

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

**THÈSE PRÉSENTÉE À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES**

**COMME EXIGENCE PARTIELLE DU DOCTORAT
EN GÉNIE ÉLECTRIQUE**

**PAR
TAHAR TAFTICHT**

**ANALYSE ET COMMANDE D'UN SYSTÈME HYBRIDE
PHOTOVOLTAIQUE ÉOLIEN**

DÉCEMBRE 2006

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

Remerciements

Les travaux présentés dans ce mémoire ont été effectués à l’Institut de Recherche sur l’Hydrogène de l’Université du Québec à Trois-Rivières. Je remercie Messieurs Tapan BOSE et Richard CHAHINE, l’ancien et le nouveau Directeur de l’Institut de Recherche sur l’Hydrogène, de m’avoir accueilli dans leur Institut.

Je remercie M. Kodjo AGBOSSOU, Professeur au département de génie électrique et de génie informatique, d’avoir accepté la direction scientifique de ces travaux de recherche. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, sa compétence multidisciplinaire, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines.

Je remercie également M. Ahmed CHÉRITI, Professeur au département de génie électrique et de génie informatique, pour avoir accepté la lourde tâche de codiriger ma thèse, de m’avoir guidé dans les méandres de l’électronique de puissance, pour sa gentillesse et de son aide précieuses.

Je remercie tous les membres du jury pour l’intérêt qu’ils ont porté à mes travaux :

M. Yves DUBÉ, Professeur à l’Université du Québec à Trois-Rivières, pour m’avoir fait l’honneur de présider le jury de thèse.

M. Mohsen GHRIBI, Professeur à l’Université de Moncton (Nouveau-Brunswick), pour sa participation au jury et pour l’intérêt qu’il a montré pour mes travaux.

M. Rachid LAOUAMER, Chef de projet à Synapse Électronique inc.(Québec), pour sa participation au jury et pour le regard industriel qu’il a porté sur ce travail.

Merci à M. Mamadou Lamine DOUMBIA, Professeur à l’Université du Québec à Trois-Rivières pour la collaboration dans ce travail, sa gentillesse, sa disponibilité et son aide précieuse. Merci à M. Adel Omar DAHMANE, Professeur à l’Université du Québec à Trois-Rivières pour sa gentillesse et sa bonne humeur et son aide précieuse.

Je remercie tout le personnel de l’Institut de Recherche sur l’Hydrogène de l’Université du Québec à Trois-Rivières pour la passion, le dynamisme et l’enthousiasme dans le travail de recherche et en particulier le Docteur Ahmed HOURRI, pour sa gentillesse, sa bonne humeur, ses conseils et ses encouragements.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à l’ensemble de l’équipe d’énergies renouvelables: A. BILODEAU, M. ROBITAILLE, N. HASSANALY et V. D. TRAN KHANH pour leurs compétences, leur disponibilité et leur gentillesse.

Mes remerciements vont aussi aux membres de ma communauté et plus particulièrement à : Mustapha SGHIER, Mohamed RAHMOUNI, Abdelhalim SANDALI, adil ANOUAR, Zine El Abidine SOUDANI, Lamri LAOUAMER, Houmadi BENAMAR, Yahya MOHAMMEDI, Messaoud AHMED OUAMEUR et Fouad MOKHTARI.

Merci à toutes les personnes que je n’ai pas citées et qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail. Merci pour leur sympathie et simplement pour le plaisir que j’ai eu à les côtoyer quotidiennement.

Je voudrais remercier tout particulièrement mes parents et mes beaux parents ainsi que tous les membres de ma famille de leur soutien et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Merci à mes filles Narimane, Nesrine et Chiraz la joie de ma vie de m’avoir accompagné et de m’avoir supporté dans ce travail.

Je terminerai en réservant une place toute particulière à mon épouse Yamina qui, par sa patience et son appui de chaque instant m’a grandement facilité l’accomplissement de ce travail.

Résumé

L'utilisation des énergies renouvelables pour la production de l'énergie est une option énergétique prometteuse qui répond à la demande croissante en énergie dans le monde, avec des avantages comme l'abondance, l'absence de toute pollution et la disponibilité en plusieurs points du globe terrestre. Cependant le rendement énergétique de la chaîne de conversion de ces énergies est relativement bas. Ceci constitue un problème pour les concepteurs qui se trouvent confrontés à développer des dispositifs MPPT (maximum power point tracking) robustes et fiables en vue d'obtenir un rendement énergétique maximal, utilisée sur une large plage d'applications.

L'objectif de cette thèse est d'apporter une contribution scientifique au domaine des énergies renouvelables. Cette contribution vise deux domaines (i) le développement d'une méthode MPPT pour le transfert optimal de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques ; (ii) l'application du principe MPPT au générateur éolien.

Les contributions scientifiques apportées dans cette thèse sont

- une nouvelle méthode MPPT basée sur une approche non linéaire pour l'estimation de la référence du point de fonctionnement optimal des modules photovoltaïques.
- Le développement de nouveaux algorithmes MPPT pour l'optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques.
- Proposition d'une nouvelle approche d'optimisation du transfert d'énergie dans les sources éoliennes.
- Conceptions de convertisseurs MPPT pour les sources photovoltaïques et éoliennes.

Les résultats apportés par la thèse démontrent la pertinence de l'optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes d'énergies renouvelables. Ces résultats démontrent également que l'utilisation des convertisseurs d'électronique de puissance améliore grandement le rendement global des systèmes de production d'énergies renouvelables.

Table des Matières

Remerciements.....	i
Résumé.....	iii
Table des Matières.....	iv
Liste des figures.....	viii
Liste des symboles.....	xiii

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION GENERALE

1.1. Introduction.....	1
1.2. Domaine de recherche.....	4
1.3. Problématique de recherche.....	8
1.3.1. Problématique des systèmes hybride PV- éolien.....	8
1.3.1.1. Système PV.....	8
1.3.1.2. Système éolien.....	9
1.3.2. Problème de la régularisation de l'énergie fournie.....	10
1.4. Objectifs.....	11
1.5. Méthodologie.....	11
1.6. Contributions scientifique	12
1.7. Structure de la thèse	13

CHAPITRE 2 : LES GÉNÉRATEURS PHOTOVOLTAIQUES

2.1. Introduction.....	15
2.2. Principe de la conversion PV.....	15
2.3. Modélisation des générateurs PV.....	18
2.4. Influences des paramètres externes.....	20
2.4.1. Courant de court-circuit	20
2.4.2. Tension de circuit ouvert.....	21
2.4.3. Puissance optimale.....	21
2.5. Influences de l'éclairement.....	21
2.6. Influences de la température.....	22

2.7. Association de cellules PV.....	23
2.8. Systèmes photovoltaïques.....	26
2.9. Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques.....	27
2.9.1. Avantages.....	27
2.9.2. Inconvénients.....	28
2.10. Le système de régulation de charge.....	28
2.11. Optimisation du couplage entre le générateur PV et la charge.....	29
2.11.1. Charge adaptée.....	30
2.11.2. Calcul de la géométrie optimale du champ PV.....	31
2.11.3. Couplage avec convertisseur MPPT.....	32
2.12. Conclusion.....	33

CHAPTER 3 : DÉVELOPPEMENT D'UNE APPROCHE MPPT NON LIÉAIRE

3.1. Introduction.....	34
3.2. Méthodes usuelles de MPPT.....	34
3.2.1. Méthode se basant sur des tables des caractéristiques.....	35
3.2.2. Méthode de la référence fixe.....	35
3.2.3. Méthode se basant sur la modélisation de la tension du circuit ouvert.....	37
3.2.4. Méthode se basant sur la modélisation du courant de court-circuit.....	37
3.2.5. Méthode de calcul de la drivée de la puissance.....	39
3.2.6. Algorithme d'incrémentation de la conductance.....	39
3.2.7. Algorithme de perturbation et observation (P&O)	41
3.3. Développement d'approche non linéaire de la méthode MPPT	41
3.4. Simulation de la méthode basée sur l'approche non linéaire.....	44
3.5. Validation de la méthode proposée.....	46
3.6. Conclusion.....	48

CHAPITRE 4 : IMPLÉMENTATION ET EXPÉRIMENTATION DE LA MÉTHODE MPPT PROPOSÉE

4.1. Introduction.....	50
4.2. Conception du convertisseur MPPT pour PV.....	50
4.2.1. Mode de conduction continue.....	53

4.2.2. Conditions aux limites entre conductions continue - discontinue.....	55
4.2.3. Mode de conduction discontinue.....	56
4.2.4. Mode de conduction discontinue à tension de sortie constante.....	59
4.3. Analyse de la convergence du point de puissance maximale.....	60
4.4. Réalisation du convertisseur MPPT.....	65
4.4.1. Circuit de puissance.....	65
4.4.2. Circuit de commande.....	66
4.4.3. Mesure du courant et de la tension.....	66
4.5. Implémentation des algorithmes MPPT développés.....	67
4.5.1. Implémentation de l'algorithme de la méthode P&O.....	68
4.5.2. Implémentation de l'algorithme basé sur l'approche non linéaire.....	69
4.5.3. Implémentation de l'algorithme de la méthode perturbation et observation combiné à l'approche non linéaire.....	70
4.6. Discussions et conclusion.....	74

CHAPITRE 5 : CHAINE DE CONVERSION ÉOLIENNE

5.1. Introduction.....	75
5.2. Énergie éolienne.....	75
5.3. Caractéristique des turbines éoliennes.....	76
5.3.1. Turbines à axe vertical.....	77
5.3.2. Turbines à axe horizontal.....	78
5.4. Chaîne de conversion éolienne.....	80
5.4.1. Systèmes couplés au réseau alternatif.....	83
5.4.1.1. Génératerices asynchrones à cage.....	84
5.4.1.2. Génératerices asynchrones à rotor bobiné.....	85
5.4.1.3. Génératerices synchrones.....	87
5.4.2. Systèmes couplés à des batteries électrochimiques ou à un bus continu.....	89
5.5. Transfert optimal d'énergie dans les systèmes de conversion éolienne.....	90
5.5.1. La commande TSR.....	93
5.5.2. La commande PSF.....	93
5.6. Conclusion.....	94

CHAPITRE 6 : MODÉLISATION DE LA CHAINE DE CONVERSION ÉOLIENNE

6.1. Introduction.....	96
6.2. Modèle de la turbine éolienne.....	96
6.3. Modélisation de la chaîne de conversion éolienne.....	100
6.3.1. Générateur synchrone.....	101
6.3.2. Limitations du fonctionnement dans un circuit de puissance non commandé.	103
6.4. Influence du bus DC sur la limitation de la régulation à puissance optimale.....	105
6.4.1. Tension du bus DC constante.....	106
6.4.2. Tension du bus DC variable.....	107
6.5. Conclusion.....	109

CHAPITRE 7 : OPTIMISATION DU TRANSFERT D'ÉNERGIE DANS LA CHAÎNE DE CONVERSION ÉOLIENNE

7.1. Introduction.....	110
7.2. Étude d'un convertisseur MPPT pour l'éolienne	110
7.2.1. Mode de conduction continue.....	112
7.2.2. Conditions aux limites entre conductions continue - discontinue.....	113
7.2.3. Mode de conduction discontinue.....	115
7.3. Relations entre les paramètres de commande.....	117
7.4. Réalisation du convertisseur MPPT pour l'éolienne.....	126
7.5. Méthode proposée de la commande du système éolien.....	128
7.6. Validation de la méthode proposée.....	132
7.7. Conclusion.....	134

CHAPITRE 8 : CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....	136
---	------------

BIBLIOGRAPHIE.....	140
ANNEXES.....	149

Liste des Figures

Figure.1.1: Schéma bloc global du banc d'essai du système à énergie renouvelable	6
Figure.1.2: Bilan de puissance du système d'énergie renouvelable	7
Figure.1.3: Énergie éolienne récupérable	9
Figure.1.4: Énergie solaire et éolienne d'une journée typique pour les quatre saisons	10
Figure.1.5: Énergie moyenne mensuelle solaire et éolienne	10
Figure.2.1: Niveaux énergétiques dans un semi-conducteur	16
Figure.2.2 : Courant obtenu suite au dopage	17
Figure.2.3: Schéma électrique équivalent d'un module PV	19
Figure.2.4: Caractéristique (I-V) d'un module PV	20
Figure.2.5: Caractéristique (P-V) d'un module PV	20
Figure.2.6: Caractéristique I-V en fonction de l'éclairement	22
Figure.2.7: Caractéristique P-V en fonction de l'éclairement	22
Figure.2.8: Caractéristique I-V en fonction de la température	23
Figure.2.9: Caractéristique P-V en fonction de la température	23
Figure.2.10 : Association parallèle des cellules photovoltaïques	24
Figure.2.11: Association série des cellules photovoltaïques	24
Figure.2.12: Association série- parallèle des cellules photovoltaïques	25
Figure.2.13: Structure générale d'un système photovoltaïque réel	27
Figure.2.14: Schéma général d'un système de régulation de charge	29
Figure.2.15 : Variation du point de fonctionnement optimal en fonction de la température et de l'éclairement	30
Figure.2.16: Caractéristique P-V d'une charge adaptée	30
Figure.2.17: Configurations des associations série parallèle des modules PV	31
Figure.2.18: Groupement série parallèle des modules photovoltaïques	32
Figure.2.19: Principe du couplage par convertisseur MPPT	33
Figure.3.1: Principe de la méthode de référence fixe	36
Figure.3.2: Variation de la tension optimale en fonction de V_{co} pour différentes températures et différents éclairages	38

Figure.3.3: Variation du courant optimal en fonction de I_{cc} pour différentes températures et différents éclairements	39
Figure.3.4: Zones de fonctionnement d'un système PV	40
Figure.3.5: Algorithme de perturbation et observation	42
Figure.3.6: Algorithme de la méthode basée sur l'approche non linéaire	45
Figure.3.7: Poursuite de la puissance maximale pour différents cas de perturbations	46
Figure.3.8: Comparaison de la méthode P&O avec et sans estimation de la référence initiale	47
Figure.3.9. Comparaison de la puissance PV pour la méthode proposée et la méthode classique en fonction de l'éclairement	48
Figure.3.10: Efficacité de la poursuite pour la méthode proposée et la méthode classique en fonction de l'éclairement	48
Figure.4.1: Schéma synoptique d'un convertisseur MPPT	51
Figure.4.2: Convertisseur dévolteur	52
Figure.4.3: Circuits équivalents du convertisseur dévolteur	53
Figure.4.4: Les points de fonctionnement du système PV en fonction de la charge	55
Figure.4.5: Courant dans l'inductance à la limite de conduction continue	55
Figure.4.6 : Convertisseur dévolteur en conduction discontinue	56
Figure.4.7 : Courbes caractéristiques du convertisseur en maintenant $V_o=constante$	60
Figure.4.8: Variation du point de puissance maximale en fonction des conditions météorologiques	61
Figure.4.9: Déplacement probable du point de fonctionnement	61
Figure.4.10: Les différents cas du déplacement du point de fonctionnement	63
Figure.4.11 : Schéma de la partie puissance du convertisseur MPPT	65
Figure.4.12 Montage partie commande du convertisseur MPPT	66
Figure.4.13: Utilisation d'une entrée analogique d'un microcontrôleur	67
Figure.4.14: Synoptique de l'implémentation des algorithmes MPPT développés	68
Figure.15: Résultats expérimentaux de la méthode P&O	69
Figure.4.16: Résultats expérimentaux de la méthode basée sur l'approche non linéaire	70
Figure. 4.17: Algorithme de la méthode P&O avec la mesure initiale de la référence	71
Figure. 4.18: Algorithme de la méthode P&O avec la mesure cyclique de la référence	72

Figure. 4.19: Résultats expérimentaux de la méthode P&O avec la mesure initiale de la référence	73
Figure. 4.20: Résultats expérimentaux de la méthode P&O avec la mesure cyclique de la référence	73
Figure.5.1: Différent types de turbines éoliennes	77
Figure.5.2: Coefficient de puissance en fonction de la vitesse de rotation	78
Figure.5.3: Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent	79
Figure.5.4: Limitation de puissance éolienne	81
Figure.5.5: Structure d'une chaîne de conversion éolienne	82
Figure.5.6: Système éolien basée sur la machine asynchrone à deux vitesses de rotation	85
Figure.5.7: Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable	85
Figure.5.8: Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage	85
Figure.5.9: Système éolien basé sur la machine asynchrone à rotor bobiné – variation de la vitesse de rotation par réglage de la résistance du rotor	86
Figure.5.10: Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation – régulation de la vitesse de rotation par chaîne rotor alimentation	87
Figure.5.11: Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents	88
Figure.5.12: Système basée sur la machine synchrone et redresseur à diodes	89
Figure.5.13: Système éolien débitant directement sur le bus continu	90
Figure.5.14: Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent	91
Figure.5.15: Système de transfert optimal de l'énergie d'une éolienne	92
Figure.5.16: Schéma bloc de la commande du TRS	93
Figure.5.17: Schéma bloc de la commande PSF	94
Figure.6.1: Turbine éolienne	97
Figure.6.2 : Caractéristiques $C_p(\lambda)$ pour différentes valeurs de l'angle β	98
Figure.6.3: Modèle de la turbine éolienne	98
Figure.6.4: Puissance de sortie en fonction de la vitesse de rotation pour $\beta = 0$	99
Figure.6.5: Puissance de sortie en fonction de la vitesse de rotation pour $V = 0$	100
Figure.6.6: Schéma de la chaîne de conversion éolienne installée à l'IRH	101
Figure.6.7: Schéma équivalent d'un enroulement du générateur	102

Figure.6.8 : Diagrammes de Fresnel d'un enroulement du générateur	102
Figure.6.9 : Tension composée et le courant de sortie du GSAP	104
Figure.6.10: Courant moyen de sortie du redresseur	104
Figure.6.11: Puissance générée par le GSAP en fonction de la vitesse de rotation	106
Figure.6.12 : Puissance générée par le GSAP en fonction de la vitesse de rotation pour différentes valeurs de V_{dc}	107
Figure.6.13 : Puissance générée par le GSAP en fonction de la tension du bus DC	108
Figure.6.14 : Puissance générée par le GSAP en fonction de la tension du bus DC pour différentes valeurs de la vitesse de rotation	108
Figure.7.1: Système éolien avec convertisseur MPPT	111
Figure.7.2: Schéma électrique de base du convertisseur abaisseur-élévateur	111
Figure.7.3: Convertisseur abaisseur-élévateur en mode de conduction continue	112
Figure.7.4: Convertisseur abaisseur-élévateur à la limite de conduction continue et discontinue	113
Figure.7.5 : Formes d'onde du hacheur en conduction discontinue	115
Figure.7.6: Caractéristiques du convertisseur abaisseur-élévateur $V_o=constante$	116
Figure.7.7: Schéma équivalent du générateur synchrone ramené du côté alternatif	117
Figure.7.8 : Connections du redresseur au générateur	118
Figure.7.9 : Connections du redresseur au bus DC via un convertisseur DC/DC	119
Figure.7.10 : Résultats obtenus pour les faibles vitesses du vent avec $V_{dc}= 20 \text{ V}$	120
Figure.7.11 : Résultats obtenus pour les faibles vitesses du vent avec $V_{dc}= 30 \text{ V}$	121
Figure.7.12 : Résultats obtenus pour les faibles vitesses du vent avec $V_{dc}= 50 \text{ V}$	121
Figure.7.13 : Résultats obtenus pour les vitesses du vent moyennes avec $V_{dc}=30 \text{ V}$	122
Figure.7.14 : Résultats obtenus pour les vitesses du vent moyennes avec $V_{dc} =50 \text{ V}$	122
Figure.7.15 : Résultats obtenus pour les vitesses du vent moyennes avec $V_{dc} =70 \text{ V}$	123
Figure.7.16 : Résultats obtenus pour les fortes vitesses du vent avec $V_{dc} =60 \text{ V}$	123
Figure.7.17 : Résultats obtenus pour les fortes vitesses du vent avec $V_{dc} =80 \text{ V}$	124
Figure.7.18 : Résultats obtenus pour les fortes vitesses du vent avec $V_{dc} =100 \text{ V}$	124
Figure.7.19 : Montage de la partie puissance du convertisseur	125
Figure .7.20 : Montage du circuit d'interface de l'IGBT	125
Figure.7.21 : Montage de la partie commande du convertisseur	126
Figure.7.22 : Tension aux bornes de l'IGBT du convertisseur	126

Figure.7.23 : Tension aux bornes de l'inductance du convertisseur	127
Figure.7.24 : Tension aux bornes de la diode du convertisseur	127
Figure.7.25 : Tension aux bornes de sortie du convertisseur	127
Figure.7.26: Diagramme général de commande de l'éolienne	129
Figure.7.27: Les deux régions I et II de la courbe $P = f(\Omega)$	130
Figure.7.28: Puissance fournie par l'éolienne pour la basse vitesse du vent sans la méthode de contrôle MPPT	132
Figure.7.29: Puissance fournie par l'éolienne pour la basse vitesse du vent avec la méthode de contrôle MPPT	133
Figure.7.30: Puissance fournie par l'éolienne pour les vitesses de vent élevées sans la méthode de contrôle MPPT	133
Figure.7.31: Puissance fournie par l'éolienne pour les vitesses de vent élevées avec la méthode de contrôle MPPT	134

Liste des symboles

- C_p : Coefficient aérodynamique de puissance d'une turbine éolienne
- D : Rapport cyclique
- E : Force électromotrice de la génératrice éolienne (V)
- f : Fréquence électrique (Hz)
- I : Courant efficace dans une phase (A)
- I_{bat} : Courant dans la batterie (A)
- I_{cc} : Courant de court circuit d'une photopile (A)
- i_{cc}^* : Courant de court-circuit de référence à T= 25°C et G = 1kW/m²
- I_d : Courant de la diode à l'obscurité
- I_o : Courant de saturation inverse de la diode
- I_d : Courant de polarisation de la jonction PN pour un groupe de panneaux (A)
- I_{dc} : Courant dans le bus DC (A)
- I_L : Photocourant d'un groupe de panneaux (A)
- I_{PV} : Courant d'un groupe de panneaux (A)
- G* : Ensoleillement de référence (W/m²)
- G : Éclairement, Ensoleillement dans le plan d'un panneau ou d'une photopile (W/m²)
- K_B : Constante de Boltzmann (J/°K)
- L_g : Inductance propre de la génératrice éolienne (H)
- M : Rapport de transformation du transformateur
- n : Facteur d'idéalité de la diode
- n_p : Nombre de cellules associées en parallèles
- n_s : Nombre de cellules associées en séries
- p : Nombre de paire de pôle de la génératrice
- P_a : Puissance fournie par l'aérogénérateur (W)
- P_{er} : Puissance fournie par la pile à combustible (W)
- P_{esa} : Puissance fournie par les panneaux solaires (W)
- P_{ess} : Puissance fournie par le système de stockage (batteries) (W)

- P_g : Puissance électrique en sortie de la génératrice (W)
 P_m : Puissance mécanique en entrée de la chaîne de conversion électrique éolienne (W)
 P_{max} : Puissance maximale fournie la génératrice (W)
 P_n : Puissance nominale d'une turbine éolienne (W)
 P_{op} : Puissance maximale fournie par un groupe de panneaux (W)
 P_{PV} : Puissance électrique fournie par la chaîne de conversion photovoltaïque (W)
 P_{sr} : Puissance transmise à l'électrolyseur (W)
 P_{sss} : Puissance transmise au système de stockage d'énergie (batteries) (W)
 P_{ul} : Puissance consommée par l'utilisateur DC (W)
 P_{ula} : Puissance consommée par l'utilisateur AC (W)
 P_v : Puissance du vent (W)
 q : Charge élémentaire (C)
 r : Rayon de la turbine éolienne (m)
 R_s : Résistance série (Ω)
 R_p : Résistance parallèle (Ω)
 R_L représente la charge électrique (Ω)
 R_g : Résistance d'une phase de l'ensemble alternateur (Ω)
 T : Température ambiante ($^{\circ}\text{C}$)
 T_j : Température des panneaux photovoltaïques ($^{\circ}\text{C}$)
 T^* : Température de référence ($^{\circ}\text{C}$)
 U_{12} : Tension entre phases de la génératrice éolienne (V)
 v : Vitesse du vent (m/s)
 V_{bat} : Tension aux bornes de la batterie (V)
 V_{co} : Tension en circuit ouvert aux bornes d'une photopile (V)
 V_{co}^* : Tension en circuit ouvert à $T = 25^{\circ}\text{C}$ et $G = 1\text{kW/m}^2$
 v_D : Vitesse de vent à partir de laquelle l'éolienne commence à produire de l'énergie (m/s)
 V_{dc} : Tension du bus continu (V)
 v_M : Vitesse de vent maximale de fonctionnement de l'éolienne (m/s)
 v_n : Vitesse de vent nominale à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir la puissance nominale (m/s)
 V_{pv} : Tension aux bornes d'un groupe de panneaux (V)
 V_T : Potentiel thermodynamique

w : Pulsation électrique (rad/s)

λ : Vitesse spécifique ou normalisée d'une turbine éolienne

λ_{opt} : Vitesse spécifique optimale maximisant le coefficient de puissance d'une turbine éolienne

ρ : Masse volumique de l'air (g/m³)

α_1 : Coefficient du courant PV (A/°C)

α_2 : Coefficient de tension PV (V/°C)

Ω : Vitesse de rotation de la turbine éolienne (tr/min)

Ω_0 : Vitesse de rotation à partir de laquelle la génératrice commence à fournir de la puissance (tr/min)

η : Efficacité de poursuite du point de puissance maximale

η_{cellule} : Rendement des cellules solaires

$\eta_{\text{connexion}}$: Rendement des connections des cellules solaires

η_{encap} : Rendement d'encapsulation des cellules solaires

η_{diode} : Rendement de la diode anti-retour

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION GENERALE

1.1. Introduction

Ce travail a été effectué à l'Institut de Recherche sur l'Hydrogène de l'Université du Québec à Trois-Rivières. Les thématiques de recherche de l'Institut de Recherche sur l'Hydrogène concernent l'intégration de l'hydrogène, ses applications ainsi que la recherche sur les sources de production de l'hydrogène.

Vue la demande croissante en énergie dans le monde, la limitation des ressources énergétiques dans les pays en voie de développement, l'augmentation du coût d'exploitation et de maintenance des énergies classiques, les conséquences environnementales des énergies classiques (protocole de Kyoto) et le regain d'intérêt pour l'utilisation des systèmes autonomes (réseaux locaux) de production électrique incitent à exploiter d'autres sources d'énergies pour la production de l'hydrogène. L'utilisation des énergies renouvelables pour la production de l'hydrogène est une option énergétique prometteuse qui répond à ces besoins, avec des avantages comme l'abondance, l'absence de toute pollution et la disponibilité en plusieurs points du globe terrestre.

Dans ce contexte, des recherches se font à l'Institut de Recherche sur l'hydrogène sur la production et l'utilisation de l'hydrogène à partir des énergies renouvelables. L'énergie produite par les modules photovoltaïques (PV) et l'éolienne alimente des charges résidentielles et l'excédent d'énergie est stocké sous forme d'hydrogène. Cependant le prix de cette énergie reste encore élevé et le rendement énergétique des installations est relativement bas. Pour qu'elle soit utilisée sur une large plage d'applications et pour satisfaire les contraintes économiques, la chaîne de conversion de ces énergies doit être robuste et fiable mais aussi elle doit présenter un haut rendement à bas coût. Pour cela, il

faut extraire le maximum de puissance de la source renouvelable. Ceci est possible si la source renouvelable travaille au maximum tout le temps. Or, le point de puissance maximum varie selon plusieurs paramètres comme l'irradiation solaire, la température et la nature de la charge pour le système PV, la vitesse du vent et la vitesse de rotation de la turbine pour l'éolienne. Ces types de variations sont aléatoires et très difficiles à contrôler efficacement.

Plusieurs travaux ont abordé le problème de la recherche du point de fonctionnement permettant de tirer le maximum d'énergie des modules PV en utilisant différentes méthodes MPPT (Maximum point power tracking). Cependant, la non linéarité de la caractéristique des modules PV et des éoliennes, leurs dépendances de la température, de l'ensoleillement et de la vitesse du vent et le niveau de dégradation de la caractéristique des sources renouvelables rendent l'implémentation de ces méthodes très complexe. Ces méthodes présentent aussi lors des variations des conditions météorologiques une mauvaise convergence ou une oscillation autour du point de puissance optimale dans les conditions normales de fonctionnement. Si le transfert de puissance entre les sources d'énergies renouvelables et la charge n'est pas optimal, l'efficacité globale du système sera grandement affectée. Les travaux de recherche se poursuivent encore pour rendre ces méthodes plus efficaces: c'est dans cette optique que s'inscrit une partie de notre sujet de recherche.

Notre but est la compréhension des différents phénomènes régissant le transfert de puissance entre les sources renouvelables et la charge pour ensuite en dégager des règles d'optimisation. Plusieurs travaux ont abordé le problème d'optimisation du fonctionnement des systèmes PV en utilisant différentes techniques MPPT. Présentement dans toutes ces techniques, la valeur de référence initiale du point de puissance optimale est fixée d'une

façon arbitraire sans aucune contraintes ou par une approximation de fonction linéaire. Une étude comparative des méthodes MPPT, nous a permis de développer une nouvelle méthode MPPT basée sur une approche non linéaire d'estimation de point de fonctionnement optimal. Cette méthode permet d'adapter la charge aux modules PV et de suivre le point de puissance maximale quelles que soient les variations des conditions météorologiques. Les résultats, obtenus par l'approche qu'on a proposée, ont montré que l'efficacité de poursuite du point puissance maximale est nettement meilleure que celles obtenues par les autres méthodes MPPT.

La seconde phase de notre travail concerne l'application de l'approche MPPT aux systèmes de production d'énergie éolienne. Le système de conversion d'énergie éolienne est composé de la turbine éolienne ayant une caractéristique qui lui est propre et dépend de paramètres de construction qui définissent son potentiel à prélever l'énergie de la masse d'air en mouvement. En choisissant judicieusement les paramètres (paramètres de machine et tension continue), un système à vitesse variable, à coût minimum et énergétiquement assez performant peut être obtenu. Pendant cette dernière décennie, les travaux de recherche publiés jusqu'à présent sur la commande à vitesse variable pour optimiser le transfert d'énergie dans les systèmes éoliens présentent une dépendance directe ou indirecte des caractéristiques de la l'éolienne. Cette dépendance entraîne d'une part des difficultés de mise en oeuvre de ces méthodes, et d'autre part un surcoût du système. Dans notre approche d'optimisation du transfert d'énergie éolienne inspirée des systèmes MPPT rencontrés en photovoltaïque, la méthode MPPT développée fait totalement abstraction la caractéristique de l'éolienne.

1.2. Domaine de recherche

L'optimisation globale du transfert énergétique des PV et éolienne nécessite une étude approfondie du système d'énergie renouvelable. Cette étude concerne la modélisation, l'analyse et la synthèse de la commande du système à énergie renouvelable développé à l'Institut de Recherche sur l'Hydrogène [1]. Le schéma bloc de ce système est présenté sur la figure (1.1), tandis que les spécifications techniques sur les différents composants sont résumées dans le tableau 1. Le système développé est constitué d'une éolienne de 10 kW, des panneaux solaires de 1 kW, un électrolyseur de 5 kW, un compresseur, un réservoir de stockage, une pile à combustible de 5 kW, un bus DC (48V), un convertisseur DC/AC (48 V - 120V/60 Hz), des interfaces de puissance et un ensemble de système de contrôle. Lorsque la demande en électricité des charges est moindre que la production de l'éolienne et des panneaux solaires, on envoie l'excédent à l'électrolyseur pour produire de l'hydrogène et ensuite l'emmagasiner. Lorsque la demande en énergie des charges dépasse l'énergie fournie par les sources renouvelables, on utilise alors la pile à combustible pour produire l'électricité à partir de l'hydrogène stocké.

L'hydrogène est perçu comme un vecteur énergétique dont l'utilisation engendre peu de sous-produits dangereux pour l'environnement. Dans un système à énergie renouvelable tel que celui mentionné plus haut, l'hydrogène est produit par un électrolyseur de type alcalin [1], alimenté par l'excès d'énergie en provenance des sources d'énergies renouvelables. Des travaux antérieurs ont montré qu'il est plus efficace de combiner les batteries pour le stockage de l'excédent énergétique à court terme et le stockage sous forme d'hydrogène à long terme [2,3]. L'Institut de Recherche sur l'Hydrogène reprend ce concept et propose de réduire considérablement la taille de ces batteries afin qu'elles puissent jouer convenablement leur rôle de tampon d'énergie [4,5]. L'aptitude de l'électrolyseur à pouvoir

bien fonctionner sous de fortes variations de courant de ses cellules a été démontrée [6]. Tout comme pour l'électrolyseur, des études faites sur la pile à combustible qui, dans notre cas, est du type PEM (Proton Exchange Membrane) [7], démontrent son aptitude à fonctionner avec une commutation de charge rapide [8]. Tout le processus de conversion d'hydrogène doit se dérouler de manière que la charge perçoive le moins possible de fluctuations à ses entrées.

TABLEAU 1: SPÉCIFICATIONS TECHNIQUES DU BANC D'ESSAI

Composant	Type	Puissance (kW)	Tension
PV	Golden Genesis GP	1	48
Éolienne	Bergy BWC	10	
Régulateur	Trace Engineering VCS-10		48
Électrolyseur alcalin	Stuart Energy Systems	5	26-48
Dévolteur	MLI multiphasé	5	26-48
Pile à Combustible	Ballard PGS-105B	5	24
Survolteur	MLI multiphasé	5	24/48
Onduleur	Trace Engineering SW5548	5	110 CA
Charge Programmable	California Instruments	0-5	110 CA
Capacité (kWh)			
Batteries	plomb - acide	10.5-55	48
Réservoir H ₂	10 bar, 3,8m ³	125	

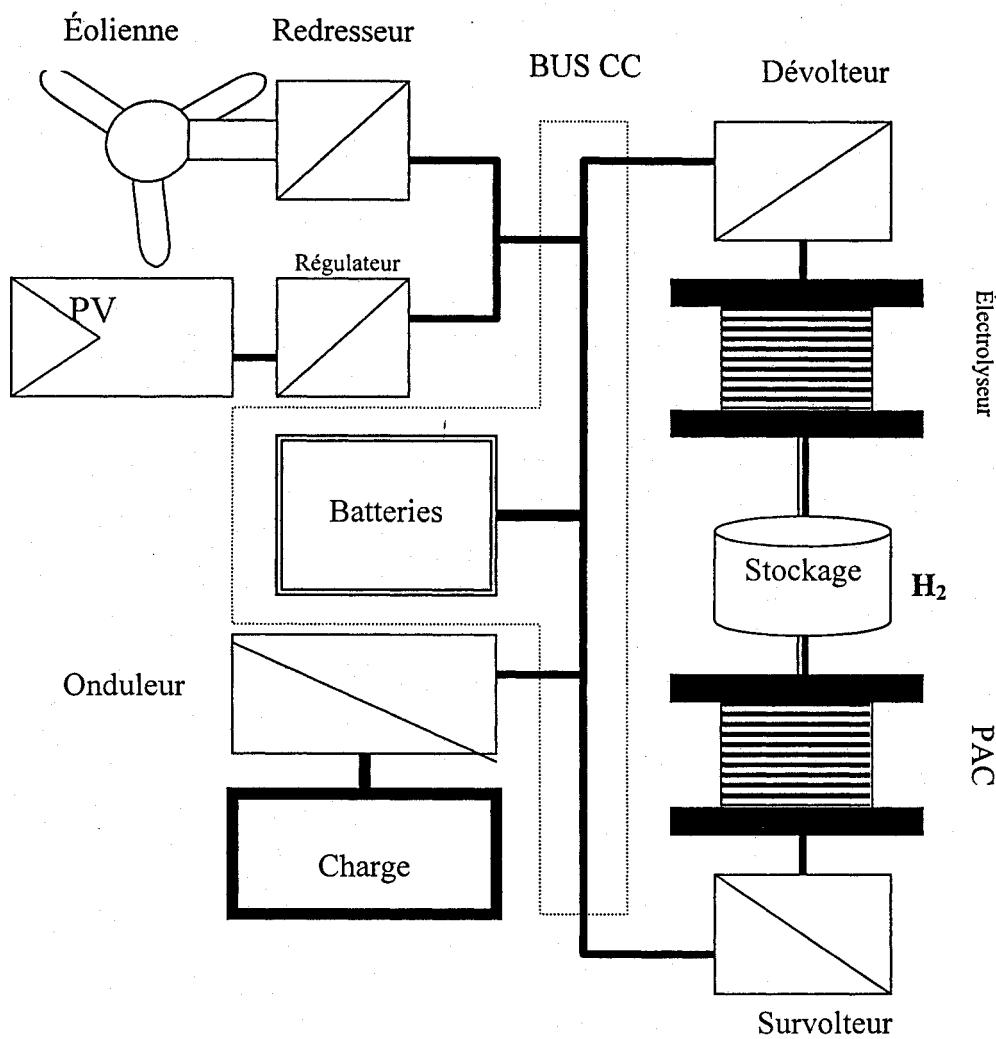


Fig.1.1: Schéma bloc global du banc d'essai du système à énergie renouvelable

La figure (1.2) donne le bilan des puissances du système de conversion d'énergie renouvelable dans le réseau d'un utilisateur local. Les puissances qui entrent dans le bus DC sont :

- P_a , puissance fournie par l'aérogénérateur
- P_{esa} , puissance fournie par les panneaux solaires
- P_{er} , puissance fournie par la pile à combustible
- P_{ess} , puissance fournie par le système de stockage (batteries)

Les puissances qui sortent du bus DC sont :

- P_{ul} , puissance consommée par l'utilisateur DC
- P_{ula} , puissance consommée par l'utilisateur AC
- P_{sss} , puissance transmise au système de stockage d'énergie (batteries)
- P_{sr} , puissance transmise à l'électrolyseur

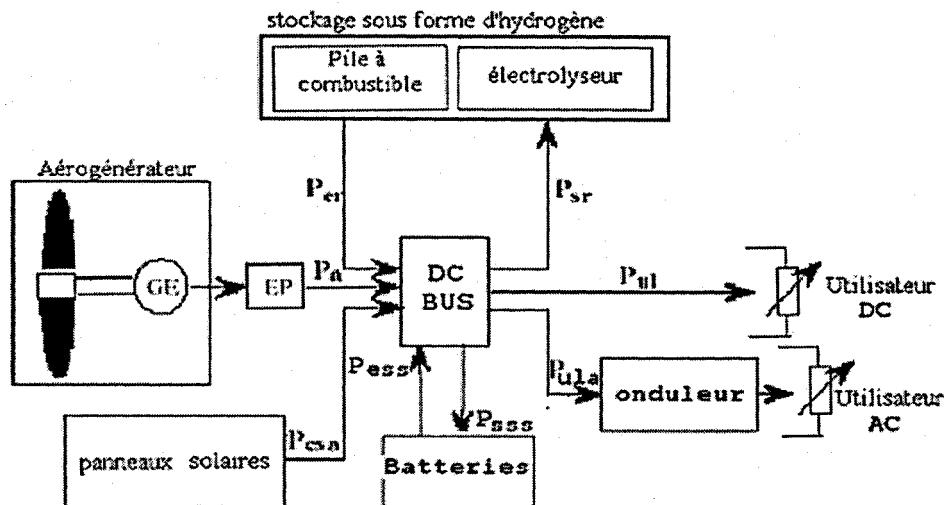


Fig.1.2: Bilan des puissances du système d'énergie renouvelable.

Le banc de batteries est utilisé pour stabiliser le système et servir de "stockage tampon d'énergie". Ainsi les demandes ponctuelles de forte puissance sont soutenues par les batteries. Les batteries et le nœud physique d'interconnexion (VCS10) de tous les composants du système à énergie renouvelable constituent le bus à courant continu (bus DC). L'interconnexion de tous ces éléments sur le bus DC pose deux types de problèmes: l'adaptation des niveaux de tension [9] et la maximisation du transfert de puissance entre les différents composants [10-16]. Nous nous attarderons sur ces problèmes dans les prochains chapitres.

1.3. Problématique de recherche des systèmes hybride PV- éolien

1.3.1. Système PV

Le rendement (η_{module}) du module PV est le rendement des cellules PV diminué par les pertes dues aux connexions des cellules entre elles, à la transparence des matériaux d'encapsulation, et éventuellement à la chute de tension dans la diode « anti-retour » lorsqu'il faut protéger la batterie d'une éventuelle décharge.

$$\eta_{\text{module}} = \eta_{\text{cellule}} \times \eta_{\text{connexion}} \times \eta_{\text{encap}} \times \eta_{\text{diode}}$$

Où η_{cellule} = rendement des cellules solaires (en pratique $\eta_{\text{cellule}} = 0.125$)

$\eta_{\text{connexion}}$ = rendement des connections (en pratique $\eta_{\text{connexion}} = 0.99$)

η_{encap} = rendement d'encapsulation (en pratique $\eta_{\text{encap}} = 0.97$)

η_{diode} = rendement de la diode anti-retour (en pratique $\eta_{\text{diode}} = 0.96$)

$$\eta_{\text{module}} = 0.125 \times 0.99 \times 0.97 \times 0.96 = 11.52 \%$$

Pratiquement l'énergie solaire récupérable ne dépasse pas 40 à 65 % de la valeur maximale du rendement de la conversion [17]. Le rendement global défini comme le rapport de l'énergie électrique produite et de l'énergie lumineuse incidente, pouvant atteindre 30% en laboratoire, varie en pratique de 10 à 15 % selon le type de cellule. Sa limite théorique est liée au principe même de génération du photocourant puisque seuls y participent les photons absorbés d'énergie supérieure ou égale à la largeur de la bande interdite. On peut cependant l'optimiser en réalisant des cellules à jonctions multiples dont le rendement peut atteindre 37%, en superposant des couches de semi-conducteurs différents, dont la largeur de bande interdite est de plus en plus petite à mesure que l'on pénètre dans le matériau.

Ainsi les photons de faible énergie traversent les premières couches mais finissent par être absorbés (par une couche de faible largeur de bande interdite).

