de la tension, dans les états de tir (figure IV.18) nous obtenons le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} L_1 \frac{di_{L1}}{dt} = V_e + V_{C2} \\ L_2 \frac{di_{L2}}{dt} = V_{C1} \\ C_1 \frac{dV_{C1}}{dt} = -i_{L2} \\ C_2 \frac{dV_{C2}}{dt} = -i_{L1} \end{cases} \quad (IV.17)$$

De même, dans les états actifs (figure IV.19) le système d'équations est donné comme suit :

$$\begin{cases} L_1 \frac{di_{L1}}{dt} = V_e - V_{C1} \\ L_2 \frac{di_{L2}}{dt} = -V_{C2} \\ C_1 \frac{dV_{C1}}{dt} = i_{L1} - i_{dc} \\ C_2 \frac{dV_{C2}}{dt} = i_{L2} - i_{dc} \end{cases} \quad (\text{IV.18})$$

Au régime permanent, la tension moyenne des inductances (L_1 , L_2) et des condensateurs (C_1 , C_2) dans un cycle de commutation T est nulle ; dans ce cas, si on combine les systèmes d'équations (IV.17) et (IV.18), on obtient :

$$\begin{cases} C_1 \frac{d\hat{V}_{C1}}{dt} = (1-D)i_{L1} - Di_{L2} + (D-1)i_{dc} = 0 \\ C_2 \frac{d\hat{V}_{C2}}{dt} = (1-D)i_{L2} - Di_{L1} + (D-1)i_{dc} = 0 \\ L_1 \frac{d\hat{i}_{L1}}{dt} = V_e + DV_{C2} + (D-1)V_{C1} = 0 \\ L_2 \frac{d\hat{i}_{L2}}{dt} = DV_{C1} + (D-1)V_{C2} = 0 \end{cases} \quad (\text{IV.19})$$

Avec D est le rapport cyclique des états de tir : $D = \frac{T_0}{T}$

Les tensions et les courants moyens des inductances et des condensateurs sont données par :

$$\begin{cases} V_{c1} = \frac{1-D}{1-2D} V_e \\ V_{c2} = \frac{D}{1-2D} V_e \\ i_{L1} = i_{L2} = \frac{1-D}{1-2D} i_{dc} \end{cases} \quad (\text{IV.20})$$

La tension moyenne du bus continu est calculée par la manière suivante :

$$V_{dc} = V_{C1} = \frac{1-D}{1-2D} V_e \quad (\text{IV.21})$$

D'après cette dernière équation, on peut constater que la tension du bus continu est directement liée avec la tension d'entrée à travers le rapport cyclique des états de tir D . En effet, si on impose la tension V_{dc} , la tension d'entrée V_e (la tension du générateur PV par exemple) peut être contrôlée directement par le rapport des états de tir D [58, 59, 60].

IV.4.2 Dimensionnement des paramètres du réseau passif d'entrée

IV.4.2.1 Inductances L_1 et L_2

Dans les états de tir les inductances se chargent graduellement ; en effet, les ondulations du courant i_{L1} sont données par [105] :

$$\Delta i_{L1} = V_{L1} \frac{\Delta t}{L_1} \quad (\text{IV.22})$$

Si on utilise la technique du simple boost control, la fréquence de commutation vue par les éléments passifs (L_1 L_2 C_1 C_2) est doublée dans ce cas :

$$\Delta t = V_{L1} \frac{D}{2f}, \quad V_{L1} = V_{C1} \quad (\text{IV.23})$$

Donc l'inductance L_1 est donnée comme suit :

$$L_1 = V_{C1} \frac{D}{2f\Delta i_{L1}} \quad (\text{IV.24})$$

De même, l'inductance L_2 est :

$$L_2 = V_{C1} \frac{D}{2f\Delta i_{L2}} \quad (\text{IV.25})$$

IV.4.2.2 Condensateurs C_1 et C_2

Les condensateurs C_1 et C_2 libèrent l'énergie aux inductances dans les états de tir; tandis que les inductances chargent les condensateurs dans les états actifs. Dans les états de tir, nous avons [105]:

$$\Delta V_{C1} = i_{C1} \frac{\Delta t}{C_1} \quad (\text{IV.26})$$

Avec : $i_{C1} = i_{L2}$, $i_{C2} = i_{L1}$

L'expression de la valeur des condensateurs C_1 et C_2 est :

$$C_1 = i_{L2} \frac{D}{2f\Delta V_{C1}}, \quad C_2 = i_{L1} \frac{D}{2f\Delta V_{C2}} \quad (\text{IV.27})$$

IV.4.3 Intégration du système de stockage à l'onduleur Quasi Z-source

Les caractéristiques intermittentes et inattendues de l'énergie solaire limite la rentabilité des systèmes photovoltaïques. Par conséquent, l'ajout d'un élément de stockage d'énergie qui travaille en conjonction avec le système principal de production est une nécessité inévitable ; et ce pour rendre la puissance de sortie continue et stable [52]. Comme nous avons mentionné préalablement dans la section précédente, l'architecture de l'onduleur Quasi Z-source offre la possibilité de connecter directement en parallèle avec les condensateurs (C_1 ou C_2) un élément de stockage (batterie, supercondensateur...). Dans ce même contexte, plusieurs travaux ont été abordés [58, 59, 60].

La première architecture consiste à connecter l'élément de stockage en parallèle avec le condensateur C_2 (figure IV.20) [106]. Cette solution permet d'assurer : le fonctionnement en MPPT du générateur PV, une tension alternative de sortie convenable, et un management d'énergie harmonieux entre la source, le stockage et la charge (autonome où connecté au réseau électrique). Néanmoins, les problèmes techniques de contrôle et de gestion sont les principaux inconvénients.

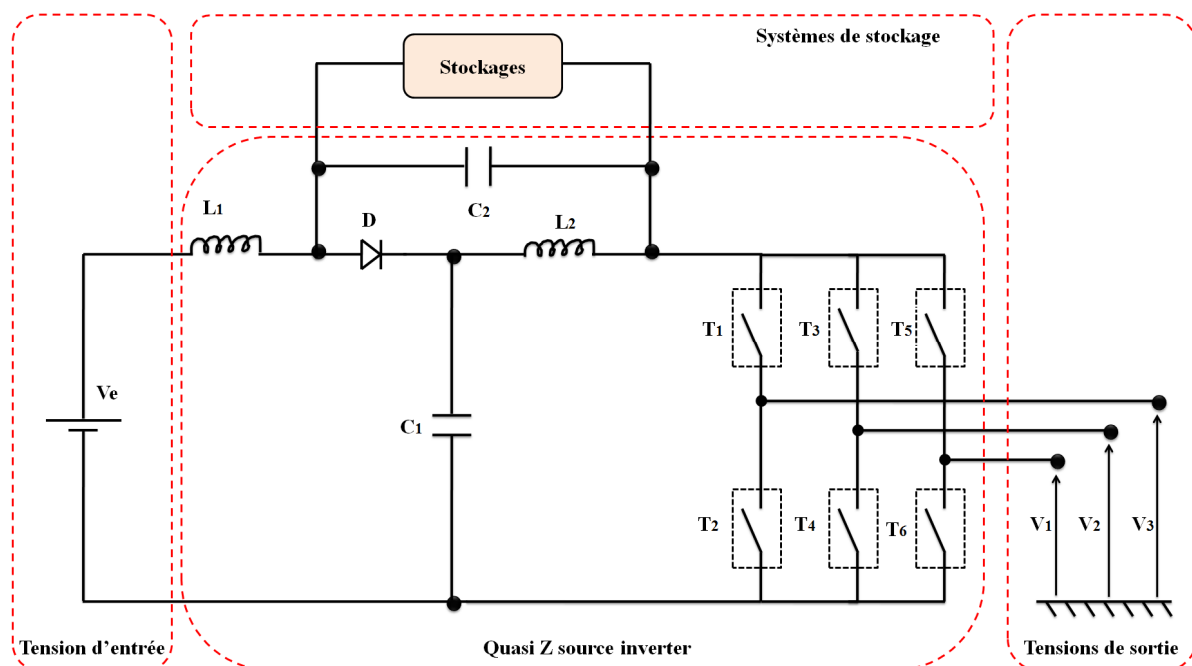


Figure IV.20 Système de stockage connecté en parallèle avec le condensateur C_2

Dans la deuxième architecture, l'élément de stockage est connecté en parallèle avec le condensateur C_1 (figure IV.21) [58], l'avantage de cette topologie c'est que la source d'entrée et le système de stockage partagent la même borne négative ce qui donne une référence

commune. En effet, le contrôle et le suivi du système sont améliorés. Suite à ces avantages, cette architecture sera utilisée durant tout le reste de notre travail.

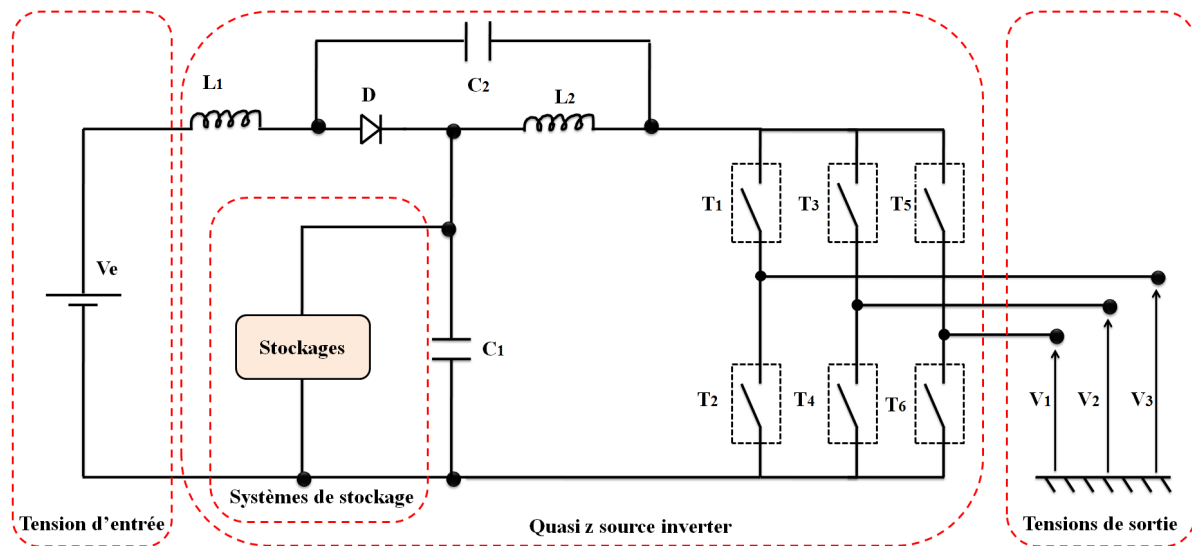


Figure IV.21 Système de stockage connecté en parallèle avec le condensateur C_1

IV.5 Intégration de l'onduleur Quasi Z-source dans les alimentations autonomes

Les systèmes autonomes (alimentation électrique, pompage d'eau) sont celles qui n'utilisent pas le réseau électrique comme source d'alimentation. Dans beaucoup d'endroits dans le monde, les habitants sont très éloignés du réseau électrique national (montagne, désert...); en effet, le coût du raccordement devient très coûteux. Dans ce cas, les systèmes solaires autonomes sont mieux compétitifs. Ils sont constitués d'un générateur photovoltaïque, système de stockage, convertisseurs et des systèmes de protection.

Dans notre étude nous allons introduire l'onduleur Quasi Z-source comme un convertisseur de puissance principal; quant au stockage, il est assuré par un banc des batteries électrochimiques (plomb-acid) connectées en parallèle avec le condensateur C_1 [107] (figure IV.22). Un transformateur élévateur est utilisé pour adapter le niveau de tension aux consommateurs.

L'objectif du contrôle est l'obtention d'un niveau de tension et une forme de courant convenables pour la charge; ainsi que, la conversion en un seul étage et la maximisation de la puissance photovoltaïque produite MPPT.

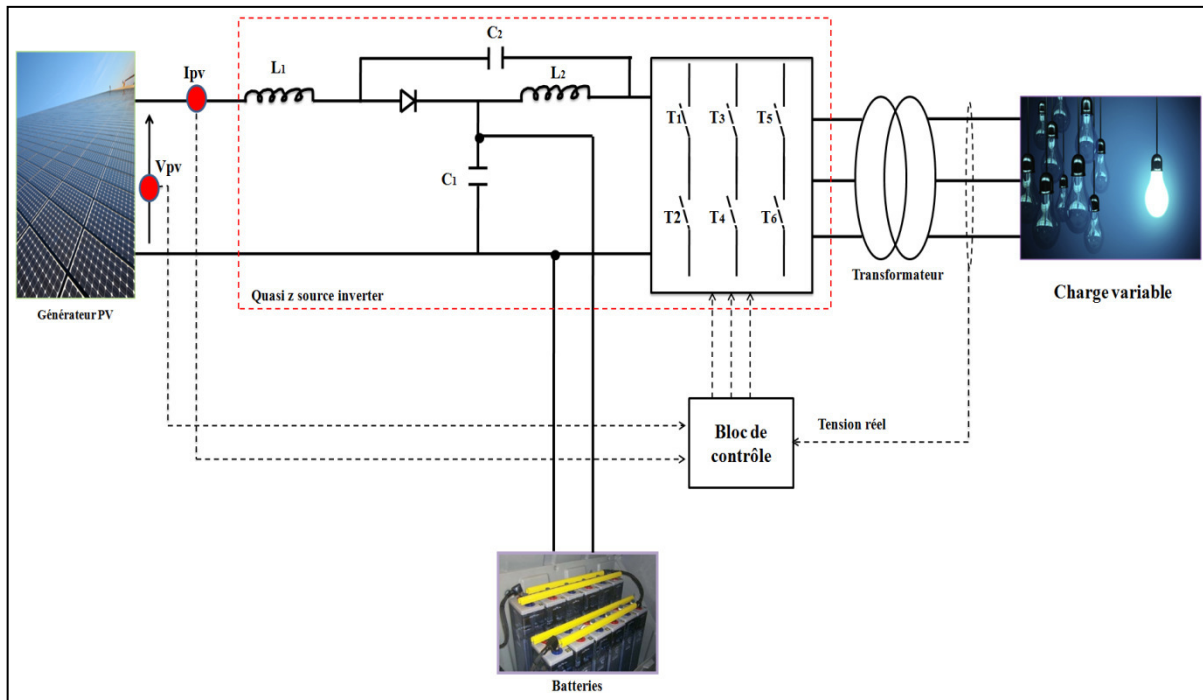


Figure IV.22 Système photovoltaïque autonome en utilisant l'onduleur Quasi Z-source

IV.5.1 Modélisation de l'onduleur Quasi Z-source

Le schéma électrique détaillé du système est montré sur la figure IV.23.

