

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE

**Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion
Photovoltaïque (LDCCP)
Ecole Doctorale en Génie Electrique**

Mémoire de Magister en Electronique

Option : Electricité Solaire

Présenté par : BIRANE Mouhoub

Thème

ETUDE ET SIMULATION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES AVEC MICRO- CONVERTISSEURS

Soutenu devant les membres du jury composé de :

HADDADI Mourad	Professeur, ENP	Président
LARBES Cherif	Professeur, ENP	Rapporteur
CHEKNANE Ali	Professeur, Université de Laghouat	Rapporteur
MALEK Ali	Directeur de Recherches, CDER	Examineur
AIT CHEIKH Mohamed Salah	Maitre de Conférences A, ENP	Examineur

الملخص:

الهدف من هذا العمل هو تحقيق طبولوجيات مختلفة من النظم الصغيرة للمحولات الكهروضوئية من اجل فهم المخاطر والمتطلبات المستقبلية للإلكترونيك الاستطاعة في هذا النوع من التطبيقات . في أي نظام كهروضوئي، محولات الطاقة هي بمثابة عناصر حاسمة. لأنها تسيطر على تدفق الطاقة الكهربائية بين الوحدات، و البطاريات، والأحمال. من أجل مقارنة بعض الطبولوجيات المقترحة ، نقوم بتقديم ومحاكاة هندستين : أولا هندسة النظم الكهروضوئية الأكثر استخداما. والتي تتألف من عدد من الوحدات الكهروضوئية الموصولة فيما بينها سواء على التسلسل أو على التفرع اعتمادا على التوتر الناتج المرغوب فيه. و التي يليها المحول الرئيسي مستمر- مستمر. ثانيا الطبولوجيا التي تستخدم سلاسل من الوحدات الكهروضوئية ، لكل سلسلة يتم ربطها بمحول صغير. الهدف من هذا هو الحصول على الطبولوجيا الأكثر كفاءة وفعالية لطاقة معينة.

كلمات مفتاحية: نظام كهر وضوئي ، المحول الرئيسي مستمر- مستمر،المحول الصغيري نقطة الاستطاعة العظمى(MPPT).

Résumé:

L'objectif de ce travail est d'étudier les différentes topologies de systèmes photovoltaïques (PV) à base de micro-convertisseurs afin de comprendre les enjeux et les besoins futurs de l'électronique de puissance dans ce type d'applications. Dans tout système PV les convertisseurs de l'électronique de puissance sont les composants critiques. Ils contrôlent le flux d'énergie électrique entre les modules PV et les batteries et/ou les charges. Afin de comparer les topologies proposées, nous présentons et simulons d'abord, l'architecture la plus utilisée dans les systèmes PV. Elle est composée d'un certain nombre de modules PV mis en série et / ou en parallèle, en fonction de la tension de sortie et de la puissance désirées, suivi d'un convertisseur DC-DC principal. Nous étudions ensuite les topologies dans lesquelles plusieurs chaînes de modules PV sont utilisées. Des micro-convertisseurs distincts sont appliqués à chaque chaîne PV. L'objectif est d'obtenir la topologie la plus efficace et optimale pour une puissance nominale donnée.

Mots-clés: énergie photovoltaïque (PV), un convertisseur DC-DC, micro-convertisseur, MPPT.

Abstract:

The aim of this work is to investigate different topologies of micro-converter based photovoltaic (PV) systems in order to understand the stakes and future requirements of power electronics in this type of applications. In any PV-based system, power electronic converters are critical components. They control the electrical energy flow between the modules, batteries, and loads. In order to compare the proposed topologies, we present and simulate first, the most used architecture of PV systems. It consists of a number of PV modules put in series and/or in parallel, depending on the desired output voltage and power, followed by a main DC-DC converter. We then investigate topologies in which several strings of PV modules are used. Separate micro-converters are applied to each PV string. The aim is to get the most efficient topology for any given nominal power.

Keywords: Photovoltaic (PV) systems, DC-DC converter, micro-converter, MPPT.

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier mon dieu de m'avoir donné la patience et le courage pour terminer ce travail.

*Je tiens vivement à remercier Monsieur **LARBES Cherif**, Pr, ENP, pour son rôle majeur dans l'élaboration de ce travail par ses remarques constructives et ses suggestions pertinentes, qu'il trouve ici mon vif témoignage en reconnaissance de son rôle important dans l'amélioration du manuscrit de ce mémoire.*

*Je remercie également Monsieur **CHEKNANE Ali**, Pr, Université de LAGHOUAT, pour sa disponibilité, son aide et de m'avoir fait profiter de son expérience et pour tout ce qu'il a mis en œuvre afin que ce travail se déroule dans de bonnes conditions.*

*Je tiens à remercier tout particulièrement monsieur **HADDADI Mourad**, Pr, ENP, qui a fait le grand honneur de présider le jury*

*Je voudrais remercier spécialement monsieur **MALEK Ali**, Directeur de Recherches, CDER, pour l'honneur qu'il me fait en participant au jury.*

*Mes remerciements vont aussi vers monsieur **AIT-CHEIKH Md Salah**, Maître de Conférences A, ENP, pour l'honneur qu'il me fait en acceptant d'examiner et de juger ce travail.*

Enfin, j'aimerais remercier ma famille, ainsi que mes amis qui m'ont aidé et encouragé tout au long de mon travail.

Mouhoub

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail

A mes chers parents

A mes frères et mes sœurs

A tout ma famille

A tous mes collègues et mes amis partout

A tous ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science

et à tous ceux qui utilisent la science pour le bien

et la prospérité de l'humanité.

Mouhoub.

" Je ne peux pas concevoir un vrai scientifique dénué de cette foi profonde. Cette situation peut être décrite par cette image: la science Sans religion serait éclopée."

Albert Einstein.

*A Tous Ceux Qui Luttent Pour Un Monde Meilleur Et Pour Une Paix
Universelle.*

TABLE DES FIGURES

Figure I.1	Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque.	05
Figure I.2	Schéma du circuit équivalent simplifié d'une cellule photovoltaïque.	06
Figure I.3	Modèle électrique et caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque.	07
Figure I.4	Exemples de modules photovoltaïques.	08
Figure I.5	Modules en série avec diodes by-pass.	09
Figure I.6	Modules en parallèle avec diodes anti-retour.	10
Figure I.7	Montage série- parallèle de modules photovoltaïques.	11
Figure I.8	commutation de 12 modules de 50 Wc dans un champ PV.	11
Figure I.9	Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et P(V) d'un module PV en fonction de différentes irradiations à T=25°C.	12
Figure I.10	Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et P(V) de deux module PV en séries et deux modules PV en parallèles en fonction de différentes irradiations à T=25°C.	13
Figure I.11	Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et P(V) d'un module PV en fonction de différentes températures à S=1000W/m ² .	14
Figure I.12	Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et P(V) de deux modules PV en séries et deux modules PV en parallèles en fonction de différentes températures à S=1000W/m ² .	14
Figure I.13	Caractéristiques électriques d'un générateur PV ayant des diodes de protection (dites diodes By-pass).	16
Figure I.14	Principe d'une connexion directe entre un GPV et une charge.	17
Figure I.15	Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe.	18
Figure I.16	Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation .	19
Figure I.17	Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de P _{MAX} du GPV.	20
Figure I.18	Schéma de principe d'un système photovoltaïque.	21
Figure I.19	Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque à base d'un transformateur DC contrôlé par une commande MPPT.	22
Figure I.20	Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence en fonction de tension à circuit ouvert du panneau.	23
Figure I.21	Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence de la cellule pilote.	24
Figure I.22	Principe de la méthode de poursuite à courant de référence en fonction d'I _{sc} .	25
Figure I.23	Différents cas de déplacement du point de fonctionnement.	27
Figure I.24	Organigramme de l'algorithme perturbation et observation amélioré.	27

TABLE DES FIGURES

Figure I.25	Organigramme de l'algorithme incrémentale conductance.	29
Figure I.26	Schéma synoptique d'une MPPT analogique.	30
Figure II.1	Représentation de la sortie d'un commutateur en ouverture/fermeture sur une période T_s .	36
Figure II.2	Schéma de principe du convertisseur Buck.	37
Figure II.3	Courant dans la self du hacheur série.	38
Figure II.4	Courant en discontinuité dans la self du hacheur série.	39
Figure II.5	Circuits équivalents de Buck, S fermé en (a), S ouvert en (b).	40
Figure II.6	L'allure du rapport de conversion en fonction du rapport cyclique α .	42
Figure II.7	Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Buck .	43
Figure II.8	Schéma de principe du convertisseur Boost.	44
Figure II.9	Circuits équivalents de Boost, S fermé en (a), S ouvert en (b).	45
Figure II.10	L'allure du rapport de conversion en fonction du rapport cyclique α .	47
Figure II.11	Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Boost.	48
Figure II.12	Schéma de principe du convertisseur Buck-Boost.	49
Figure II.13	Circuits équivalents du Buck-Boost, S fermé (a), S ouvert (b).	50
Figure II.14	L'allure du rapport de conversion en fonction du rapport cyclique α .	52
Figure II.15	Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Buck- Boost.	52
Figure II.16	Mise en parallèle de deux Boost.	53
Figure II.17	Mise en cascade de deux Boost.	54
Figure II.18	Impédance d'entrée d'un convertisseur.	55
Figure II.19	Variation de l'impédance d'entrée en fonction du rapport cyclique pour les trois convertisseurs étudiés.	56
Figure III.1	Exemple de chaîne élémentaire de conversion d'énergie solaire comprenant un panneau photovoltaïque, un chargeur de batterie et une batterie Plomb-Acide.	59
Figure III.2	Localisation des différents rendements d'une chaîne de conversion photovoltaïque.	60
Figure III.3	Exemple d'allure du rendement d'un convertisseur de puissance en fonction de son rendement.	61
Figure III.4	Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant un panneau photovoltaïque, un convertisseur BOOST, une commande MPPT et une charge.	63
Figure III.5	Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT sur charge DC.	66

TABLE DES FIGURES

Figure III.6	Systèmes photovoltaïques installés sur un véhicule hybride.	67
Figure III.7	Systèmes photovoltaïques installés sur un voilier.	67
Figure III.8	Représentation schématique d'onduleur central.	69
Figure III.9	Représentation schématique d'onduleur string.	70
Figure III.10	Exemples d'installations photovoltaïques ayant besoin de plusieurs onduleur.	71
Figure III.11	Représentation schématique d'onduleur intégré au PV.	72
Figure III.12	Représentation schématique de Nouvelle structure de conversion multi-string mixte.	73
Figure III.13	Représentation schématique de Nouvelle structure de conversion multi-string avec distribution MPPT et mise en série des DC-DC.	74
Figure III.14	Caractéristiques I(V) d'un module PV (T= 25°C).	75
Figure III.15	Proposition d'association en série de deux modules PV avec diodes anti-retour.	75
Figure III.16	Proposition d'association en parallèle de deux modules PV avec diodes anti-retour.	76
Figure III.17	Proposition d'association de deux modules PV en séries et deux modules PV en parallèles.	76
Figure III.18	Caractéristiques électriques simulées des deux GPV mise en série. Puissance PV en fonction de sa tension (T= 25°C).	77
Figure VI.1	Composition du logiciel PSIM.	82
Figure VI.2	Schéma fonctionnel du système PV global utilisé pour la simulation.	83
Figure VI.3	Bloc de simulation du module PV.	83
Figure VI.4	Caractéristique I-V du générateur à éclairement et température constant.	84
Figure VI.5	Caractéristique P-V du générateur à éclairement et température constants	85
Figure VI.6	Résultats de simulation des caractéristiques I(V) d'un module PV en fonction de différentes irradiations à T=25°C.	86
Figure VI.7	Résultats de simulation des caractéristiques I(V) de deux module montés en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série en fonction de différentes irradiations à T=25°C.	86
Figure VI.8	Résultats de simulation des caractéristiques P(V) d'un module PV en fonction de différentes irradiations à T=25°C.	87
Figure VI.9	Résultats de simulation des caractéristiques P(V) de deux module montés en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série en fonction de différentes irradiations à T=25°C.	87

TABLE DES FIGURES

Figure VI.10	Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ d'un module PV en fonction de différentes températures à $S=1000W/m^2$.	88
Figure VI.11	Figure VI.11: Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ de deux module montés en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série en fonction de différentes températures à $S=1000W/m^2$.	88
Figure VI.12	Résultats de simulation des caractéristiques $P(V)$ d'un module PV en fonction de différentes températures à $S=1000W/m^2$.	89
Figure VI.13	Résultats de simulation des caractéristiques $P(V)$ de deux module montés en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série en fonction de différentes températures à $S=1000W/m^2$.	89
Figure VI.14	Convertisseur élévateur de tension de type Boost.	90
Figure VI.15	Schémas de principe comparatif mené entre une gestion globale de 2 GPV en parallèle chacune formée par deux modules associés en série et une gestion distribuée	91
Figure VI.16	Courbes représentatives des grandeurs électriques associées à un convertisseur centralisé.	93
Figure VI.17	Évolution du Rendement (η) en fonction de la puissance d'entrée P_e .	94
Figure VI.18	Courbes représentatives des grandeurs électriques associées à deux convertisseurs montés en série.	96
Figure VI.19	Évolution du Rendement η en fonction de la puissance d'entrée P_e .	97
Figure VI.20	influence d'une panne d'un panneau sur la puissance d'entrée, la puissance de sortie et le rendement du micro-convertisseur.	97
Figure VI.21	Courbes représentatives des grandeurs électriques associées à deux convertisseurs montés en parallèle.	99
Figure VI.22	Évolution du Rendement η en fonction de la puissance d'entrée P_e .	100
Figure VI.23	Influence d'une panne d'un panneau sur la puissance d'entrée, la puissance de sortie et le rendement du micro-convertisseur.	100

LISTE DES ABRÉVIATIONS

LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Unité	Définition
P_{pv}	W	Puissance de générateur photovoltaïque ;
I_{pv}	A	Courant de générateur photovoltaïque ;
V_{pv}	V	Tension de générateur photovoltaïque ;
I_d	A	Le courant de saturation de la diode ;
n	-	Facteur d'idéalité de la diode ;
R_s	Ω	La résistance série ;
R_p	Ω	La résistance parallèle ;
T	$^{\circ}K$	La température absolue ;
q	$1,6 \cdot 10^{-19}$ coul	La charge élémentaire ;
k	$1,380 \cdot 10^{-23}$ J/K	la constante de Boltzmann ;
α	-	Le rapport cyclique du commutateur ;
I_{ph}	A	Le photo-courant ;
Isc	A	Le courant de court circuit ;
Voc	V	Tension à circuit ouvert
Vop	V	Tension optimale
Iopt	A	Courant optimal ;
Ropt	Ω	Charge optimale ;
Pmax	W	Puissance maximale ;

LISTE DES LEXIQUES

MPPT	Maximum Power Point Tracking ;	Np	Nombre de cellules en parallèle ;
PPM	Point de Puissance Maximale ;	Ns	Nombre de cellules en série ;
GPV	Générateur Photovoltaïque ;	CS	Convertisseur Statique ;
PV	Photovoltaïques ;	AGs	Algorithmes Génétique ;
P and O	Perturbation et Observation ;	ANN	Les réseaux de neurones artificiels ;
DC	Continu ;	DCM	Mode Discontinue ;
AC	Alternative ;	CCM	Mode Continue ;

TABLE DES MATIERES

I. Introduction générale 01

CHAPITRE I

GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : PROBLEMATIQUE DE LA PRODUCTION DE PUISSANCE MAXIMALE

I.1. Introduction 03

I.2. L'effet photovoltaïque 05

I.3. La photopile 05

 I.3.1 Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque 06

I.4. Le module photovoltaïque 08

 I.4.1. Association des modules photovoltaïques 08

 I.4.1.1. Association en série 09

 I.4.1.2. Association en parallèle 10

 I.4.1.3. Association série-parallèle 11

 I.4.2. Comportement d'un générateur photovoltaïque (PV) 12

 I.4.2.1. Influence de l'éclairement sur les courbes I(V), P(V) 12

 I.4.2.2. Influence de la température sur les courbes I(V), P(V) 13

 I.4.2.3. Influence de l'éclairement inhomogène 15

I.5. Connexion directe entre la source et la charge 16

I.6. Introduction d'un étage d'adaptation 18

I.7. Définition de l'étage d'adaptation entre un GPV et une charge continue 20

I.8. Principe de la recherche du point de puissance maximale 21

 I.8.1. Généralités 21

 I.8.2. Classification des commandes du MPPT 22

 I.8.2.1. Méthodes à contre réaction de tension 22

 I.8.2.1.1 Méthode à tension de référence fixe 23

 I.8.2.1.2. Méthode à tension de référence en fonction de Voc 23

 I.8.2.1.3. Tension de référence externe (Cellule pilote) 24

 I.8.2.2. Méthodes à contre réaction de courant 24

 I.8.2.2.1. Technique de maximisation du courant de sortie 24

 I.8.2.2.2 Méthode à courant de référence en fonction du courant Isc 25

 I.8.2.3. Méthode à contre réaction de puissance 26

 I.8.2.3.1. Algorithme 'perturbation et observation' amélioré 26

 I.8.2.3.2. Algorithme 'incrémentement de la conductance' 28

 I.8.2.4. Méthode de poursuite analogique 29

 I.8.3. Techniques intelligentes pour la commande MPPT 30

 I.8.3.1. Commande par algorithmes génétiques 31

 I.8.3.2. Commande par la logique floue 31

 I.8.3.3. Commande par réseau de neurones 31

 I.8.3.4. Commande par réseaux neuro-flous 31

 I.8.4. Les caractéristiques majeures des techniques MPPT 32

I.9. Conclusion 33

CHAPITRE II

ETUDE DE LA TOPOLOGIE DU CONVERTISSEUR DC/DC

II.1. Introduction	34
II.2. Type de convertisseurs	35
II.2.1. Hacheur dévolteur « Buck »	36
II.2.1.1. Schéma de principe	37
II.2.1.2. Fonctionnement	37
II.2.1.3. Modélisation mathématique	39
II.2.1.4. Les ondulations des courants et des tensions	41
II.2.1.5. Etude en régime continu	42
II.2.1.6. Rapport de conversion et rendement	42
II.2.2. Hacheur survolteur « Boost »	44
II.2.2.1. Schéma de principe	44
II.2.2.2. Fonctionnement	44
II.2.2.3. Modélisation mathématique	45
II.2.2.4. Les ondulations des courants et des tensions	46
II.2.2.5. Etude en régime continu	47
II.2.2.6. Rapport de conversion et rendement	47
II.2.3. Hacheur buck boost	49
II.2.3.1. Schéma de principe	49
II.2.3.2. Fonctionnement	49
II.2.3.3. Modélisation mathématique	49
II.2.3.4. Les ondulations des courants et des tensions	50
II.2.3.5. Etude en régime continu	51
II.2.3.6. Rapport de conversion et rendement	51
II.3. Association de composants ou de montages	53
II.3.1. Mise en parallèle de convertisseurs	53
II.3.2. Mise en cascade de convertisseurs	54
II.4. Choix d'un convertisseur DC/DC pour la commande MPPT	55
II.4.1. Introduction	55
II.4.2. Impédance d'entrée d'un convertisseur DC/DC connecté à une charge RL	55
II.5. Conclusion	57

CHAPITRE III

**GESTION ET OPTIMISATION DES DIFFÉRENTES CHAÎNES
DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE**

III.1. Introduction	58
III.2. Notion de rendements	59
III.2.1. Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion	60
III.3. La connexion GPV charge via un étage d'adaptation continu-continu	64
III.3.1. Introduction	64
III.3.2. Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC	65
III.3.3. Intérêts de la discrétisation	66
III.4. La connexion GPV charge via un étage d'adaptation continu- alternatif	68

III.4.1. Introduction	68
III.4.2. L'onduleur central	68
III.4.3. Les onduleurs strings	69
III.4.4. Les onduleurs intégrés aux panneaux PV	71
III.4.5. La conversion multi-string	72
III.5. Etude de nouvelles architectures d'association des modules photovoltaïques	74
III.6. Conclusion	78

CHAPITRE IV
SIMULATION ET EVALUATION DES RESULTATS

IV.1. Introduction	79
IV.2. Présentation des logiciels de simulations utilisées	80
IV.2.1. Description du logiciel Mathworks Matlab inclu l'outil Simulink	81
IV.2.2. Présentation du logiciel de simulation PSIM utilisé	81
IV.3. Module PV	83
IV.3.1. Simulation à éclairage et température constants	84
IV.3.2. Influence des paramètres	85
IV.3.2 .1. Influence de l'éclairage	85
IV.3.2 .2. Influence de la température	87
IV.4. Simulation d'un micro-convertisseur BOOST utilisé comme étage d'adaptation	89
IV.5. Comparaisons entre une gestion globale et une gestion distribuée	90
IV.6. Résultats de simulation	91
IV.6.1. Première association possible (cas central)	92
IV.6.2. Deuxième association possible (cas string)	95
IV.6.2.1. Association Série des micro-convertisseurs BOOST	95
IV.6.2.2. Association Parallèle des micro-convertisseurs BOOST	98
IV.7. Explications des résultats de simulation	101
III.8. Conclusion	103

Conclusion générale	104
----------------------------------	------------

Bibliographie

INTRODUCTION GENERALE

La consommation mondiale d'électricité observée durant ces dernières décennies est fortement liée au développement de l'industrie, du transport et des moyens de communications. De nos jours, la production d'énergie est devenue un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc à une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Ainsi, en ce qui concerne l'énergie photovoltaïque traitée dans ce mémoire de Magister, nous pouvons considérer cette source d'énergie comme l'une des énergies renouvelables capable de produire de l'électricité en grande quantité sur le long terme sans trop émettre de gaz à effet de serre. Il reste encore quelques problèmes techniques à résoudre pour rendre cette énergie compétitive par rapport aux autres solutions. En premier lieu, le fait d'être une source intermittente d'électricité difficile à anticiper et à contrôler la rend difficile à exploiter au moment où on en a besoin. La question du prix élevé de l'électricité photovoltaïque est également souvent avancée comme un frein important au développement de cette ressource énergétique, à juste titre.

Dans ce travail intitulé «**Étude et simulation des systèmes photovoltaïques avec micro-convertisseurs** », nous nous intéressons à l'amélioration de ces systèmes par une nouvelle disposition utilisant un micro-convertisseur pour chaque module séparément. Au lieu d'utiliser un seul convertisseur de plus grande puissance pour tout le générateur PV (système PV classique). A l'évidence cette nouvelle topologie présente plusieurs avantages. Parmi les avantages :

- Le système PV continu de fonctionner même en cas de panne sur l'un des micro-convertisseurs.
- Chaque micro-convertisseur peut contrôler la conversion d'énergie de chaque module séparément ce qui engendre une amélioration de la conversion d'énergie globale de tout le système.

- Les problèmes d'ombrage, poussières, nuages et autres conditions climatiques sont considérés implicitement ici.
- Ce système s'adapte aussi facilement aux variations de la charge.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres interdépendants :

- Au premier chapitre, nous rappelons le principe de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque et nous traitons principalement les différentes techniques de son fonctionnement en MPPT.
 - Le deuxième chapitre est consacré à l'étude des convertisseurs DC/DC et leur utilisation dans le conditionnement de la puissance des systèmes photovoltaïques. Lors de cette étude nous faisons une comparaison énergétique entre trois structures de convertisseur DC/DC. Nous avons aussi présenté leur modèle mathématique.
 - Dans le troisième chapitre, nous présentons un état des lieux actuel des différentes architectures de gestion de l'énergie photovoltaïque dans un contexte d'optimisation de puissance, afin de mieux comprendre les enjeux et les perspectives à venir de l'électronique de puissance dans ces applications.
 - Enfin, dans le quatrième chapitre, nous présentons la simulation des différentes associations possibles et de gestion de cette énergie, pour estimer les gains en performance de chaque structure. Une étude sur les deux systèmes de gestion, globale et distribuée, des différentes chaînes de conversion est introduite. Nous élaborons plusieurs cas de simulation du système et nous les regrouperons dans deux cas d'étude :
 1. La première association possible (cas central)
 2. La deuxième association possible (cas string)
 - ❖ Association Série des micro-convertisseurs BOOST.
 - ❖ Association Parallèle des micro-convertisseurs BOOST.
- ✓ Ces simulations sont réalisées en utilisant l'environnement de simulation MATLAB-SIMULINK et en utilisant le logiciel PSIM.

Nous terminerons ce travail par une conclusion générale dans laquelle nous proposerons des perspectives qui peuvent être prises en considération pour la continuité de ce travail.

CHAPITRE I

GENERATEUR PHOTOVOLTAIQUE : PROBLEMATIQUE DE LA PRODUCTION DE PUISSANCE MAXIMALE

I.1. INTRODUCTION :

Depuis très longtemps, l'homme a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil, étoile la plus proche de la terre. La plupart des utilisations sont directes comme en agriculture, à travers la photosynthèse ou dans diverses applications de séchage et chauffage, autant artisanale qu'industrielle. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre et, malgré une atténuation importante lors de la traversée de l'atmosphère, une quantité encore importante arrive à la surface du sol. On peut ainsi compter sur 1000 W/m^2 dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m^2 lorsque l'atmosphère est faiblement polluée en poussière ou en eau. Le flux solaire reçu au niveau du sol terrestre dépend ainsi de plusieurs paramètres comme :

- l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre,
- la latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude,
- la période de l'année,
- l'instant considéré dans la journée,
- la nature des couches nuageuses.

Les zones les plus favorables sont répertoriées sous forme d'atlas et mettent en évidence des « gisements solaires » à la surface de la terre [1].

La conversion de la lumière en électricité, appelée *effet photovoltaïque*, a été découverte par E. Becquerel en 1839. Cette conversion d'énergie peut s'effectuer par le biais d'un capteur constitué de matériaux sensibles à l'énergie contenue dans les photons. Ce capteur se présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule nommée cellule photovoltaïque (PV) dont le principe est rappelé au début de ce chapitre. La quantité d'énergie électrique ainsi générée peut varier en fonction du matériau utilisé, des paramètres géométriques du capteur et de sa capacité à collecter les électrons avant qu'ils ne se recombinent dans le matériau. L'association possible de plusieurs cellules PV en série/parallèle permet d'adapter théoriquement la production d'énergie photovoltaïque à la demande. Ces associations constituent un générateur photovoltaïque (GPV) avec des caractéristiques courant-tension $I(V)$ spécifiques, non-linéaires et présentant des points de puissance maximale (PPM) dépendant du niveau d'éclairage, de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. Pour pouvoir « récolter » et utiliser cette énergie, la connexion à une charge est nécessaire. Il en résulte un point de fonctionnement correspondant au point d'intersection des caractéristiques électriques du GPV et de la charge. Selon les choix des charges envisagées, le régime de fonctionnement obtenu est optimisé ou non. Nous illustrons nos propos à travers des exemples simples de chaînes de conversion de GPV, des propriétés que l'on peut en attendre en fonction de l'éclairage, de la température et de l'influence des charges sur leur production de puissance. Nous rappelons alors les précautions élémentaires à prendre pour que l'ensemble fonctionne en produisant de l'énergie sans risquer de détériorer le générateur photovoltaïque.

Nous montrons ensuite la problématique du transfert du maximum de puissance en schématisant le plus possible une chaîne de conversion élémentaire composée d'un convertisseur statique et en rappelant son principe de fonctionnement lors d'une connexion directe d'un GPV à une charge. Le but ici est de montrer les différentes pistes d'améliorations possibles indépendamment des applications visées. Notre objectif est d'apporter des solutions génériques aux problèmes de pertes de production d'énergie en insérant un étage d'adaptation spécifique ayant des propriétés nouvelles ouvrant sur la possibilité de fonctions propres comme une commande MPPT pilotant le GPV.

Dans le domaine des commandes MPPT très prolifique actuellement en publications, divers principes existent. Nous explicitons le principe des plus utilisées actuellement dans ce chapitre en illustrant les diverses solutions possibles à adopter en

fonction du contexte d'utilisation et des performances attendues. Notre contribution dans ce domaine est traitée dans le chapitre suivant.

Afin de bien situer le cadre des travaux de cette thèse sur l'amélioration de la conversion d'énergie photovoltaïque en termes de rendements, nous effectuons un bref rappel en fin de ce chapitre sur les définitions des rendements que nous utilisons tout au long de ce document pour valider nos différents travaux. Ce chapitre se termine par la synthèse des limites actuelles pour la production d'énergie, l'identification des points améliorables à travers l'apport d'étages électroniques et d'organes de gestion.

I.2. L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE :

Une cellule photovoltaïque est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur absorbant l'énergie lumineuse et la transformant directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés d'absorption du rayonnement lumineux par des matériaux semi-conducteurs. Ainsi, le choix des matériaux utilisés pour concevoir des cellules PV se fait en fonction des propriétés physiques de certains de leurs électrons susceptibles d'être libérés de leurs atomes lorsqu'ils sont excités par des photons provenant du spectre solaire et possédant une certaine quantité d'énergie selon leurs longueurs d'onde. Une fois libérés, ces charges se déplacent dans le matériau formant globalement un courant électrique de nature continu (DC). La circulation de ce courant donne alors naissance à une force électromotrice (fem) aux bornes du semi-conducteur correspondant ainsi au phénomène physique appelé *effet photovoltaïque*. La figure 1.1 illustre la constitution d'une cellule photovoltaïque en silicium.

I.3. LA PHOTOPILE :

Cette photopile, qu'on appelle aussi cellule solaire ou photovoltaïque, est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs (généralement le silicium). On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière.

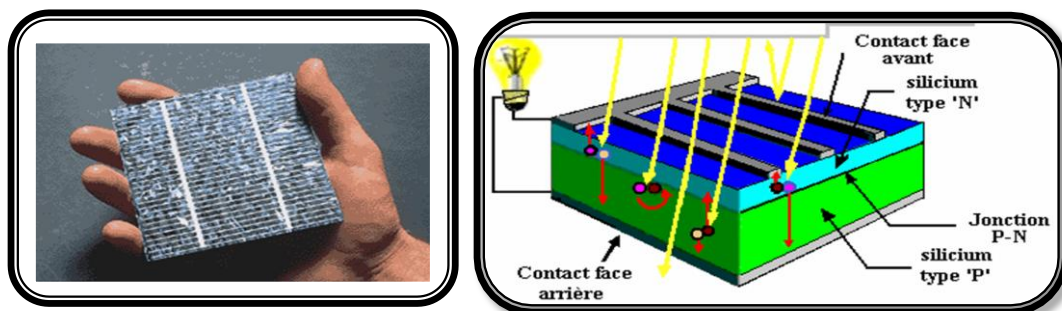


Figure I.1 : Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque

Quand un photon de lumière, d'énergie suffisante, heurte un atome sur la partie négative de cette diode, il excite un électron et l'arrache de sa structure moléculaire, créant ainsi un électron libre sur cette partie (zone N), et un trou sur l'autre partie (zone P). La création de paires électron-trou se traduit par la circulation d'un courant dans le circuit extérieur. La cellule photovoltaïque produira donc de l'électricité à courant continu (DC) et l'énergie qu'elle produit sera fonction principalement de la lumière reçue par la photopile [2-3].

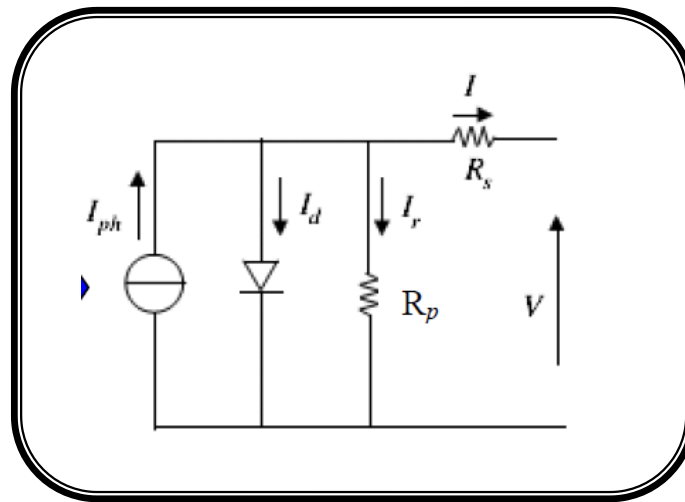


Figure I.2 .Schéma du circuit équivalent simplifié d'une cellule photovoltaïque.

En associant les cellules PV en série (somme des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées. Ainsi, pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes (N_p) en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = N_s * V_{pv} * N_p * I_{pv}$$

I.3.1 Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque :

Lorsque la jonction est éclairée, elle présente la particularité de pouvoir fonctionner en générateur, en produisant un courant I_{ph} proportionnel à l'éclairement. Ce comportement en statique peut être décrite par l'équation électrique $I = f(V)$ suivante :

$$I = I_{ph} - I_d \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (I - 1) \quad \text{Avec :}$$

I_d courant de saturation de la diode ;

n facteur d'idéalité de la diode ;

R_s et R_p sont respectivement la résistance série et la résistance parallèle,

T est la température absolue en Kelvin.

L'équation contient également la charge élémentaire constante q ($1,602 \cdot 10^{-19} .C$) et la constante de Boltzmann k ($1,380 \cdot 10^{-23} J/K$). Le photo-courant I_{ph} atteint à une insolation standard le courant de court circuit I_{sc} telle que ;

$$I_{ph} = I_{sc} \frac{\phi}{1000} \quad (I - 2)$$

Pour un générateur photovoltaïque de N_s cellules en série et N_p cellules en parallèle, le modèle électrique de sa caractéristique I-V est donné comme suit :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_d \left[e^{\frac{q \left(\frac{V}{N_s} + \frac{IR_s}{N_p} \right)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{N_p}{R_p} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{IR_s}{N_p} \right) \quad (I - 3)$$

Le modèle électrique et la caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque sont représentés dans la figure I.3 :

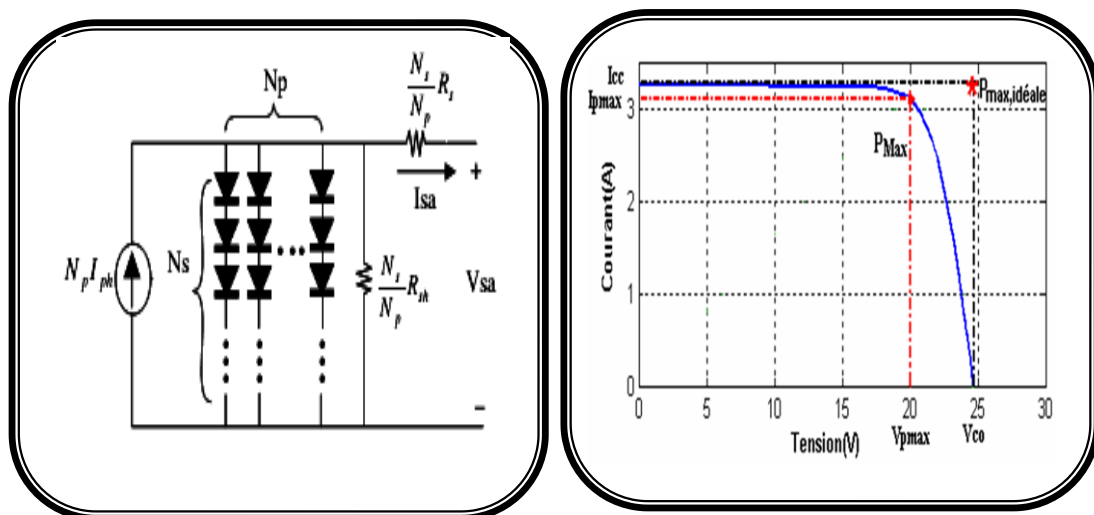


Figure I.3 : Modèle électrique et caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un panneau photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant tension. Par conséquent, le panneau photovoltaïque est considéré comme une source de puissance avec un point P_{max} où la puissance est maximale. Il est donc intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée. Il est important de noter que certains régulateurs solaires réalisent une adaptation d'impédance afin qu'à chaque instant on se trouve proche de ce point P_{max} [4].

I.4. LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE :

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12 volts et les modules auront donc généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque.



Figure I.4 : Exemples de modules photovoltaïques

I.4.1. Association des modules photovoltaïques :

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité du courant d'utilisation. Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs

cellules (dus à de l'ombrage, de la poussière, etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente.

1.4.1.1. Association en série :

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

Si les cellules des modules en série ne sont pas identiques ou si certaines cellules sont partiellement ombragées, la tension d'utilisation des modules en série sera légèrement diminuée. Pour une impédance de charge faible, les cellules moins efficaces peuvent devenir réceptrices si le courant d'utilisation est inférieur au courant produit par ces cellules. Ainsi, pour une impédance nulle (court-circuit), une cellule ombragée sera soumise à ses bornes à une tension inverse importante et la puissance qu'elle devra dissiper sera trop grande. En fonctionnant ainsi, on provoque l'échauffement de la cellule (hot spot), ce qui est susceptible de la détruire par claquage. Il convient donc de limiter la tension inverse maximale susceptible de se développer aux bornes d'une cellule en plaçant une diode parallèle (by-pass) au niveau de chaque module (voir figure I.5).

La diode parallèle limite la tension inverse par sa tension directe puisqu'elle devient passante. En court-circuit, la puissance dissipée par la cellule moins efficace se limite à l'ordre du watt, ce qui évite toute destruction. La diode parallèle est inopérante en fonctionnement normal et ne diminue donc pas le rendement des modules.

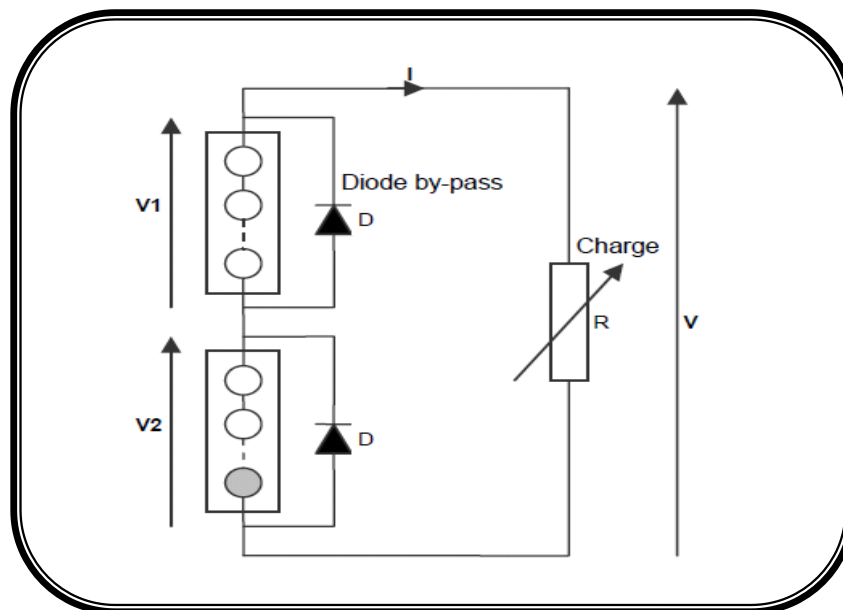


Figure I.5: Modules en série avec diodes by-pass

1.4.1.2. Association en parallèle :

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

Si les modules en parallèles ne sont pas identiques ou si quelques cellules d'un module sont ombragées, le courant d'utilisation total des modules sera plus faible. Pour une impédance de charge élevée, les modules moins performants deviendront récepteurs si la tension d'utilisation est supérieure à la tension produite par ces modules. Une dissipation de puissance importante peut devenir dangereuse au niveau de la cellule la plus faible de ces modules. Ainsi pour le cas le plus critique où la charge est nulle et le circuit ouvert, le courant des branches des modules performants se dissipera dans la branche la moins performante.

Bien que la cellule puisse dissiper un courant important sans être altérée, il est préférable de disposer d'une diode anti-retour. Celle-ci empêche aussi de gaspiller dans le module occulté une partie de la puissance produite par les modules fonctionnant normalement. Cette solution n'est valable que si la chute de tension provoquée par cette diode est négligeable devant la tension produite par les modules de la branche. En effet, cette diode est traversée, en fonctionnement normal, par le courant de la branche, ce qui introduit une perte de puissance permanente.