1.3.2. Système éolien

En réalité, le dispositif de conversion éolienne extrait une puissance récupérable P inférieure à la puissance disponible P_e , par suite de la vitesse non nulle des masses d'air derrière la turbine éolienne. L'aptitude de conversion de l'énergie éolienne est donnée par le coefficient de puissance C_p , défini par la relation [18]:

$$C_p = P/P_e ; \quad C_p < 1$$

La limite de Betz [18] du coefficient de puissance détermine la valeur de la puissance maximale récupérable par la turbine éolienne. Cette valeur vaut :

$$C_{p\max} = 0,33 \quad C_p = 0.593$$

Pratiquement la puissance récupérable ne dépasse pas 50 à 70% de la valeur maximale. L'optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes éoliens passe par le fonctionnement de l'éolienne dans la zone de Betz (zone grise de la figure 1.3)

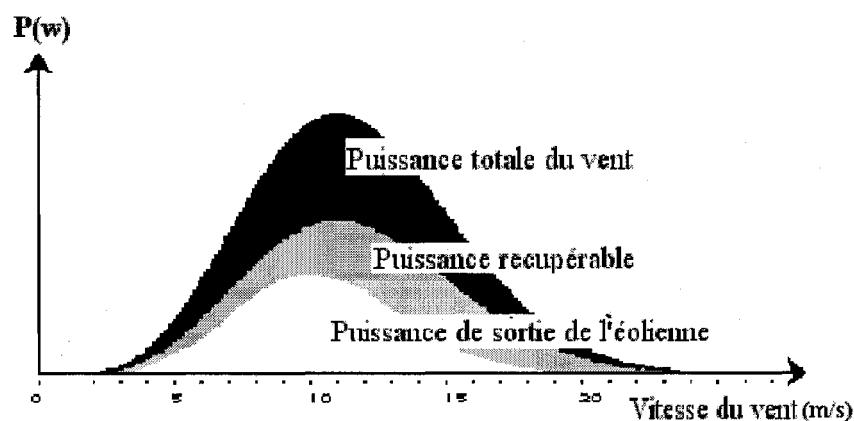


Fig.1.3: Énergie éolienne récupérable [18].

1.3.3. Problème de la régularisation de l'énergie fournie

Les figures (1.4) et (1.5) donnent respectivement l'énergie solaire et éolienne à l'échelle journalière et mensuelle typiques pour les quatre saisons. On remarque que les énergies fournies ne sont pas régulières et réglables à volonté suivant les besoins, leurs variations imposent un stockage pour lequel on utilise en général des batteries au plomb pour le stockage d'énergie à court terme et un stockage sous forme d'hydrogène pour le long terme. Il faut donc un stockage, mais en plus du stockage il faut un transfert optimal et l'excès en énergie sera réutilisé dans les périodes de creux d'énergie [19].

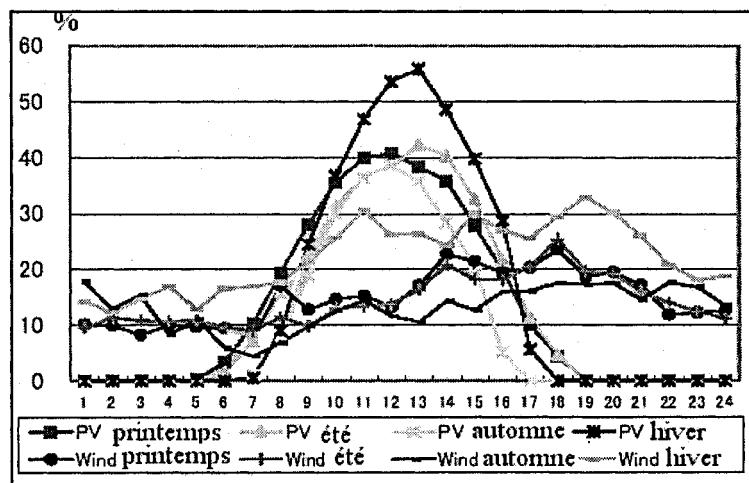


Fig. 1.4: Énergie solaire et éolienne d'une journée typique pour les quatre saisons [19].

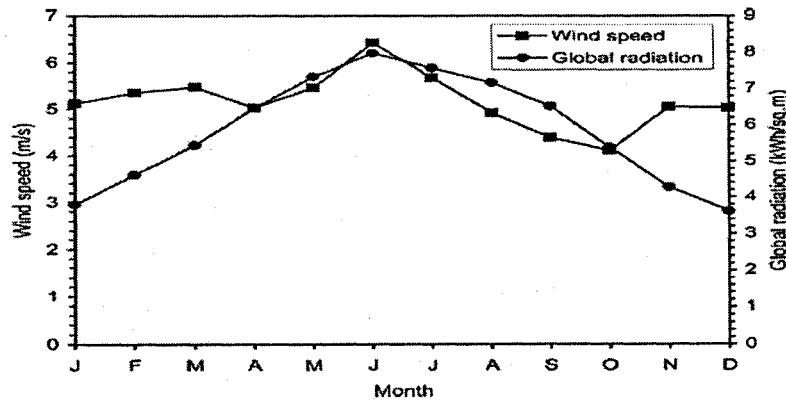


Fig. 1.5 : Énergie moyenne mensuelle solaire et éolienne [19].

1.4. Objectifs

L'objectif principal de ce travail est d'optimiser le transfert d'énergie entre les sources d'énergies renouvelables et le bus DC, dans le but d'améliorer le rendement des systèmes hybrides PV- éolien en développant d'une part des méthodes et des algorithmes MPPT, et d'autre part à concevoir des interfaces de puissance ainsi que leurs circuits de commande.

Pour atteindre cet objectif, il faut réaliser les sous-objectifs suivants: Analyse du transfert d'énergie dans une source photovoltaïque

- Étude des méthodes MPPT
- Développement d'un nouvel algorithme MPPT
- Conception d'un convertisseur MPPT (partie puissance et la commande) en fonction de l'algorithme développé
- Analyse du transfert d'énergie dans une source éolienne
- Développement d'une méthode MPPT pour une source éolienne
- Application du principe MPPT aux éoliennes

1.5. Méthodologie

Pour atteindre nos objectifs, nous allons suivre les étapes suivantes: Recherche bibliographique sur les systèmes d'énergies renouvelables en général et les méthodes de transfert d'énergie, convertisseur MPPT en particulier.

- Évaluation des méthodes et des algorithmes pertinents proposés pour la recherche et le suivi du point de puissance maximale dans les systèmes photovoltaïques et éoliens.

- Proposition d'algorithmes MPPT qui permettent de raffiner la recherche du point de puissance maximale, en se basant sur une approche non linéaire ou sur la combinaison de plusieurs méthodes de telle sorte à utiliser les avantages de chaque approche.
- Développement d'une approche non linéaire pour l'estimation de la valeur de la référence en fonction de la tension du circuit ouvert.
- Conception des circuits de transfert optimal d'énergie (convertisseurs) pour les sources photovoltaïques selon l'algorithme proposé.
- Développement d'une approche d'optimisation de l'énergie de l'éolienne en utilisant un redresseur à commutation naturelle associé à un système MPPT.
- Conception des circuits de transfert optimal d'énergie pour les sources éoliennes, basé sur les algorithmes proposés.
- Validation de l'algorithme proposé et évaluation des performances de convertisseurs MPPT conçus.

1.6. Contributions scientifiques

Les contributions scientifiques apportées dans cette thèse sont :

- La proposition d'une nouvelle méthode MPPT basée sur une approche non linéaire pour l'estimation de la référence du point de fonctionnement optimal des modules photovoltaïques.
- Le développement de nouveaux algorithmes MPPT pour l'optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques.
- La proposition d'une nouvelle approche d'optimisation du transfert d'énergie dans les sources éoliennes.
- La conception de convertisseurs MPPT pour les sources photovoltaïques et éoliennes.

1.7. Structure de la thèse

Une brève description du système d'énergies renouvelables développé à l'institut de Recherche sur l'Hydrogène a été présentée dans ce chapitre. L'objectif est de poser les bases de l'optimisation et de l'exploitation optimale d'un tel système.

Les travaux présentés dans cette thèse concernent l'optimisation du transfert d'énergie entre les sources d'énergies renouvelables et les dispositifs de stockages quelles que soient les conditions météorologiques et quelle que soit la charge électrique connectée. Pour ce faire il faut:

- Établir une modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque. Afin de déterminer la puissance que peut fournir les modules PV aux dispositifs de stockage et à la charge électrique. Le modèle du générateur PV, l'influence des paramètres météorologiques, ainsi que l'influence des paramètres externes, seront présentés au chapitre 2.
- Analyser les différents modes de couplage entre le générateur PV et la charge pour les différents modes de fonctionnement. Sur la base d'une étude comparative entre les méthodes MPPT qui permettent de tirer le maximum d'énergie des modules PV, nous décrirons au chapitre 3 les démarches adoptées pour l'élaboration d'une approche MPPT non linéaire.
- Concevoir et réaliser le convertisseur MPPT selon l'algorithme de la méthode MPPT proposée. L'interface de puissance du convertisseur MPPT et son circuit de commande ainsi que les résultats expérimentaux seront décrits au chapitre 4.

- Étudier les différents dispositifs de conversion d'énergie éolienne, qui ne faisaient l'objet que de très peu de développement dans la littérature, ainsi que l'analyse des méthodes du transfert optimal d'énergie dans les systèmes de conversion éolienne. Les notions principales au sujet de la technologie éolienne ainsi que les commandes utilisées pour extraire la puissance maximale des éoliennes aux vitesses de vent variables, seront présentées au chapitre 5.
- Établir une modélisation des éléments constituant de la chaîne de conversion éolienne. Cette chaîne est constituée d'une turbine éolienne, d'une génératrice synchrone à aimants permanents à grand nombre de pôles, d'une chaîne de conversion d'énergie et du bus DC. Cette modélisation, qui permet de faire une analyse du comportement dynamique du couplage entre le générateur synchrone et le bus DC, est donnée au chapitre 6.
- Développer une approche d'optimisation du transfert d'énergie et réaliser un convertisseur MPPT qui peuvent contrôler et optimiser le fonctionnement de l'éolienne. Nous présentons au chapitre 7, la méthode d'optimisation du transfert d'énergie dans la chaîne de conversion éolienne développée et le convertisseur MPPT réalisé ainsi que les démarches adoptées pour leur élaboration.
- Enfin, le chapitre 8 conclura la thèse avec une synthèse des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus, puis les perspectives et notamment les suggestions de travaux futurs.

CHAPITRE 2 : LES GÉNÉRATEURS PHOTOVOLTAIQUES

2.1. Introduction

Le module PV est l'élément de base de tout système PV. Il comprend une quarantaine de photopiles branchées en série de façon à constituer en permanence une seule unité d'énergie électrique à puissance nominale de 35 à 75 watts. Il faut cependant noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est stockée dans la photopile, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme. Ce n'est pas donc une pile mais un convertisseur instantané, qui pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement solaire. Afin de déterminer la puissance que peuvent fournir les modules PV aux dispositifs de stockage et à la charge électrique, on présente dans ce chapitre le principe de fonctionnement et le modèle du générateur PV, l'influence des paramètres météorologiques sur le générateur PV ainsi que l'influence des paramètres externes.

2.2. Principe de la conversion photovoltaïque

Les cellules solaires photovoltaïques sont des semi-conducteurs capables de convertir directement la lumière en électricité. Cette conversion, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par E. Becquerel en 1839, mais il faudra attendre près d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène de la physique.

L'utilisation des cellules solaires débute dans les années quarante dans le domaine spatial. Les recherches d'après guerre ont permis d'améliorer leurs performances et leurs tailles mais il faudra attendre la crise énergétique des années soixante dix pour que les

gouvernements et les industries investissent dans la technologie photovoltaïque et ses applications terrestres.

Aujourd’hui, les laboratoires de recherche et les industries travaillent en collaboration pour développer de nouveaux concepts ou de nouveaux procédés susceptibles d’améliorer les performances électriques et de réduire les coûts des cellules solaires. C’est ainsi que les modules photovoltaïques modernes, composés de cellules interconnectées, ont largement prouvé leur efficacité et leur haute fiabilité. De plus, leur champ d’application ne cesse de s’élargir, du pompage à l’éclairage, en passant par toutes les applications électroniques.

La cellule PV est composée d’un matériau semi-conducteur qui absorbe l’énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Pour qu’un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu’il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction) (fig.2.1). C’est l’énergie du " band gap ", eg, en électron-volt (eV). Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur et va de 1,0 à 1,8 eV pour les applications PV. Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin, et de 1,7 eV pour le silicium amorphe [20].

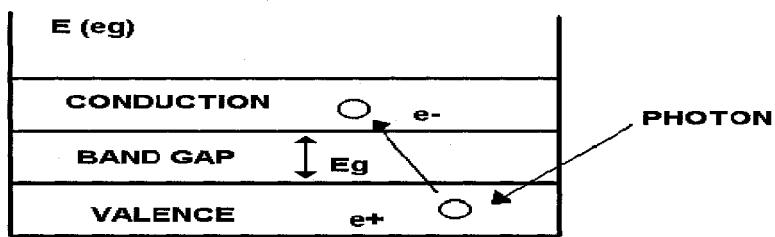


Fig.2.1: Niveaux énergétiques dans un semi-conducteur [20].

Le rayonnement arrivant sur la cellule solaire sera en partie réfléchi, une autre partie sera absorbée et le reste passera au travers de l'épaisseur de la cellule. Les photons absorbés dont l'énergie est supérieure à l'énergie du «band gap» vont libérer un électron négatif, laissant un "trou" positif derrière lui. Pour séparer cette paire de charges électriques de signes opposés et recueillir un courant électrique, il faut introduire un champ électrique E de part et d'autre de la cellule. La méthode utilisée pour créer ce champ est celle du dopage par des impuretés.

Deux méthodes de dopage sont possibles [21] :

- ▶ Le dopage de type n (négatif), qui consiste à introduire dans la structure cristalline semi-conductrice des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire, libre de se mouvoir dans le cristal.
- ▶ Le dopage de type p (positif) utilise des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire.

Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type n et type p) de part et d'autre de la cellule, il en résulte, après recombinaison des charges libres (électrons et trous), un champ électrique constant créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs. Les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule photovoltaïque (fig.2.2).

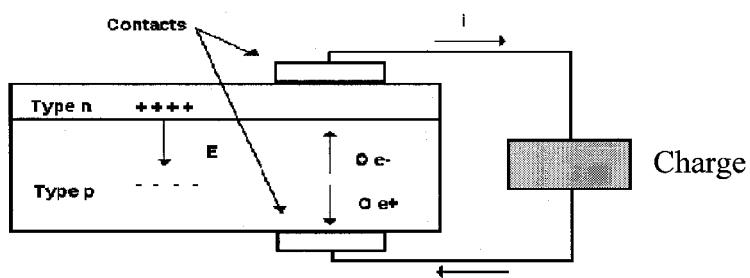


Fig.2.2 : Courant obtenu suite au dopage [21].

Il existe trois types principaux de cellules [21]:

► Les cellules mono-cristallines

- Première génération de photopiles.
- Un taux de rendement excellent de 15 % et jusqu'à 24 % en laboratoire.
- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.

► Les cellules poly-cristallines

- Coût de production moins élevé.
- Procédé moins gourmand en énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en laboratoire.

► Les cellules amorphes

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 6 % par module et de 14 % en laboratoire.

2.3. Modélisation des générateurs PV

Le schéma électrique équivalent d'un module PV est donné à la figure (2.3), où I_L représente le photocourant créé dans les photopiles par le rayonnement solaire. Il est proportionnel à l'éclairement reçu et opposé au courant de la diode équivalente. I_d représente le courant de la diode à l'obscurité. R_s est la résistance série, due principalement à la difficulté de collecter les charges à la surface photosensible. R_p est la résistance parallèle, elle est une conséquence de l'état de la surface le long de la périphérie des photopiles. R_L représente la charge électrique [22,23].

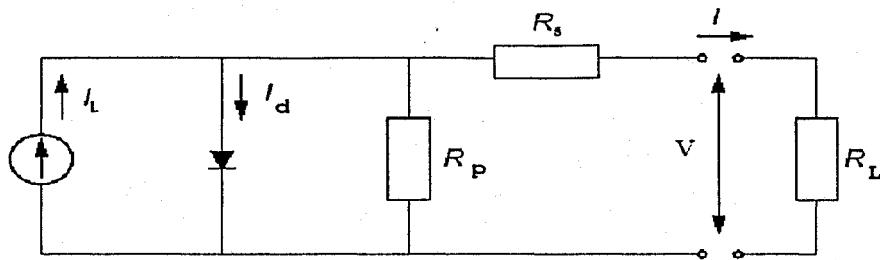


Fig.2.3: Schéma électrique équivalent d'un module PV

D'après le schéma électrique de la figure (2.3), le courant de sortie d'un module PV sous éclairement est :

$$I = I_L - I_d - \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \quad (2.1)$$

et

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{V + R_s \cdot I}{V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \quad (2.2)$$

Où I_0 : est le courant de saturation inverse de la diode,

V : est la tension de polarisation,

$V_T = (n \cdot K_B \cdot T) / q$ est le potentiel thermodynamique, avec:

n : facteur d'idéalité de la diode, compris entre 1 à 5 en pratique,

K_B : constante de BOLTZMAN ($J/^{\circ}K$)

T : la température de jonction en $^{\circ}K$,

q : la charge de l'électron.

Un module PV de caractéristiques idéales, est tel que R_s soit nulle et R_p devienne infiniment grande. D'où le courant de sortie:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{V}{V_T} \right)} \right] \quad (2.3)$$

2.4. Influences des paramètres externes

Les figures (2.4) et (2.5) (caractéristiques (I-V) et (P-V) du module PV) présentent, pour un éclairement et une température donnés, trois points remarquables: le courant de court-circuit (I_{cc}), la tension de circuit ouvert (V_{co}) et la puissance optimale qui est la puissance maximale (P_{max}) délivrée par les modules PV. Donc pour extraire le maximum d'énergie des modules PV, il faut les faire fonctionner au point de puissance maximale.

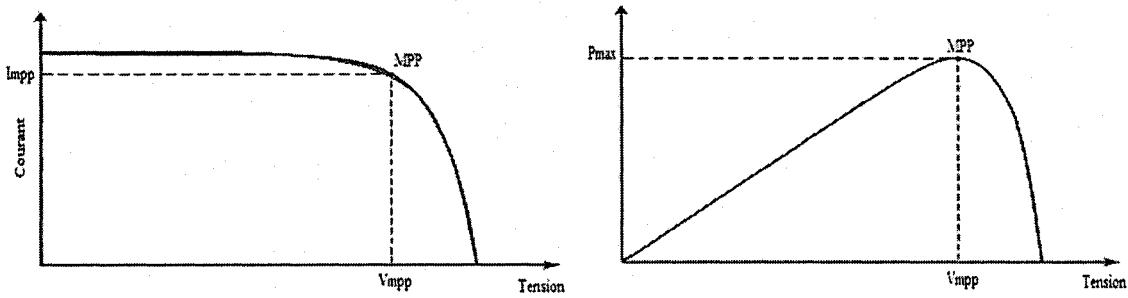


Fig.2.4: Caractéristique (I-V) d'un module PV. Fig.2.5: Caractéristique (P-V) d'un module PV.

2.4.1. Courant de court-circuit

Le courant de court-circuit est :

$$I_{cc} = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{R_s \cdot I_{cc}}{V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{R_s \cdot I_{cc}}{R_p} \quad (2.4)$$

Pour la plupart des modules PV (dont la résistance est faible), et sous éclairement normal, on peut négliger le terme $I_0[\exp(R_s \cdot I_{cc}/V_T) - 1]$ devant I_L . L'expression approchée du courant de court-circuit est alors:

$$I_{cc} = I_L - \frac{R_s \cdot I_{cc}}{R_p} \quad (2.5)$$

Dans le cas idéal (R_s nulle et R_p infinie), le courant I_{cc} se confond avec le photocourant.

2.4.2. Tension de circuit ouvert

C'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur PV est nul. C'est la tension maximale d'un générateur PV. De ce fait la tension en circuit ouvert s'écrira:

$$V_{co} = V_T \ln \left[\left(I_L - \frac{V_{co}}{R_p} \right) \frac{1}{I_o} + 1 \right] \quad (2.6)$$

Dans le cas d'un module PV idéal, sa valeur est :

$$V_{co} = V_T \ln \left[\frac{I_L}{I_o} + 1 \right] \quad (2.7)$$

$$\text{où : } \frac{V_{co}}{R_p I_o} \ll \frac{I_L}{I_o} + 1$$

2.4.3. Puissance optimale

La puissance maximale utile $P_{op} = V_{op} I_{op}$, s'obtient en annulant la dérivée de la puissance.

$$\left(\frac{dP}{dI} \right) = \left(\frac{dVI}{dI} \right) = 0 \quad \text{Ce qui donne: } \left(\frac{dV}{dI} \right)_{op} = -\frac{V_{op}}{I_{op}}$$

$$\text{on aura donc : } \frac{V_{op}}{I_{op}} = \frac{V_T}{(I_{cc} + I_o - I_{op})} \quad (2.8)$$

2.5. Influences de l'éclairement

Les figures (2.6) et (2.7) donnent respectivement la caractéristique I-V et P-V d'un module PV en fonction de l'éclairement incident et à température ambiante. Nous constatons que les variations du courant de court-circuit (c'est à dire pratiquement le photocourant créé dans le module PV) est proportionnel au flux solaire incident. D'où la forte influence de l'éclairement sur le courant débité par le module PV. Cette influence se

traduit par une augmentation de la puissance disponible dans les modules PV chaque fois l'éclairement augmente et à chacune des valeurs du flux lumineux correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir un module PV [24].

$$i_{cc}^* = i_{cc}^* \left(\frac{G}{G^*} \right) + \alpha_1 (T - T^*) \quad (2.9)$$

i_{cc}^* : représente le courant de court-circuit à $T= 25^\circ\text{C}$ et $G = 1\text{kW/m}^2$

α_1 : ($\text{A}/^\circ\text{C}$) coefficient obtenu empiriquement.

G^* : Irradiation de référence vaut 1kW/m^2

T^* : Température ambiante égale à 25°C

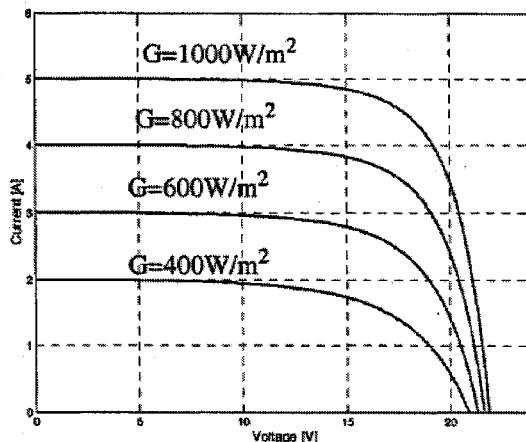


Fig.2.6: Caractéristique I-V en fonction de l'éclairement [24].

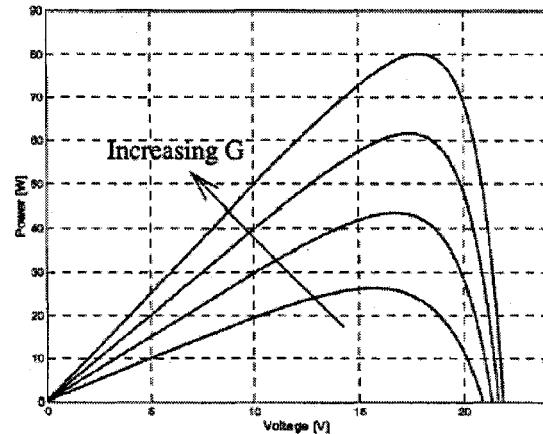


Fig.2.7: Caractéristique P-V en fonction de l'éclairement [24].

2.6. Influences de la température

La température est un paramètre très important dans le comportement d'un module PV. Nous constatons à la figure (2.8), qui représente la caractéristique I-V pour un éclairement constant et pour diverses valeurs de la température, que le courant de court circuit I_{cc} varie peu en fonction de température. Par contre, l'augmentation de la température engendre une diminution de la tension en circuit ouvert et se traduit aussi par une diminution de la

puissance maximale disponible dans les modules PV (fig.2.9). D'où l'influence de la température sur le comportement du module PV [25].

La tension à vide d'un module PV en fonction de la température et de l'éclairement est donnée par la relation suivante:

$$V_{\infty} = V_{\infty}^* + \alpha_2(T - T^*) - (i_{cc} - i_{cc}^*)R_s \quad (2.10)$$

V_{∞}^* et i_{cc}^* : représentent respectivement la tension en circuit ouvert et le courant de court circuit à $T = 25^\circ\text{C}$ et $G = 1\text{kW/m}^2$

α_2 : ($\text{V}/^\circ\text{C}$) coefficient obtenu empiriquement

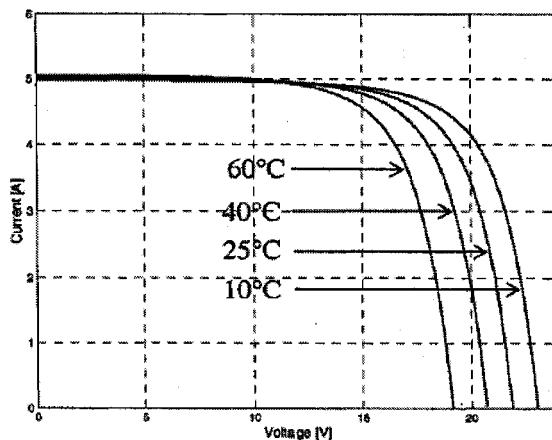


Fig.2.8: Caractéristique I-V en fonction de la température [25].

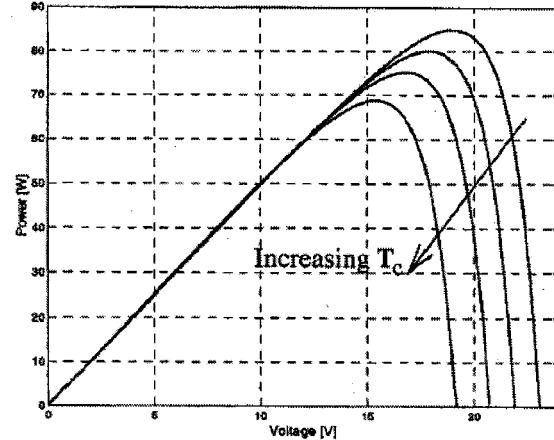


Fig.2.9: Caractéristique P-V en fonction de la température [25].

2.7. Association de cellules PV

Dans les conditions standard STC (1000W/m^2 ; 25°C), la puissance maximale pour une cellule au silicium de 10 cm^2 serait d'environ 1.25 W . La cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de très faible puissance insuffisant pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait, réalisés par association, en série et/ou en parallèle d'un grand nombre de

cellules élémentaires. Ces groupements sont appelés modules, puis panneaux. Cette association doit être réalisée en respectant des critères précis, en raison des déséquilibres existant dans un réseau de photopiles en fonctionnement. En effet, bien que choisies théoriquement identiques, les nombreuses cellules qui constituent le générateur présentent des caractéristiques différentes du fait des dispersions de construction inévitables, mais aussi d'un éclairement et d'une température non uniformes sur l'ensemble du réseau [26].

Dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules étant soumises à la même tension, les intensités s'additionnent : la caractéristique résultante est obtenue par addition de courants à tension donnée (fig.2.10).

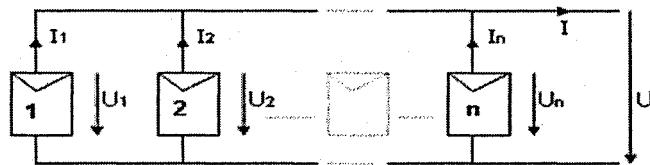


Fig.2.10 : Association parallèle des cellules photovoltaïques.

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à courant donné. La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série pour des applications en 12 V (fig.2.11).

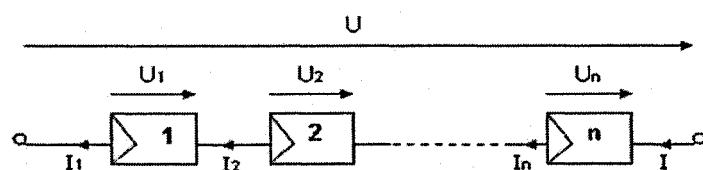


Fig.2.11: Association série des cellules photovoltaïques

Un module photovoltaïque se compose de petites cellules qui produisent une très faible puissance électrique (1 à 3 W) avec une tension continue de moins d'1 V. Ces cellules sont disposées en série pour former un module permettant de produire une puissance plus élevée. Les panneaux sont finalement interconnectés entre eux, en série et/ou en parallèle, pour obtenir un champ photovoltaïque (fig.2.12).

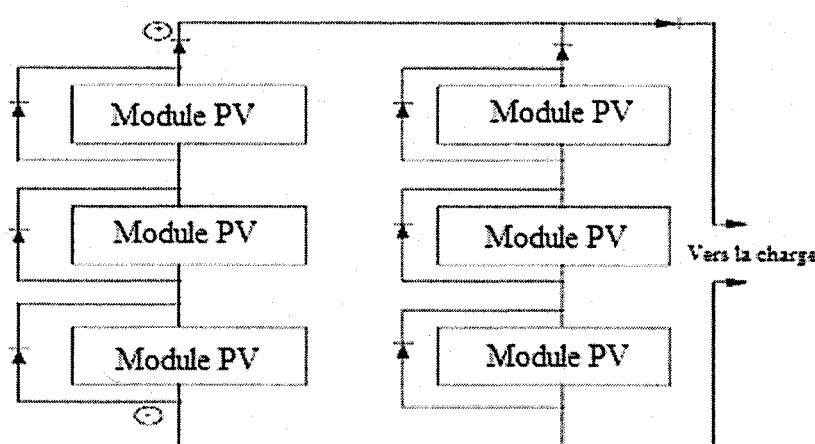


Fig.2.12: Association série- parallèle des cellules photovoltaïques.

L'installation des modules peut se faire sur un toit si son orientation et son inclinaison sont bonnes ou à même le sol en autant que l'endroit soit bien dégagé, aéré (10 cm d'espace sous les modules est vivement conseillé) et protégé. On les place habituellement avec la pente vers l'équateur (vers le sud dans l'hémisphère nord). L'inclinaison des panneaux n'est pas critique. On la prend en général égale à la latitude, avec une tolérance de 15°. Sachant que la hauteur maximale du soleil varie au cours de l'année, on choisira une inclinaison supérieure ou inférieure à la latitude suivant que les besoins sont les plus importants lorsque la course du soleil est basse (éclairage, besoins importants en hiver dans l'hémisphère nord) ou haute (irrigation). Toutefois, l'inclinaison des modules devrait rester supérieure à 10° pour assurer un auto-nettoyage lors des pluies. Il existe aussi des

structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, mais la présence de pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés. De plus, les moteurs permettant le suivi du soleil demandent aussi de l'énergie, d'où des coûts additionnels.

2.8. Systèmes photovoltaïques

La structure générale des systèmes PV découle à la fois du caractère aléatoire de la production de la puissance électrique disponible et des propriétés particulières du générateur PV, en fonction des besoins des charges électriques qui représentent la consommation. Un problème fondamental est, naturellement, celui du choix d'un fonctionnement au fil du soleil ou de l'utilisation d'un stockage de l'énergie électrique sous forme électrochimique. Dans la pratique, ce type de stockage, malgré les progrès importants réalisés, présente de nombreux inconvénients : entretien et durée de vie des batteries, gestion du stockage, mauvais rendement énergétique et surcoût. Aussi, chaque fois que l'application le permet, privilégie-t-on le fonctionnement au fil du soleil, préférant recourir, si la continuité du service est nécessaire, à une autre forme de stockage. On stockera par exemple de l'énergie produite sous forme d'hydrogène. Il faut ajouter, pour certaines applications et certains sites, la possibilité d'utiliser d'autres sources d'énergie électrique décentralisées et complémentaires telles les énergies éoliennes. La structure des systèmes PV (fig.2.13) traduit, de manière très générale, les différentes possibilités offertes au concepteur : couplage direct à une charge adaptée ou couplage avec adaptateur d'impédance, fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique [27].

2.9. Avantages et inconvénients des systèmes PV

2.9.1. Avantages

Les systèmes PV présentent les avantages suivants :

- ▶ D'abord une haute fiabilité. Le système PV ne comporte pas de pièces mobiles qui le rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- ▶ Ensuite le caractère modulaire des panneaux solaires permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliWatt au MégaWatt.
- ▶ Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.

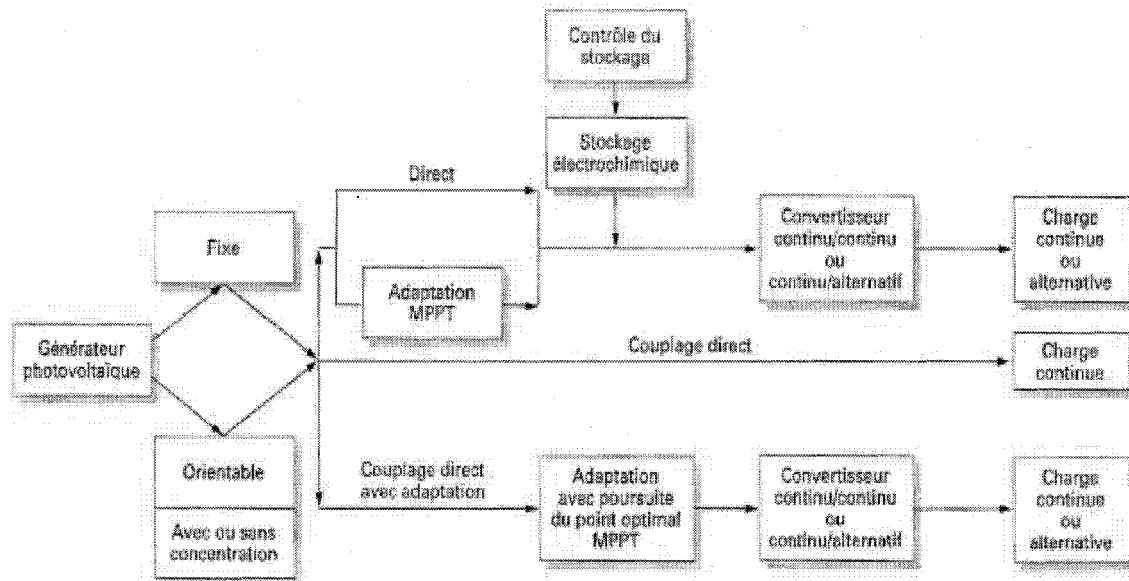


Fig.2.13: Structure générale d'un système photovoltaïque réel [27].

La technologie PV présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

2.9.2. Inconvénients

Les systèmes PV présente les inconvénients suivants

- ▶ La fabrication du module PV relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- ▶ Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%.
- ▶ Tributaire des conditions météorologiques.
- ▶ Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- ▶ Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

2.10. Le système de régulation de charge

L'énergie solaire est de nature intermittente et les besoins en électricité ne correspondent pas souvent aux heures d'ensoleillement ou nécessite une intensité régulière. On équipe alors le système de batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'électricité et de la restituer en temps voulu. Ainsi, quand l'énergie produite est supérieure à l'énergie consommée, l'excédent d'électricité est stocké dans les batteries jusqu'à ce que la limite de charge des batteries soit atteinte. Inversement, quand l'énergie produite est inférieure à l'énergie consommée, les batteries fournissent la quantité d'énergie manquante jusqu'à ce que la limite de décharge des batteries soit atteinte. Un "régulateur" est alors indispensable pour protéger la batterie contre les surcharges ou les décharges profondes nocives à sa durée de vie. L'objectif d'un régulateur de charge est donc de protéger la batterie pour lui assurer une meilleure durée de vie. En effet, c'est presque toujours la batterie qui dure le

moins longtemps dans une application solaire si l'on n'y prend pas garde. Améliorer la durée de vie d'une batterie, c'est empêcher :

- la surcharge : éviter que la tension dépasse un certain seuil.
- la décharge profonde: éviter que la batterie soit vidée de plus de 60% de sa charge.

On réalise ces deux fonctions avec un régulateur charge-décharge connecté avec les panneaux, la batterie et la charge électrique représentant l'utilisation (fig.2.14). Quand la tension aux bornes de la batterie atteint 14,5 V (seuil haut typique pour une batterie au Plomb de 12 V nominale), le régulateur coupe la liaison panneau - batterie. Cette charge est rétablie vers 13,5 V. De même quand la tension atteint 11,5 V (seuil bas typique pour 12V), le régulateur coupe la liaison batterie - utilisation, mettant ainsi la charge électrique hors service jusqu'à ce que la tension batterie soit revenue à un niveau de 12,5 V. Il rétablit alors l'utilisation.

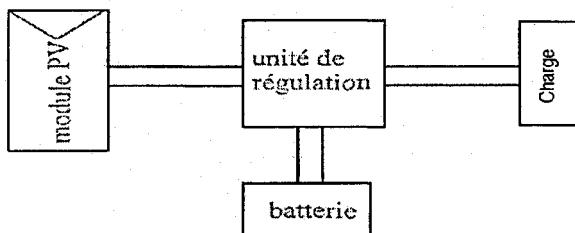


Fig.2.14: Schéma général d'un système de régulation de charge.

2.11. Optimisation du couplage entre le générateur PV et la charge

Le point de fonctionnement est déterminé par la charge couplée aux modules PV. Mais, il varie aussi en fonction de l'éclairement et la température, donc il faut réajuster constamment le couplage de la charge en fonction des fluctuations météorologiques (voir fig.2.15). Donc la qualité de ce couplage détermine la qualité de performance du système ainsi que le degré d'utilisation de la source [28].

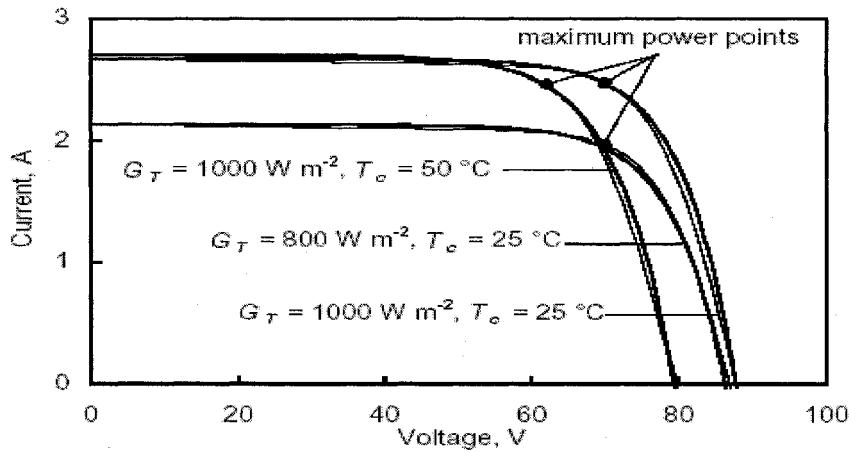


Fig.2.15 : Variation du point de fonctionnement optimal en fonction la température et de l'éclairement [28].

2.11.1. Charge adaptée

Le couplage direct d'une charge adaptée à une source photovoltaïque est facile à mettre en œuvre, mais pose des problèmes d'adaptation entre ces deux éléments. Pour assurer alors une bonne adaptation, il faut que la caractéristique courant tension de la charge soit très proche de la caractéristique optimale du générateur PV utilisé. La figure (2.16) donne la forme d'une caractéristique puissance tension d'une charge adaptée [29],[30]. L'inconvénient de ce type de couplage réside dans le fait que la majorité des charges ont une caractéristique puissance tension différente de celle des générateurs PV.

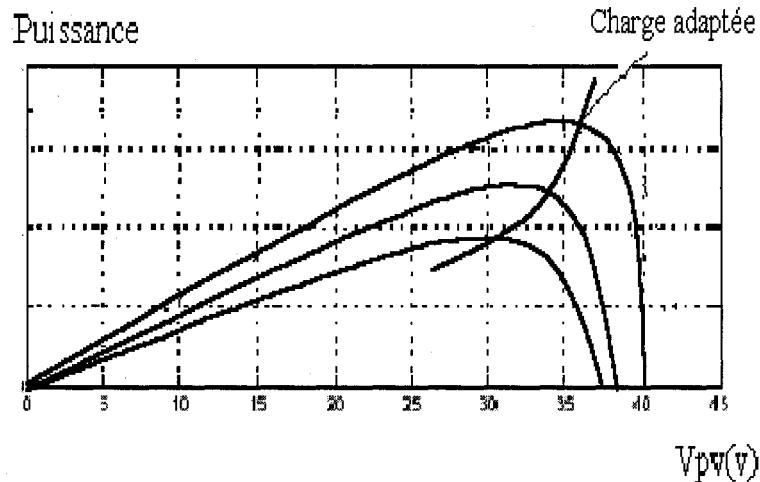


Fig.2.16: Caractéristique puissance tension d'une charge adaptée [29].

2.11.2. Calcul de la géométrie optimale du champ PV

Le calcul de la géométrie optimale consiste à modifier les configurations des associations série parallèle des modules PV de façon à faire fonctionner la charge dans la zone de puissance maximale. Un calcul de la géométrie optimale du champ PV doit effectuer à chaque changement du point de fonctionnement dû aux variations des conditions météorologiques. Pour atteindre les valeurs nominales requises pour un fonctionnement optimal, il faut brancher les modules PV selon la relation relative à un groupement mixte formé de la mise en série de N_s modules PV et N_p en parallèle [31] (fig.2.17 et fig.2.18).

On obtient dans ce cas :

$$V_{pv} = N_s \cdot V_{panneau} \text{ et } I_{pv} = N_p \cdot I_{panneau}$$

Vu la complexité du calcul de la géométrie optimale du champ PV et de la commutation d'une configuration à une autre, ce type de couplage est révolu.

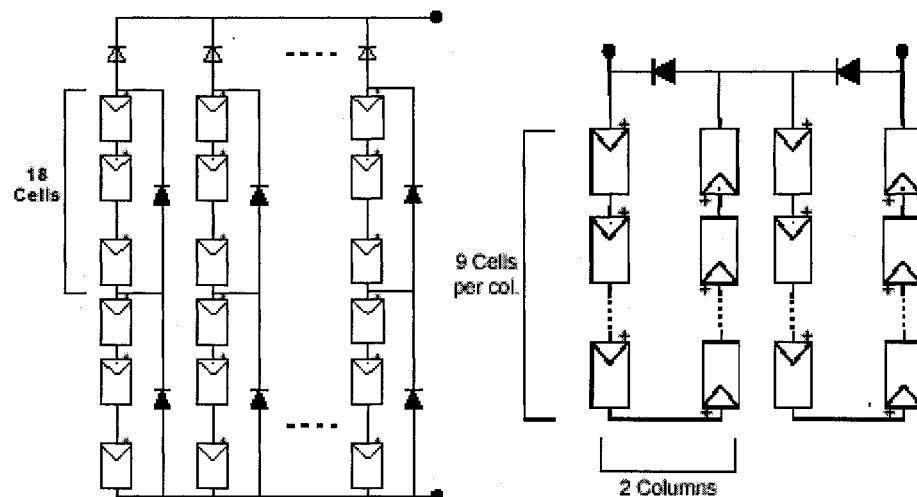


Fig.2.17: Configurations des associations série parallèle des modules PV [31].