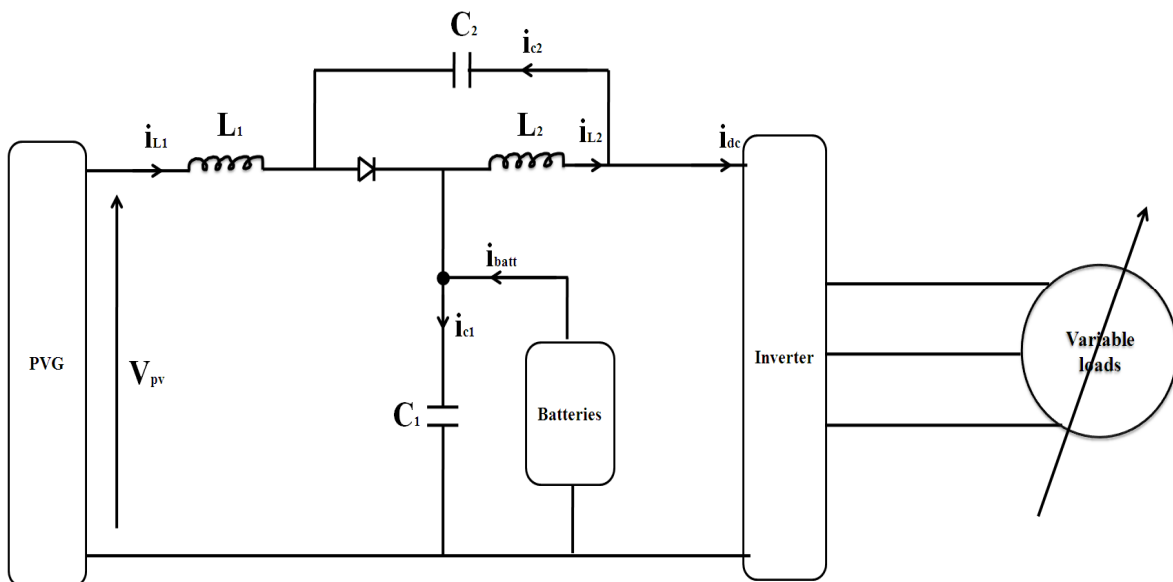


Figure IV.23 Schéma électrique simplifié du système photovoltaïque autonome

Par une analyse mathématique, le système d'équations suivant représente la modélisation globale dans les deux modes de fonctionnement de l'onduleur Quasi Z-source (états actifs, états de tir) et dans une période de commutation T [107].

$$\begin{cases} C_1 \frac{dV_{C1}}{dt} = i_{batt} + (1-D)i_{L1} - Di_{L2} + (D-1)i_{dc} \\ C_2 \frac{dV_{C2}}{dt} = (1-D)i_{L2} - Di_{L1} + (D-1)i_{dc} \\ L_1 \frac{di_{L1}}{dt} = V_{pv} + DV_{C2} + (D-1)V_{C1} \\ L_2 \frac{di_{L2}}{dt} = DV_{C1} + (D-1)V_{C2} \end{cases} \quad (IV.28)$$

Au régime permanent, le système d'équations devient :

$$\begin{cases} V_{C1} = \frac{1-D}{1-2D} V_{pv} \\ V_{C2} = \frac{D}{1-2D} V_{pv} \\ i_{batt} = i_{L2} - i_{L1} \\ i_{L1} = \frac{D}{1-2D} i_{batt} + \frac{1-D}{1-2D} i_{dc} = i_{pv} \\ i_{L2} = \frac{1-D}{1-2D} (i_{batt} + i_{dc}) \end{cases} \quad (IV.29)$$

La tension moyenne du bus continu est :

$$V_{dc} = V_{C1} = \frac{1-D}{1-2D} V_{pv} \quad (IV.30)$$

Dans ce système, le générateur PV est la source principale de production et les batteries sont utilisées seulement lorsqu'il y'a un manque de puissance (nuage, ombrage...). En effet, la charge reçoit la puissance nécessaire dans toutes les conditions. Le bilan des puissances du système peut être établi de la manière suivante [107] :

$$P_{charge} = P_{pv} - P_{batt} \quad (IV.31)$$

IV.5.2 Principe de contrôle

Le système étudié contient un seul étage de conversion ; donc pour contrôler, il suffit juste d'agir sur les séquences de commutation de l'onduleur Quasi Z-source. Le bloc de régulation est divisé en trois parties : le suivi du point de puissance maximale MPPT du générateur PV, la régulation de la tension de charge, et la commande rapprochée du convertisseur (simple boost control) (figure IV.24).

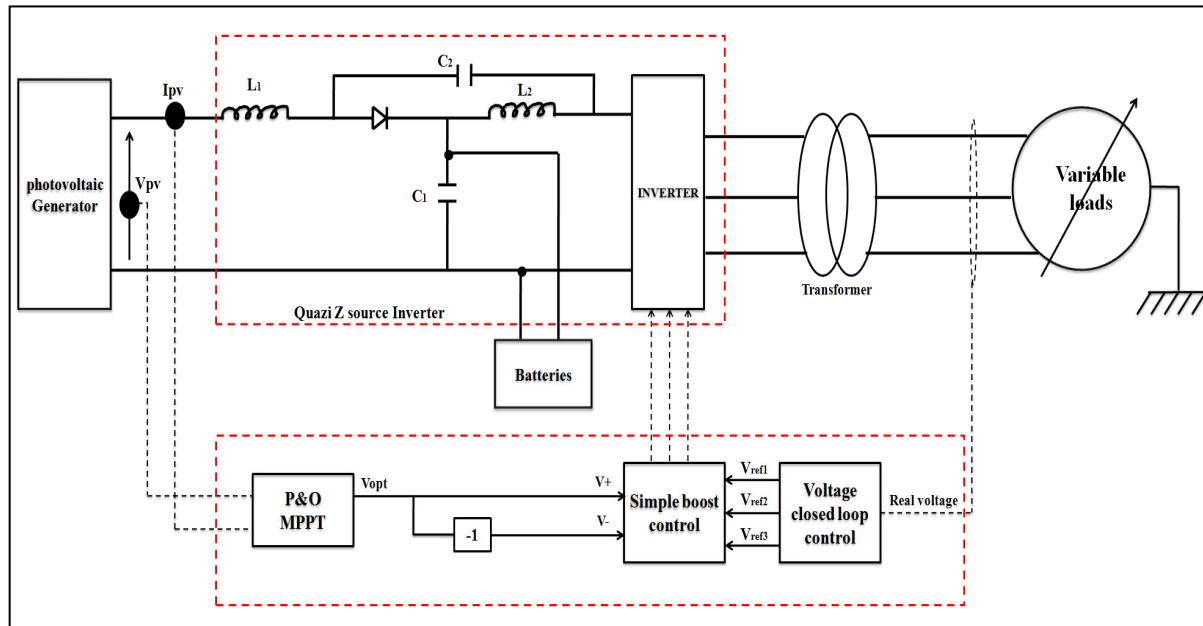


Figure IV.24 Schéma de contrôle du système photovoltaïque autonome

IV.5.2.1 Suivis du point de puissance maximale MPPT

Si on néglige la résistance interne du banc des batteries, l'équation (30) devient :

$$V_{batt} = V_{C1} = \frac{1-D}{1-2D} V_{pv} \quad (IV.32)$$

$$V_{pv} = \frac{1-2D}{1-D} V_{batt} \quad (IV.33)$$

Donc :

Si on admet une chute de tension très faible de la batterie, la tension V_{batt} est considérée constante ; pour cela, par une variation du rapport cyclique des états de tir D , la tension du générateur PV est contrôlée (la puissance maximale MPPT est obtenue). Dans ce travail nous utilisons la technique P&O pour générer la tension optimale de référence V_{ref} qui va être utilisée pour produire les deux lignes positive et négative (V_+ V_-) de la technique simple boost control.

IV.5.2.2 Régulation de la tension de charge

A cause du caractère aléatoire de la consommation des charges, la tension de triphasée standard (220 / 380V) et la puissance consommée doivent être garanties dans toutes les conditions ; pour cela, une boucle de régulation de la tension est adoptée. La tension réelle mesurée est comparée à la tension de référence équivalente, où sa valeur est choisie de telle manière pour produire les spécifications demandées de la tension alternative. Ensuite, le résultat entre dans un bloc intégral, après l'avoir multiplié par un bloc (PLL) qui génère les caractéristiques du signal des tensions alternatives (fréquence, retard de phase) ; ainsi, les tensions de références sont établies (figure IV. 25).

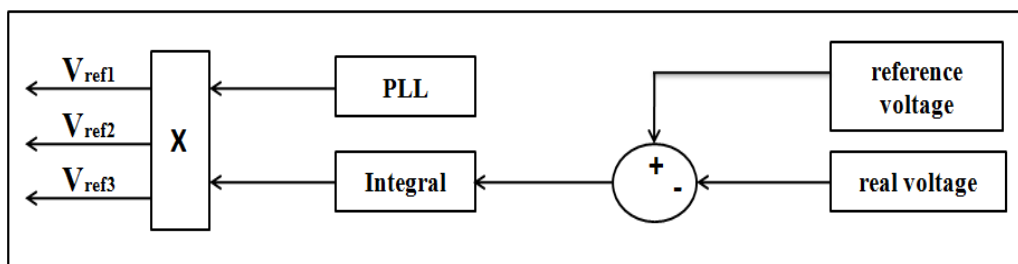


Figure IV.25 Schéma de régulation de la tension de charge

IV.5.2.3 Simple boost control

Dans cette technique (figure IV.26), deux lignes droites sont employées avec la PWM traditionnelle pour réaliser le rapport cyclique des états de tir D dans une période de commutation T . La référence de tension PV (V_{opt}) devient le signal de référence (V_+ , V_-). Si V_+ et V_- sont respectivement inférieur ou supérieur au signal triangulaire, les états de tir sont activés.

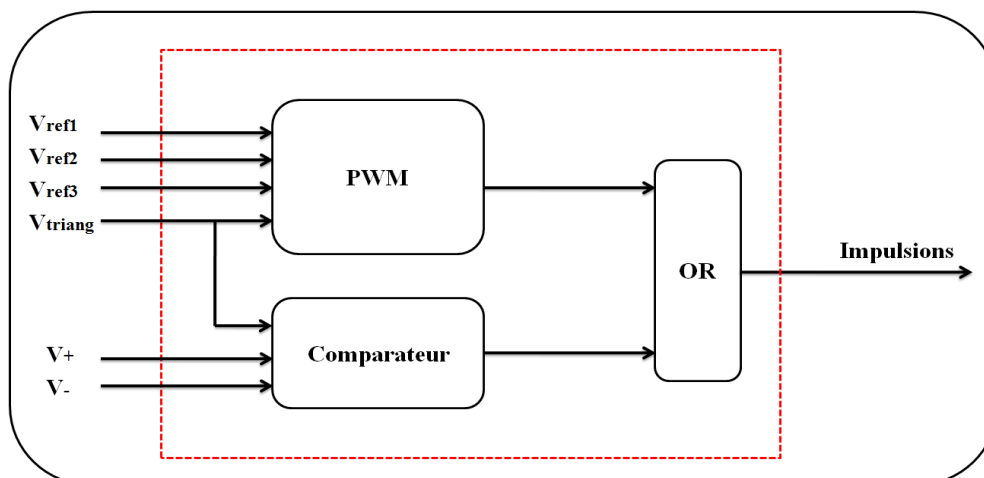


Figure IV.26 Génération des impulsions de l'onduleur Quasi Z-source

IV.5.3 Résultats de simulation et discussions

La simulation du système photovoltaïque autonome avec stockage électrochimique en utilisant l'onduleur Quasi Z-source est réalisée d'une manière détaillée sous environnement MATLAB/SIMULINK. Avec une fréquence de commutation de l'onduleur de 10kHz, le générateur PV comprend 24 modules de 235 W chacun, le banc de stockage est constitué de 34 batteries connectées en série avec un état de charge initiale de 70%. Les inductances et les condensateurs du réseau d'impédance sont : $L_1=L_2=2\text{mH}$, $C_1=C_2=470\mu\text{F}$.

Les scénarios de simulation sont imposés de telle sorte à avoir regroupé la plus part des situations possibles qui peuvent exister. Pour cela, on a choisi un profile d'éclairement (température $T=25\text{C}^\circ$) montré sur la figure IV.27, et une variation brusque de la charge (figure IV.30).

La commande P&O adoptée permet le suivi convenable du point de puissance maximale MPP quelque soit la variation de l'éclairement (augmentation et diminution rapide et variation en échelon) comme il est indiqué sur la figure III.28. Aussi, le courant a la même forme que le profile imposé (figure III.29); par contre, la tension est presque constante puisque l'éclairement affecte beaucoup plus le courant que la tension. Finalement, on est arrivé à maximiser l'énergie solaire disponible au borne du générateur PV avec le contrôle composé de l'onduleur Quasi Z-source.