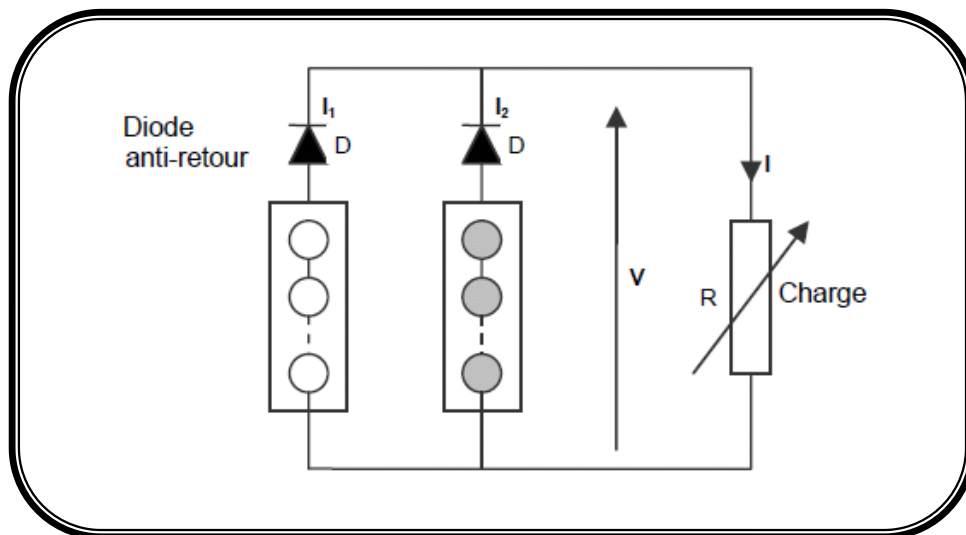


Figure I.6: Modules en parallèle avec diodes anti-retour

1.4.1.3. Association série-parallèle :

Généralement, on utilise un montage série-parallèle qui nous permet de régler à la fois la tension et le courant selon les caractéristiques de la charge. Les cellules photovoltaïques sont associées entre elles en série, et les modules sont associés en parallèle. On utilise alors les diodes by-pass pour éviter que les cellules les moins performantes deviennent consommatrices, et les diodes anti-retour pour éviter le retour du courant des autres modules lorsqu'un module est mal ensoleillé.

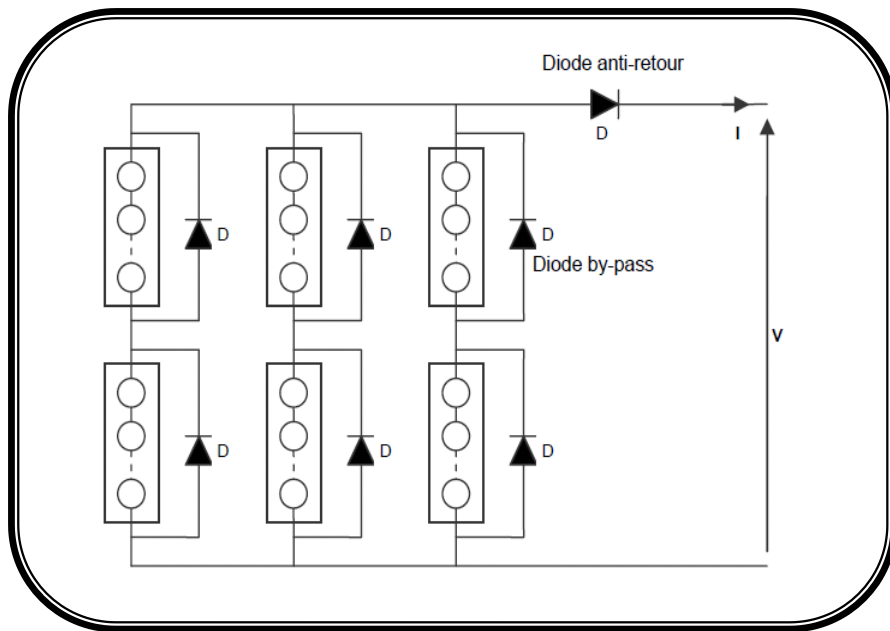


Figure I.7 : Montage série- parallèle de modules photovoltaïques.

La figure I.8 montre les cinq courbes courant-tension possibles pour douze modules PV typiques de 50 Wc, ces courbes sont obtenues pour différentes commutations des modules dans le champ PV [5].

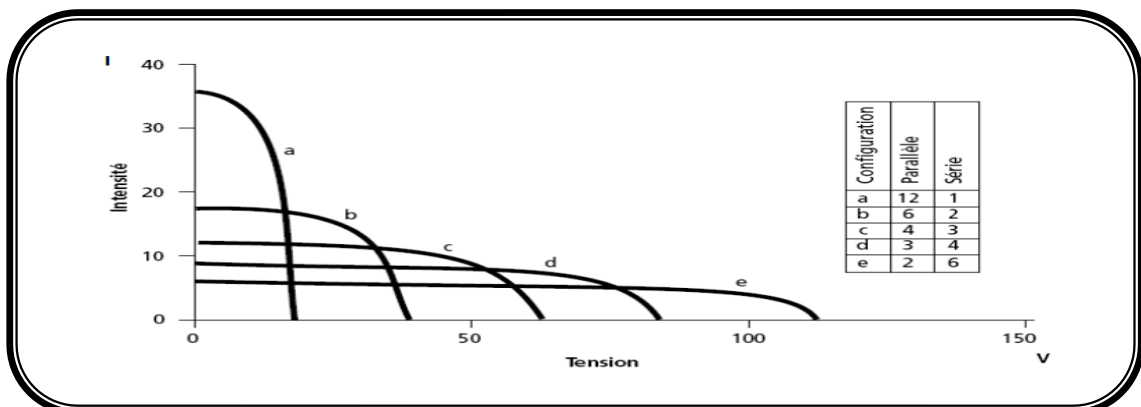


Figure I.8 commutation de 12 modules de 50 Wc dans un champ PV.

I.4.2. Comportement d'un générateur photovoltaïque (PV) :

De par sa constitution, un générateur PV aura un comportement plus ou moins optimisé et pourra ainsi produire plus ou moins de puissance comme nous avons pu le constater dans une première analyse faite au paragraphe précédent.

Dans la suite de l'étude, nous supposons que les connexions inter-cellules sont idéales et que chaque cellule est identique à l'ensemble dans son comportement, sa température et ses caractéristiques. L'objectif est ici de montrer l'influence d'un certain nombre de paramètres extérieurs sur le générateur PV.

I.4.2.1. Influence de l'éclairement sur les courbes $I(V)$, $P(V)$:

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation qu'il reçoit comme le montre l'exemple de la figure I.9 et I.10. En effet, pour un module donné, l'influence de l'éclairement représenté simplement par une source de courant proportionnelle à l'irradiation peut être faite en première approximation. Les graphes suivants représentent les caractéristiques $P(V)$ et $I(V)$ respectivement d'un module photovoltaïque pour une température constante ($T=25^{\circ}\text{C}$) et un ensoleillement variable.

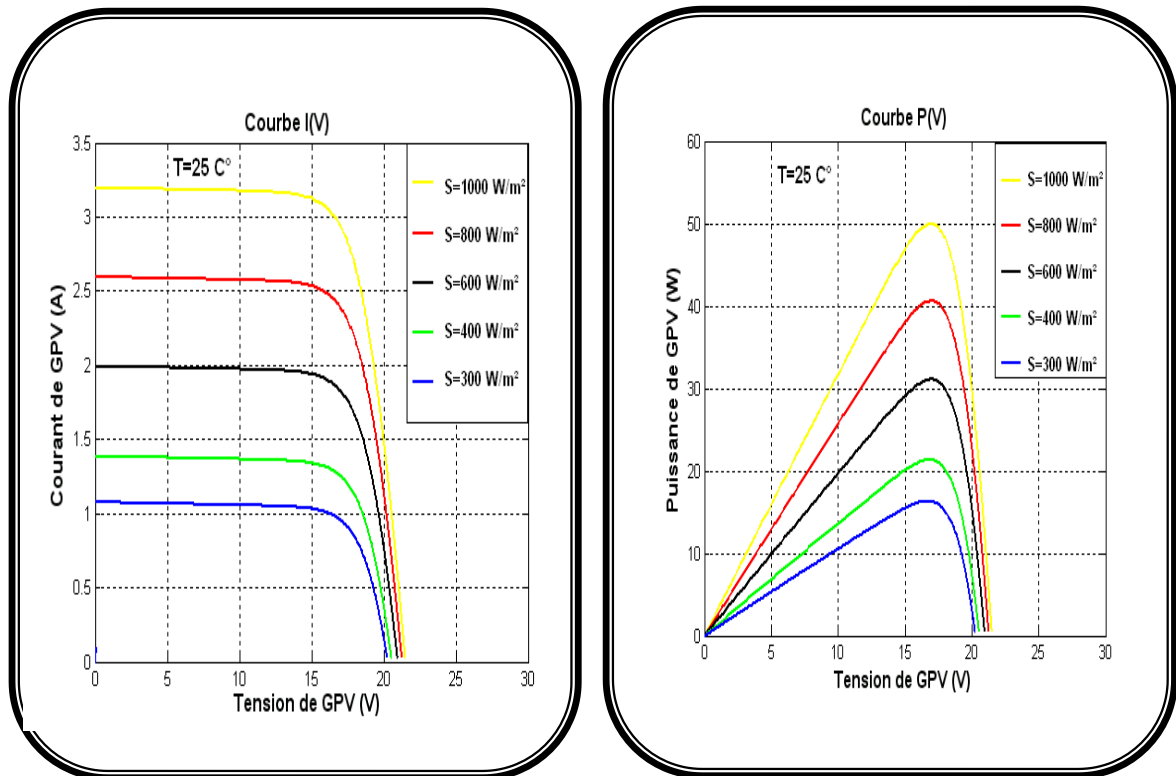


Figure I.9 : Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module PV en fonction de différentes irradiances à $T=25^{\circ}\text{C}$.

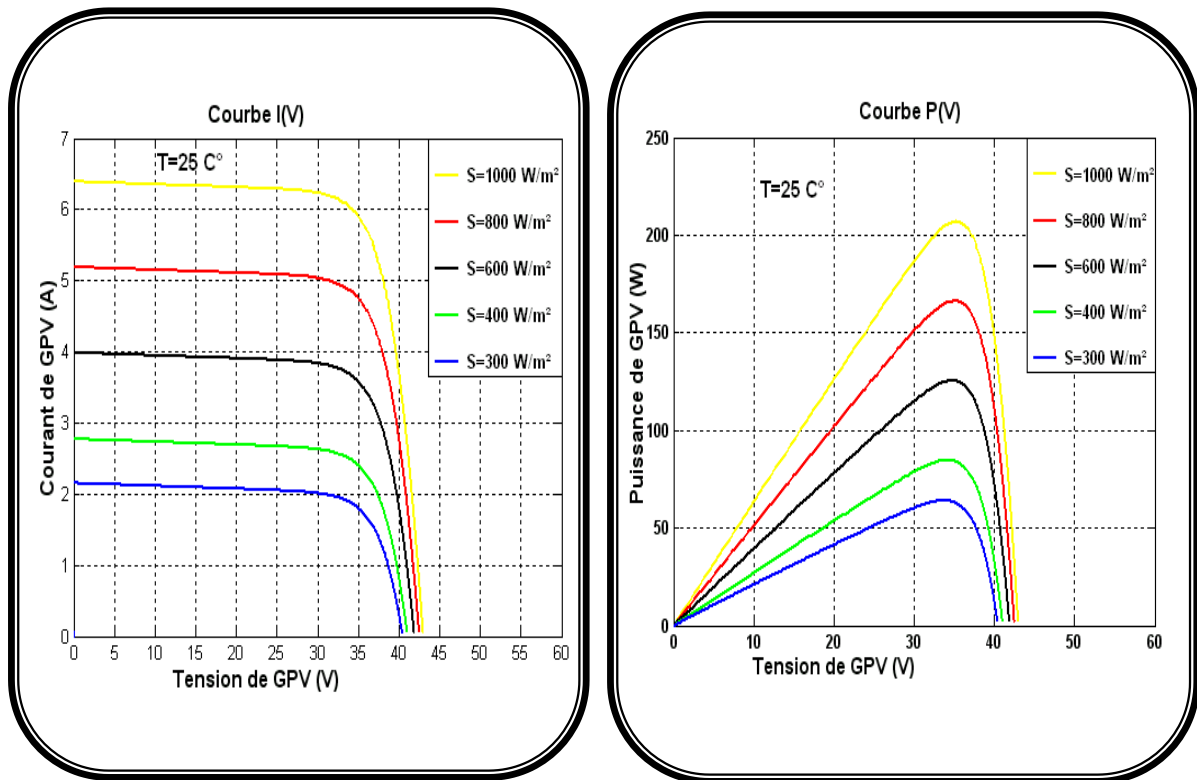


Figure I.10 : Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ de deux module PV en séries et deux modules PV en parallèles en fonction de différentes irradiances à $T=25^{\circ}\text{C}$.

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

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

D'autre part, on peut aussi remarquer que le courant est directement proportionnel au rayonnement solaire. Par contre, la tension est relativement peu dégradée. On en déduit donc que le panneau peut fournir une tension correcte, même à faible éclairage.

Enfin, il est important de noter que, lorsque l'éclairage est plus faible que 300 W/m^2 , la tension du panneau varie à son tour. Elle baisse avec l'éclairage (variation logarithmique).

1.4.2.2. Influence de la température sur les courbes $I(V)$, $P(V)$:

Les graphes suivants représentent les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ respectivement d'un module photovoltaïque pour un ensoleillement constant ($S=1000\text{W/m}^2$) et une température variable.

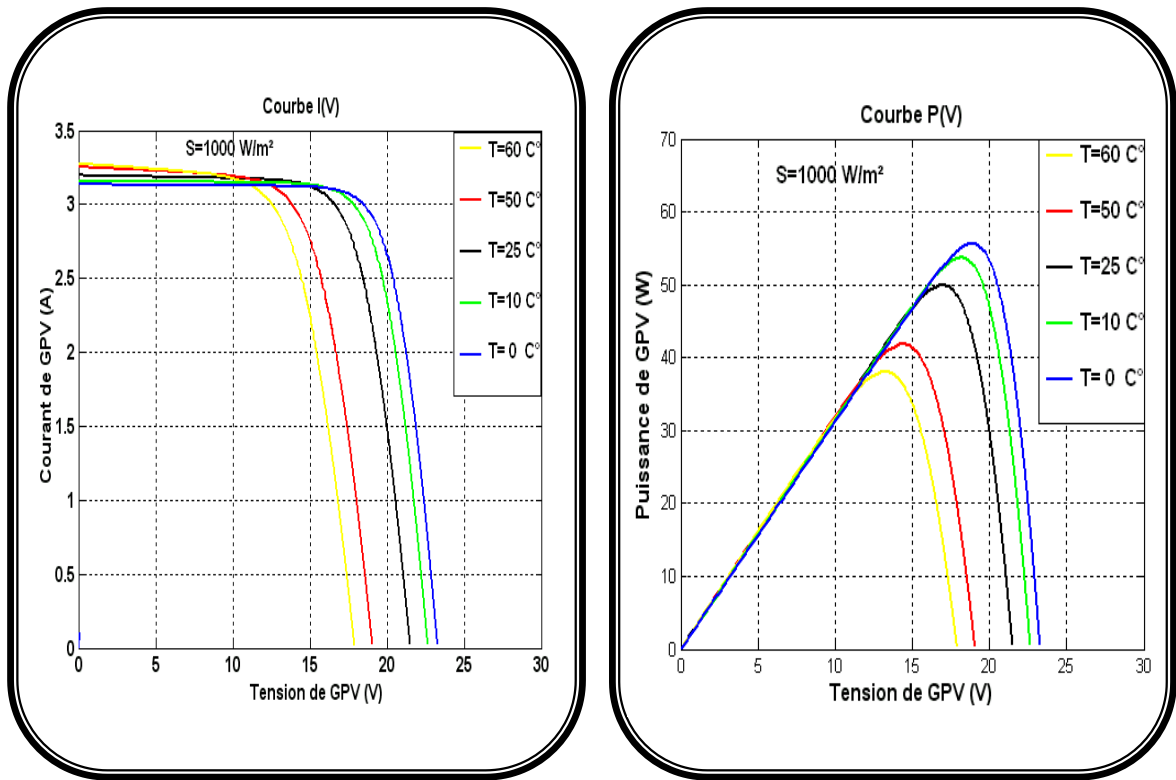


Figure I.11 : Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un module PV en fonction de différentes températures à $S=1000W/m^2$.

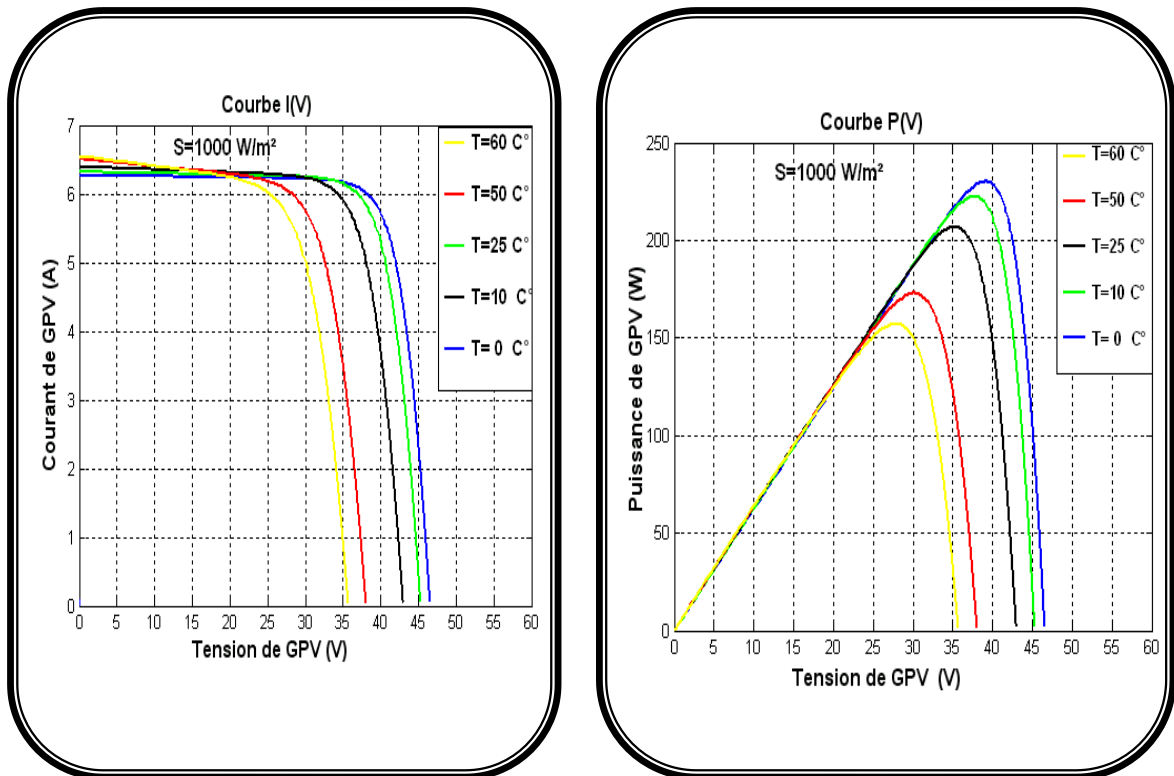


Figure I.12 : Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ de deux modules PV en séries et deux modules PV en parallèles en fonction de différentes températures à $S=1000W/m^2$.

D'une part, on peut remarquer que les points de fonctionnement à puissance maximale se déplacent peu et se situent autour d'une valeur d'environ 21V pour la simulation d'un seul module et d'environ 42 V pour le cas de deux modules PV en séries et deux modules PV en parallèles .

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte car elle a une relation avec la température des cellules.

Il est important de savoir que la puissance du module diminue environ de 0,5% par chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au dessus de 25 °C.

✓ **Remarque :**

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12 volts et les modules auront donc généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque. Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation.

1.4.2.3. Influence de l'éclairement inhomogène :

Lorsque les diverses cellules d'un générateur PV ne sont pas éclairées de manière identique, (feuilles d'arbre tombées à l'automne, conditions d'exposition des ombres d'infrastructures de bâtiments) un comportement nouveau apparaît pour le générateur PV [6]. Certaines cellules recevant moins d'énergie peuvent alors devenir réceptrices.

Comme elle le montre la figure 1.13.

✓ **Remarque :**

Des poussières sur l'ensemble des capteurs peuvent sous certaines conditions produire des résultats semblables mais dans des proportions réduites. En effet, l'éclairement bien qu'inhomogène n'est pas complètement occulté sur une partie de la surface des capteurs PV, on s'aperçoit que la puissance délivrée par le générateur chute parfois même fortement par rapport à la puissance normalement produite sous éclairement homogène.

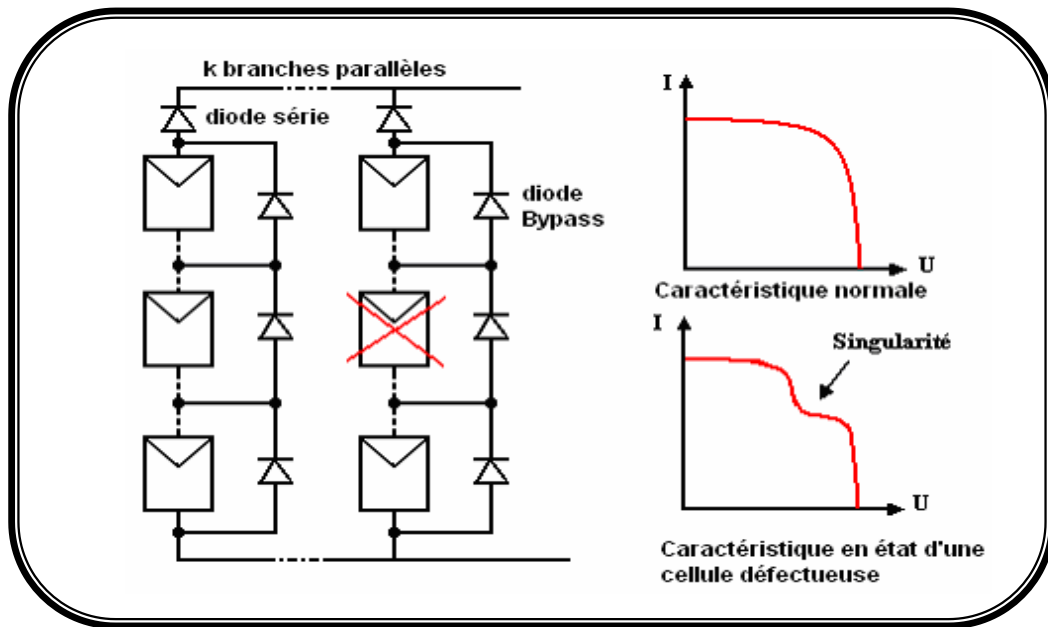


Figure 1.13. Caractéristiques électriques d'un générateur PV ayant des diodes de protection (dites diodes By-pass).

Si nous analysons ce qui se passe aux bornes des cellules qui sont moins éclairées que le reste du panneau PV, nous nous apercevons que ces cellules au lieu d'être génératrices deviennent réceptrices. Par conséquent, elles risquent de s'échauffer excessivement et même de se détruire définitivement si le défaut persiste.

I.5. CONNEXION DIRECTE ENTRE LA SOURCE ET LA CHARGE :

Actuellement, il reste encore beaucoup d'applications où une connexion directe entre un GPV et une charge est effectuée. Ce choix est principalement lié à la simplicité de l'opération et au très haut degré de fiabilité.

La configuration d'une connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour est illustrée à la figure (I.14). Dans le cas où, la charge est une batterie, lorsque le module n'est pas éclairé, celui-ci pourrait fonctionner en tant que récepteur. La batterie pourrait donc se décharger sur le générateur PV et entraîner par conséquent un endommagement irréversible. De ce fait, pour éviter cette situation, la connexion doit être assurée à l'aide d'une diode anti-retour placée entre le GPV et la charge. L'inconvénient de cette configuration, c'est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou réglage de la tension de la batterie. Le transfert de P_{max} disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti. [7].

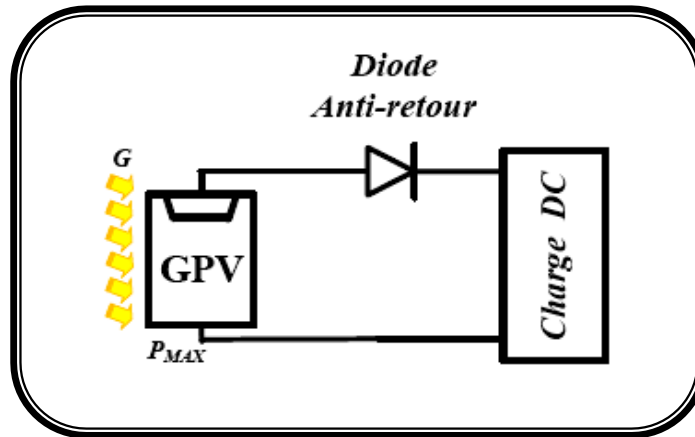


Figure I.14: Principe d'une connexion directe entre un GPV et une charge.

En effet, le point de fonctionnement du GPV résulte de l'intersection entre la caractéristique I-V du GPV et la caractéristique I-V de la charge.

Il est à noter que dans ce type de connexion directe la nature de la charge est continue (DC) car une charge de type alternative n'est pas du tout compatible avec la connexion directe car le GPV fournit un courant continu. Pour la connexion d'un GPV à une charge alternative, nous avons obligatoirement besoin d'un étage d'adaptation spécifique de type onduleur.

Trois types de charges DC existent à savoir : charge purement résistive, charge de type source de tension et charge de type source de courant.

Sur la figure (I.15), nous avons représenté les caractéristiques I (V) et P (V) d'un GPV ainsi que les caractéristiques I (V) pour les trois types de charges. Le point de fonctionnement où la puissance fournie par le générateur est maximale (P_{MAX}) pour un courant optimal (I_{OPT}) et une tension optimale (V_{OPT}) est le point d'intersection entre les caractéristiques I (V) du générateur et celles des trois types de charges :

- 1) point A pour une charge résistive,
- 2) point B pour une charge de type source de tension,
- 3) point C pour une charge en source de courant,

Pour ces trois points, la puissance fournie par le générateur est respectivement PA' , PB' et PC' , correspondant à des valeurs de puissance inférieures à la puissance maximale disponible P_{MAX} . Ce qui nous permet de dire qu'une perte d'une partie de la puissance délivrable aux bornes du générateur PV entraînant à la longue des pertes de production énergétiques importantes. [7]

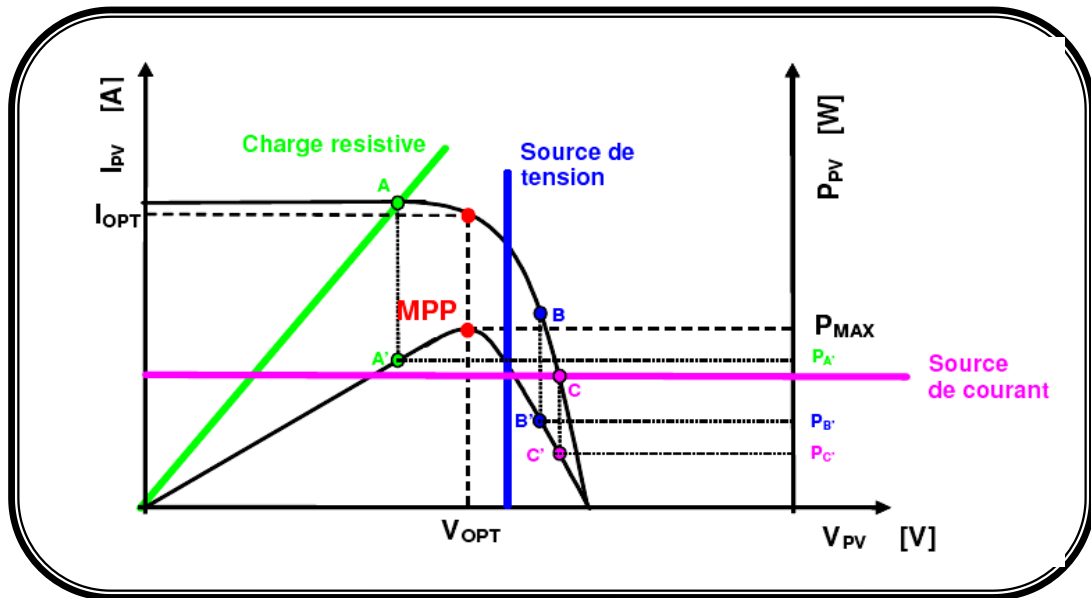


Figure I.15 : Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe.

I.6. INTRODUCTION D'UN ÉTAGE D'ADAPTATION :

Comme illustré précédemment, le point de fonctionnement peut se trouver plus ou moins éloigné du PPM, voir ne pas exister. Ce dernier cas se produit par exemple, lorsqu'une batterie connectée à un GPV, présente une tension de batterie systématiquement supérieure à la tension de circuit ouvert du générateur photovoltaïque (V_{OC}). Alors, aucun transfert de puissance ne peut avoir lieu. Ainsi, l'un des intérêts à introduire un étage d'adaptation comme indiqué sur la figure I.16, est d'assurer que le transfert d'énergie est toujours possible et qu'il peut s'effectuer dans des conditions de fonctionnement optimales pour la source PV et la charge. Pour cela, il suffit d'effectuer un choix sur l'étage d'adaptation selon ses propriétés de conversion de puissance et la présence d'au moins un degré de liberté lui permettant d'adapter les tensions et les courants autant en valeur qu'en forme entre son port d'entrée et son port de sortie pour respecter au mieux les contraintes d'une part du GPV et d'autre part, de la charge. L'électronique de puissance largement utilisée dans divers domaines de la conversion d'énergie offre plusieurs solutions potentielles sous forme de convertisseurs statiques (CS).

En résumé, selon l'application et le degré d'optimisation de production souhaités, l'étage d'adaptation entre le GPV et la charge peut être constitué d'un ou plusieurs convertisseurs statiques et permet d'assurer les fonctions suivantes :

- adapter les niveaux de tensions entre la source et la charge dans de grandes proportions si nécessaire (convertisseur Buck, Boost,...),
- introduire une isolation galvanique (convertisseur Flyback, Forward,...),
- connecter une charge avec des besoins d'alimentation de type alternative (onduleur).

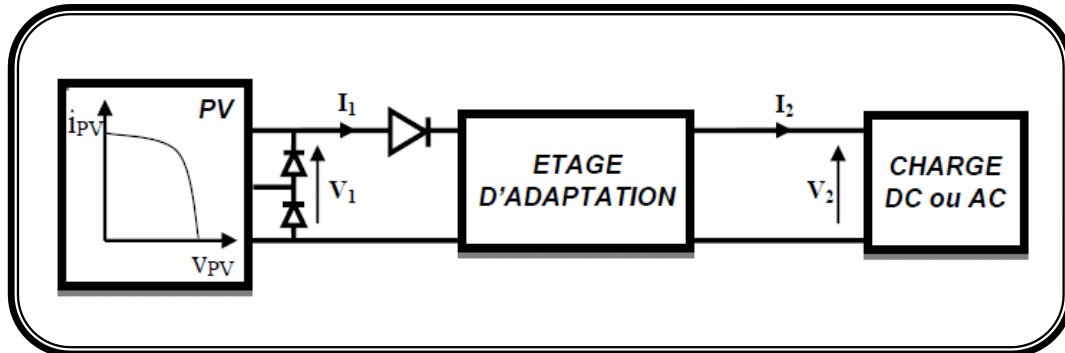


Figure I.16 : Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation.

Il est à remarquer que l'étage d'adaptation ne remplace pas forcément les protections électriques évoquées dans la section I.4.2.3, pour que le GPV fonctionne dans de bonnes conditions et ait une durée de vie importante. Ainsi, dans la plupart des cas, les protections initiales de diodes by-pass et de diodes anti-retour sont également indispensables lors d'une connexion à l'aide d'un étage d'adaptation.

L'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge, permet l'extraction de la puissance optimale. L'ensemble peut fonctionner de façon idéale, si diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. Et en sortie, des boucles de contrôle spécifiques permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques utilisées classiquement pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée MPPT (de l'anglais Maximum Power Point Tracking) qui effectue une recherche permanente du PPM [8, 9]. Cependant, en pratique, pour que l'étage d'adaptation joue le rôle d'interface idéale (sans pertes) entre les deux éléments, plusieurs conditions sont à respecter :

- le type d'action de contrôle sur le port d'entrée ne doit pas générer des pertes en régime statique ou transitoire,
- le transfert de la puissance du GPV ne doit pas être minimisé par les diverses pertes liées au fonctionnement de l'étage d'adaptation.

I.7. DÉFINITION DE L'ÉTAGE D'ADAPTATION ENTRE UN GPV ET UNE CHARGE CONTINUE (HACHEUR MPPT) :

Comme nous l'avons vu dans la section I.3, un GPV présente des caractéristiques $I(V)$ non linéaires avec des PPM. Ces caractéristiques dépendent entre autre du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le GPV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, la technique la plus usuelle consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge (fig. I.17). Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de P_{MAX} disponible. [7]

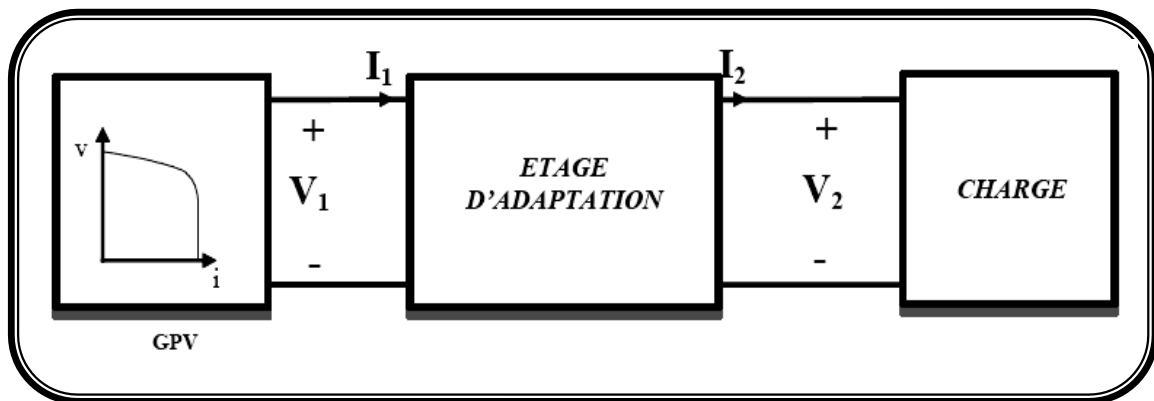


Figure I.17 : Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de P_{MAX} du GPV.

En résumé nous pouvons considérer que le système photovoltaïque n'est autre qu'un GPV et un étage d'adaptation avec fonction MPPT qui assure les fonctions de recherche du PPM et de protection de l'ensemble et dont la répartition des fonctions nécessaires au système photovoltaïque est représentée à la figure (I.18).

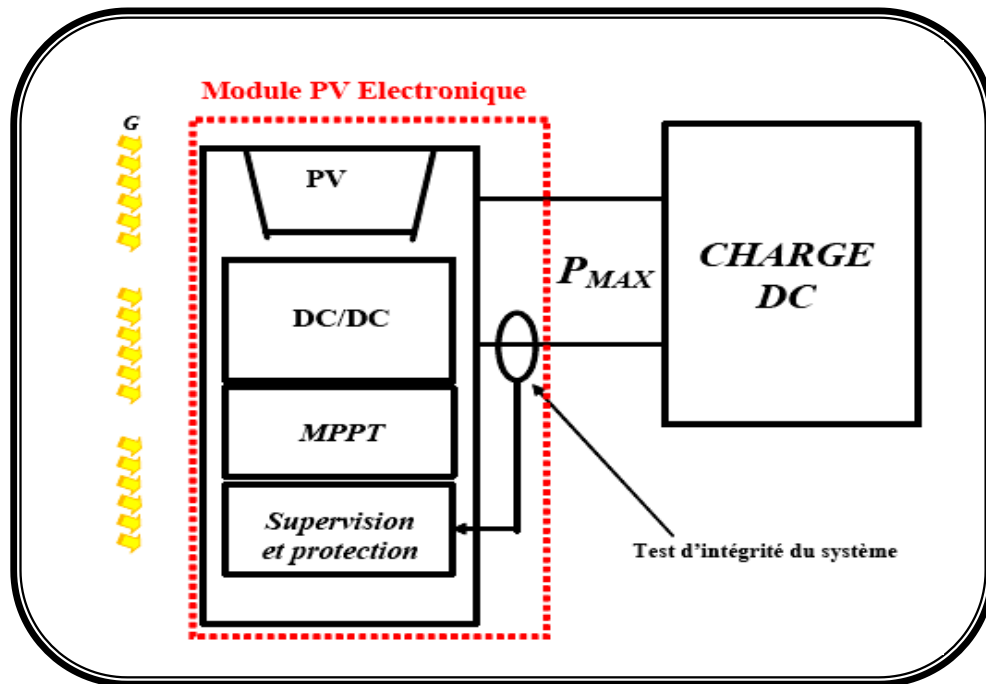


Figure I.18 : Schéma de principe d'un système photovoltaïque.

I.8. PRINCIPE DE LA RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE :

I.8.1. Généralités :

Des lois de commandes spécifiques existent pour amener des dispositifs à fonctionner à des points maximums de leurs caractéristiques sans qu'a priori ces points soient connus à l'avance, ni sans que l'on sache à quel moment ils ont été modifiés ni qu'elles sont les raisons de ce changement. Pour le cas de sources énergétiques, cela se traduit par des points de puissance maximum. Ce type de commande est souvent nommé dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » ou bien « Maximum Power Point Tracking » en anglo-saxon (MPPT). Le principe de ces commandes est d'effectuer une recherche du point de puissance maximal (PPM) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance.

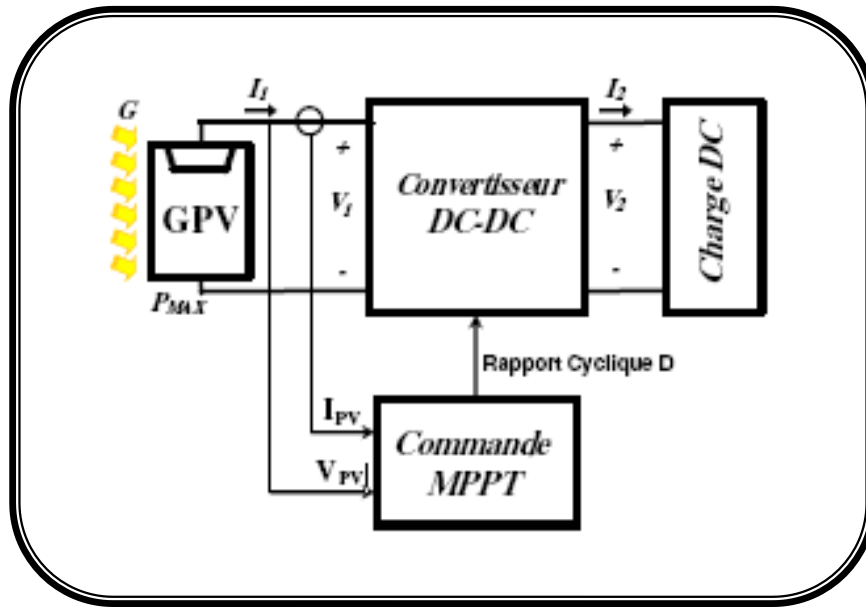


Figure I.19 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque à base d'un transformateur DC contrôlé par une commande MPPT [10].

La figure I.19 montre le schéma de principe décrivant les fonctions présentes dans un étage d'adaptation pour GPV réel conçu. Le principe de la commande MPPT délivre l'action de contrôle appropriée afin de suivre le point de puissance maximale en chaque instant.

Le choix de la structure de conversion est effectué en fonction de la charge DC à alimenter. Nous avons besoin de structures de conversion survoltrice ou dévoltrice en fonction de la caractéristique de cette charge [11]. Par exemple, si nous supposons que la charge est une batterie au plomb, ce sont ses plages de tension de charge et de décharge qui vont établir la structure la plus adéquate.