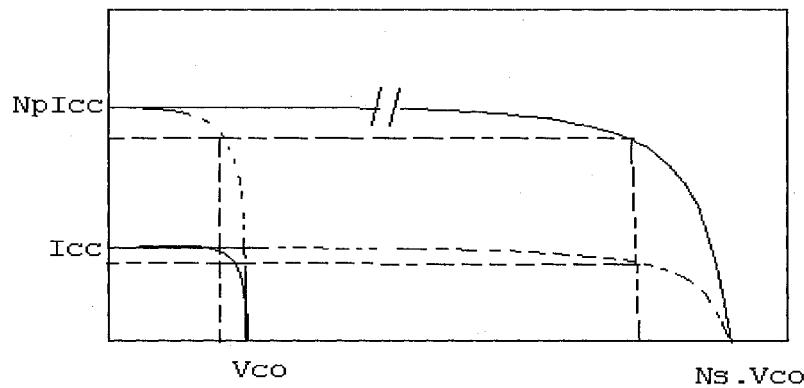


Fig.2.18: Groupement série parallèle des modules photovoltaïques [31].

2.11.3 Couplage avec convertisseur MPPT

Lors du couplage direct d'une charge à un générateur PV, le point de fonctionnement situé à l'intersection de la caractéristique de la charge et du générateur, n'est pas en général le point de fonctionnement optimal. Ce qui nécessite l'utilisation d'un convertisseur MPPT lorsque la charge présente une mauvaise adaptation. Cette solution consiste à insérer un convertisseur MPPT entre la charge et la source PV de façon à ce que l'impédance d'entrée du convertisseur MPPT coïncide au mieux avec la caractéristique optimale du générateur PV ou demeure dans son voisinage quelles que soient les perturbations [32-34].

La figure (2.19) donne le schéma de principe d'un convertisseur MPPT de type DC/DC qui est constitué par un dispositif électronique commandé à travers son rapport cyclique de telle sorte à minimiser l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence variable en fonction des conditions climatiques. Le convertisseur MPPT est caractérisé par:

- La topologie de convertisseur DC/DC: abaisseur (buck), surveoltor (boost) ou abaisseur-survoltor (buck-boost)
- Le type de contrôle: analogique ou numérique
- La méthode MPPT utilisée.

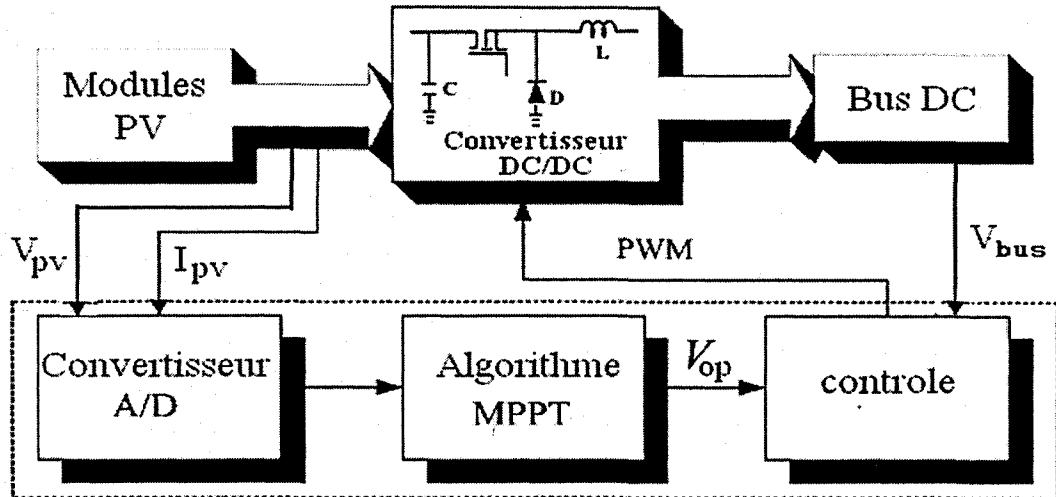


Fig.2.19: Principe du couplage par convertisseur MPPT

2.12. Conclusion

Le module PV constitue naturellement l'élément de base à considérer dans la conception, et l'optimisation du système PV, d'autant que celui-ci représente le plus souvent 50 % du coût total de l'installation PV. Dans ce chapitre, nous avons décrit les phénomènes physiques essentiels qui participent à la conversion photovoltaïque et les propriétés fondamentales qui en découlent, ainsi qu'un certain nombre de modèles théoriques ou expérimentaux du générateur photovoltaïque. Leur analyse nous a permis de dégager les critères et les contraintes d'utilisation optimale de ce type de générateur et, en particulier, la nécessité d'une bonne adaptation d'impédance entre générateur et charge.

CHAPTER 3 : DÉVELOPPEMENT D'UNE APPROCHE MPPT NON LIÉAIRE

3.1. Introduction

Comme nous l'avons remarqué au chapitre précédent, en général peu de charges électriques présentent les caractéristiques autorisant une alimentation directe par générateur photovoltaïque : charge à courant alternatif ou caractéristique mal adaptée. Une adaptation d'impédance doit être réalisée entre le générateur PV et la charge électrique de manière que l'impédance d'entrée du générateur présente toujours à ses bornes d'entrée l'impédance optimale correspondant aux conditions extérieures. Donc, pour améliorer le rendement du système, on a donc intérêt à faire travailler les modules PV dans la zone de fonctionnement où la puissance débitée est maximale, ce qui permet d'avoir un transfert optimal de l'énergie des modules PV vers la charge. Une adaptation d'impédance doit être réalisée par un couplage direct d'une charge adaptée aux modules PV ou en insérant entre le générateur PV et la charge électrique un dispositif électronique qui peut être considéré comme un quadripôle actif. La commande du dispositif agit en temps réel, réalisant ainsi la poursuite du point optimal. Le choix de la commande est basé sur l'analyse du fonctionnement du système global au regard des critères de performances techniques et économiques de l'application. Elle peut faire appel à des procédés automatiques et d'optimisation très divers des plus simples aux plus complexes.

3.2. Méthodes de recherche MPPT

La puissance de fonctionnement des générateurs PV est facilement calculée à partir du produit tension courant. Par contre, la détermination de la puissance de référence est plus

délicate vue que cette dernière est fonction des paramètres météorologiques (température et éclairement). Cette référence, variable et aussi caractérisée par une fonction non linéaire, rend le fonctionnement à puissance maximale plus difficile à réaliser. Différentes méthodes MPPT ont été publiées dans la littérature afin d'obtenir un fonctionnement optimal.

3.2.1. Méthode se basant sur des tables des caractéristiques

Cette méthode se base sur l'utilisation d'un pyranomètre pour mesurer l'éclairement solaire et d'un capteur de température pour la mesure de température de cellule solaire. L'utilisation d'un outil de calcul puissant pour résoudre les équations suivantes [35] est requise:

$$P_{\max} = V_{\max} I_{\max} \quad (3.1)$$

$$\ln\left(\frac{N_p(I_0 + I_{ph}) - I_{\max}}{N_p I_0}\right) - \frac{I_{\max}}{N_p(I_0 + I_{ph}) - I_{\max}} = 2 \frac{q}{N_p A_{pv} K_B T_c} I_{\max} R_s \quad (3.2)$$

$$V_{\max} = - I_{\max} R_s \frac{N_s}{N_p} + \frac{N_s A_{pv} K_B T_c}{q} \ln\left(1 + \frac{N_p I_{ph} - I_{\max}}{N_p I_0}\right) \quad (3.3)$$

La non linéarité et la variation de la caractéristique des cellules solaires et leurs dépendances à la température et l'ensoleillement sont des sources de dégradation qui rendent l'enregistrement et l'implémentation de ces caractéristiques difficiles à réaliser.

3.2.2 Méthode de la référence fixe

Cette méthode suppose que les variations de l'éclairement et de la température au niveau des modules PV entraînent une variation insignifiante de la tension optimale, et qu'une tension fixe de référence constitue une approximation adéquate du point de fonctionnement

optimal. La figure (3.1) montre la régulation de cette tension qui permet de maintenir un fonctionnement du système proche du point de puissance maximale. La tension aux bornes des modules PV est prise comme variable à contrôler. Cette tension est comparée à une tension de référence qui est déterminée selon les conditions optimales de fonctionnement des modules PV. La tension de consigne V_c qui en résulte est comparée, ensuite à un signal en dent de scie délivré par une base de temps. Le signal rectangulaire qui est alors obtenu permet d'agir sur le rapport cyclique et de rendre égale, la tension de fonctionnement des modules PV, à sa valeur optimale [36].

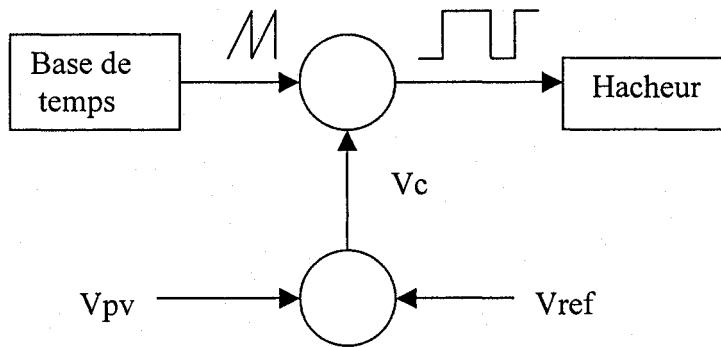


Fig.3.1: Principe de la méthode de référence fixe.

Cette méthode qui est simple à mettre en œuvre, présente les inconvénients suivants:

- Elle ne localise pas le point de puissance maximale, mais elle fait travailler les modules PV à son voisinage.
- Elle néglige l'effet de la température et de l'éclairement sur les modules PV.
- Elle ne prend pas en compte les dérives des caractéristiques des modules PV dues aux paramètres extérieurs (vieillissement, vent, poussière,....)

Cette méthode de régulation est uniquement bien adaptée aux applications où les conditions climatiques sont stables.

3.2.3. Méthode se basant sur la modélisation de la tension du circuit ouvert

Cette méthode se base sur l'utilisation d'une cellule PV comme consigne étalon. Cette cellule étalon, non chargée, placée à côté des modules PV, mesure en temps réel la valeur de la tension en circuit ouvert qui permettra de déterminer la tension de référence.

La tension à vide de cellules en fonction de la température et de l'éclairement est donnée par :

$$V_{oc} = \frac{N_s A_{pv} K_B T_c}{q} \ln\left(\frac{I_{ph} + I_o}{I_o}\right) \quad (3.4)$$

Pour déterminer le point de fonctionnement correspondant au point de puissance maximale en fonction de la tension V_{co} , on trace le graphe $V_{op} = f(V_{co})$. La fonction $f(V_{co})$ obtenue n'est pas linéaire. Pour faciliter le calcul, on linéarise cette fonction. Ce qui donne [37]:

$$V_{op} = 0,7 V_{co} + 0,328 \quad (3.5)$$

Malgré que le point de fonctionnement soit proche de la puissance maximale, quelques reproches à cette méthode sont soulevées:

- Dépendance totale de la cellule étalon qui peut subir des modifications et des anomalies.
- Non prise en compte des dérives de caractéristiques des modules photovoltaïques.
- La tension V_{op} représente 75 à 95 % de la tension V_{co} , donc la linéarisation réduit la précision.

3.2.4. Méthode se basant sur la modélisation du courant de court-circuit

En 2002, Toshihiko [38] a montré que la relation entre la tension de référence et la tension de circuit ouvert n'est pas linéaire (fig.3.2). Donc, il n'est pas possible d'utiliser la tension de circuit ouvert comme variable de contrôle.

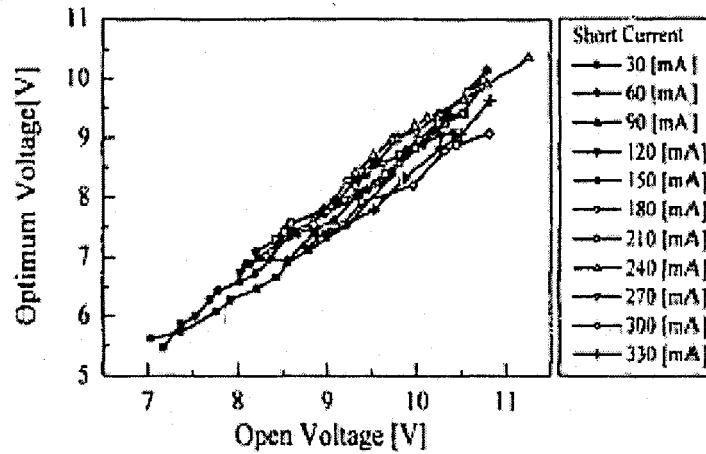


fig.3.2: Variation de la tension optimal en fonction de V_{co} pour différentes températures et différents éclairements [38].

D'après la formule, le courant de court-circuit traduit bien les variations de l'éclairement et de la température.

$$I_{cc} = N_p I_{ph} - N_p I_o \left[\exp \left(\frac{q R_s I_{cc}}{N_p A_{pv} K_B T_c} \right) - 1 \right] \quad (3.6)$$

Toshihiko [38] a obtenu une relation entre le courant de court-circuit et le courant de référence graphiquement, en traçant I_{cc} en fonction de I_{op} (fig.3.2). Ce qui donne:

$$I_{op} = K I_{cc} \quad (3.7)$$

Cette méthode permet d'approcher le point de fonctionnement optimal, mais elle présente les inconvénients suivants:

- En réalité le courant de court-circuit vaut de 85 à 95 % du courant optimal, donc ce n'est pas vraiment linéaire
- Non prise en compte des caractéristiques du générateur PV dues aux paramètres extérieurs.
- Perte d'énergie pendant le temps des courts-circuits nécessaire pour la mesure de la référence.

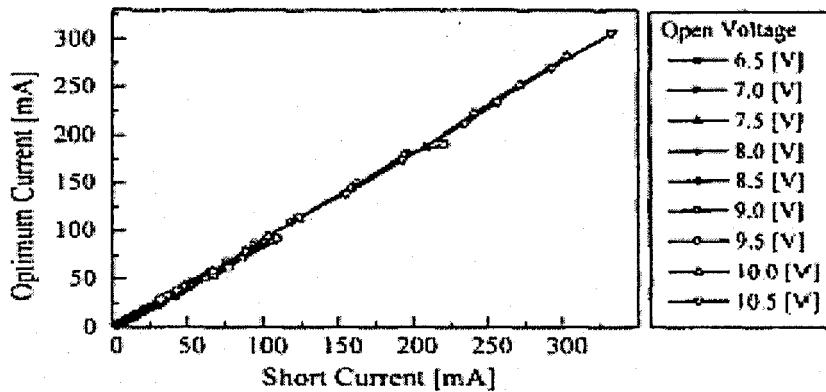


Fig.3.3: Variation du courant optimal en fonction de I_{cc} pour différentes températures et différents éclairements [38].

3.2.5. Méthode de calcul de la drivée de la puissance :

Cette méthode se base sur l'asservissement du système à partir du calcul de la dérivée de la puissance par rapport à la tension (dP/dV). L'action de la commande du convertisseur MPPT cesse d'agir et maintient le point de fonctionnement lorsque cette dérivée est nulle, ce qui correspond à un fonctionnement à puissance maximale [39].

$$\frac{dP}{dV} = N_p \left[I_{ph} + I_0 \left\{ 1 - \left(1 + \frac{qV}{AK_B T_c N_s} \right) \exp \left(\frac{qV}{AK_B T_c N_s} \right) \right\} \right] = 0 \quad (3.8)$$

Cette méthode, quoique théoriquement séduisante et facile à étudier présente par contre des difficultés de mise en œuvre due à la complexité du circuit de régulation, le calcul en temps réel de la puissance nécessite d'une part la mesure de température et d'autre part la mesure de l'irradiation solaire pour estimer I_{ph} .

3.2.6. Algorithme d'incrémentation de la conductance

Cette méthode est basée sur l'approche de l'incrémentation de la conductance [40]. L'évaluation de deux grandeurs, la variation de conductance (dI/dV) et la conductance (I/V), permet d'analyser la recherche du point de puissance maximale. Pour appliquer cet

algorithme, deux paramètres importants restent à déterminer, la valeur initiale du point de fonctionnement (V_{ref}) et le pas de mise à jour de la tension de référence (dV). La puissance de sortie de la source PV est donnée par :

$$\frac{dP}{dV} = I + \frac{dI}{dV}V \quad (3.9)$$

La puissance maximale est obtenue lorsque :

$$\left(\frac{dP}{dV} \right) = \left(\frac{dVI}{dV} \right) = 0 \quad (3.10)$$

Ce qui donne :

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (3.11)$$

Ceci nous permet de définir la conductance de la source par: $G = I / V$

et l'incrémentation de la conductance par: $\Delta G = dI / dV$

Donc le rôle de cet algorithme est de chercher le point de fonctionnement optimal correspondant à l'égalité entre la conductance et l'incrémentation de la conductance (fig.3.3).

(i) $\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$ donc, $\frac{dP}{dV} = 0$

(ii) $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$ donc, $\frac{dP}{dV} > 0$

(iii) $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$ donc, $\frac{dP}{dV} < 0$

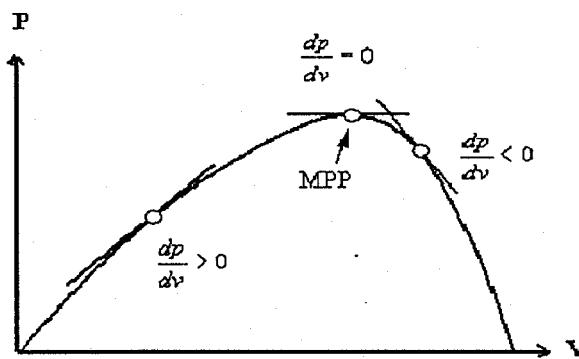


Fig.3.4: Zones de fonctionnement d'un système PV

Cet algorithme présente des difficultés de mise en œuvre due à la complexité du circuit de commande et le calcul en temps réel de la dérivée nécessite un processeur de calcul rapide.

3.2.7. Algorithme de perturbation et observation (P&O)

Cet algorithme se base sur la recherche du point de fonctionnement optimal par la perturbation du point de fonctionnement et l'observation de l'effet de cette perturbation sur la puissance débitée par le générateur PV. Une consigne de commande est alors élaborée en fonction de l'observation (Fig.3.4). Dans cette approche, on maximise la puissance délivrée à la charge et non la puissance permettant un rendement maximal de cette charge [41,42].

L'algorithme P&O est le plus utilisé dans la littérature. Il permet de déterminer le point de puissance maximale pour un ensoleillement et une température ou un niveau de dégradation des caractéristiques. Le problème avec cet algorithme est:

- l'oscillation autour du point de puissance maximale dans les conditions de fonctionnement normales.
- la mauvaise convergence de l'algorithme dans le cas des variations brusques de la température et/ou de l'ensoleillement.

3.3. Développement d'approche de la méthode MPPT non linéaire

L'étude précédente sur les méthodes MPPT, nous a permis de voir que pour l'ensemble des méthodes, la valeur de référence initiale du point de puissance maximale est fixée d'une façon arbitraire et sans aucune contrainte ou par une fonction linéaire, ce qui réduit l'efficacité de la poursuite du point de puissance maximale. D'où la nécessité d'adopter une méthode, basée soit sur une nouvelle approche, soit sur la combinaison de deux approches,

qui permettra d'éliminer les oscillations, de raffiner la poursuite du point de fonctionnement optimal par l'estimation de la valeur initiale et d'améliorer la convergence de l'algorithme.

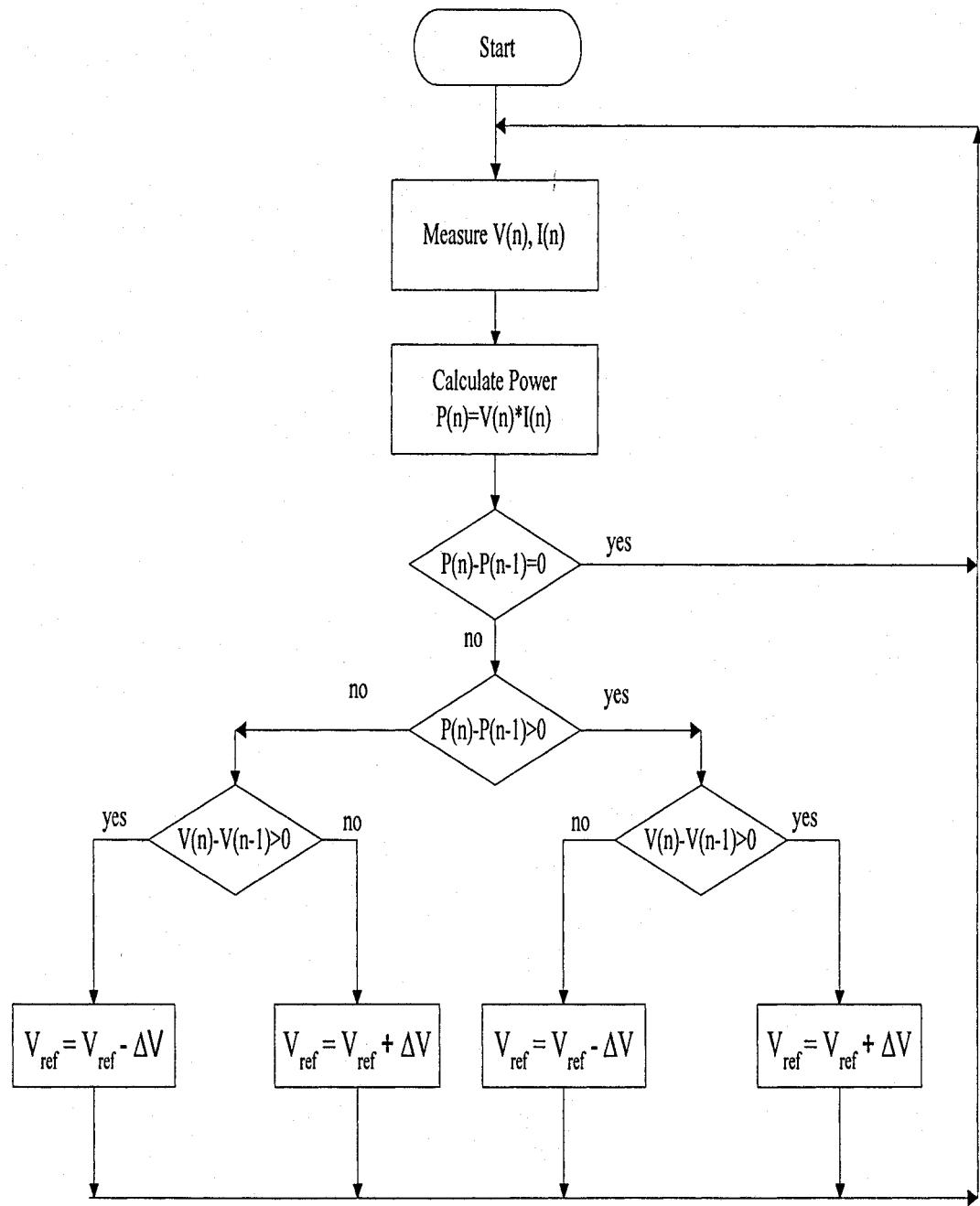


Fig.3.5: Algorithme de perturbation et observation

L'estimation du point de fonctionnement initial permettra d'améliorer grandement les performances de la poursuite du MPP. Parmi les méthodes MPPT étudiées, deux méthodes seulement peuvent accomplir cette estimation, la première se base sur la mesure du courant de court-circuit [43] et la seconde se base sur la mesure de la tension du circuit ouvert [44]. Ces méthodes présentent le courant de court-circuit et la tension du circuit ouvert comme étant une fonction linéaire du point de fonctionnement optimal. Les études tendent à démontrer que l'approximation linéaire du courant de court-circuit est plus précise comparée à l'approximation linéaire de la tension de circuit ouvert [45]. Donc, cette approximation est acceptable pour le courant de court-circuit. Par contre, elle réduit la précision de l'estimation du MPP pour la tension du circuit ouvert, ce qui affecte l'efficacité totale de la poursuite du point de puissance maximale [46].

La technique qui utilise la tension de circuit ouvert est naturellement plus efficace et a moins de pertes (particulièrement pour convertisseurs MPPT de type buck). Ceci nous a amené à proposer une approche non linéaire pour l'estimation de la valeur du MPP en fonction de la tension du circuit ouvert [47].

La puissance maximale utile $P_{op} = V_{op} \cdot I_{op}$, s'obtient en annulant la dérivée de la puissance.

$$\left(\frac{dP}{dI} \right) = \left(\frac{dVI}{dI} \right) = 0 \quad (3.12)$$

Ce qui donne:

$$\left(\frac{dV}{dI} \right)_{op} = - \frac{V_{op}}{I_{op}} \quad (3.13)$$

la dérivée de (2.3) donne:

$$\frac{V_{op}}{I_{op}} = - \frac{V_T}{(I_{cc} + I_o - I_{op})} \quad (3.14)$$

D'après l'article de Toshihika [38], le courant optimal est proportionnel au courant de court-circuit (équation 3.7). En remplaçant l'équation (3.7) dans l'équation (3.14), on aura :

$$V_{op} = \frac{V_T \cdot I_{op}}{\left(1 - \frac{1}{K}\right) I_{op} - I_o} \quad (3.15)$$

de (2.7) et (3.12), on a:

$$I_{op} = K \cdot I_o \left[e^{\left(\frac{V_{co}}{V_T}\right)} - 1 \right] \quad (3.16)$$

de (3.15) et (3.16), on a:

$$V_{op} = \frac{V_T \cdot \left[e^{(V_{co}/V_T)} - 1 \right]}{\left(1 - 1/K\right) e^{(V_{co}/V_T)} - 1} \quad (3.17)$$

3.4. Simulation de la méthode basée sur l'approche non linéaire

La figure (3.5) donne l'algorithme de la méthode basée sur l'approche non linéaire. Pour estimer la valeur de la référence du MPP, on doit mettre les modules PV en circuit-ouvert et mesurer la tension de ces derniers. La tension des modules PV en circuit-ouvert nous permet de calculer la valeur la référence du MPP à partir de l'équation (3.17), ce qui nous permet de régler la valeur du rapport cyclique en conséquence.

Dans l'approche qu'on a adoptée, on maximise la puissance délivrée à la charge et non la puissance permettant un rendement maximal de cette charge et ceci pour l'ensemble des cas

de fonctionnement probables d'un système PV, lorsque sa tension de fonctionnement est supérieure ou inférieure à la tension optimale . La figure (3.6) donne les résultats de simulation qu'on a obtenu pour le cas d'augmentation et de diminution de l'éclairement solaire. On remarque que l'algorithme proposé permet de se fixer directement le point de fonctionnement à sa valeur optimale et qu'à chaque instant, la puissance maximale disponible aux bornes des modules PV, est traquée quelles que soient les perturbations.

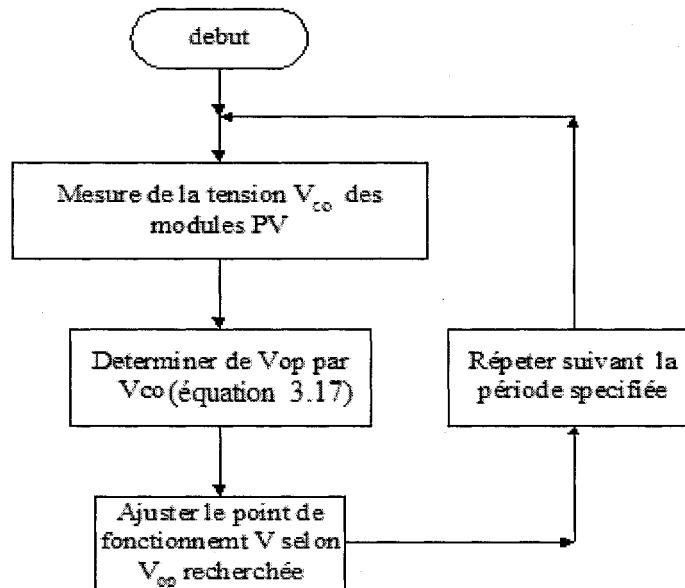


Fig.3.6: Algorithme de la méthode basée sur l'approche non linéaire

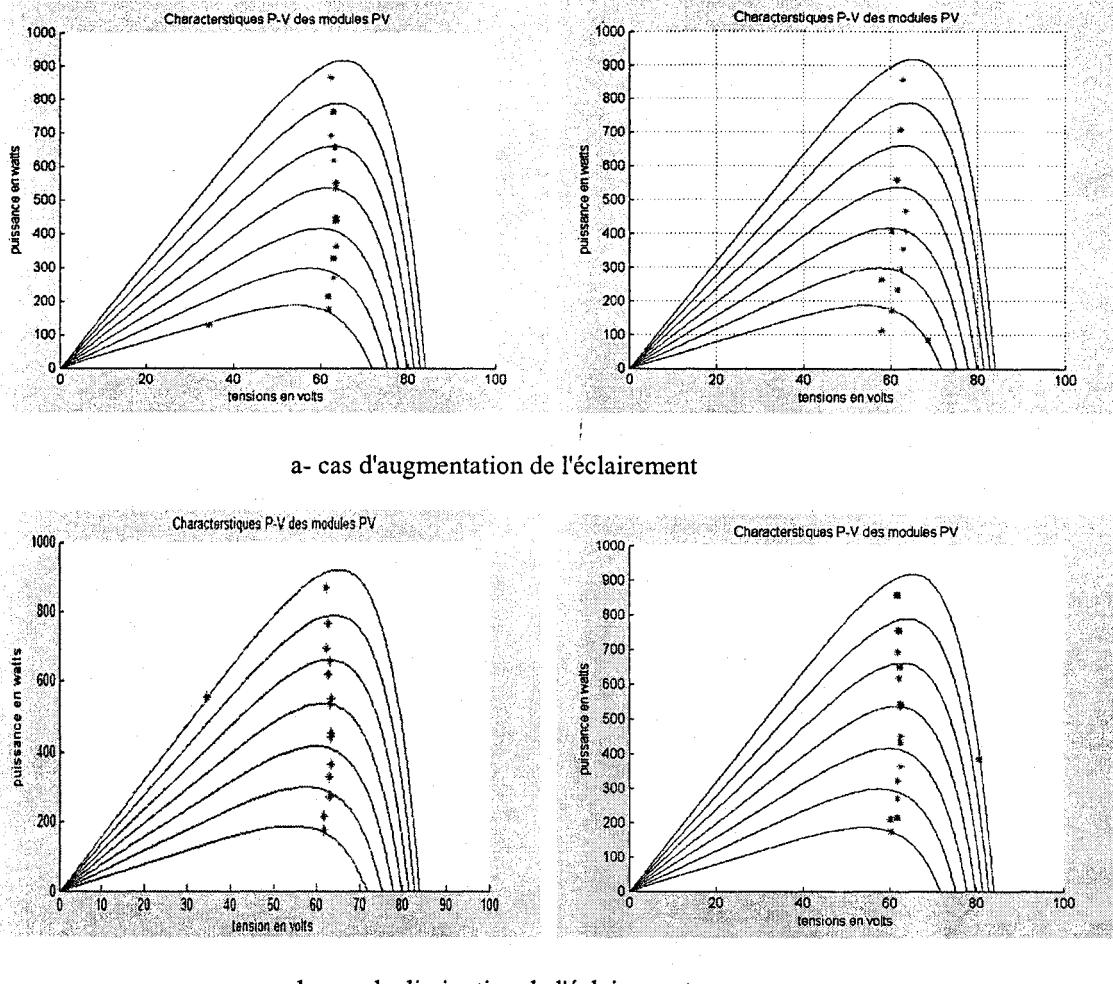


Fig.3.7: Poursuite du point de puissance maximale pour différents cas de perturbations

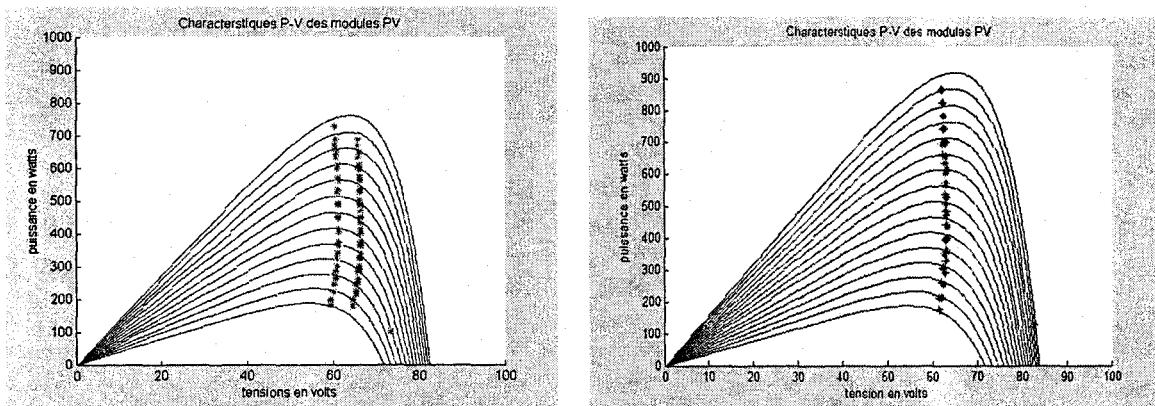
3.5. Validation de la méthode proposée

Pour valider algorithme MPPT que nous avons proposé, on a comparé ce dernier à l'algorithme MPPT basé la méthode d'observation de la perturbation sans estimation initiale de la valeur de référence. Cette comparaison est basée sur l'efficacité de la poursuite du MPP disponible aux bornes des panneaux solaires définie dans la littérature par la relation

$$\eta_T = \frac{\sum_{i=0}^n P_i}{\sum_{i=0}^n P_{\max}} \quad (3.18)$$

suivante [48]:

où P_i représente la puissance réellement absorbée par la charge et P_{max} représente la puissance maximale disponible aux bornes des modules PV et n est le nombre d'échantillon. Un algorithme est meilleur qu'un autre si son efficacité de poursuite est la plus élevée. Lorsque η_T tend vers 1, un rapprochement quasi total existe entre la courbe représentant la puissance maximale disponible et celle de la puissance réellement absorbée par la charge. Nous avons réalisé dans un premier temps la simulation dans Matlab de l'algorithme proposé et comparé les résultats au cas classique. Comme le montre la figure (3.7) la simulation présente une oscillation autour de la puissance optimale, les résultats simulés de notre méthode ont donné une efficacité de poursuite de 92% comparée à 68% pour la méthode P&O.



a- Sans estimation de la référence initiale b- Avec estimation de la référence initiale
 Fig.3.8: Comparaison de la méthode P&O avec et sans estimation de la référence initiale

Les figures (3.8) et (3.9) montrent les résultats de simulation pour la méthode proposée et la méthode classique. On remarque que l'efficacité de poursuite du point puissance maximale par notre approche est nettement meilleure que celle obtenue par la méthode classique.

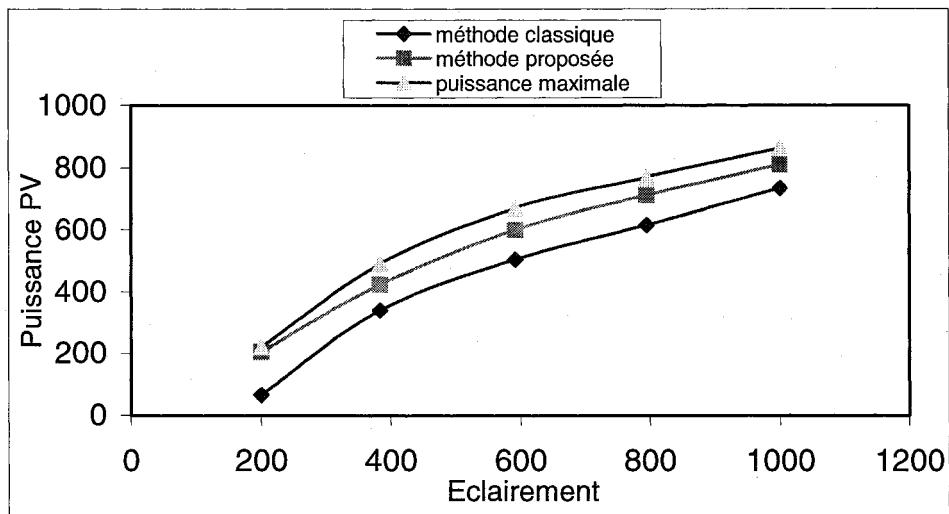


Fig.3.9. Comparaison de la Puissance PV pour la méthode proposée et la méthode classique en fonction de l'éclairement

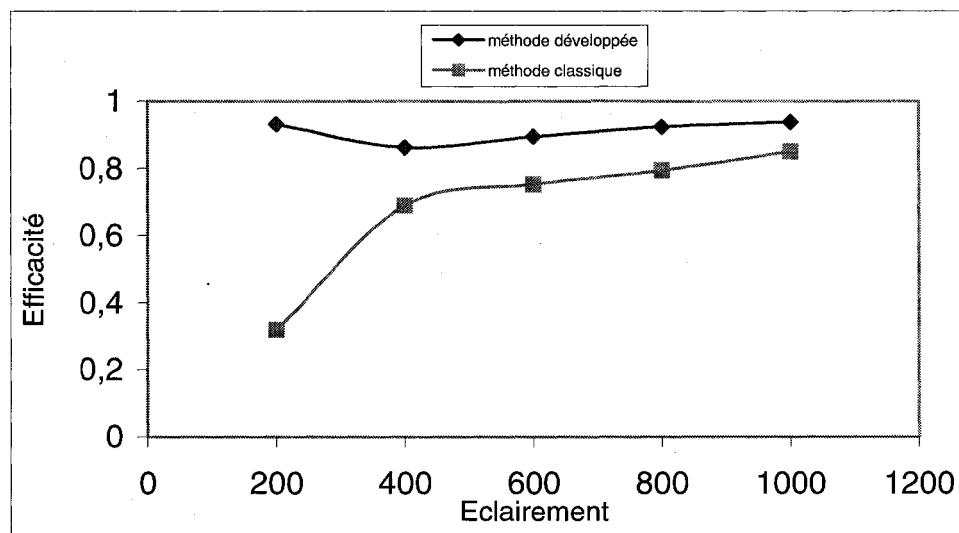


Fig.3.10: L'efficacité de la poursuite pour la méthode proposée et la méthode classique en fonction de l'éclairement

3.6. Conclusion

Pour obtenir un fonctionnement optimal d'un système PV, il est nécessaire de déterminer la puissance maximale de référence. Vue que cette dernière est fonction de la température et de l'éclairement et aussi caractérisée par une fonction non linéaire, ceci rend le fonctionnement du système PV à puissance maximale difficile à réaliser. Dans ce chapitre, nous avons analysé la solution proposée par les différentes méthodes MPPT publiées dans la littérature pour déterminer la référence utilisée pour la recherche du point de puissance maximale. L'analyse des limitations de ces méthodes, nous a permis de développer une nouvelle méthode MPPT basée sur une approche non linéaire d'estimation de point de fonctionnement optimal. Cette méthode permet d'adapter la charge aux modules PV et de suivre le point de puissance maximale quelles que soient les variations des conditions météorologiques. Les résultats de simulation de cette approche ont montré que l'efficacité de poursuite du point de puissance maximale par cette nouvelle approche est nettement meilleure.

CHAPITRE 4 : IMPLÉMENTATION ET EXPÉRIMENTATION DE LA MÉTHODE MPPT PROPOSÉE

4.1. Introduction

Dans ce chapitre, on présente le principe de fonctionnement et la conception du convertisseur MPPT. Ce dernier est composé d'une partie de puissance et un organe de commande. L'utilisation d'un convertisseur DC/DC de type abaisseur permet de mettre les modules PV en circuit ouvert pour estimer la valeur initiale de la référence et de déconnecter les modules PV pour protéger les batteries en cas de surcharge. Dans notre cas, l'état de charge des batteries est déterminé par la tension aux bornes de ces dernières. On déconnecte les modules PV, si la tension des batteries atteint 58,2 volts correspondant à 100 % de la charge des batteries. En se basant seulement sur l'acquisition de la tension et du courant de sortie des modules PV, la commande du convertisseur DC/DC permet la recherche du point de puissance maximale et la poursuite de ce point de telle sorte à minimiser l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence variable en fonction des conditions climatiques.

4.2. Conception du convertisseur MPPT pour PV

La figure (4.1) donne le schéma de principe d'un convertisseur MPPT qu'on a conçu selon l'algorithme développé, il est composé d'une partie de puissance et d'un circuit de commande. L'interrupteur S du convertisseur est un transistor MOSFET à faible résistance interne $R_{DS(on)}$. Il est commandé par un signal MLI généré par le circuit de contrôle à base

du microcontrôleur (PIC18F242), de période T_s et de rapport cyclique D. L'interrupteur S est fermé pendant une durée DT et ouvert pendant une durée (1-D) T_s au cours de chaque période.

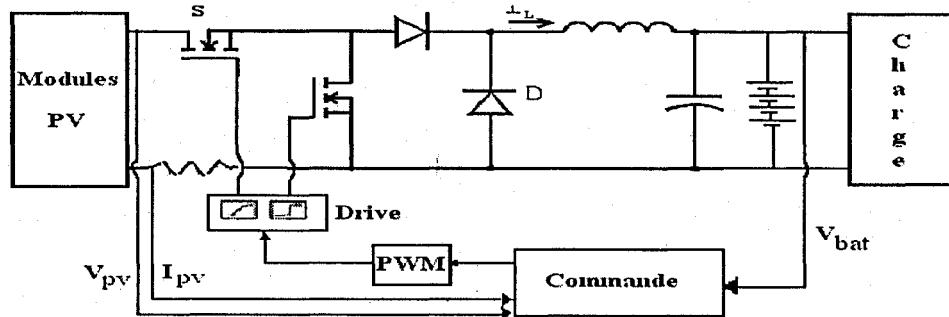


Fig.4.1: Schéma synoptique d'un convertisseur MPPT

Le convertisseur utilisé est de type abaisseur qui produit une tension moyenne de sortie V_o plus faible que la tension continue d'entrée V_d . La figure (4.2) montre une configuration de base de ce type de hacheur pour une charge purement résistive. La tension moyenne de sortie en fonction du rapport cyclique D est donnée par [49] :

$$V_o = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} V_o(t) dt = \frac{1}{T_s} \left(\int_0^{t_{on}} V_d dt + \int_{t_{on}}^{T_s} 0 dt \right) = \frac{t_{on}}{T_s} V_d = DV_d \quad (4.1)$$

On remarque qu'on peut contrôler la tension de sortie moyenne V_o en faisant varier le rapport cyclique (t_{on}/T_s). La tension moyenne de sortie V_o varie linéairement avec la tension de contrôle.