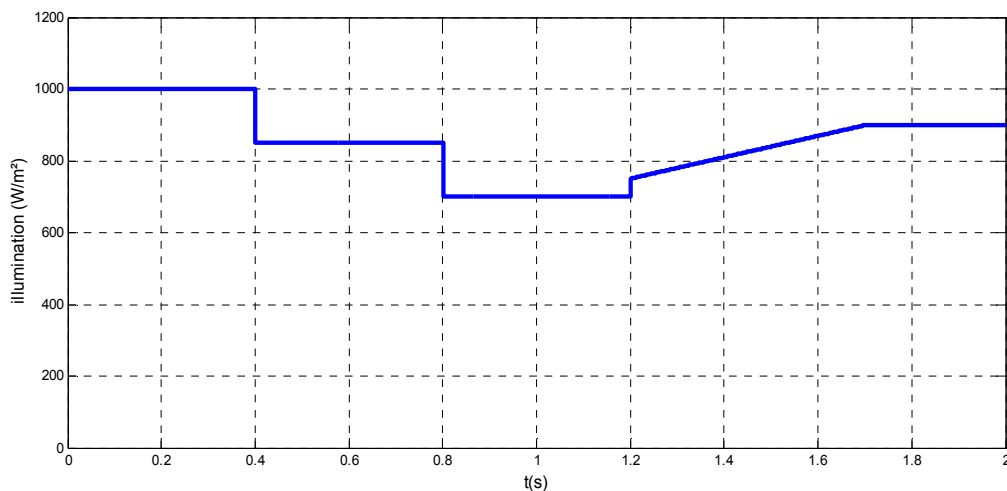


Figure IV.27 Profile de variation de l'éclairement

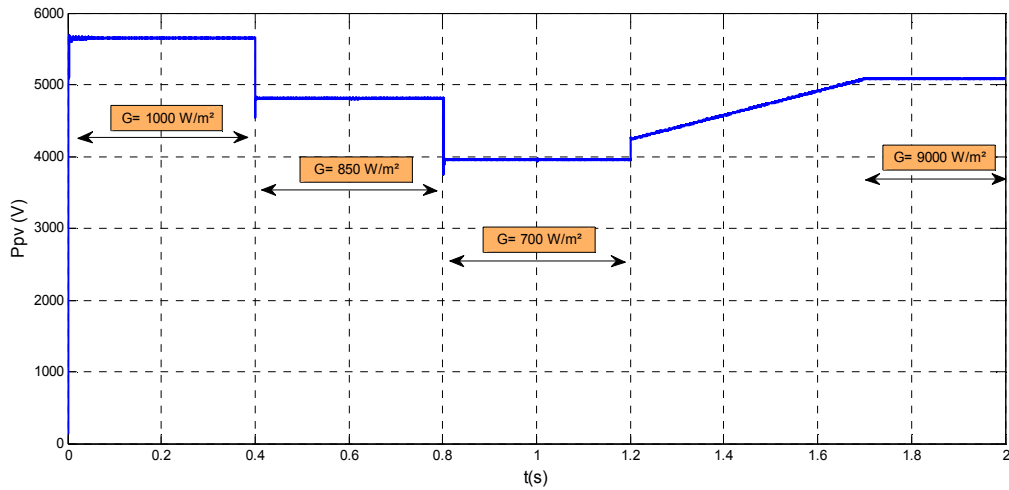


Figure IV.28 Puissance du générateur PV

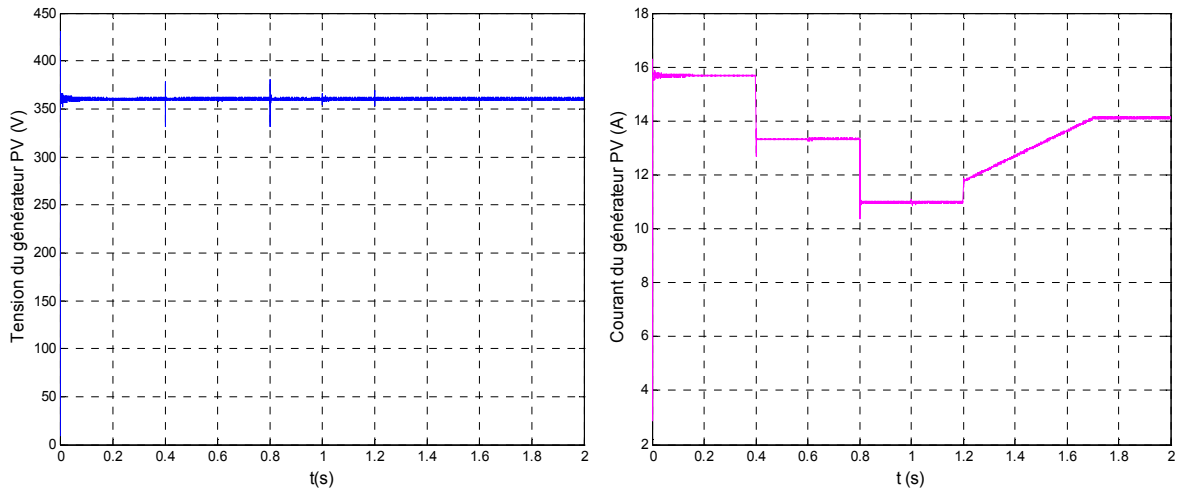


Figure IV.29 Tension et courant du générateur PV

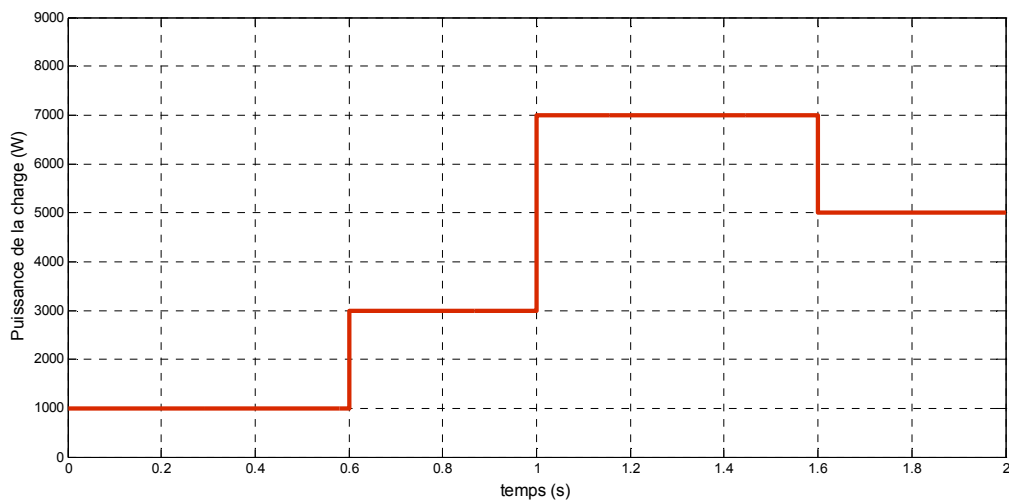


Figure IV.30 Profil de variation de la charge

Les grandeurs électriques de l'onduleur Quasi Z-source (états de tir, courant des inductances et des batteries, tension du bus continu) sont présentées sur les figures IV.31 - IV.32 - IV.33.

Les états de tir sont obtenus par l'intersection entre le signal triangulaire et les deux enveloppes de tension optimale du générateur (V_+ - V_-), ils sont intégrés en parallèle avec le signal traditionnel de commande du PWM pour générer le train final d'impulsions du convertisseur.

Les courants des inductances suivent judicieusement le sens de variation de la charge électriques ; également, la forme du courant i_{L1} est meilleure que celle du i_{L2} en terme d'ondulation, parce que i_{L2} est affecté plus que i_{L1} par les états de commutations de l'onduleur Quasi Z-source. En outre, i_{L1} est utilisé dans la boucle fermée pour suivre le point de puissance maximale MPPT, et puisque nous avons une petite perturbation de tension, la forme du courant i_{L1} présente plus de stabilité et moins des oscillations.

Il est clair que le courant de la batterie est obtenu par soustraction entre les deux courants des inductances (L_1 - L_2). La valeur du courant de la batterie représente l'excès où le manque de puissance au niveau de l'installation, En effet, à l'état d'équilibre (demande égale offre), le banc des batteries est isolé (entre 1.6s et 2s). L'état de charge montré sur la figure IV.34 expose convenablement le sens d'évolution du flux d'énergie dans le système.