I.8.2. Classification des commandes du MPPT :

Nous pouvons classifier d'une manière générale les commandes du MPPT selon le type d'implémentation électronique : analogique, numérique ou mixte. Il est cependant plus intéressant de les classifier selon le type de recherche qu'elles effectuent et selon les Paramètres d'entrée de la commande du MPPT. Bien qu'il existe un grand nombre de publications scientifiques qui présentent des commandes du MPPT plus ou moins complexes, nous nous centrerons sur quelques-unes. [7-12]

I.8.2.1. Méthodes à contre réaction de tension :

Ce genre de mécanismes repose sur le contrôle de la tension de fonctionnement des panneaux par la comparaison de cette tension avec une tension de référence pour générer une

tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la PWM de commande afin d'annuler cette erreur, en dépend de la nature de cette tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe) on a trois types de méthodes :

1.8.2.1.1 Méthode à tension de référence fixe :

C'est la méthode basée sur une simple comparaison entre la tension de sortie du panneau avec une tension de référence prédéfinie pour ajuster continuellement le rapport cyclique α de convertisseur DC-DC. Cette tension correspond à la tension moyenne de l'intervalle des points des puissances maximales relevée par des tests sous différentes conditions d'ensoleillement et de température en agitant simplement sur les différents facteurs de pondération lors de la mise au point afin de générer le maximum de puissance.[13-14]

1.8.2.1.2. Méthode à tension de référence en fonction de V_{oc} :

Cette méthode exploite la relation quasi linéaire entre la tension de fonctionnement en puissance maximale et la tension à circuit ouvert V_{oc} du panneau. Cette tension est prélevée régulièrement par le débranchement du panneau pour une courte durée pour ajuster la tension de référence précédente une certaine proportionnalité généralement égale à **0.8** [15], ainsi pour un ensoleillement et température donnée la tension qui correspond à la puissance maximale du panneau est exprimée comme une fonction linéaire de la tension à circuit ouvert du panneau. [16-17]

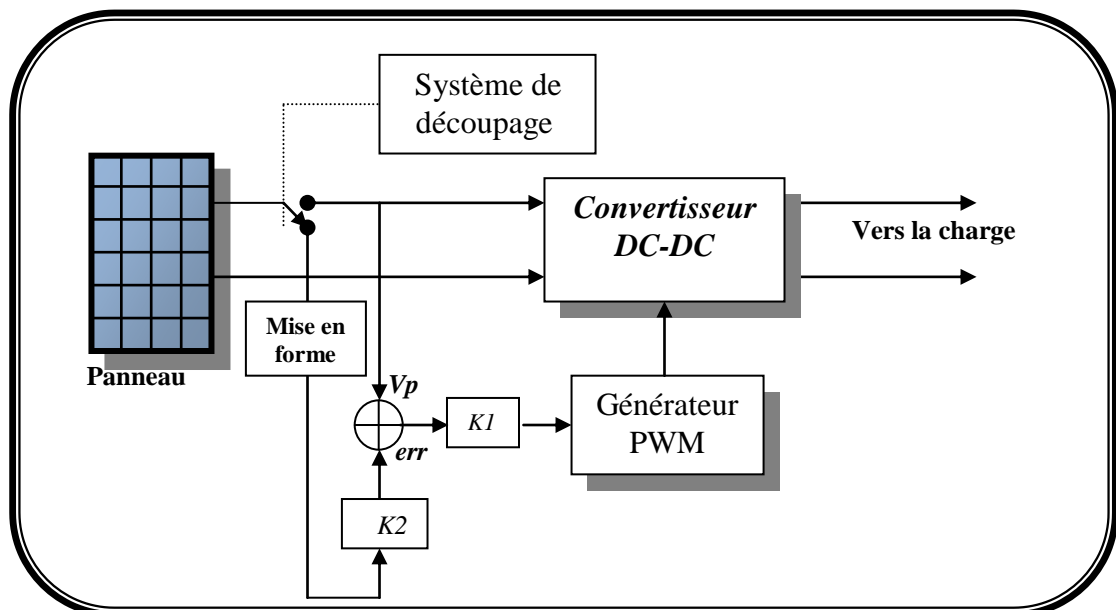


Figure I.20 : Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence en fonction de tension à circuit ouvert du panneau.

1.8.2.1.3. Tension de référence externe (Cellule pilote) :

Dans la méthode précédente l'interruption de fonctionnement de circuit pour mesurer V_{oc} cause des pertes de puissance et un bruit dans les circuits électriques, pour éviter ces problèmes une cellule pilote est ajoutée au panneau solaire, la tension de circuit ouvert de cette cellule mesurée continuellement va nous donner une information implicite sur la tension à circuit ouvert de l'ensemble des panneaux solaires, nous multiplions cette tension avec le nombre de cellules en série. [18]

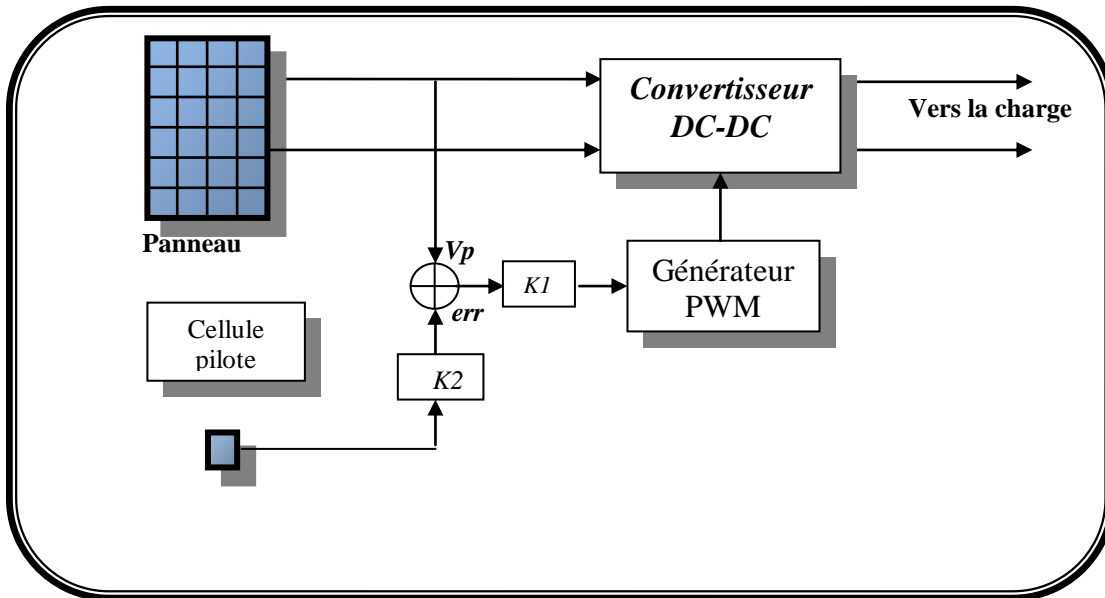


Figure I.21: Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence de la cellule pilote

Cette méthode évite l'interruption de système, et comme l'influence de l'ensoleillement sur la tension V_{oc} est négligeable, alors cette technique présente des résultats convenables malgré qu'elle repose sur une estimation de la tension de référence.

1.8.2.2. Méthodes à contre réaction de courant :

1.8.2.2.1. Technique de maximisation du courant de sortie :

Cette technique est fondée sur l'hypothèse que lorsque la charge est constituée par des batteries la tension de la charge est approximativement constante, c'est à dire que la maximisation de la puissance de sortie revient à maximiser le courant I_b de la batterie. Ceci

signifie qu'au lieu de trouver et de réduire le rapport $\frac{dp}{dt}$ au minimum, cette technique cherche à commander et réduire au minimum le rapport $\frac{dlb}{dt}$.

L'avantage de cette méthode est qu'elle n'est pas complexe, contrairement à d'autres, mais elle n'est valable que dans le cas où la charge est une batterie, car dans le cas contraire tel qu'un moteur à courant continu ou une charge résistive il sera alors impossible de synthétiser le MPP seulement à partir de la composante du courant mesuré. [19]

1.8.2.2.2 Méthode à courant de référence en fonction du courant de court-circuit I_{sc} :

Par analogie avec les méthodes à contre réaction de tension. Le courant de court-circuit I_{sc} du panneau solaire permis de savoir la valeur de courant optimal dans le quelle doit fonctionné le panneau pour extraire le maximum de puissance. Le courant optimal est proportionnel au courant de court circuit [20], cette proportionnalité généralement égale à 0.9 [15]

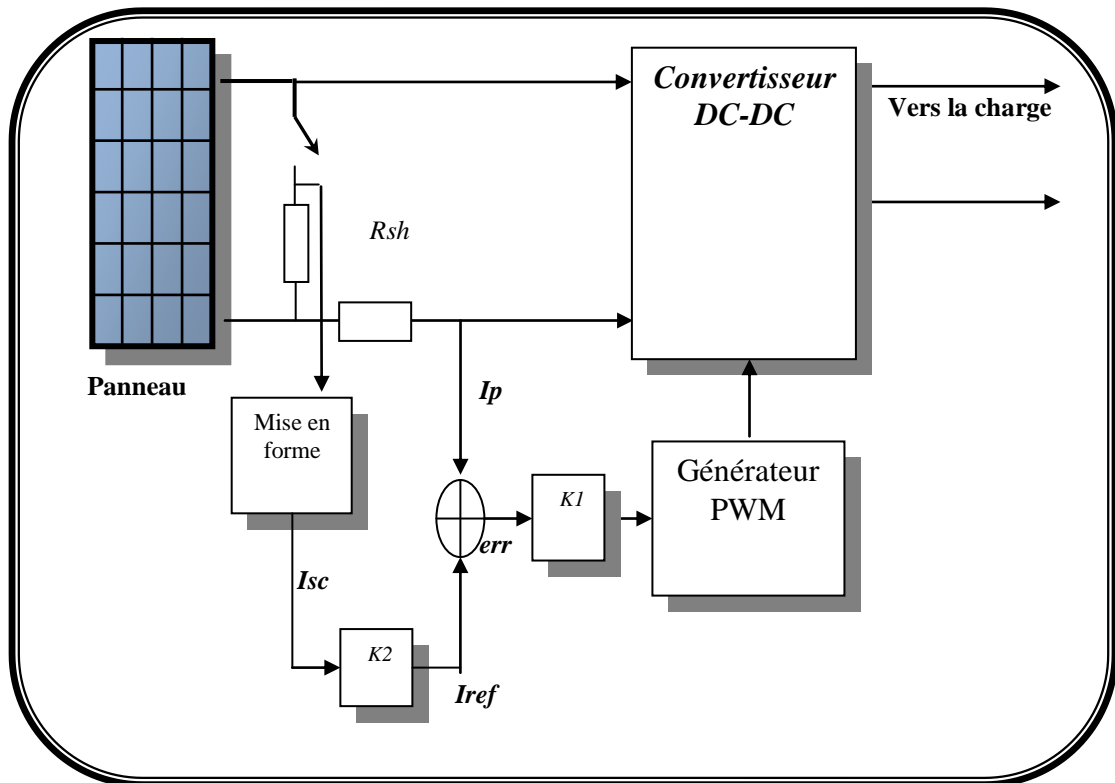


Figure I.22 : Principe de la méthode de poursuite à courant de référence en fonction d' I_{sc} .

1.8.2.3. Méthode à contre réaction de puissance :

Ces méthodes sont basées sur des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du panneau pour que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement de système, elles ne sont pas basées sur des valeurs de références prédéfinies ou à partir des paramètres opérationnels, mais sur la maximisation permanente de la puissance générée par les panneaux solaires. Ainsi pour un point donné on fait la recherche dans certain sens si on a une augmentation de la puissance du panneau alors on maintient cette direction de recherche, sinon on cherche dans le sens opposé. [21]

Le calcul de la puissance extraite du panneau est calculée à partir des mesures de courant I et de tension V du panneau et la multiplication de ces deux grandeurs $P=V.I$. Le sens de variation de la puissance P est connu par le calcul d'une manière approximative la dérivée $dP \approx \Delta P(k) = P(k) - P(k-1)$ sur un temps d'échantillonnage qui représente la vitesse d'exécution du microprocesseur ou du microcontrôleur.

1.8.2.3.1. Algorithme 'perturbation et observation' amélioré :

C'est l'algorithme de poursuite le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation de système par l'augmentation ou la diminution de V_{ref} ou en agissant directement le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie du panneau. L'algorithme de la méthode MPPT qu'on propose pour améliorer la poursuite du PPM sera basé sur les règles suivantes. [22-23]

- lorsque $\Delta P = P(k) - P(k-1) > 0$, on est dans le bon sens de la poursuite du PPM. Le pas de perturbation sera de $\Delta \alpha$ (cas a et c de la figure I.23).
- lorsque $\Delta P = P(k) - P(k-1) < 0$, on est dans le sens inverse de la direction du PPM. Donc, il faut inverser le sens de la poursuite du PPM et le pas de perturbation sera de $2\Delta \alpha$ (cas b et d de la figure I.23).
- $\Delta P / \Delta V = P(k) - P(k-1) / V(k) - V(k-1) > 0$, il faut donc incrémenter la valeur de référence.
- $\Delta P / \Delta V = P(k) - P(k-1) / V(k) - V(k-1) < 0$, il faut donc décrémenter la valeur de référence.

La figure I.23 illustre les quatre cas définis au dessus ;

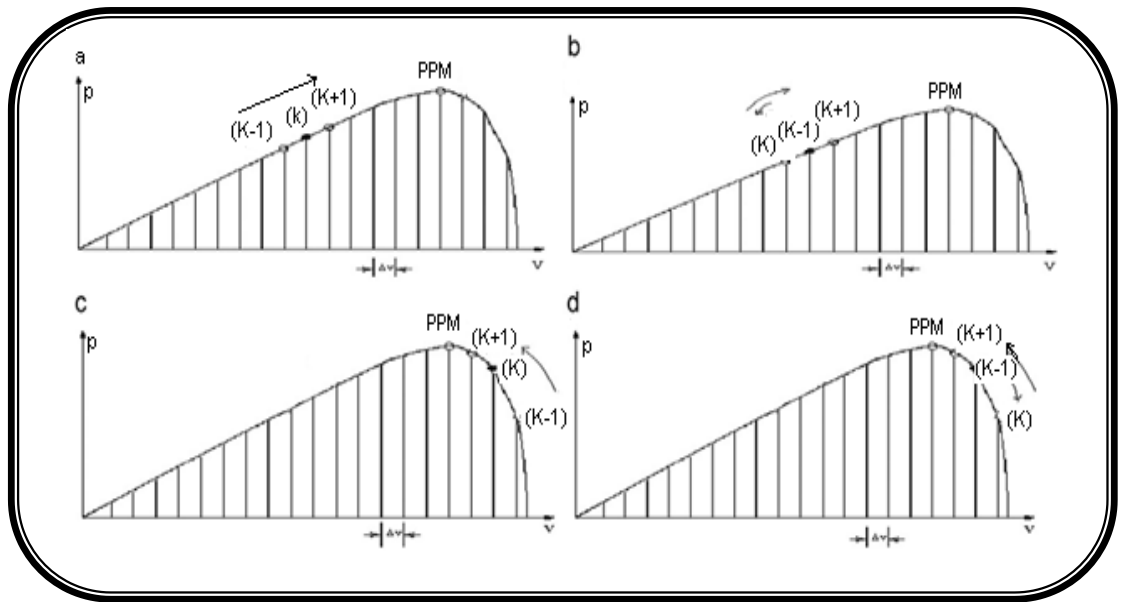


Figure I.23 : Différents cas de déplacement du point de fonctionnement

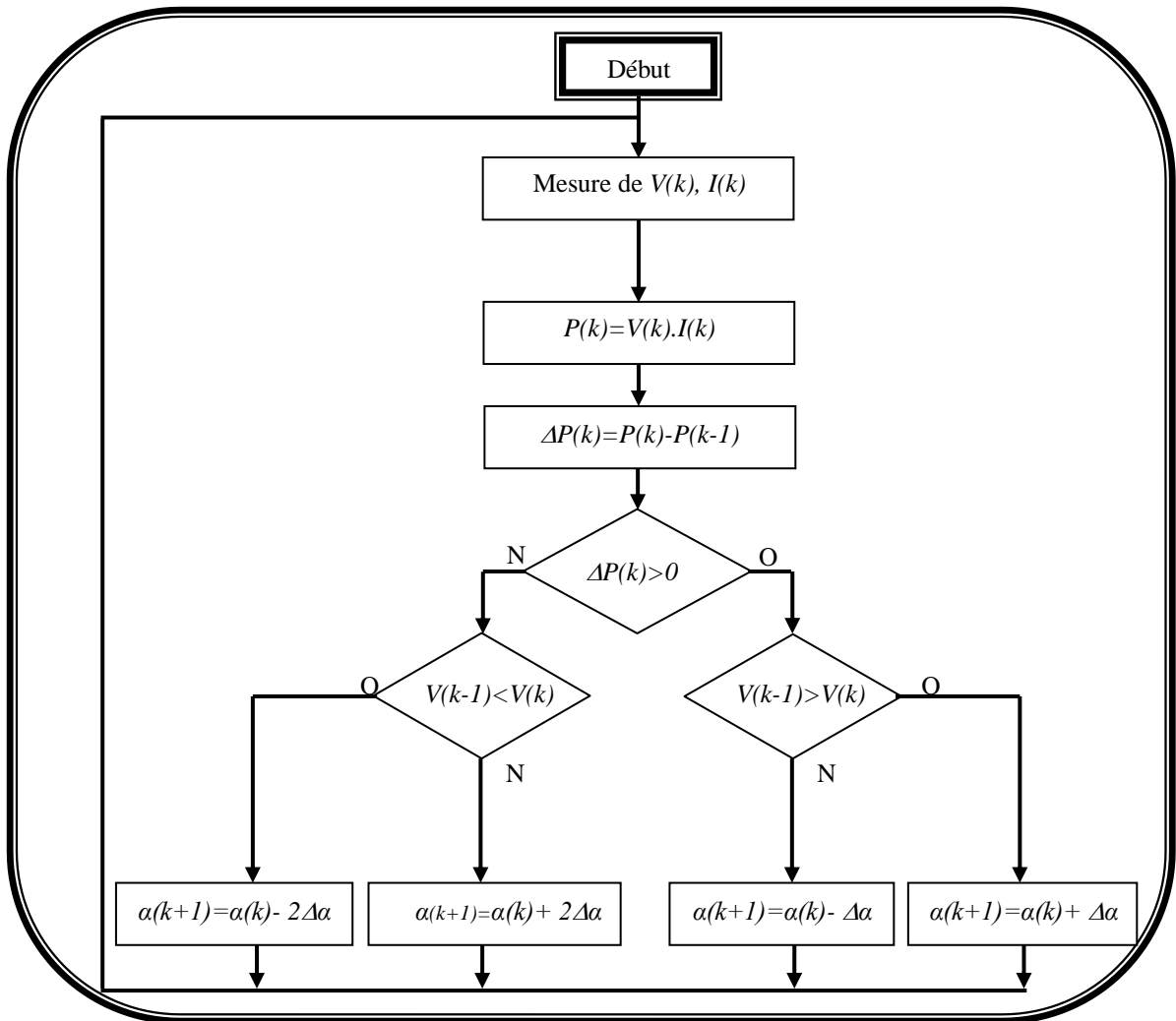


Figure I.24: Organigramme de l'algorithme perturbation et observation amélioré

Dans cet algorithme la tension V_{pv} du panneau oscille autour de la tension optimale V_{mp} , cela cause une perte de puissance qui dépend du pas de perturbation. Si ce pas est grand le système répond rapidement à des changements brutaux de l'ensoleillement mais on aura une augmentation des pertes d'ondulations, si le pas de perturbation est faible ces ondulations sont réduites mais le système répond lentement à des changements brutaux des conditions de fonctionnement, le pas idéal est déterminé expérimentalement en fonction des besoins.

1.8.2.3.2. Algorithme 'incrémentation de la conductance' :

Dans cet algorithme la dérive de la puissance de sortie du panneau est calculée d'une autre manière. Elle est calculée en fonction de la tension V et sa différence dV et de courant I et sa différence dI . Cette dérivée est nulle au point de puissance maximale est positive à gauche de point MPP et négative à droite. [24-25]

La dérivé partielle $\frac{dP}{dV}$ est donnée par :

$$\frac{dP}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (I - 4)$$

$$\frac{1}{V} \frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \quad (I - 5)$$

On définit la conductance de la source $G = \frac{I}{V}$ et la conductance incrémentale $\Delta G = \frac{dI}{dV}$, puisque la tension V du panneau est toujours positive la relation 1.4 explique que le point de puissance maximale MPP est atteint si la conductance de la source G égale la conductance incrémentale ΔG de la source avec un signe moins, et qu'elle est à gauche de ce point lorsque la conductance G est supérieure à la conductance incrémentale ΔG et vis versa, [26]

Et de même, pour améliorer les performances de l'algorithme, on fait ajuster le rapport cyclique par un pas convenable selon le cas de déplacement de point de fonctionnement.

La figure I.25 représente les différentes étapes de l'organigramme de l'algorithme incrémentation de la conductance :

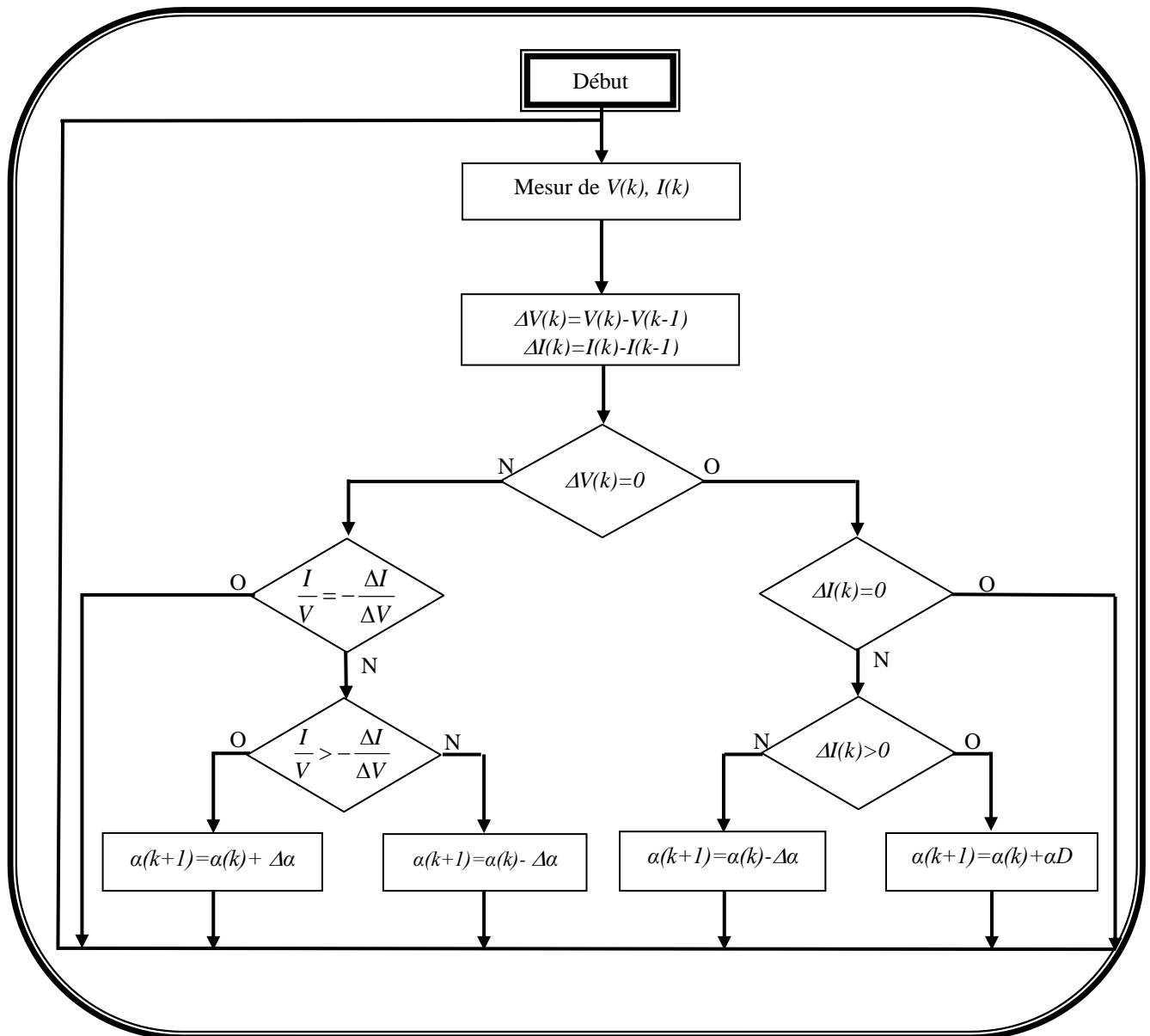


Figure I.25 : Organigramme de l'algorithme incrémentale conductance.

1.8.2.4. Méthode de poursuite analogique :

Cette méthode utilise directement la tension et le courant du panneau pour le contrôle du PPM. L'image de la puissance du panneau est obtenue par la multiplication des grandeurs précédentes, pour déduire le sens de variation de la puissance deux filtre RC du constantes de temps différents créés un retard différent pour les deux branches P1, P2, en association avec un comparateur de tension ces deux signaux génères un signal qui représente la dérivée $\frac{dP}{dt}$. Lorsque la puissance diminue la sortie de comparateur est négative, le cas contraire elle est positive, ces créneaux attaques une bascule JK où sa sortie bascule pour chaque front montant ou descendant de comparateur, la sortie de la bascule est intégrée par un circuit RC passe bas

pour générer une tension continue qui sert comme tension de référence pour la génération de la PWM. (Figure I.26). [27]

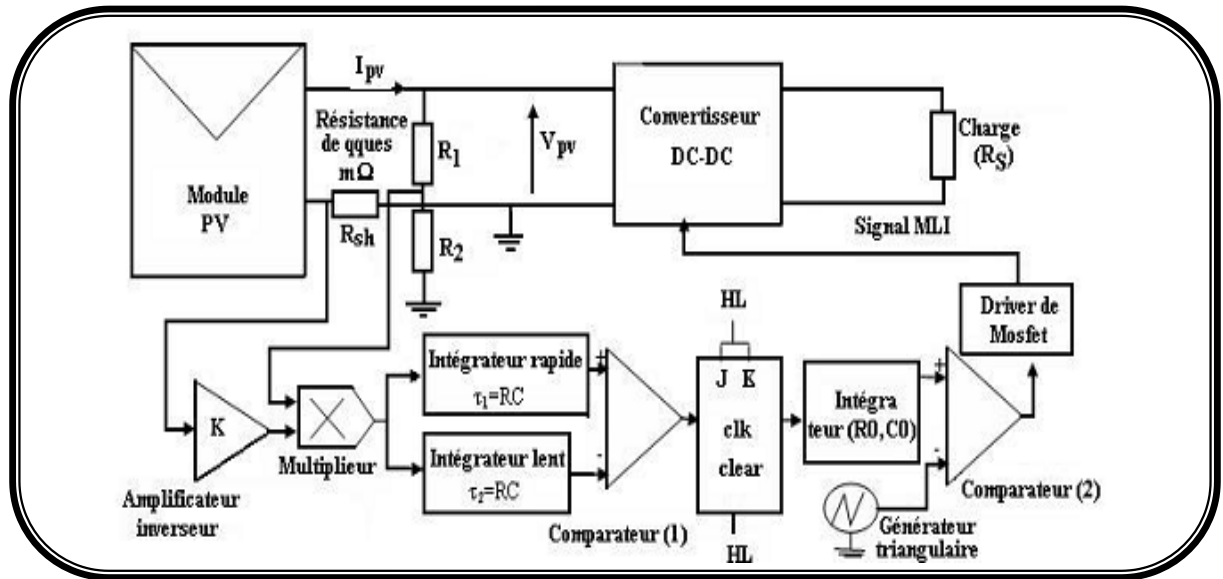


Figure I.26 : Schéma synoptique d'une MPPT analogique.

L'implantation de cette commande ne fait intervenir que des composants analogiques et logiques sans aucun calcul ne soit nécessaire. La dynamique du système ne dépend que du temps de retard des composants analogiques qui est généralement très faible. Nous tenons à préciser que la conception de cette commande est indépendante de la structure du convertisseur statique utilisé. Elle peut s'appliquer aussi bien à des convertisseurs abaisseurs qu'à des élévateurs. [28]

L'avantage de cette technique réside dans sa simplicité d'implémentation et son bas prix.

I.8.3. Techniques intelligentes pour la commande MPPT :

Dans la partie précédente, les méthodes classiques et les mécanismes de poursuite de puissances maximales les plus rencontrées dans la littérature ont été présentés. Cette partie quant à elle, décrit des techniques intelligentes nouvellement introduites dans le monde de contrôle des MPPT. Il s'agit principalement des réseaux de neurones artificiels et les différentes structures de commande qui leur sont associées, la logique floue, les systèmes neuro-flous et algorithmes génétiques lesquels font actuellement leur apparition dans la commande électrique.

1.8.3.1. Commande par algorithmes génétiques :

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation stochastiques fondés sur les mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique, inspirés de la théorie de survie de Darwin. En raison des performances remarquables des AGs, ces derniers ont envahi plusieurs domaines de recherche dans lesquels ils ont apporté des satisfactions appréciables en raison de leurs avantages à savoir : la rapidité et la possibilité de résoudre des équations non linéaires à plusieurs variables.

Les algorithmes génétiques comptent parmi les approches intelligentes utilisées pour la poursuite du point de puissance maximale (PPM) des cellules photovoltaïques pour pouvoir ainsi profiter au maximum de l'énergie solaire et suivre rapidement ce point. Beaucoup de travaux ont montré que les AGs donnent des résultats très intéressants dans lesquels la convergence est assurée, avec des temps de calculs et des opérations simples. Néanmoins, les algorithmes génétiques présentent un inconvénient qui réside dans l'utilisation des relations de probabilité rendant ainsi le résultat parfois imprévisible et les performances moins contrôlées. [29]

1.8.3.2. Commande par la logique floue :

Dans le domaine du génie électrique, la commande par logique floue a fait l'objet de plusieurs travaux : dans la commande des convertisseurs statiques et dans la commande des machines électriques, dans la navigation de robots mobiles .Toutes ces applications ont démontré qu'un régulateur à logique floue est plus robuste qu'un régulateur conventionnel. [30]

1.8.3.3. Commande par réseau de neurones :

Les réseaux de neurones artificiels (ANN) sont des modèles électroniques basés sur la structure neuronale du cerveau lesquels sont souvent utilisés pour l'optimisation de l'algorithme de MPPT. En effet les réseaux de neurone peuvent être utilisés afin de trouver la position du point maximum de puissance avec un nombre réduit d'itérations pour atteindre le MPP et une réduction au minimum des oscillations autour de ce dernier.

1.8.3.4. Commande par réseaux neuro-flous :

En outre, les réseaux neuro-flous ont été employés dans le même contexte. Enonçons par exemple l'étude présentée par Della et autre, ce qui mène à un cheminement optimal en ligne de point d'opération d'un GPV qui alimente un moteur à induction par l'intermédiaire d'un onduleur de tension de PWM. [29]

I.8.4. Les caractéristiques majeures des techniques MPPT :

Le tableau suivant représente les caractéristiques majeures des techniques MPPT abordées dans ce chapitre

TECHNIQUES MPPT	Dépendance Du panneau PV	Analogique ou digitale	Vitesse de convergence	Complexité d'implémentation	Paramètres sensibles
Contre réaction de tension	Oui	Les deux	Rapide	Moyenne	Tension
Méthode à tension de référence fixe	Oui	Les deux	Moyenne	Moyenne	Tension
MPPT avec mesure de V_{OC} du panneau	Oui	Les deux	Moyenne	Moyenne	Tension
MPPT avec cellule pilote	Oui	Les deux	Moyenne	Moyenne	Tension
P & O	Oui	Les deux	Variable	Faible	Tension / courant
Incrémentation d'inductance	Oui	Digitale	Variable	Moyenne	Tension/ courant
Maximisation de courant	Non	Les deux	Rapide	faible	courant
Algorithmes génétiques	Oui	Digitale	Rapide	Elevée	Variables
Logique floue	Oui	Digitale	Rapide	Elevée	Variables
Réseaux de neurones	Oui	Digitale	Rapide	Elevée	Variables
Réseaux neuro-flous	Oui	Digitale	Rapide	Elevée	Variables

Tableau I.1 : Caractéristiques majeures des techniques MPPT

I.9. CONCLUSION :

➤ Dans ce chapitre, nous avons mis en évidence que la conception de systèmes photovoltaïques optimisés est par nature difficile. En effet, côté source, pour un générateur photovoltaïque, la production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, de la charge, mais aussi du vieillissement global du système. Côté charge, qu'elle soit de nature continue (DC), ou bien alternative (AC), comme dans le cas du réseau électrique, chacune a son comportement propre qui peut être aléatoire. En effet il a été montré pour qu'un tel générateur fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal.

➤ La solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui jouera le rôle d'adaptateur source-charge. La commande MPPT permet de faire fonctionner un générateur photovoltaïque de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quels que soient les conditions météorologiques (température et irradiation), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{op} - I_{opt}),

➤ Dans ce contexte plusieurs méthodes de poursuite et algorithmes ont été mis en application, chacun présente des avantages comme des inconvénients.

Le chapitre suivant sera consacré à l'étude des convertisseurs statiques DC/DC.

CHAPITRE II

ETUDE DE LA TOPOLOGIE DU CONVERTISSEUR DC/DC

II.1. INTRODUCTION :

Dans ce chapitre nous allons voir les principes de la conversion des hacheurs qui sont des convertisseurs directs du type continu-continu, leur utilisation permet le contrôle de la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé qui dans notre cas va nous permettre de poursuivre le point de fonctionnement maximum, aussi nous allons essayer d'illustrer quelque détails de circuit de ces convertisseurs DC/DC ainsi que les modèles mathématiques qui en dérivent.

Les convertisseurs continu-continu ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. La tension continue de départ peut être un réseau alternatif redressé et filtré, une batterie d'accumulateurs, une alimentation stabilisée.

On distingue deux types de convertisseurs continu-continu. Ceux qui sont non isolés, que l'on appellera hacheurs (à stockage d'énergie), et ceux qui comportent un transformateur assurant l'isolation galvanique, que l'on appelle alimentations à découpage (cas des alimentations de PC...). Par la suite, nous n'étudierons que les premiers [31].

Pour obtenir un rendement élevé, les convertisseurs électroniques de puissance utilisent des éléments de commande (transistors,...) en tout ou rien, c'est-à-dire comme des interrupteurs (mais à des fréquences beaucoup plus élevées que ce qu'un interrupteur mécanique pourrait supporter) qui se comportent soit comme des circuits ouverts, soit comme des courts-circuits. Nous représenterons ces éléments de commande comme des interrupteurs dans les schémas

pour ne pas préjuger de leur nature (transistors bipolaires ou MOS, IGBT...). Soit T_s la période du cycle interne de fonctionnement (habituellement beaucoup plus courte que les temps caractéristiques de variation des grandeurs à l'entrée et à la sortie du convertisseur). L'interrupteur est fermé (courant nul) pendant une partie αT_s de la période T_s . Il est ouvert (courant nul) pendant le reste $(1-\alpha)T_s$ de la période. Le nombre α , compris entre 0 et 1, porte le nom de rapport cyclique [32].

Comme, à chaque instant, le courant est nul ou la tension est nulle, la puissance dissipée dans l'interrupteur, qui est le produit de la tension par le courant, est en permanence nulle. En pratique, la tension n'est pas tout à fait nulle pendant le temps de conduction, et la commutation d'un état à l'autre n'est pas instantanée, de sorte qu'on a une perte d'énergie dans les interrupteurs [32].

Les convertisseurs DC/DC se comportent extérieurement comme des transformateurs à courant continu, en ce sens que les tensions et courants d'entrée (I_e , V_e respectivement) et de sortie (I_s , V_s respectivement) sont reliés (approximativement) par l'équation

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

Où K est le rapport de transformation, habituellement réglable.

L'équation II.1 suppose la négligence des pertes de puissance, autrement dit, la conservation de la puissance entre l'entrée et la sortie :

$$V_e \cdot I_e = V_s \cdot I_s \quad (\text{II-2})$$

On remarquera que, lorsque le convertisseur abaisse le niveau de tension, il augmente le niveau de courant. Inversement, s'il élève le niveau de tension, il diminue le niveau de courant.

II.2. TYPE DE CONVERTISSEURS :

Il y a différents types de convertisseurs DC-DC. Une première distinction est à faire entre le convertisseur à isolement galvanique entre la sortie et l'entrée, et le convertisseur qui présente une borne commune entre l'entrée et la sortie (Notez que dans le cas de l'isolement galvanique le rendement se verra affecté d'au moins 10%, ce qui est inadmissible dans nos cas qui sont des applications en énergie photovoltaïque).

Dans les convertisseurs à stockage d'énergie, on distingue :

- Les élévateurs (BOOST) dans lesquels $V_s > V_e$.
- Les abaisseurs (BUCK) dans lesquels $V_s < V_e$.
- Il y a aussi un type (BUCK-BOOST) : mélange entre les deux précédents. qui comporte plusieurs topologies comme le BUCK-BOOST classique, tel que V_s

est inversée par rapport à V_e [31]. le FLYBACK. SEPIC, ĆUK, et le FORWARD...

❖ **Dans notre simulation, on va s'intéresser à l'hacheur « BOOST »**

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante f_s avec un temps de fermeture égal à αT_s et un temps d'ouverture égal à $(1-\alpha) T_s$, où :

T_s est la période de commutation qui est égale à $1/f_s$

α représente le rapport cyclique du commutateur $0 < \alpha < 1$

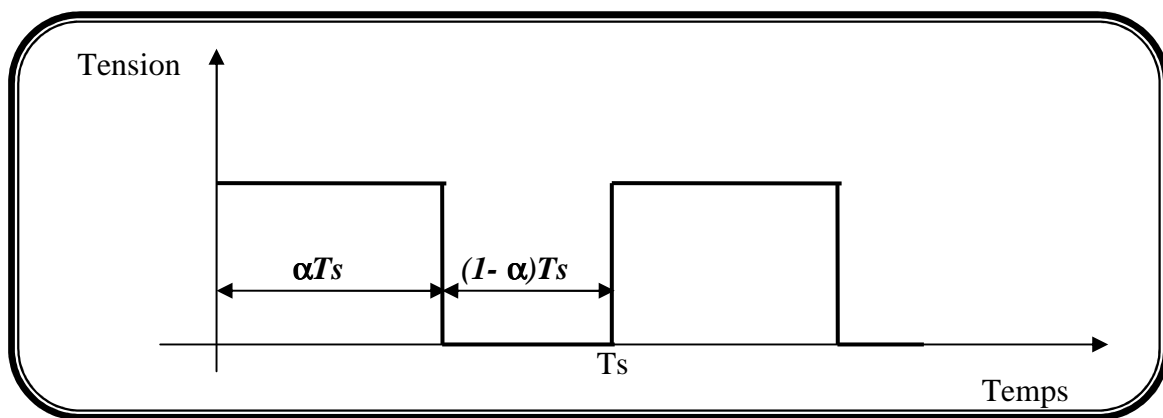


Figure II.1 : Représentation de la sortie d'un commutateur en ouverture/fermeture sur une période T_s

II.2.1. Hacheur dévolteur « Buck » :

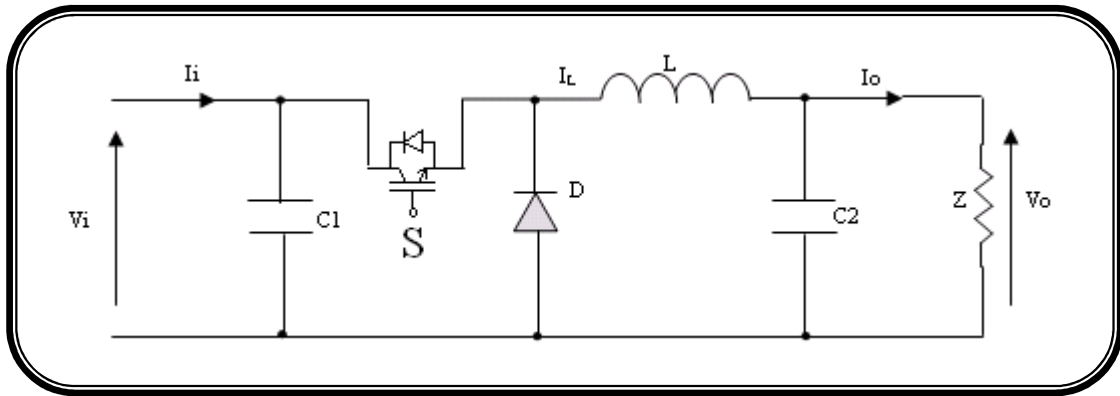
Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie est inférieure à celle de l'entrée. Il comporte un interrupteur à amorçage et à blocage commandés (transistor bipolaire, transistor MOS ou IGBT...) et un interrupteur à blocage et amorçage spontanés (diode) [31].

Le convertisseur dévolteur (figure II.2) peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom de hacheur Buck ou hacheur série. Ce dernier qui est un interrupteur ne peut relier que deux sources de type différent courant/tension ou l'inverse.

L'utilisation du Buck dans les systèmes de conversions photovoltaïques est tout à fait adéquate, étant donné que le générateur photovoltaïque est une source de courant continu, tandis que le récepteur qui est généralement la batterie, a la nature d'une source de tension.

Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie inférieure,

où le rapport de conversion $M = \frac{V_s}{V_e}$ change avec le rapport cyclique α du commutateur.

II.2.1.1. Schéma de principe :**Figure II.2 : Schéma de principe du convertisseur Buck**

La charge est constituée par l'impédance Z . Les éléments L et $C2$ forment un filtre dont le but est de limiter l'ondulation résultante du découpage sur la tension et le courant de sortie. Si ces éléments sont correctement calculés, on peut supposer que i_s et v_s sont continus (on néglige l'ondulation résiduelle). L'ensemble (filtre + charge) peut être composé différemment, mais nous raisonnerons sur cet exemple par la suite.