Le filtre passe-bas L-C de la figure (4.2a) permet de diminuer les fluctuations de la tension de sortie. La figure (4.2b) donne la forme d'onde de l'entrée V_d de ce filtre qui admet une composante continue V_o et des harmoniques à la fréquence de commutation et à ses multiples. La figure (4.2c) montre la caractéristique fréquentielle de ce filtre passe-bas,

avec un amortissement dû à la résistance de charge. La fréquence de coupure f_c de ce filtre est choisie plus faible que la fréquence de commutation éliminant ainsi l'ondulation de la tension de sortie.

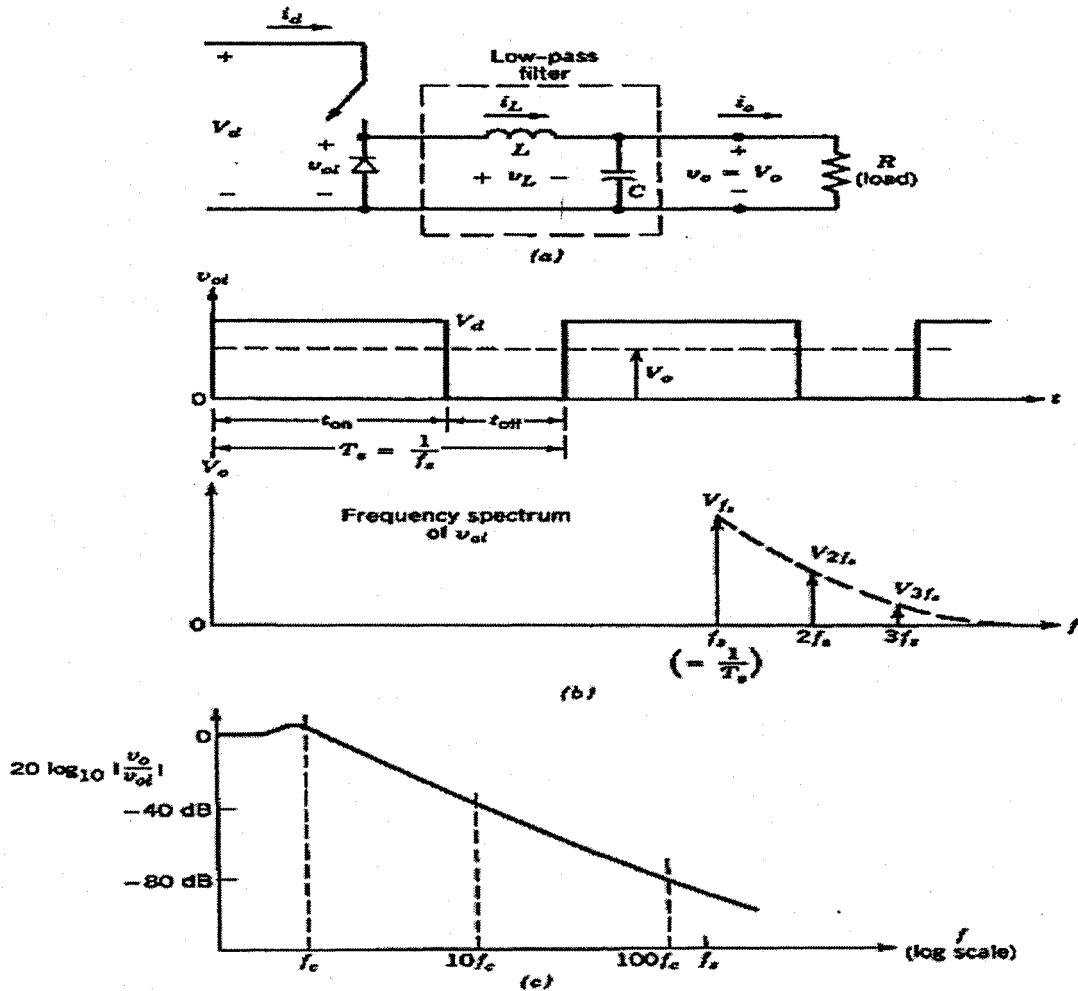


Fig.4.2: Convertisseur dévolteur [49].

Lorsque l'interrupteur est fermé pendant t_{on} , la diode (fig. 4.2a) est polarisée en inverse et l'entrée fournit de l'énergie à la charge aussi bien qu'à l'inductance. Quand l'interrupteur est ouvert, le courant inductif circule à travers la diode, et transfère une partie de l'énergie emmagasinée à la charge. La capacité de filtrage à la sortie est supposée grande (pour

l'analyse en régime permanent). C'est le cas normal dans les applications nécessitant une tension de sortie instantanée presque constante.

4.2.1. Mode de conduction continue

En conduction continue, le courant dans l'inductance circule continûment, donc $i_L(t) > 0$.

On montre à la figure (4.3) les formes d'onde obtenues durant ce mode de fonctionnement.

Pendant t_{on} , le temps de conduction de l'interrupteur (fermé) :

- La diode est polarisée en inverse et l'interrupteur conduit le courant dans l'inductance.
- On note aux bornes de l'inductance une différence de potentiel positive $v_L = V_d - V_o$ (fig. 4.3a)
- On a alors une augmentation de courant dans l'inductance, i_L croît linéairement.

Pendant t_{off} (interrupteur ouvert) :

- Le courant i_L continue de circuler à cause de l'énergie inductive emmagasinée.
- La circulation se fait à travers la diode, et on a $v_L = -V_o$ (fig. 4.3b).

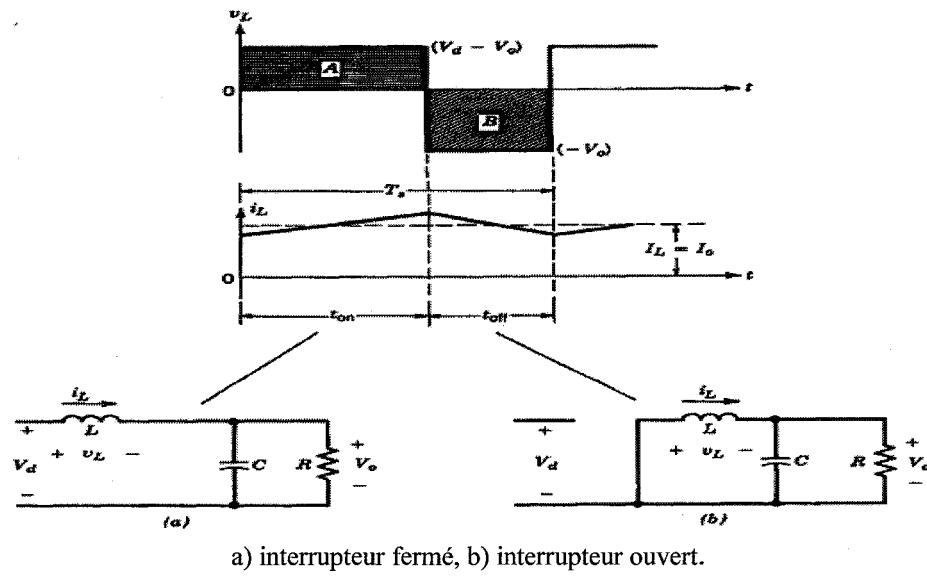


Fig.4.3: Circuits équivalents du hacheur dévolteur [49].

On considère qu'en régime permanent le signal se répète d'une période à une autre, donc l'intégrale de la tension v_L de l'inductance sur une période est nulle. Ainsi, on a :

$$\int_0^{T_s} v_L dt = \int_0^{t_{on}} v_L dt + \int_{t_{on}}^{T_s} v_L dt = 0 \quad (4.2)$$

Ce qui implique que les surfaces A et B de la figure (4.3a) sont égales, d'où :

$$(V_d - V_o) t_{on} = V_o (T_s - t_{on}) \quad (4.3)$$

$$\text{où } \frac{V_o}{V_d} = \frac{t_{on}}{T_s} = D = \text{rapport cyclique} \quad (4.4)$$

L'équation (4.4) montre, qu'en conduction continue, on a une tension de sortie dont la variation est linéaire avec le rapport cyclique, pour une tension d'entrée donnée. Elle ne dépend d'aucun autre paramètre du circuit.

Par ailleurs, si on suppose que les pertes en puissance associées aux éléments du circuit sont négligées, la conservation d'énergie implique l'égalité puissance d'entrée et puissance de sortie :

$$P_d = P_o \quad \text{où} \quad V_d I_d = V_o I_o$$

$$\text{Soit } \frac{I_o}{I_d} = \frac{V_d}{V_o} = \frac{1}{D} \quad (4.5)$$

Appelons $R_e = V_d/I_d$ la résistance d'entrée du convertisseur et soit $R_L = V_o/I_o$ la résistance de sortie. On déduit que:

$$R_e = \left(\frac{t_{on}}{T_s} \right)^2 R_L = D^2 R_L \quad (4.6)$$

Nous constatons que pour adapter la charge R_L aux modules PV et que pour extraire le maximum de puissance électrique de ces derniers, il suffit de régler le rapport cyclique (t_{on}/T_s) en conséquence (fig.4.4).

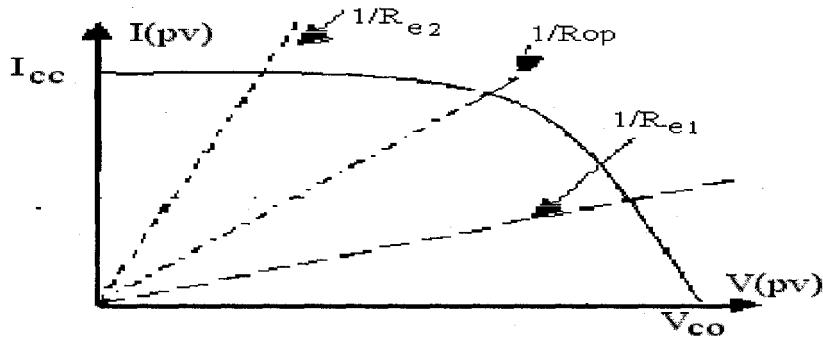
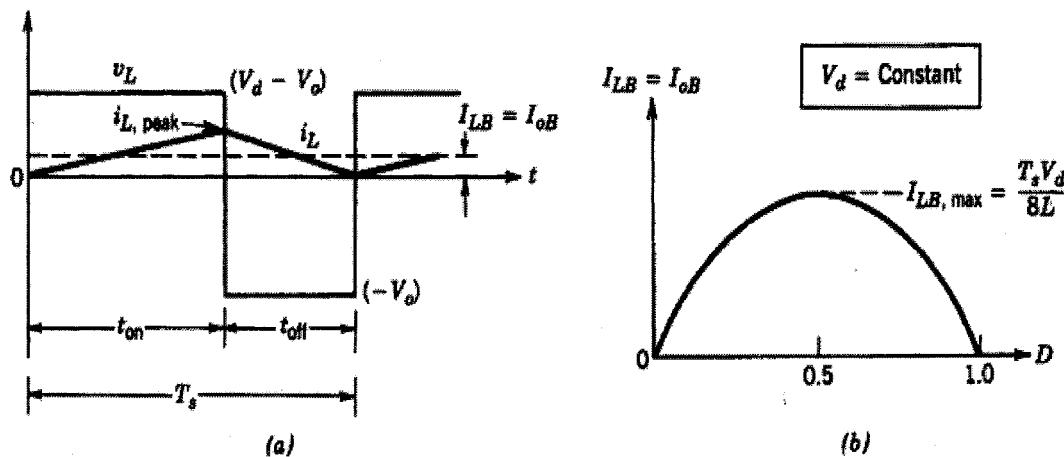


Fig.4.4: Les points de fonctionnement du système PV en fonction de la charge

4.2.2. Conditions aux limites entre conductions continue - discontinue

Plusieurs paramètres du circuit influencent le mode de conduction du courant dans l'inductance (continu ou discontinu). La figure (4.5a) montre les formes d'onde de v_L et i_L aux bornes de l'inductance. On y remarque que le courant i_L atteint la valeur zéro (devient nul) à la fin de la période d'ouverture (à t_{off}), ce qui constitue la limite entre les deux modes de conduction. La valeur moyenne du courant dans l'inductance, à cette limite de conduction, est donnée par l'équation :

$$I_{LB} = \frac{1}{2} i_{L,peak} = \frac{t_{on}}{2L} (V_d - V_o) = \frac{DT_s}{2L} (V_d - V_o) = I_{oB} \quad (4.7)$$



a) Formes d'onde du courant, b) Courbe I_{LB} en fonction de D à V_d constante.

Fig.4.5: Courant dans l'inductance à la limite de conduction continue et discontinue [49].

En effet, durant t_{on} , on a : $v_L = (V_d - V_o) = L \frac{di_L}{dt}$ (4.8)

soit : $\frac{di_L}{dt} = \frac{\Delta i_L}{dt} = \frac{\Delta i_L}{t_{on}} = \frac{\Delta i_L}{DT_s} = \frac{V_d - V_o}{L}$ et $\Delta i_L = \frac{DT_s}{L} (V_d - V_o)$

d'où : $I_{LB} = \frac{1}{2} i_{L,peak} = \frac{t_{on}}{2L} (V_d - V_o) = \frac{DT_s}{2L} (V_d - V_o) = I_{oB}$ (4.9)

Donc, pour des valeurs de T_s , V_d , V_o , L et D données pendant une phase de fonctionnement, dès que la valeur moyenne du courant de sortie (et par conséquent celle du courant dans l'inductance) sera moindre que I_{LB} (donnée par l'équation 4.7), le courant i_L sera alors discontinu.

4.2.3. Mode de conduction discontinue

Dans ce paragraphe, on vérifie la conformité du rapport V_o/V_d dans le cas de la conduction discontinue avec l'équation (4.5). La conduction est dite discontinue lorsque le courant s'annule dans l'inductance pendant le laps de temps où le transistor du découpage du convertisseur est ouvert. Cette situation est illustrée à la figure (4.6).

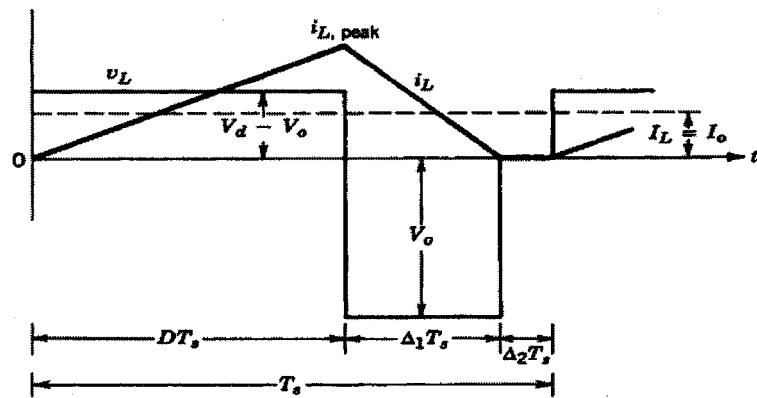


Fig.4.6 : Convertisseur dévolteur en conduction discontinue [49].

En utilisant la relation $V_o = DV_d$, l'équation (4.7) donnant le courant moyen dans l'inductance, à la limite de la conduction continue, est :

$$I_{LB} = \frac{T_s V_d}{2L} D(1-D) \quad (4.10)$$

Si on analyse la variation du courant I_{LB} en fonction du rapport cyclique (pour une tension V_d donnée et les autres paramètres sont maintenus constants),, on remarque que le courant de sortie nécessaire pour une conduction continue est maximum pour $D=0.5$ (voir fig. 4.5b). En effet, on a :

$$\frac{dI_{LB}}{dD} = \frac{T_s V_d}{L} \left(\frac{1}{2} - D \right) = 0 \quad \text{si} \quad D = \frac{1}{2} = 0.5$$

Et pour $D=0.5$, on a : $I_{LB,\max} = \frac{T_s V_d}{L} 0.125 = \frac{T_s V_d}{8L}$ (4.11)

Les équations (4.10) et (4.11) permettent d'écrire :

$$I_{LBx} = 4I_{LB,\max} D(1-D) \quad (4.12)$$

Pendant l'intervalle de temps $\Delta_2 T_s$ où $i_L(t)=0$:

- La tension v_L aux bornes de l'inductance est nulle.
- La puissance délivrée à la charge provient uniquement de la capacité de filtrage (on est encore dans t_{off}).
- À nouveau, l'intégrale de la tension de l'inductance sur une période est nulle (égalité de surfaces) soit :

$$(V_d - V_o)DT_s + (-V_o)\Delta_i T_s = 0 \quad (4.13)$$

ce qui donne, en éliminant T_s :

$$V_d D - V_o (D + \Delta_i) = 0 \quad \text{soit} \quad \frac{V_o}{V_d} = \frac{D}{D + \Delta_i} \quad (4.14)$$

avec : $D + \Delta_1 < 1.0$

$$\text{À partir de la figure (4.6), on a : } i_{L,peak} = \frac{V_o}{L} \Delta_1 T_s \quad (4.15)$$

En effet, durant $\Delta_1 T_s$, on note une décroissance du courant dans l'inductance, soit :

$$v_L = -V_o = L \frac{di_L}{dt}$$

soit (en termes d'amplitude) :

$$\frac{\Delta i_L}{dt} = \frac{\Delta i_L^+ - i_{L,peak}}{\Delta_1 T_s} = \frac{i_{L,peak}}{\Delta_1 T_s} = \frac{V_o}{L}$$

d'où :

$$i_{L,peak} = \frac{V_o}{L} \Delta_1 T_s$$

Par conséquent, on a :

$$I_o = i_{L,peak} \frac{D + \Delta_1}{2} \quad (4.16)$$

$$= \frac{V_o T_s}{2L} (D + \Delta_1) \Delta_1 \quad (\text{avec 4.15}) \quad (4.17)$$

$$= \frac{V_o T_s}{2L} D \Delta_1 \quad (\text{avec 4.14}) \quad (4.18)$$

$$= 4 I_{LB,max} D \Delta_1 \quad (\text{avec 4.11}) \quad (4.19)$$

d'où :

$$\Delta_1 = \frac{I_o}{4 I_{LB,max} D} \quad (4.20)$$

Les équations (4.14) et (4.20) conduisent au rapport V_o/V_d cherché, soit (en éliminant Δ_1):

$$\frac{V_o}{V_d} = \frac{D^2}{D^2 + \frac{1}{4} \left(\frac{I_o}{I_{LB,max}} \right)^2} \quad (4.21)$$

4.2.4. Mode de conduction discontinue à tension de sortie constante

Dans le cas de notre système la tension de sortie du convertisseur V_o est constante, tension imposée par les batteries. Par contre la tension d'entrée V_d fluctue en fonction des conditions météorologiques.

En remplaçant $V_d=V_o/D$, dans l'équation 4.7, le courant moyen dans l'inductance, à la limite du mode de conduction continue, est:

$$I_{LB} = \frac{T_s V_o}{2L} (1-D) \quad (4.22)$$

Si V_o est maintenue constante, l'équation (4.22) montre que la valeur maximale de I_{LB} est obtenue pour $D=0$ (puisque D varie de 0 à 1), donc :

$$I_{LB,\max} = \frac{T_s V_o}{2L} \quad (4.23)$$

Notons que le fonctionnement à $D=0$ et à V_o finie ne constitue qu'une hypothèse, car cela impliquerait que V_d soit infinie (comme $V_d=V_o/D$).

La combinaison des équations (4.22) et (4.23) permet d'écrire :

$$I_{LB} = (1-D) I_{LB,\max} \quad (4.24)$$

Pour un fonctionnement du convertisseur à V_o constante, on peut obtenir le rapport cyclique nécessaire en fonction du ratio $I_o/I_{LB,\max}$. En combinant les équations (4.14) et (4.17) (relations qui sont valides en conduction discontinue aussi bien pour V_o ou $V_d=\text{constante}$), avec (4.23), pour le cas où $V_o=\text{constante}$, on obtient :

$$D = \frac{V_o}{V_d} \left(\frac{I_o / I_{LB,\max}}{1 - V_o / V_d} \right)^{1/2} \quad (4.25)$$

À la figure (4.7), on a une famille de courbes représentant le rapport cyclique D en fonction du ratio $I_o/I_{LB,max}$, pour différentes valeurs de V_d/V_o , en maintenant $V_o=constante$. Sur celles-ci, la limite entre les modes de conduction continue-discontinue est obtenue avec l'équation (4.24).

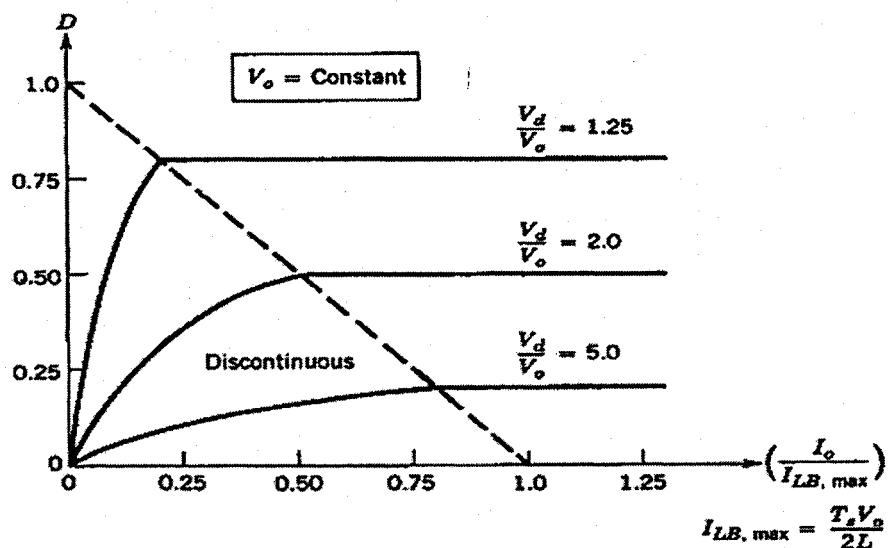


Fig.4.7 : Courbes caractéristiques du convertisseur, en maintenant $V_o=constante$.

4.3. Analyse de la convergence du point de puissance maximale

La figure (4.8) montre que pour chaque éclairement et chaque température, on a un point de fonctionnement où la puissance maximale correspondant à une valeur de la résistance d'entrée du convertisseur DC/DC. Dans le cas du changement de l'éclairement, de la température ou les deux à la fois, on change la valeur de la résistance d'entrée pour localiser le nouveau point de puissance maximale et ceci en variant le rapport cyclique selon les conditions météorologiques. Cette poursuite du point de puissance maximale est réalisée par des méthodes MPPT.

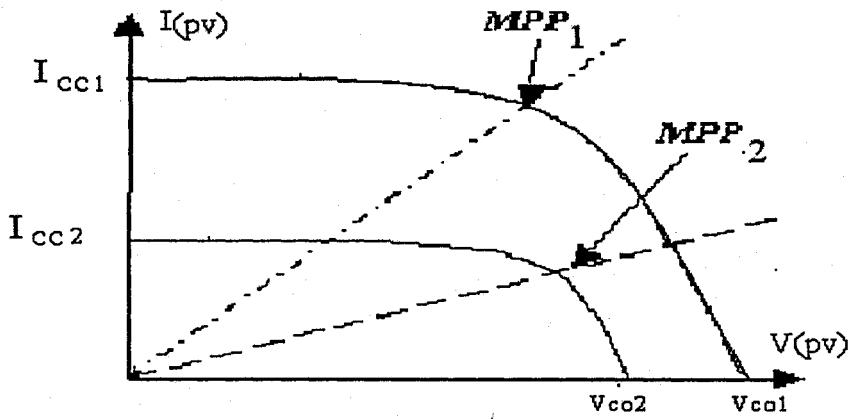


Fig.4.8: Variation du point de puissance maximale en fonction des conditions météorologiques

Différentes techniques MPPT ont été proposées ces dernières années. Parmi ces techniques, la méthode dite perturbation et observation [41,42], qu'on a adopté pour réaliser la poursuite du MPP, est la plus utilisée car elle est facile à implémenter et demande peu de paramètres à mesurer. Cette méthode présente lors des variations de l'éclairement solaire et de la température des oscillations de poursuite qui peuvent orienter la recherche du MPP dans le mauvais sens de la poursuite. Afin de remédier à cet inconvénient nous allons faire l'analyse du déplacement probable du point de fonctionnement après chaque perturbation. La figure (4.9) montre qu'on a deux zones de fonctionnement, la première se situe à droite du MPP où $\frac{dp}{dv} > 0$ et la seconde à gauche du MPP où $\frac{dp}{dv} < 0$. La perturbation du point de fonctionnement donne quatre cas de fonctionnement.

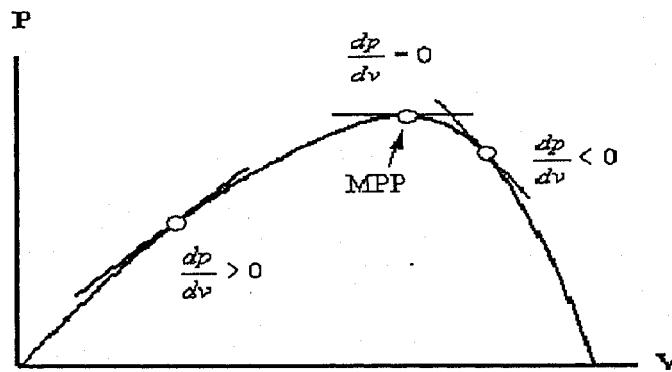


Fig.4.9: Les déplacements probables du point de fonctionnement

Premier cas:

Après la perturbation, on a un déplacement du point de fonctionnement de (k-1) à (k), on remarque que : $P(k) > P(k-1)$ et $V(k) > V(k-1)$

La figure (4.10.a) montre une amélioration de la puissance. Ce qui indique qu'on est dans le bon sens de la recherche du MPP. Donc, on poursuit la recherche du MPP dans le même sens pour atteindre le point de fonctionnement (k+1) et on augmente le rapport cyclique de Δd . Ce qui donne : $V(k+1) = V(k) + \Delta v$

Deuxième cas:

Après la perturbation, on a un déplacement du point de fonctionnement de (k-1) à (k), on remarque que : $P(k) < P(k-1)$ et $V(k) < V(k-1)$

La figure (4.10.b) montre une détérioration de la puissance. Ce qui indique qu'on est dans le mauvais sens de la recherche du MPP. Donc, on change de sens de la recherche du MPP et on augmente le rapport cyclique de deux Δd pour atteindre le point de fonctionnement (k+1). Ce qui donne : $V(k+1) = V(k) + 2\Delta v$

Troisième cas:

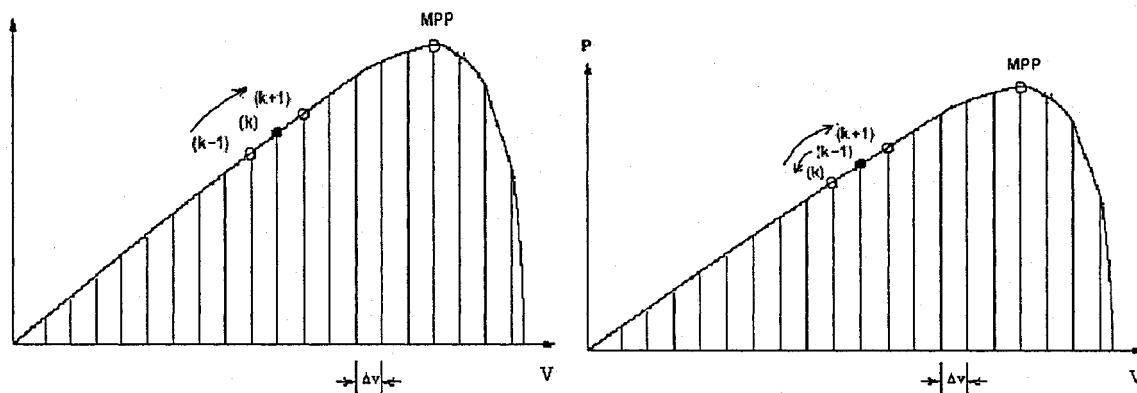
Après la perturbation, on a un déplacement du point de fonctionnement de (k-1) à (k), on remarque que : $P(k) > P(k-1)$ et $V(k) < V(k-1)$

La figure (4.10.c) montre une amélioration de la puissance. Ce qui indique qu'on est dans le bon sens de la recherche du MPP. Donc, on poursuit la recherche du MPP dans le même sens pour atteindre le point de fonctionnement (k+1) et on diminue le rapport cyclique de Δd . Ce qui donne : $V(k+1) = V(k) - \Delta v$

Quatrième cas:

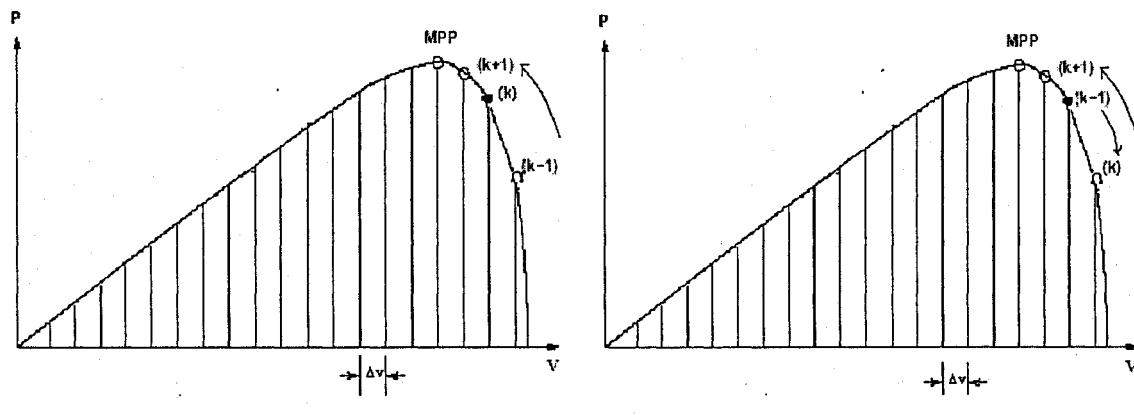
Après la perturbation, on a un déplacement du point de fonctionnement de $(k-1)$ à (k) , on remarque que : $P(k) < P(k-1)$ et $V(k) > V(k-1)$

La figure (4.10.d) montre une détérioration de la puissance. Ce qui indique qu'on est dans le mauvais sens de la recherche du MPP. Donc, on change de sens de la recherche du MPP et on augmente le rapport cyclique de deux Δd pour atteindre le point de fonctionnement $(k+1)$. Ce qui donne : $V(k+1) = V(k) - 2\Delta v$



a- Premier cas de fonctionnement

b- Deuxième cas de fonctionnement



c- Troisième cas de fonctionnement

d- Quatrième cas de fonctionnement

Fig. 4.10: Les différents cas du déplacement du point de fonctionnement.

L'étude des différents cas de déplacement du point de fonctionnement, nous a permis de corriger la poursuite du MPP et de modifier la méthode dite de perturbation et observation

qui consistait à créer une perturbation et ensuite incrémenter le rapport cyclique de Δd dans le cas d'une augmentation de la puissance où de décrémenter le rapport cyclique de Δd dans le cas d'une diminution de la puissance [50].

L'algorithme de la méthode MPPT qu'on propose pour améliorer la poursuite du MPP sera basé sur les règles suivantes:

- Lorsque $\Delta P = P(k) - P(k-1) > 0$, on est dans le bon sens de la poursuite du MPP.

Le pas de perturbation sera de Δv .

- Lorsque $\Delta P = P(k) - P(k-1) < 0$, on est dans le sens inverse de la direction du MPP.

Donc, il faut inverser le sens de la poursuite du MPP et le pas de perturbation sera de $2\Delta v$.

- Lorsque $\Delta P/\Delta V = P(k) - P(k-1)/V(k) - V(k-1) > 0$, il faut donc incrémenter la valeur de référence.

- Lorsque $\Delta P/\Delta V = P(k) - P(k-1)/V(k) - V(k-1) < 0$, il faut donc décrémenter la valeur de référence.

cas n°:	ΔV	ΔP	$\Delta P/\Delta V$	sens de la poursuite	action de contrôle
1	+	+	+	bon sens	incrémenter $V_{ref} = V_{ref} + \Delta v$
2	-	-	+	mauvais sens loin du MPPT	incrémenter $V_{ref} = V_{ref} + 2\Delta v$
3	-	+	-	bon sens	décrémenter $V_{ref} = V_{ref} - \Delta v$
4	+	-	-	mauvais loin du MPPT	décrémenter $V_{ref} = V_{ref} - 2\Delta v$

Tableau I : Résumé de l'action de contrôle pour différents points de fonctionnement.

4.4. Réalisation du convertisseur MPPT

4.4.1. Circuit de puissance

Le convertisseur MPPT est conçu de façon à supporter une puissance de 1.2 kW délivrée par les modules PV. La figure (4.11) donne le schéma électrique de la partie puissance du convertisseur MPPT. La partie puissance est basée sur le circuit intégré IRF2110 et des MOSFET IRF540 et IRF520. Le choix des composantes a été dicté par les critères suivants :

- Tension maximale des panneaux: environ de 100 volts
- Courant maximum des panneaux: environ de 10 ampères
- Fréquence de commutation à 10kHz

Pour pouvoir faire fonctionner l'IR2110 dans sa configuration classique, il faut que le condensateur entre V_b et V_s se charge à chaque période de commutation. La seule condition est lorsque V_s tombe à zéro pour permettre la circulation du courant. Comme notre montage comporte une batterie à la sortie, cette condition n'est pas assurée. Il a fallu ajouter un MOSFET et une diode à la sortie pour permettre cette condition. Ainsi, le MOSFET IRF520 du bas ne sert qu'à charger le condensateur entre les entrées V_b et V_s du IRF2110, qui lui servira à commuter l'IRF540 du haut.

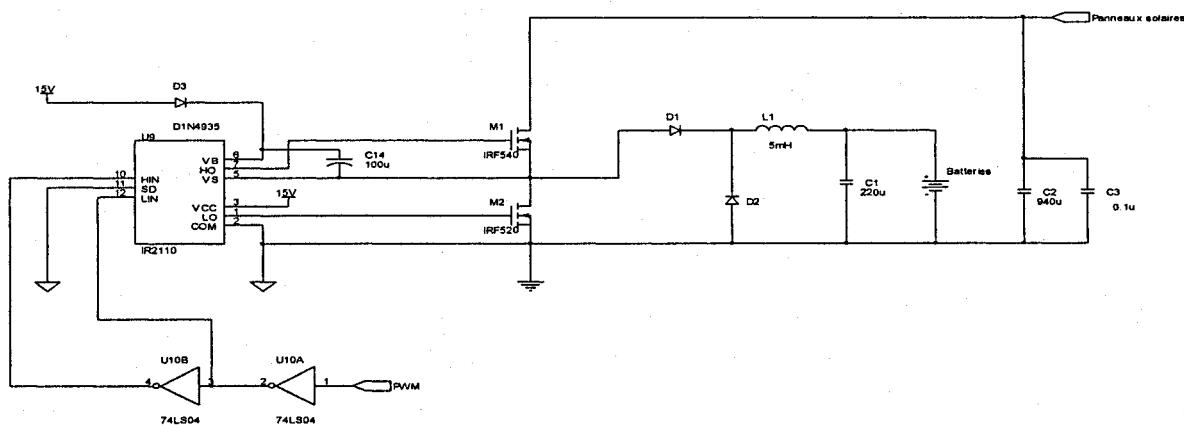


Fig.4.11 : Schéma de la partie puissance du convertisseur MPPT

4.4.2. Circuit de commande

Pour le circuit de commande, un microcontrôleur de la famille PIC a été utilisé. Il s'agit d'un PIC18F242 avec un cristal de 10MHz (voir fig.4.12). Il s'occupe de mesurer le courant et la tension aux bornes des panneaux. Avec ces mesures, il applique un algorithme et génère un signal à largeur d'impulsion variable pour le circuit de puissance.

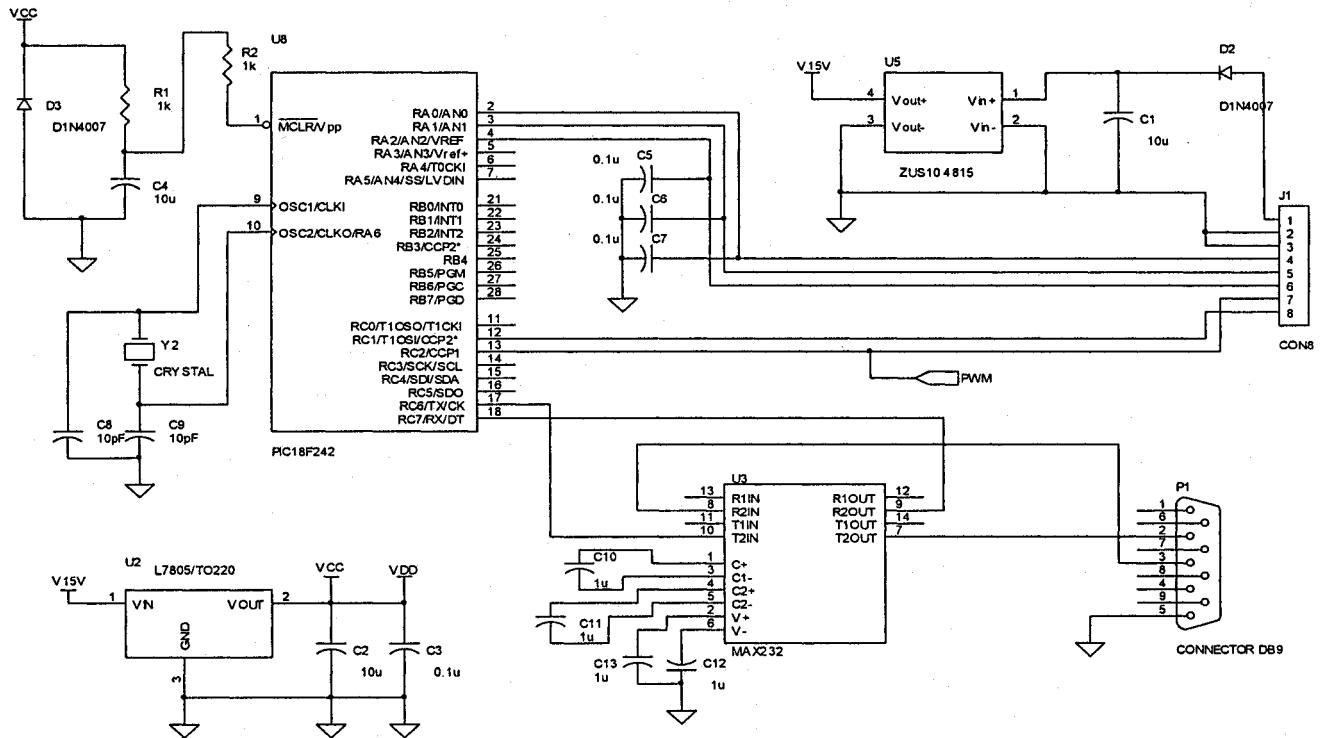


Fig.4.12 Montage partie commande du convertisseur MPPT

4.4.3. Mesure du courant et de la tension

Nous avons utilisé une résistance shunt pour mesurer le courant et un diviseur de tension pour mesurer la tension des panneaux. Le but est de ramener les mesures à l'intérieur de 0-5V et de se conformer aux spécifications du microcontrôleur. Les circuits de mesure doivent avoir des impédances inférieures ou égales à $2.5\text{k}\Omega$, sans quoi le circuit interne du

microcontrôleur risque d'influencer la mesure. La figure (4.13) résume l'utilisation d'une entrée analogique d'un microcontrôleur [51].

Comme les signaux des circuits de mesure comportent trop de bruits pour les faire entrer directement sur le microcontrôleur, un filtre est nécessaire (Fig.4.13). Le filtre sert à couper les hautes fréquences du hacheur tout en permettant de mesurer des bonnes valeurs pour chaque itération des algorithmes utilisés (0.2s max., 5Hz).

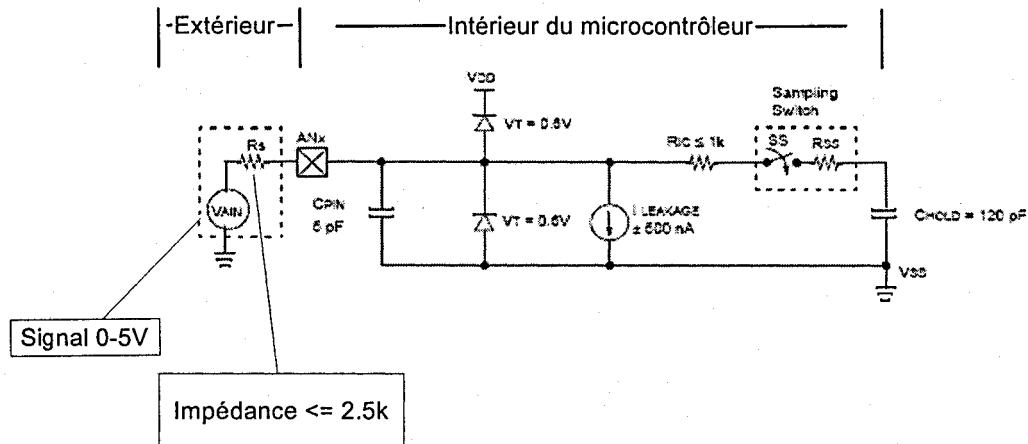


Fig.4.13: Utilisation d'une entrée analogique d'un microcontrôleur.

4.5. Implémentation des algorithmes MPPT développés

Le convertisseur MPPT réalisé est inséré entre les modules photovoltaïques et le bus DC du système d'énergies renouvelables. C'est ce qu'illustre la figure suivante. On constate qu'une interface entre le circuit de commande et un ordinateur a été prévue qui sert à programmer les paramètres et à suivre l'évolution du système. La figure (4.14) donne le schéma de la plate forme d'implémentation des algorithmes MPPT développés.