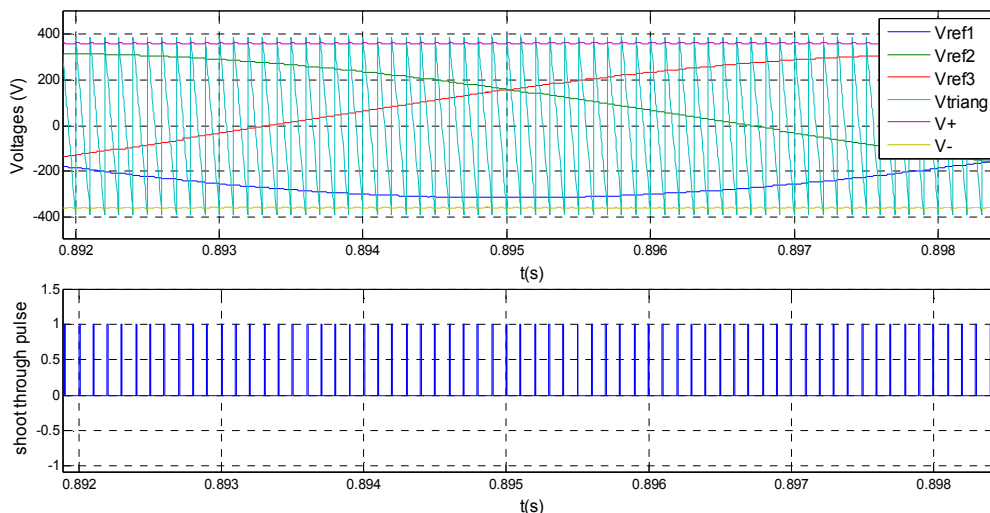


Figure IV.31 Principe de génération des états de tir

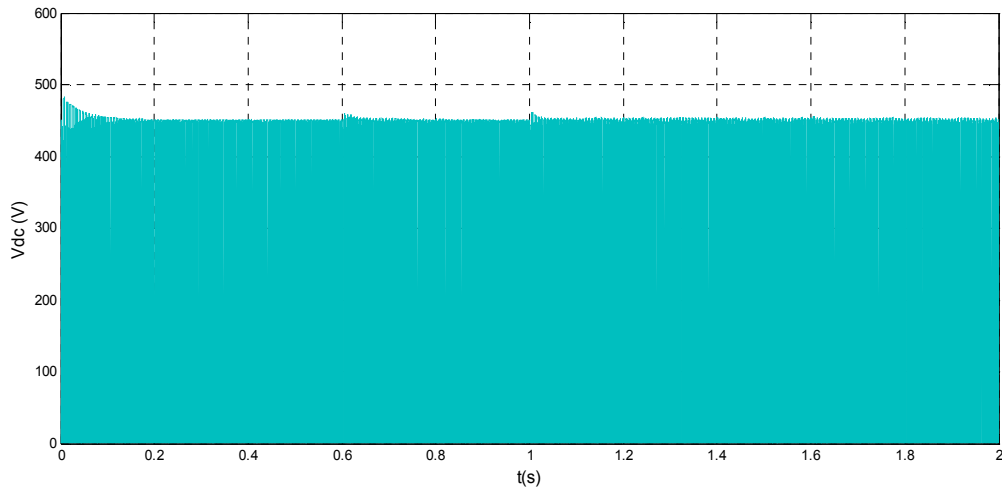


Figure IV.32 Tension du bus continu

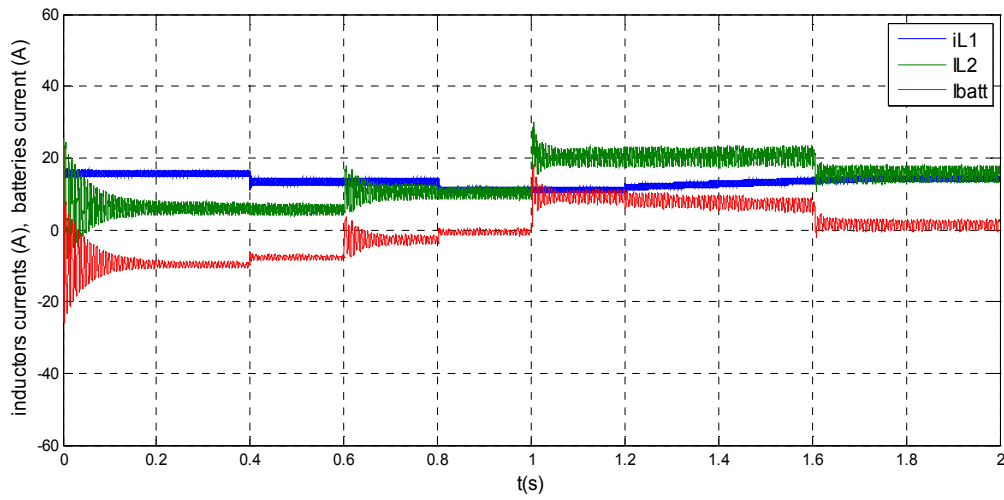


Figure IV.33 Courant des inductances et des batteries

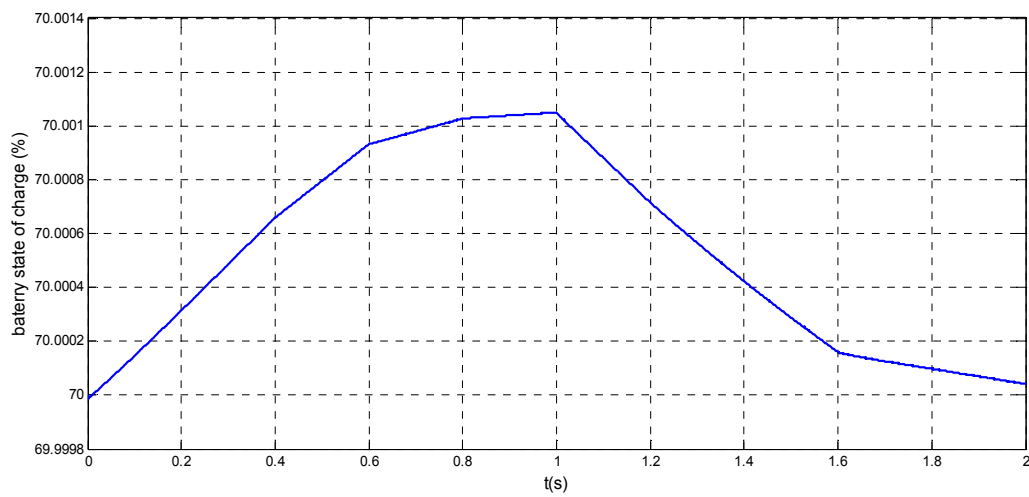


Figure IV.34 Etat de charge du banc des batteries

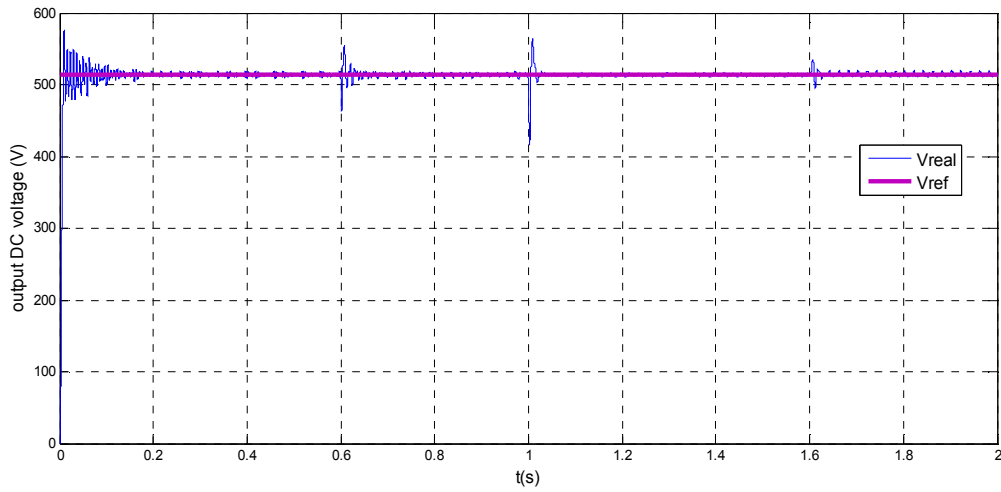


Figure IV.35 Régulation de la tension de charge

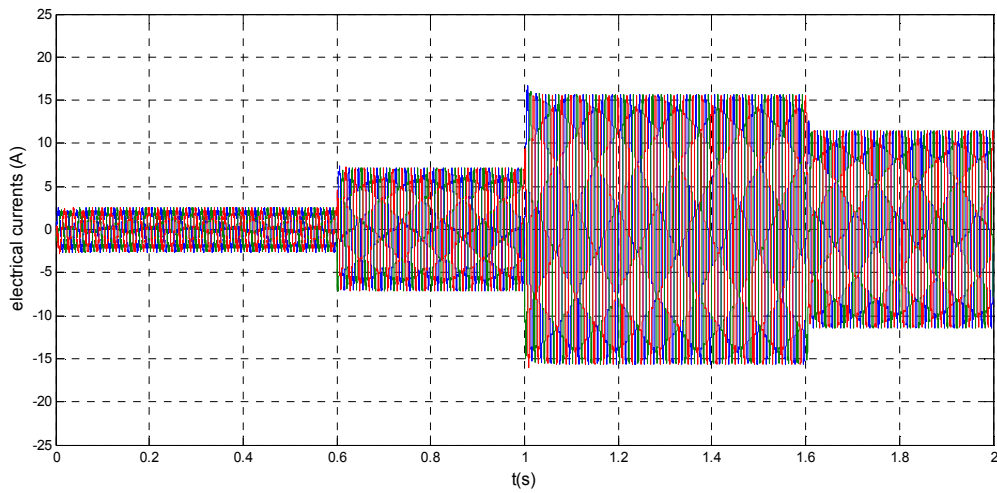


Figure IV.36 Courant de la charge

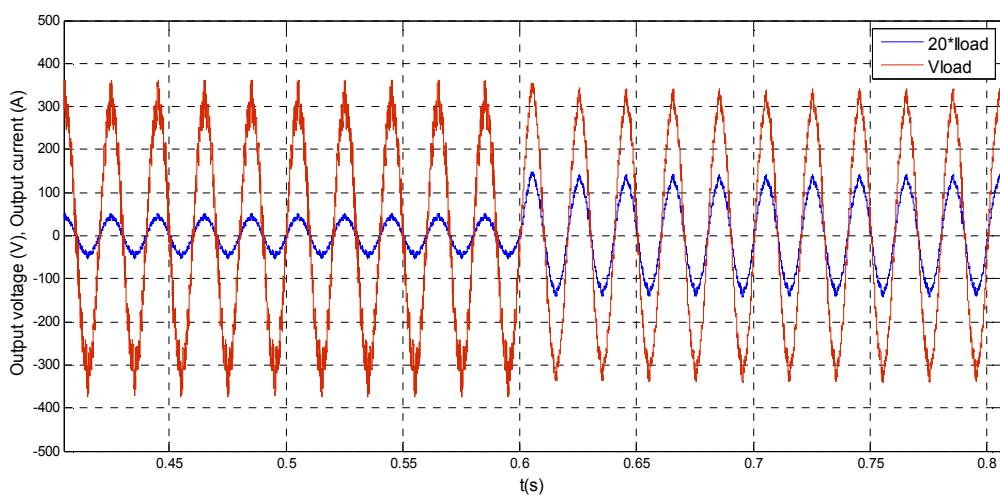


Figure IV.37 Tension et courant d'une phase de la charge

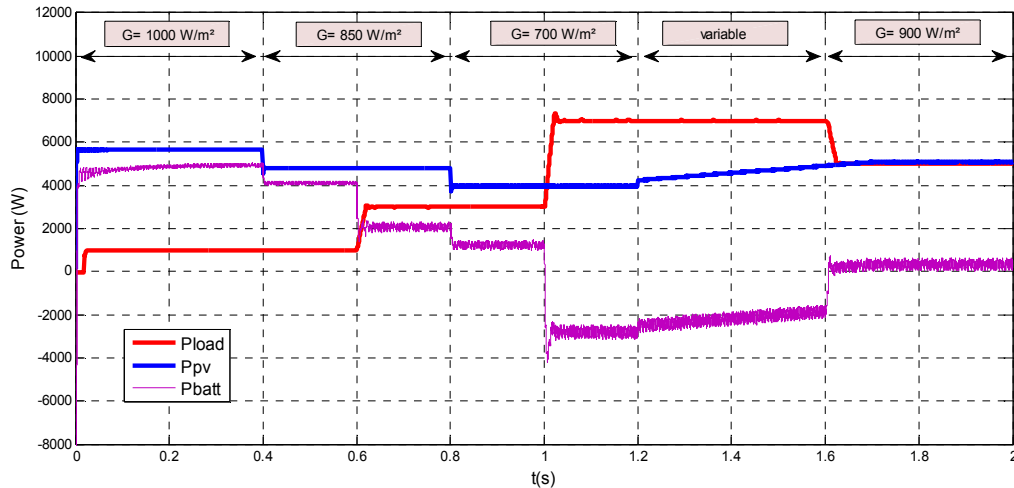


Figure IV.38 Evolution du flux de puissance dans le système PV autonome

La régulation de la tension de charge présentée sur la figure IV.35 montre que la tension réelle est asservie correctement à la référence de tension fixée. Avec cela, le système garde toujours la même valeur de la tension avec un bon temps de réponse pour toutes les valeurs de la charge imposée, ce qui est similaire au fonctionnement des alimentations ordinaires avec une tension standard de 220/380V.

Entre 0s et 1.6s, la puissance de la charge augmente graduellement, le courant suit cette variation ; pareillement, entre 1.6s et 2s, lorsque la puissance de la charge diminue le courant absorbé décroît lui aussi comme il est présenté sur la figure IV.36. D'autre part, le courant et la tension sont en phase parce que la puissance réactive de la charge est maintenue nulle durant toute la simulation (figure IV.37).

L'évolution du flux d'énergie dans le système PV autonome en utilisant un onduleur Quasi Z-source durant tous les scénarios possibles imposés est montrée sur la figure IV.38. Le bilan des puissances montre clairement que la puissance demandée par la charge est toujours satisfaite par le générateur PV en premier lieu, avec un soutien temporaire du système de stockage dans le cas d'une insuffisance de la puissance PV (ombrage, nuit..). En effet, lorsque l'énergie PV produite est supérieure à celle demandée par la charge, l'excès d'énergie est stocké dans les batteries (entre 0 et 1s) ; dans le cas contraire (entre 1s et 1.6s), le banc des batteries compense directement le manque de puissance enregistré dans le système. S'il y'a un équilibre entre la demande et l'offre, le banc des batteries est déconnecté automatiquement.

IV.6 Intégration de l'onduleur Quasi Z-source dans les systèmes PV connectés au réseau

Dans cette partie nous allons étudier l'apport de l'onduleur Quasi Z-source dans une installation photovoltaïque connectée au réseau électrique en présence d'un système de stockage hybride (batteries et supercondensateurs) (figure IV.39). L'objectif c'est de tester le fonctionnement de ce convertisseur, et contrôler en même temps la puissance maximale du générateur PV et les niveaux des puissances active et réactive injectées.

Les batteries sont montées en parallèle avec le condensateur C_1 pour pouvoir assurer la continuité de service en cas de manque de puissance au niveau du système. Aussi, pour compenser les pics de puissance échangés avec tous les éléments du système globale, un banc de supercondensateurs est intégré en parallèle avec le condensateur C_1 et le banc des batteries à travers un hacheur buck-boost réversible en courant [108].

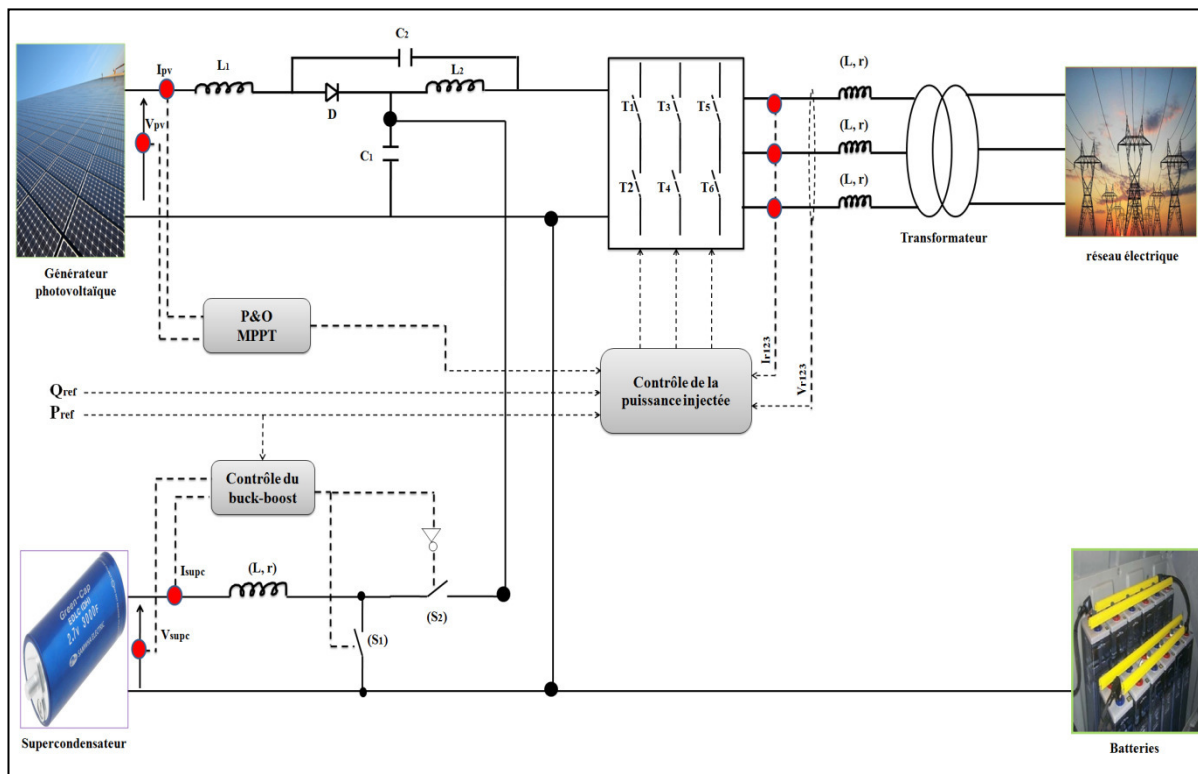


Figure IV.39 Système PV connecté au réseau électrique avec un onduleur Quasi Z-source

IV.6.1 modélisation de l'onduleur Quazi Z-source

Le schéma électrique simplifié du système étudié est montré sur la figure IV.40.

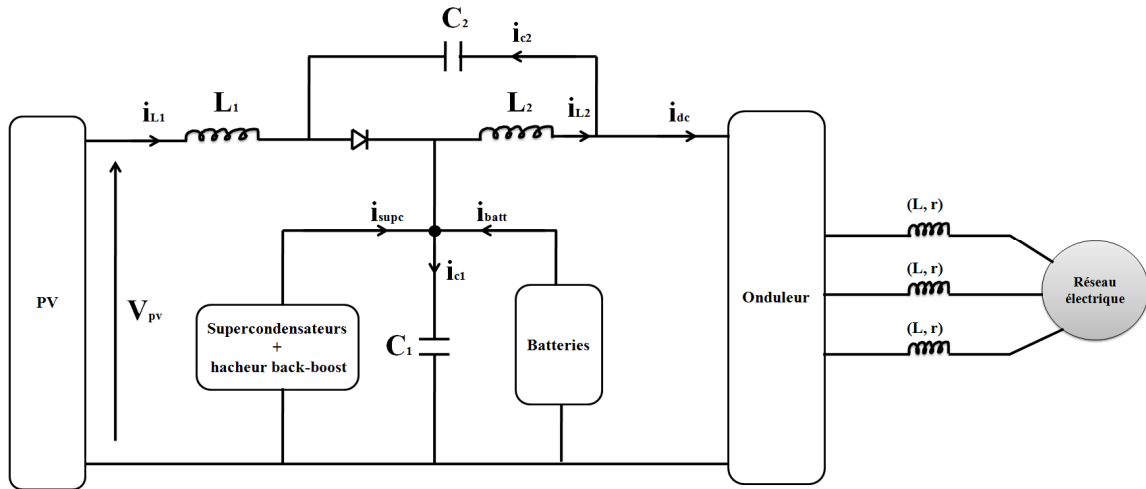


Figure IV.40 Schéma électrique simplifié du système PV connecté au réseau électrique à travers un onduleur Quazi Z-source

Par une analyse mathématique similaire au système précédent, le système d'équations représentatif des deux modes de fonctionnement de l'onduleur Quazi Z-source est donné comme suit [108]:

$$\left\{ \begin{array}{l} C_1 \frac{dV_{C1}}{dt} = i_{batt} + i_{supc} + (1-D)i_{L1} - Di_{L2} + (D-1)i_{dc} \\ C_2 \frac{dV_{C2}}{dt} = (1-D)i_{L2} - Di_{L1} + (D-1)i_{dc} \\ L_1 \frac{di_{L1}}{dt} = V_{pv} + DV_{C2} + (D-1)V_{C1} \\ L_2 \frac{di_{L2}}{dt} = DV_{C1} + (D-1)V_{C2} \end{array} \right. \quad (IV.34)$$

Au régime permanent, le système d'équations (34) devient :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{C1} = \frac{1-D}{1-2D} V_{pv} \\ V_{C2} = \frac{D}{1-2D} V_{pv} \\ i_{batt} + i_{supc} = i_{L2} - i_{L1} \\ i_{L1} = \frac{1-D}{1-2D} (i_{dc} - i_{batt} - i_{supc}) = i_{pv} \\ i_{L2} = \frac{1-D}{1-2D} i_{dc} - \frac{D}{1-2D} (i_{batt} + i_{supc}) \end{array} \right. \quad (IV.35)$$

Le bilan des puissances du système est établi de la manière suivante :

$$P_{réseau} = P_{pv} - P_{batt} - P_{supc} \quad (IV.36)$$

IV.6.2 Principe de contrôle

Le système étudié contient deux étages de conversion, où le contrôle du niveau de puissance injectée et le suivi du point de puissance maximale MPPT sont réalisés dans le premier étage, alors que la gestion des moments de charge et de décharge des supercondensateurs est accomplie dans le deuxième.