II.2.1.2. Fonctionnement :

Le cycle de fonctionnement, de période de hachage T ($T=1/f$), comporte deux étapes. Lors de la première, on rend le transistor passant et la diode polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de 0 à αT_s , avec α compris entre 0 et 1 . α Est appelé rapport cyclique. Lors de la seconde, on bloque le transistor. La diode devient passante. Cette phase dure de αT_s à T_s .

À l'état conducteur. Le transistor S , pendant la durée t_{on} c.-à-d. $\alpha \in [0, \alpha T_s]$, la diode se bloque et un courant circulera dans la charge à travers l'inductance, cette dernière stocke une énergie :

$$W = \frac{1}{2} L I_L^2 \quad (\text{II-3})$$

Lors des commutations successives Le transistor S , le courant à l'intérieur de l'inductance aura deux composante, l'une est constante égale à la valeur moyenne du courant sur une période du hachage, tandis que la composante variable est égale à :

➤ Lorsque S est fermé :

$$(\Delta I_L)_{on} = \frac{V_i - V_o}{L} t_{on} \quad (\text{II-4})$$

➤ Lorsque S est ouvert, la self se décharge dans la sortie pendant le temps t_{off} .

$$(\Delta I_L)_{off} = \frac{V_0}{L} t_{off} \quad (II-5)$$

Ces variations du courant sur un cycle du hachage engendrent des ondulations, donc des harmoniques, mais on peut écrire en régime permanent, pour dire qu'à une exactitude près les ondulations peuvent être négligées et le signal peut être rapproché à sa composante constante.

$$\left(I_S = \frac{V_0}{r_L} \right) \Rightarrow (\Delta I_L)_{on} + (\Delta I_L)_{off} = 0 \quad (II-6)$$

On obtient alors l'expression fondamentale :

$$V_0 = \frac{t_{on}}{t_{on} + t_{off}} V_i \quad (II-7)$$

En appelant T la période de récurrence d'état de S, on peut écrire $T = t_{on} + t_{off}$ ce qui permet d'écrire :

$$V_0 = \frac{t_{on}}{T} V_i \quad (II-8)$$

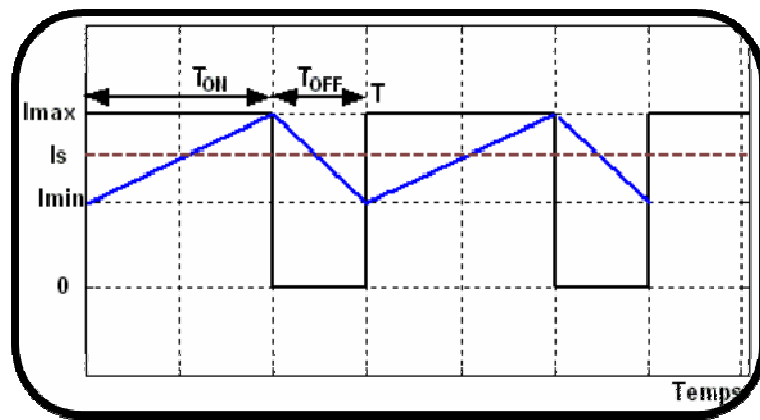


Figure II.3 : Courant dans la self du hacheur série

Ce régime de conduction de courant est appelé le régime continu.

Lorsque : $T > t_{on} + t_{off}$, le régime est appelé conduction discontinue (figure II.4). Dans ce cas le courant de sortie vaut [33]:

$$I_S = \frac{I_M}{2T} (t_{on} + t_{off}) = \frac{V_i - V_0}{2TL} t_{on} (t_{on} + t_{off}) = \frac{V_0}{r_L} \quad (II-9)$$

Ainsi :

$$V_0 = \frac{1}{1 + \frac{2LT}{t_{on}^2} \frac{I_0}{V_i}} V_i \quad (\text{II-10})$$

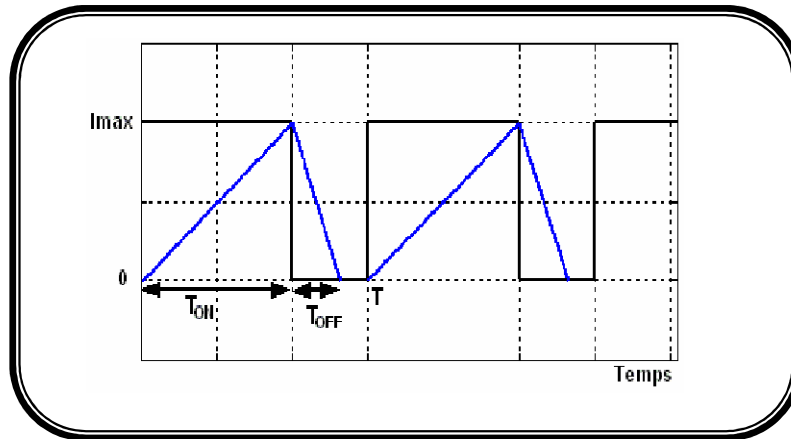


Figure II.4 : Courant en discontinuité dans la self du hacheur série

II.2.1.3. Modélisation mathématique :

Savoir le comportement réel de ce convertisseur, nécessite de connaître en détail son modèle mathématique. Pour cela nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et de tirer par suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie. La figure II.5.a montre le schéma du circuit équivalent d'un convertisseur dévolteur avec le commutateur fermé, tandis que la figure II.5.b représente le convertisseur dévolteur avec le commutateur ouvert pendant $(1-\alpha) TS$ [33].

Nous allons être amenés à distinguer deux cas : la conduction continue et la conduction discontinue.

- Dans le premier, le courant de sortie est suffisamment fort et le courant dans l'inductance ne s'annule jamais, même avec l'ondulation due au découpage.
- Dans le second, le courant de sortie moyen est bien entendu positif, mais, en raison de sa faible valeur moyenne, l'ondulation du courant dans l'inductance peut amener ce dernier à s'annuler. Or, les interrupteurs étant unidirectionnels, le courant ne peut changer de signe et reste à 0.

Les modélisations données par la suite supposent que le fonctionnement est dans le cas de la conduction continue [31].

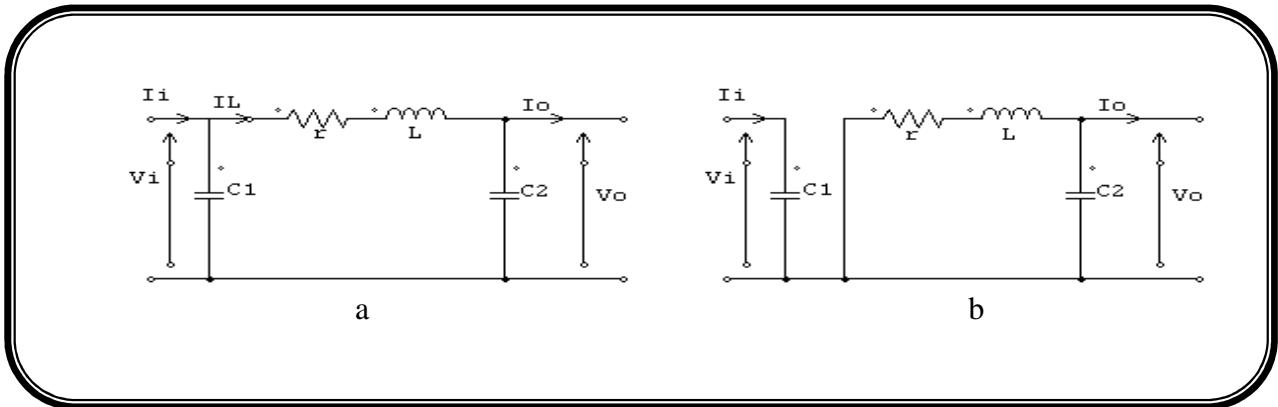


Figure II.5 : Circuits équivalents de Buck, S fermé en (a), S ouvert en (b).

En appliquant les lois des courants et des tensions de Kirchhoff sur les deux circuits de la figure II.5, on obtient les systèmes d'équations suivants [34]:

$$\begin{cases} i_{C1} = C_1 \frac{dvi}{dt} = i_i - i_L \\ i_{C2} = C_2 \frac{dv_o}{dt} = i_L - i_o & 0 < t < \alpha T_s \\ v_L = L \frac{di_L}{dt} + r.i_L = v_i - v_o \end{cases} \quad (II-11)$$

$$\begin{cases} i_{C1} = C_1 \frac{dvi}{dt} = i_i \\ i_{C2} = C_2 \frac{dv_o}{dt} = i_L - i_o & \alpha T_s < t < T_s \\ v_L = L \frac{di_L}{dt} + r.i_L = -v_o \end{cases} \quad (II-12)$$

Pour trouver une représentation dynamique valable pour toute la période T_s , on utilise généralement l'expression suivante [34].

$$\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle_{T_s} = \frac{dx}{dt}_{(\alpha T_s)} \cdot \alpha T_s + \frac{dx}{dt}_{((1-\alpha)T_s)} \cdot (1-\alpha)T_s \quad (II-13)$$

En appliquant la relation II.13 sur les systèmes d'équations II.11 et II.12, et après arrangement, on obtient les équations qui régissent le système sur une période entière :

Pour : $0 < t < T_s$

$$\begin{cases} i_o = i_L - C_2 \frac{dv_o}{dt} \\ i_L = \frac{1}{\alpha} (i_i - C_1 \frac{dv_i}{dt}) \\ v_i = \frac{1}{\alpha} (v_o + r_L i_L + L \frac{di_L}{dt}) \end{cases} \quad (\text{II-14})$$

II.2.1.4. Les ondulations des courants et des tensions :

Pour le dimensionnement des différentes composantes du circuit, afin de minimiser les ondulations des courants et des tensions sans faire un surdimensionnement des composants, ce qui accroîtrait le poids et le prix du circuit, un calcul de ces composants en fonction des ondulations voulues est nécessaire. Cette remarque est très importante pour le dimensionnement de l'inductance L afin de respecter le courant admissible par le transistor IGBT S.

En appliquant la relation $v_L = L \frac{di_L}{dt}$, et par l'approximation des segments d'exponentielles par des droites, la pente de courant I_L pendant la première période de fonctionnement est donnée par :

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{v_L}{L} \approx \frac{V_i - V_o - r_L I_L}{L} \quad (\text{II .15})$$

A partir de la relation I.15, la valeur crête à crête de courant I_L est :

$$I_{Lcc} = 2\Delta I_L = \frac{V_i - V_o - r_L I_L}{L} \alpha T_s \quad (\text{II .16})$$

La valeur de l'inductance L à choisir pour certaine ondulation ΔI_L est :

$$L = \frac{V_i - V_o - r_L I_L}{2\Delta I_L} \alpha T_s \quad (\text{II .17})$$

Pour le calcul des capacités C1 et C2, et avec les mêmes démarches précédentes nous avons :

$$\frac{dV_{C1}}{dt} = \frac{i_{C1}}{C_1} \approx \frac{I_i - I_L}{C_1} \quad (\text{II.18})$$

$$\frac{dV_{C2}}{dt} = \frac{i_{C2}}{C_2} \approx \frac{I_L - I_o}{C_2} \quad (\text{II .19})$$

Les valeurs des ondulations crête à crête des tensions d'entrée et de sortie sont :

$$V_{icc} = \frac{I_i - I_L}{C_1} \alpha T_s \quad (\text{II .20})$$

$$V_{occ} = \frac{I_L - I_o}{C_2} \alpha T_s \quad (\text{II .21})$$

Les valeurs des condensateurs C_1 et C_2 sont :

$$C_1 = \frac{I_i - I_L}{2\Delta V_i} \alpha T_s \quad (\text{II .22})$$

$$C_2 = \frac{I_L - I_o}{2\Delta V_o} \alpha T_s \quad (\text{II .23})$$

II.2.1.5. Etude en régime continu :

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

Le système d'équations II.14 donne :

$$\begin{cases} I_i = \alpha I_L \\ I_o = I_L \\ V_i = \frac{1}{\alpha} (V_o + r_L I_L) \end{cases} \quad (\text{II .24})$$

II .2.1.6. Rapport de conversion et rendement :

Le rapport de conversion M est défini comme étant le rapport entre la tension de sortie et la tension d'entrée comme

$$M(\alpha) = \frac{V_o}{V_i} = \eta \cdot \alpha \quad (\text{II .25})$$

Où η est le rendement de convertisseur défini comme étant le rapport entre la puissance de sortie sur la puissance d'entrée :

$$\eta = \frac{P_o}{P_i} = \frac{V_o I_o}{V_i I_i} \quad (\text{II .26})$$

La relation II.25 donne :

$$M(\alpha) = \frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1 + \frac{r_L I_o}{V_o}} \alpha = \frac{1}{1 + \frac{r_L}{Z}} \alpha = \eta \alpha \quad (\text{II .27})$$

Avec :

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{r_L}{Z}} \quad (\text{II .28})$$

Avec Z l'impédance complexe de la charge.

A partir des relations (II.27) et (II.28) on conclut que le rapport de conversion M reste linéaire en fonction de α et reste confiné entre zéro et la valeur du rendement, et que des charges Z importantes causent une grande perte dans le transfert de puissance à travers le convertisseur ainsi qu'une tension de sortie faible.

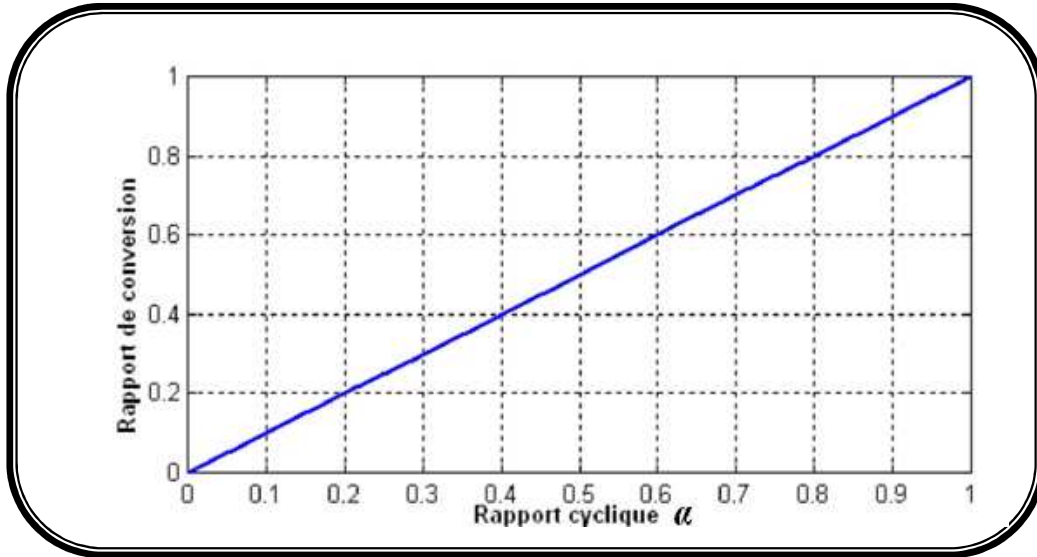


Figure II.6. Allure du rapport de conversion en fonction du rapport cyclique α

Les formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Buck sont représentées par la figure II.7 [35].

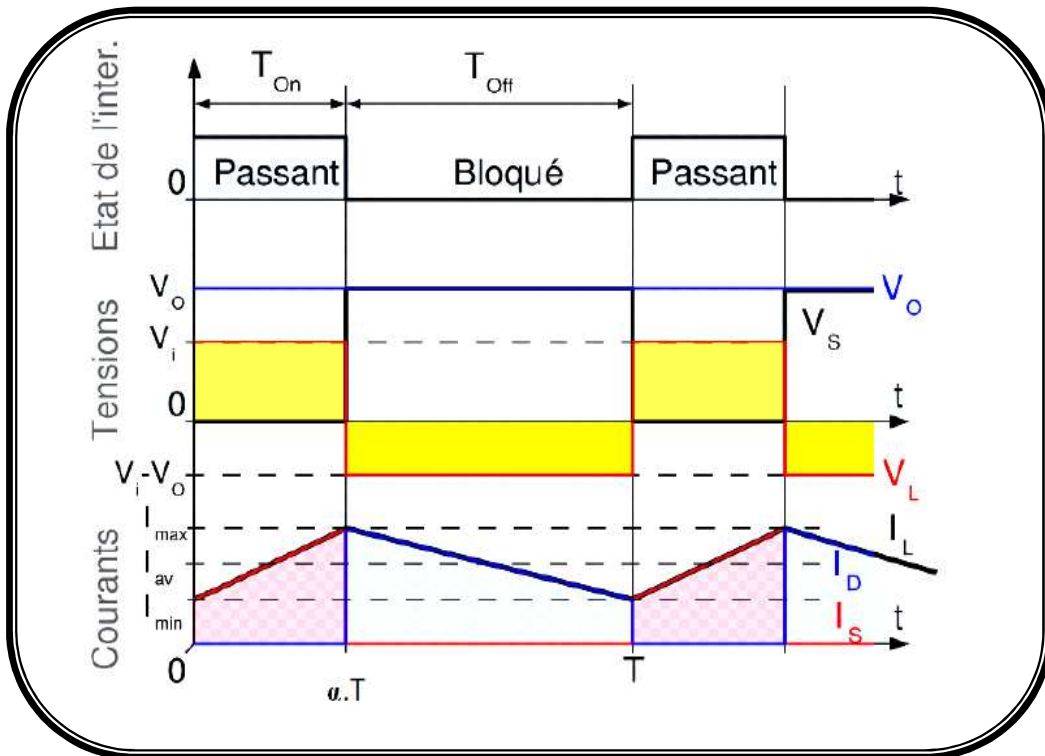


Figure II.7 formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Buck

II.2.2. Hacheur survolteur « Boost » :

Dans ce hacheur, la tension moyenne de sortie est supérieure à la tension d'entrée, d'où son nom. Cette structure demande un interrupteur à l'amorçage et au blocage commandé (Bipolaire, MOS, IGBT...) et une diode (amorçage et blocage spontanés).

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élévateur de tension, abaisseur de courant. Le Schéma ci-dessous représente le circuit électrique du Boost. Durant le temps αT_s , le transistor S est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement, au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin du premier intervalle. Le transistor S s'ouvre et l'inductance L délivre le courant I_L et ainsi génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge Z à travers la diode D.

II.2.2.1. Schéma de principe :

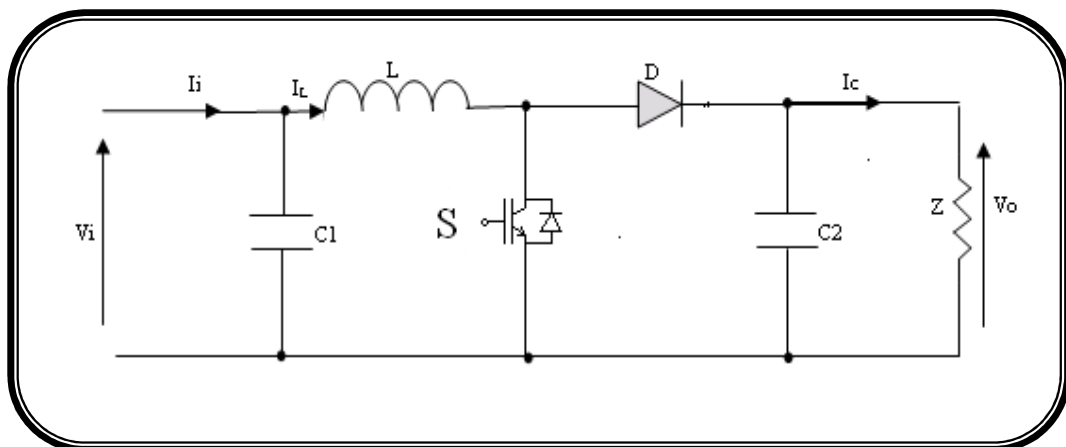


Figure II.8 : Schéma de principe du convertisseur Boost.

L'inductance permet de lisser le courant appliqué par la source. La capacité C2 permet de limiter l'ondulation de tension en sortie.

II.2.2.2. Fonctionnement :

Lors de la première partie du cycle de fonctionnement, de 0 à αT , le transistor S commandé est fermé (passant). Cette fois, la source et la charge ne sont pas en contact durant cette phase. La diode est alors bloquée.

Lors de la seconde partie du cycle, de αT à T , on ouvre le transistor S commandé et la diode devient passante. C'est alors que la source et la charge sont reliées.

Son principe de fonctionnement est basé sur la position du commutateur S ouvert/fermé. L'orsque ce dernier est fermé, pendant la durée t_{on} c.-à-d. $\alpha \in [0, \alpha T_s]$, le courant croît

progressivement, ce qui laisse l'inductance stocker d'avantage d'énergie durant tout le temps de la fermeture de S. Puis le commutateur bascule en ouverture c.-à-d. pendant la durée t_{off} ,

$\alpha \in [\alpha T_s, T_s]$; durant cette action de transition de la fermeture à l'ouverture, l'inductance L s'oppose à la variation du courant I_L dans son circuit.

Cette variation sollicite aussi la variation du flux magnétique dans son noyau, et donc elle génère une tension à ses bornes qui s'ajoute à la tension de source, le tout se retrouvant aux bornes du condensateur C_2 . La grandeur du courant qui varie à l'intérieur de la self est donnée par [36].

$$(\Delta I_L)_{off} = \frac{V_0 - V_i}{L} t_{off} \quad (\text{II-29})$$

On écrit alors en régime permanent, comme pour le BUCK :

$$(\Delta I_L)_{on} + (\Delta I_L)_{off} = 0 \quad (\text{II-30})$$

Une conduction discontinue est définie par un $T \succ t_{on} + t_{off}$:

$$\frac{2L}{rT} \succ \left(\frac{V_e}{V_s} \right)^2 \left(1 - \frac{V_e}{V_s} \right) \quad (\text{II-31})$$

En on aura :

$$V_s = \left(1 + \frac{t_{on}}{2L} \frac{TV_i}{I_0} \right) V_i \quad (\text{II-32})$$

II.2.2.3. Modélisation mathématique :

Comme pour le circuit Buck, l'application des lois de Kirchhoff sur les deux circuits équivalents (voir figure II.9) des deux phases de fonctionnement nous donne :

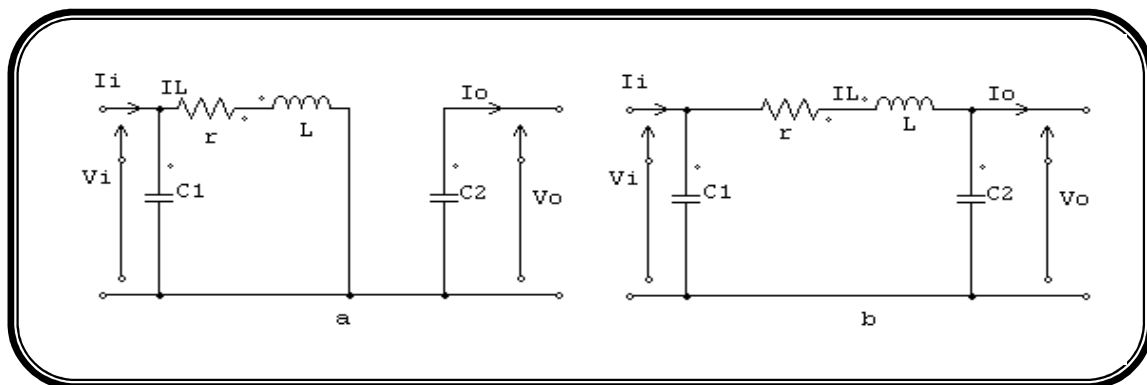


Figure II.9 : Circuits équivalents de Boost, S fermé en (a), S ouvert en (b).

Pour la première période $0 < t < \alpha.T_s$:

$$\begin{cases} i_{C1} = C_1 \frac{dv_i}{dt} = i_i - i_L \\ i_{C2} = C_2 \frac{dv_o}{dt} = -i_o \\ v_L = L \frac{di_L}{dt} = v_i - r_L i_L \end{cases} \quad (\text{II-33})$$

Pour la deuxième période $\alpha.T_s < t < T_s$:

$$\begin{cases} i_{C1} = C_1 \frac{dv_i}{dt} = i_i - i_L \\ i_{C2} = C_2 \frac{dv_o}{dt} = i_L - i_o \\ v_L = L \frac{di_L}{dt} = v_i - v_o - r_L i_L \end{cases} \quad (\text{II-34})$$

En appliquant la relation II.13 sur les systèmes d'équations II.33 et II.34, comme pour le buck, on trouve le modèle en valeur moyenné du boost :

$$\begin{cases} i_L = i_i - C_1 \frac{dv_i}{dt} \\ i_o = (1 - \alpha)i_L - C_2 \frac{dv_o}{dt} \\ v_i = (1 - \alpha)v_o + r_L i_L + L \frac{di_L}{dt} \end{cases} \quad (\text{II-35})$$

II.2.2.4. Les ondulations des courants et des tensions :

Comme pour le circuit Buck la pente de courant I_L et des tensions V_{C1} et V_{C2} pendant la première période de fonctionnement est donnée par :

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} \approx \frac{v_L}{L} = \frac{V_i - r_L I_L}{L} \\ \frac{dv_{C1}}{dt} \approx \frac{i_{C1}}{C_1} = \frac{I_i - I_L}{C_1} \\ \frac{dv_{C2}}{dt} \approx \frac{i_{C2}}{C_2} = \frac{-I_o}{C_2} \end{cases} \quad (\text{II-36})$$

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

$$\begin{cases} I_{Lcc} = 2\Delta I_L = \frac{V_i - r_L I_L}{L} \alpha T_s \\ V_{icc} = 2\Delta V_i = \frac{I_i - I_L}{C_1} \alpha T_s \\ V_{occ} = 2\Delta V_o = \frac{-I_o}{C_2} \alpha T_s \end{cases} \quad (\text{II-37})$$

Les valeurs des composants à choisir pour des ondulations données sont :

$$\begin{cases} L = \frac{V_i - r_L I_L}{2\Delta I_L} \alpha T_s \\ C_1 = \frac{I_i - I_L}{2\Delta V_i} \alpha T_s \\ C_2 = \frac{-I_O}{2\Delta V_O} \alpha T_s \end{cases} \quad (\text{II-38})$$

II.2.2.5. Etude en régime continu :

Comme pour le circuit Buck, en remplaçant les dérivées des signaux par des zéros, on peut remplacer les signaux du convertisseur par leurs grandeurs moyennes, cela simplifiera ainsi le système d'équations II.35 :

$$\begin{cases} I_L = I_i \\ I_O = (1 - \alpha) I_L \\ V_i = (1 - \alpha) V_O + r_L I_L \end{cases} \quad (\text{II-39})$$

II.2.2.6. Rapport de conversion et rendement :

En utilisant les relations (II-39), on peut calculer le rapport de conversion $\frac{V_O}{V_i}$

$$M(\alpha) = \frac{V_O}{V_i} = \frac{1}{(1 - \alpha) + \frac{r_L I_L}{V_O}} = \frac{1}{1 + \frac{r_L I_O}{(1 - \alpha)^2 V_O}} \frac{1}{1 - \alpha} = \frac{1}{1 + \frac{r_L}{(1 - \alpha)^2 Z}} \frac{1}{1 - \alpha} = \eta \frac{1}{1 - \alpha} \quad (\text{II-40})$$

Où $\eta = \frac{1}{1 + \frac{r_L}{(1 - \alpha)^2 Z}}$ représente le rendement du convertisseur,

On remarque que le rendement η ne dépend pas seulement de la charge complexe Z du convertisseur et des résistances parasites des composants, mais il dépend aussi du rapport cyclique α . Ainsi il est recommandé, pour que le Boost fournisse un bon rendement, de ne pas dépasser des rapports cycliques α supérieurs à une certaine valeur, fixée par la qualité de l'inductance et la charge utilisée.

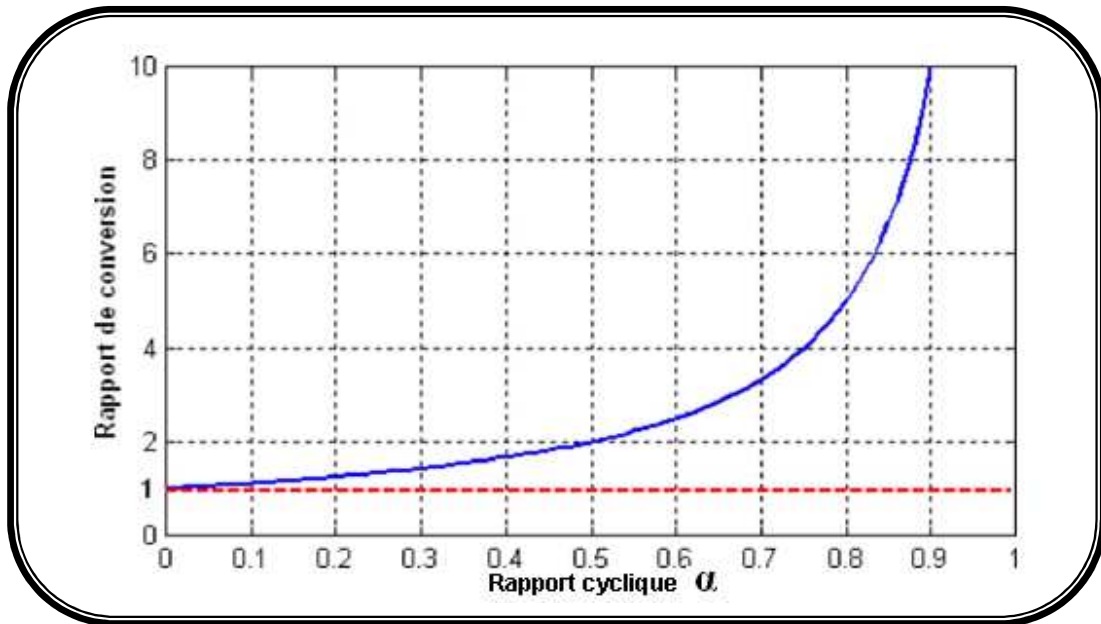


Figure II.10 Allure du rapport de conversion en fonction du rapport cyclique α

Les formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Boost apparaissent dans la figure II.11 [37].

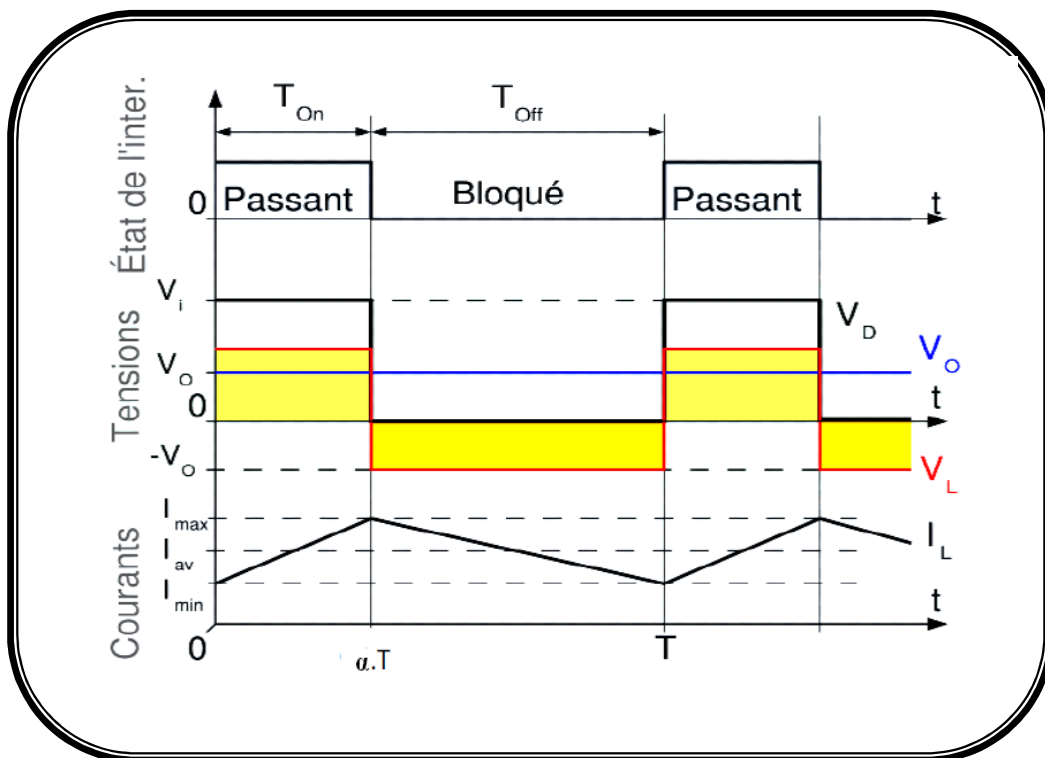


Figure II.11 Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Boost

II.2.3. Hacheur buck boost:

Ce dernier a acquis les caractéristiques et les propriétés électriques des deux types évoqués précédemment. Il présente donc une sorte d'un transformateur hybride (abaisseur/élevateur) pour une tension d'entrée/sortie continue ; son schéma de base est illustré par la figure II.12.

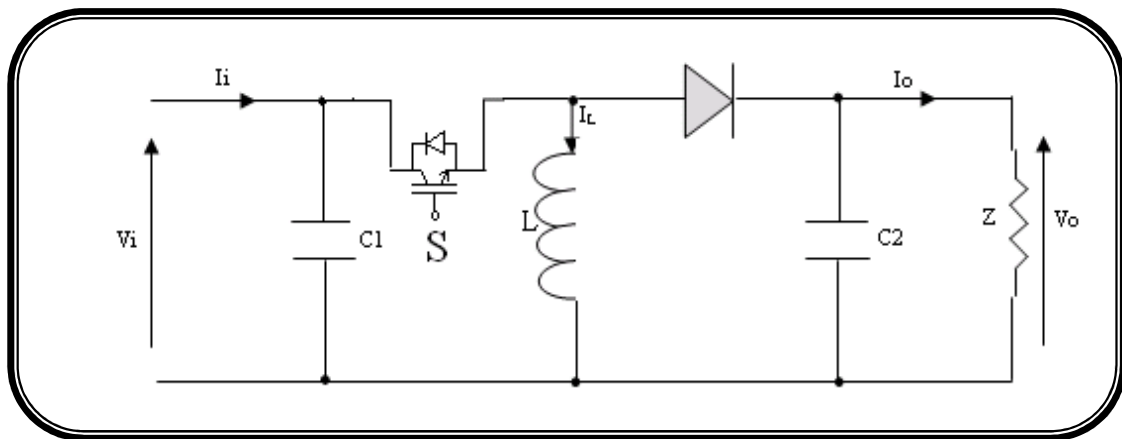
II.2.3.1. Schéma de principe :

Figure II.12 Schéma de principe du convertisseur Buck-Boost.

II.2.3.2. Fonctionnement :

Lors de la première partie du cycle de fonctionnement, de 0 à $\alpha.T$, l'interrupteur commandé est fermé (passant). La diode est ouverte et l'inductance stocke l'énergie fournie par le générateur d'entrée.

Lors de la seconde partie du cycle, de $\alpha.T$ à T , on ouvre l'interrupteur commandé et la diode devient passante. L'inductance restitue son énergie à la charge.

Il faut noter que le sens de la tension de sortie est inversé par rapport aux deux cas précédents.

II.2.3.3. Modélisation mathématique :

La figure II.13 montre les deux schémas équivalents de buck-boost pour les deux périodes de fonctionnement.

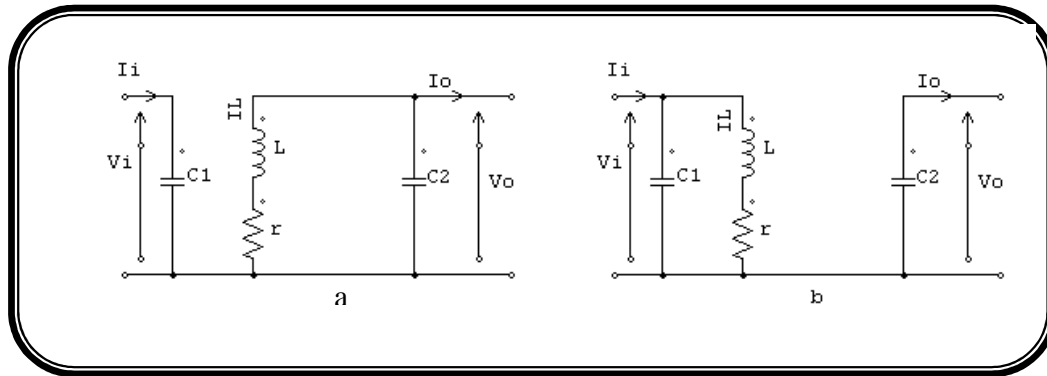


Figure II.13: Circuits équivalents du buck-boost, S fermé (a), S ouvert (b)

En appliquant les lois de Kirchoff sur les circuits équivalents précédents, on obtient :

Pour la première période αTs :

$$\begin{cases} i_{C1} = C_1 \frac{dvi}{dt} = i_i - i_L \\ i_{C2} = C_2 \frac{dv_o}{dt} = -i_o \\ v_L = L \frac{di_L}{dt} = v_i - r_L \cdot i_L \end{cases} \quad (\text{II-41})$$

Et pour la deuxième période $(1-\alpha) Ts$:

$$\begin{cases} i_{C1} = C_1 \frac{dvi}{dt} = i_i \\ i_{C2} = C_2 \frac{dv_o}{dt} = -i_o - i_L \\ v_L = L \frac{di_L}{dt} = v_o - r_L \cdot i_L \end{cases} \quad (\text{II-42})$$

En appliquant la relation II-13 sur les systèmes d'équations II-41 et II-42, on trouve le modèle moyenné de buck-boost :

$$\begin{cases} i_L = \frac{1}{\alpha} \left[i_i - C_1 \frac{dvi}{dt} \right] \\ i_o = -(1-\alpha) i_L - C_2 \frac{dv_o}{dt} \\ v_i = \frac{1}{\alpha} \left[-(1-\alpha) v_o + r_L \cdot i_L + L \frac{di_L}{dt} \right] \end{cases} \quad (\text{II-43})$$

II.2.3.4. Les ondulations des courants et des tensions :

En suivant les mêmes procédures précédentes, on trouve les mêmes résultats que pour le circuit Boost, les valeurs crête à crête des courants et des tensions sont :

$$\begin{cases} I_{Lcc} = 2\Delta I_L = \frac{V_i - r_L I_L}{L} \alpha T_s \\ V_{icc} = 2\Delta V_{C1} = \frac{I_i - I_L}{C_1} \alpha T_s \\ V_{occ} = 2\Delta V_{C2} = -\frac{I_o}{C_2} \alpha T_s \end{cases} \quad (\text{II-44})$$

Les valeurs des composants à choisir pour des ondulations données sont :

$$\begin{cases} L = \frac{V_i - r_L I_L}{2\Delta I_L} \alpha T_s \\ C_1 = \frac{I_i - I_L}{2\Delta V_i} \alpha T_s \\ C_2 = -\frac{I_o}{2\Delta V_o} \alpha T_s \end{cases} \quad (\text{II-45})$$

II.2.3.5. Etude en régime continu :

Comme précédemment, en remplaçant les dérivées des signaux par des zéros, on peut remplacer les signaux du convertisseur par leurs grandeurs moyennes, ce qui donne :

$$\begin{cases} I_i = \alpha I_L \\ I_o = -(1-\alpha)I_L \\ V_i = \frac{1}{\alpha} [-(1-\alpha)V_o + r_L I_L] \end{cases} \quad (\text{II-46})$$

II.2.3.6. Rapport de conversion et rendement :

A partir des relations (II-46), on peut calculer le rapport de conversion $\frac{V_o}{V_i}$ comme suit :

$$M(\alpha) = \frac{V_o}{V_i} = \frac{V_o \alpha}{-(1-\alpha)V_o + r_L I_L} = \frac{1}{1 + \frac{r_L}{(1-\alpha)^2 Z}} \left(-\frac{\alpha}{1-\alpha} \right) = \eta \bar{M}(\alpha) \quad (\text{II-47})$$

Où $\eta = \frac{1}{1 + \frac{r_L}{(1-\alpha)^2 Z}}$ représente le rendement du convertisseur, et \bar{M} le rapport de

conversion dans le cas idéal ; ils sont similaires pour le convertisseur Boost, mais avec un rapport de conversion négatif.