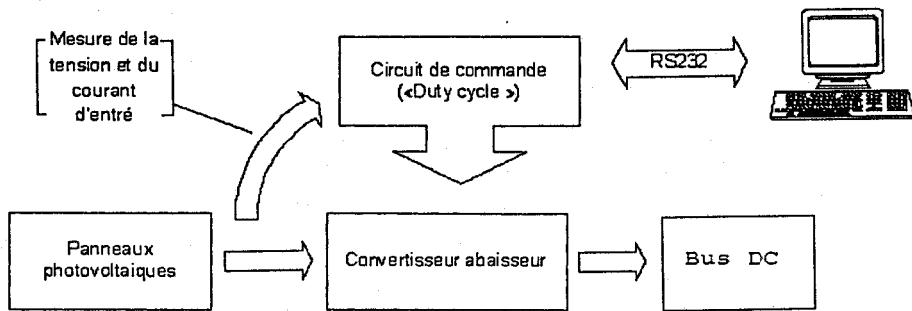


Fig.4.14: Synoptique de l'implémentation des algorithmes MPPT développés

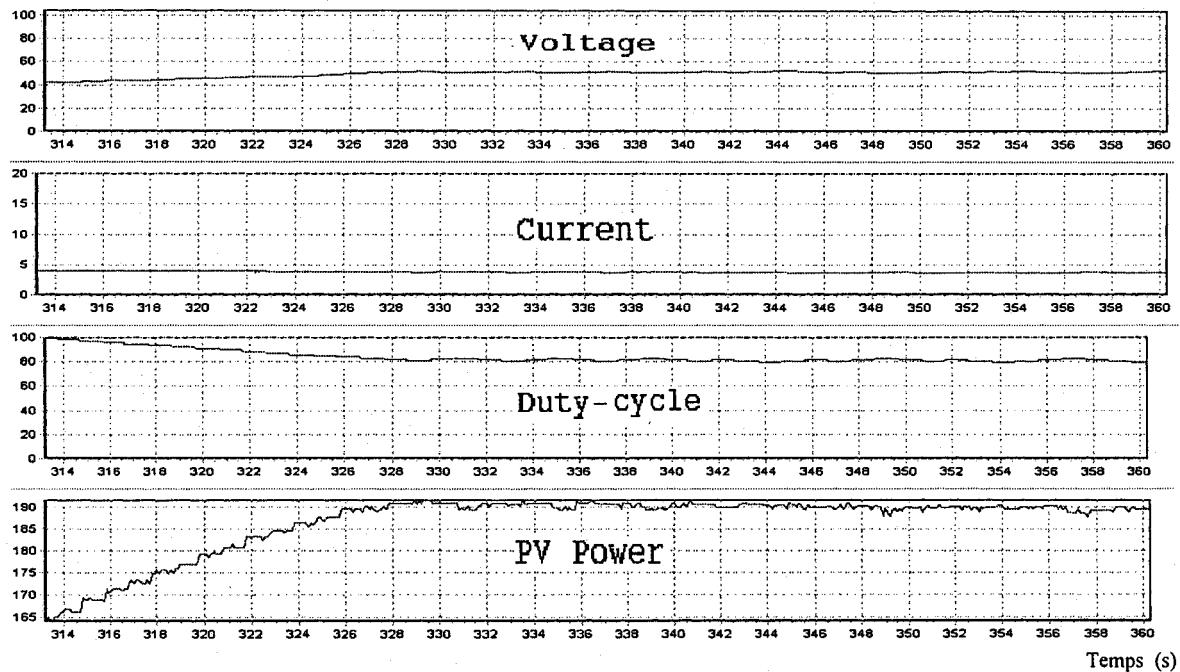
4.5.1. Implémentation de l'algorithme de la méthode P&O

Pour la poursuite du point de puissance maximale lors des changements des conditions météorologiques, nous avons utilisé la méthode basée sur le principe dit de perturbation et observation modifiée et corrigée. Un microcontrôleur compare entre deux instants d'échantillonnage, la puissance débitée par le générateur PV et élabore une consigne en fonction du signal d'écart observé. Si cet écart est nul donc le générateur PV fonctionne au point de puissance optimale. Dans le cas contraire, le microcontrôleur crée une perturbation Δd du rapport cyclique et mesure une nouvelle fois la puissance. Si la puissance a augmenté après cette perturbation on incrémente ou on décrémente de nouveau le rapport cyclique de Δd . Sinon on incrémente ou on décrémente le rapport cyclique de $2\Delta d$.

La figure (4.15) donne les résultats expérimentaux de la tension, du courant, de la valeur du rapport cyclique et de la puissance de sortie des modules PV obtenu avec l'algorithme de la méthode P&O (fig.3.4). On remarque que la méthode P&O ne permet pas de localiser le MPP dès le début de la recherche (fig.4.15a) et elle présente aussi une oscillation autour du MPP (fig.4.15b). Ceci illustre bien l'instabilité de l'algorithme P&O et il est conforme aux résultats de la simulation de la figure (3.7).

4.5.2. Implémentation de l'algorithme basé sur l'approche non linéaire

La figure (4.16) donne les résultats expérimentaux de la tension, du courant, de la valeur du rapport cyclique et de la puissance de sortie des modules PV obtenu avec l'algorithme de la méthode basée sur l'approche non linéaire (fig.3.5). On remarque que la méthode basée sur l'approche non linéaire converge rapidement en se positionnant directement au MPP dès le début de la recherche. L'efficacité de poursuite est donc grandement améliorée par rapport à la méthode P&O. L'augmentation d'efficacité est en moyenne supérieure à 17 %. Notre approche permet aussi de réduire l'oscillation autour du MPP, ceci se traduit par une tension et un courant de sortie presque stables. Les pics de tensions PV et les chutes de courant au niveau des panneaux solaires sont dus à la mesure périodique de la tension en circuit ouvert pour déterminer la référence de la poursuite du point de puissance maximale.



a- Tension, courant, valeur du rapport cyclique et puissance obtenus avec l'algorithme P&O

b- oscillation autour du MPP

Fig.4.15: Résultats expérimentaux de la méthode P&O

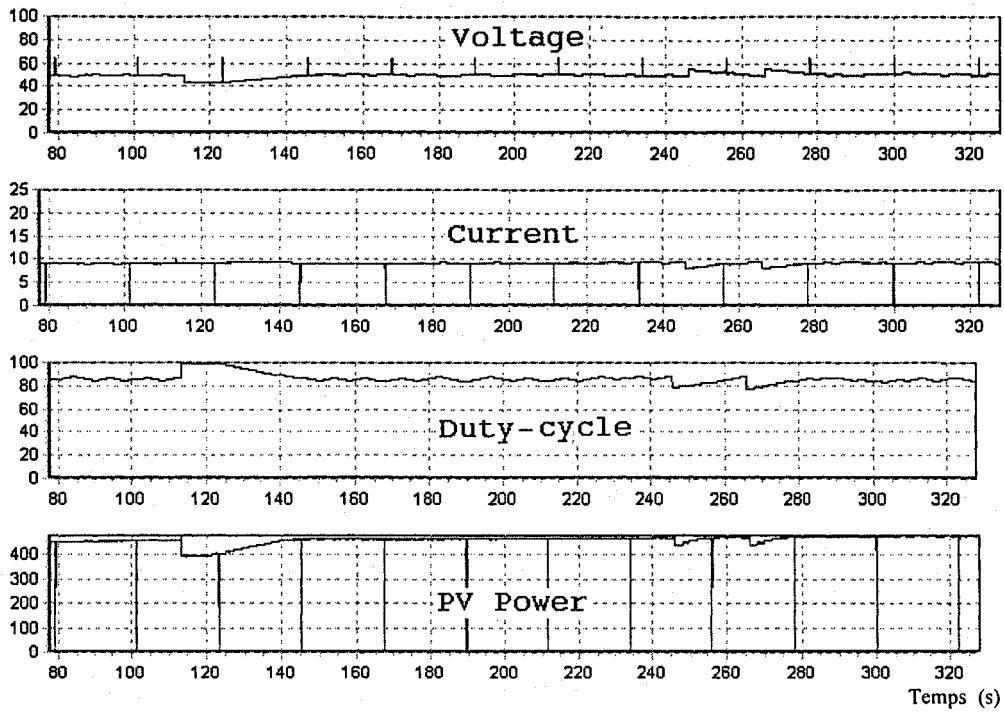


Fig.4.16: Résultats expérimentaux de la méthode basée sur l'approche non linéaire

4.5.1. Implémentation de l'algorithme de la méthode perturbation et observation combiné à l'approche non linéaire

Le développement de deux algorithmes basés sur la combinaison de l'approche non linéaire avec la méthode P&O (voir fig.4.17 et fig.4.18), a permis d'améliorer grandement les performances de la poursuite du point de fonctionnement optimal des systèmes PV.

La figure (4.19) donne les résultats expérimentaux de la tension, du courant, de la valeur du rapport cyclique et de la puissance de sortie des modules PV obtenu avec l'algorithme de la méthode P&O avec la mesure initiale de la référence (fig.4.17). L'estimation de la valeur initiale de référence de la poursuite du point de puissance maximale est obtenue par l'approche non linéaire développée. Cette combinaison, a permis d'obtenir une bonne convergence de la méthode P&O. La figure (4.20), donne les résultats expérimentaux de la tension, du courant, de la valeur du rapport cyclique et de la puissance de sortie des

modules PV obtenu avec l'algorithme de la méthode P&O utilisant la mesure cyclique de la référence (fig.4.18). Cette combinaison, a permis de réduire les pertes de l'approche non linéaire et d'obtenir une quasi convergence de la méthode P&O.

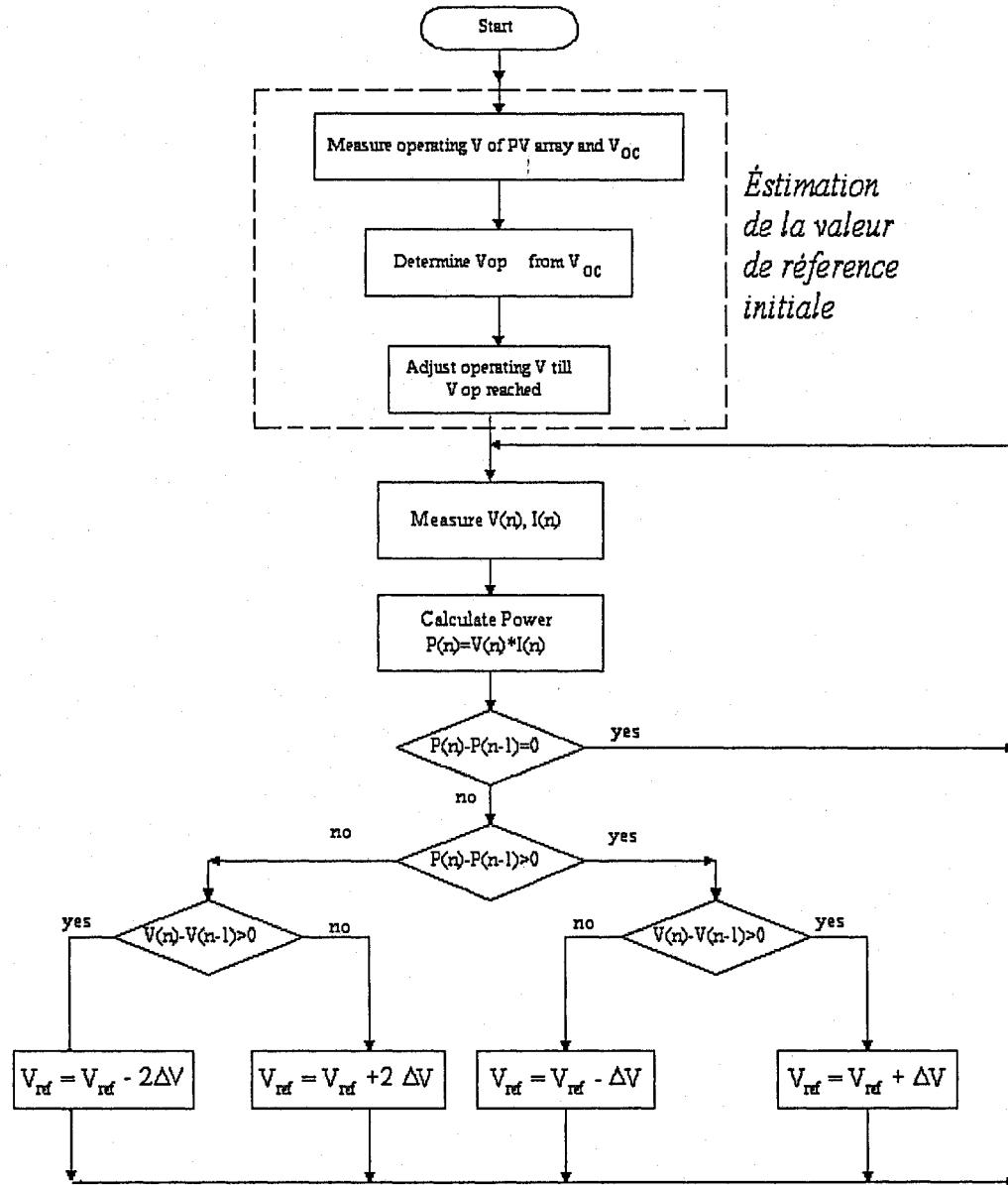


Fig. 4.17: Algorithme de la méthode P&O avec la mesure initiale de la référence

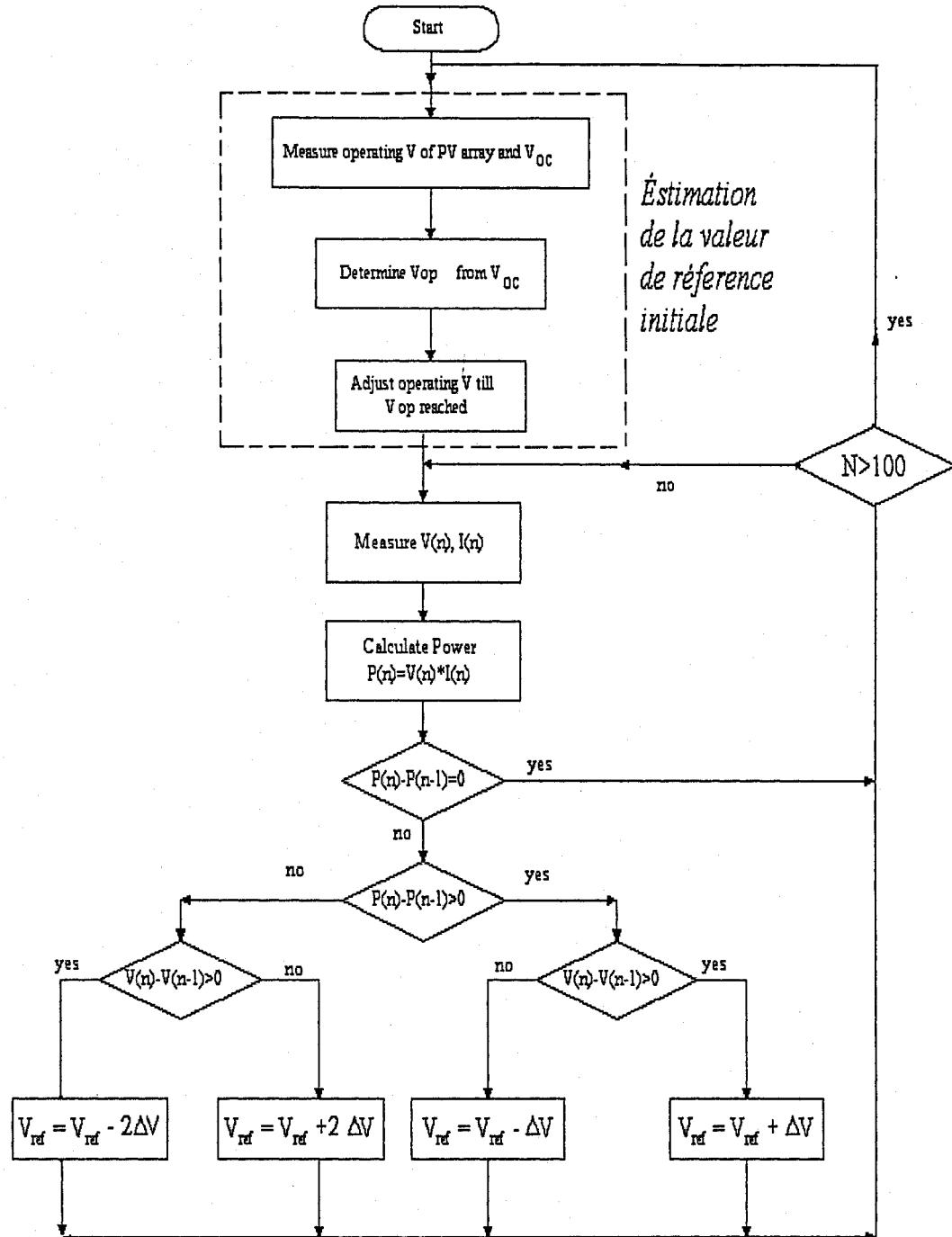


Fig. 4.18: Algorithme de la méthode P&O avec la mesure cyclique de la référence

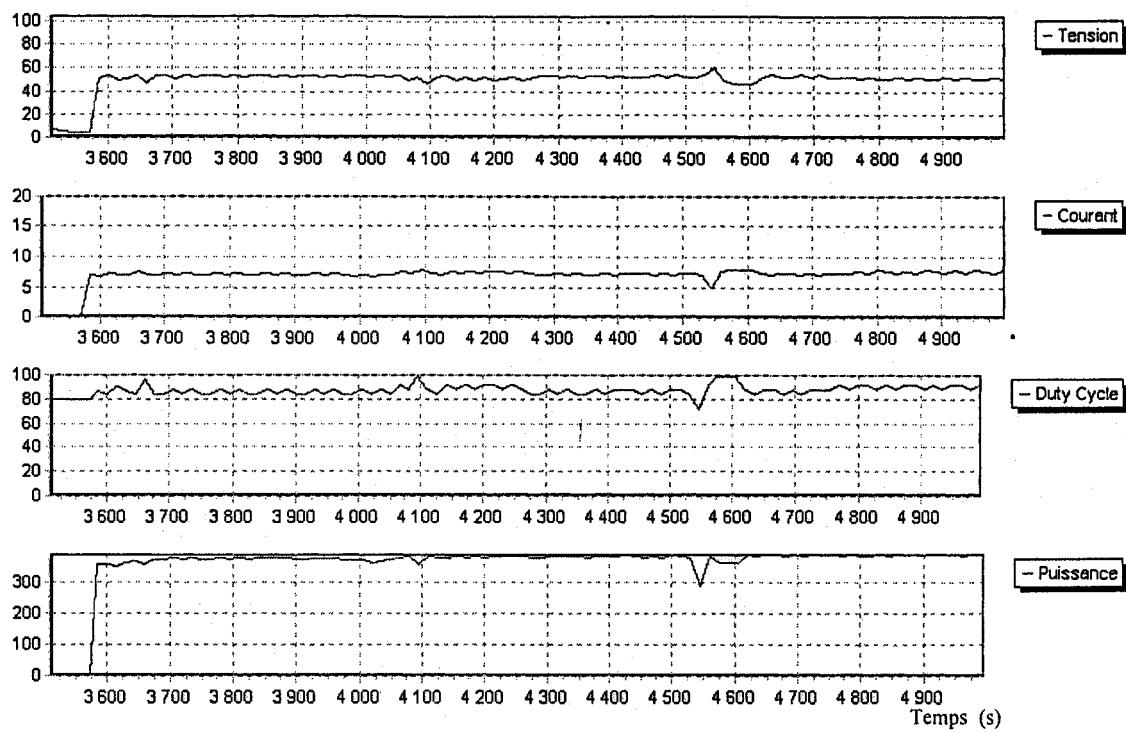


Fig. 4.19: Résultats expérimentaux de la méthode P&O avec la mesure initiale de la référence

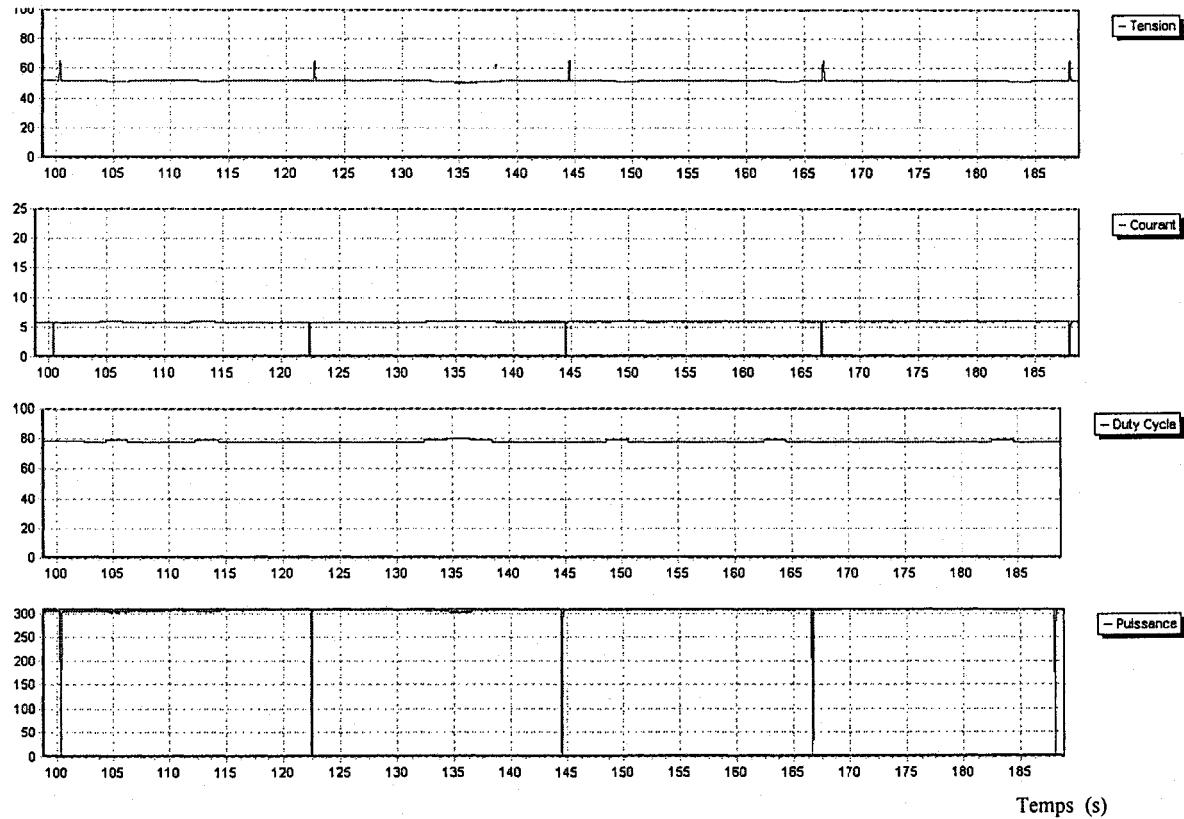


Fig. 4.20: Résultats expérimentaux de la méthode P&O avec la mesure cyclique de la référence

4.6. Discussions et conclusion

La méthode P&O est une approche itérative qui perturbe le point de fonctionnement des modules PV, afin de trouver la direction de la poursuite du point de puissance maximale. Grâce à sa structure simple, cette méthode est largement répandue. La commande de puissance maximum est réalisée en forçant la dérivée de la puissance d'être égale à zéro et agir en conséquence sur le rapport cyclique du convertisseur. Ce processus est relativement lent [52-54]. L'exécution de la méthode de P&O peut être améliorée en augmentant la vitesse d'exécution et le point de puissance maximale peut être dépisté correctement dans des conditions atmosphériques dynamiques. Dans ce cas, la commutation rapide du convertisseur provoque une perturbation du fonctionnement du système due à l'ondulation de courant et de la tension. Pour réduire l'ondulation créée par la commutation du convertisseur à la sortie des modules PV, la plupart des systèmes de MPPT, indépendamment de la topologie du convertisseur de puissance, utilisent un grand condensateur en parallèle avec les modules PV. Cependant, le condensateur réduit la vitesse de la réponse du système de MPPT lors des variations des conditions atmosphériques [55-56]. Dans notre méthode, Le temps de mesure des valeurs instantanées de la tension de circuit ouvert (pas les valeurs moyennes), qui sont utilisées pour calculer le point optimal de fonctionnement, sont de l'ordre de 10 microsecondes. Par contre, le temps moyen d'exécution de l'algorithme de notre méthode est de 150 microsecondes. Notre système suit le point optimal de fonctionnement dans moins d'une seconde. Par contre, les systèmes rapportés dans la littérature [52-54] suivent le MPP à l'échelle du temps des secondes ou plus longtemps. Par exemple, le temps de réponse de la mise en exécution de la méthode P&O sur un système de contrôle à base d'un DSP nécessite plusieurs secondes [57].

CHAPITRE 5: CHAINE DE CONVERSION ÉOLIENNE

5.1. Introduction

Grâce à une incitation fiscale très volontariste due à la crise pétrolière de 1974, la production mondiale de l'énergie éolienne passa de 144 turbines de moyenne puissance (pour un total de 7 MW) en 1981, à 4687 turbines (386 MW) en 1985. Mais c'est vers la fin des années 80 que le marché des systèmes raccordés au réseau a réellement décollé en Europe, dans le reste des USA et également en Asie et en Afrique du Nord. Dans les sites isolés, la rentabilité étant plus facile à obtenir, des petites éoliennes dans la gamme de quelques 100 W à quelques 10 kW sont commercialisées depuis très longtemps. La baisse des coûts des cellules photovoltaïques permet aujourd'hui de construire des systèmes hybrides éoliens et photovoltaïques qui profitent de la fréquente complémentarité vent-soleil (réduction des coûts des batteries de stockage nécessaires en site isolé). Poussé par un contexte régional favorable, l'IRH a récemment décidé de se lancer dans ce thème de recherche sur les éoliennes pour produire l'hydrogène à partir d'un système hybride photovoltaïque éolien.

Dans ce chapitre, on présente quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ainsi que les méthodes d'optimisations énergétiques publiées jusqu'à présent sur la commande à vitesse variable pour optimiser le transfert d'énergie dans les systèmes éoliens.

5.2. Énergie éolienne

L'énergie éolienne provient de l'énergie cinétique du vent. En effet, si nous considérons une masse d'air m qui se déplace avec la vitesse V, l'énergie cinétique de cette masse est [58]:

$$Ec = 0,5 m V^2 \quad (5.1)$$

Si cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'un dispositif ayant la surface A, situé perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance éolienne instantanée serait alors :

$$P_e = 0,5 \rho A V^3 \quad (5.2)$$

où ρ est la masse volumique de l'air ($\rho \approx 1,25 \text{ kg/m}^3$)

En tenant compte du coefficient de puissance C_p , le dispositif de conversion (la turbine éolienne) extrait une puissance P définie par la relation :

$$P = 0,5 C_p \rho A V^3 \quad (5.3)$$

La valeur du coefficient de puissance C_p dépend de la vitesse de rotation de la turbine Ω et peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique λ :

$$C_p = C_p (\lambda) \quad (5.4)$$

$$\text{avec : } \lambda = R \Omega / V \quad (5.5)$$

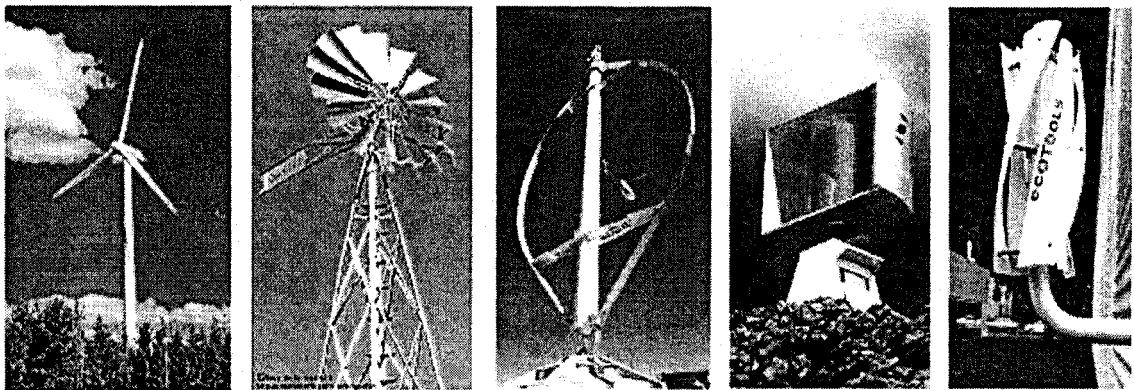
où R est le rayon de l'hélice et $R\Omega$ est la vitesse linéaire périphérique en bout des pâles.

On peut estimer la valeur maximale de ce coefficient, donc la puissance maximale qui peut être récupérée avec une turbine éolienne, en s'appuyant sur la théorie de Rankine - Froude de l'hélice dans un fluide incompressible [59]. C'est la valeur maximale de ce coefficient qui correspond à la limite dénommée la limite de Betz (théorie de Betz année 1920) du coefficient de puissance qui est de 0.593 [59].

5.3. Caractéristique des turbines éoliennes

Dans la technologie concernant les dispositifs de conversion d'énergie éolienne, il existe deux grandes catégories d'éoliennes, qui se réfèrent à la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice (fig.5.1) [60] :

- Turbines à axe horizontal
- Turbines à axe vertical



Éolienne à axe horizontal

Éolienne à axe vertical

Fig.5.1: Différent types de turbines éoliennes

5.3.1. Turbines à axe vertical

Les turbines à axe vertical sont très peu répandues et assez mal connues. Le rotor de ce type de turbine fonctionne grâce à la portance et se base sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles, est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Le couple résistant au démarrage de ce type d'éoliennes est proche de zéro [60] ce qui constitue un avantage.

Les turbines à axe vertical présentent certains avantages : machinerie au sol, pas besoin d'orientation en fonction de la direction du vent, construction souvent simple. Elles tournent à faible vitesse et sont de ce fait peu bruyantes. Elles présentent par contre des difficultés pour leur guidage mécanique du fait que, le palier bas devant supporter le poids de l'ensemble de la turbine.

5.3.2. Turbines à axe horizontal

La plupart des éoliennes actuellement installées utilisent des turbines à axe horizontal. Les différentes constructions des aérogénérateurs utilisent les voilures à deux, trois pâles (les plus courantes) et les multipâles. La caractéristique de puissance C_p dépend principalement du nombre de pales utilisé. La figure (5.2) montre l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des turbines réelles à axe horizontal avec 1, 2, 3 et 4 pales [61]. On remarque que pour chaque type d'éolienne correspond une vitesse normalisée, λ_{opt} , qui maximise le rendement aérodynamique. Ainsi un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, peut permettre de rester sur le maximum de la courbe. Plus la caractéristique $C_p(\lambda)$ sera en cloche, plus il sera bénéfique d'adapter la vitesse de rotation à la vitesse du vent, afin de rester dans la zone optimale.

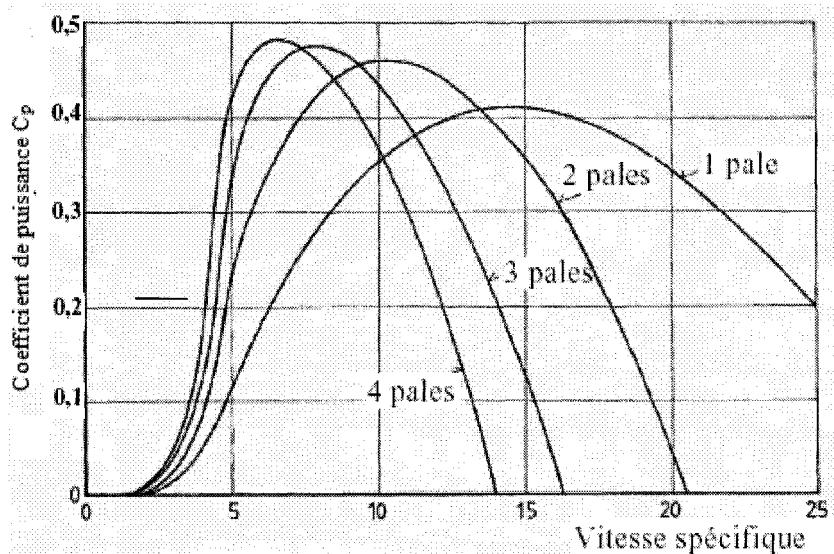


Fig.5.2: Coefficient de puissance en fonction de la vitesse de rotation [61].

La Figure (5.3) donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent. Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale P_n . La puissance P_n est obtenue à partir d'une vitesse du

vent V_n , dénommée vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_n la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante.

A côté de la vitesse nominale V_n , on spécifie aussi :

- la vitesse de démarrage, V_d , à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie,
- la vitesse maximale du vent, V_M , pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour des raisons de sûreté de fonctionnement (fig.5.3).

Les vitesses V_n , V_d et V_M définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent :

- la zone I, où $P = 0$ (la turbine ne fonctionne pas),
- la zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V ,
- la zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance P fournie reste sensiblement égale à P_n ,
- la zone IV, dans laquelle le système de sûreté de fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

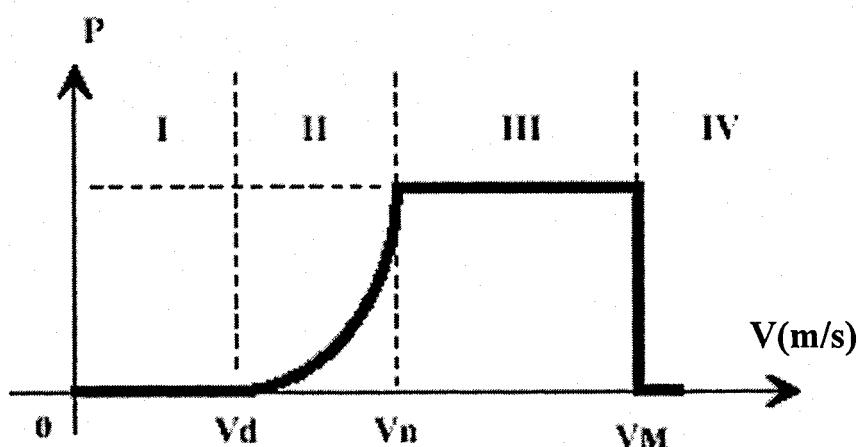


Fig.5.3: Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent

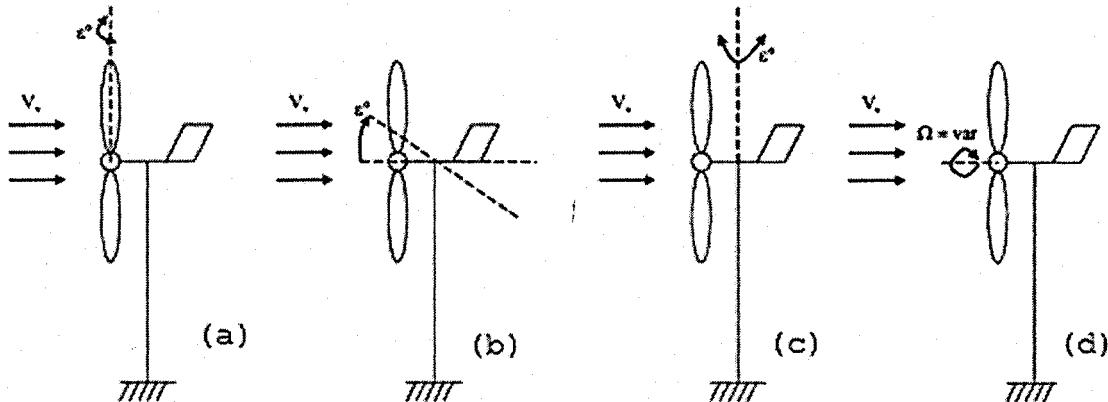
Une régulation est utilisée pour assurer la sécurité de l'éolienne par vents forts et de limiter la puissance. Il existe quatre voies principales pour limiter la puissance éolienne dans le cas de fortes valeurs de la vitesse du vent. La première est une technique active assez coûteuse et complexe appelée système à pas variable « pitch » : elle est donc plutôt utilisé sur les systèmes à vitesse variable de moyenne à fortes puissances (quelques centaines de kW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales sur leur axe ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure. La seconde technique est passive « stall ». Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage dynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent. Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées. La troisième façon de limiter la puissance est la déviation de l'axe du rotor dans le plan vertical (un basculement de la nacelle) ou une déviation dans le plan horizontal (rotation autour de l'axe du mat). Ainsi, la turbine n'est plus face au vent et la surface active de l'éolienne diminue.

La dernière famille qui permet la régulation de la puissance éolienne consiste à faire varier la vitesse de rotation par une action électrique (Fig.5.3). Par le biais de la génératrice accouplée à une chaîne de conversion statique pilotée pour gérer le transfert d'énergie, la vitesse de rotation peut être pilotée selon le point de fonctionnement souhaité. Le plus souvent, dans les turbines classiques à axe horizontal, le dispositif de réglage à fréquence variable est associé à un réglage mécanique (pitch ou stall) [62].

5.4. Chaîne de conversion éolienne

Diverses chaînes de productions coexistent pour la production d'électricité par aérogénérateurs. Elles peuvent être très différentes selon que l'on est en forte ou en petite

puissance, en fonctionnement à vitesse fixe (ou peu variable) ou à vitesse variable. On peut, par exemple, classer ces solutions par leur fonctionnement couplé ou non au réseau [62].



a) pitch, b) déviation verticale de l'axe de rotation, c) rotation horizontale de l'axe de rotation,
d) vitesse de rotation continûment variable

Fig.5.4: Limitation de puissance éolienne

Les installations utilisant l'énergie éolienne comportent classiquement cinq parties :

- une turbine éolienne, avec ses annexes mécaniques (régulation, sécurité, réduction), qui , lorsqu'elle est exposée à un vent de vitesse V , tourne à la vitesse Ω et fournit sur son arbre un couple de moment Γ ,
- un générateur électrique qui transforme l'énergie éolienne (mécanique) en énergie électrique alternative,
- une charge qui reçoit cette énergie électrique. Cela peut être une résistance (chauffage électrique), un organe de stockage d'énergie, un moteur, une pompe, un réseau de distribution d'énergie électrique. Selon la nature de cette charge les exigences sur le conditionnement de l'énergie électrique utilisée sont très différentes,

- un convertisseur qui est en général placé entre le générateur électrique et la charge et qui adapte la forme de l'énergie électrique fournie par le générateur à ce qu'exige la charge.
- un système de commande et de régulation qui assure la conversion optimale en régime stationnaire et, éventuellement en régime dynamique.

La plus simple structure de conversion de l'énergie éolienne est présentée à la figure (5.5), où: T est la turbine, M est le multiplicateur de vitesse, GE, le générateur électrique et EP le circuit d'électronique de puissance. On considère que le système alimente une charge électrique isolée.

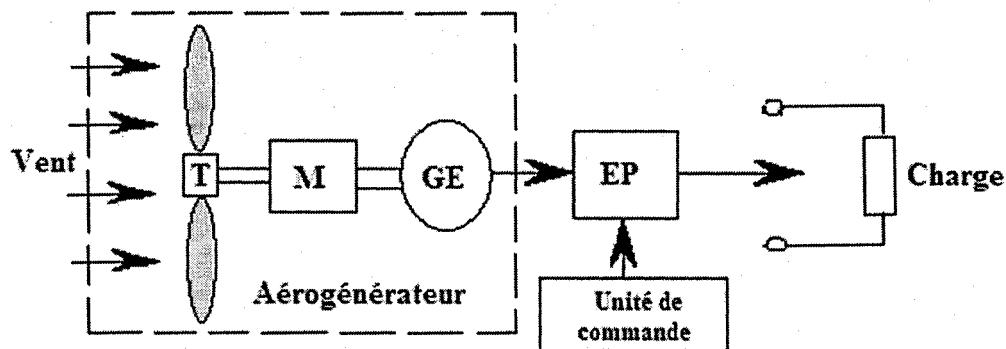


Fig.5.5: Structure d'une chaîne de conversion éolienne

Le caractère aléatoire du vent pose le problème de la régularisation de l'énergie fournie aux consommateurs par les aérogénérateurs. Il est possible que, dans certains intervalles de temps, la demande d'énergie soit plus grande que l'énergie pouvant être fournie par l'aérogénérateur. C'est pourquoi on prévoit des solutions de régularisation par:

- source alternative d'énergie (panneaux solaires),
- l'utilisation de l'énergie stockée pendant les périodes de surproduction de l'aérogénérateur (accumulateurs électriques, stockage sous forme d'hydrogène).

Naturellement, dans une configuration énergétique réelle, avec aérogénérateur, seulement une partie des flux mentionnés dans la figure 2 existe. Présentons quelques situations particulières :

1. Le cas d'une éolienne autonome, sans sources alternatives et sans systèmes de stockage.
2. Le cas d'une éolienne autonome, sans sources alternatives et avec systèmes de stockage.
3. Le cas d'une éolienne utilisée dans un site isolé, avec sources alternatives et systèmes de stockage.
4. Le cas des aérogénérateurs de grande puissance qui débitent dans un réseau énergétique national.
5. Le cas d'un aérogénérateur qui alimente un utilisateur, la source alternative étant le réseau de puissance infinie (panneaux solaires, réseau national et le diesel).

On peut distinguer deux familles de systèmes de génération d'énergie éolienne. D'une part il y a les sites isolés où l'énergie est produite et consommée sur place ou à proximité de l'éolienne. D'autre part les systèmes connectés au réseau national.

5.4.1. Systèmes couplés au réseau alternatif

C'est dans les grandes puissances (au-delà de 100 kW) que l'on rencontre des systèmes reliés au réseau et produisant "au fil du vent". Bien que la première machine qui vient à l'esprit pour de tels systèmes soit la génératrice synchrone, le faible coût et la standardisation des machines asynchrones a conduit à une très large domination des génératrices asynchrones à cage jusqu'à des puissances dépassant le mégawatt.

5.4.1.1. Génératrices asynchrones à cage

Les machines asynchrones à cage ne nécessitent qu'une installation assez sommaire. Elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive et à un démarreur automatique progressif à gradateur ou à résistances permettant de limiter le régime transitoire d'appel de courant au moment de la connexion au réseau. Ces machines électriques sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en terme d'entretien et présentent un taux de défaillance très faible. Dans les aérogénérateurs de dimensions conséquentes (grande puissance et rayon de pales important), la vitesse de rotation est peu élevée. Or, il n'est pas envisageable de concevoir une génératrice asynchrone lente avec un rendement correct. Il est donc nécessaire d'insérer entre la turbine et la machine asynchrone un multiplicateur mécanique de vitesse. Le changement de la configuration de bobinage du stator (nombres de pôles) et donc l'utilisation des machines à deux vitesses de rotation est une solution parfois utilisée (Fig.5.6), mais là encore le rendement est loin d'être optimal sur toute la plage de vent. Une autre possibilité consiste à utiliser un variateur de fréquence, mais cette solution est globalement coûteuse (variation de fréquence et multiplicateur de vitesse) et donc très rarement exploitée (Fig.5.7). La majorité des applications en éolien (environ 85%) sont donc à vitesse de rotation constante et à connexion directe sur le réseau électrique comme le montre la Figure (5.8). Ces machines peuvent être facilement utilisables dans les éoliennes de petite puissance car la vitesse de rotation des pales est importante et l' entraînement direct est possible. Mais, au delà d'une efficacité énergétique moindre par rapport aux systèmes à fréquence variable, la rigidité de ces chaînes dont on a déjà dit qu'elle occasionne des variations brusques de puissance, ainsi

que les problèmes de décrochage du réseau en cas de chute de vent sont leurs principaux inconvénients [63].