IV.6.2.1 Contrôle de l'onduleur Quazi Z-source

Dans ce système, le bloc de contrôle du convertisseur (figure IV.41) est constitué d'un algorithme de suivi de puissance maximale MPPT (P&O) qui génère la tension optimale V_{ref} dans toutes les conditions ; ainsi, les enveloppes de tension (V_+ , V_-) de la méthode simple boost control sont obtenues, et d'un algorithme de contrôle découplé des puissances active et réactive injectées au réseau électrique (chapitre III). La sortie des deux algorithmes est utilisée pour élaborer les séquences de commutation de l'onduleur Quazi Z-source.

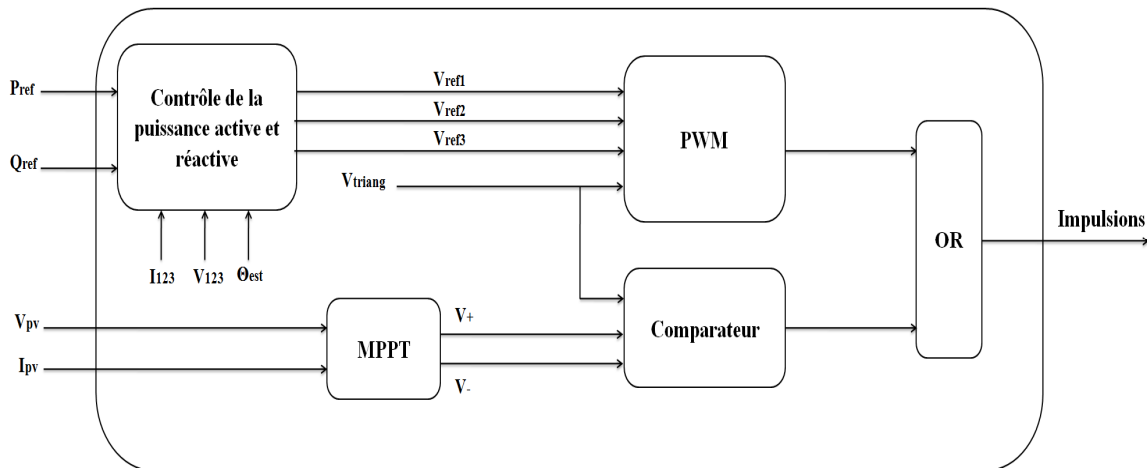


Figure III.41 Algorithme de contrôle de l'onduleur Quazi Z-source

IV.6.2.2 Contrôle des supercondensateurs

Les supercondensateurs sont intégrés en parallèle avec le condensateur C_1 de l'onduleur Quazi Z-source (figure IV.42). Un hacheur réversible en courant est utilisé comme interface de connexion pour permettre le contrôle permanent des échanges de puissance avec l'installation.

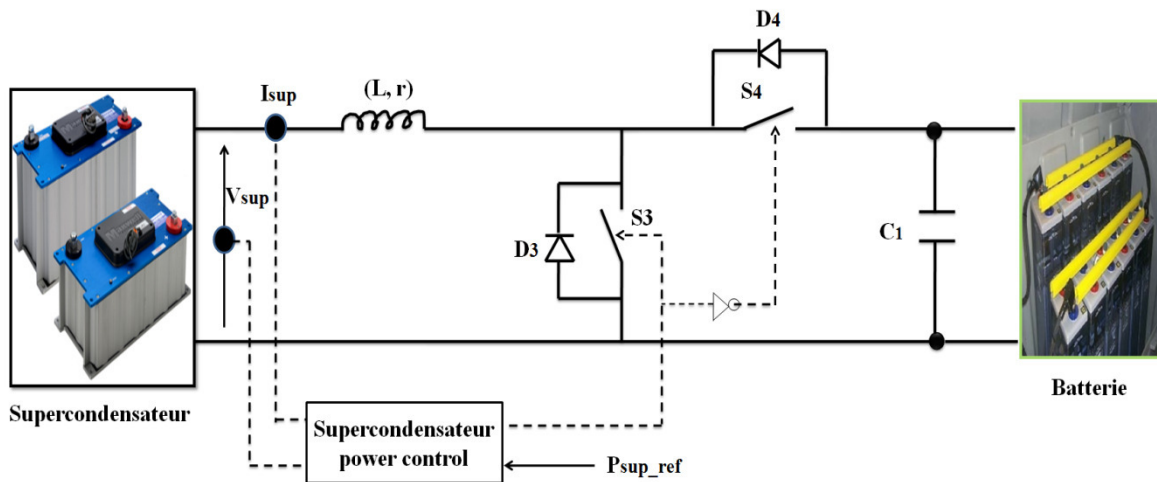


Figure III.42 Schéma du convertisseur bidirectionnel associé aux supercondensateurs

L'échange de puissance entre le banc des supercondensateurs et le système complet est contrôlé par une action sur la référence de la puissance de stockage dans le système de commande de l'hacheur. Dans ce travail, les supercondensateurs sont utilisés pour compenser le changement brusque du niveau de la puissance injectée au réseau électrique et cela pour améliorer la dynamique de stockage ; en effet, la puissance de référence des supercondensateurs est obtenue par une comparaison entre la puissance P_{ref} et la même puissance filtrée pour déterminer les transitoires de passage d'un niveau à un autre de la puissance injectée (figure IV.43).

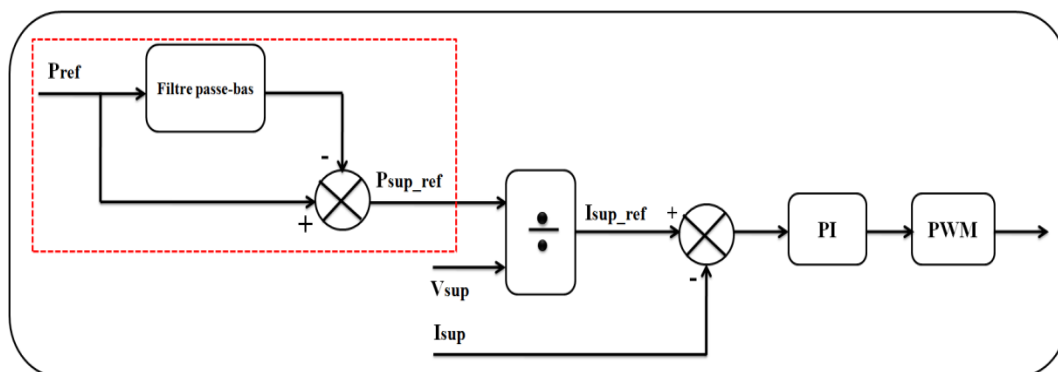


Figure III.43 Principe de contrôle des supercondensateurs

IV.6.3 Résultats de simulation et discussions

La simulation du système photovoltaïque connecté au réseau électrique basse tension avec stockage hybride en utilisant l'onduleur Quazi Z-source est accomplie d'une manière détaillée sous environnement MATLAB/SIMULINK. Avec une fréquence de commutation de

l'onduleur de 10kHz, le générateur PV comprend 24 modules de 235 W crêtes chacun (voir annexe), le banc de stockage est constitué de 34 batteries connectées en série et 100 supercondensateurs montés aussi en série. Les inductances et les condensateurs du réseau d'impédances sont : $L_1=L_2=2\text{mH}$, $C_1=C_2=470\mu\text{F}$.

La simulation est réalisée en 2.5s à cause de la limitation enregistrée de calcul. D'autre part, les scénarios de simulation sont imposés de telle sorte pour avoir regroupé la plus part des situations possibles qui peuvent exister au niveau de l'installation, à savoir : injection de la puissance, récupération, déconnexion du système.

La puissance PV du champ installé pour différents éclairagements, à une température de 25 C° est montrée sur la figure IV.44. L'algorithme de poursuite du point PPM est capable de suivre le niveau de puissance maximale avec un temps de réponse acceptable. Durant la période où l'éclairément est 1000 W/m^2 , nous pouvons obtenir la puissance maximale de champ qui est égale à 5,6 kW.

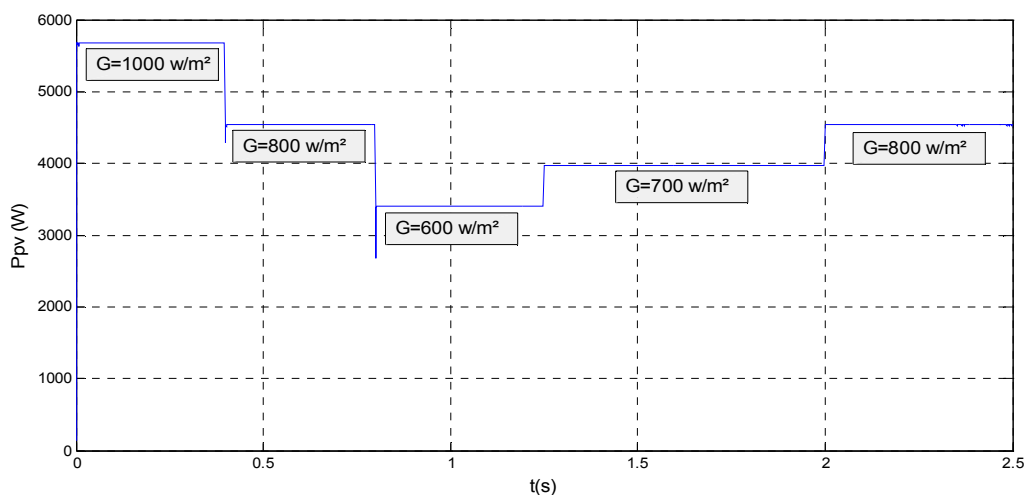


Figure IV.44 Puissance du générateur photovoltaïque

L'algorithme de contrôle des puissances active et réactive découplées permet d'une manière très efficace d'imposer les valeurs de référence des puissances injectées avec une très bonne dynamique (figure IV.45). En effet, la puissance réactive du système est maintenue nulle (facteur de puissance unitaire) durant toute la simulation, ce qui est justifié par le passage à zéro simultané de la tension et du courant du réseau électrique (figure IV.47). D'autre part, un passage inverse de courant est enregistré entre (1.75s et 2.2s) ; dans ce cas, le sens de passage des courants injectés au réseau est inversés (figure IV.47).

En cas de problème brutal dans le système de conversion où dans le réseau électrique, on peut directement déconnecter l'installation et transférer la puissance produite vers les

systèmes de stockage, ce qui est remarqué entre la période (1.4s et 1.75s) de simulation (figures IV.45 et IV.46).

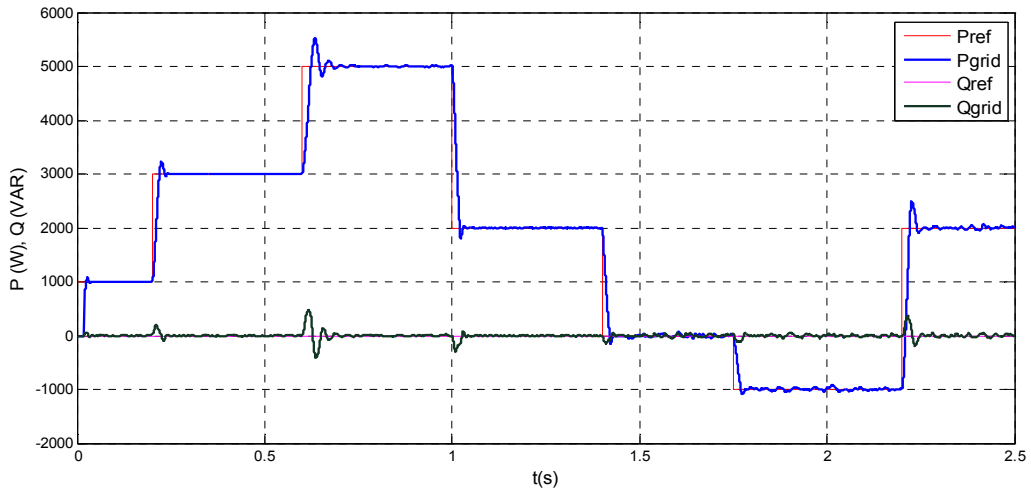


Figure IV.45 Puissances active et réactive injectées au réseau électrique

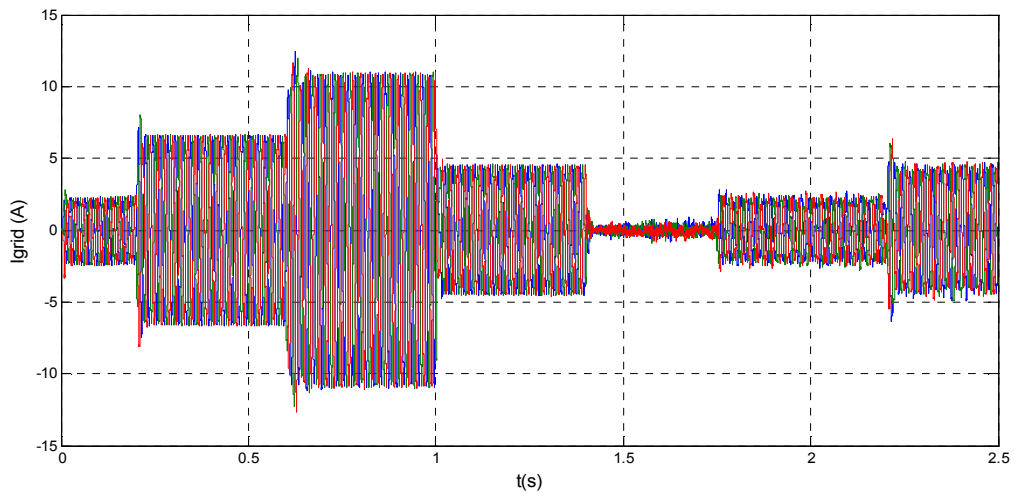


Figure IV.46 Forme des courants injectés au réseau électrique

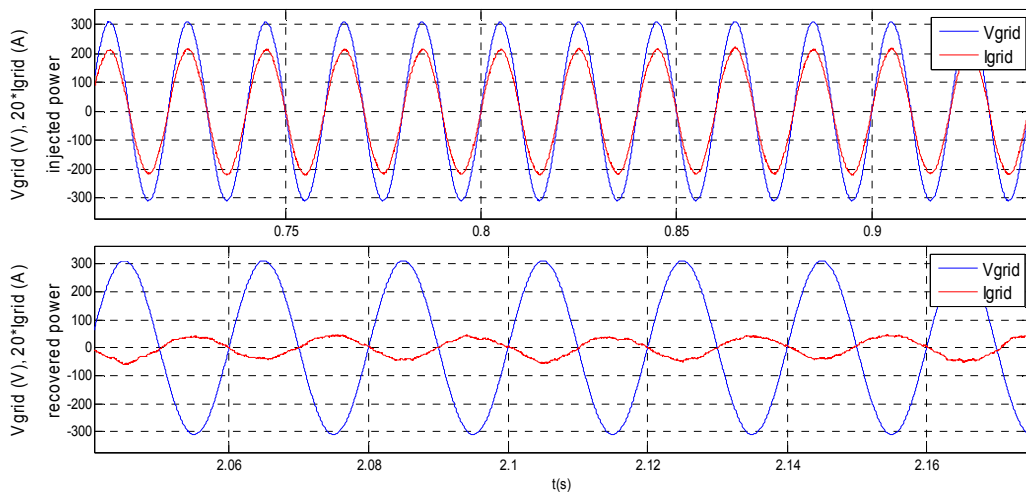


Figure IV.47 Tension et courant injecté au réseau électrique

Les figures IV.48 - IV.49 représentent la forme d'onde de la tension d'entrée et la tension simple de sortie de l'onduleur Quazi Z-source. La similarité de la forme de la tension obtenue avec celle de l'onduleur classique est distinctement présentée.