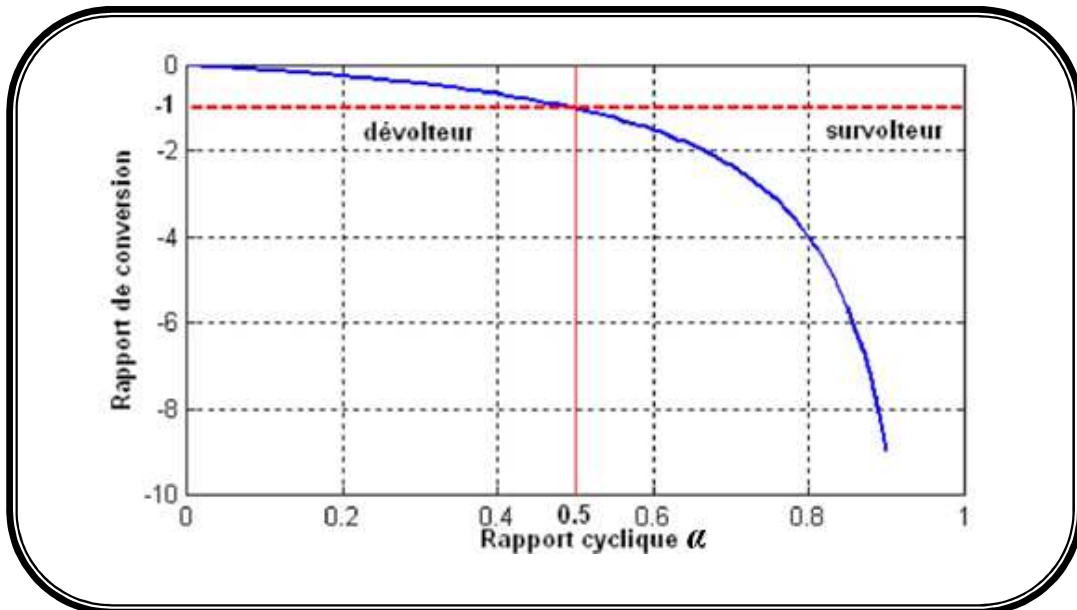


Figure II.14 : Allure du rapport de conversion en fonction du rapport cyclique α

Les formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Buck-Boost sont dessinées dans la figure II.15. [38]

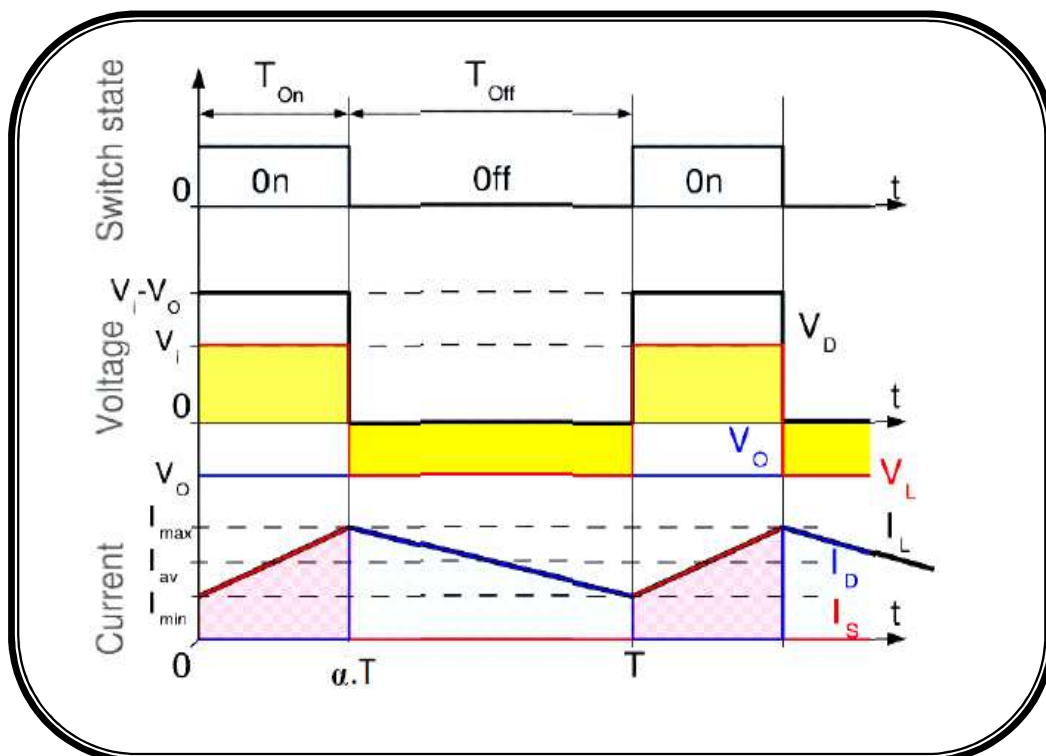


Figure II.15 : Formes d'ondes courant/tension dans un convertisseur Buck- Boost.

II.3. ASSOCIATION DE COMPOSANTS OU DE MONTAGES :

Selon les études réalisées précédemment, le convertisseur Boost est le plus intéressant, car il a une structure simple, et un gain en tension plus élevé que les autres pour un rapport cyclique donné. Malgré tout, comme cela a été montré le Boost présente plusieurs défauts gênants lorsque l'on veut monter en puissance. Le courant d'entrée traverse l'inductance dont la valeur dépendra de l'ondulation tolérée. De plus, les semi-conducteurs supportent la tension de sortie qui est la plus importante. On peut être amené lorsque le courant d'entrée est important à segmenter le courant délivré par la pile en mettant plusieurs convertisseurs en parallèle. De même afin de réduire les contraintes sur les interrupteurs on peut en mettre deux en série.

II.3.1. Mise en parallèle de convertisseurs :

La mise en parallèle des convertisseurs est une structure qui permet de partager le courant entre plusieurs cellules élémentaires, Le courant traversant chaque cellule est alors moins important. On diminue ainsi les contraintes en courant des composants.

On présente sur la figure II.16 un convertisseur continu-continu, constitué de deux Boost élémentaires identiques mis en parallèle. Chaque cellule fournit la moitié de la puissance totale. Cette structure est utilisée pour réduire l'ondulation du courant d'entrée, le poids et le volume du convertisseur [39]. D'ailleurs, la mise en parallèle de plus de deux convertisseurs est également utilisée [40].

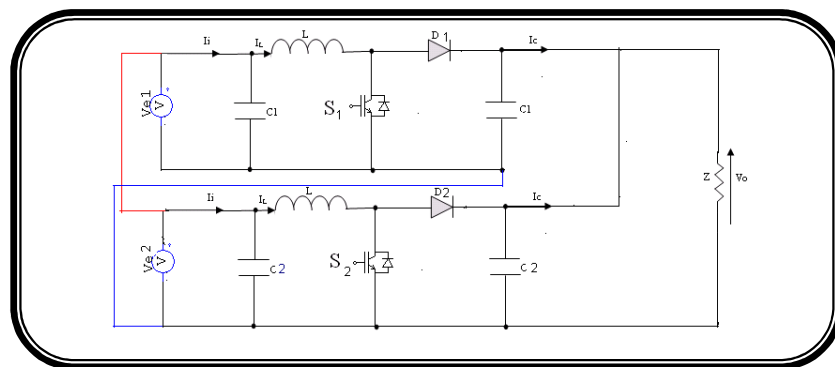


Figure II.16 Mise en parallèle de deux Boost

Dans la structure de convertisseur de la figure II.16, chaque Boost élémentaire est commandé avec le même rapport cyclique α . Le courant moyen passant dans chaque cellule correspond à la moitié du courant d'entrée. La tension de sortie a la même valeur que celle du

Boost classique pour un rapport cyclique donné. Mais l'ondulation du courant délivré par la source est plus faible que celle du courant dans chaque convertisseur élémentaire figure II.16.

II.3.2. Mise en cascade de convertisseurs :

La figure II.17 présente une structure de convertisseur DC-DC non isolé à rapport de tension élevé. Il est constitué de deux Boost élémentaires identiques placés en cascade [41].

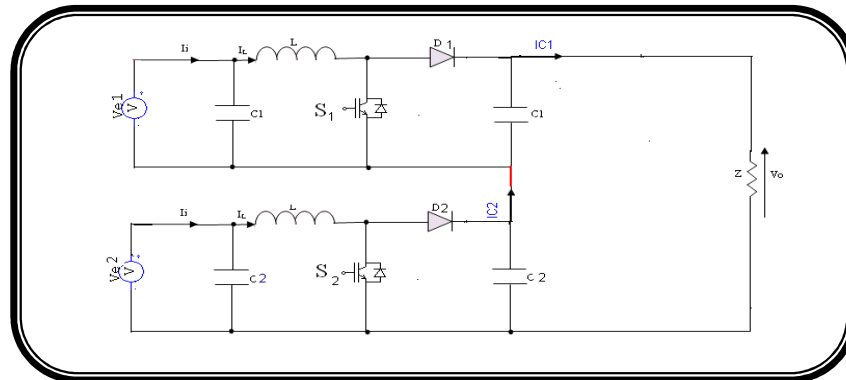


Figure II.17 Mise en cascade de deux Boost

La recherche bibliographique effectuée a révélé le grand intérêt de la mise en série de convertisseurs DC/DC entre les modules PV et le convertisseur pour diminuer les impacts de l'ombrage et ainsi maximiser l'énergie produite. Le convertisseur Boost [42] a montré un grand intérêt au sein de cette structure. En effet, son élévation de tension, son bon rendement, sa fiabilité, la possibilité d'effectuer un Maximum Power Point Tracking (MPPT) et son coût faible sont des avantages déterminants.

Pour vérifier le bon fonctionnement de la structure présentée sur la figure II.17, nous avons fait les simulations par PSIM. Les simulations effectuées avaient pour but de montrer que la structure fonctionnait correctement en régime normal, ce qui sous entend que toutes les modules PV ont le même point de fonctionnement.

Cette optimisation a pour but de définir le nombre de modules à mettre en série à l'entrée de chaque Boost et le nombre de Boost à mettre en cascade pour maximiser l'énergie produite. Cette optimisation doit également définir le point optimal de fonctionnement des boost (Fréquence, ondulation du courant d'entrée et tension d'entrée).

La structure est capable d'isoler les modules faibles, grâce à la diode inverse des Mosfet, pour permettre aux modules fonctionnant normalement de continuer à fournir la totalité de leur énergie. Les simulations ont démontré le bon fonctionnement de la structure choisie dans les différents scénarios possibles.

II.4. CHOIX D'UN CONVERTISSEUR DC/DC POUR LA COMMANDE MPPT :**II.4.1. Introduction :**

Le point de fonctionnement (V_p, I_p) d'un générateur PV connecté à une charge résistive R_L est défini par l'intersection de sa caractéristique électrique avec celle de la charge. Seule une charge dont sa caractéristique passe par le point (V_{opt}, I_{opt}) permet d'en extraire la puissance optimale disponible dans les conditions considérées et l'impédance statique optimale de charge vaut alors $R_{opt} = V_{opt}/I_{opt}$ [2]. En générale le point de fonctionnement n'est pas le point de puissance maximale (PPM), ce qui cause des pertes dans le système PV. Les convertisseurs DC/DC sont utilisés pour minimiser ces pertes, ils sont largement utilisés dans les systèmes PVs comme des interfaces entre le GPV et la charge pour forcer le GPV de fonctionner au point de puissance maximale.

II.4.2. Impédance d'entrée d'un convertisseur DC/DC connecté à une charge R_L :

La figure II.18 représente un panneau solaire connecté à un convertisseur DC/DC et une charge R_L , l'impédance R_i représente l'impédance d'entrée vue par le GPV, elle est en fonction de la charge R_L [43].

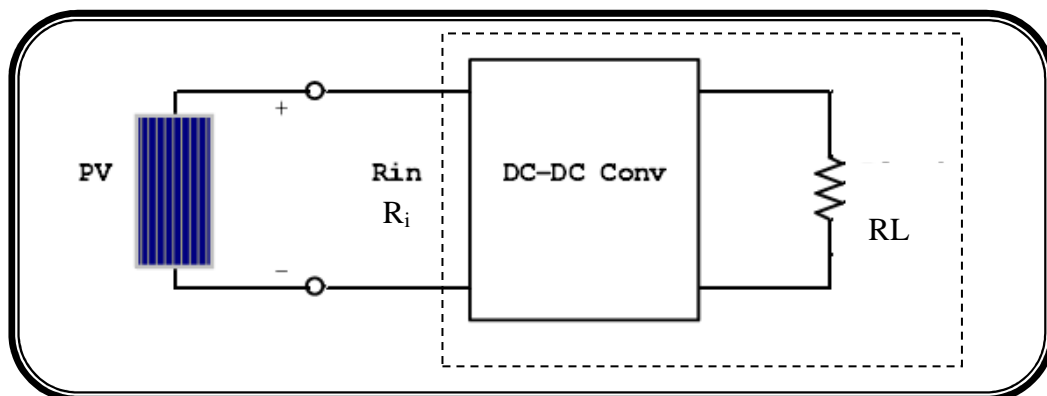


Figure II.18: Impédance d'entrée d'un convertisseur

Le tableau II.1 montre le rapport entre l'impédance d'entrée du convertisseur R_i et la charge R_L en fonction de rapport cyclique α pour les deux modes de fonctionnement [44-45].

Convertisseur	K_{crit}	$R_i(\text{CCM})$	$R_i(\text{DCM})$
Buck	$1-\alpha$	R_L/α^2	$\frac{R_L}{4} \left(1 + \sqrt{1 + 4K/\alpha^2}\right)^2$
Boost	$\alpha(1-\alpha)^2$	$R_L (1-\alpha)^2$	$4R_L / (1 + \sqrt{1 + \alpha^2/k})^2$
Buck-Boost	$(1-\alpha)^2$	$R_L \frac{(1-\alpha)^2}{\alpha^2}$	$\frac{K.R_L}{\alpha^2}$

Tableau II.1: Tableau récapitulatif d'impédances d'entrée de différents convertisseurs

Avec $K = \frac{2L}{R_L T}$

Tel que : T : la période de commutation

Si $K \leq K_{crit}$ le convertisseur fonctionne au mode discontinue DCM

Si K excède la valeur critique, le convertisseur fonctionne au mode continu CCM

La valeur de K_{crit} varie d'un convertisseur à un autre [45].

La figure II.19 illustre le rapport entre l'impédance d'entrée et la charge en fonction du rapport cyclique.

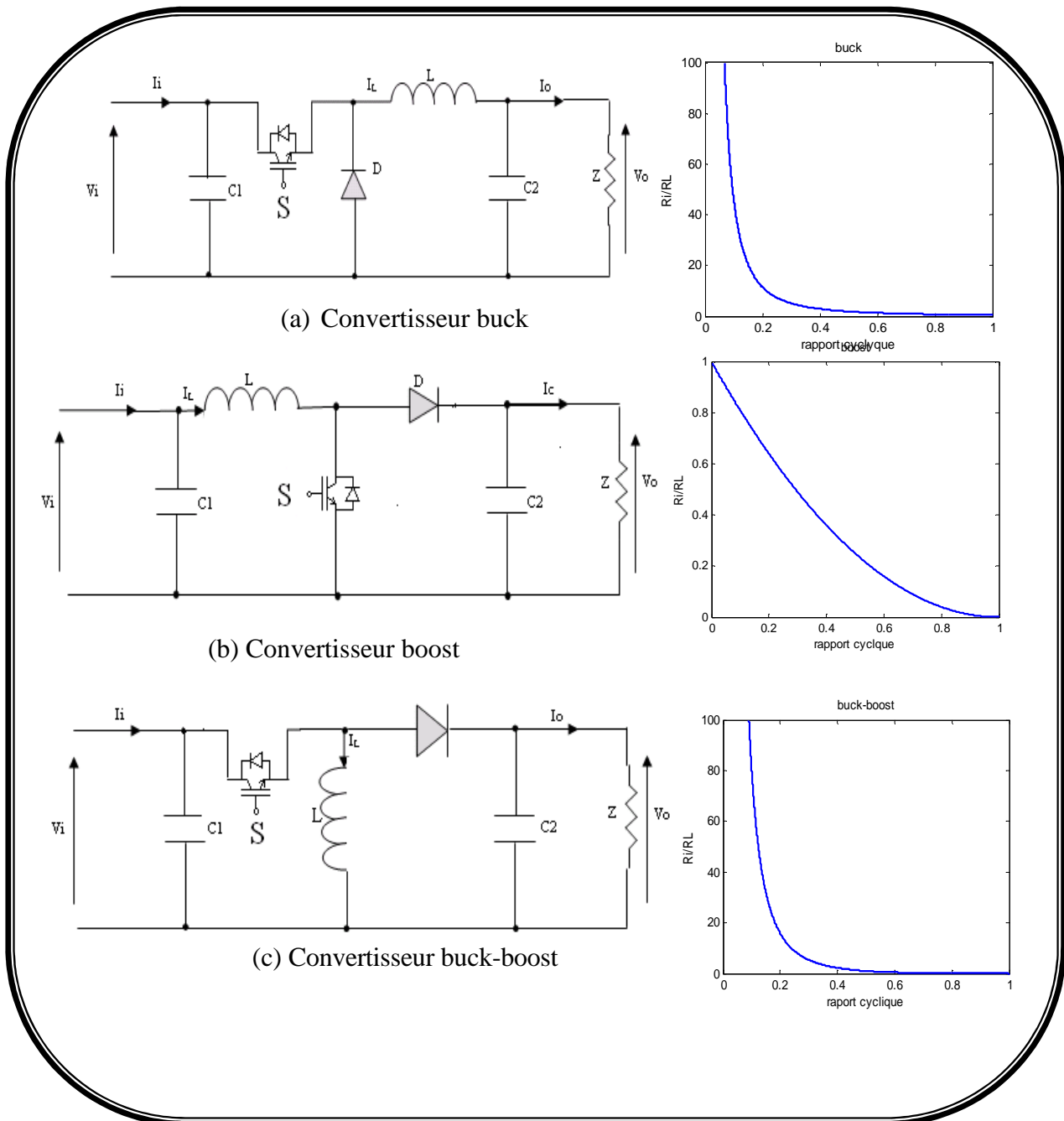


Figure II.19: Variation de l'impédance d'entrée en fonction du rapport cyclique pour les trois convertisseurs étudiés

II.5. CONCLUSION :

- Le but de ce chapitre est d'établir l'importance du choix correct d'un convertisseur DC/DC dans les applications photovoltaïques, dont la poursuite de point de puissance maximale est possible.
- Une étude systématique a été menée sur plusieurs structures simples de convertisseurs statiques
- Parmi les structures étudiées dans ce chapitre, nous avons choisi le convertisseur Boost comme structure de conversion pour la simulation avec du Module PV, étant donné sa souplesse sur son fonctionnement et son rendement de conversion.
 - ✓ La mise en parallèle de convertisseurs pour effectuer une addition de courants (avec ou sans partage des courants),
 - ✓ La connexion en cascade de ces deux types de conversion,
 - ✓ L'adaptation d'impédances,

Seuls les points clés des études sont consignés dans ce manuscrit.

- En principe, l'utilisation de convertisseurs électroniques et d'un dispositif de poursuite du point optimum de fonctionnement permet d'augmenter la puissance fournie. Ces convertisseurs doivent être choisis ou conçus en tenant compte des conditions particulières d'utilisation propres aux installations photovoltaïques.

CHAPITRE III

GESTION ET OPTIMISATION DES DIFFÉRENTES CHAÎNES DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

III.1. INTRODUCTION :

Les premières avancées technologiques ont été réalisées dans l'association des cellules photovoltaïques afin de créer des panneaux solaires disposant de caractéristiques électriques susceptibles de répondre à nos besoins et présentant une grande fiabilité permettant une garantie des caractéristiques au-delà de 25 ans. Plus récemment, avec le développement d'une électronique de puissance spécifique dédiée aux applications photovoltaïques, beaucoup de systèmes de conversion innovants ont été conçus, notamment des onduleurs ayant des premiers étages d'adaptation en entrée assurant la recherche de PPM. En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur. Généralement, ces étages disposent de commandes de gestion électrique plus ou moins complexes permettant d'adapter la tension PV à la tension d'entrée de l'onduleur [46].

Dans ce contexte, l'objectif de ce chapitre est de présenter un état des lieux actuel des différentes architectures de gestion de l'énergie photovoltaïque afin de mieux comprendre les enjeux et les perspectives à venir de l'électronique de puissance dans ces applications. Nous développons ainsi les structures DC-DC utilisées classiquement pour apporter une solution technologique dans l'approvisionnement en électricité de zones difficilement accessibles, éloignées de tout réseau ou pour l'alimentation de secours de réseaux peu fiables, mais aussi les structures DC-AC essentiellement utilisées pour le couplage avec les réseaux électriques publics.

III.2. NOTION DE RENDEMENTS :

Avant de détailler dans ce mémoire les axes de recherches que nous avons développés, il est indispensable de définir les différentes notions de rendement qui sont utilisées par la communauté scientifique et sur lesquels nous nous repons pour effectuer des comparaisons entre différents générateurs et chaînes.

La notion de rendement doit être définie avant tout car elle est très vaste et peut amener certaines confusions dans l'interprétation de résultats expérimentaux. Prenons le cas d'une chaîne de conversion PV simple comme celle décrite figure (III.1), ne comprenant qu'un générateur PV, un interrupteur commandable ou un convertisseur statique et une charge. A ce niveau, on peut déjà parler de plusieurs rendements.

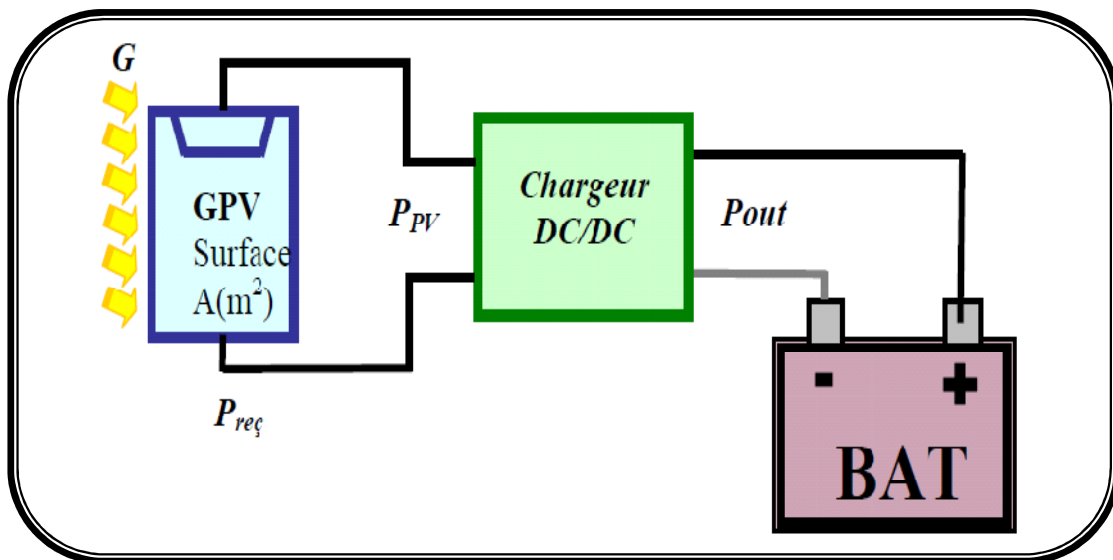


Figure III.1 : Exemple de chaîne élémentaire de conversion d'énergie solaire comprenant un panneau photovoltaïque, un chargeur de batterie et une batterie Plomb-Acide.

La synthèse des différents comportements d'un générateur photovoltaïque effectuée, au chapitre précédente, montre que, dans la plupart des cas, cette source n'est pas correctement adaptée à une charge. Généralement, un étage d'adaptation comprenant un ou plusieurs convertisseurs statiques permet de transformer les grandeurs électriques continues en grandeurs adaptées à la charge. Cet étage peut être piloté par une ou plusieurs lois de commande afin de maximiser la puissance produite par le générateur, réguler la charge ou bien encore assurer différentes fonctions de protections. Pour que cet étage d'adaptation joue pleinement son rôle et soit transparent vis-à-vis du système, il faut qu'il présente de faibles pertes de conversion.

III.2.1. Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion :

Ainsi, la présence de convertisseurs de type DC/AC favorisera la réinjection de l'énergie sur le réseau tandis que celle de convertisseurs DC/DC permettra de charger correctement les éléments de stockage. Aujourd'hui, diverses topologies de conversion d'énergie photovoltaïque existent présentant des avantages et des inconvénients propres. Pour que les utilisateurs puissent faire des choix en connaissance de cause, il est nécessaire d'introduire des critères d'évaluation pour permettre des comparaisons directes. Aujourd'hui, des normes de qualités doivent évoluer et deviennent nécessaires pour les produits grand public. Nous proposons de nous inspirer de certains critères de rendement pour illustrer les performances de nos étages d'adaptation par rapport à l'existant [47-48]. Pour cela, nous avons identifié plusieurs rendements possibles caractérisant les diverses pertes qui se produisent tout au long de la chaîne de conversion.

Ainsi, par définition, une chaîne de conversion est optimale (dans l'idéal) si la puissance maximale pouvant être générée à un instant donné par le GPV est entièrement transférée à la charge sans aucune perte. Pour s'approcher de cet idéal, il est nécessaire de localiser avec précision les origines des pertes et de les dissocier. Dans ce contexte, différentes définitions de rendement proposées par la littérature dans chacune des parties (générateur PV, commande MPPT, étage de conversion) existent séparément. En analysant les définitions exactes et en essayant de s'en servir comme critères, nous proposons une chaîne de rendement figure (III.2).

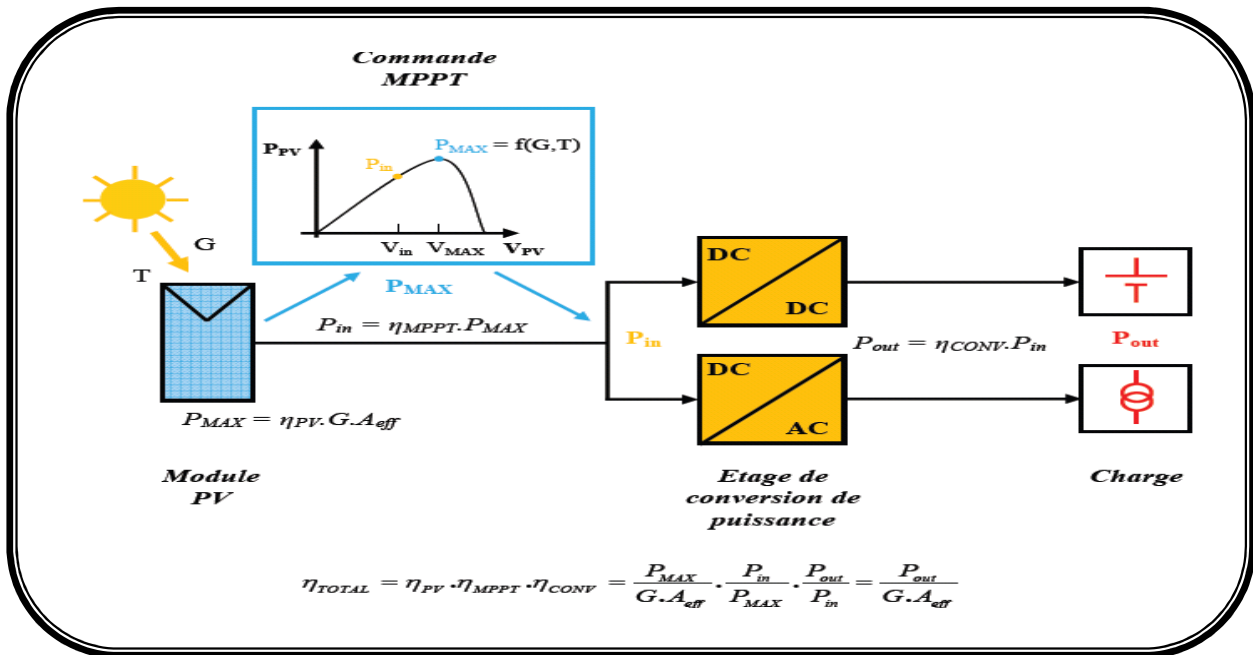


Figure III.2: Localisation des différents rendements d'une chaîne de conversion photovoltaïque.

En électronique de puissance, le dimensionnement d'un étage de conversions de puissance, de type DC/DC ou DC/AC comme représenté sur la figure (III.2), repose sur des

règles strictes tenant compte des contraintes maximales que chaque élément doit subir (courant, tension, fréquence, température de fonctionnement,...). L'étage de conversion est correctement dimensionné si le rendement de conversion électrique est maximal pour la plage de fonctionnement nominale, autrement dit pour la puissance de fonctionnement la plus souvent utilisée. Ceci permet en effet de minimiser au maximum les pertes de conversion dans le temps au fur et à mesure de l'utilisation des CS. Si l'on considère l'évolution du rendement η_{conv} , d'un étage de conversion en fonction de la puissance transmise figure (III.3), la zone optimale d'utilisation typique d'un CS pour une application PV est comprise généralement entre 20% et 100% de sa puissance nominale (P_{nom}). Ce sont des données statistiques qu'il faut affiner au besoin selon la caractéristique typique du gisement solaire utilisé.

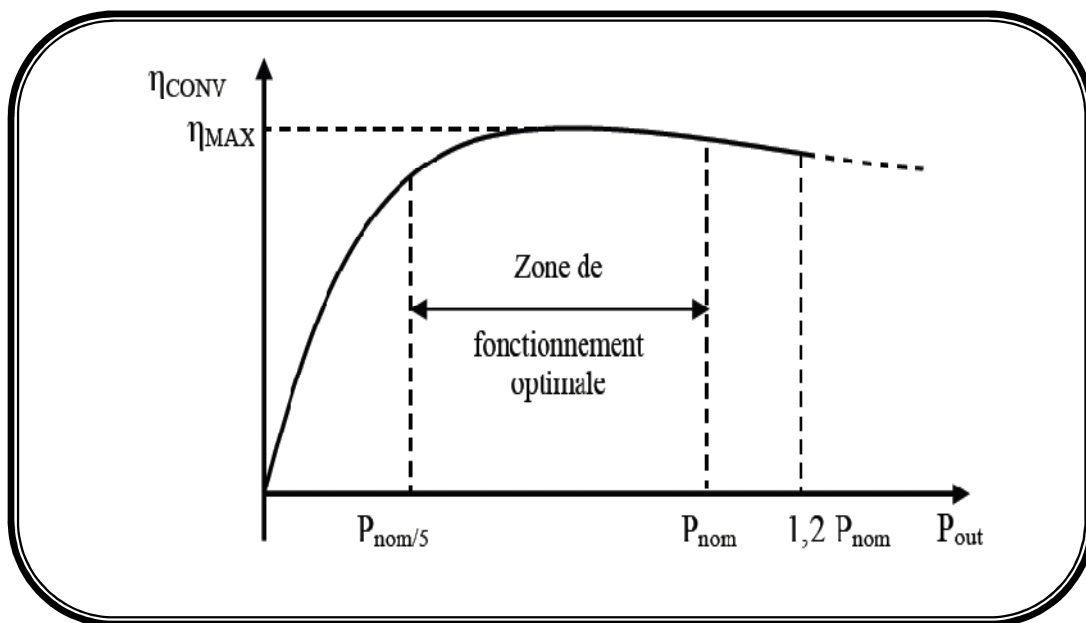


Figure III.3: Exemple d'allure du rendement d'un convertisseur de puissance en fonction de son rendement.

Pour des applications dont les conditions de fonctionnement s'éloignent très peu de la puissance nominale, il est facile de concevoir un étage de conversion de puissance qui soit quasi transparent vis-à-vis du système (au-delà de 95% de rendement). Pour des applications utilisant des sources d'énergie renouvelables, subissant de fortes modifications de leur point de fonctionnement liées aux changements de conditions météorologiques, l'étage de conversion peut subir à ses bornes d'entrée de larges variations de P_{in} allant d'une puissance nulle à une puissance supérieure à la puissance nominale, sans qu'il soit possible de prévoir les instants de variations ni leurs amplitudes. Ceci pose dans ce cas, le problème du transfert de puissance aux faibles valeurs. En effet, pour une puissance de fonctionnement inférieure à

20% de la puissance nominale, le comportement naturel du rendement de conversion de l'étage d'adaptation est de chuter fortement. La chaîne de conversion ne peut plus transmettre l'énergie électrique produite par le GPV à une charge, qui est alors majoritairement dissipée en pertes. Du fait de la présence du convertisseur, la production globale peut chuter à zéro même si les lois de commande de type MPPT assurent au générateur une production de sa puissance maximale par rapport aux conditions climatiques [49].

Une normalisation des origines des pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque est indispensable pour pouvoir en connaître ses performances et envisager de les améliorer. Ceci se traduit par la définition de plusieurs rendements distincts. Nous rappelons les définitions des différents rendements utilisés. Ainsi, le rendement global de la chaîne de conversion qui en résulte reflète bien l'ensemble des sources de pertes réparties sur l'ensemble de la chaîne PV.

L'irradiance G (W/m^2) est définie comme la quantité d'énergie électromagnétique solaire incidente sur une surface par unité de temps et de surface. La puissance reçue par un panneau de surface A (m^2) est donc égale à $G \cdot A_{eff}$. La surface A_{eff} représente la surface du panneau correspondant à la partie active et susceptible de pouvoir effectuer la conversion photovoltaïque et non la surface totale occupée par le panneau solaire. Plusieurs systèmes de mesures existent. L'utilisation d'un pyranomètre est la plus fréquente mais nécessite un grand nombre de précautions en termes de mesures sur la propreté de ce dernier et les temps de mesures de l'ordre de quelques dizaines de secondes [50].

Dans ce contexte et faute de plus de précision, nous prendrons comme définition du rendement traduisant la capacité maximale d'un GPV ainsi que sa qualité de la conversion photons-électrons d'un panneau solaire noté η_{pv} , le rendement défini selon l'équation (III-1)

$$\eta_{pv} = \frac{P_{MAX}}{G \cdot A_{eff}} \quad (III-1)$$

Où P_{MAX} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie du GPV dépendant du matériau photovoltaïque, de l'instant et de l'endroit des mesures, des conditions météorologiques et de la température.

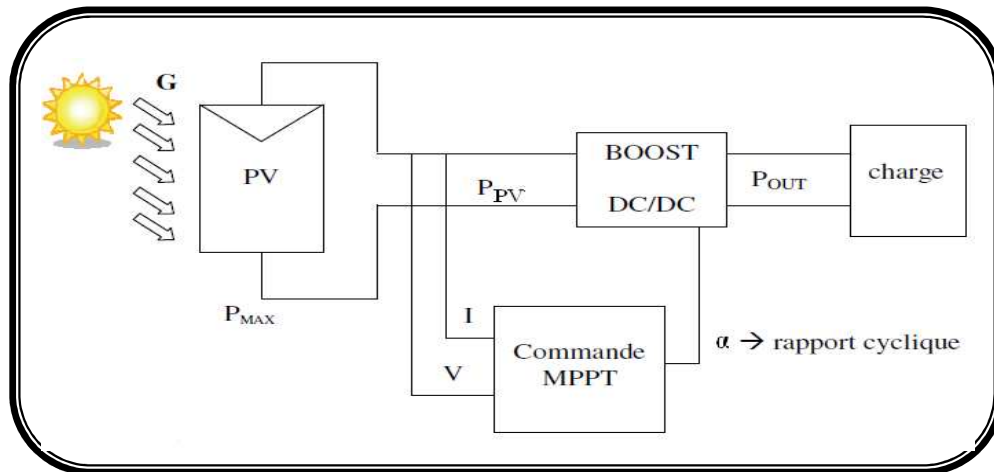


Figure III.4 : Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant un panneau photovoltaïque, un convertisseur BOOST, une commande MPPT et une charge.

La puissance délivrée par le GPV notée P_{PV} est plus ou moins éloignée du potentiel productible noté P_{MAX} en fonction de l'étage d'adaptation utilisé pour réaliser la conversion et le transfert énergétique (Onduleur, convertisseur DC-DC, connexion directe...). La définition d'un nouveau rendement traduisant les pertes énergétiques est alors nécessaire. Nous l'associons au point de fonctionnement du GPV et nous le notons η_{MPPT} . Il correspond à la capacité de l'étage d'adaptation à exploiter sa puissance maximale (P_{MAX}) disponible aux bornes du panneau photovoltaïque. Ce rendement η_{MPPT} est obtenu en divisant la puissance disponible aux bornes du GPV par la puissance maximale potentiellement délivrable par ce même GPV. Pour être précis, ce rendement est le fruit de mesures des puissances effectuées sur un intervalle de temps très court (<1s). Il sera donc représentatif d'un instant donné, de conditions météorologiques précises et de modes de fonctionnement donnés. En résumé, ce rendement représente un rendement instantané des performances du GPV.

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{PV}}{P_{MAX}} \quad (III-2)$$

Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution. Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique-électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un étage d'adaptation noté η_{conv} , défini en (III-3), et permettant d'évaluer les pertes liées à la conversion de puissance associée à l'étage d'adaptation. Là aussi, ce type de rendement dépend du temps et

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

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P_{PV}} \quad (\text{III-3})$$

Le rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque, noté η_{TOTAL} , peut donc être défini(III-4), comme le produit des trois rendements précédemment définis sur le même intervalle de temps.

$$\eta_{TOTAL} = \frac{P_{MAX}[W]}{G[W/m^2] \cdot A[m^2]} \cdot \frac{P_{PV}[W]}{P_{MAX}[W]} \cdot \frac{P_{out}[W]}{P_{PV}[W]} = \eta_{PV} \cdot \eta_{CONV} \cdot \eta_{MPPT} \quad (\text{III-4})$$

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

- ✓ Pour les études que nous avons étudié dans cette thèse, seuls le rendement η_{MPPT} et le rendement de l'étage d'adaptation η_{conv} ont été considérés. Ces rendements sont en effet étroitement associés aux systèmes de gestion et de conversion de l'énergie PV. Ils définissent respectivement sa capacité à exploiter plus ou moins bien la puissance produite par un GPV et la capacité de transfert vers une charge dans les meilleures conditions.

III.3. LA CONNEXION GPV CHARGE VIA UN ÉTAGE D'ADAPTATION CONTINU-CONTINU :

III.3.1. Introduction :

Les panneaux solaires de première génération sont généralement dimensionnés pour que leurs PPM correspondent à la tension nominale de batterie de 12 ou 24 Volts. Grâce à cette configuration, une simple connexion directe via une diode anti-retour suffit à effectuer le

transfert d'énergie du GPV à la charge. Cependant, les caractéristiques non-linéaires du module photovoltaïque et sa sensibilité aux conditions extérieures, comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques. L'utilisation d'un étage d'adaptation afin d'optimiser la production d'énergie à tout moment est ainsi de plus en plus préconisée. L'essentiel des travaux effectués dans le cadre de cette thèse a été consacré à l'étude de différents systèmes d'adaptation afin de choisir le plus approprié en fonction de l'application. Diverses architectures ont ainsi été mises au point pour améliorer la production d'un GPV. Pour une meilleure compréhension des travaux présentés dans la suite de ce manuscrit, nous rappelons ainsi divers principes de fonctionnement des étages d'adaptation ainsi que des éléments électroniques qui les composent.

III.3.2. Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC :

La Figure (III-5) présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation DC-DC entre le GPV et la charge de sortie. Cette structure correspond à un système plus communément appelé système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie servant de stock d'énergie ou une charge qui ne supporte pas les fluctuations de tension (ballast,...). Cet étage d'adaptation dispose d'une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui lui permet de rechercher le PPM que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque. L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisi et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

De nombreuses recherches sur les commandes MPPT ont été effectuées afin de trouver un système optimal permettant une recherche de PPM selon l'évolution de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Les commandes MPPT étudiées dans cette thèse, par exemple, sont basées sur une commande extrême (de type Perturb & Observe, P&O). Dans la littérature, nous pouvons trouver différents types d'algorithmes de commandes extrêmes présentant plus ou moins de précisions. Comme nous l'avons dit précédemment [51-52-53], ces commandes utilisent le rapport cyclique du convertisseur de puissance (CS) pour appliquer une action de contrôle adéquate sur l'étage et pour suivre l'évolution au cours du temps du PPM. Un grand nombre de ces commandes ont l'avantage d'être précises et d'avoir une grande rapidité de réaction mais souffrent encore d'un manque d'optimisation de leur algorithme parfois trop complexe et consommant alors trop d'énergie.