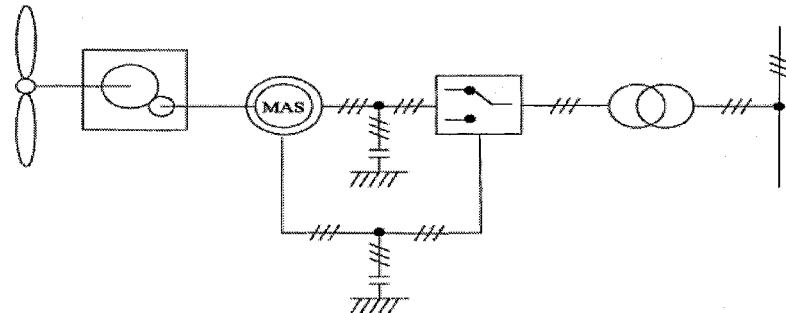


Fig.5.6: Système éolien basée sur la machine asynchrone à deux vitesses de rotation

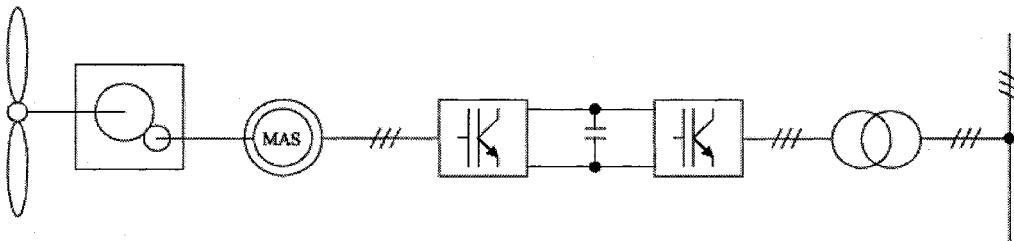


Fig.5.7: Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable

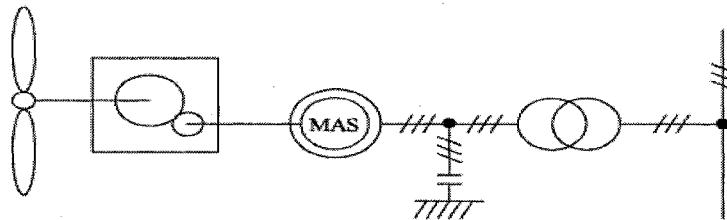


Fig.5.8: Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage (vitesse de rotation fixe)

5.4.1.2. Génératerices asynchrones à rotor bobiné

La génératrice asynchrone à rotor bobiné et à double alimentation (MADA) présente un atout considérable. Le stator de la génératrice est directement couplé au réseau (voir Fig.5.9 et Fig.5.10) le plus souvent par un transformateur. A la place du rotor à cage d'écureuil, ces machines asynchrones ont un rotor bobiné dont le réglage électrique assure la variation du glissement. La chaîne rotor permet ainsi à l'ensemble de fonctionner à vitesse variable sur une plage de vitesse qui dépend du type et du dimensionnement de la chaîne rotor. Ces

machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun la nécessité d'utiliser un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant pour que de très nombreux fabricants utilisent ce type de machines. Les vitesses de rotation nominales de ces machines sont d'habitude un peu moins élevées par rapport aux machines à cage d'écureuil alors le rapport de multiplicateur de vitesses peut être moins important. La Figure (5.9) montre la technologie qui permet une variation limitée de la vitesse à environ 10% autour de la vitesse de synchronisme par le changement de la résistance du rotor. Outre la plage de variation de vitesse limitée, l'inconvénient de cette solution est la dissipation de la puissance du rotor dans les éléments résistifs [64].

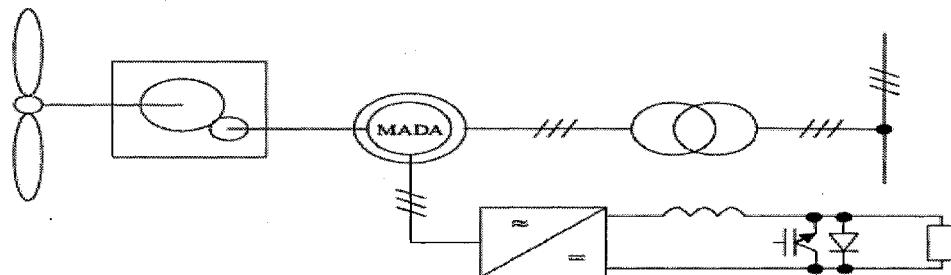


Fig.5.9: Système éolien basé sur la machine asynchrone à rotor bobiné – variation de la vitesse de rotation par réglage de la résistance du rotor

Une autre solution très intéressante et permettant d'obtenir une variation de la vitesse de rotation d'environ 30% autour de la vitesse de synchronisme consiste à coupler le rotor de la génératrice à double alimentation au rotor à travers deux onduleurs MLI triphasés, l'un en mode redresseur, l'autre en onduleur non autonome (Fig.5.10). En général, le dimensionnement de la chaîne rotor se limite à 25% de la puissance nominale du stator de la machine électrique, ce qui suffit à assurer une variation sur 30% de la plage de vitesse. C'est là son principal avantage tandis que son inconvénient majeur est lié aux interactions

avec le réseau, en particulier les surintensités engendrées par des creux de tension du réseau.

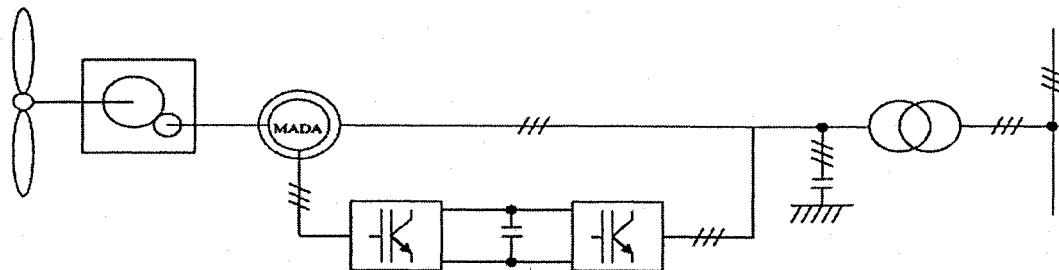


Fig.5.10: Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation – régulation de la vitesse de rotation par chaîne rotor alimentation

5.4.1.3. Génératerices synchrones

Les machines asynchrones présentent le défaut d'imposer la présence d'un multiplicateur de vitesse. Elles sont en effet bien adaptées à des vitesses de rotation relativement importantes mais elles présentent un couple insuffisant pour un couplage mécanique direct sur les voilures éoliennes. Par contre, les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes. Les systèmes de ce type de machine possèdent aussi des défauts. Les machines synchrones à rotor bobiné demandent un entretien régulier de système des bagues et balais. Le circuit d'excitation de l'inducteur requiert la présence du réseau et une fourniture de la puissance réactive. Les sites isolés ne sont adaptés à ces génératrices qu'en présence d'une batterie de condensateurs ou d'une source de tension indépendante. Par contre, la possibilité de réglage de l'inducteur de ces machines offre un moyen supplémentaire d'ajustement du point de fonctionnement énergétique. Le couplage direct sur le réseau est proscrit car étant beaucoup trop rigide. Une électronique de puissance s'impose pour toutes les applications utilisant ce type de machine qui sont donc à vitesse variable. Mais, contrairement aux

génératerices asynchrones à double alimentation la chaîne de conversion placée sur le stator doit être dimensionnée pour la totalité de la puissance du système de production.

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) aux génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur. Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants (Fig.5.11). Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes, en particulier dans les sites difficilement accessibles. La présence obligatoire de l'électronique de puissance permet enfin une régulation simple de la vitesse de rotation et donc une optimisation énergétique efficace [64].

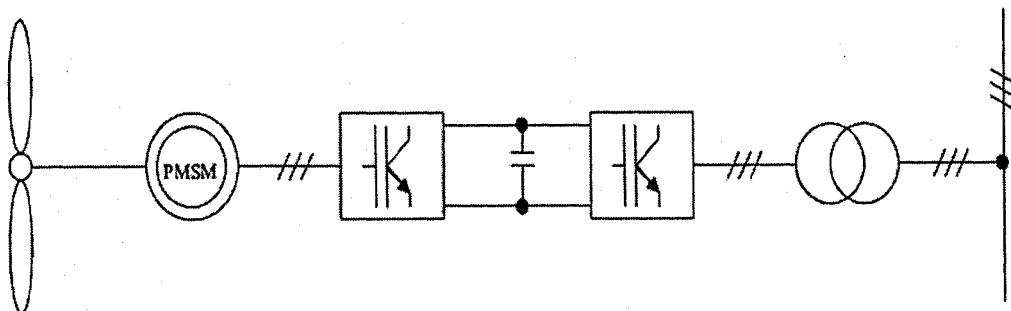


Fig.5.11: Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents

Une autre solution (Fig.5.12) est le redressement à diodes placé directement à la sortie de la génératrice. L'optimisation de la gestion énergétique n'est alors possible que si l'excitation est réglable.

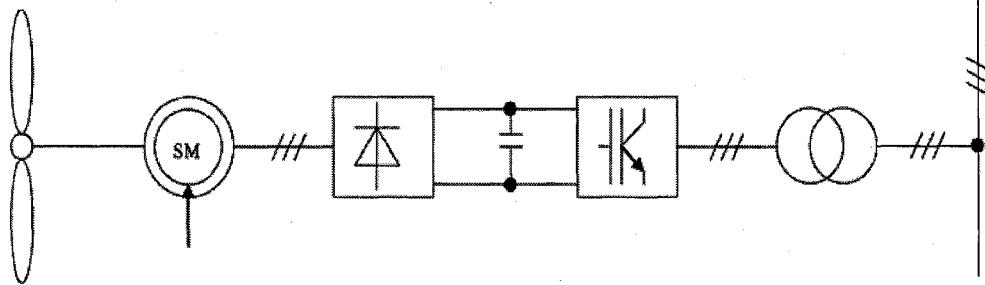


Fig.5.12: Système basée sur la machine synchrone et redresseur à diodes

5.4.2. Systèmes couplés à des batteries électrochimiques ou à un bus continu

Ce type de systèmes est utilisé soit dans les sites isolés de petite puissance, soit dans des systèmes raccordés au réseau (également en petite puissance), on utilise un bus continu intermédiaire avant de transformer l'énergie en courant alternatif. Dans le cas de très petites puissances, l'énergie est directement consommée en courant continu [65].

Le bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément divers systèmes de production (éolien, photovoltaïque, pile à combustible...) et des batteries électrochimiques qui peuvent se trouver directement en tampon sur de tels bus.

La figure (5.13) montre une solution de plus en plus employée pour associer un aérogénérateur à un tel système. La génératrice est de type synchrone à aimants permanents (entrainement direct comme il s'agit de puissances modestes) débitant directement, à travers un pont de diodes triphasé, sur le bus continu et l'accumulateur électrochimique.

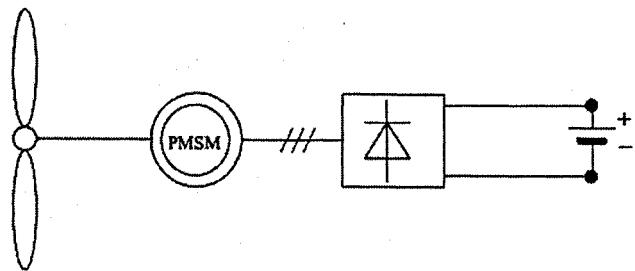


Fig.5.13: Système éolien débitant directement sur le bus continu

Le débit direct (à travers un simple redresseur en pont à diodes) de la machine synchrone sur une source de tension continue peut surprendre. En fait, c'est grâce à l'inductance du stator de la machine synchrone de forte valeur que les courants restent proches des formes sinusoïdales et que les rendements de conversion sont corrects. En cas de surcharge de la batterie (trop de tension), un contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice. La turbine est alors arrêtée en rotation.

Dans toutes les situations, il est souhaitable que l'aérogénérateur assure une conversion optimale de l'énergie éolienne disponible sur l'instant, de manière que la consommation sur des sources alternatives soit minimale. Il est évident que le système de commande pour l'optimisation en temps réel du système énergétique local est important, par rapport au critère du rendement de la conversion de l'énergie éolienne.

5.5. Transfert optimal d'énergie dans les systèmes de conversion éolienne

Comme le montre la figure (5.2), il est indispensable de réguler la puissance éolienne et les courbes caractéristiques éoliennes ne sont pas linéaires. En ce qui concerne la puissance éolienne (la zone (II) de la Fig.5.3), elle résulte de la vitesse de rotation de l'arbre mécanique de l'éolienne, de la vitesse du vent et de la caractéristique $C_p(\lambda)$. Elle peut être optimisée dans le but de maximiser l'énergie captée par l'éolienne. La Figure (5.14) donne

le réseau de courbes de la puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent. On remarque que les éoliennes correspondent à des systèmes de puissance finie dont les maximums sont situés sur les sommets des courbes de la figure (5.2) et que pour chaque valeur de la vitesse du vent on a un point de puissance maximale [66]. En suivant continuellement cette courbe optimale qui relie leurs sommets, la puissance éolienne recueillie sera toujours maximale. De nombreuses études ont montré l'intérêt de la vitesse variable en éolien sur le plan énergétique, y compris dans le petit éolien [67] où le surcoût entraîné par la vitesse variable (du fait de l'électronique de puissance et de réglage supplémentaire) est compensé par le surplus de production.

La vitesse variable permet aussi d'augmenter la durée de vie des systèmes. Les chaînes à vitesse variable sont moins rigides que les chaînes à vitesse fixe qui sont couplées rigidement au réseau. Cette rigidité se solde par de fortes oscillations de puissance engendrées par les turbulences.

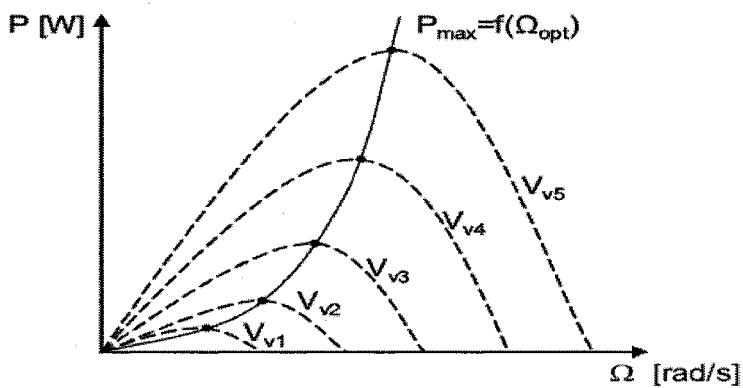


Fig.5.14: Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation
pour différentes vitesses du vent

Cependant, il est délicat de développer des méthodes de contrôle avancées pour extraire la puissance maximale des éoliennes aux vitesses de vent variables. La puissance mécanique de l'éolienne à une vitesse de vent donnée est rigoureusement affectée par le rapport TSR

(Type speed Ratio). À une vitesse de vent donnée, l'efficacité maximum de conversion d'énergie de l'éolienne se produit à un TSR optimal. Par conséquent, pendant que la vitesse de vent change, la vitesse du rotor de l'éolienne doit changer en conséquence afin de maintenir le TSR optimal et extraire ainsi la puissance maximum à partir des ressources disponibles de vent.

Si on considère les courbes du coefficient de puissance en fonction de λ , il apparaît clairement l'importance d'un réglage de vitesse. En effet, si la génératrice électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplée au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse de vent (λ_{opt}). Un système à deux vitesses de rotation est possible mais la vitesse variable apporte beaucoup plus en terme de rendement énergétique [68].

Pendant cette dernière décennie, les travaux de recherche publiés jusqu'à présent sur la commande à vitesse variable pour optimiser le transfert d'énergie dans les systèmes éoliens sont généralement consacrés aux systèmes de très forte puissance reliés aux réseaux électriques (fig.5.15) [69]. Ces travaux montrent que les éoliennes qui fonctionnent à vitesse variable fournissent un rendement énergétique de 10-35% plus élevé comparés aux éoliennes qui fonctionnent à vitesse constante avec un moindre effort mécanique et moins de fluctuations de puissance [70].

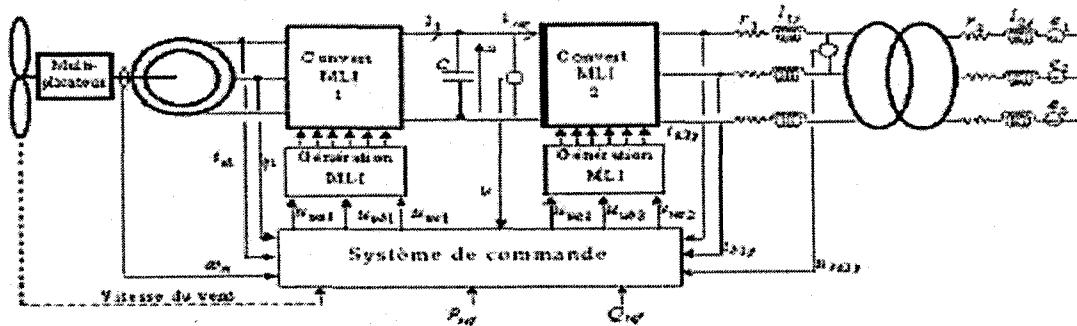


Fig.5.15: Système de transfert optimal de l'énergie d'une éolienne

Deux approches d'extraction de la puissance éolienne maximale en fonction de la vitesse du vent ont été développé dans la littérature, à savoir la commande du TSR et la commande par rétroaction du signal de puissance PSF (Power Signal Feedback).

5.5.1. La commande TSR

La commande de TSR règle la vitesse de rotor de turbine de l'éolienne pour maintenir un TSR optimal [71]. Comme le montre la figure (5.16), la vitesse de vent et la vitesse de rotation de la turbine sont mesurées pour calculer le TSR. Le TSR calculé est comparé à une référence et l'écart permet au contrôleur d'obtenir un TRS optimal. Le premier inconvénient de la commande du TSR est la mesure de vitesse de vent [72], qui s'ajoute au coût du système et présente des difficultés dans les réalisations pratiques. Le deuxième inconvénient est la nécessité d'obtenir la valeur optimale de TSR, qui est différent d'un système à l'autre. La conséquence de cette dépendance aux caractéristiques de l'aérogénérateur est que chaque éolienne doit avoir son propre logiciel adapté de gestion.

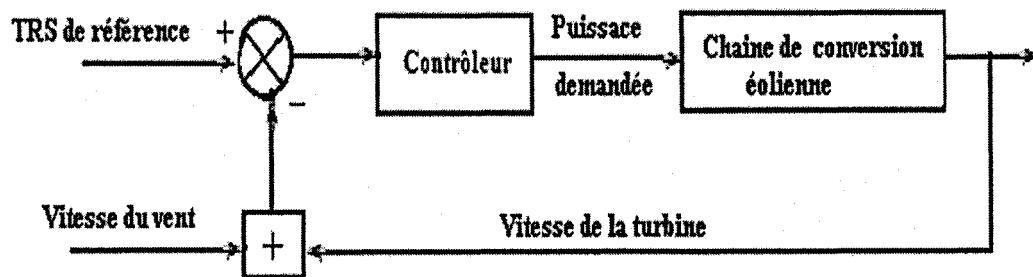


Fig.5.16: Schéma bloc de la commande du TRS

5.5.2. La commande PSF

La commande de PSF exige la connaissance de la courbe de la puissance maximale de l'éolienne [7374]. Cette approche permet de se rapprocher rapidement de l'optimum à

l'aide des mesures simples comme illustré dans figure (5.17), c'est-à-dire sans utilisation de capteur de la vitesse du vent. Cette façon de procéder exige du constructeur de l'éolienne des essais de caractérisation (extérieur, soufflerie) ou des simulations du profil de pales. Une telle caractérisation permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale et d'utiliser les structures des convertisseurs plus classiques et moins coûteuses. Cependant, dans le domaine du petit éolien, cette phase de caractérisation peut s'avérer coûteuse et fastidieuse. En effet, disposer d'une soufflerie de taille suffisante est onéreux voire impossible, les campagnes d'essais réalisés en extérieur sont biaisées par les problèmes de mesures de vent en régime non stationnaire et par les variations d'orientation pour les turbines à axe horizontal, ce qui rend la commande de PSF difficile et dispendieuse à mettre en application dans la pratique.

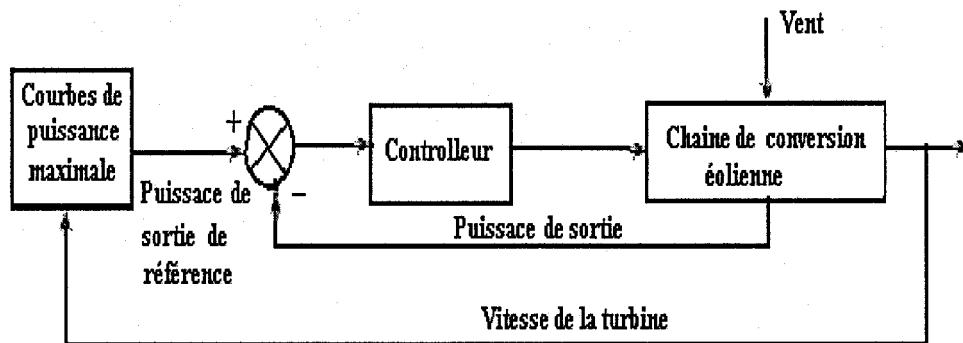


Fig.5.17: Schéma bloc de la commande PSF

5.6. Conclusion

Une brève description des systèmes éoliens a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données. Nous avons vu qu'il est indispensable de réguler la puissance éolienne et que les courbes caractéristiques des éoliennes ne sont pas linéaires. En ce qui concerne la puissance

éolienne, elle peut être optimisée en adaptant la vitesse de rotation en fonction des vitesses du vent. Le générateur peut fournir une certaine puissance électrique qui dépend de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation de l'hélice. Cette dernière doit en effet tourner à une vitesse bien précise en fonction de la vitesse du vent pour que le générateur puisse donner la plus grande puissance.

Les méthodes d'optimisation énergétique publiées jusqu'à présent sur la commande à vitesse variable pour régler le transfert d'énergie dans les systèmes éoliens présentent une dépendance directe ou indirecte aux caractéristiques de l'aérogénérateur. Cette dépendance entraîne d'une part des difficultés de mise en œuvre de ces méthodes, et d'autre part un surcoût du système. Nos travaux portent sur l'optimisation énergétique d'un système éolien de petite puissance à axe horizontal de type Bergey. Dans notre approche d'optimisation, un algorithme MPPT doit être mis en œuvre où l'on fait totalement abstraction de la caractéristique de l'éolienne. A noter que cet algorithme est inspiré des systèmes MPPT rencontrés en photovoltaïque.

CHAPITRE 6 : MODÉLISATION DE LA CHAINE DE CONVERSION ÉOLIENNE

6.1. Introduction

Après avoir présenté les différentes caractéristiques des turbines éoliennes, et après avoir introduit le principe de la conversion optimale d'énergie éolienne, nous présentons ici la modélisation des constituants de la chaîne éolienne de faible puissance dédiée au stockage sur batterie. Les modèles présentés permettent de simuler le comportement dynamique de la chaîne de conversion éolienne pour les différentes conditions de fonctionnement afin de développer une architecture qui permet un meilleur transfert d'énergie éolienne. Le système éolien étudié est un système complexe composé de plusieurs sous systèmes appartenant à plusieurs domaines physiques très différents. La turbine est directement accouplée à la génératrice et permet la transformation d'énergie mécanique en énergie électrique. Les composants électriques tels que les convertisseurs statiques et les éléments de filtrage disposés en aval de la génératrice ont un rôle d'adaptation des caractéristiques de l'énergie électrique entre la génératrice et la charge finale.

6.2. Modèle de la turbine éolienne

Si les frottements du rotor de la turbine sont ignorés (fig.6.1), les caractéristiques mécaniques d'une éolienne peuvent être décrites par les équations (6.1) et (6.2). Connaissant la vitesse de vent v et la puissance de la charge P_g , la vitesse de turbine w peut être estimée en utilisant ces équations et la courbe $C_p(\lambda, \beta)$ de l'éolienne [58]. Cette courbe peut être obtenue par des essais sur le terrain (fig.6.2) ou à partir de l'équation (6.5).

$$T_m - T_g = J \frac{dw}{dt} \quad (6.1)$$

$$P_m - P_g = w^* J \frac{dw}{dt} \quad (6.2)$$

$$P_m = Cp(\lambda) * 0.647 * A * v^3 \quad (6.3)$$

Où T_m - représente le couple mécanique de la turbine; T_g - couple de charge; J - l'inertie de la turbine; A - surface de la turbine; β - angle de la turbine.

$$C(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda}} - C_2 \lambda \quad (6.4)$$

$$\text{avec : } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda_i + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta + 1}$$

Les coefficients C_1 à C_6 sont : $C_1 = 0.5176$, $C_2 = 116$, $C_3 = 0.4$, $C_4 = 5$, $C_5 = 21$ et $C_6 = 0.0068$.

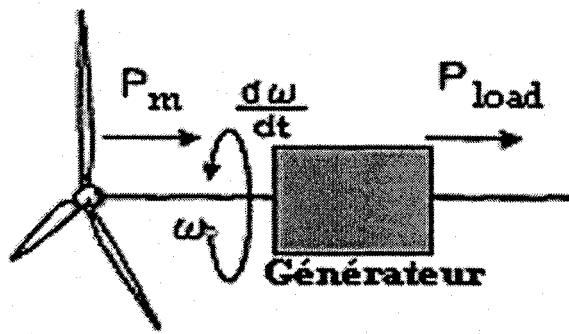


Fig.6.1: Turbine éolienne

La caractéristique $C_p(\lambda)$, pour différentes valeurs de l'angle β , est illustrée par la figure (6.2). La valeur maximale de C_p ($C_{pmax} = 0.48$) est réalisée pour $\beta = 0^\circ$ et pour $\lambda = 8.1$. Cette valeur particulière de λ est définie comme valeur nominale (λ_{nom}).

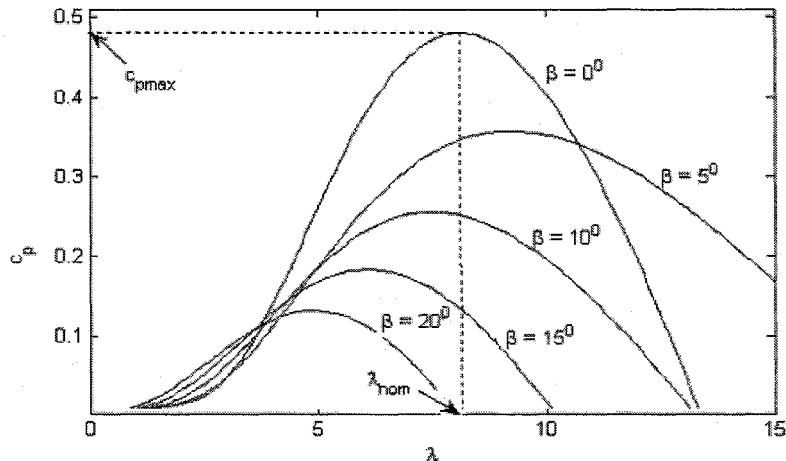


Fig.6.2 : Caractéristiques $C_p(\lambda)$ pour différentes valeurs de l'angle β [58].

La puissance de sortie de l'éolienne, en fonction de la vitesse de générateur, pour différentes vitesses de vent et pour un angle $\beta = 0^\circ$, est représentée dans la figure (6.3). On remarque, que pour chaque valeur de la vitesse du vent, on a un point de fonctionnement unique où la puissance est maximale. Ce point correspondant à une valeur unique de la vitesse de fonctionnement est appelé vitesse de rotation optimale.

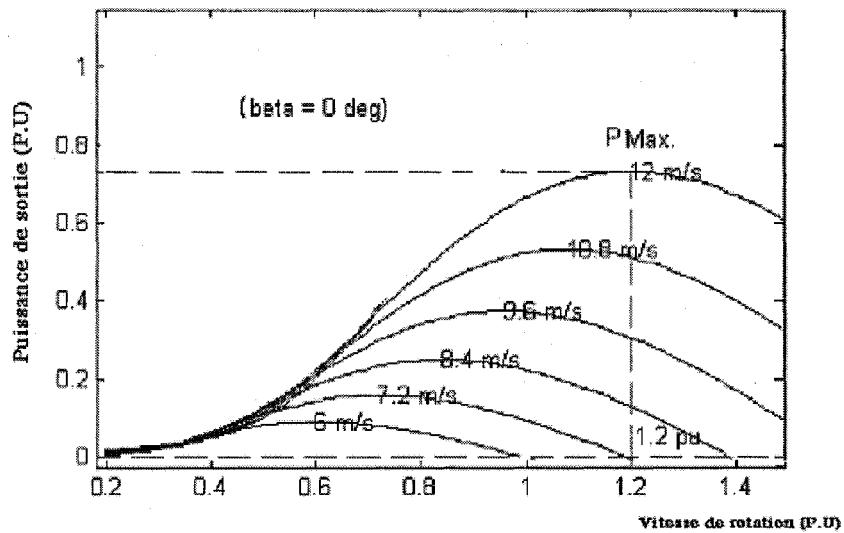


Fig.6.3: Puissance de sortie en fonction de la vitesse de rotation pour $\beta=0$ [58].

Le modèle de l'éolienne est représenté dans l'environnement MATLAB/Simulink pour des fins de simulation (fig.6.4). Ce modèle permet d'estimer la puissance de sortie de la turbine

éolienne, ainsi que la valeur du coefficient de puissance en fonction de la vitesse du vent. Cette modélisation se concentre sur les caractéristiques de transfert d'énergie dans une turbine et n'inclut pas les caractéristiques aérodynamiques. Conçu comme bloc de sous-ensemble dans Simulink, ce modèle peut être facilement intégré dans le système éolien avec d'autres composants pour des études théoriques.

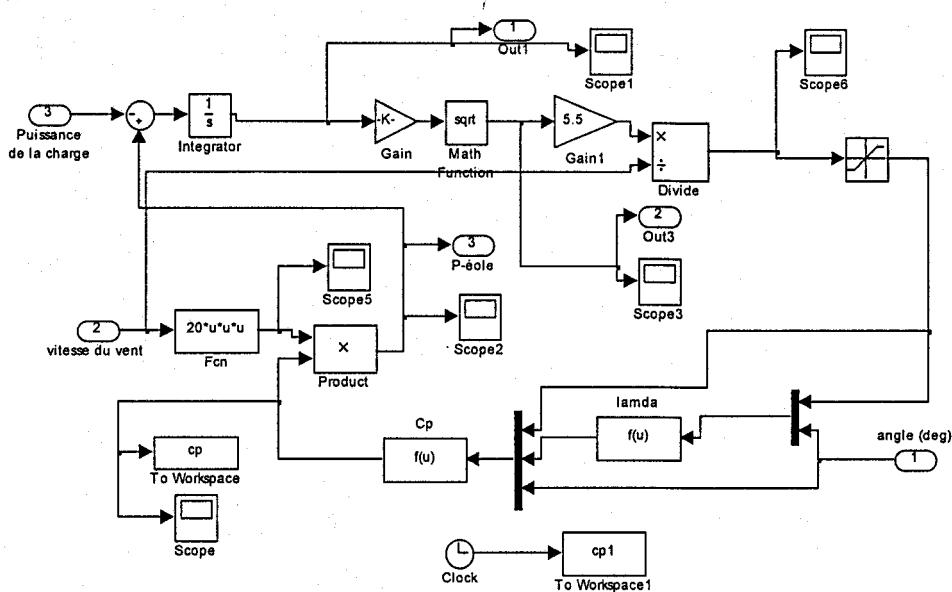


Fig.6.4: Modèle de la turbine éolienne

La figure (6-5) montre le caractère aléatoire de la puissance du vent, qui occasionne des variations de la puissance moyenne disponible sur l'arbre de la turbine, ainsi que des fluctuations possibles de la charge alimentée par la génératrice. Ces variations font varier le couple résistant vue par la génératrice, ce qui donne une puissance maximale issue de la génératrice non constante. Une modélisation de la chaîne de conversion éolienne permettra de déduire la meilleure façon d'adapter la vitesse de rotation de la turbine pour travailler en permanence à la puissance maximum.

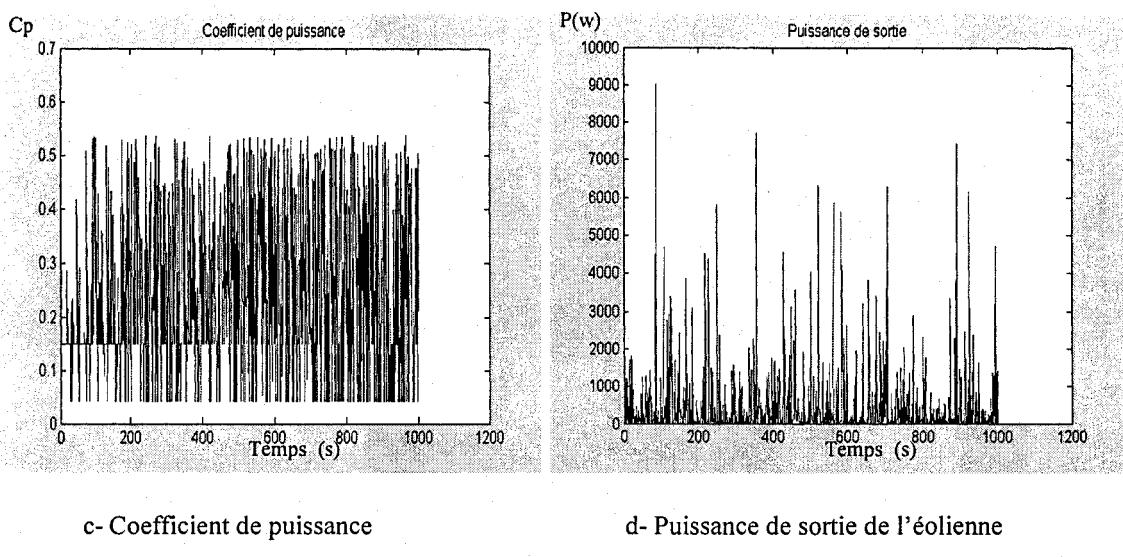
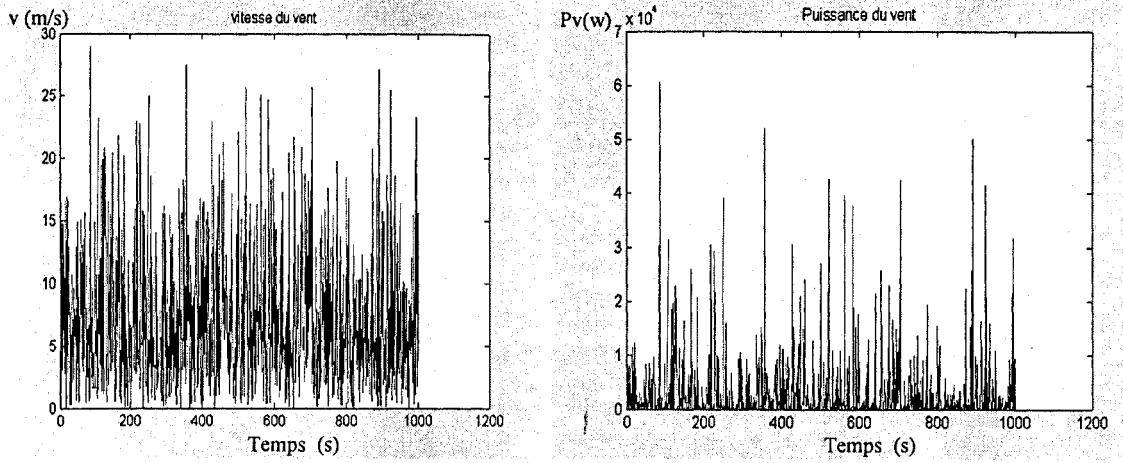


Fig.6.5: Puissance de sortie en fonction de la vitesse de rotation pour $\beta=0$

6.3. Modélisation de la chaîne de conversion éolienne

La figure (6.6) donne la chaîne de conversion éolienne installée à l'Institut de Recherche sur l'Hydrogène. Cette chaîne est composée d'une turbine éolienne entraînant un générateur synchrone à aimant permanent (GSAP) triphasée et d'un transformateur associé à un redresseur à diodes débitant sur un bus continu comprenant des accumulateurs électrochimiques en tampon.

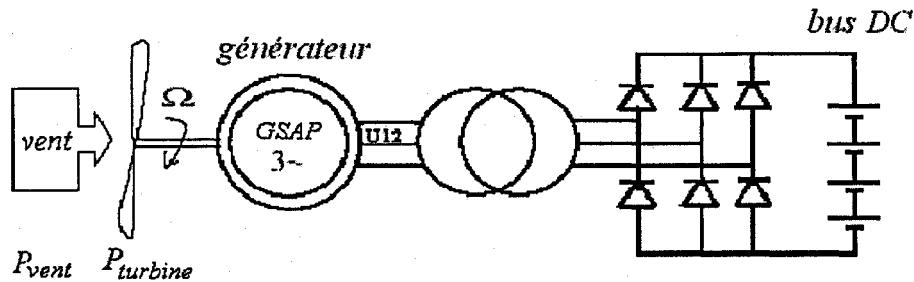


Fig.6.6: Schéma de la chaîne de conversion éolienne installée à IRH

6.3.1. Générateur synchrone

Le générateur de l'éolienne est une machine synchrone à aimant permanent à pôles lisses constituée de trois enroulements disposés dans le stator de telle façon que la f.e.m. de chaque phase soit le plus possible de forme sinusoïdale. On obtient alors trois f.e.m. $e_1(t)$, $e_2(t)$ et $e_3(t)$ de même valeur efficace E et déphasées mutuellement de $2\pi/3$ [75].

$$E = K.N.\Phi.f = K.N.\Phi.p.n_s = K'.\Phi.n_s \quad (6.5)$$

Où :

E : f.e.m. induit (V)

K : coefficient de Kapp (caractéristique de la machine)

N : nombre de conducteurs d'une phase de la machine (1 spire = 2 conducteurs)

Φ : flux maximum à travers un enroulement (W_b)

f : fréquence du courant statorique en Hz ;

p : nombre de paires de pôles;

n_s : vitesse de rotation du champs tournant en trs/s.

$K' = K.N.p$: constante globale (caractéristique de la machine)

Les courants alternatifs dans le stator créent un champ magnétique tournant à la pulsation:

$$\Omega = \omega \cdot p \text{ ou } n_s = f \cdot p \quad (6.6)$$

Ω : vitesse de rotation du champ tournant en rad/s;

ω : pulsation des courants alternatifs en rad/s. $\omega = 2\pi f$;

On aura donc : $E = K \cdot \Omega$

(6.7)

K : constante globale (caractéristique du moteur)

Le modèle équivalent d'un enroulement du générateur est donné par la figure (6.7).

L'inductance L du schéma tient compte de l'inductance réelle de l'enroulement et de la réaction magnétique d'induit; le courant est orienté en convention générateur et l'inducteur est équivalent à une résistance. Toute l'énergie absorbée à l'inducteur est perdue par effet joule.

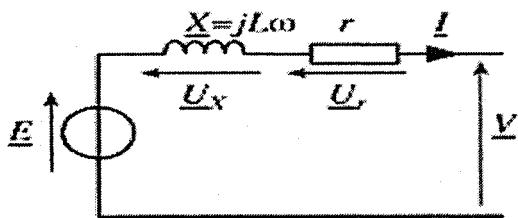


Fig.6.7: Schéma équivalent d'un enroulement du générateur

D'après le diagramme de Fresnel de l'enroulement du générateur de la figure (6.8) ; on a:

$$E = V + jL\omega I + rI \quad (6.8)$$

V : tension aux bornes d'un enroulement de la machine (V)

r : résistance de l'enroulement (Ω)

X : réactance synchrone (Ω)

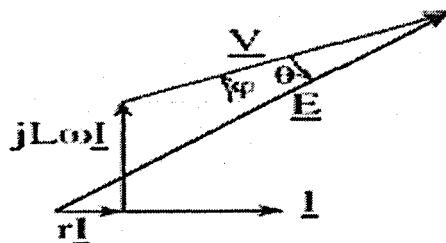


Fig.6.8 : Diagramme de Fresnel d'un enroulement du générateur

- Très souvent le terme $(r.I)$ est négligé;
- Pour une charge résistive $\varphi = 0$;
- φ est le déphasage entre le courant et la tension. φ et I varient en fonction de la consommation;

Lorsque la turbine éolienne entraîne l'arbre du générateur, la puissance mécanique absorbée est :

$$P_m = T_m \cdot \Omega = T_m \cdot \omega \cdot p \quad (6.9)$$

T_m : couple utile sur l'arbre en N.m

La puissance en triphasé avec un courant en phase avec la tension simple s'écrit:

$$P = 3 V \cdot I \quad (6.10)$$

Si on néglige le terme $(r.I)$, on a:

$$E^2 = V^2 + (L\omega I)^2 \quad (6.11)$$

on obtient:

$$I = \frac{\sqrt{(K\Omega)^2 - V^2}}{Lp\Omega} \quad (6.12)$$

$$\text{on aura donc: } P = \frac{3V}{Lp\Omega} \sqrt{(K\Omega)^2 - V^2} \quad (6.13)$$

6.3.2. Limitations du fonctionnement dans un circuit non commandé

Le générateur est connecté au redresseur comme le montre la figure (6.6). Considérant que le redresseur convertit la puissance alternative reçue du générateur en puissance continue sans pertes, on aura [76]

$$P = 3VI = V_{dc} I_{dc} \quad (6.14)$$

Où : V_{dc} et I_{dc} représentent respectivement la tension et le courant de sortie du redresseur.

Le courant de ligne du générateur est considéré sinusoïdal et le courant dans une diode est en demi-alternances de sinusoïde. La figure (6.9) donne la tension composée et le courant de sortie du générateur. Soulignons que la conduction simultanée des diodes due aux chevauchements des phases applique un court circuit entre phases d'un sixième de période. La tension à l'entrée du pont redresseur est composée vaut E_{bat} ou $-E_{bat}$ avec des paliers à 0 volt de durée de 60° .

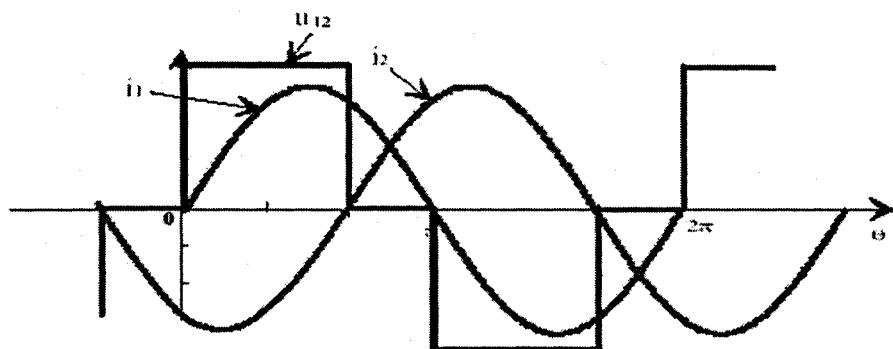


Fig.6.9 : Tension composée et le courant de sortie du générateur

La figure (6.10) donne le courant moyen de sortie du redresseur qui alimente la batterie. Ce courant est obtenu par combinaison des trois courants redressés, il a donc la forme de la tension redressée triphasée lorsque le pont est alimenté par une source triphasée de courant.