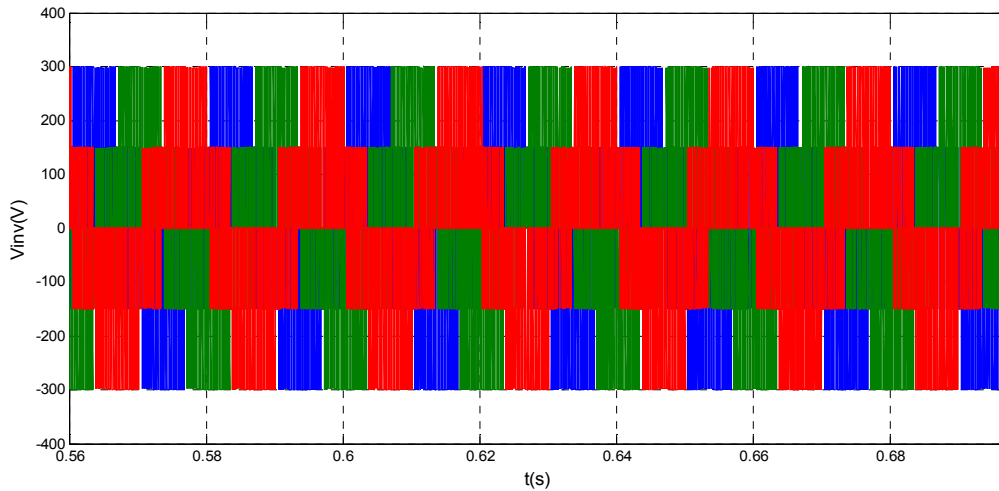


Figure IV.48 Tension simple de l'onduleur Quazi Z-source

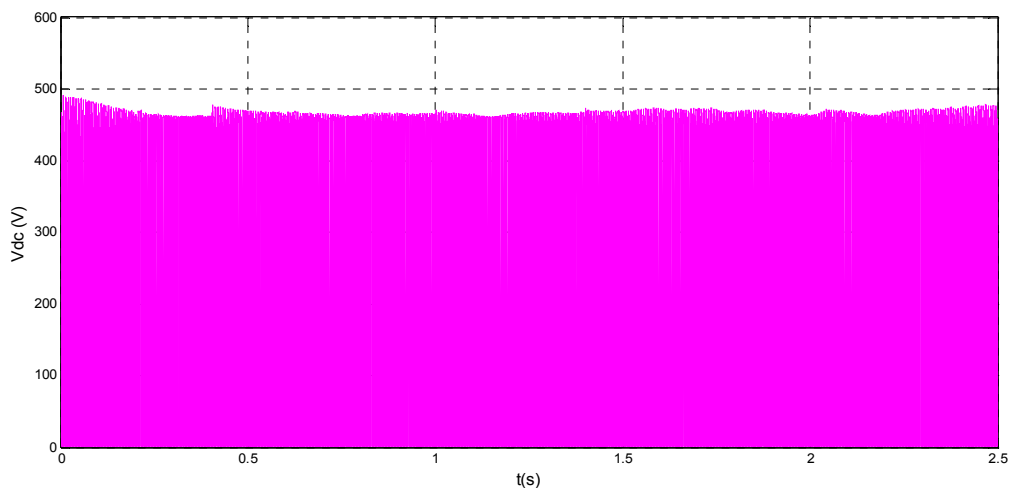


Figure IV.49 Tension du bus continu de l'onduleur Quazi Z-source

Le bilan des puissances du système PV connecté au réseau électrique avec stockage en utilisant un onduleur Quazi Z-source durant tous les scénarios imposés est présenté sur la figure IV.50. Il est clair qu'il y'a une parfaite complémentarité de puissance entre le générateur PV, le réseau et les bancs de stockage ; ainsi, nous pouvons satisfaire la demande du réseau tout en conservant la particularité de chaque élément.

La totalité de la puissance PV produite est intégralement injectée au réseau électrique lorsque ce dernier demande plus d'énergie (entre 0.6s et 1s) avec un soutien du système de stockage (batteries) (mode décharge). Contrairement, lorsque l'énergie PV disponible est

supérieure à la référence de la puissance à injecter (dans la majorité du temps de simulation), la différence est envoyée au banc des batteries (mode charge).

Lorsque le système est déconnecté (entre 1.4s et 1.75s), la totalité de la puissance PV est envoyée aux batteries ; de même, si on veut conserver le niveau minimum de charge du banc des batteries, par une action sur le sens de variation de la référence du réseau, le transfert bidirectionnel de l'énergie est effectué avec toujours un facteur de puissance unitaire et une forme d'onde convenable (entre 1.75s et 2.2s).

Les supercondensateurs sont utilisés seulement lors de variation brusque de la référence de puissance active injectée ; en effet, ils reçoivent la partie transitoire de la référence. Comme il est montré sur le bilan des puissances, les supercondensateurs se chargent durant la montée de la valeur de référence de puissance, et se déchargent pendant la descente. Ce qui augmente la durée de vie des supercondensateurs et améliore le rendement global de l'installation.

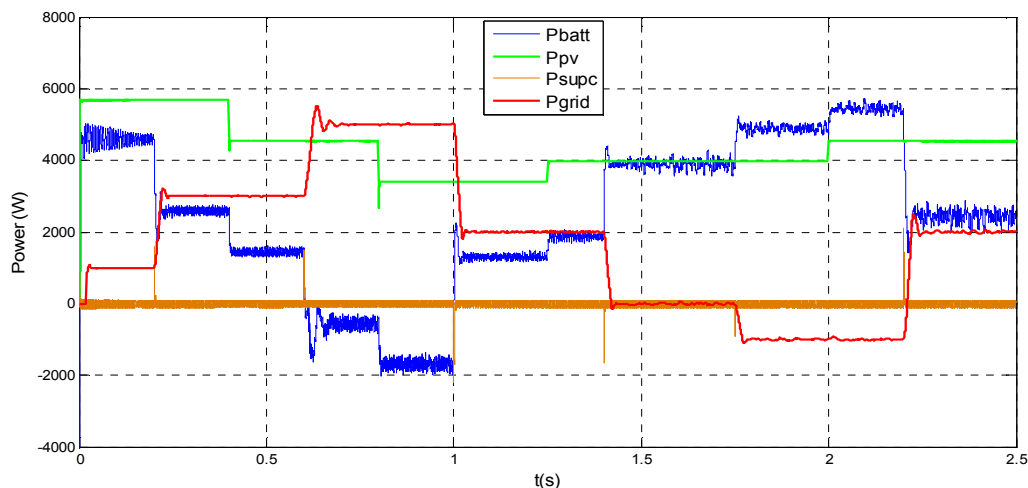


Figure IV.50 Evolution du flux des puissances dans le système PV connecté au réseau électrique

Lorsque la référence de la puissance de stockage est imposée (figure IV.51), la puissance des batteries suit le régime permanent parce qu'elles ont un long temps de réponse ; par contre, la puissance des supercondensateurs suit le régime transitoire de la puissance de référence dans toutes les conditions. Un zoom sur la réponse des deux systèmes de stockage est montré sur la figure IV.52.

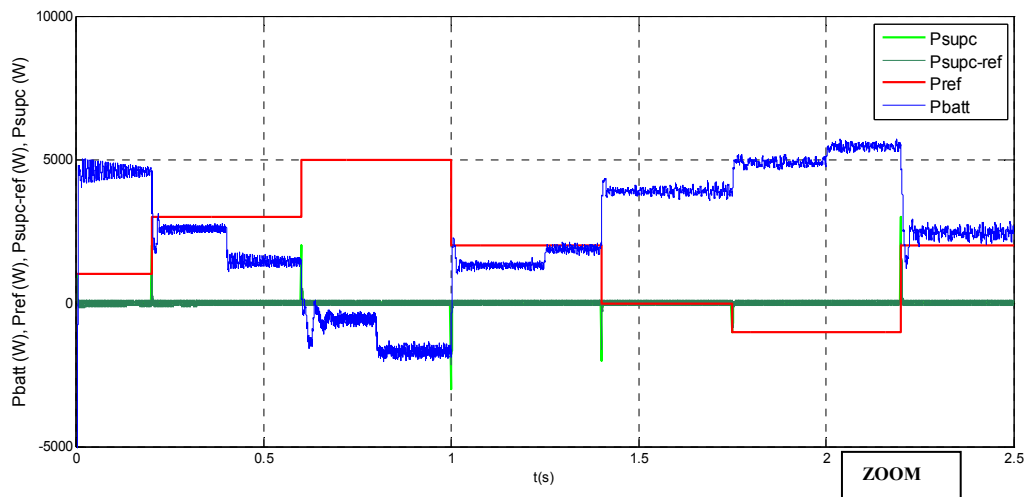


Figure IV.51 Réponse des systèmes de stockage

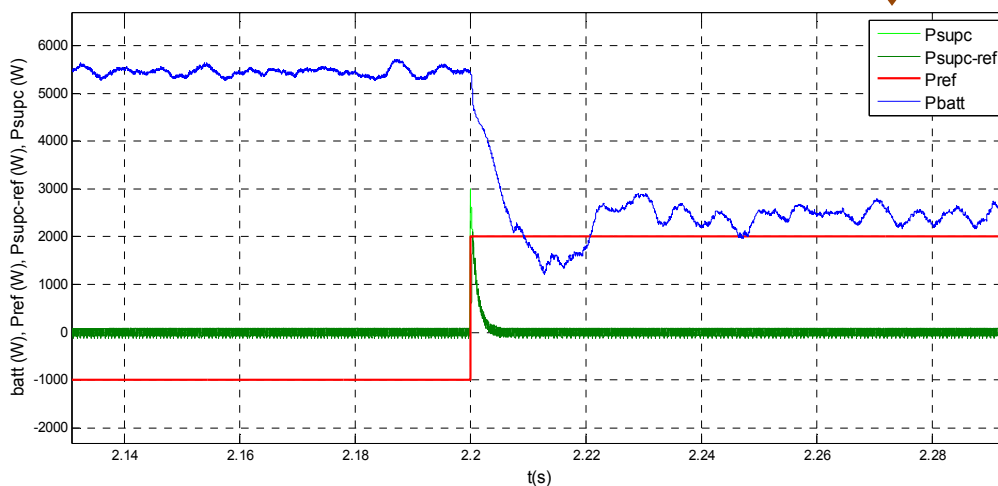


Figure IV.52 Zoom sur la réponse des batteries et des supercondensateurs

Les résultats présentés montrent et confirment que la stratégie de contrôle adoptée de l'onduleur Quazi Z-source avec deux technologies de stockage (batteries et supercondensateurs) permet de mieux gérer l'échange du flux des puissances avec une meilleure flexibilité et présente des bonnes performances dans toutes les conditions de fonctionnement.

IV.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le principe de fonctionnement des onduleurs de tension et de courant, leurs avantages et leurs inconvénients sont aussi clairement exposés. Pour résoudre les limitations techniques des convertisseurs classiques, un nouveau convertisseur appelé onduleur Z-source est proposé en premier lieu. Il permet d'augmenter ou

diminuer la tension d'entrée et assurer la conversion de l'énergie (continu-alternatif) en un seul étage. Des modélisations et des essais de simulations ont été réalisées pour démontrer les performances abouties.

Nous avons présenté également un autre convertisseur appelé onduleur Quasi Z-source similaire à l'onduleur Z-source, il garde tous les avantages de ce dernier et offre en plus d'autres performances structurelles et techniques supplémentaires comme : la livraison d'un courant stable et continu à l'entrée du convertisseur, la diminution des valeurs des éléments passifs utilisés, et sa structure offre plus de possibilité d'intégrer plusieurs moyens de stockage. En effet, nous avons opté pour ce convertisseur pour le reste de ce travail.

Au second lieu de ce chapitre, après l'étude détaillée sur ces nouveaux convertisseurs, nous avons intégré l'onduleur Quasi Z-source dans deux applications qui utilisent l'énergie solaire photovoltaïque comme source principale d'alimentation (autonome et connecté au réseau électrique). En mode isolé, le contrôle et le suivi du système est assuré par une incorporation simultanée de l'algorithme (Perturbe & Observe) avec une boucle de régulation de la tension aux bornes des consommateurs ; et cela, pour garantir une forme d'onde convenable et une tension suffisante aux fonctionnements ordinaires des charges (220/380V, 50Hz). Finalement, dans le mode connecté au réseau électrique, le suivi du point de puissance maximale MPPT du générateur PV et le contrôle séparé des puissances active et réactive injectées sont utilisés simultanément pour générer les séquences de commutation de l'onduleur Quasi Z-source. Les batteries sont utilisées pour assurer la continuité de service et soutenir le système en cas d'insuffisance de puissance. D'autre part, les supercondensateurs sont utilisés pour compenser le régime transitoire rapide lors de la variation rapide de la puissance injectée au réseau électrique.

Les résultats de simulation obtenus dans toutes les conditions imposées, ont montré clairement la faisabilité et l'efficacité du convertisseur utilisé, ainsi que tous les algorithmes et les commandes adoptés.

Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse de doctorat s'inscrit dans le cadre de la contribution au développement des énergies renouvelables et le solaire photovoltaïque en particulier. Le principal objectif de ce travail c'est l'amélioration des performances et l'efficacité des installations photovoltaïques liées au réseau électrique basse tension en présence des systèmes de stockage.