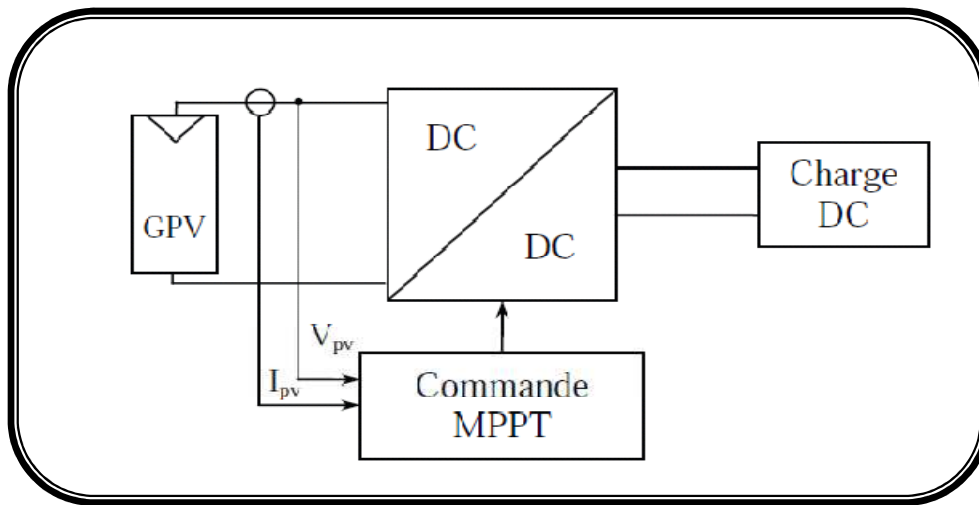


Figure III.5 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT sur charge DC.

Les perturbations extérieures liées à un éclairage inhomogène et les défauts dans le matériau des cellules liées au vieillissement peuvent modifier les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques [54-55]. Ces modifications intempestives et inévitables perturbent donc les recherches des PPM sur des chaînes de cellules comprenant plusieurs diodes by-pass. Le contrôle MPPT peut même engendrer des erreurs sur le PPM le plus productif et donc représenter une perte de puissance

- ✓ Conscient des problèmes de fonctionnement non optimaux en mode dégradé des étages d'adaptation, nous avons décidé d'effectuer des recherches sur de nouveaux étages d'adaptation mieux adaptés à la problématique d'ombrage et d'éclairage inhomogènes. Pour cela, nous avons cherché à savoir si les architectures devaient être encore plus discrétisées et à quelle échelle de puissance.

III.3.3. Intérêts de la discrétisation :

La gestion globale d'un panneau solaire est importante à considérer afin d'optimiser sa production énergétique tout au long de sa vie. Une solution envisageable consiste à diviser le panneau en plusieurs parties et en distribuant ensuite la gestion de son énergie sur plusieurs systèmes relativement indépendants les uns des autres. Bien sûr, on peut toujours considérer que le risque de voir survenir des problèmes de gestion est minimisé dès lors que les panneaux solaires sont installés en fixe sur un toit bien exposé sans obstacles d'ombrage aux alentours. En réalité, cela limite considérablement les sites de gisement potentiels surtout en

zone urbaine où les toitures sont rapprochées et la présence d'obstacles comme des cheminées, des poteaux électriques ou autres est très probable. D'autre part, aujourd'hui, la discrétisation de la gestion énergétique des panneaux photovoltaïques s'impose comme une évidence si on fait appel à des cellules de caractéristiques différentes ou placées sur des supports à diverses inclinaisons (pentes des toitures + façades). Prenons l'exemple du concept de voiture hybride électrique de l'entreprise Solar Electrical Vehicules de la Figure (III-6).



Figure III-6 : Systèmes photovoltaïques installés sur un véhicule hybride [56].

En Figure (III-7) ; on peut voir un autre exemple d'application photovoltaïque pour le nautisme où la gestion distribuée devient également indispensable compte tenu des conditions d'exploitation (différentes inclinaisons, intempéries, ombrages des voiles et des structures, changement d'orientation permanent, etc....).



Figure III-7 : Systèmes photovoltaïques installés sur un voilier [56].

III.4. LA CONNEXION GPVCHARGE VIA UN ÉTAGE D'ADAPTATION CONTINU- ALTERNATIF :

III.4.1. Introduction :

Les applications photovoltaïques les plus valorisantes actuellement sont les installations PV destinées à alimenter le réseau électrique public. Il existe différentes topologies de gestion de ces installations. Néanmoins, toutes ces approches reposent sur un GPV raccordé au réseau par le biais d'onduleurs qui transfèrent et mettent en forme l'énergie solaire électrique. Les progrès effectués ces dernières années dans le développement des onduleurs dédiés aux photovoltaïques ont permis de faire évoluer grandement ces systèmes de gestion. Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue (DC) générée par les panneaux solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée mais ils exploitent également la puissance délivrée par le GPV en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum. De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre l'alimentation en cas de problèmes survenant soit du réseau soit de l'installation. Actuellement, il existe principalement trois architectures d'onduleurs donnant de bonnes solutions techniques : l'onduleur central, les onduleurs strings et les onduleurs intégrés aux panneaux. Nous décrivons brièvement leur propriété ci-dessous.

III.4.2. L'onduleur central :

Dans le cas d'onduleur central, les divers panneaux solaires pour une grande installation (>10kW) sont montés en rangées pour former une chaîne (String en anglais), elle-même couplée en parallèle avec des diodes anti-retours à plusieurs autres, Figure (III-8). Le générateur PV de forte puissance ainsi structuré est relié du côté DC à un seul onduleur. Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique à des coûts réduits. La fonction principale de cet appareil est de créer une tension alternative à partir d'une tension continue la plus compatible avec le réseau et d'examiner en permanence la présence ou non du réseau pour autoriser l'injection du courant. La structure classique de l'onduleur est souvent un circuit en pont permettant de relier chacun des deux pôles d'entrée à chacun des deux pôles de sortie par le biais d'interrupteurs de puissance.

Le couplage direct des installations PV avec des onduleurs sans transformateur gagne en importance. En effet, ils sont peu onéreux et offrent un rendement énergétique imbattable. Pour pouvoir alimenter le réseau, la tension d'entrée doit toujours dépasser la tension crête de la tension réseau redressée. Par conséquent, un panneau mal adapté ou encore un ombrage partiel

porte préjudice à une exploitation optimale de chaque chaîne PV et entraîne une réduction du rendement énergétique. L'onduleur central possède de plus en plus souvent au moins un système de contrôle MPPT lui permettant de fonctionner à son PPM. Cela marche parfaitement tant que les panneaux sont identiques et qu'ils fonctionnent sous un ensoleillement homogène. Mais lorsque les caractéristiques électriques entre les panneaux diffèrent, dues à des ombrages, des salissures, au vieillissement ou au stress, la commande MPPT devient incertaine et le champ photovoltaïque ne produit pas autant qu'il le pourrait. En outre, la fiabilité de l'installation est limitée parce qu'elle dépend d'un seul onduleur. Ainsi, lorsqu'une panne de l'onduleur central se produit, elle entraîne l'arrêt complet de l'installation et donc de la production.

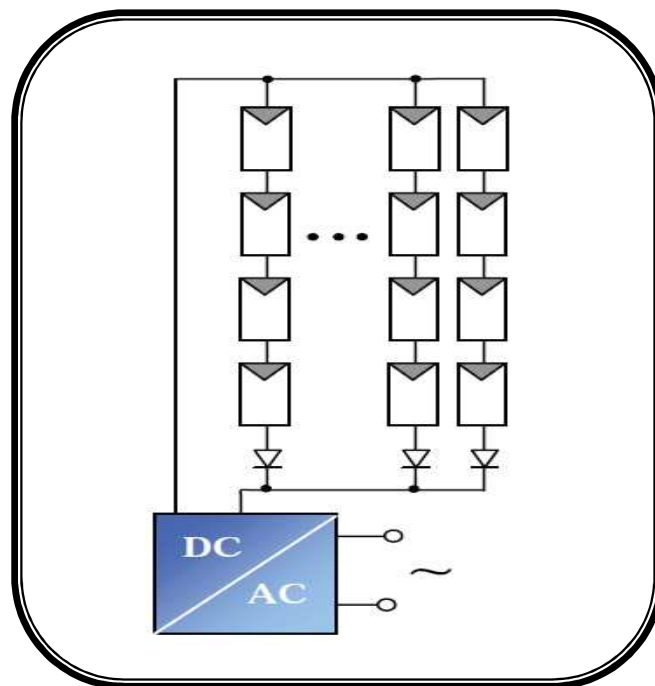


Figure III.8 : Représentation schématique d'onduleur central.

III.4.3. Les onduleurs strings :

De même que pour l'onduleur central, le champ PV est, ici aussi constitué de strings (chaînes). Chaque string est toutefois relié à un onduleur Figure (III-9). Chaque string peut ainsi fonctionner à son PPM. Cette technologie réduit considérablement le risque de problèmes d'adaptation ainsi que les pertes dues aux effets d'ombrage, tout en éliminant celles occasionnées par les diodes anti-retour et un câblage prolongé vers le générateur DC. Ces propriétés techniques avantageuses accroissent la fiabilité de l'installation ainsi que sa production énergétique. Mais il faut prendre en compte l'augmentation du nombre d'onduleurs de moyenne puissance nécessaires pour calculer le surcoût d'une telle architecture par rapport à la précédente.

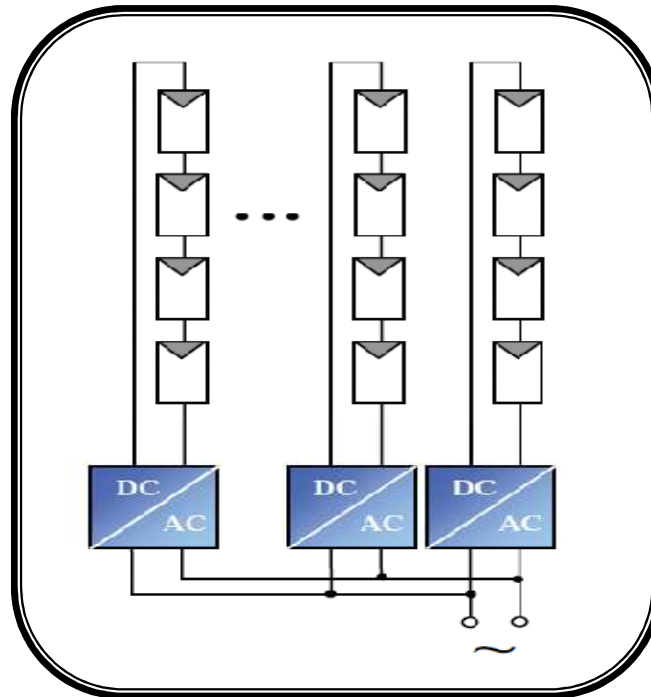


Figure III.9 : Représentation schématique d'onduleur string.

Une étude théorique développée [56] explore les avantages et les bénéfices à utiliser une architecture string comparée à une architecture centralisée. Ces travaux sont focalisés sur l'évaluation des performances des deux types de systèmes en prenant en compte les pertes dans les dispositifs d'électronique de puissance, les dissipations dans les câbles et les sensibilités des GPV vis-à-vis de l'irradiance et des effets d'ombrages. Il en résulte que l'architecture string apporte un gain en rendement de 1.5% par rapport à une conception centralisée. Cependant, l'aspect économique n'est pas pris en compte ici. Une autre étude en [57] montre que, pour une installation inférieure à 5kWc sur 25 ans, l'architecture string n'est financièrement pas intéressante du fait de son surcoût à l'installation et du coût de la maintenance. Les auteurs intègrent une variable MTTF très intéressante (Mean Time To Failure). Elle permet d'évaluer le taux de pannes d'un onduleur sur une durée déterminée et donc permet d'estimer plus précisément l'aspect économique d'une architecture par rapport à une autre. Dans certains cas, il est même économiquement plus avantageux de ne pas remplacer un onduleur string défectueux dans un ensemble de grande puissance.

Cependant, un paramètre reste toujours incertain dans le contrôle MPPT lorsque la caractéristique de puissance du string possède plusieurs pics de puissance. Dans ce cas, l'onduleur peut fonctionner à un faux point de puissance maximum comme pour les architectures DC présentées précédemment et par conséquent, la puissance délivrée ne sera pas

la puissance maximale disponible. Cette configuration peut arriver lors de différentes configurations comme le montre la Figure (III-10). Une partie des panneaux peut être sale ou cachée par des ombres ou de la neige ou bien l'orientation des panneaux d'un même string n'est pas identique pour tous les panneaux. Une disposition non optimale des panneaux implique donc qu'un string peut recevoir une irradiance inhomogène pouvant perturber la recherche du PPM. La solution en termes de gain énergétique est d'aller vers une gestion plus individuelle des panneaux en intégrant par exemple un étage d'adaptation par GPV.



Figure III. 10: Exemples d'installations photovoltaïques ayant besoin de plusieurs onduleurs.

III.4.4. Les onduleurs intégrés aux panneaux PV :

Chaque panneau dispose ici de son propre onduleur Figure (III-11), ce qui permet théoriquement d'éviter toutes pertes liées à la différence de puissance entre chaque module quelle que soit l'origine du défaut. Le rendement des onduleurs intégrés aux panneaux reste cependant en-deçà de celui de l'onduleur string à cause de la grande différence des tensions entre les GPV et la charge. De plus, les onduleurs intégrés aux panneaux induisent des coûts de câblage supplémentaires du côté AC, étant donné que chaque panneau de l'installation doit être relié au réseau. Le nombre nettement supérieur d'onduleurs intégrés aux panneaux nécessaires dans cette architecture entraîne un travail de couplage nettement plus conséquent. Ce concept ne s'applique donc généralement qu'aux installations PV d'une puissance modeste allant de 50 W à 400 W.

Récemment, on a vu apparaître un nouveau concept hybride se basant sur les avantages et les inconvénients de chacune des méthodes citées précédemment. Habituellement, les onduleurs strings et intégrés sont reconnus pour leur meilleure réponse aux variations d'ensoleillement et aux inhomogénéités lumineuses mais aussi pour leur facilité d'installation. D'autre part,

l'onduleur central est souvent moins cher en terme d'équipement électronique qui est, somme toute, très modeste, il dispose d'un meilleur rendement et est, en plus, plus fiable. Les dernières données correspondant aux onduleurs intégrés aux panneaux s'affranchissent en grande partie des problèmes d'ombrage et optimisent la production d'un GPV de façon remarquable. Il reste encore pas mal de développement technologique pour les rendre aussi fiables que les onduleurs centralisés.

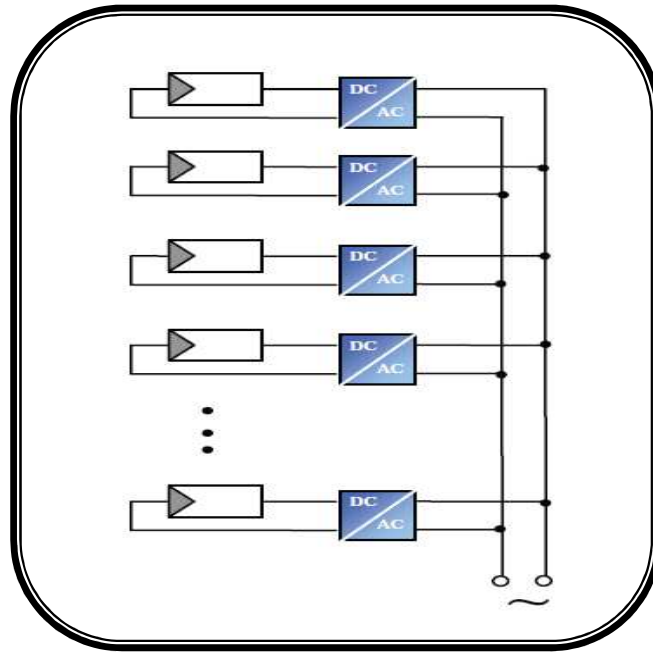


Figure III.11 : Représentation schématique d'onduleur intégré au PV.

III.4.5. La conversion multi-string :

En fait, la gestion multi-string est née de la combinaison entre la gestion par onduleur central et la gestion par strings. Comme illustré en Figure (III-12), le principe de la conversion multi-string est basé sur de nombreux convertisseurs DC-DC modulables connectés à un onduleur central via un bus continu [58-59]. Chaque convertisseur DC-DC dispose de sa propre commande MPPT permettant à chaque string de fonctionner à son PPM. Par conséquent, le dysfonctionnement d'un GPV peut être rapidement détecté et localisé. Le fonctionnement de l'ensemble du champ ne sera donc pas affecté par le dysfonctionnement d'un seul GPV. Grâce aux convertisseurs DC-DC, il est possible de travailler sur une plus large gamme de tension PV (tension plus faible en entrée des DC/DC) optimisant ainsi la production photovoltaïque.

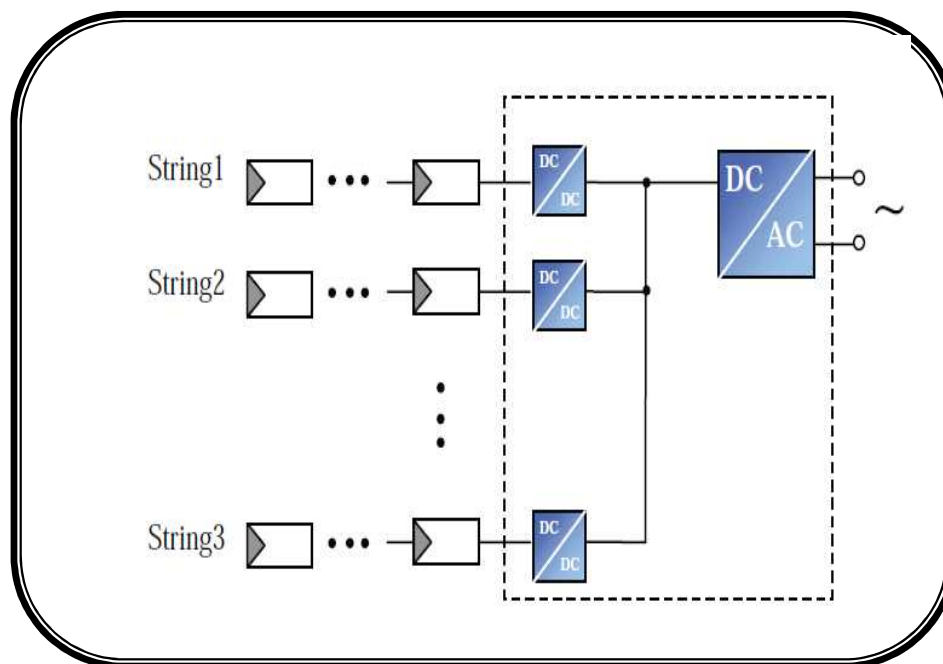


Figure III.12 : Représentation de la nouvelle structure de conversion multi-string mixte.

Ce concept permet une grande modularité des GPV. On peut imaginer des systèmes dont chaque string possède des GPV de technologies ou de tailles différentes ou orientés différemment par rapport au reste du système. Soit, une première chaîne à l'Est, une seconde à l'Ouest et la troisième au Sud ou encore avec des inclinaisons différentes. Cependant, la présence de plus d'un pic sur la caractéristique P(V) d'un string rend beaucoup plus compliquée la détection du PPM. Un fonctionnement sur un autre point que le PPM, dû à l'erreur de recherche MPPT, conduit à une baisse significative du rendement de cette partie du système global. Pour pallier ces défauts, une nouvelle architecture a été développée sur la base du convertisseur multi-string. Ce nouveau concept intègre un convertisseur DC-DC par panneau avec sa propre commande MPPT, Figure (III-13) [60]. Généralement, les panneaux solaires sont associés en série afin d'alimenter l'onduleur avec une tension convenable (180V- 500V) et les strings sont ensuite connectés en parallèle afin d'obtenir la puissance désirée.

Ce dernier concept n'en est encore qu'à ses débuts. Une étude théorique a déjà démontré la faisabilité et la stabilité d'un tel système. La gestion distribuée montre un gain en rendement MPPT de l'ordre de 3 à 30% (suivant l'inhomogénéité d'irradiance du string) comparé à une gestion MPPT classique.

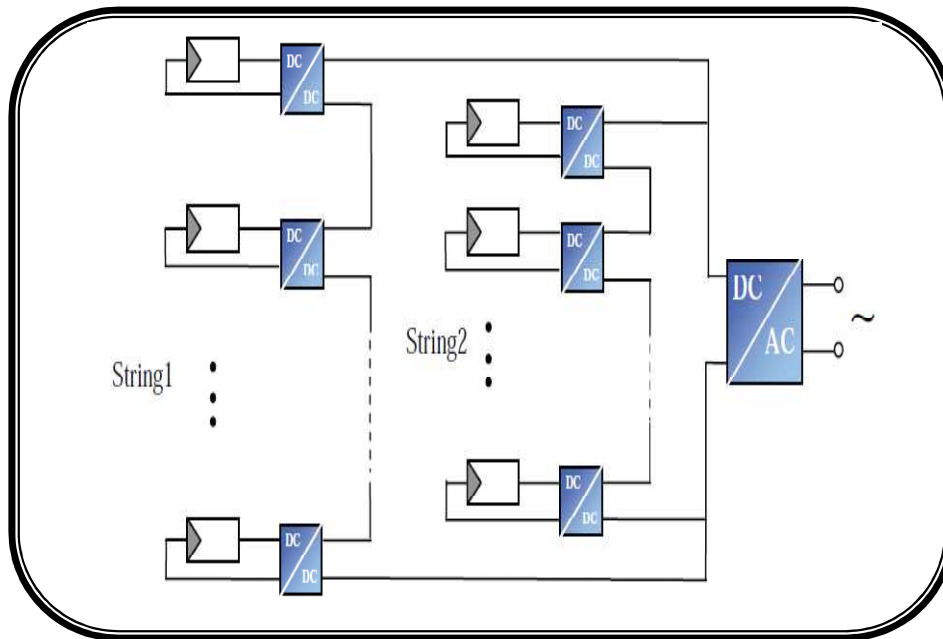


Figure III.13: Représentation schématique de la nouvelle structure de conversion multi-string avec distribution MPPT et mise en série des DC-DC.

✓ **REMARQUE**

Le choix de tous les concepts d'onduleurs présentés ici, excepté ce dernier, l'onduleur approprié doit être motivé par les conditions d'utilisation imposées. La rentabilité des installations photovoltaïques est désormais possible grâce à une conception intelligente de l'ensemble solaire. Les recherches effectuées en ce sens s'orientent là-aussi vers une architecture plus fine de la gestion des panneaux solaires en associant un étage d'adaptation avec sa propre commande MPPT par GPV. Malheureusement, les rendements de conversion de ces architectures complexes restent encore faibles. En attendant des avancées dans l'optimisation des rendements des convertisseurs de puissances, un compromis doit être envisagé entre le rendement MPPT et le rendement conversion afin de trouver le rendement optimum de l'ensemble de la chaîne de conversion photovoltaïque.

III.5. ÉTUDE DE NOUVELLES ARCHITECTURES D'ASSOCIATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES :

Comme nous l'avons dit dans le chapitre (I), les travaux de recherche se sont orientés sur l'étude des différentes associations possibles des modules photovoltaïques afin de trouver l'architecture valorisant au mieux la production électrique.

On peut ainsi observer en Figure (III-14).les caractéristiques électriques d'un module PV

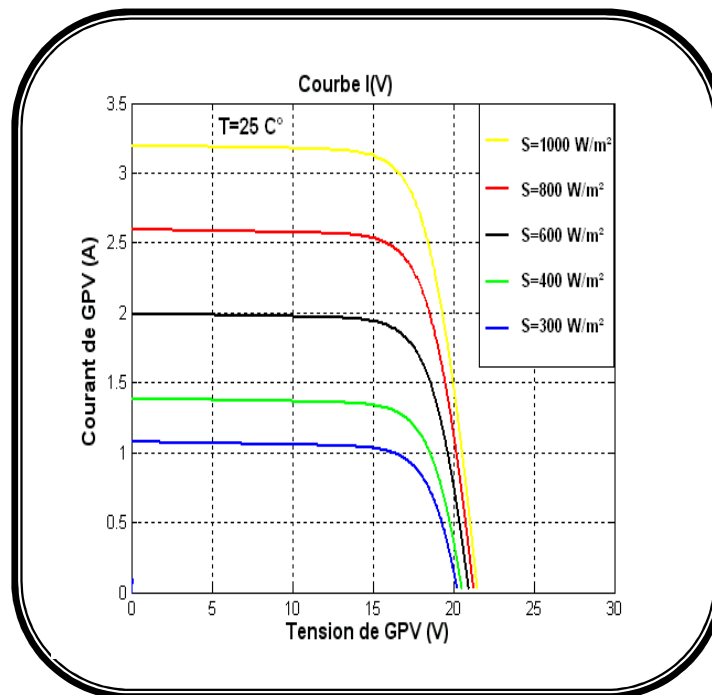


Figure III.14 : Caractéristiques I(V) d'un module PV ($T= 25^{\circ}\text{C}$).

Nous avons ainsi étudié, par simulation grâce au logiciel de simulation MATLAB, l'associabilité de ces deux panneaux photovoltaïques dans différentes configurations possibles bien avant que le module optimal

La première architecture que nous avons étudiée, est représentée en Figure (III-15). Elle résulte d'une simple discrétisation des deux GPV Une des associations électrique série.

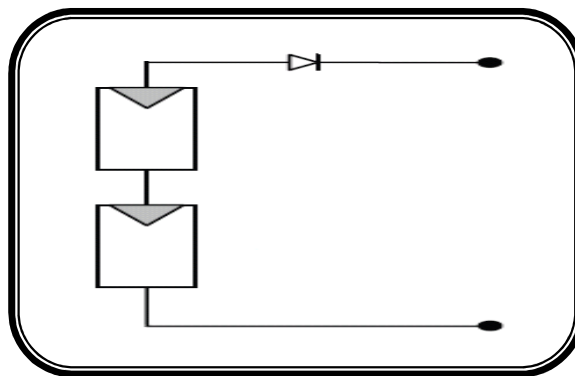


Figure III.15 : Proposition d'association en série de deux modules PV avec diodes anti-retour

La deuxième architecture que nous avons étudiée, est représentée en Figure (III-16). Elle résulte d'une simple discrétisation des deux GPV .Une des associations possibles est alors une

association électrique parallèle alors que les panneaux seraient superposés et donc couplés lumineusement pour capter au mieux le spectre solaire.

Des diodes anti-retour sont nécessaires afin d'éviter que le GPV le plus fort ne débite son courant dans le GPV le plus faible.

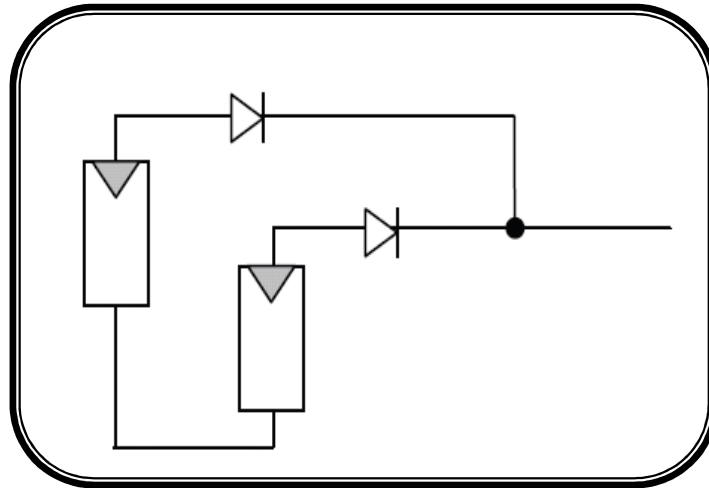


Figure III.16 : Proposition d'association en parallèle de deux modules PV avec diodes anti-retour

La dernière architecture envisagée, afin d'optimiser la puissance à transférer, Cette architecture de gestion correspond à une architecture discrétisée telle que de concevoir à des puissances plus élevées. On peut espérer produire le maximum de puissance. Le schéma de la Figure (III-17).présente donc le principe de gestion de puissance

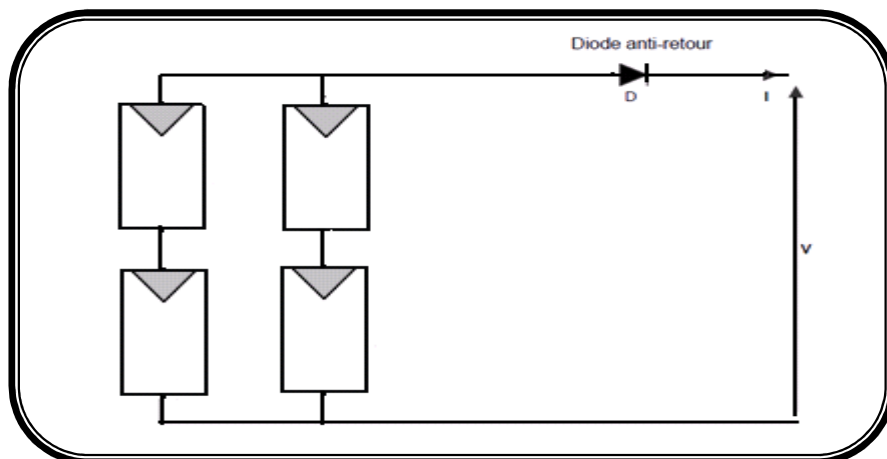


Figure III.17 : Proposition d'association de deux modules PV en séries et deux modules PV en parallèles.

La courbe de puissance résultant de cette association est illustrée en Figure (III-18). La tension de circuit ouvert de l'ensemble correspond à l'addition des V_{co} des 2 GPVs. Ainsi le PPM se trouve à 205 Watts Pour une configuration optimale de cette association.

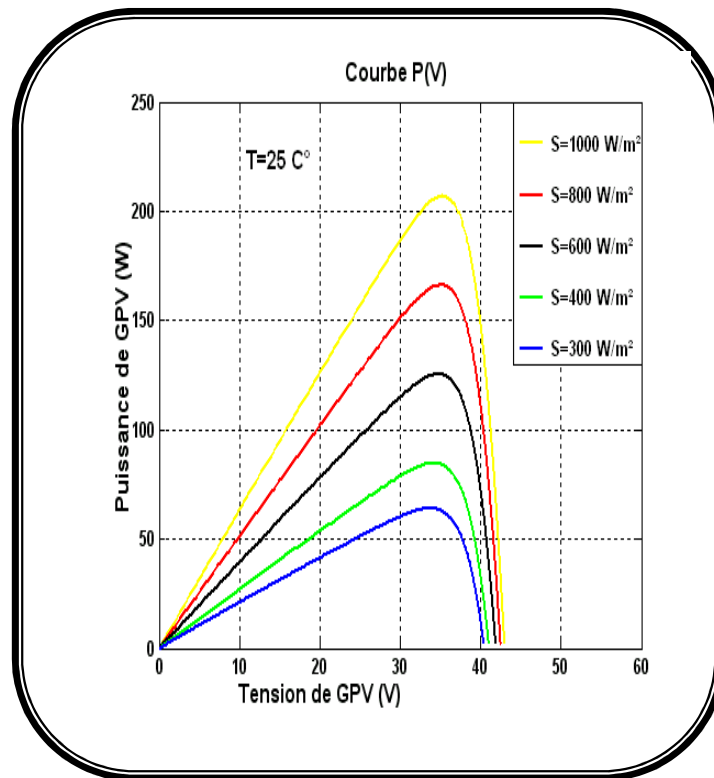


Figure III.18 : Caractéristiques électriques simulées des deux GPV mise en série. Puissance PV en fonction de sa tension (T= 25°C).

La Figure (III-18) représente les courbes de puissance en fonction de la tension aux bornes des panneaux photovoltaïques. Constitué par deux branches montées en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série

On remarque pour $S=1000 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ un pic de puissance de 205 W aux alentours de 35 V. A l'aide d'un étage d'adaptation adéquat inséré entre le générateur et la charge, nous allons créer une chaîne de conversion photovoltaïque pouvant extraire au maximum 205W. Toutefois, étant donnée la forme de la courbe $P(V)$, cela ne va pas être aisé d'effectuer une recherche de PPM efficace dans ces conditions.

- ✓ Généralement, on utilise un montage série-parallèle qui nous permet de régler à la fois la tension et le courant selon les caractéristiques de la charge. On utilise alors les diodes anti-retour pour éviter le retour du courant des autres modules lorsqu'un module est mal ensoleillé.

III.6. CONCLUSION :

➤ Dans ce chapitre, nous avons présenté les principales architectures de gestion existantes dédiées à l'énergie photovoltaïque dans un contexte d'optimisation de puissance dans ce contexte, nous avons décrit les différentes associations possibles de modules photovoltaïques permettant de créer des modules de puissance exploitables pour des applications domestiques.

➤ Nous avons également montré l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec une fonction MPPT entre le GPV et la charge afin d'optimiser en permanence la puissance produite. nous font envisager de nouvelles architectures de gestion autant pour les étages d'adaptations DC-DC que pour les DC-AC. Il s'avère que la discrétisation de la gestion de cette énergie semble une solution prometteuse dans la course à l'optimisation. Cependant, le rendement de cette chaîne de conversion photovoltaïque

➤ La multiplication des étages d'adaptation permettra bien entendu une maximisation de la puissance disponible mais il ne faudra pas que cela se fasse au détriment du rendement de conversion de l'ensemble. des recherches plus approfondies ainsi que des développements technologiques semblent nécessaires afin d'optimiser et de montrer les bénéfices à développer une architecture distribuée complexe de convertisseurs disposant de commande MPPT.

Nous présentons quelques résultats de simulation ou bien solutions dans ce sens dans le reste du document.

CHAPITRE IV

SIMULATION ET EVALUATION DES RESULTATS

IV.1. INTRODUCTION :

L'architecture distribuée est une vision utilisée depuis de nombreuses années dans le domaine informatique et on assiste depuis longtemps déjà à une opposition entre deux types d'architectures: celle dite centralisée et celle dite distribuée [61]. Les deux types d'architecture ont chacune des propriétés propres intéressantes qui les destinent à des applications différentes :

- L'architecture centralisée possède un noyau central fort autour duquel tous les périphériques sont regroupés (ou centralisés). Ce noyau central exécute la plupart des actions. Le principal avantage de cette architecture est sa facilité d'administration.

- L'architecture distribuée, elle, possède un noyau central faible associé à une plus grande autonomie des périphériques. Cette architecture a l'avantage de permettre une plus grande souplesse d'utilisation et des modes de fonctionnement parallèles qui peuvent être complexes. Pour cela, il suffit de constater comme nous l'avons montré dans le chapitre précédent que, la défaillance d'un seul module photovoltaïque entraîne, dans le cas d'une gestion centralisée effectuée à l'aide d'un seul convertisseur statique, une forte diminution de production d'énergie correspondant à une grande partie du GPV. Ce point de faiblesse bien que bien connu dans le passé, n'est toujours pas vraiment résolu principalement pour des questions de coûts prohibitifs des solutions à mettre en œuvre par rapport au gain énergétique potentiel attendu. Pourtant, l'idée de rendre indépendants des groupes de modules les uns par rapport aux autres se précise d'année en année au fur et à mesure des prises de consciences faits sur des sources PV existantes et les limites de productions réelles que cela impacte sur toute la

durée de vie de ces générateurs. En parallèle, l'industrie de la micro-électronique et les évolutions permanentes des organes de gestion (microprocesseurs, microcontrôleurs, FPGAs, ...) permet de plus en plus la réalisation d'étages d'adaptation fiables, à haut rendement, avec des durées de vie prolongées et des coûts relativement bas.

La production optimale de l'énergie PV et son transfert avec un minimum de pertes. Ainsi, des étages d'adaptation de faible puissance devraient être répartis au plus près sur chaque groupe de modules et permettre d'optimiser la production d'énergie avec un transfert de puissance le plus transparent possible. Pour cela, il faut diviser le générateur PV en petits groupes indépendants. Chaque groupe devra posséder un étage d'adaptation avec son propre gestionnaire d'énergie afin d'optimiser sa puissance délivrée en fonction de ses caractéristiques (différences de caractéristiques, vieillissement des modules, effets d'ombrage et des salissures). Même si certains modules comportent des défauts qui peuvent changer leurs caractéristiques électriques au cours du temps, l'étage d'adaptation pourra ainsi exploiter au maximum l'énergie disponible du groupe de modules traité. Du point de vue du GPV, c'est le cas idéal. La mise en œuvre d'une telle stratégie nécessite une architecture complexe ayant un grand nombre de composants électroniques aptes à transférer plusieurs niveaux de puissance sans trop de pertes. Le coût d'une telle architecture a jusque-là arrêté tous les projets de développement en ce sens.

Les travaux engagés dans ce chapitre de thèse ont pour objectif d'évaluer les bénéfices potentiels, en terme de gain énergétique, à distribuer les étages de gestion. Nous présentons pour cela notre approche concernant le développement des étages d'adaptation de puissance pour la mise en œuvre d'une gestion distribuée de l'énergie.

IV.2. PRÉSENTATION DES LOGICIELS DE SIMULATIONS UTILISÉES :

Les logiciels de simulations sont des outils puissants qui testent et évaluent l'exécution théorique des systèmes. Les conditions d'exécution du dispositif à tester peuvent être facilement contrôlables.

La simulation nous permet de passer de la conception du système théorique à la réalisation pratique avec plus d'assurance car les changements lors de la conception peuvent être faits facilement dans un système simulé, ceci nous permet d'expérimenter un ensemble large de variations et de choisir enfin la solution optimale.

La simulation est effectuée avec deux logiciels de simulation Simulink incluse dans le logiciel de Mathworks Matlab *et* PSIM de Power Sim spécialisé dans l'électronique de puissance.

IV.2.1. Description du logiciel Mathworks Matlab inclu l'outil Simulink :



L'utilisation de 'Simulink' en raison de la possibilité de simuler des systèmes mixtes (continus et discrets). Le système continu est utilisé pour la simulation des différentes parties analogiques (panneau solaire, batterie etc.). Le système discret est utilisé pour simuler les méthodes de tracking algorithmes 'perturbation et observation etc.' le 'Simulink' nous permet aussi de changer facilement les conditions atmosphériques (ensoleillement, température) afin d'évaluer la trajectoire de tracking du MPP des différentes techniques MPPT vis-à-vis des changements brusques ou lents de ces conditions il nous permet aussi de calculer les différents paramètres caractéristiques du système.

IV.2.2. Présentation du logiciel de simulation PSIM utilisé :



PSIM est un logiciel de simulation spécifiquement conçu pour l'électronique de puissance et la commande des systèmes. Par une simulation rapide, avec une interface utilisateur agréable. PSIM fournit un environnement puissant de simulation pour l'analyse des convertisseurs de puissance et la conception des boucles d'avertissement. Le pack de simulation de 'PSIM' se compose de trois programmes:

- Un rédacteur schématique de circuits 'SIMCAD',
- Un simulateur, 'PSIM'
- Un programme de traitement de forme d'onde 'SIMVIEW'.

L'environnement de simulation est illustré comme suit :

Le paquet de simulation de 'PSIM' se compose de trois programmes:

- Rédacteur schématique 'SIMCAD' de circuit,
- Simulateur de 'PSIM',
- Programme de traitement 'SIMVIEW' de forme d'onde.

L'environnement de simulation est illustré comme suit :

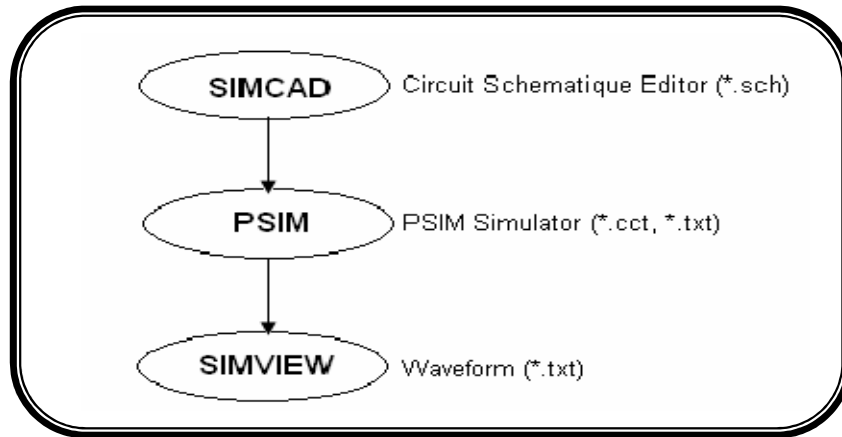


Figure VI.1 : Composition du logiciel PSIM.

- ✓ Bien sûr, Un logiciel de simulation permet d'aborder et de confirmer des hypothèses sur un phénomène, mais il ne remplacera jamais un essai réel.
- ✓ Nous avons fait une cosimulation PSIM/SIMULINK en utilisant l'outil simcoupler du logiciel PSIM.

On commence par évaluer le système solaire par simulation avec l'outil de simulation *Simulink* inclu dans le logiciel de Mathworks Matlab et PSIM. Ensuite, la méthode P and O pour la poursuite du MPP est étudiée par simulation. Les deux systèmes sont simulés en les combinant avec des convertisseurs DC/DC : (hacheurs boost), sous les conditions environnementales stables avec différentes valeurs de température et d'ensoleillement.