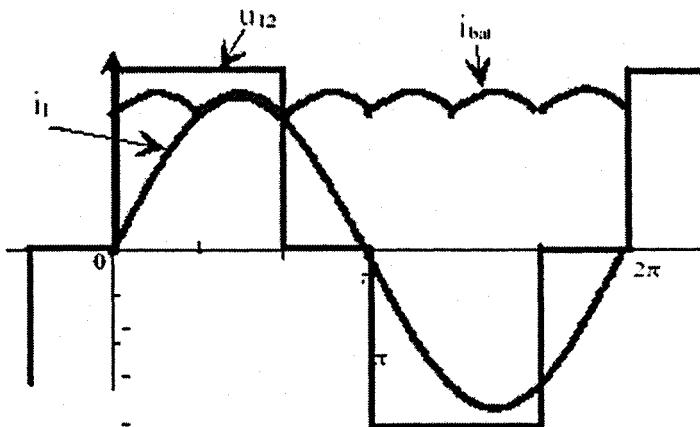


Fig.6.10: Courant moyen de sortie du redresseur

La valeur maximale de la tension ligne-ligne du générateur $V_{LL\max}$ en fonction de la tension de sortie du redresseur est donnée par :

$$V_{dc} = \frac{3}{\pi} \int_{-\frac{\pi}{6}}^{\frac{\pi}{6}} \frac{V_{LL\max}}{m} \cos \theta \cdot d\theta \quad (6.15)$$

avec m : rapport de transformation

$$\text{on aura donc: } V_{dc} = \frac{3}{\pi m} V_{LL\max} \quad (6.16)$$

D'après la relation entre V_{dc} et la tension ligne-ligne V_{LL} et la tension phase du générateur V ,

$$\text{on a: } V_{dc} = \frac{3}{\pi m} \sqrt{2} V_{LL} \quad (6.17)$$

$$V_{dc} = \frac{3}{\pi m} \sqrt{6} V \quad (6.18)$$

D'après les relations (24) et (28), l'équation de I_{dc} en fonction de I est donnée par :

$$I_{dc} = \frac{\pi m}{\sqrt{6}} I \quad (6.19)$$

6.4. Influence du bus DC sur la limitation de la régulation à puissance optimale

D'après les relations (6.15) et (6.18), la puissance générée par le GSAP est donnée par :

$$P = \frac{\pi m V_{dc}}{\sqrt{6} L p \Omega} \sqrt{(K \Omega)^2 - \left(\frac{\pi m}{3\sqrt{6}} \cdot V_{dc} \right)^2} \quad (6.20)$$

Les figures (6.11) et (6.12) donnent la puissance fournie par le générateur en fonction de la vitesse de rotation de l'éolienne. On remarque que la courbe de puissance tend vers une limite asymptotique P_{max} . En effet, la puissance maximale fournie par le générateur est directement proportionnelle à la tension du bus DC:

$$P_{\max} = \frac{\pi m V_{dc}}{\sqrt{6} L p} \quad (6.21)$$

La condition pour laquelle le générateur commence à fournir de l'énergie est :

$$(K\Omega)^2 - \left(\frac{\pi m}{3\sqrt{6}} V_{dc}\right)^2 \geq 0 \quad (6.22)$$

$$\text{donc, } \Omega \geq \frac{\pi m}{3\sqrt{6} K} V_{dc} \quad (6.23)$$

La vitesse de rotation pour laquelle la génératrice commence à fournir de la puissance est:

$$\Omega_0 = \frac{\pi m}{3\sqrt{6} K} V_{dc} \quad (6.24)$$

6.4.1. Tension constante du bus DC

La figure (6.11) donne la puissance fournie par le générateur en fonction de la tension du bus DC pour une tension du bus DC de 50 volts. On remarque que le générateur ne fournit pas de puissance lorsque la vitesse de rotation est faible du fait que la condition de fonctionnement du GSAP n'est pas respectée.

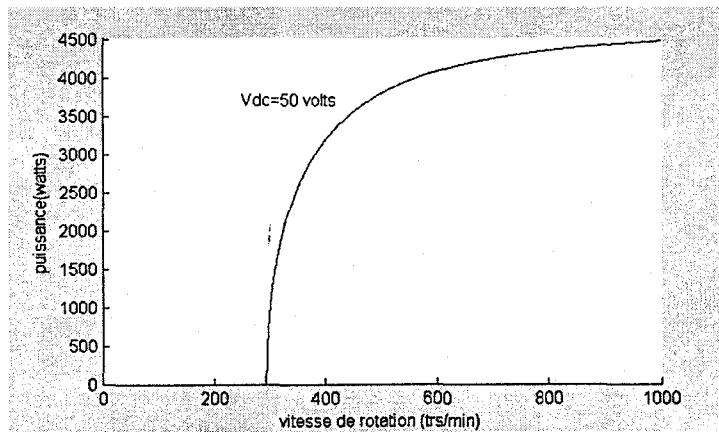


Fig.6.11: Puissance générée par le GSAP en fonction de la vitesse de rotation.

La figure (6.12) donne la puissance fournie par le générateur en fonction de la vitesse de rotation pour différentes valeurs de la tension du bus DC. On constate que plus la tension du bus DC est élevée plus la vitesse pour laquelle la génératrice commence à fournir de la puissance est élevée.

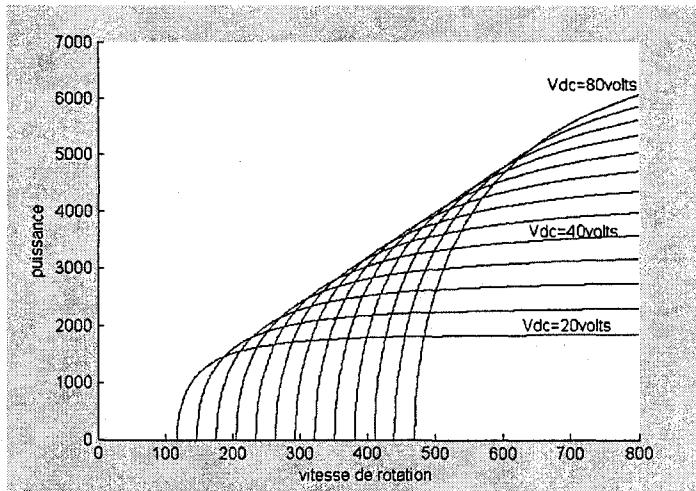


Fig.6.12 : Puissance générée par le GSAP en fonction de la vitesse de rotation pour différentes valeurs de V_{dc} .

6.4.2. Tension variable du bus DC

La figure (6.13) donne la puissance fournie par le générateur en fonction de la tension du bus DC pour une vitesse de rotation de 300 tr/min. On remarque que le générateur ne fournit pas de puissance lorsque la tension du bus DC est suffisamment grande du fait que la condition de fonctionnement du GSAP n'est pas respectée. On remarque aussi, qu'on a une seule valeur de la tension du bus DC qui permet au GSAP de générer la puissance maximale.

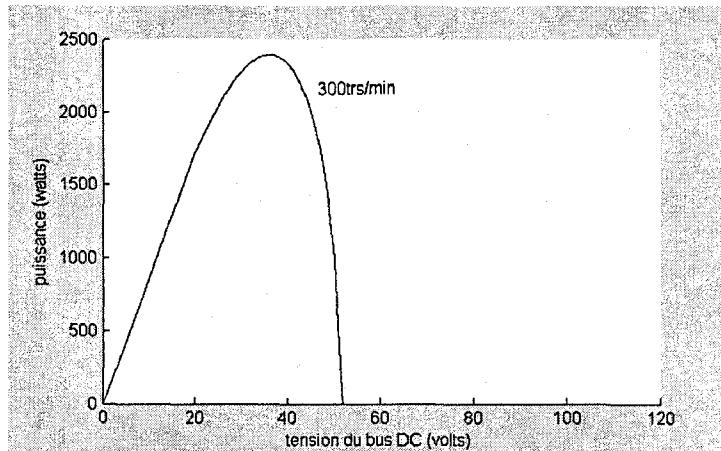


Fig.6.13 : Puissance générée par le GSAP en fonction de la tension du bus DC.

La figure (6.14) donne la puissance fournie par le générateur en fonction de la tension du bus DC pour différentes valeurs de la vitesse de rotation. On constate que pour chaque vitesse de rotation, on a une seule tension optimale du bus DC qui permet de faire fonctionner le GSAP à sa puissance maximale et plus la vitesse de rotation est élevée plus la tension optimale du bus DC est élevée.

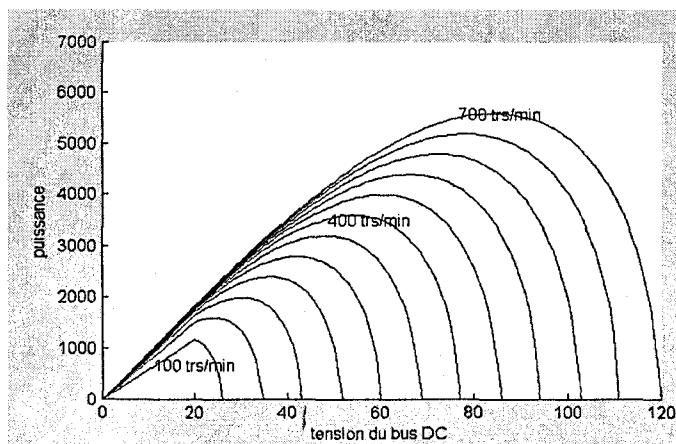


Fig.6.14 : Puissance générée par le GSAP en fonction de la tension du bus DC pour différentes valeurs de la vitesse de rotation.

Dans le système éolien installé à l'IRH, la tension du bus DC est imposée par la valeur de la tension de charge des batteries qui est d'environ 50 volts. On remarque que ce système ne

produit pas d'énergie pour les valeurs de vitesses de rotations inférieures à 250 tr/min (faibles vitesses du vent). La condition pour laquelle le GSAP commence à produire de l'énergie n'est respectée que pour les valeurs supérieures à 250 trs/min. On remarque aussi que pour les fortes vitesses du vent (vitesses rotations élevées), le système ne fonctionne pas à sa puissance maximale. D'où la nécessité de concevoir un circuit d'électronique de puissance qui permet au système éolien, d'une part de respecter la condition pour laquelle le GSAP commence à produire de l'énergie quelle que soit la vitesse de vent et d'autre part, d'imposer en fonction de la vitesse de rotation une tension du bus DC qui permet de faire fonctionner le système au point de puissance maximal.

6.5. Conclusion

Le système de conversion d'énergie dédié à l'éolien doit permettre le fonctionnement à une puissance électrique maximale de façon à optimiser le rendement énergétique. Dans ce chapitre, on a vu que l'association d'un pont redresseur à diodes avec une génératrice synchrone à aimants permanents comporte cependant quelques limitations ne permettant pas toujours d'atteindre ce but. La charge de la génératrice va fixer les limites au fonctionnement à puissance électrique maximale. Deux cas sont présentés : le fonctionnement à tension de bus DC variable et fixe. Dans le premier cas, le pont de diodes alimente directement la batterie de stockage (tension de bus fixe); dans le second cas, le pont de diodes est suivi d'un convertisseur DC/DC débitant sur un bus DC, c'est cette dernière architecture permettant un meilleur transfert d'énergie que nous détaillons au prochain chapitre.

CHAPITRE 7 : OPTIMISATION DU TRANSFERT D'ÉNERGIE DANS LA CHAINE DE CONVERSION ÉOLIENNE

7.1. Introduction

Dans les chapitres précédents, on a vu que pour maximiser la puissance, une adaptation de courbe caractéristique des éoliennes à la charge est nécessaire. Le générateur peut fournir une certaine puissance électrique qui dépend de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation de l'hélice. Cette dernière doit en effet tourner à une vitesse bien précise en fonction de la vitesse du vent pour que le générateur puisse donner la plus grande puissance. Or, la vitesse de cette hélice est égale à celle du générateur et elle dépend par conséquent de la charge électrique raccordée à la sortie de celui-ci. Dans ce chapitre, la simulation et la conception du convertisseur MPPT du système éolien ainsi que l'algorithme de commande sont proposés pour trouver le point de puissance maximale en tout temps d'opération de l'éolienne, indépendamment de l'intermittence du vent et de la variation de la charge.

7.2. Étude d'un convertisseur MPPT pour l'éolienne

On a vu au chapitre précédent que le fonctionnement optimal de l'éolienne est obtenu lorsque la tension du bus DC varie en fonction de la vitesse du vent. Dans notre cas, cette variation est obtenue en associant la génératrice synchrone au pont redresseur à diodes chargé par un convertisseur DC/DC de type abaisseur-élévateur débitant sur un bus DC. La figure (7.1) donne le schéma global des circuits électroniques de puissance qui permettent de faire fonctionner l'éolienne aux points de puissance maximale. La commande du

convertisseur DC/DC se fait par le biais du rapport cyclique de l'élément de découpage de ce dernier. Ce paramètre de contrôle sera utilisé pour suivre le point de puissance maximale lors des variations de la vitesse du vent.

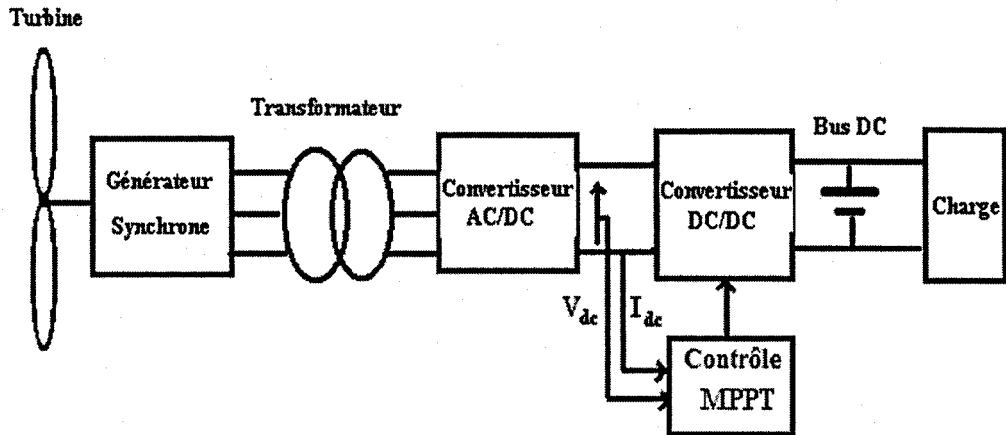


Fig.7.1: Système éolien avec convertisseur MPPT

Le montage de base du convertisseur abaisseur-élévateur est donné à la figure (7.2). Son fonctionnement est assuré par la durée de fonctionnement et la durée de repos du transistor de commutation. Ce convertisseur permet d'obtenir des tensions de sortie aussi bien inférieures que supérieures à celle de l'entrée. Cette topologie assure une inversion de la polarité de la tension aux bornes de la charge par rapport à celle de la source d'entrée, le montage est donc inverseur de tension [77].

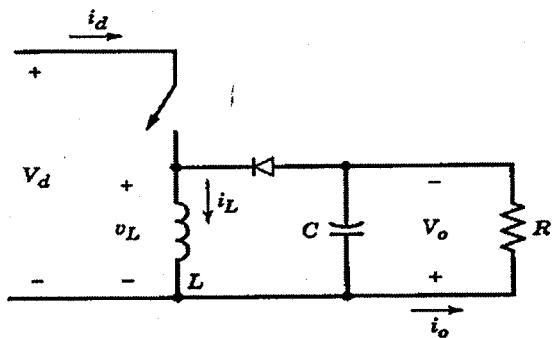
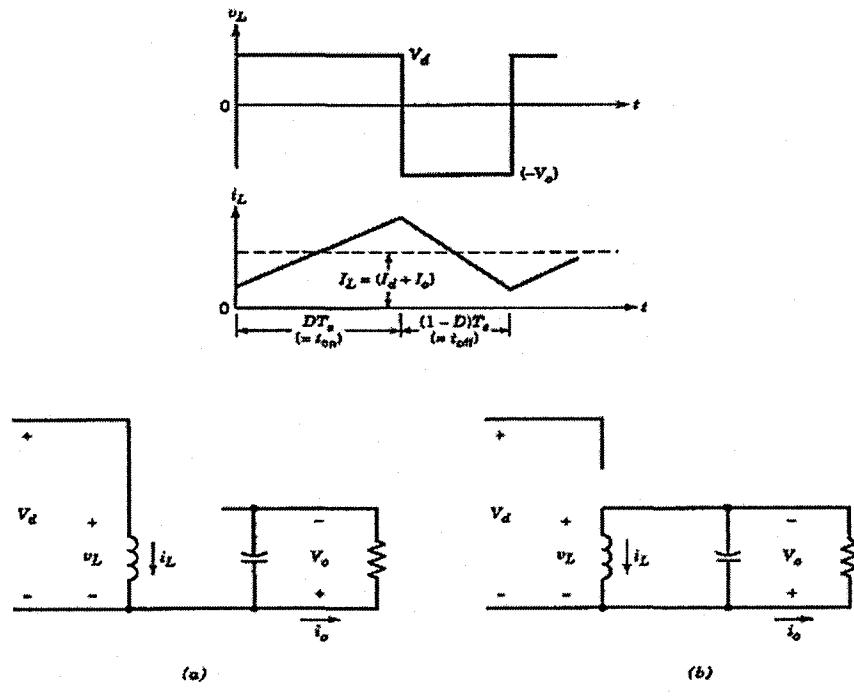


Fig.7.2: Schéma électrique de base du convertisseur abaisseur-élévateur

7.2.1. Mode de conduction continue

En conduction continue, le courant dans l'inductance circule continûment, donc $i_L(t) > 0$.

On montre à la figure (7.3) les formes d'onde obtenues durant ce mode de fonctionnement.



a) interrupteur fermé, b) interrupteur ouvert.

Fig.7.3: Convertisseur buck-boost en mode de conduction continue.

Là aussi, en utilisant toujours le fait que l'intégrale de la tension aux bornes de l'inductance est nulle sur une période, donc à partir des formes d'onde de la figure 3.18, on a :

$$V_d DT_s + (-V_o)(1-D)T_s = 0$$

soit en divisant par T_s :

$$\frac{V_o}{V_d} = D \frac{1}{1-D} \quad (7.1)$$

L'équation (7.1) montre, qu'en conduction continue, on a une tension de sortie plus grande ou plus petite que la tension d'entrée donnée. Si on suppose que les pertes en puissance

associées aux éléments du circuit sont négligées, la conservation d'énergie implique l'égalité puissance d'entrée et puissance de sortie :

$$P_d = P_o \quad \text{ou} \quad V_d I_d = V_o I_o$$

soit

$$\frac{I_o}{I_d} = \frac{V_d}{V_o} = \frac{1-D}{D} \quad (7.2)$$

Appelons $R_{dc} = V_d/I_d$ la résistance d'entrée du convertisseur et soit $R_{ch} = V_o/I_o$ la résistance de sortie. On déduit que:

$$R_{dc} = R_{ch} \left(\frac{1-D}{D} \right)^2 \quad (7.3)$$

7.2.2. Conditions aux limites entre conductions continue - discontinue

La figure (7.4a) montre les formes d'onde de V_L et i_L aux bornes de l'inductance lorsqu'on atteint la limite entre les deux modes de conduction.

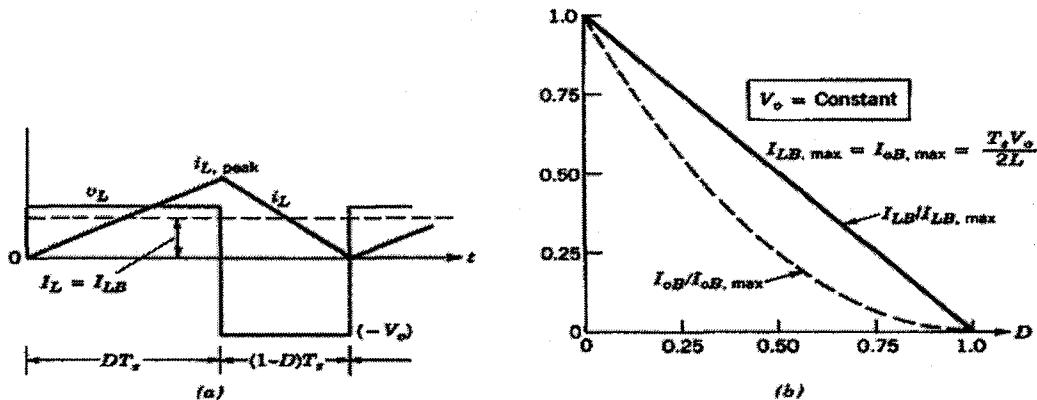


Fig.7.4: Convertisseur buck-boost à la limite de conduction continue et discontinue [77].

La valeur moyenne du courant dans l'inductance, à cette limite de conduction (fig.7.4a), est donnée par l'équation :

$$I_{LB} = \frac{1}{2} i_{L, peak} = \frac{T_s V_d}{2L} D \quad (7.4)$$

En effet, durant $t_{on}=DT_s$, on a :

$$v_L = V_d = L \frac{di_L}{dt}$$

soit : $\frac{di_L}{dt} = \frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{t_{on}} = \frac{\Delta i_L}{DT_s} = \frac{V_d}{L}$ et $\Delta i_L = \frac{DT_s}{L} V_d$

d'où : $I_{LB} = \frac{1}{2} i_{L,peak} = \frac{t_{on}}{2L} V_d = \frac{DT_s}{2L} V_d$

Par ailleurs, à la figure (7.2), et compte tenu du fait que la valeur moyenne du courant dans la capacité est nulle, on a :

$$I_L = I_o + I_d \quad \text{soit} \quad I_o = I_L - I_d \quad (7.5)$$

En combinant (7.2) avec (7.4) d'une part, (7.3) avec (7.5) d'autre part, on a la valeur moyenne du courant dans l'inductance et celle du courant de sortie à la limite de conduction continue, en fonction de V_o :

$$I_{LB} = \frac{T_s D}{2L} \frac{V_o (1-D)}{D} = \frac{T_s V_o}{2L} (1-D) \quad (7.6)$$

et $I_{ob} = I_{LB} (1-D) = \frac{T_s V_o}{2L} (1-D)^2 \quad (7.7)$

Là aussi, si V_o est maintenue constante (cas de plusieurs applications pratiques), V_d (et par conséquent D) varie. Comme D varie entre 0 et 1, les relations (7.6) et (7.7) ont leurs valeurs maximales pour $D=0$, soit :

$$I_{LB,max} = \frac{T_s V_o}{2L} \quad (7.8)$$

$$I_{ob,max} = \frac{T_s V_o}{2L} \quad (7.9)$$

Ceci permet d'établir les valeurs limites telles que :

$$I_{LB} = I_{LB,max} (1-D) \quad (7.10)$$

$$I_{oB} = I_{oB,\max} (1-D)^2 \quad (7.11)$$

Ces courants limites sont tracés à la figure 7.4.b comme fonction du rapport cyclique, en maintenant $V_o=\text{constante}$.

7.2.3. Mode de conduction discontinue

Dans ce paragraphe, on vérifie la conformité du rapport V_o/V_d dans le cas de la conduction discontinue avec l'équation (7.1). La conduction est dite discontinue lorsque le courant s'annule dans l'inductance pendant le laps de temps où le transistor du découpage du convertisseur est ouvert. Cette situation est illustrée à la figure (4.6).

La forme d'onde du courant I_L , en conduction discontinue, est donnée à la figure (7.5).

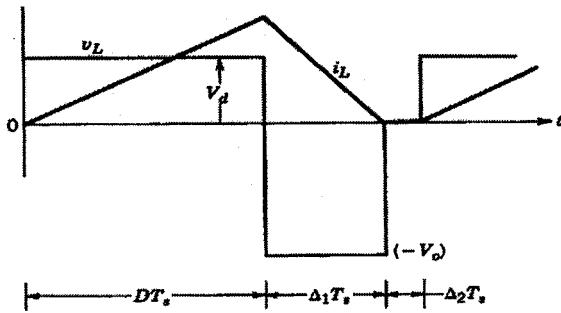


Fig.7.5 : Formes d'onde du hacheur dévolteur-survolteur en conduction discontinue.

En utilisant toujours le fait que l'intégrale de la tension aux bornes de l'inductance est nulle sur une période, donc à partir des formes d'onde de la figure (7.5), on a :

$$V_d DT_s + (-V_o) \Delta_1 T_s = 0 \text{ d'où } V_d D - V_o \Delta_1 = 0$$

soit

$$\frac{V_o}{V_d} = \frac{D}{\Delta_1} \quad (7.12)$$

Aussi, on a :

$$\frac{I_o}{I_d} = \frac{V_d}{V_o} = \frac{\Delta_1}{D} \quad (7.13)$$

À partir de la figure (7.5), on a la valeur moyenne du courant, I_L :

$$I_L = \frac{1}{T_s} \left(\frac{1}{2} I_{L,peak} DT_s + \frac{1}{2} I_{L,peak} \Delta_1 T_s \right) = \frac{1}{2} I_{L,peak} (D + \Delta_1)$$

et comme (durant t_{on}) :

$$i_{L,peak} = \frac{V_d}{L} DT_s$$

on a alors :

$$I_L = \frac{V_d}{2L} DT_s (D + \Delta_1) \quad (7.14)$$

Comme $V_o = \text{constante}$, on peut obtenir D en fonction du courant de charge I_o , pour plusieurs valeurs du rapport V_o/V_d . Avec les équations (7.5), (7.9), (7.11), (7.13) et (7.14) combinées, on obtient tous calculs faits :

$$I_o \left(1 + \frac{V_o}{V_d} \right) = \frac{V_d}{V_o} D^2 I_{oB,max} + \left(\frac{V_d}{V_o} \right)^2 D^2 I_{oB,max}$$

d'où :
$$D = \frac{V_o}{V_d} \sqrt{\frac{I_o}{I_{oB,max}}} \quad (7.15)$$

La figure (7.6) donne un tracé du rapport cyclique D en fonction du ratio $I_o/I_{oB,max}$ pour plusieurs valeurs de V_o/V_d , avec la limite entre les deux modes de conduction tracée en ligne pointillée.

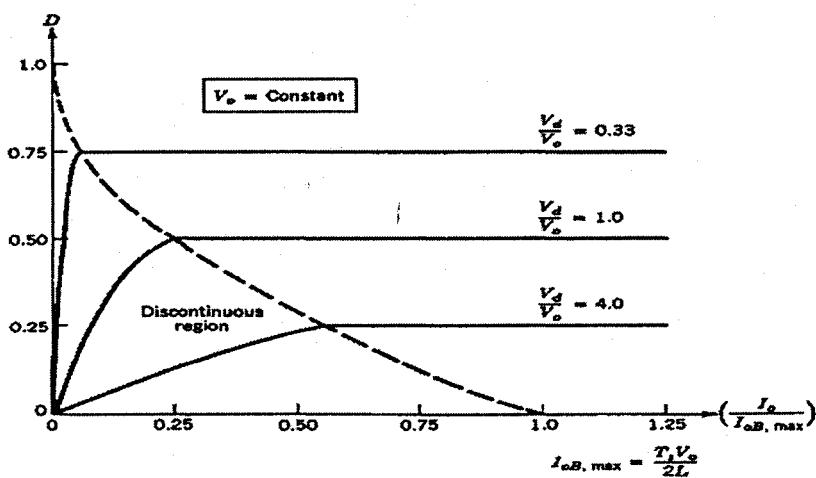


Fig.7.6: Caractéristiques du convertisseur buck-boost, en maintenant $V_o = \text{constante}$ [77].

7.3. Relation entre les paramètres de commande

Dans ce paragraphe, on établit la relation entre le rapport cyclique qui est le paramètre de commande du convertisseur DC /DC et les grandeurs électriques des éléments constituant le système. La charge du pont de diodes sera considérée comme une résistance variable selon le régime de fonctionnement du convertisseur DC/DC. Il s'agit donc d'un circuit équivalent constitué de dipôles linéaires ramenés du côté alternatif comme l'indique la Figure (7.7). L_s et R_s représentent l'impédance de la génératrice. R_g représente la "résistance interne" à l'entrée d'une phase du redresseur, vue par la génératrice. On cherche alors la valeur de la résistance équivalente R_g qui maximise la puissance produite par l'éolienne.

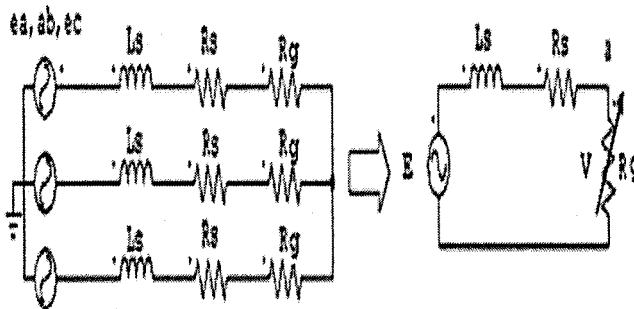


Fig.7.7: Schéma équivalent du générateur synchrone ramené du côté alternatif

La tension de phase du générateur est donnée en fonction du courant de sortie par la relation suivante: $V = E - R_s I - jX_s I$ (7.16)

Où : X_s est la réactance du synchrone de la machine par phase.

$$\text{La valeur de charge } R_g \text{ du générateur est donnée par: } R_g = \frac{V}{I} \quad (7.17)$$

Le générateur est connecté au redresseur comme le montre la figure (7.8). La relation entre les paramètres d'entrée et de sortie du redresseur est donnée par [78]:

$$V_{dc} = \frac{3}{\pi} \sqrt{6} V \quad (7.18)$$

$$\text{et} \quad I_{dc} = \frac{\pi}{\sqrt{6}} I \quad (7.19)$$

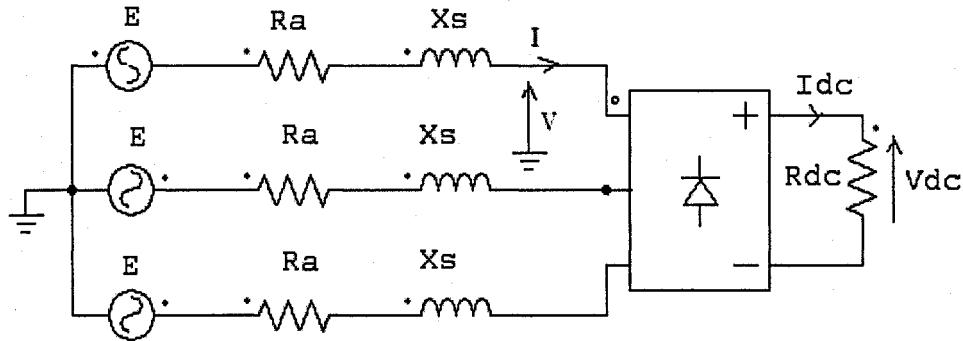


Fig.7.8 : Connections du redresseur au générateur

Le circuit électronique qui permet de contrôler et d'optimiser la charge R_g du générateur pour obtenir le maximum de puissance de sortie est donné par la figure (7.9).

D'après les équations (7.18),(7.19) et (7.17), on aura :

$$\frac{V_{dc}}{I_{dc}} = \frac{18}{\pi^2} \frac{V}{I} = R_{dc} \quad (7.20)$$

En remplaçant (7.3) et (7.17) dans (7.20), on aura:

$$R_g = \frac{\pi^2}{18} R_{dc} \quad (7.21)$$

$$\text{et} \quad R_g = \frac{\pi^2}{18} \left(\frac{1-D}{D} \right)^2 R_{ch} \quad (7.22)$$

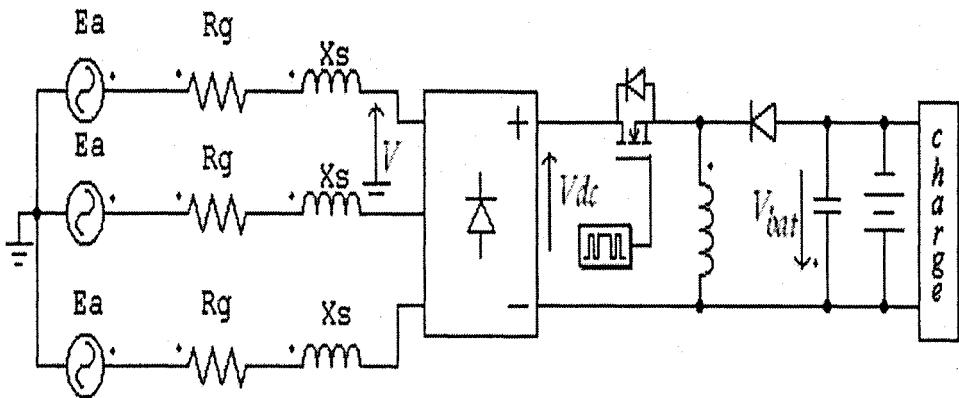


Fig.7.9 : Connexions du redresseur au bus DC via un convertisseur DC/DC

Le point de fonctionnement de l'éolienne est déterminé par la charge imposée à la génératrice. L'équation (7.22) qui donne la valeur de charge du générateur en fonction du rapport cyclique D du convertisseur DC/DC, montre qu'il suffit de régler le rapport cyclique en conséquence pour extraire le maximum de puissance électrique de l'éolienne. À chaque rapport cyclique donné du convertisseur DC/DC, correspond une résistance d'entrée différente (imposée à la génératrice), et donc un couple résistant et par là un point de fonctionnement différent. Plus le rapport cyclique est élevé, plus la résistance est faible, plus le couple résistant est important et la vitesse de rotation est faible. Inversement si le rapport cyclique est faible, la résistance est plus importante, le couple résistant sera faible et l'éolienne atteindra des vitesses de rotation élevées.

Pour chaque valeur du rapport cyclique, le convertisseur DC/DC impose une tension V_{dc} qui se reflète sur l'amplitude de la tension du générateur. Les figures (7.10) à (7.18) donnent le courant à l'entrée et à la sortie du redresseur (fig.a), la tensions du générateur (fig.b) et la puissance délivrée à la charge pour différentes valeurs de la tension V_{dc} et pour différentes vitesses du vent (fig.c). Les figures (7.10) à (7.12) représentent les résultats pour les faibles vitesses du vent, la tension de ligne du générateur est de 80 volts, on remarque

que la puissance maximale est obtenue pour une tension V_{dc} de 30 volts. Les figures (7.13) à (7.15) représentent les résultats pour les vitesses moyennes du vent, la tension de ligne du générateur est de 140 volts, on remarque que la puissance maximale est obtenue pour une tension V_{dc} de 50 volts. Les figures (7.16) à (7.18) représentent les résultats pour les fortes vitesses du vent, la tension ligne du générateur est de 80 volts, on remarque que la puissance maximale est obtenue pour une tension V_{dc} de 80 volts. On remarque que l'utilisation d'un convertisseur DC/DC permet de récupérer l'énergie éolienne pour une large gamme de vitesse du vent, y compris les faibles valeurs. On remarque aussi que pour fonctionner en permanence à la puissance maximum, la commande de convertisseur DC/DC doit être capable de déterminer et d'imposer la tension qui donne un fonctionnement optimal du système.

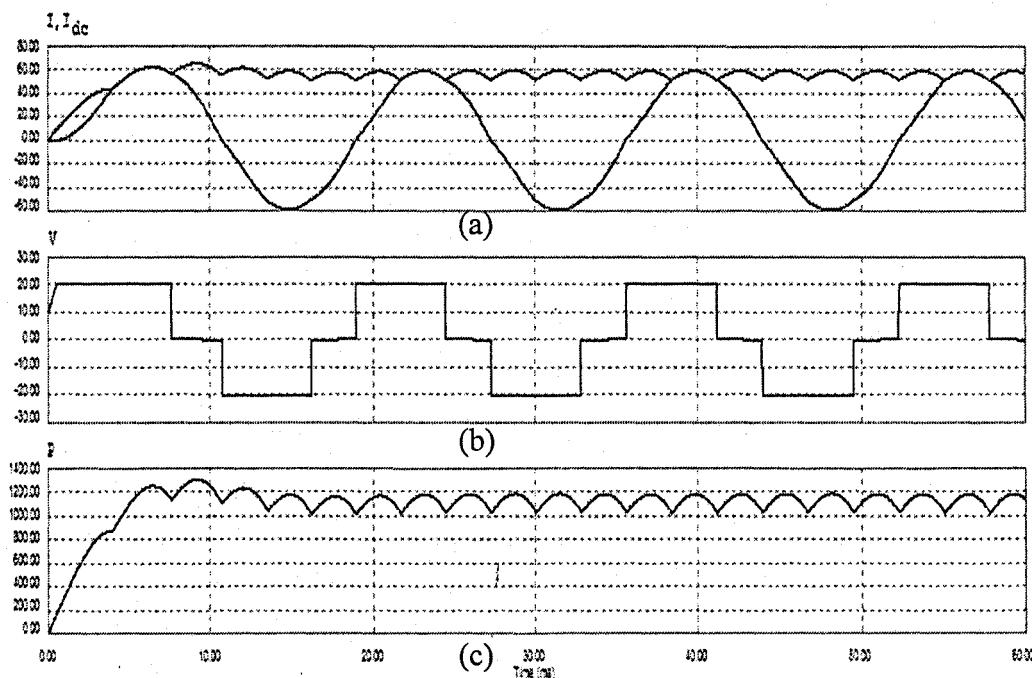


Fig.7.10 : Résultats obtenus pour les faibles vitesses du vent avec $V_{dc} = 20$ volts.

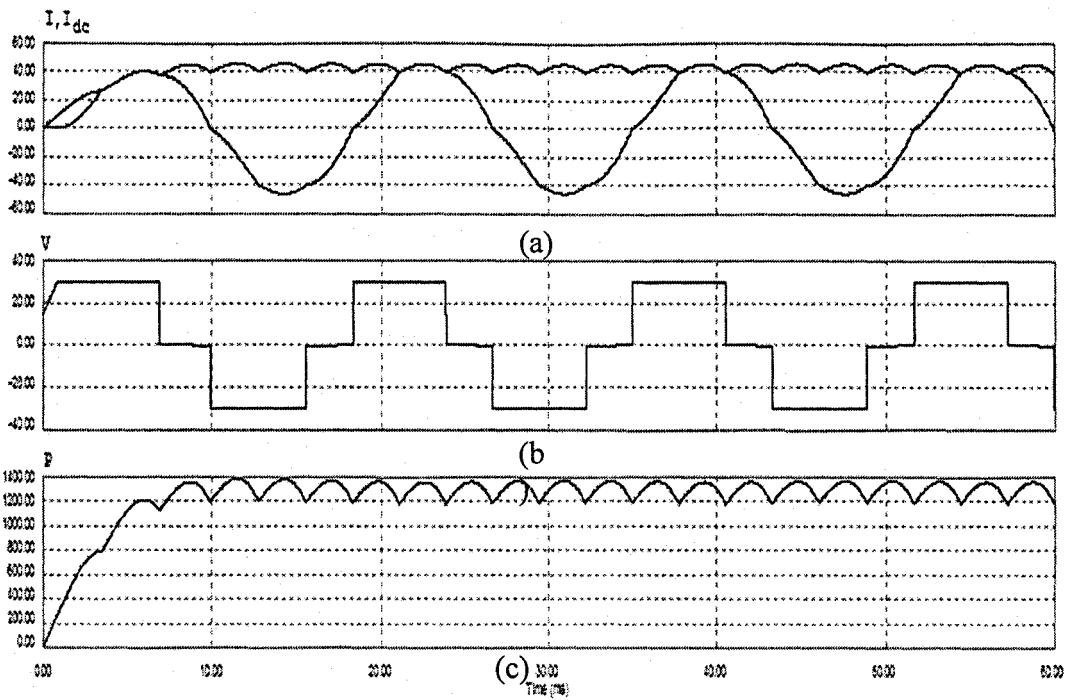


Fig.7.11 : Résultats obtenus pour les faibles vitesses du vent avec $V_{dc} = 30$ volts.