Dans cette optique, nous avons commencé notre étude par des généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque. La conversion photoélectrique, la cellule, le panneau, et le champ photovoltaïque ont été définis avec leurs technologies de construction, ainsi que les protections associées. La caractéristique électrique courant – tension du module photovoltaïque est non linéaire, en effet, la courbe de la puissance –tension donne un seul point de puissance maximale pour un éclairage et une température constante ; pour cela, nous avons exposé la problématique de l'adaptation d'impédance du générateur photovoltaïque pour qu'il puisse fonctionner toujours au point de puissance maximale PPM quelque soit la variation des conditions météorologiques et la charge. En conséquence, plusieurs techniques, que ce soit directe ou indirecte ont été exposées. Ensuite, nous avons montré l'intérêt du système de stockage dans une installation photovoltaïque et les différents moyens utilisés pour optimiser le rendement énergétique global du système. Les différentes configurations du système photovoltaïque connecté au réseau électrique et les principaux convertisseurs statiques utilisés sont définis pour fixer l'architecture globale de notre installation étudiée.

L'étape qui a suivi, a été consacrée à la modélisation et simulation du générateur photovoltaïque pour déterminer les caractéristiques électriques externes dans les conditions standards ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25\text{C}^\circ$) et sous plusieurs niveau d'éclairage et température. Aussi, des conditions d'ombrage partiel ont été imposées pour étudier l'influence de ce phénomène sur les caractéristiques du générateur. Ensuite, nous avons passé à la mise en ouvre de la procédure de poursuite du point de puissance maximale pour maximiser l'utilisation de l'énergie photovoltaïque produite, en effet, deux techniques de commande ont été adoptées, il s'agit de l'algorithme perturbe & observe et la conductance incrémentale. Les performances de ces deux dernières méthodes étaient testées dans plusieurs conditions météorologiques rigoureuses, pour prouver leur efficacité et robustesse. Aussi, nous avons

étudié deux systèmes autonomes : chargeur de batterie et système de pompage solaire continu, l'algorithme perturbe & observe était implémenté pour le suivi du point PPM. Il est noté que, les résultats de simulations obtenus restent assez harmonieux et montrent une très bonne dynamique de poursuite durant tous les scénarios de fonctionnement imposés.

Dans le cadre de notre objectif, nous avons passé à une application encore plus représentative de l'objectif final de la thèse, en introduisant une interface de connexion avec le réseau électrique (onduleur de tension deux niveau) et un système de stockage pour remédier les fluctuations de l'énergie solaire. Dans ce contexte, trois installations ont été étudiées ; dans la première, la puissance photovoltaïque produite est transmise à travers un hacheur élévateur pour assurer le maximum de puissance possible, et un onduleur de tension pour contrôler le niveau des puissances active et réactive injectées. D'autre part, un banc des batteries est monté au bus continu en utilisant un hacheur élévateur-abaisseur pour le contrôle du flux de puissance échangé entre la batterie et le réseau électrique. Il s'agit d'introduire un autre moyen de stockage qui est le supercondensateur dans la deuxième installation, l'avantage des ces éléments c'est qu'ils ont une puissance volumique importante, donc ils peuvent fournir une grande puissance durant un temps très court. L'objectif dans ce cas, se résume dans l'optimisation du système de stockage, on utilise les batteries lorsqu'on est au régime permanent de profile de stockage, et les supercondensateurs seulement au moment transitoire de passage d'un niveau à un autre. Dans la troisième installation, un système de pompage photovoltaïque est intégré au bus continu de la chaîne de conversion principale, l'objectif c'est d'avoir une grande flexibilité du système de stockage et une amélioration du rendement de conversion totale de l'installation. Le surplus de la puissance photovoltaïque produite est absorbé par les batteries et converti en puissance hydraulique pour irriguer les surfaces agricoles qui sont situées autour du système. L'ensemble des résultats représentatifs de chaque installation étudiée a montré d'une manière très claire une très grande performance de fonctionnement en termes stabilité et robustesse face à tous les scénarios sévères imposés.

Toujours dans le but d'améliorer le rendement de conversion entre le générateur photovoltaïque et le réseau, un nouveau convertisseur continu-alternatif à été proposé, il s'agit de l'onduleur Z-source. L'avantage de ce dernier, c'est qu'il permet d'augmenter ou diminuer la tension d'entrée et assurer la conversion de l'énergie (continu-alternatif) en un seul étage. En outre, nous avons présenté un autre convertisseur appelé l'onduleur Quasi Z-source similaire à l'onduleur Z-source; en effet, il garde tous les avantages de ce dernier et offre en plus d'autres performances structurelles et techniques comme la livraison d'un courant stable

et continu à l'entrée du convertisseur, la diminution des valeurs des éléments passifs utilisés, et sa structure offre plus de possibilité d'intégrer plusieurs moyens de stockage. Tous ces avantages rendent ce convertisseur très approprié pour le conditionnement de la puissance dans un système photovoltaïque autonome ou connecté au réseau électrique. Les performances de l'onduleur Quasi Z-source ont été évaluées en introduisant cet onduleur dans deux applications réelles, une alimentation autonome et connectée au réseau. En mode isolé, le contrôle du système est assuré par une combinaison simultanée de l'algorithme Perturbe & Observe avec une boucle de régulation de la tension aux bornes de la charge pour garantir une forme d'onde convenable et une tension suffisante aux fonctionnements ordinaires des charges (220/380V, 50Hz). Pareillement, dans le mode connecté, l'algorithme de poursuite de la puissance maximale du générateur photovoltaïque et le contrôle séparé des puissances active et réactive injectées au réseau ont été intégrés simultanément pour générer les séquences de commutation de l'onduleur Quasi Z-source. Durant les différents scénarios de simulation que nous avons imposés, l'ensemble des résultats obtenus ont bien démontré l'efficacité du convertisseur et ont également confirmé la robustesse et la stabilité de toutes les méthodes et algorithmes implémentés.

Enfin, on peut conclure que le travail présenté dans cette thèse constitue une contribution utile au sujet du solaire photovoltaïque connecté au réseau électrique. L'étude théorique, la modélisation, et toutes les simulations qui y ont été menées, confirment d'une façon claire l'amélioration des performances de ces installations en termes d'efficacité et de rendement de conversion. Néanmoins, le travail mérite d'être repris de manière encore plus détaillée tout en incluant les autres aspects importants qui n'ont pas été abordés par l'étude en question. Parmi ces derniers on citera notamment l'intégration au niveau de l'étage MPPT des effets d'ombrage, l'utilisation des techniques robustes pour le suivi du point PPM, la centralisation sur les algorithmes de contrôle de l'onduleur Z-source et de l'onduleur Quasi Z-source, et l'intégration des stratégies de management et de gestion de l'énergie échangée entre le générateur photovoltaïque et le réseau électrique.

Références

- [1] www.eia.gov, administration de l'information de l'énergie américaine (US Energy Information Administration).
- [2] www.iea.org, agence international de l'énergie (International Energy Agency).
- [3] « Rapport sur le statut mondial des énergies renouvelables 2016 », REN21 (réseau mondial multipartite pour la promotion des politiques en faveur des énergies renouvelables).
- [4] www.cder.dz, « Programme nationale de développement des énergies renouvelables 2015-2020-2030».
- [5] O. Bouhali, « Contribution des convertisseurs multiniveaux au raccordement de la production d'origine éolienne sur un réseau électrique», Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille, 2007.
- [6] T. Ghennam, « Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation», Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille et Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, 2011.
- [7] S. Belakehal, « Conception & commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables», Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010.
- [8] V. Courtecuisse, « Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau», Thèse de Doctorat, Ecole nationale d'Arts et Métiers, 2008.
- [9] D. Lu, « Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré Application à l'agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain », Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille, 2010.
- [10] S. Petibon, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques», Thèse de Doctorat, université de Toulouse, 2009.
- [11] F. Alkhalil, « Supervision, économie et impact sur l'environnement d'un système d'énergie électrique associé à une centrale photovoltaïque», Thèse de Doctorat, Ecole nationale supérieur d'Arts et Métiers, 2011.
- [12] D. Piazza, M. Carmela, G. Vitale, « Photovoltaic sources: modeling and emulation», Springer Science & Business Media, 2012.
- [13] T. John, T. Weir, «Renewable energy resources», Routledge, 2015.
- [14] D. R. Myers, «Solar radiation: practical modeling for renewable energy applications», CRC Press, 2017.
- [15] K. Alireza, O. C. Onar, «Energy harvesting: solar, wind, and ocean energy conversion systems», CRC press, 2017.
- [16] O. Nichiporuk, « Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités», Thèse de Doctorat, Institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005.

- [17] C. S. Solanki, « Solar photovoltaics: fundamentals, technologies and applications », PHI Learning Pvt. Ltd, 2015.
- [18] S. Vecchi, « Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonction de silicium et contacts interdigités en face arrière », Thèse de Doctorat, Institut national des sciences appliquées de Lyon, 2013.
- [19] A. Labouret, P. Cumunel, J-P. Braun, B. Faraggi, « Cellules solaires-5e éd: Les bases de l'énergie photovoltaïque », Dunod, 2010.
- [20] R. Nicolas, « Les cellules photovoltaïques en silicium: théorie et fabrication », EDP Sciences, 2017.
- [21] G. Félix, « Procédés innovants adaptés aux cellules photovoltaïques PERC en couches minces de silicium cristallin », Diss, Université de Lyon, 2016.
- [22] Z. Eljouad, « Réalisation et caractérisation des cellules photovoltaïques organiques », Thèse de doctorat, Université d'Angers, 2016.
- [23] T. Mambrini, « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies », Thèse de Doctorat, Université Paris sud, 2014.
- [24] D. Picault, « Reduction of mismatch losses in grid-connected photovoltaic systems using alternative topologies », Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [25] S. Vighetti, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de Doctorat, l'Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [26] M. Ünlü, S. Çamur, B. Arifoglu, « A New Maximum Power Point Tracking Method for PV Systems under Partially Shaded Conditions », 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Istanbul, Turkey, 13-17 May, 2013.
- [27] S. Moballegh, J. JIANG, « Partial shading modeling of photovoltaic system with experimental validations ». International Power and Energy Society General Meeting, IEEE, p. 1-9, 2011.
- [28] S. Pareek, R. Runthala, R. Dahiya, « Mismatch Losses in SPV Systems Subjected to Partial Shading Conditions », International conference on advanced electronic systems, ICAES, 2013.
- [29] S. E. Boukebous, D. Kerdoun, « Study, Modeling and Simulation of Photovoltaic Panels under Uniform and Non-Uniform Illumination Conditions ». Revue des Energies Renouvelables, vol. 18, no 2, p. 257-268, 2015.
- [30] W. Xueting, L. Hui, « Output characteristics of PV array under different insulation and temperature », International Power and Energy Engineering Conference, IEEE, p. 1-4, 2012.
- [31] L. Zarour, « Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau », Thèse de Doctorat, université Mentouri de Constantine, 2010.
- [32] M. Khelif, A. M'raoui, A. Malek, « Simulation, optimization and performance analysis of an analog, easy to implement, perturb and observe MPPT technique to be used in a 1.5 kWp photovoltaic system ». International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC, IEEE, p. 10-17, 2013.

- [33] B. Subudhi, R. Pradhan, « A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems», *Transactions on sustainable energy, IEEE*, Vol.4, N°1, pp.89-98, 2013.
- [34] N. Karami, N. Moubayed, R. Outbib, «General review and classification of different MPPT Techniques», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 68, p. 1-18, 2017.
- [35] C. Cabal, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié a la conversion photovoltaïque », Thèse de Doctorat, université de Toulouse, 2008.
- [36] S. Boukebbous, M. Khelif, « Study, simulation and analogical realization of the loop of current MPPT for the photovoltaic panels», *Balkan journal of electrical and computer engineering, BAJECE*, Vol.3, N°1, pp.5-10, 2015.
- [37] X. Weidong, A. Elnosh, V. Khadkikar, H. Zeineldin, « Overview of maximum power point tracking technologies for photovoltaic power systems», *37th Annual Conference on Industrial Electronics Society, IEEE*, p. 3900-3905, 2011.
- [38] J. Ahmed, Z. Salam, «An improved perturb and observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) algorithm for higher efficiency». *Applied Energy*, Vol. 150, p. 97-108, 2015.
- [39] A.T. Singo, « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome», Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [40] P. Sivakumar, A. K. Abdullah, Y. Kaliavaradhan, M. Arutchelvi, «Analysis and enhancement of PV efficiency with incremental conductance MPPT technique under non-linear loading conditions». *Renewable Energy*, vol. 81, p. 543-550, 2015
- [41] L. Stoyanov, «Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables», Thèse de doctorat, Université Pascal Paoli, 2011.
- [42] A. T. Singo, «Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome», Thèse de doctorat. Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010
- [43] N. Devillers, «Caractérisation et modélisation de composants de stockage électrochimique et électrostatique», Thèse de doctorat, Université de Franche-Comté, 2012.
- [44] A. A. Franco, «Multiscale modeling methods for electrochemical energy conversion and storage», 2013.
- [45] W. V. Schalkwijk, B. Scrosati, «Advances in lithium-ion batteries», Springer Science & Business Media, 2007.
- [46] M. M. Thackeray, C. Wolverton, E. D. Isaacs, «Electrical energy storage for transportation—approaching the limits of, and going beyond, lithium-ion batteries», *Energy & Environmental Science*, Vol. 5, no 7, p. 7854-7863, 2012.
- [47] Y. Riffonneau, « Gestion des flux énergétique dans un système photovoltaïque avec stockage connecter au réseau – application à l'habitat », Thèse de doctorat, Université Joseph-Fourier-Grenoble I, 2009.
- [48] A. Payman, « Contribution à la Gestion de l'Energie dans les Systèmes Hybrides Multi-sources Multi-charges », Thèse de doctorat, Institut polytechnique de lorraine Nancy, 2009.