Le schéma synoptique simulé est donnée par le bloc global représenté par la figure VI.2. Nous soulignons ici que chaque bloc a été construit d'après les équations de fonctionnement déjà étudiées dans les chapitres précédents.

Nous allons fournir dans ce qui suit une description sommaire de chaque bloc composant ce système.

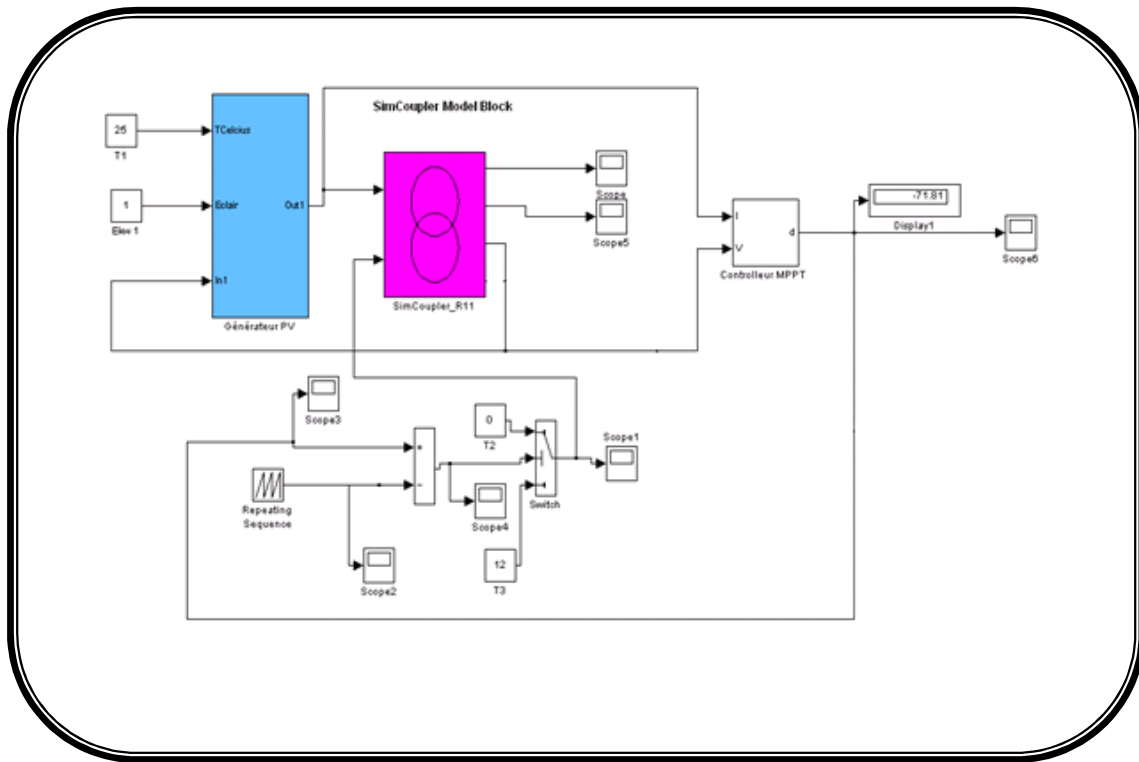


Figure VI.2 : Schéma fonctionnel du système PV global utilisé pour la simulation.

IV.3. MODULE PV :

Le schéma bloc du module PV à simuler est présenté par la figure VI.3 qui suit

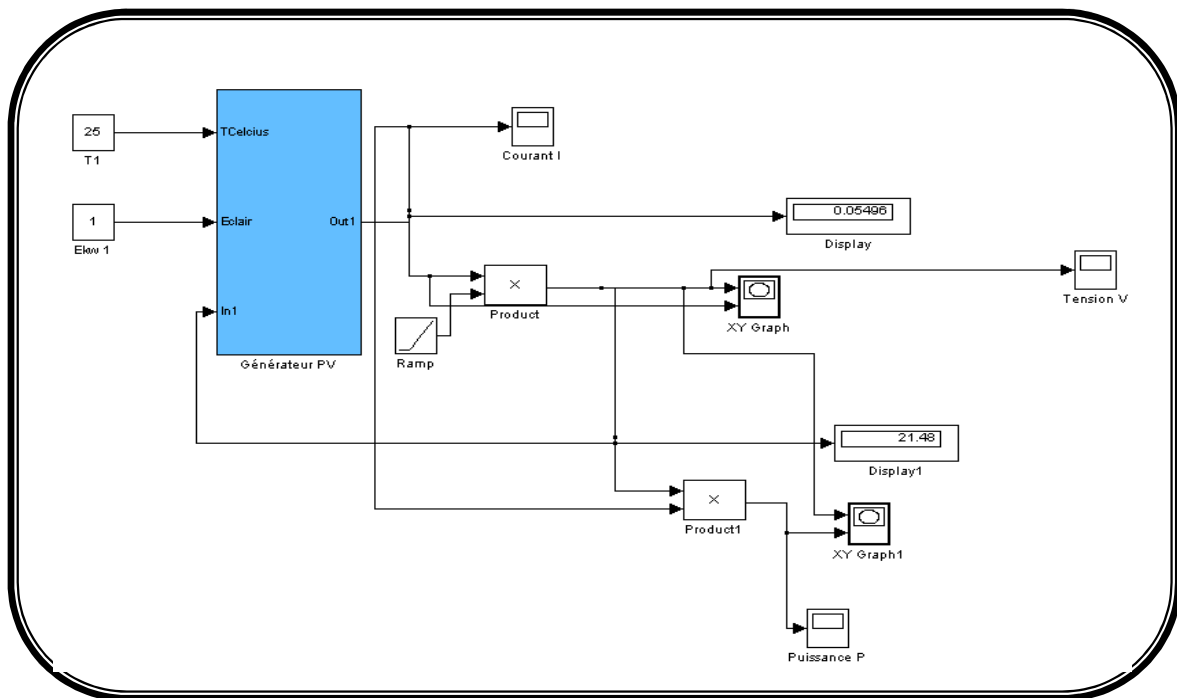


Figure VI.3: Bloc de simulation du module PV.

La figure (VI.3) montre le schéma fonctionnel du panneau solaire sous Simulink, ce schéma modélise les équations mathématique du panneau solaire vu dans le chapitre I qui sont les équations: (I.1), (I.2), (I.3).

Le bloc de simulation de la figure (VI.3) a comme entrées :

- les valeurs de température et d'ensoleillement : en changeant ces valeurs on peut évaluer la réaction du système contre différents changement des conditions atmosphérique.

et comme sorties :

- le courant et la tension du panneau.

Le nombre de cellules en série N_s et en parallèle N_p est considéré comme un paramètre définissant le module. On donne :

Courant de court circuit de la cellule : $I_{sc} = 3.2 \text{ A}$;

Resistance parallèle: $R_p = 200 \ \Omega$;

Resistance série: $R_s = 15 \cdot 10^{-3} \ \Omega$;

$I_0 = 1.061 \cdot 10^{-5} \text{ A}$;

$E_g = 1.1 \text{ eV}$; $n = 1$.

$k = 1.380 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$; $q = 1.602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$.

IV.3.1. Simulation à éclairement et température constants :

* Caractéristique I-V

En utilisant Simulink, la courbe caractéristique I-V du générateur a été obtenue en effectuant la simulation selon le modèle mathématique établi précédemment.

La première courbe est celle à éclairement et température constant et particulièrement aux conditions standard: Éclairement solaire $S = 1000 \text{ W/m}^2$ et température ambiante $T = 25^\circ \text{C}$

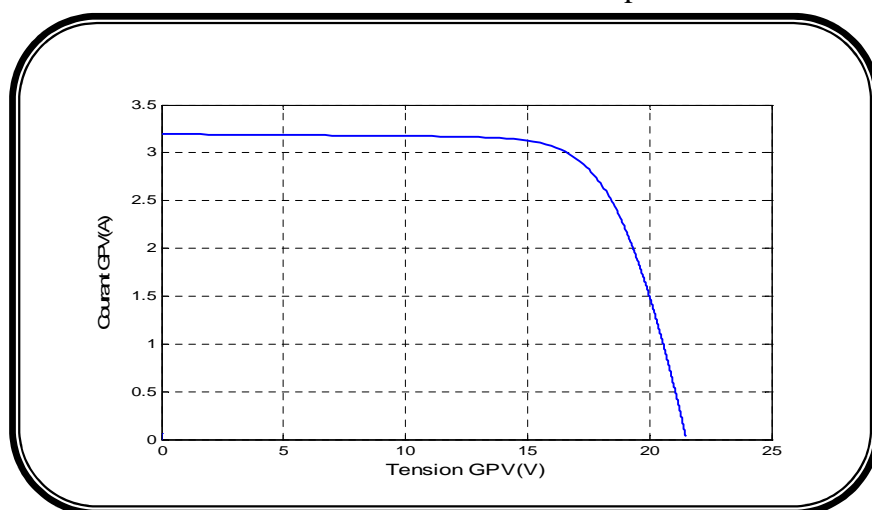


Figure VI.4 : Caractéristique I-V du générateur à éclairement et température constant.

On peut ainsi lire la valeur de courant I_{cc} qui est de 3,2 et celle de V_{oc} qui est de 21,5 V.

* **Caractéristique $P = f(V)$**

Cette caractéristique est obtenue en effectuant le produit de la tension de sortie par le courant généré selon le modèle préétabli.



Figure VI.5: Caractéristique P-V du générateur à éclairement et température constants.

On peut déduire de cette courbe $P_{MAX} = 50W$.

IV.3.2. Influence des paramètres :

Pour constater l'influence des paramètres météorologiques S et T, nous allons adopter la méthode suivante :

- A température ambiante fixée à 25°C, on fera varier l'éclairement dans une certaine gamme ce qui nous permettra de voir l'influence de ce paramètre sur le comportement du générateur.
- Pour un éclairement fixé à une valeur constante de 1000W/m², nous verrons l'influence due à la variation de la température.

IV.3.2 .1. Influence de l'éclairement :

* **Sur la caractéristique I-V :**

En faisant varier l'éclairement entre 300 et 1000W/m², nous obtenons un faisceau de courbes de caractéristiques I-V de même allure:

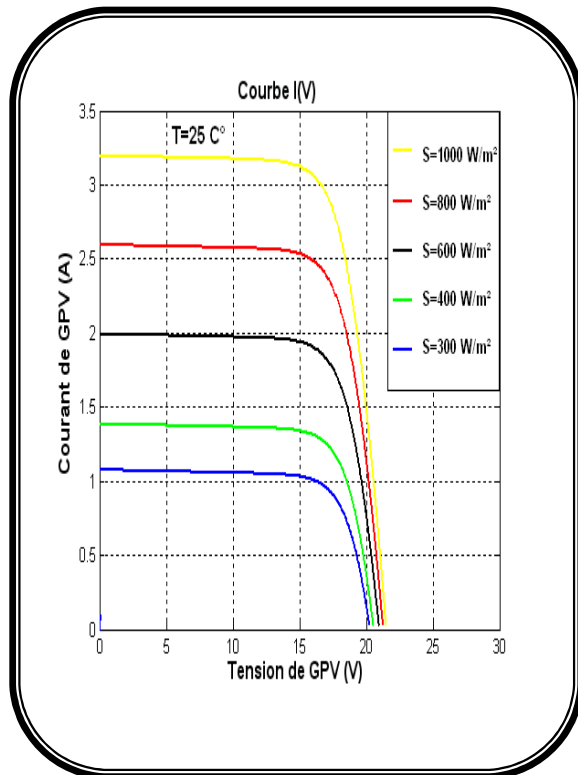


Figure VI.6: Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ d'un module PV en fonction de différentes irradiances à $T=25^{\circ}C$.

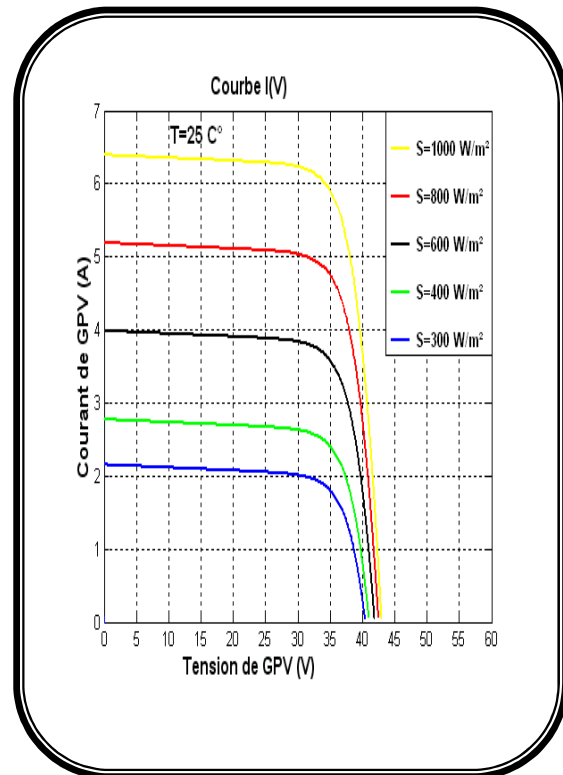


Figure VI.7: Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ de deux modules montés en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série en fonction de différentes irradiances à $T=25^{\circ}C$.

Nous remarquons que l'influence due à la variation de l'éclairement fait diminuer fortement la valeur du courant de court-circuit. Par contre, on remarque une diminution plus faible de la tension de circuit ouvert V_{oc} lorsque cet éclairement diminue. Le point de puissance maximum s'abaisse par conséquent.

* Sur la caractéristique P-V :

La caractéristique P-V, représentant la puissance de sortie du générateur PV par rapport à la tension V obtenue par simulation pour étudier l'effet de la variation de l'éclairement dans la même gamme, est donnée par la figure suivante:

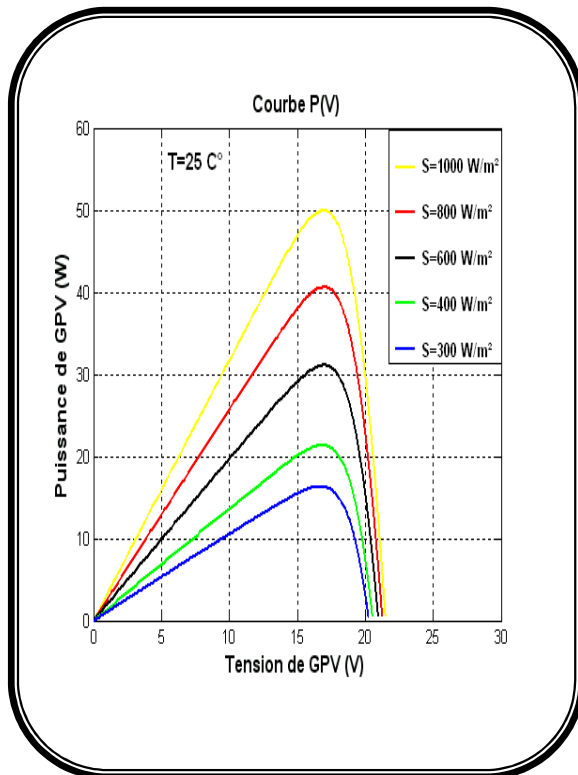


Figure VI.8: Résultats de simulation des caractéristiques $P(V)$ d'un module PV en fonction de différentes irradiances à $T=25^{\circ}\text{C}$.

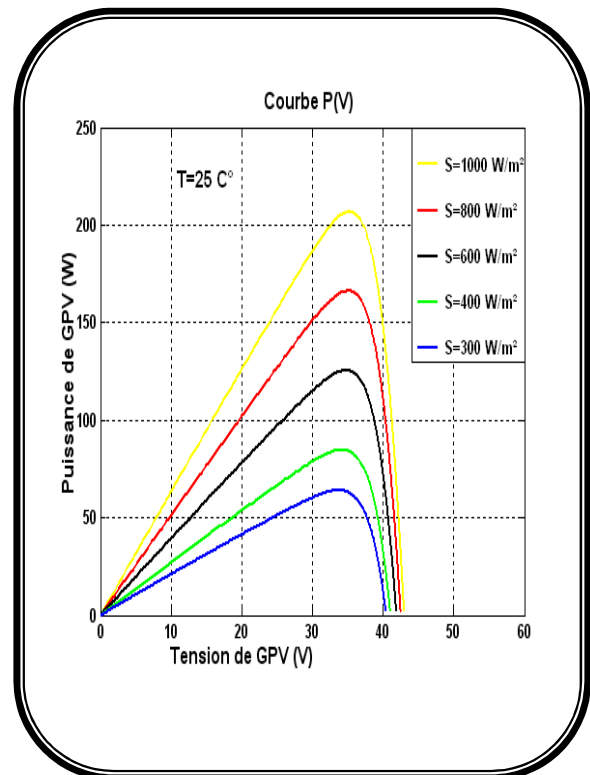


Figure VI.9: Résultats de simulation des caractéristiques $P(V)$ de deux modules montés en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série en fonction de différentes irradiances à $T=25^{\circ}\text{C}$.

En faisant varier l'éclairement de 300W/m^2 à 1000W/m^2 , nous obtenons un faisceau de courbes $P=f(V)$ de même allure. Nous remarquons que :

- La puissance optimale de module (PM) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement ;
- Les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension.

IV.3.2 .2. Influence de la température :

*** Sur la caractéristique I-V :**

La courbe de la caractéristique I-V obtenue après simulation du modèle du générateur pour un éclairement constant de l'ordre de 1000W/m^2 et une variation de la température ambiante sur une gamme allant de 0°C à 60°C est donnée par la figure suivante:

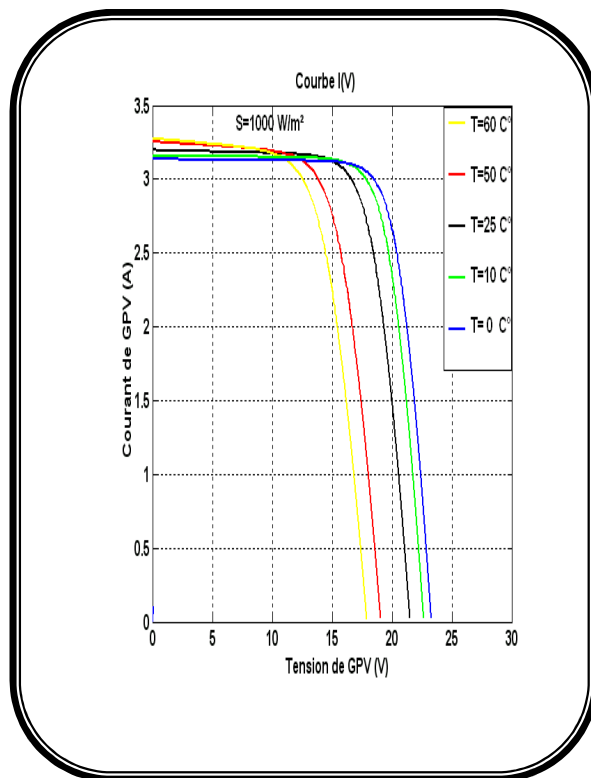


Figure VI.10: Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ d'un module PV en fonction de différentes températures à $S=1000W/m^2$.

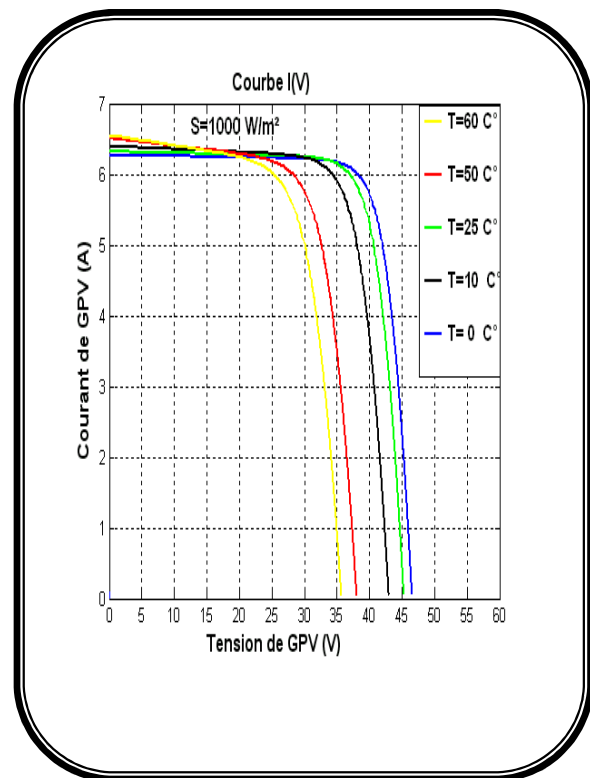


Figure VI.11: Résultats de simulation des caractéristiques $I(V)$ de deux module montés en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série en fonction de différentes températures à $S=1000W/m^2$.

Nous constatons comme l'avons vu dans la partie théorique que l'effet de la variation de la température ambiante T sur la caractéristique $I-V$ fait diminuer la tension de circuit ouvert V_{oc} qu'on peut visualiser sur le faisceau de courbes ci-dessus.

Par contre le courant de court-circuit I_{cc} demeure pratiquement constant. Le point de puissance maximum diminue.

* Sur la caractéristique P-V :

L'effet de la variation de la température ambiante sur la caractéristique P-V est obtenu pour la même gamme que précédemment en gardant l'éclairement constant.

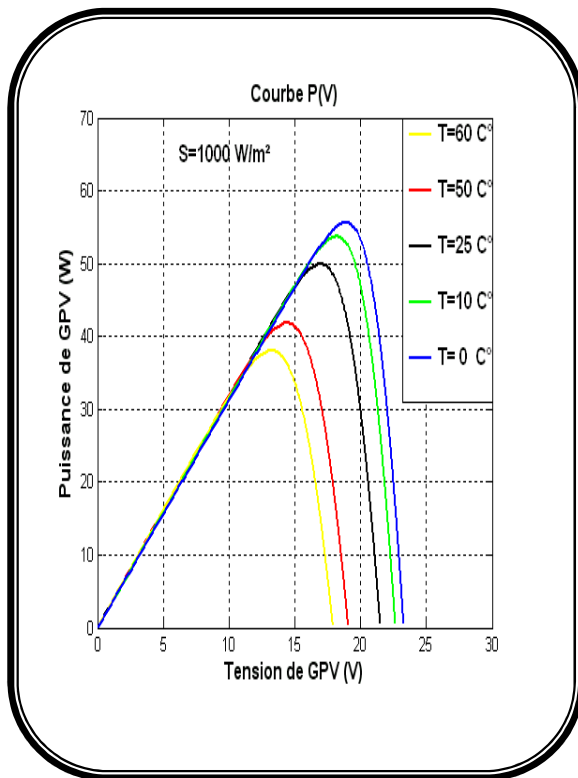


Figure VI.12: Résultats de simulation des caractéristiques $P(V)$ d'un module PV en fonction de différentes températures à $S=1000W/m^2$.

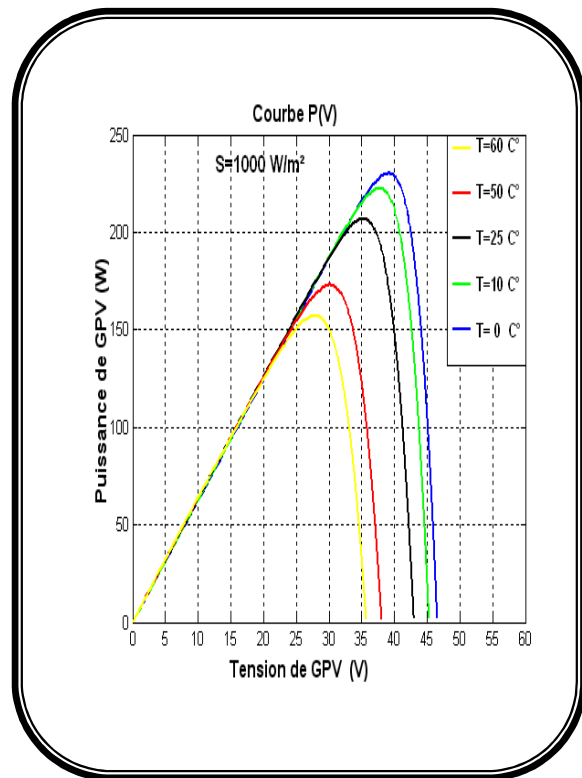


Figure VI.13: Résultats de simulation des caractéristiques $P(V)$ de deux module montés en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série en fonction de différentes températures à $S=1000W/m^2$.

Nous remarquons que l'augmentation de la température fait diminuer la puissance maximale de même que la tension optimale V_{opt} .

IV.4. SIMULATION D'UN MICRO-CONVERTISSEUR BOOST UTILISÉ COMME ÉTAGE D'ADAPTATION :

C'est un convertisseur DC/DC survolteur inséré entre le GPV et le reste de la chaîne de conversion. Il est caractérisé par son rapport cyclique α ($0 \leq \alpha \leq 1$) avec lequel on peut exprimer les valeurs moyennes des grandeurs de sortie avec celles de l'entrée.

Dans ce cas, un seul interrupteur de puissance est contrôlé par la commande MPPT. Le choix des éléments actifs (Mosfet et diode) a été optimisé pour répondre au mieux aux contraintes de notre application. Comme précédemment, nous avons développé, à l'aide du logiciel PSIM, le circuit électrique simplifié d'un convertisseur élévateur de tension de type Boost, Figure VI.14.

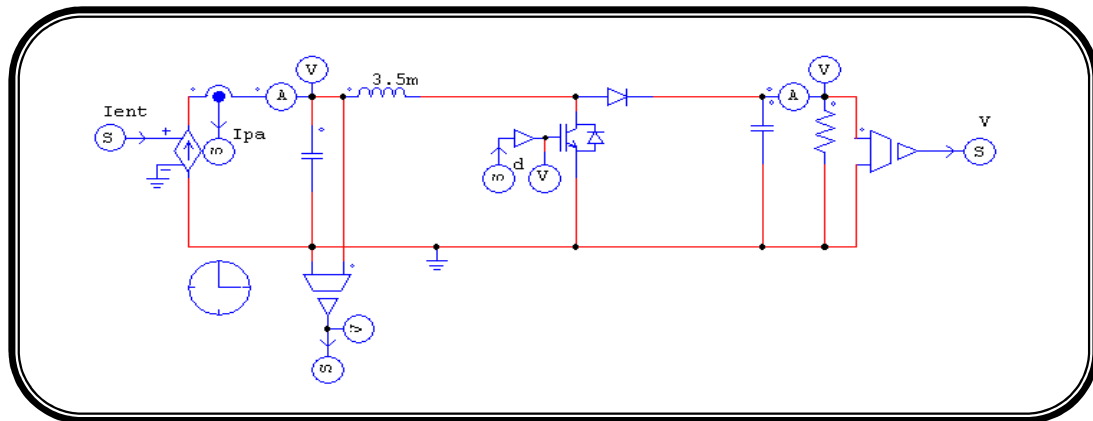


Figure VI.14 Convertisseur élévateur de tension de type Boost.

En ce qui concerne la structure boost, elle reste beaucoup plus simple que l'architecture buck. Elle ne requiert qu'un interrupteur de puissance commandé.

Lors du fonctionnement du système, on détermine son état, et l'information déduite est utilisée pour émettre la commande. Cette commande provoque une action, qui à son tour, aura une influence sur l'état du système. Dans la majorité des cas, l'état de la sortie du système est considéré comme étant représentatif pour l'état global du système.

Les composants actifs ont été choisis en fonction de leurs faibles pertes en conduction et La tension d'entrée a été imposée pour répondre aux contraintes des panneaux comme précédemment et celle de sortie peut varier. Dans le cas du Boost, la tension de sortie doit toujours être supérieure ou égale à la tension d'entrée.

Les paramètres de simulations sont les suivants :

$$L = 3.5 \text{ mH.}$$

$$C1 = C2 = 5.6 \text{ mF.}$$

IV.5. COMPARAISONS ENTRE UNE GESTION GLOBALE ET UNE GESTION DISTRIBUÉE :

Dans cette section, nous présentons une étude comparative entre une gestion globale et une gestion distribuée de deux branches montés en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série. Les premières conclusions du chapitre III, sur les différentes architectures de gestion photovoltaïque, ont établi qu'une gestion distribuée semblerait plus avantageuse qu'une gestion centralisée.

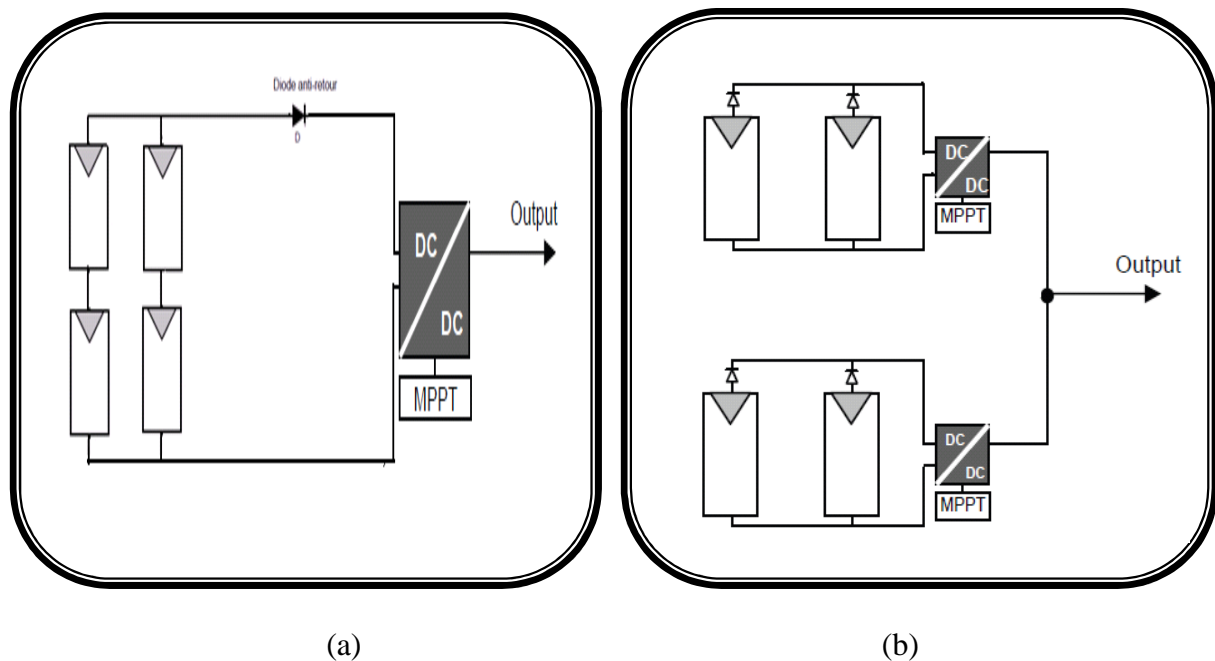


Figure VI.15. Schémas de principe comparatif mené entre une gestion globale de 2 GPV en parallèle chacune formée par deux modules associés en série et une gestion distribuée.

Pour la gestion globale nous avons donc développé un convertisseur élévateur de tension de plus forte puissance capable de gérer la puissance délivrée par les deux GPV en parallèle et en série. La commande MPPT est la même que celle des micro-convertisseurs.

IV.6. RÉSULTATS DE SIMULATION:

Dans le chapitre III, nous avons utilisé le concept de convertisseur DC pour effectuer une adaptation d'impédances entre un générateur PV et une charge DC de manière à transférer le maximum de puissance du convertisseur à la charge. Dans cette partie, nous effectuons cette adaptation d'impédances à partir du concept de convertisseur DC correspondant au comportement en régime statique de convertisseur de puissance.

Nous avons effectué une synthèse des différentes structures de conversion pouvant s'adapter au concept de convertisseur. Nous proposons dans ce chapitre une comparaison des convertisseurs de puissance. Pour cela, nous présentons une synthèse de la simulation menée sur les convertisseurs, les comparaisons effectuées entre les différentes structures. Ainsi, la procédure de conception suivie pour ces études a permis de trouver de nouvelles structures de puissance pouvant être des éléments canoniques pour les architectures de traitement de l'énergie. Lors des travaux précédents, il a été démontré que les convertisseurs de puissance peuvent être utilisés avec efficacité pour des fonctions typiques de l'électronique de puissance comme :

- la mise en parallèle de convertisseurs pour effectuer une addition de courants (avec ou sans partage des courants),
- les conversions tension-courant et courant-tension,
- la connexion en cascade de ces deux types de conversion,
- l'adaptation d'impédances,
- la régulation de tension de sortie d'un convertisseur,
- la régulation de tension par la mise en parallèle de différents convertisseurs de puissance (avec ou sans partage des courants de sortie).

Pour comparer les performances d'une chaîne de conversion, simulée à partir d'un convertisseur classique (Boost) ou d'un étage d'adaptation micro-convertisseurs (2 Boost), connectée à une charge DC, nous avons effectué des simulations caractérisant les deux chaînes de conversion d'un point de vue énergétique. Ainsi, nous avons calculé les tensions et les courants d'entrée et de sortie de chaque étage d'adaptation. Nous avons également déterminé à partir de ces simulations, la puissance moyenne à l'entrée et à la sortie du convertisseur pour en déduire le rendement moyen de conversion. On peut remarquer, dans cette série de simulations comparatifs, que le P_{MAX} du GPV est disponible à l'entrée de chaque étage de conversion de par la présence de la commande MPPT extrémale interne qui force le point de fonctionnement à osciller en permanence autour du PPM. Ainsi, le rendement de chaque commande MPPT et le rendement moyen de chaque chaîne de conversion peuvent être déterminés. Les différentes définitions de rendement employées tout au long de cette thèse et définis au chapitre III.

IV.6.1. Première association possible (cas central):

Pour la famille des convertisseurs « centralisés » qui représentent des organes de conversion de forte puissance (figure VI.15(a)), les modules PV produisant l'énergie électrique en entrée doivent être assemblés sous forme de chaînes de tension élevée (string), correspondant à l'association en série de n modules PV. Ces chaînes sont ensuite connectées en parallèle pour augmenter le courant d'entrée. Comme il a été précisé en début de ce manuscrit, des diodes by-pass et anti-retour sont ajoutées pour assurer que ces chaînes fonctionnent en toute sécurité.

Les graphes représentent:

- Puissance d'entrée.
- Puissance de sortie.
- Le rendement.

- Courant de sortie.
- Tension d'entrée.
- Tension de sortie.

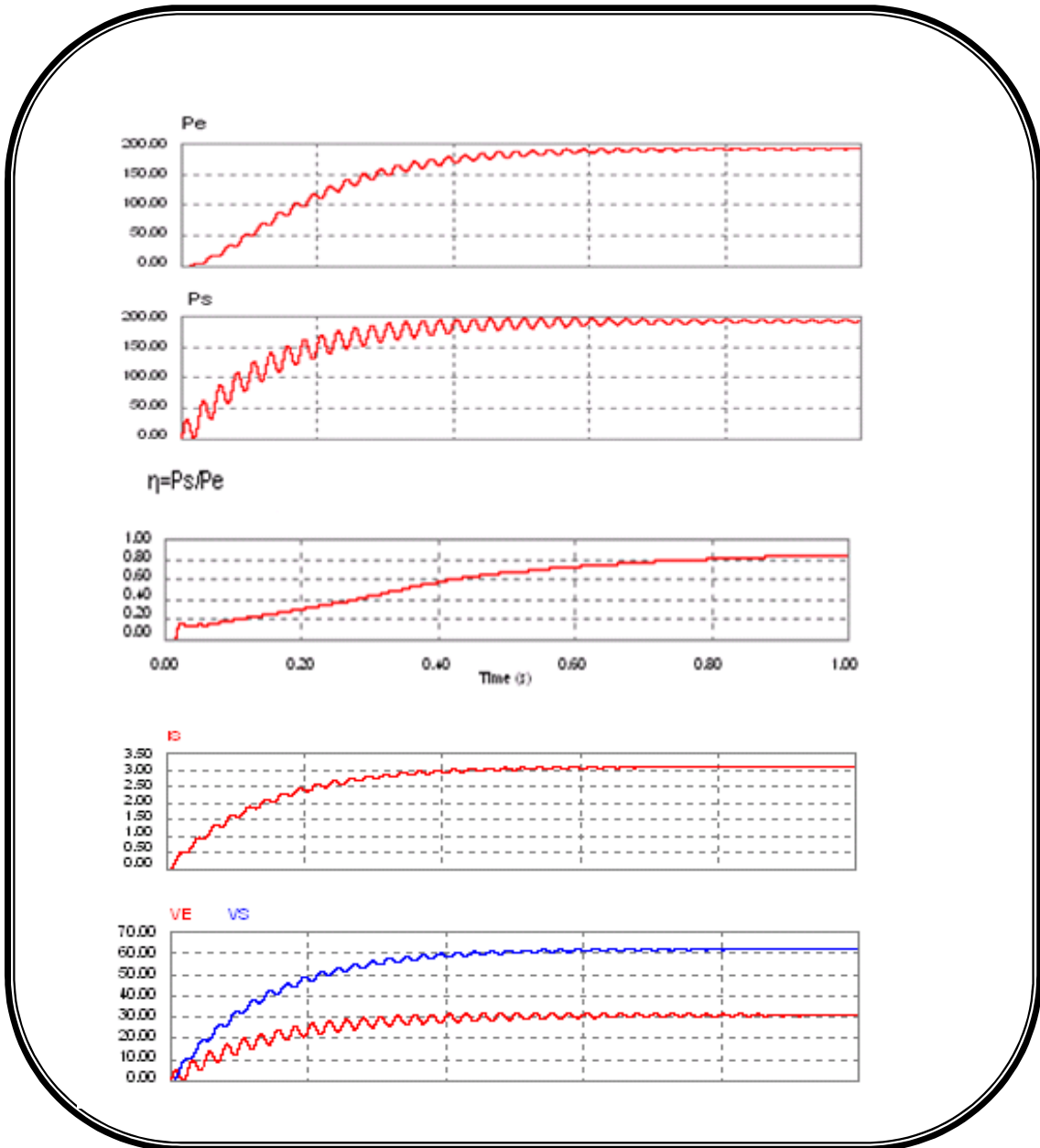


Figure VI.16. Courbes représentatives des grandeurs électriques associées à un convertisseur centralisé.

Les figures VI.16 en haut représentent une simulation du comportement des variables P_e , P_s , η , V_E , V_S , I_S , de l'étage d'adaptation. On remarque que le rendement η augmente rapidement avec la puissance, pour atteindre un rendement maximum de 85%. On peut observer ainsi l'évolution de la puissance transmise par le panneau solaire et remarquer

que l'étage d'adaptation ne démarre que lorsque la tension aux bornes du panneau est assez suffisante pour alimenter convenablement la partie commande.

Ainsi la puissance extraite du module PV ainsi que les paramètres électriques d'entrée et de sortie du système. Nous pouvons voir que la commande MPPT extrême force le système à osciller autour du PPM en présence d'un ensoleillement constant comme souhaité.

Nous avons également représentée les résultats des simulations du circuit Boost. Le rendement η_{TOTAL} de l'étage d'adaptation est représenté en fonction de sa puissance d'entrée Figure (VI.17). Là aussi, la valeur du rendement chute à faible puissance à cause de la consommation de la commande du convertisseur.

Le but de toutes ces grandeurs est d'avoir des critères d'évaluation permettant d'estimer les gains d'un type de système à un autre.

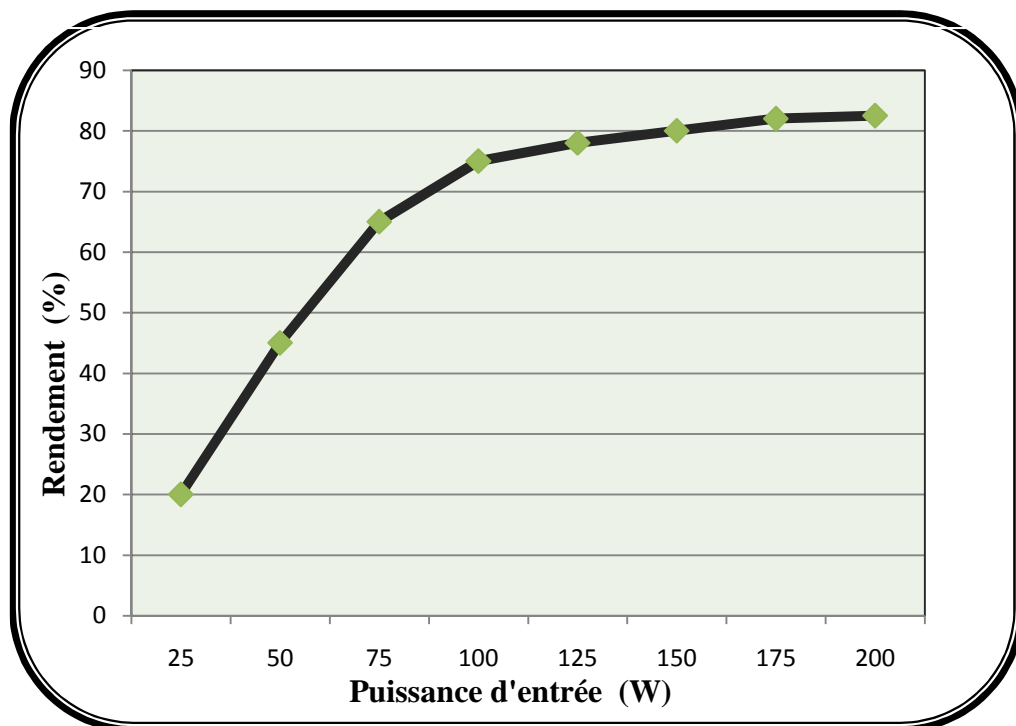


Figure VI.17. Évolution du Rendement (η) en fonction de la puissance d'entrée P_e .

Ce type de structure était utilisé avec ou sans la présence d'une commande MPPT. La commande MPPT montre une bonne stabilité ainsi qu'une très bonne réponse aux perturbations extérieures. Nous pouvons également en déduire que des améliorations doivent être effectuées afin d'obtenir des rendements de conversion plus élevés permettant ainsi de rendre cet étage d'adaptation plus intéressant vis-à-vis de la chaîne de conversion photovoltaïque.

Ces étages de conversion étaient robustes mais avaient pour principal inconvénient d'avoir un rendement de conversion faible (la plupart du temps inférieur à 80-83 %). En effet,

les étages de conversion sont dimensionnés pour ne pas être détérioré lors du transfert de puissance maximale. Dans le cas des applications PV, les générateurs fonctionnent rarement à ces points nominaux de plus, lorsqu'un ou plusieurs générateurs PV sont partiellement ombrés ou présentent un défaut de fonctionnement quelconque, l'ensemble d'une chaîne est souvent non opérationnelle entraînant une forte perte de production.

IV.6.2. Deuxième association possible (cas string) :

Le type d'association que nous avons ensuite étudié et décrit dans cette partie correspond à une architecture sérié et parallèle illustrée en figure (VI.15). Pour ce concept, deux diodes anti-retour sont nécessaires afin d'éviter que le GPV le plus fort débite un courant dans le GPV le plus faible et crée un point chaud. En complément de cette architecture et afin de poursuivre l'étude de l'utilité d'une gestion distribuée, nous avons mené des tests comparatifs dans les mêmes conditions de fonctionnement avec pour la gestion dissociée des deux panneaux.

- Dans ce travail nous avons considéré de deux branches montés en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série

IV.6.2.1. Association Série des micro-convertisseurs BOOST :

L'étage d'adaptation est, pour la technologie «string » figure (VI.15(b)), composé de deux convertisseurs de puissance en cascade. Le premier convertisseur continu-continu a pour fonction d'élever la tension en entrée de convertisseur et de rechercher, grâce à une commande MPPT, la puissance maximale que peut fournir la chaîne de modules PV en son entrée (string). En effet, pour garantir un fonctionnement optimal de convertisseur nous fournit une adaptation du rapport cyclique du convertisseur.

Cette architecture, de par l'exploitation individuelle et optimale de string.

Les graphes représentent:

- Puissance d'entrée.
- Puissance de sortie.
- Le rendement.
- Courant de sortie.
- Tension de sortie V_{S1} et V_{S2} .

➤ Tension de sortie $V_{S\text{ TOTALE}}$.

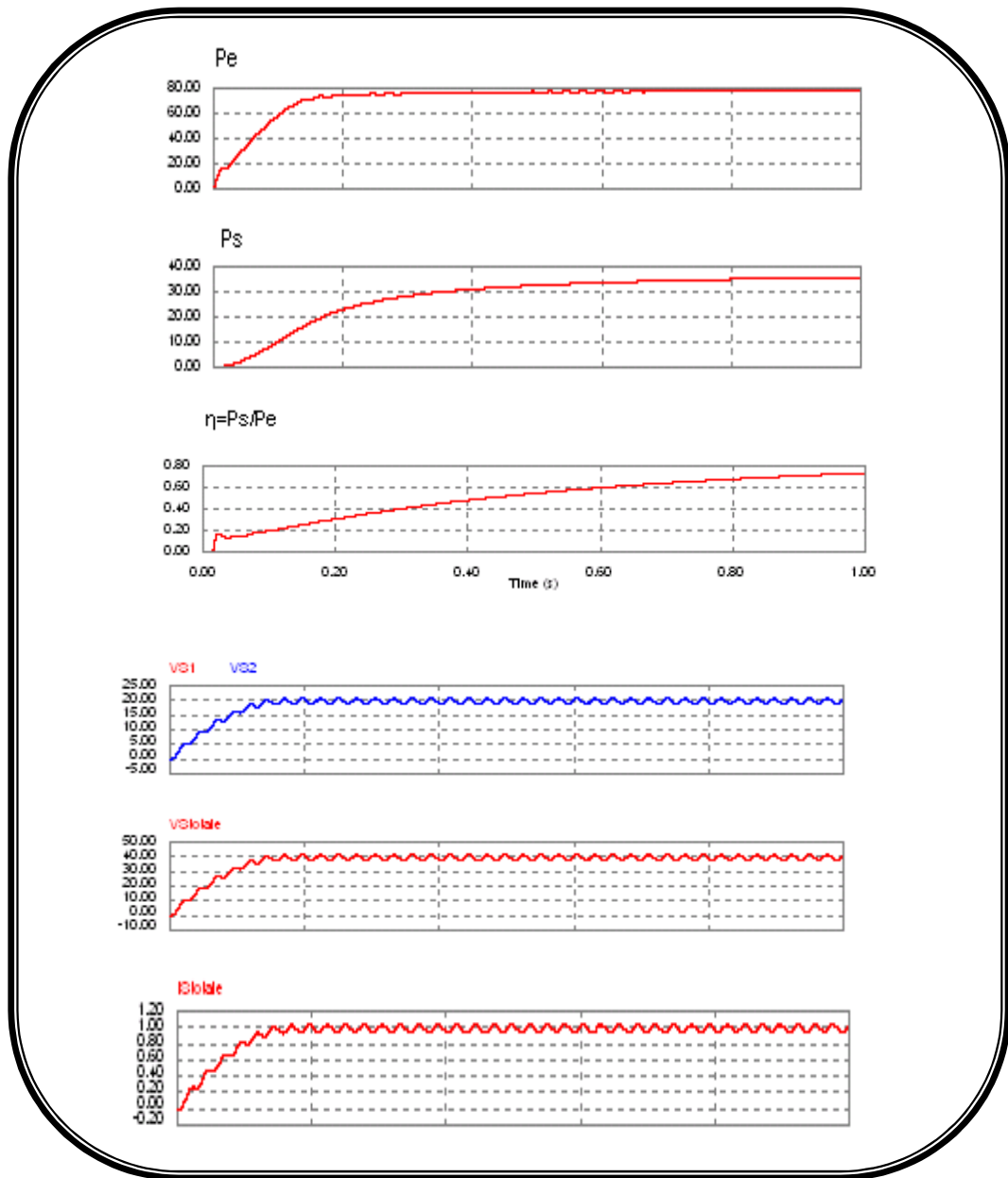


Figure VI.18. Courbes représentatives des grandeurs électriques associées à deux convertisseurs montés en série.

Sur la figure (VI.18), nous avons, superposé la puissance d’entrée (P_e) et la puissance de sortie (P_s), le rendement de conversion (η) et les tensions V_{S1} V_{S2} $V_{S\text{ TOTALE}}$, le courant de sortie de cette structure. Une première analyse montre que l’étage d’adaptation pour la gestion distribuée a un comportement de conversion identique au cas précédent, c’est-à-dire un rendement de conversion proche de 77 % lorsque la puissance délivrée par le PV est supérieure à 50 W.

Ainsi. On peut remarquer que dans cet exemple de calcul comparatives, la puissance du GPV est disponible à l'entrée de l'étage d'adaptation PV Simulée avec l'étage boost car la commande MPPT extrême interne fait osciller le point de fonctionnement autour du point de puissance maximale.

Nous avons également représentée les résultats des simulations du circuit Boost. Le rendement η_{TOTAL} de l'étage d'adaptation est représenté en fonction de sa puissance d'entrée Figure (VI.19).

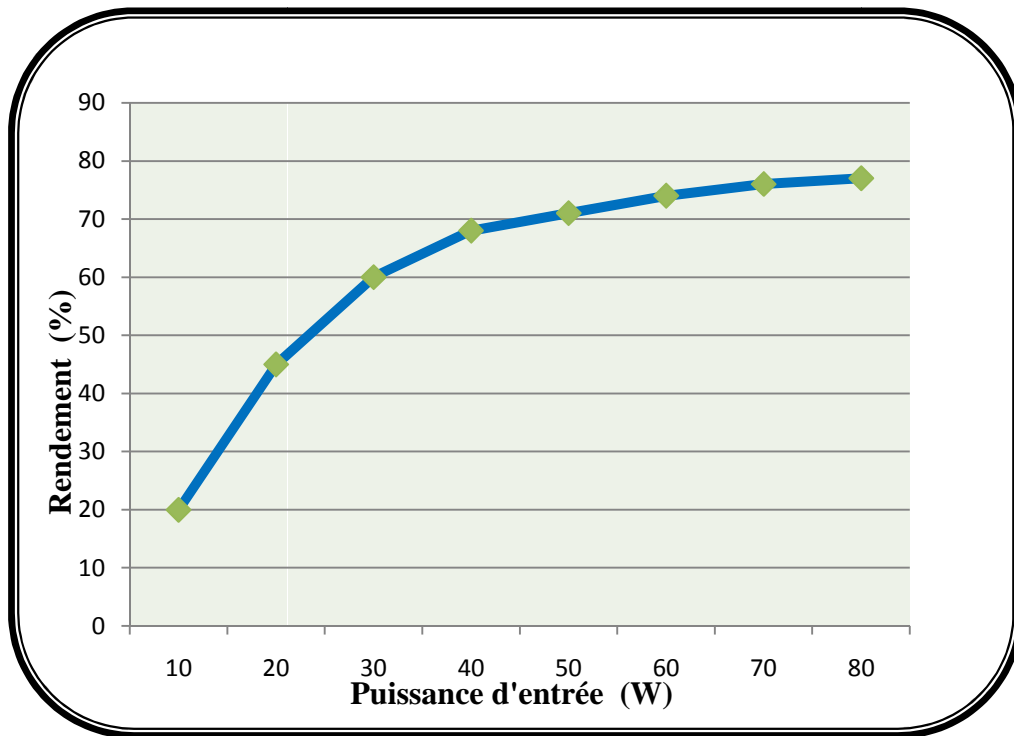


Figure VI.19. Évolution du Rendement η en fonction de la puissance d'entrée P_e . S'il y a une panne sur un seul micro-convertisseur:

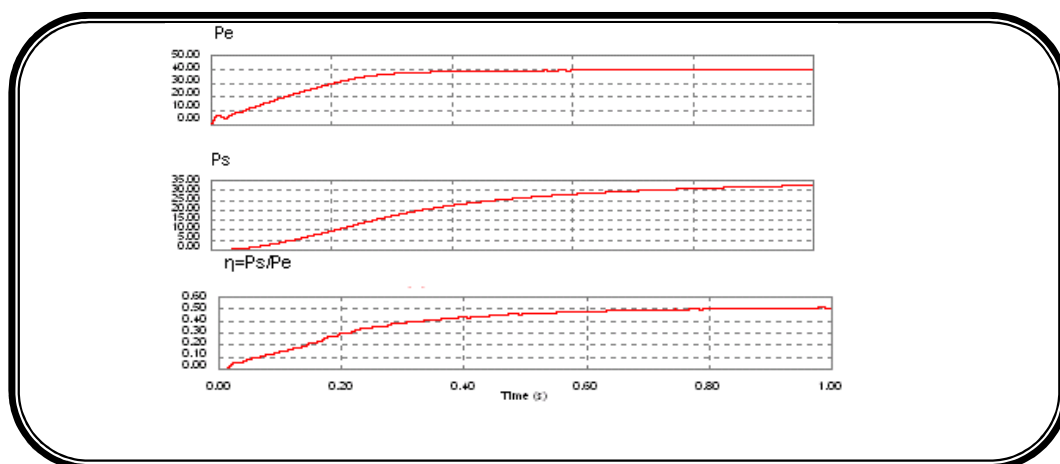


Figure VI.20 Influence d'une panne sur un micro-convertisseur sur la puissance d'entrée, la puissance de sortie et le rendement du micro-convertisseur.

Le système PV continu de fonctionner même en cas de panne sur l'un des micro-convertisseurs une partie de la production est Préservée.

IV.6.2.2. Association Parallèle des micro-convertisseurs BOOST :

Dans cette section, nous étudions une nouvelle structure d'étage d'adaptation basée sur la mise en parallèle de 2 convertisseurs de puissance, dans le but d'améliorer les performances de la chaîne de conversion photovoltaïque. La mise en parallèle de convertisseurs permet, en effet, d'avoir une meilleure capacité de traitement de la puissance en présentant une meilleure fiabilité et une meilleure répartition du stress. De plus, la tolérance aux défaillances est énormément accrue.

Pour réduire le nombre d'éléments passifs et les pertes qu'ils engendrent sur le rendement global de l'étage de conversion, nous avons fait le choix d'un prototype à partir de structures de puissance élevatrices. La Figure (VI.15) représente ainsi deux convertisseurs boost connectés en parallèle. La mise en parallèle, de par une distribution équitable du courant, a permis de réduire le stress enduré par les composants. Elle a également améliorée le rendement de conversion de l'étage d'adaptation en diminuant considérablement les pertes en conduction des semi-conducteurs [61].

Pour la gestion distribuée, nous utiliserons la même configuration avec une charge de sortie.

Les graphes représentent:

- Puissance d'entrée.
- Puissance de sortie.
- Le rendement.
- Courant de sortie.
- Tension de sortie V_{S1} et V_{S2} .
- Tension de sortie $V_{S\text{ TOTALE}}$.

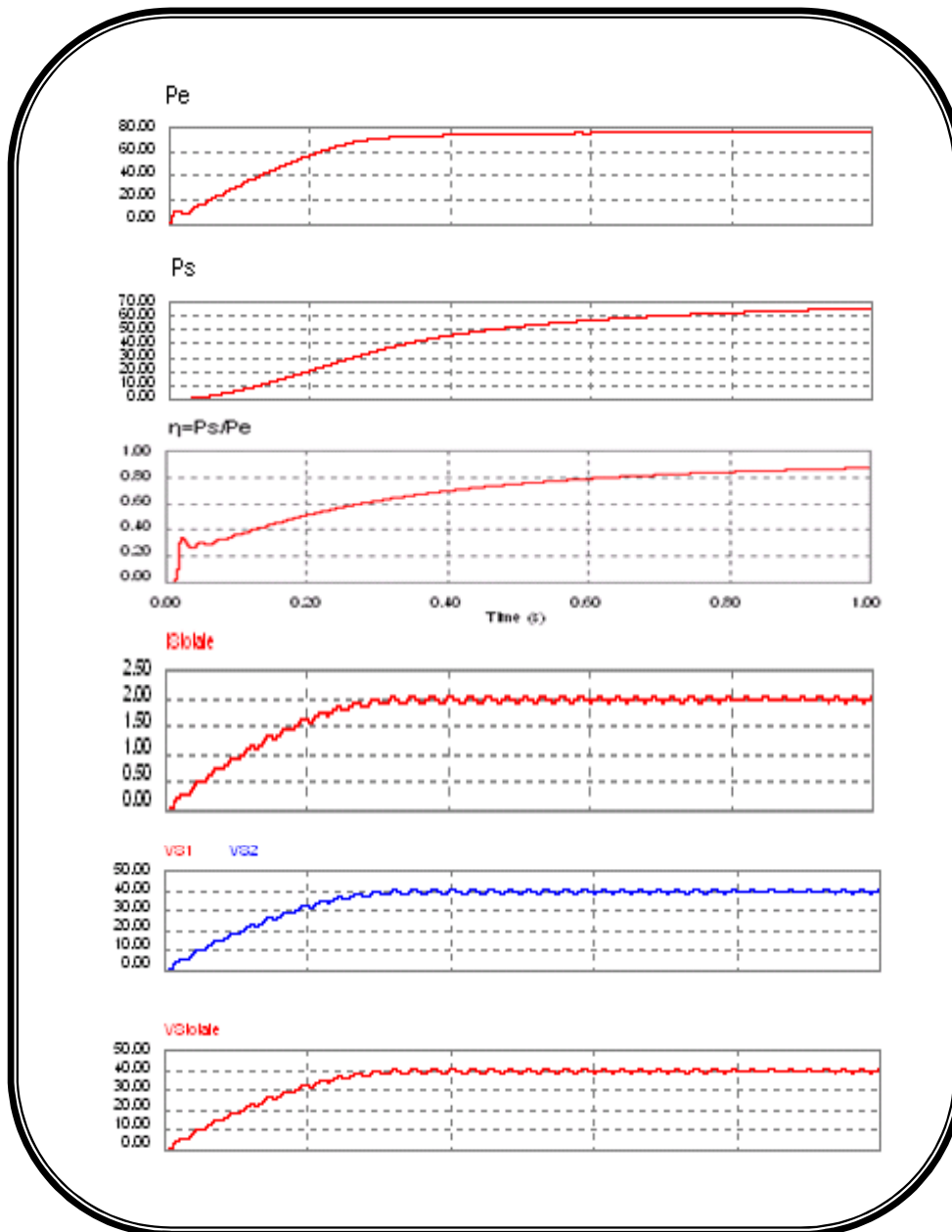


Figure VI.21 Courbes représentatives des grandeurs électriques associées à deux convertisseurs montés en parallèle.

En observant ces résultats, pour ce nouvel essai, nous avons délibérément choisi une tension légèrement plus importante afin de montrer l'influence de la charge sur les chaînes de conversion photovoltaïque. Les rendements globaux des chaînes de conversion montrent que, dans cette configuration, l'architecture distribuée s'avère être la plus performante avec un rendement de 85%. La discrétisation de la gestion de puissance est la plus appropriée dans ce cas grâce au gain de production généré par le rendement MPPT. En Figure (VI.21) on peut

observer les puissances transmises par les GPV de cette structure. La gestion distribuée a donc prouvé qu'elle pouvait être une architecture intéressante et enrichissante dès lors que les caractéristiques électriques de la charge diffèrent des caractéristiques optimales des modules solaires.

Nous avons également représentée les résultats des simulations du circuit Boost. Le rendement η_{TOTAL} de l'étage d'adaptation est représenté en fonction de sa puissance d'entrée Figure (VI.22).

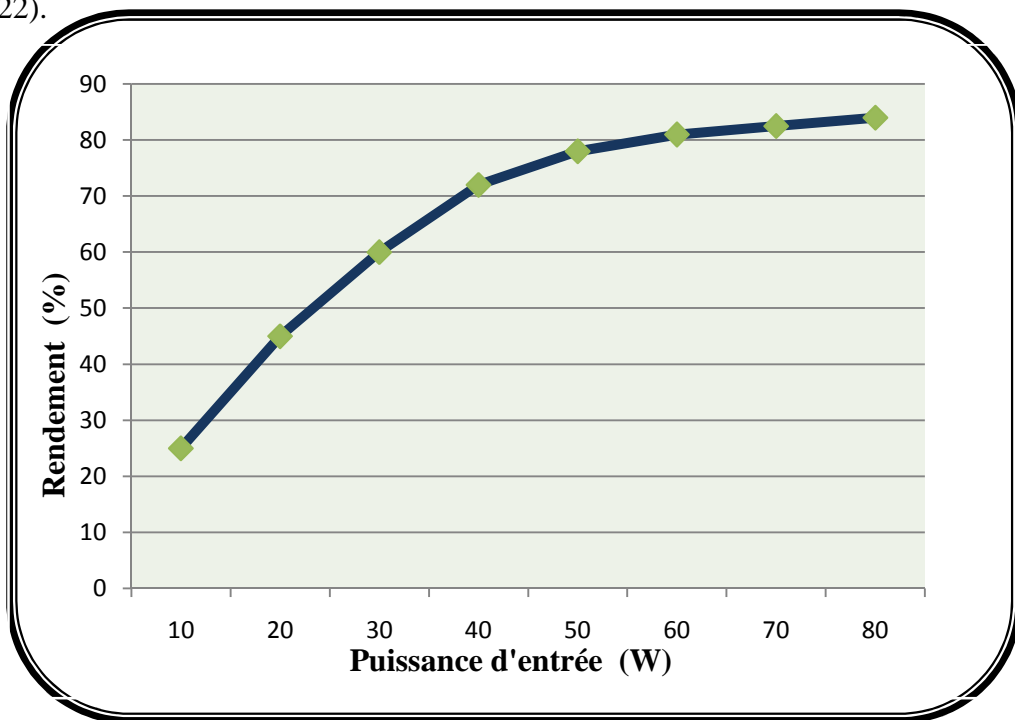


Figure VI.22. Évolution du Rendement η en fonction de la puissance d'entrée P_e .
S'il y a une panne sur un seul micro-convertisseur:

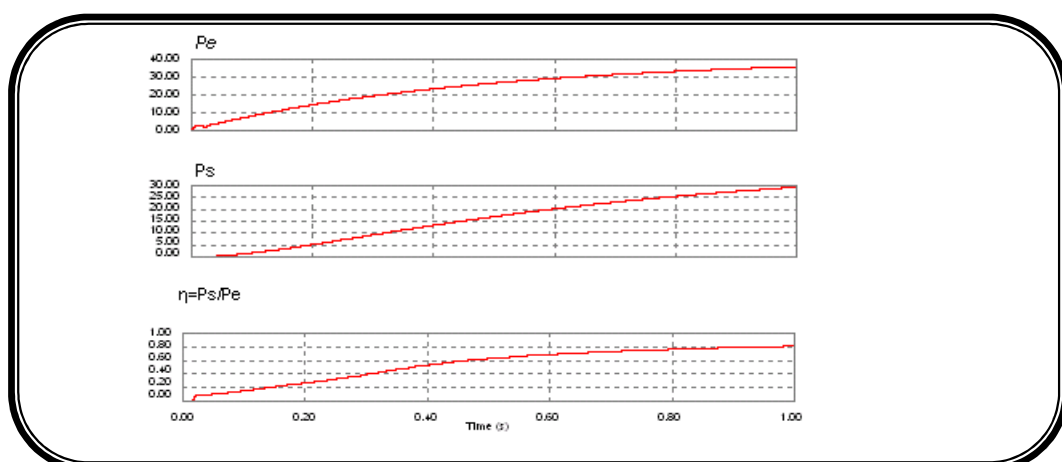


Figure VI.23. Influence d'une panne d'un micro-convertisseur sur la puissance d'entrée, la puissance de sortie et le rendement du micro-convertisseur.

Le système PV continu de fonctionner même en cas de panne sur l'un des micro-convertisseurs une partie de la production est préservée.

On peut en conclure pour les secondes simulations nous ont servi une simple association parallèle des deux modules à une architecture de gestion distribuée de chacun des modules. L'architecture distribuée a encore montré dans ce cas la meilleure adaptation aux caractéristiques électriques de chaque module en termes de rendement de conversion avec 84% pour cette configuration de boost.

IV.7. EXPLICATIONS DES RÉSULTATS DE SIMULATION :

Le rendement total des micro-convertisseurs en parallèle s'est avéré être le plus élevé. Il est supérieur de 8 % par rapport au rendement des micro-convertisseurs en série, et d'environ 3% par rapport au rendement du convertisseur central. La discrétisation de la gestion de puissance a prouvé ici qu'elle pouvait améliorer significativement les performances de la chaîne de conversion. Bien sûr, cette architecture nécessite un investissement plus élevé au départ en termes de nombre de micro-convertisseurs mais le gain de puissance transféré est aussi plus important. De plus à long terme, les caractéristiques électriques des cellules peuvent se dégrader et une gestion plus fine permettra de s'adapter aux nouvelles spécificités de chaque module sans intervention humaine optimisant ainsi constamment la puissance disponible.

Ces comparatifs nous permettent de rapidement visualiser les avantages et les inconvénients de chacun des deux systèmes dans le tableau [VI-1]. Premièrement, la gestion distribuée nous permet d'obtenir une gestion plus fine et indépendante pour chaque module. Pour la gestion globale, la recherche du point de puissance est plus complexe et nécessite une recherche plus large afin d'éviter un fonctionnement autour d'un faux point de puissance maximum. Cette situation pourrait apparaître lors d'ensoleillement inhomogène. Deuxièmement, les rendements de conversion des micros-convertisseurs sont plus performants que celui de l'étage d'adaptation pour la gestion globale.

	AVANTAGE	INCONVENIENTS
<u>convertisseur central</u>	<p>** Solution la plus ancienne et la plus économique</p>	<p>**Une seule MPPT chute du rendement: $\eta=80-83\%$</p> <p>**Un panneau mal adapté ou encore un ombrage partiel porte préjudice à une exploitation optimale de chaque chaîne PV et entraîne une réduction du rendement énergétique.</p> <p>**S'il y a une panne sur un convertisseur arrêt de la production</p> <p>**Grande taille des convertisseurs</p>
<u>convertisseurs strings</u>	<p>**MPPT/ String → PV amélioration du rendement</p> <p>**Augmentation de la robustesse à cause de la présence de plusieurs Convertisseur</p> <p>**S'il y a une panne sur un micro-convertisseur, une partie de la production est Préservée</p> <p>**Cette technologie réduit considérablement le risque de problèmes d'adaptation ainsi que les pertes dues aux effets d'ombrage tout en éliminant celles occasionnées par les diodes anti-retour et un câblage prolongé vers le générateur DC.</p> <p>**l'association parallèle des micro-convertisseurs apporte un gain en rendement de 3% par rapport à une conception centralisée.</p>	<p>**Surcoût lié au nombre de convertisseurs et à l'électronique de puissance.</p>

Tableau IV.1 : avantages et inconvénients des différentes topologies de convertisseurs

Remarque :

** l'architecture string apporte un gain en rendement inférieur à la conception (série) par rapport à une conception (parallèle)

Gain énergétique et économique par rapport à la solution précédente (centrale).

IV.8. CONCLUSION :

Dans ce chapitre, nous avons développé, grâce à des simulations, qu'une architecture de gestion distribuée était plus avantageuse en terme énergétique qu'une architecture de gestion globale dans différents cas. La gestion distribuée, bien que moins économique qu'une gestion classique, a démontré qu'elle pouvait être bénéfique grâce à sa distribution et à sa meilleure robustesse vis-à-vis de perturbations extérieures venant de la charge ou des générateurs.

Pour conclure nous avons simulé et comparé différentes structures de conversion et de gestion afin de trouver la plus à même à valoriser l'énergie produite. Dans tous les cas de figures (association série association parallèle), la gestion indépendante de chaque modules s'est avérée être la plus performante en terme de rendement montrant un gain en production notable.

CONCLUSION GENERALE

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent globalement la problématique de valorisation de l'énergie photovoltaïque par de nouveaux systèmes de couplages entre les générateurs photovoltaïques et leurs charges. Nous avons ainsi proposé plusieurs pistes pour améliorer la conversion d'énergie photovoltaïque qui souffre encore aujourd'hui de problèmes importants de transfert de puissance des GPV vers les charges souvent très loin des possibilités maximale des générateurs. Notre démarche a été d'explorer les différents types d'architectures de gestion d'énergie afin de trouver la plus à même de maximiser la production électriques des systèmes photovoltaïques

Dans ce contexte, nous avons étudié différentes associations possibles de modules photovoltaïques permettant de créer des modules de puissance exploitables pour des applications domestiques. Nous avons également montré l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec une fonction MPPT entre le GPV et la charge afin d'optimiser en permanence la puissance produite.

Pour améliorer le rendement des systèmes photovoltaïques d'importants progrès ont été réalisés dans les matériaux semi-conducteurs des cellules. L'amélioration du rendement de tous les autres éléments du système PV est aussi importante. Plusieurs topologies de systèmes PV sont proposées.

Une nouvelle option pour améliorer le rendement de tels systèmes est l'utilisation d'un micro convertisseur pour chaque module séparément. Au lieu d'utiliser un seul convertisseur de plus grande puissance pour tout le générateur PV (système PV classique).

Nous rappelons que l'objectif de ce mémoire est d'étudier et de simuler les différentes topologies de systèmes PV avec micro-convertisseurs. Nous avons donc simulé et comparé différentes structures de conversion et de gestion afin de trouver la plus à même à valoriser l'énergie produite par des ensembles modules.

Les premières simulations nous ont permis de comparer une architecture classique de deux branches montées en parallèle, chacune formée par deux modules associés en série, avec une architecture de gestion distribuée de ces deux modules. Les résultats ont montré un gain énergétique. Le rendement total des micro-convertisseurs en parallèle s'est avéré être le plus

élevé. Il est supérieur de 8 % par rapport au rendement des micro-convertisseurs en série, et d'environ 3% par rapport au rendement du convertisseur central. La discrétisation de la gestion de puissance a prouvé ici qu'elle pouvait améliorer significativement les performances de la chaîne de conversion.

Pour conclure, les résultats obtenus montrent que le système PV continu de fonctionner même en cas de panne sur l'un des micro-convertisseurs.

Chaque micro-convertisseur peut contrôler la conversion d'énergie de chaque module séparément ce qui engendre une amélioration de la conversion d'énergie globale de tout le système. Les problèmes d'ombrage, poussières, nuages et autres conditions climatiques sont considérés implicitement ici. Par ailleurs, ce système s'adapte aussi facilement aux variations de la charge, le câblage est simplifié donc le cout est réduit.

Les résultats de simulation ainsi obtenus montrent que la gestion de l'énergie est améliorée avec ces systèmes avec une optimisation du rendement de conversion énergétique pour chaque module donc du système global.

Comme perspective à ce travail, nous pensons en premier lieu à l'implémentation hardware de ces micro-convertisseurs. Chaque micro-convertisseur est constitué d'un étage de puissance, hacheur boost, et une commande électronique par microcontrôleur par exemple, le Piccolo de Texas instruments. En deuxième étape nous pensons à valider nos résultats sur un générateurs PV utilisant plusieurs de ces micro-convertisseurs réalisés.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Claux, P., Atlas solaire Français. PYC édition, 1982.
- [2] Protin, L., Astier, S., « Convertisseurs photovoltaïques », Technique de l'Ingénieur, Ref : D 3360, 1996.
- [3] www.techno-science.net.
- [4] Learreta, A., « Réalisation de commandes MPPT numériques », Rapport de Stage Projet Fin d'Etudes, Septembre 2006.
- [5] Royer, J., Djiako, T., Schiller, E., Sadasy, B. Le pompage photovoltaïque, Manuel de cours, Université d'Ottawa, Canada, 1998.
- [6] Protin, L., Astier, S., « Convertisseurs photovoltaïques ». Technique de l'ingénieur, traité génie électrique, pp 3-360, 1992.
- [7] Cid Pastor, A. « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques », Thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, septembre 2006.
- [8] Singer, S., Braunstein, A., « A general model of maximum power point tracking », Proceeding of MELECON'85 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, Madrid, Spain, pp. 147-151, 1985.
- [9] Singer, S., Braunstein, A., « A maximum power transfer from a nonlinear energy source to an arbitrary load », IEEE Proceeding, Pt G, pp. 1-7, 1987.
- [10] Leyva, R., Queinnec I., Alonso, C., Cid-Pastor, A. , Lagrange D. and Martinez Salamero L. « MPPT of photovoltaic systems using extremum seeking control » IEEE Trans. on Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, Jan 2006, Vol. 42, No, 1, pp 249-258,
- [11] Cid Pastor, A., « Etude de l'intégrabilité d'une loi de Commande MPPT pour Générateurs Photovoltaïques », Stage effectué au Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes, Juin 2003.
- [12] Vechiu, I., « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome », Thèse de Doctorat, Université du HAVRE, 2005.
- [13] Van der merwe, L., Van der merwe, J., « maximum power point tracking-Implementation strategies », Johannesburg, South Africa, IEEE, 1998.
- [14] Yuvarajan, S., « New current control based MPPT technique for single stage grid connected PV systems », Journal of power sources 135, 2004.

- [15] Kobayashi, K., Takano, I., Sawada, Y., « A study of a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions », August 2006.
- [16] Johan, H., Enslin, R., « Integrated Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Converter », IEEE transactions on industrial electronics, VOL. 44, NO. 6, December 1997.
- [17] Chen, W., « Evaluation of performance of MPPT devices in PV systems with storage batteries », Renewable Energy 32, 2007.
- [18] Knopf. H., « Analysis, simulation, and evaluation of maximum power point tracking (MPPT) methods for a solar powered vehicle». Master thesis, Portland State University 1999.
- [19] Charles, R., Sullivan and Matthew J. Powers. « High-efficiency maximum power point tracker for photovoltaic arrays in a solar-powered race vehicle », In Proceedings of the 1993 IEEE 24th Annual Power Electronics Specialists Conference, PESC Record – IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference, pp 574-580, Seattle, WA, USA, June 1993.
- [20] Neil, S., Luiz, A., Lopes, C., « Peak current control based maximum power point trackers for faster transient responses », Concordia University, Ottawa, May 2006.
- [21] Jain, S., Agarwal, V., « New current control based MPPT technique for single stage grid connected PV systems », Energy Conversion and Management 48, 2007.
- [22] Tafticht, T., Agbossou, K., « Développement d'une méthode MPPT pour les systèmes photovoltaïques », Senior Member, IEEE, 2004.
- [23] Tafticht, T., Agbossou, K., « An improved maximum power point tracking method for photovoltaic systems », Renewable Energy 33, 2008.
- [24] Yan, Z., Fei, L., Jinjun, Y., Shanx, D., « Study on Realizing MPPT by Improved Incremental Conductance Method with Variable Step-size », Huazhong University of Science and Technology, Wuahn 430074, Hubei province, China, IEEE, 2008.
- [25] Liu, F., Duan, S., Liu, F., Liu, B., « A variable step size INC MPPT method for PV systems », IEEE transactions on industrial electronics, VOL. 55, NO. 7, July 2008.
- [26] Jérôme, F., Enseignant Chercheur en Électrotechnique, « Chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque, Commande MPPT », La Revue 3EI n° 43 – Décembre 2005 ESIEE-Amiens 14 Quai de la Somme – BP 100 – 80 082 Amiens CEDEX 2.

- [27] Firas, M., Sharaif; Alonso, C., Martinez, A., «A simple and robust maximum power point control (mppc) for ground photovoltaic generators », LAAS Report 00621 April 2000.
- [28] Valérie, P. , Marc, B. , « Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque », DAS/ENSICA- Toulouse.
- [29] Thameur, O. , « Application des algorithmes génétiques dans la commande des hacheurs MPPT», Magister, ENP, Algérie, 2006.
- [30] Demaya, B. , « Commande floue des systèmes à dynamiques complexes- Application à la commande d'un moteur thermique », Thèse de Docteur LAAS Toulouse, 17 Octobre 1994.
- [31] Cours d'Electronique de Puissance, IUT GEII – 2ième année – Option EEP, 2004/2005.
- [32] www.lei.ucl.ac.be/matagne/SOLAIRE/SEM04/S04P10.html.
- [33] Application report, «Understanding buck power stage in SMPS», Texas Instruments, SLVA059, March 1999.
- [34] Knopf, H., « Analyses, Simulation, and Evaluation of maximum power point tracking (MPPT) methods for a solar powered vehicle », Master of Science in Electrical Engineering Portland State University, 1999.
- [35] http://fr.wikipedia.org/wiki/Image:Buck_chronogram.svg
- [36] Application report, «Understanding boost power stage in SMPS », Texas Instruments, SLVA059, March 1999.
- [37] http://fr.wikipedia.org/wiki/Image:Boost_chronogram_fr.svg
- [38] http://fr.wikipedia.org/wiki/Image:Buckboost_chronogram.svg
- [39] Vassallo, J., Clare, C., Wheeler, P .W., «A Multilevel Power Conversion Scheme for Non-Isolated DC Sources. », 35th annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC'04, Aachen, Germany, 20-25 June 2004, Vol.5, pages 3534-3540.
- [40] Xu, H., Qiao, E., Guo, X., Wen, X., Kong, L., «Analysis and Design of High Power Interleaved Boost Converters for Fuel Cell Distributed Generation System », 36th annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC'05, Recife, Brazil, 12-16 June 2005, pages 140-145.
- [41] Brey, J., Castro, A., Moreno, E., Bordallo, C.R.; Arco, M.; Sánchez, J.; «Advanced Power Electronics for a 10 KW DC/DC Boost Converter in a PEMFC System. » Fuel cell seminar 04, San Antonio, Texas, USA, 1-5 Nov.2004.

- [42] Geoffrey, R., Walker and Paul, C., Sernia – Cascaded DC–DC Converter Connection of Photovoltaic Modules IEEE transactions on power electronics, vol. 19, no. 4, July 2004.
- [43] Akihiro, O., « design and simulation of photovoltaic water pumping system », Master of Science in Electrical Engineering, California Polytechnic State University San Luis Obispo, September, 2005.
- [44] Enrique, J.M., « A new Application of the Coupled-Inductors SEPIC Converter to obtain I-V and P-V Curves of Photovoltaic Modules », Solar Energy, 2005.
- [45] Enrique, J.M., « Theoretical assessment of the maximum power point tracking efficiency of photovoltaic facilities with different converter topologies », Solar Energy 81, 2007.
- [46] Herrman, W., Wiesner, W., Vaaben, W., « Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes », 26th PVSC, Sept. 30 – Oct. 1997, Anaheim, CA.
- [47] Haeberlin, H., Borgne, L., Kaempfre, M and Zwahlen, U., «New Tests at Grid-Connected PV Inverters: Overview over Test Results and Measured Values of Total Efficiency η_{tot} », 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany, Sept. 2006.
- [48] Haeberlin, H., Borgne, L., Kaempfre, M and Zwahlen, U., « Total Efficiency η_{TOT} – A New Quantity for Better Characterisation of Grid-Connected PV Inverters » 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, June 2005.
- [49] Schmid, J., Kleinkauf, W., « New trends in Photovoltaic Systems Technology», 14th EPVSEC, pp. 1337-1339, 1997.
- [50] Enterprise CIMA Technologie « Instrumentation, Capteurs et Station Météorologiques » disponible sur : <http://www.cima-meteo.com/>
- [51] Shraif, M.F., « Optimisation et mesure de chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique », Thèse Université Paul Sabatier, 2002.
- [52] Alonso, C., Shraif, M. F., Martinez, A., Brevet CNRS, US 2005099166, «Power converter control for automatic maximum power point tracking».
- [53] Salameh, Z., «Step-up maximum power point tracker for photovoltaic arrays», Proc. of the 1998 annual meeting of the American Solar Energy Society, Cambridge, USA, june 1998, pp 409-414.

- [54] Sabry, M., Ahmed, E., Ghitas ; « Effect of edge shading on the performance of silicon solar cell », *Vacuum*, Volume 80, Issue 5, 26 January 2006, Pages 444-450
- [55] Kobayashi, S., Iino, T., Kobayashi, H., Yamada, K., Yachi, T., « Degradation of Output Characteristics of a Small Photovoltaic Module Due to Dirt Spots », *Telecommunications Conference, 2005. INTELEC '05. Twenty-Seventh International Sept. 2005* Page(s):435 – 439
- [56] Pavan, A.M., Castellan, S., Quaia, S., Roitti, S., Sulligoi, G., « Power Electronic Conditioning Systems for Industrial Photovoltaic Fields: Centralized or String Inverters? » *Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on 21-23 May 2007* Page(s):208 – 214
- [57] James, P.A.B., Bahaj, A.S., Braid, R.M., « PV array <5 kWp + single inverter = grid connected PV system: Are multiple inverter alternatives economic? » *Solar Energy*, Volume 80, Issue9, September2006, Pages 1179-1188.
- [58] Meza, C., Biel, D., Negroni, J.J., Guinjoan, F., « Considerations on the control design of DC-link based inverters in grid-connected photovoltaic systems »; *Circuits and Systems, 2006. ISCAS 2006. Proceedings. 2006 IEEE International Symposium on, 21-24 May 2006* Page(s):4 pp.
- [59] Woyte, A., Nijs, J., Belmans, R., « Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results » ; *Solar Energy*, Volume 74, Issue 3, March 2003, Pages 217-233.
- [60] Femia, M., Lisi, G., Petrone, G., Spagnuolo G., Vitelli M., « Analysis of photovoltaic systems with distributed maximum power point tracking », *ISIE 08, Cambridge 2008*.
- [61] Di Santo, M., Vaccaro, A., Villacci, D., Zimeo, E., «A distributed architecture for online power systems security analysis »; *IEEE Transactions* Volume 51, Dec. 2004 Page(s):1238 -1248 Digital Object Identifier 10.1109/TIE.2004.837862.