- [49] M. A. Camara, « Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs », Thèse de doctorat, Université Paris-Est, 2011.
- [50] H. Kanchev, « Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable: Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain », Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2014.
- [51] R. A. Huggins, « Energy Storage: Fundamentals, Materials and Applications », Springer, 2010.
- [52] O. Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat, Ecole normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2002.
- [53] S. Chakraborty, M. G. Simões, W. E. Kramer, « Power electronics for renewable and distributed energy systems », A Sourcebook of Topologies, Control and Integration, vol. 99, p. 100, 2013.
- [54] H. J. Sira-ramirez, R. Silva-ortigoza, « Control design techniques in power electronics devices », Springer Science & Business Media, 2006.
- [55] K. A. TEHRANI, « Conception, Synthèse et Application d'une Nouvelle Commande Robuste par PID Fractionnaire pour Les Onduleurs Multiniveaux », Thèse de doctorat, Vandoeuvre-les-Nancy, INPL, 2010.
- [56] F. Gruson, « Modulation naturelle généralisée des convertisseurs matriciels pour la variation de vitesse », Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [57] F. Z. Peng, « Z-source inverter », Transactions on industry applications, IEEE, vol. 39, no 2, p. 504-510, 2003.
- [58] G. Baoming, H. Abu-rub, F. Z. Peng, Q. Lei, A. T. Almeida, F. J. T. E. Ferreira, D. Sun, Y. Liu, « An energy-stored quasi-Z-source inverter for application to photovoltaic power system », Transactions on Industrial Electronics, IEEE, vol. 60, no 10, p. 4468-4481, 2013.
- [59] S. Baozhen, G. Herong, W. Yuerong, W. Zhao, « Research on the composite control for PV grid-connected and energy-storage based on Quasi-Z-source inverter », International Power Electronics and Application Conference and Exposition, IEEE, p.572-577. 2014.
- [60] J. Khajesalehi, M. Hamzeh, K. Sheshyekani, E. Afjei, « Parallel operating of two energy storage battery systems using quasi Z-source inverter », 5th International conference on thermal power plants, IEEE, p. 165-172, 2014.
- [61] H. Tsai, C. S. TU, Y. J. SU, Y. J. Su, « Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK », Proceedings of the world congress on Engineering and computer science, p. 1-6, 2008.
- [62] T. Salmi, M. Bouzguenda, A. Gastli, A. Masmoudi, « Matlab/simulink based modeling of photovoltaic cell », International Journal of Renewable Energy Research, vol. 2, no 2, p. 213-218, 2012.
- [63] F. Lasnier, « Photovoltaic engineering handbook », Routledge, 2017.
- [64] S. Boukebbous, Dj. Kerdoun, « Voltage control of standalone photovoltaic system », International Journal of renewable energy research, IJRER, Vol.4, N°3, pp.698-704, 2014.
- [65] D. G. Holmes, T. A. Lipo, « Pulse width modulation for power converters: principles and practice », John Wiley & Sons, 2003.

- [66] M. K. Kazimierczuk, «Pulse-width modulated DC-DC power converters», John Wiley & Sons, 2015.
- [67] N. Videau, « Convertisseurs continu-continu non isolés à haut rapport de conversion pour Piles à Combustible et Electrolyseurs-Apport des composants GaN », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse-INPT, 2014.
- [68] T. M. C. Le, « Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations », Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2012.
- [69] S. Boukebbous, Dj. Kerdoun, « Power Management of Grid Connected Photovoltaic Installation Assisted by Batteries and Water Pumping Energy Storage in Desert Location », International Journal of Renewable Energy Research, vol. 7, no 4, p. 2139-2150, 2017.
- [70] N. Benbaha, F. Zidani, M. S. Said, S. Boukebbous, H. Ammar, «Optimal energy control of induction motor standalone photovoltaic-battery pumping system», 6th International Conference on Systems and Control, IEEE, p. 622-628, 2017.
- [71] H. A. Kazem, A. H. Al-waeli, M. T. Chaichan, A. H. Alkabi, «Design, measurement and evaluation of photovoltaic pumping system for rural areas in Oman», Environment, Development and Sustainability, vol. 19, no 3, p. 1041-1053, 2017.
- [72] S. Boukebbous, Dj. Kerdoun, N. Benbaha, H. Ammar, A. Boutadara, «Effet de l'ombrage sur un système de pompage photovoltaïque», International journal of scientific research & Engineering Technology, IJSET, pp.14-20, 2016.
- [73] S. Boukebbous, Dj. Kerdoun, A. Boutadara, N. Benbaha, H. Ammar, « Caractérisation et Optimisation d'un Générateur Photovoltaïques, Application au Pompage Photovoltaïque », International Electrical and computer Engineering conference IECEC, 23-25 Mai, Sétif, Algérie, 2015.
- [74] N. Chandrasekaran, K. Thyagarajah, « Comparative study of photovoltaic pumping system using a DC motor and PMDC motor », International Conference on Advances in Engineering, Science and Management, IEEE, p. 129-132, 2012.
- [75] O. Tremblay, L. A. Dessaint, « Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications », World Electric Vehicle Journal, vol. 3, no 1, p. 1-10, 2009.
- [76] Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », National School Superior of Art and Trades, Lille, 2004.
- [77] M. Boyra, « Power-flow control and power-quality enhancement in interconnected distribution networks », thèse de doctorat, Supélec, 2012.
- [78] R. E. Best, « Phase locked loops: design, simulation, and applications », McGraw-Hill Professional, 2007.
- [79] E. F. Mogoş, « production décentralisée dans les réseaux de distribution. Étude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources », thèse de doctorat, école nationale supérieure d'arts et métiers, 2005.
- [80] R. Kadri, J. P. Gaubert, G. Champenois, « An improved maximum power point tracking for photovoltaic grid-connected inverter based on voltage-oriented control », transactions on industrial electronics, IEEE, vol. 58, no 1, p. 66-75, 2011.

- [81] X. Chen, Y. Zhang, S. Wang, J. Chen, C. Gong, «Impedance-phased dynamic control method for grid-connected inverters in a weak grid», *Transactions on Power Electronics*, IEEE, vol. 32, no 1, p. 274-283, 2017.
- [82] S. Boukebbous, Dj. Kerdoun, M. Khelif, «Control of Grid-Connected Photovoltaic System with Batteries Storage», *Recent Advances in Electrical Engineering and Control Applications*, Springer, Cham, p. 157-170, 2017.
- [83] H. Fakham, D. Lu, B. Francois, «Power control design of a battery charger in a hybrid active PV generator for load-following applications», *Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, vol. 58, no 1, p. 85-94, 2011.
- [84] H. Djeghloud, O. Guellout, M. Larakeb, O. Bouteldja, S. Boukebbous, A. Bentounsi, «Practical study of a laboratory undersized grid-connected PV system», *Innovative Smart Grid Technologies-Asia*, IEEE, p. 618-623, 2014.
- [85] T. Mesbahi, «Influence des stratégies de gestion d'une source hybride de véhicule électrique sur son dimensionnement et sa durée de vie par intégration d'un modèle multi-physique », Thèse de doctorat, Ecole centrale de lille, 2016.
- [86] L. Zubietta, R. Bonert, «Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications», *Transactions on industry applications*, IEEE, vol. 36, no 1, p. 199-205, 2000.
- [87] S. Boukebbous, Dj. Kerdoun, « Power control of grid connected photovoltaic system assisted by batteries and water pumping energy storage in desert location», *International Journal of Renewable Energy Research*, vol.4, No.3, pp.698-704, 2017.
- [88] S. Boukebbous, Dj. Kerdoun, «Control of grid-connected photovoltaic installation with batteries and supercapacitors system storage», *Journal of Electrical Engineering*, JEE, pp.155-163, 2016.
- [89] M. Khelif, A. M'raoui, L. Hassaine, « A detailed design and optimization process of a stand-alone photovoltaic AC transformer-less regulated three-phase voltage generator», *7th International Renewable Energy Congress*, IEEE, p. 1-6, 2016.
- [90] L. Baghli, « Contribution à la commande de la machine asynchrone, utilisation de la logique floue, des réseaux de neurones et des algorithmes génétiques », Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy I, 1999.
- [91] S. K. Sahoo, T. Bhattacharya, « Rotor flux-oriented control of induction motor with synchronized sinusoidal PWM for traction application», *Transactions on Power Electronics*, IEEE, vol. 31, no 6, p. 4429-4439, 2016.
- [92] B. Robyns, B. Francois, P. Degobert, J. P. Hautier, « Vector control of induction machines», Springer, London, p. 75-121, 2012.
- [93] S. Bacha, I. Munteanu, A. I. Bratcu, «Power electronic converters modeling and control. Advanced textbooks in control and signal processing», vol. 454, p. 454, 2014.
- [94] M. Shen, A. Joseph, J. Wang, F. Z. Peng, D. J. Adams, «Comparison of traditional inverters and Z-source inverter for fuel cell vehicles», *Transactions on Power Electronics*, IEEE, vol. 22, no 4, p. 1453-1463, 2007.
- [95] Y. Huang, M. Shen, F. Z. Peng, J. Wang, «Z-Source Inverter for Residential Photovoltaic Systems», *Transactions on Power Electronics*, IEEE, vol. 21, no 6, p. 1776-1782, 2006.

- [96] Y. Tang, S. Xie, C. Zhang, Z. Xu, «Improved Z-source inverter with reduced Z-source capacitor voltage stress and soft-start capability», *Transactions on Power Electronics*, IEEE, vol. 24, no 2, p. 409-415, 2009.
- [97] Y. Tang, S. Xie, C. Zhang, «An improved z source inverter», *transactions on power electronics*, IEEE, vol. 26, no 12, p. 3865-3868, 2011.
- [98] I. Roasto, D. Vinnikov, T. Jalakas, T. J. Zakis, S. Ott, «Experimental study of shoot-through control methods for qZSI-based DC/DC converters», *International Symposium on Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion*, IEEE, p. 29-34, 2010.
- [99] O. Ellabban, J. Van mierlo, «Z-Source Inverter for Automotive Applications», *new generation of electric vehicles*, InTech, 2012.
- [100] O. Ellabban, J. Van mierlo, P. Lataire, O. Hegazy, «Control of a High-Performance Z-Source Inverter for a Fuel Cell/Supercapacitor Hybrid Electric Vehicles», *The 25th World Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium & Exhibition*, 2010.
- [101] Y. Li, J. Anderson, F. Z. Peng, D. Lui, «Quasi-Z-source inverter for photovoltaic power generation systems», *Twenty-Fourth Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition*, IEEE, p. 918-924, 2009.
- [102] A. Abdelhakim, P. Davari, F. Blaabjerg, P. Mattavelli, «Switching loss reduction in the three-phase quasi-z-source inverters utilizing modified space vector modulation strategies», *Transactions on Power Electronics*, IEEE, 2017.
- [103] D. S. Vidhya, T. Venkatesan, «Quasi-Z-Source Indirect Matrix Converter Fed Induction Motor Drive for Flow Control of Dye in Paper Mill», *Transactions on Power Electronics*, IEEE, vol. 33, no 2, p. 1476-1486, 2018.
- [104] X. Hou, «Modeling and digital control of a single-phase quasi-z-source inverter based on TMS320F28335-DSP», *Colorado School of Mines*, 2017.
- [105] D. Sun, B. Ge, D. Bi, F. Z. Peng, «Analysis and control of quasi-Z source inverter with battery for grid-connected PV system», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 46, p. 234-240, 2013.
- [106] J. G. Cintron-rivera, Y. Li, S. Jiang, F. Z. Peng, «Quasi-Z-source inverter with energy storage for photovoltaic power generation systems», *twenty-sixth annual Applied power electronics conference and exposition*, IEEE, p. 401-406, 2011.
- [107] S. Boukebbous, Dj. Kerdoun, N. Benbaha, H. Ammar, «Quasi z source inverter output voltage regulation of standalone system powered by photovoltaic generators and batteries », *5th International renewable and sustainable congress*, IEEE, pp. 1-6, 2017.
- [108] S. Boukebbous, Dj. Kerdoun, «New Strategy Control of Bidirectional Quasi Z Source Inverter with Batteries and Supercapacitors Energy Storage in Grid Connected Photovoltaic System», *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, vol. 8, no 1, p. 335-343, 2017.

Annexe

Annexe. 1

Paramètres techniques du module photovoltaïque monocristallin UDT50

Paramètres	Valeur
Eclairement standard G (W/m ²)	1000
Température standard T (C°)	25
Courant de court circuit I_{cc} (A)	3.43
Tension du circuit ouvert V_{oc} (V)	21.28
Tension optimale V_{opt} (V)	16.65
Puissance maximale P_{max} (W)	52.66
Facteur de forme (%)	72
Rendement (%)	11
Résistance série R_s (Ω)	0.4
Surface de la cellule S (cm ²)	10*10
Nombre des cellules	36

Annexe. 2

Paramètres techniques du module photovoltaïque polycristallin de condor

Paramètres	Valeur
Eclairement standard G (W/m ²)	1000
Température standard T (C°)	25
Courant de court circuit I_{cc} (A)	8.16
Tension du circuit ouvert V_{oc} (V)	36.31
Tension optimale V_{opt} (V)	30.10
Courant optimale I_{opt} (A)	7.83
Puissance maximale P_{max} (W)	235
Facteur de forme (%)	79
Nombre des cellules	60
Coefficient de température de puissance (%/C°)	-0.39
Coefficient de température de courant (%/C°)	+0.06
Coefficient de température de tension (%/C°)	-0.33
Tension maximale du système (V)	1000

Annexe. 3

Paramètres techniques de la pompe centrifuge

Paramètres	Valeur
Moteur asynchrone	
Puissance nominale (W)	4000
Tension d'alimentation (V)	230/400
Vitesse de rotation (tr/mn)	1430
Résistance statorique (Ω)	1.4
Inductance statorique (H)	0.0058
Résistance rotorique (Ω)	1.395
Inductance rotorique (H)	0.0058
Inductance mutuelle (H)	0.1722
Moment d'inertie (Kg. m ²)	0.0131
Coefficient de frottement f (N.m.s)	0.002985
Nombre de paire de pole	2
Pompe centrifuge	
Vitesse de rotation (tr/mn)	1430
Constant K_0	0.00042934
Constant K_1	0.000015825
Constant K_2	0.0410

Annexe. 4

Paramètres techniques du moteur à courant continu

Paramètres	Valeur
Moteur à courant continu	
Puissance nominale (CV)	5
Tension d'alimentation (V)	240
Vitesse de rotation (tr/mn)	1750
Résistance de l'induit (Ω)	2.581
Inductance de l'induit (H)	0.028
Inductance mutuelle (H)	0.9483
Moment d'inertie (kg.m ²)	0.02215
Coefficient de frottement f (N.m.s)	0.002953
Couple de frottement (N.m)	0.5161

Annexe. 5

Paramètres techniques de l'interface de raccordement avec le réseau électrique

Paramètres	Valeur
Réseau électrique triphasé (V)	220/380
Transformateur élévateur (Y/Y) (V)	220/380
Résistance du filtre de sortie (Ω)	0.2
Inductance du filtre de sortie (H)	0.02
Fréquence (Hz)	50

Annexe. 6

Paramètres techniques de la batterie plomb-acide

Paramètres	Valeur
Tension nominale (V)	12
Capacité (Ah)	150
Résistance interne (Ω)	0.008

Annexe. 7

Paramètres techniques du supercondensateur [43]

Paramètres	Valeur
Tension nominale (V)	2.7
Résistance R_0 (Ω)	0.057
Résistance R_1 (Ω)	868.81
Résistance R_3 (Ω)	44
Condensateur C_1 (F)	0.20
Condensateur C_0 (F)	7.82
Constante K	0.73