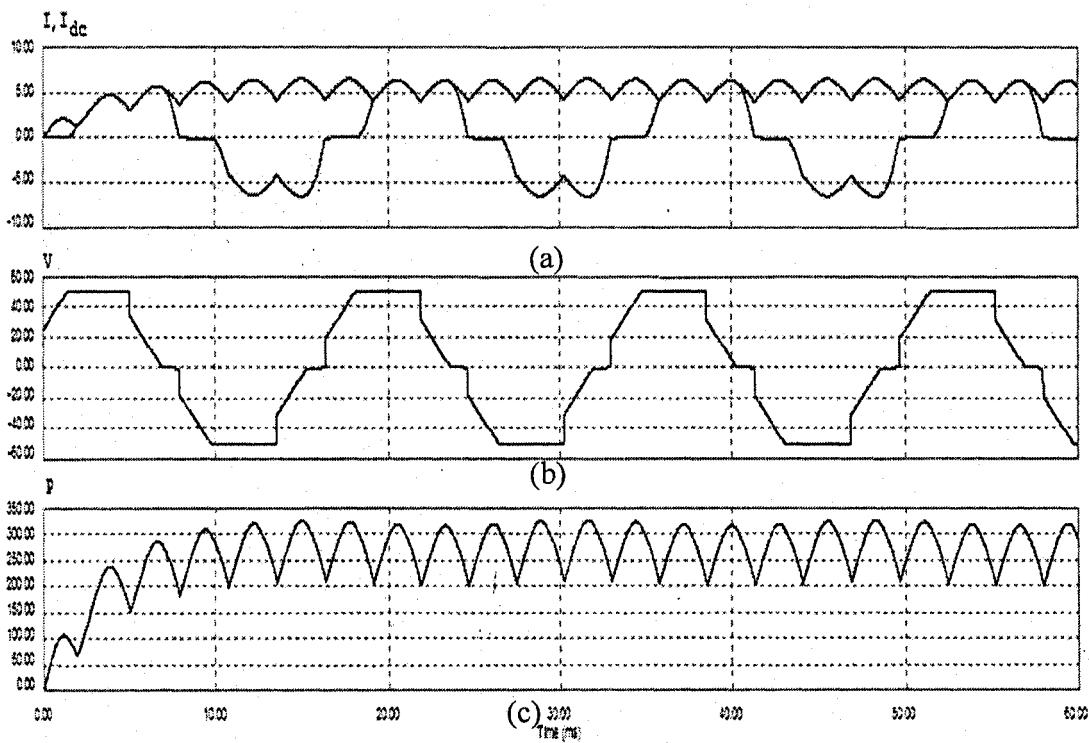


Fig.7.12 : Résultats obtenus pour les faibles vitesses du vent avec $V_{dc} = 50$ volts

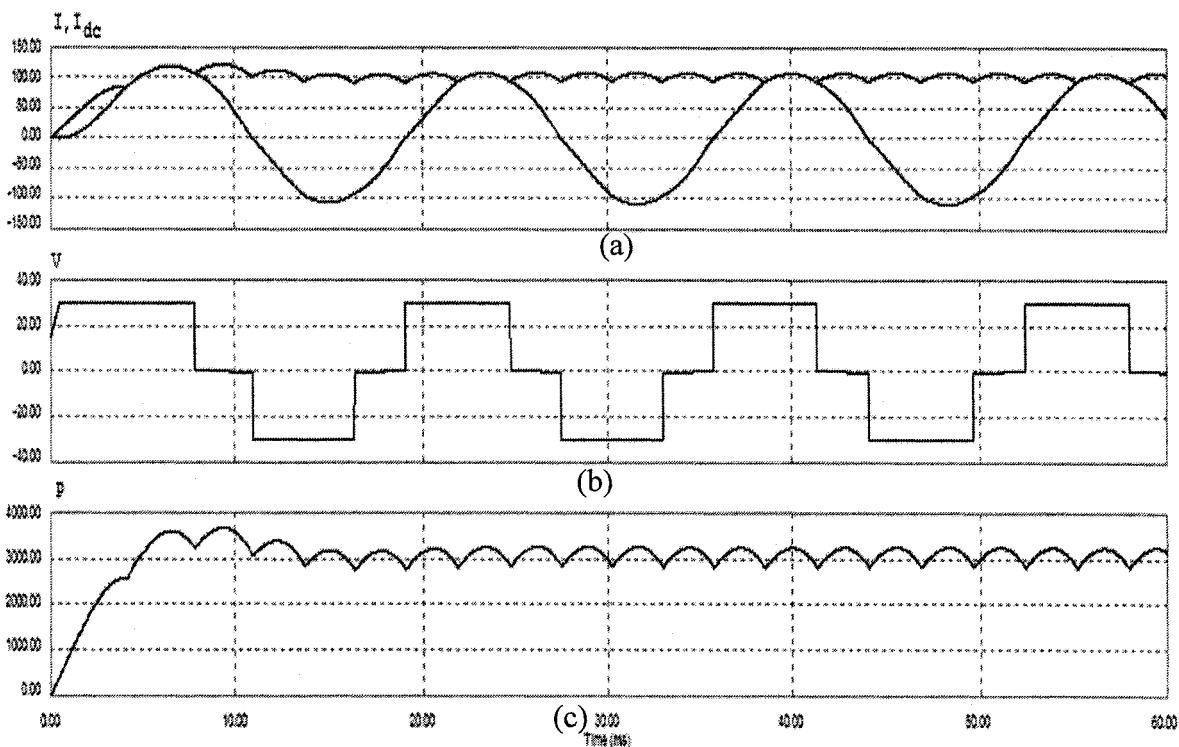


Fig.7.13 : Résultats obtenus pour les vitesses du vent moyennes avec $V_{dc} = 30$ volts.

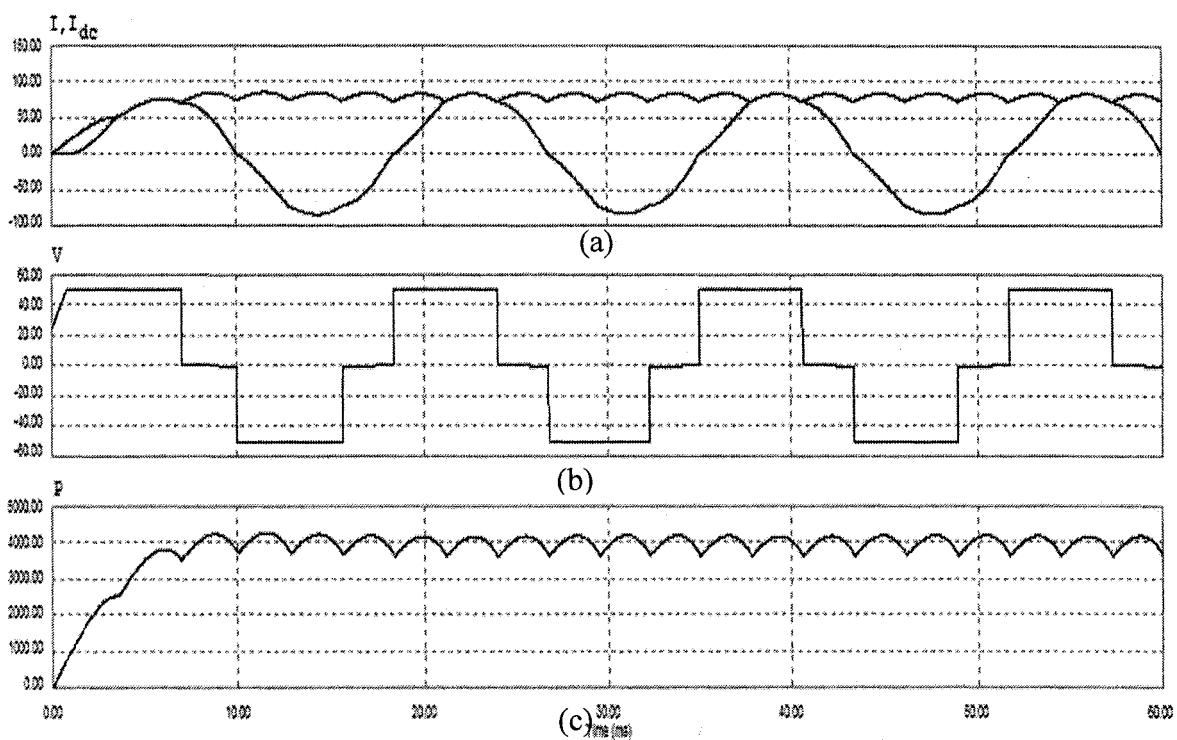


Fig.7.14 : Résultats obtenus pour les vitesses du vent moyennes avec $V_{dc} = 50$ volts.

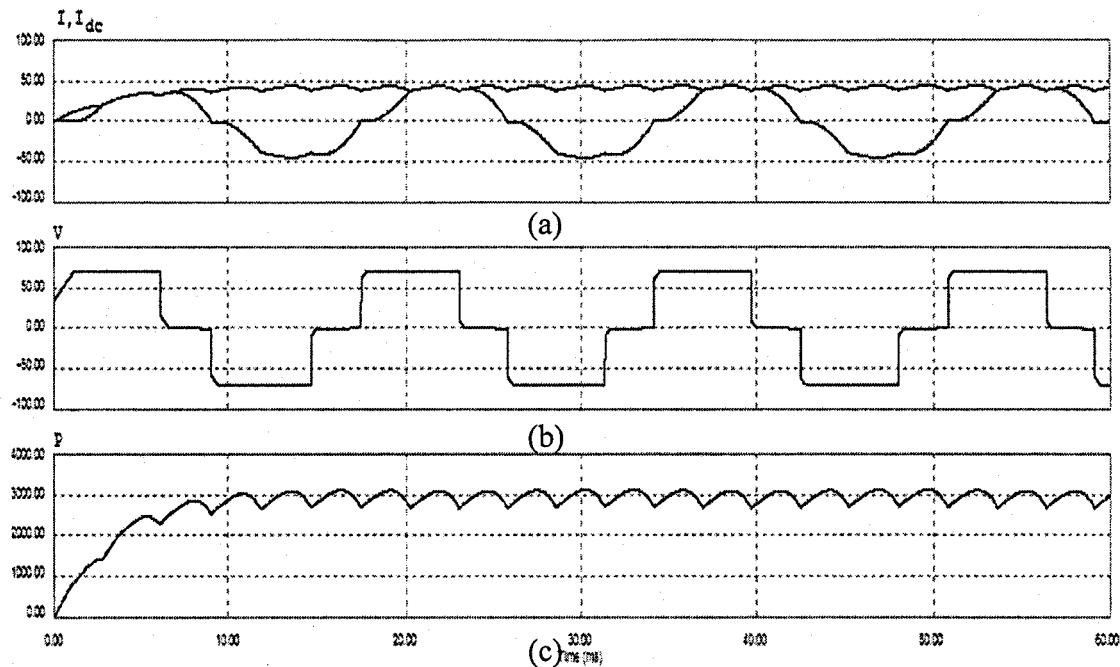


Fig.7.15 : Résultats obtenus pour les vitesses du vent moyennes avec $V_{dc} = 70$ volts.

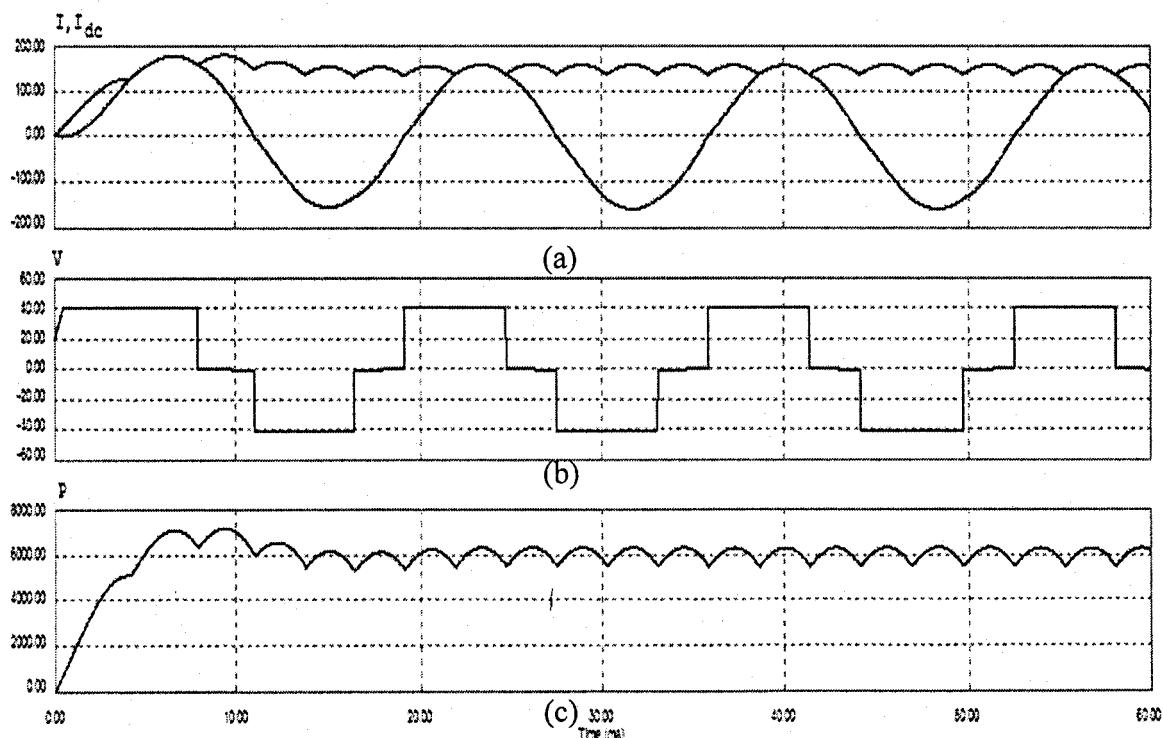


Fig.7.16 : Résultats obtenus pour les fortes vitesses du vent avec $V_{dc} = 60$ volts.

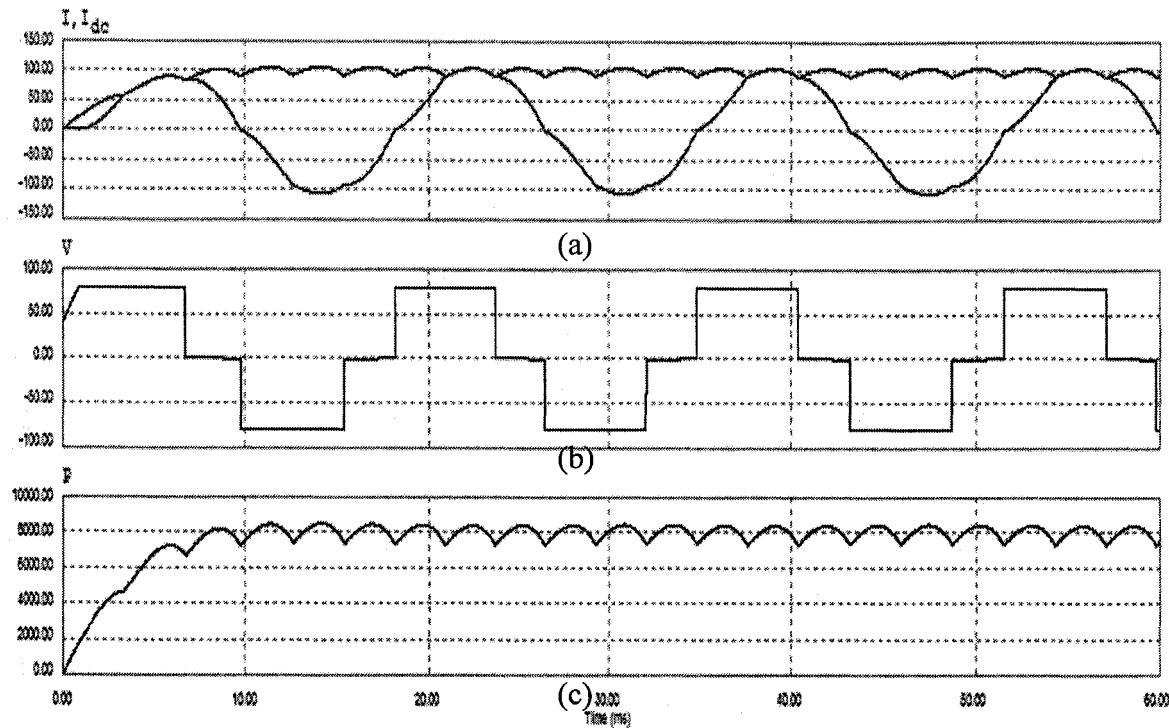


Fig.7.17 : Résultats obtenus pour les fortes vitesses du vent avec $V_{dc} = 80$ volts.

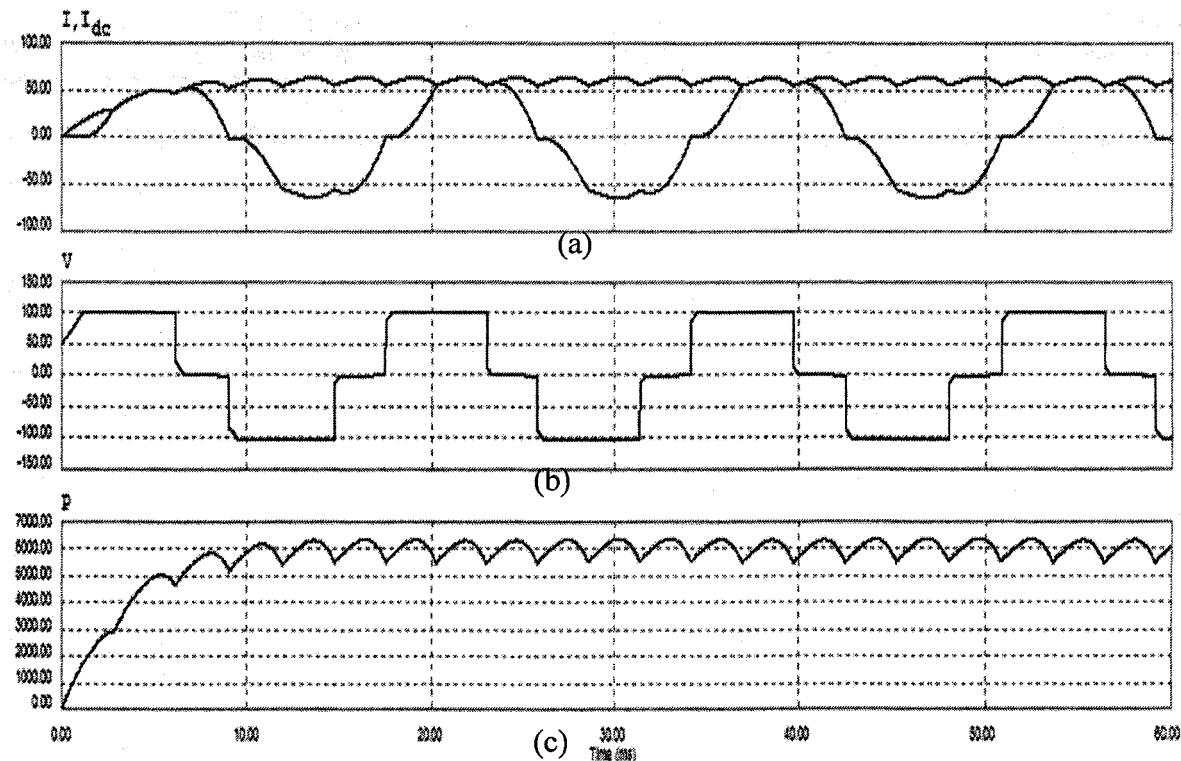


Fig.7.18 : Résultats obtenus pour les fortes vitesses du vent avec $V_{dc} = 100$ volts.

7.4. Réalisation du convertisseur MPPT pour l'éolienne

Le montage de la partie puissance du convertisseur MPPT pour l'éolienne qu'on a réalisé, est illustré à la figure (7.19). L'élément de découpage du convertisseur est un IGBT de type SG1545 avec une diode anti-parallèle (roue libre) intégrée. L'interface pour le contrôle de l'IGBT, sera de type flottant (voir fig.7.20). Il est constitué d'un opto-coupleur de type H11L1M qui garantit l'isolation galvanique et un circuit pilote de type TC4424 qui permet de fournir le courant nécessaire pour le déclenchement de l'IGBT. Le contrôle de l'IGBT se fera à l'aide d'un microcontrôleur de type PIC18F242 qui fournira un signal modulé de type MLI calculé par l'algorithme MPPT (voir fig.7.21).

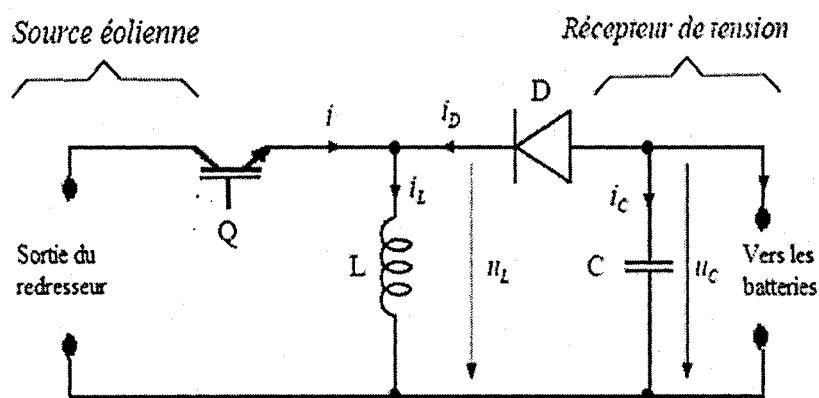


Fig.7.19 : Montage de la partie puissance du convertisseur

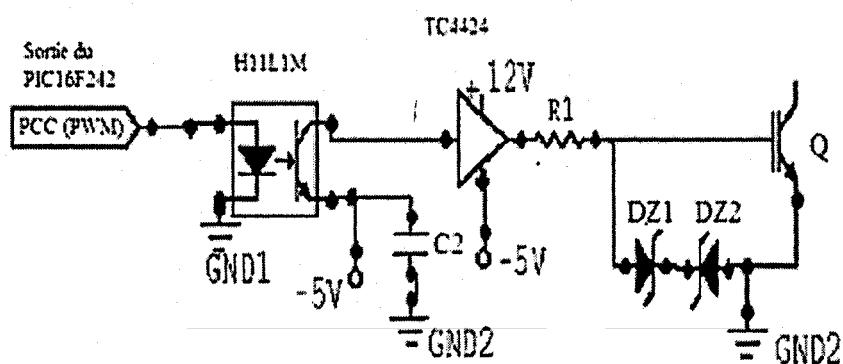


Fig.7.20 : Montage du circuit d'interface de l'IGBT

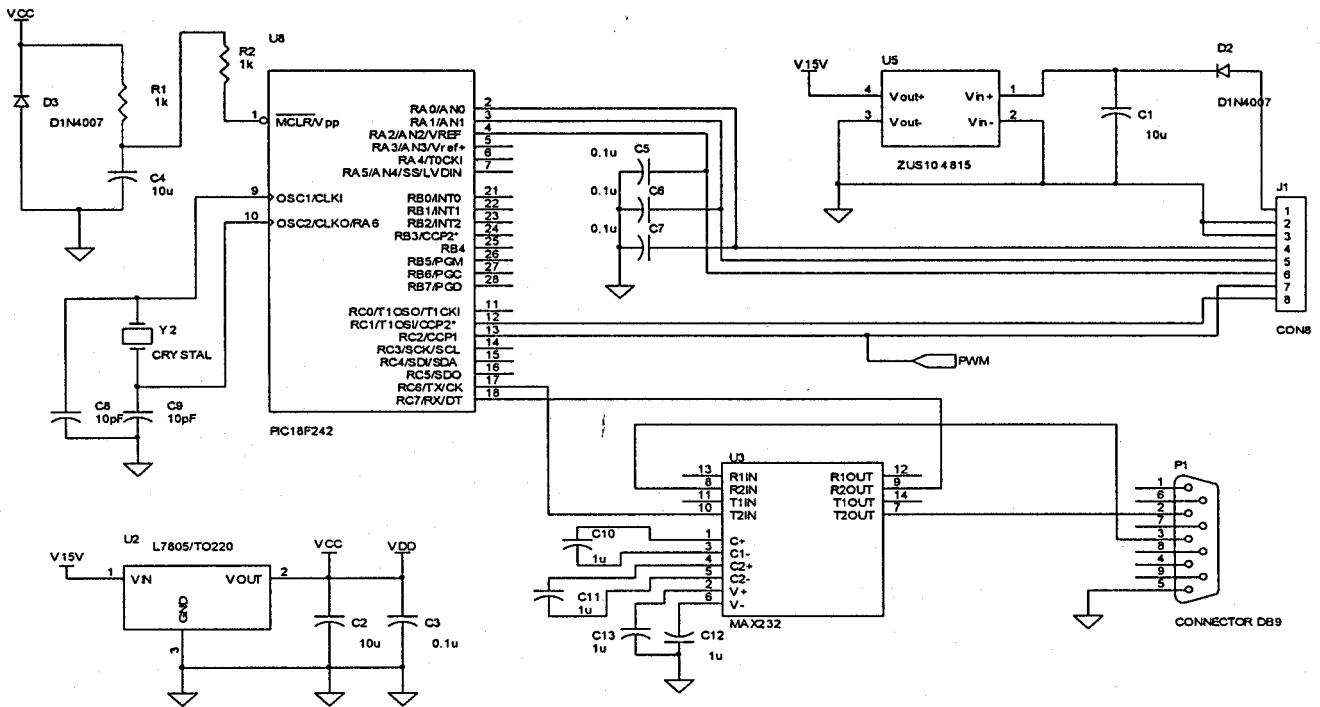


Fig.7.21 : Montage de la partie commande du convertisseur

Les figures (7.22) à (7.25) donnent les formes d'ondes des principales grandeurs dans les conditions normales de fonctionnement du convertisseur MPPT, c'est-à-dire quand le courant il diffère de zéro tout au long de la période de hachage ou quand on est en conduction continue. Les perturbations de fonctionnement du convertisseur qu'on remarque sur ces courbes sont induites par la charge de recouvrement de la diode.

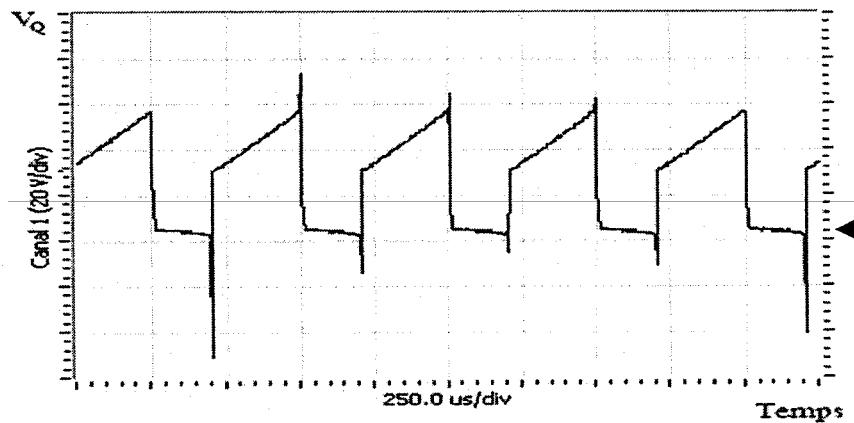


Fig.7.22 : Tension aux bornes de l'IGBT du convertisseur

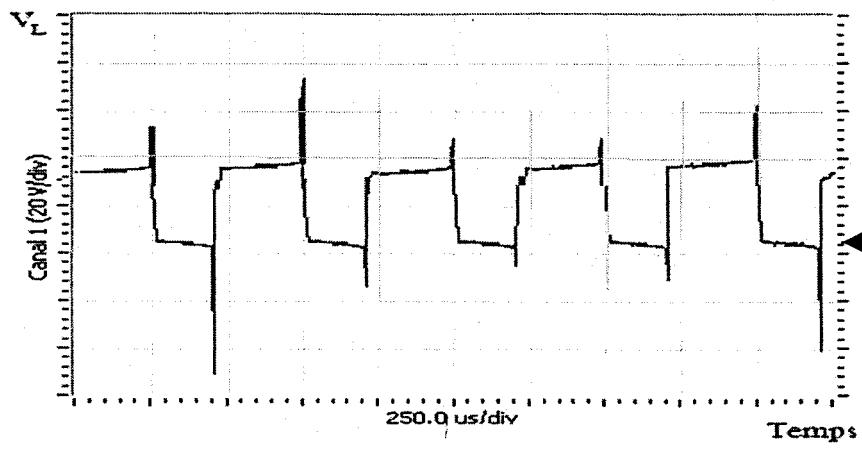


Fig.7.23 : Tension aux bornes de l'inductance du convertisseur.

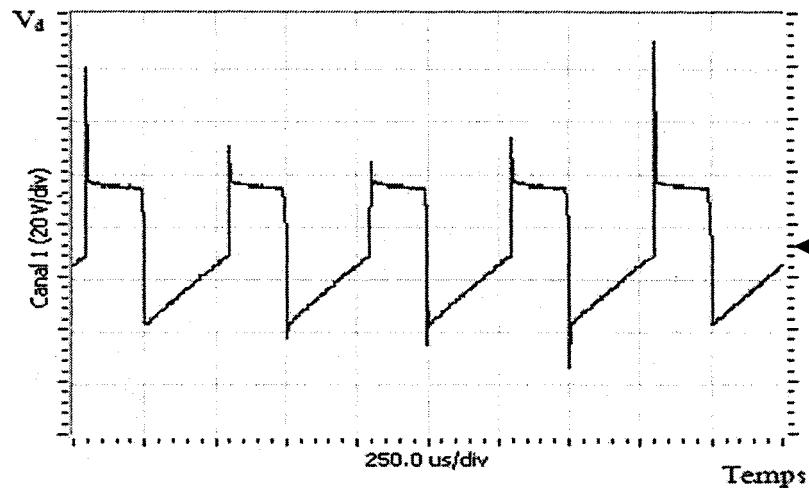


Fig.7.24 : Tension aux bornes de la diode du convertisseur.

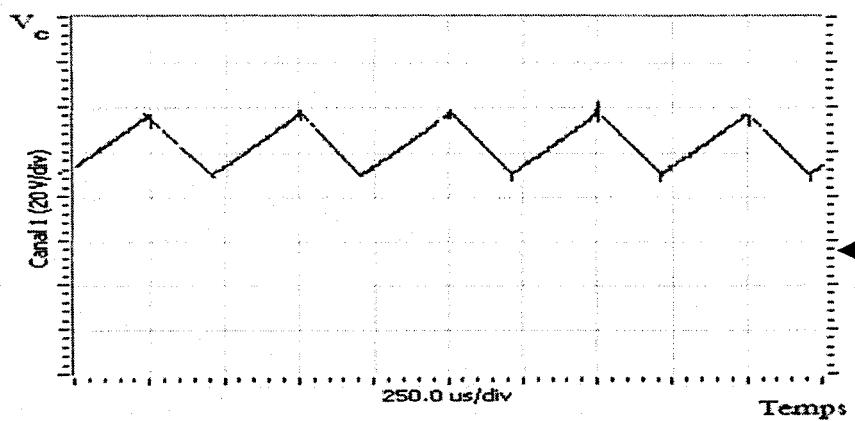


Fig.7.25 : Tension aux bornes de sortie du convertisseur.

7.4. Méthode proposée pour la commande du système éolien

Le caractère aléatoire de la puissance éolienne occasionne des variations de la puissance moyenne disponible sur l'arbre de la turbine, ainsi que des fluctuations possibles de la charge alimentée par la génératrice, qui font varier le couple résistant vue par cette dernière. C'est ici qu'intervient le système de commande proposé, c'est-à-dire adapter la vitesse de rotation de la turbine pour travailler en permanence à la puissance maximum.

La figure (7.26) donne l'algorithme général de commande de l'éolienne. Le rôle de cette commande consiste à trouver le point de puissance maximale en tout point d'opération de l'éolienne, indépendamment de l'intermittence du vent et de la variation de la charge. L'information sur la vitesse du vent n'étant pas disponible pour trouver le point de puissance maximale à partir de la caractéristique qui décrit l'évolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation de l'arbre. Donc, la commande de l'éolienne sera basée sur l'acquisition de la tension et du courant à l'entrée du convertisseur DC/DC. A partir de la perturbation du point fonctionnement qui en résulte de l'incrémentation ou la décrémentation du rapport cyclique selon le sens de variation de la puissance, notre algorithme permet la détection de la région de fonctionnement de l'éolienne et la localisation du point de puissance optimale.

L'analyse du comportement du système de commande en cas de changement de la vitesse du vent selon le sens du dernier pas donné au rapport cyclique (incrémentation ou décrémentation), permettra de prédire la capacité du système à se situer par rapport aux deux régions de la courbe de la figure (7.27), et ainsi éventuellement réajuster sa décision pour le prochain pas à donner au rapport cyclique. Pour atteindre le point de puissance maximale, on augmente ou on diminue le rapport cyclique selon qu'on se trouve dans la

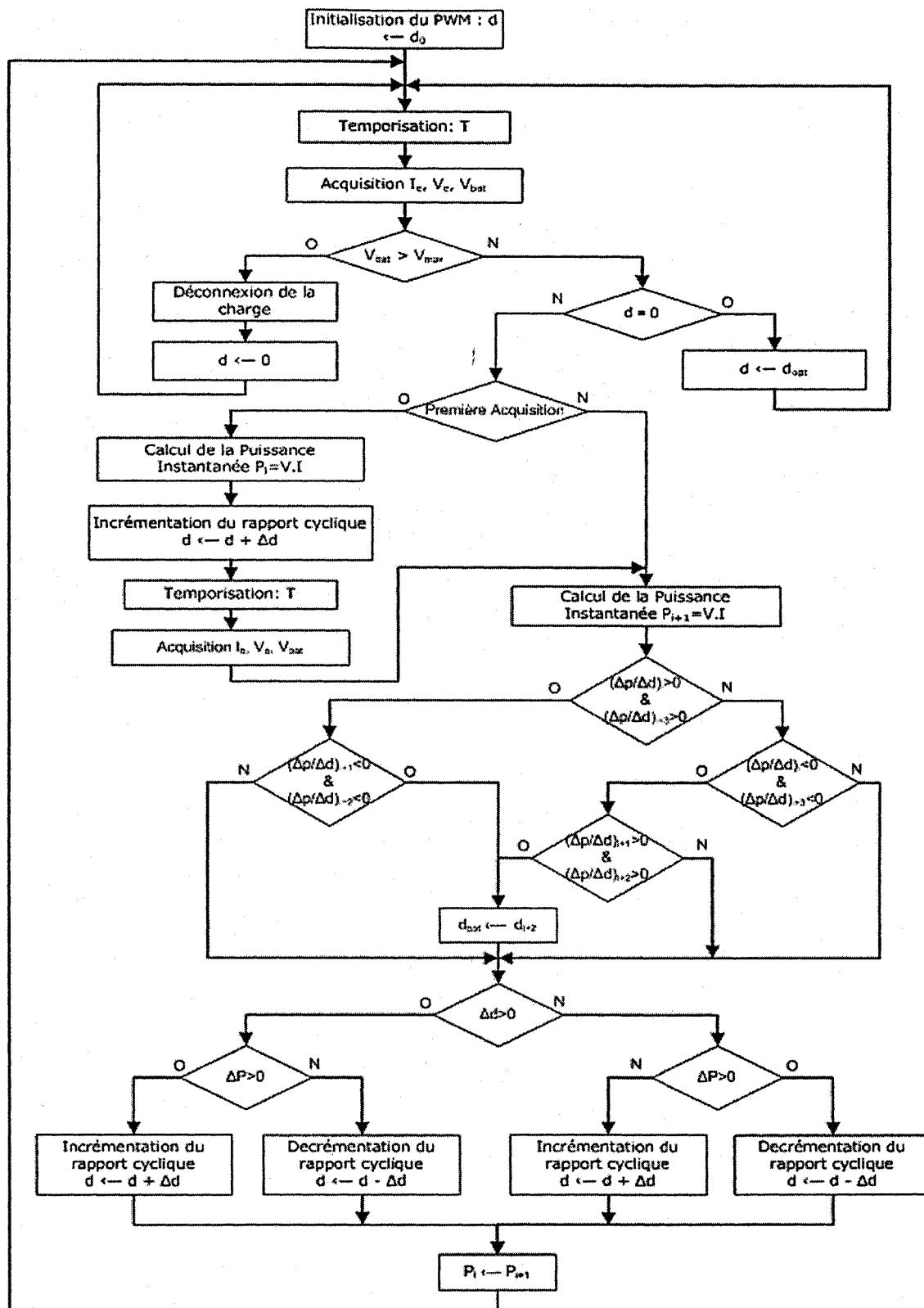


Fig. 7.26 : Algorithme général de la commande de l'éolienne

région I ou II de la courbe. Dans un premier temps, la puissance croît (le maximum n'est pas encore atteint), se stabilise (le maximum est alors atteint), puis diminue (le maximum vient d'être dépassé). Le système détecte cette diminution de puissance, ce qui conditionne une inversion du sens de la commande. La commande diminue, la puissance va alors augmenter, repasser par le maximum, puis diminuer; dès que l'on détecte la diminution de puissance, le sens de commande est à nouveau inversé. Finalement le système se place en oscillation autour du maximum.

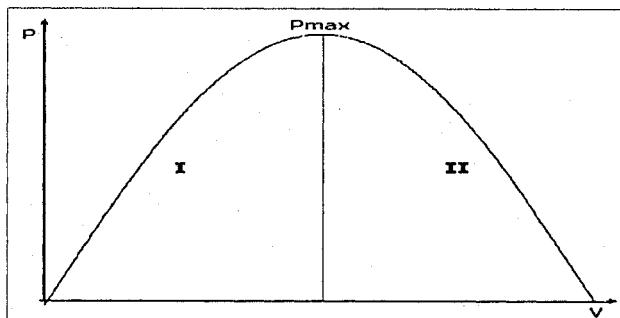


Fig.7.27 : Les deux régions I et II de la courbe $P = f(\Omega)$

Le tableau suivant résume les cas possibles d'évolution de la puissance P disponible à l'entrée du convertisseur suivant l'incrémentation ou la décrémentation du rapport cyclique D et donne la décision à prendre dans chaque cas (incrémentation ou décrémentation) :

Perturbation ΔD	$\Delta D > 0$		$\Delta D < 0$	
Variation de P	$\Delta P > 0$	$\Delta P < 0$	$\Delta P > 0$	$\Delta P < 0$
Rapport $\Delta P / \Delta d$	$\Delta P / \Delta d > 0$	$\Delta P / \Delta d < 0$	$\Delta P / \Delta d < 0$	$\Delta P / \Delta d > 0$
Prédiction du pt fonc.	I	II	II	I
Variation du Crés	+	+	-	-
Variation de Ω	-	-	+	+
Prochain pas ΔD	+	-	-	+

Tableau I: Effet du signe du pas donné au rapport cyclique sur la puissance

La localisation du point de puissance maximale est une opération qui se répète continuellement, elle se traduit par l'oscillation du système autour d'un point d'équilibre tant que la vitesse de vent n'a pas changé.

À chaque itération du programme de commande, une temporisation est nécessaire pour donner le temps au système de se stabiliser, un nouveau point de fonctionnement s'établit pour chaque rapport cyclique imposé.

Chaque valeur calculée de la puissance est soumise à un test pour déceler s'il s'agit de la valeur maximale. Celle-ci a lieu à chaque fois qu'il y a un double changement du signe du rapport $\Delta P/\Delta D$ selon l'ordre déterminé dans le tableau II, ceci pendant les 4 dernières itérations. Les deux cas possibles où la puissance maximale se situe dans l'intervalle [2,3] du tableau II.

Itération #	1	2	3	4
$\Delta P/\Delta d$	+	-	-	+
$\Delta P/\Delta d$	-	+	+	-

Tableau II: Déduction de la puissance maximale en fonction du signe du rapport $\Delta P/\Delta D$ pendant les 4 dernières itérations.

Une fois la valeur optimale de la puissance P_{opt} détectée, le rapport cyclique d_{opt} correspondant à la troisième itération (ou la deuxième) est sauvegardé, pour être utilisé ultérieurement.

Le système de commande s'assure également de l'état de charge des batteries, si ces dernières sont complètement chargées, il les déconnecte et applique un rapport cyclique nul au convertisseur pour le mettre au repos. Quand le système détecte une diminution

de la tension aux bornes des batteries, il remet en service le convertisseur en lui appliquant le dernier rapport cyclique optimal détecté.

Lors des variations de la vitesse du vent, les changements de puissance se font à vitesse de rotation Ω constante. Notre système doit être en mesure de se replacer sur la nouvelle courbe à chaque fois que la vitesse du vent varie.

7.5. Validation de la méthode proposée

La figure (7.28) donne la puissance fournie par l'éolienne pour la basse vitesse de vent sans l'utilisation de la méthode de contrôle MPPT. On remarque que l'éolienne ne produit pas d'énergie, parce que la tension induite dans le générateur synchrone n'est pas suffisante pour surmonter la polarisation dans le pont de diodes. La figure (7.29) donne pour la basse vitesse de vent, la puissance éolienne obtenue avec de la méthode de contrôle MPPT proposée. On remarque que l'utilisation du convertisseur de MPPT adapte le bus DC au générateur synchrone ce qui permet de récupérer l'énergie éolienne même aux basses vitesses de vents.

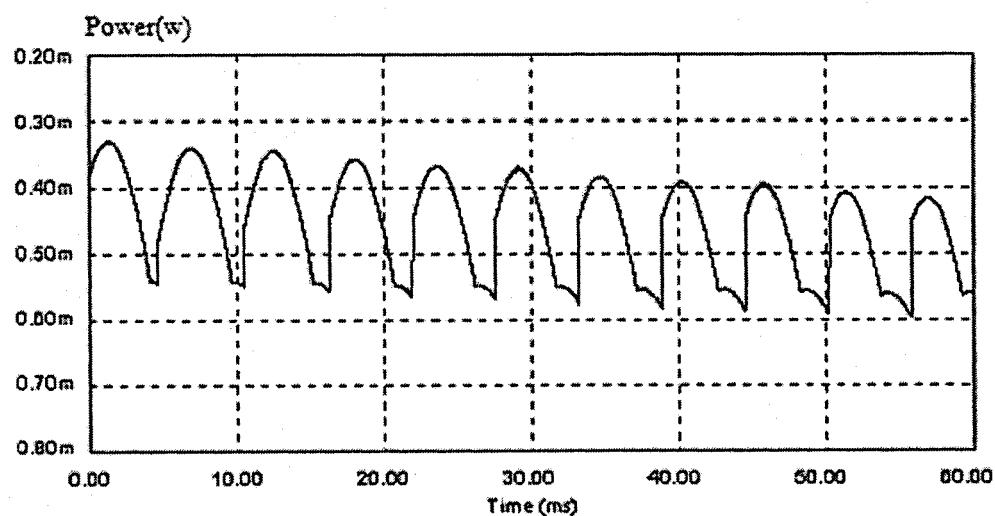


Fig.7.28: Puissance fournie par l'éolienne pour la basse vitesse du vent sans la méthode de contrôle MPPT.

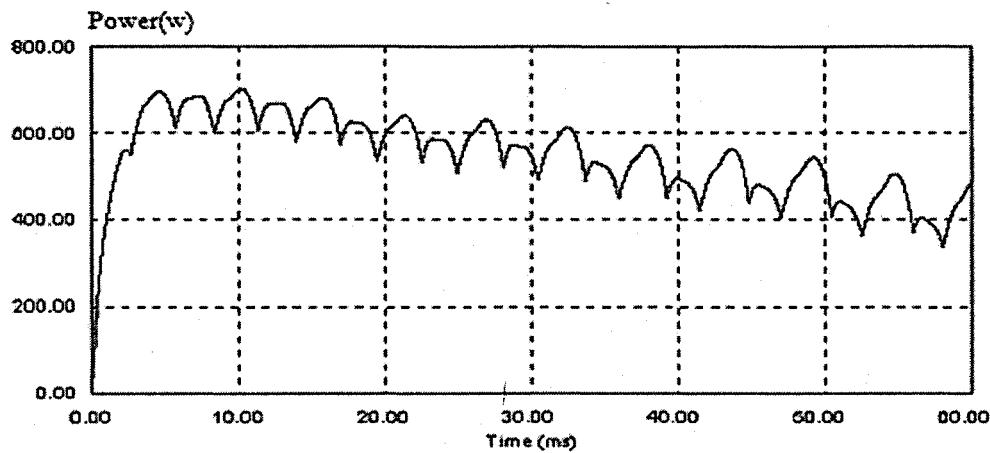


Fig.7.29: Puissance fournie par l'éolienne pour la basse vitesse du vent avec la méthode de contrôle MPPT

Figures (7.30) et (7.31) donnent, pour les fortes vitesses du vent, la puissance produite par l'éolienne sans et avec la méthode de contrôle de MPPT. On remarque que pour les fortes vitesses du vent, la puissance fournie par l'éolienne avec la méthode de contrôle MPPT proposée est nettement supérieure à la puissance fournie par l'éolienne sans la méthode de contrôle MPPT. La méthode proposée améliore l'efficacité énergétique de l'éolienne en moyenne de 24%. Ceci montre que le convertisseur de MPPT est conçu pour être efficace aussi bien que dans les hautes vitesses de vent que les basses.

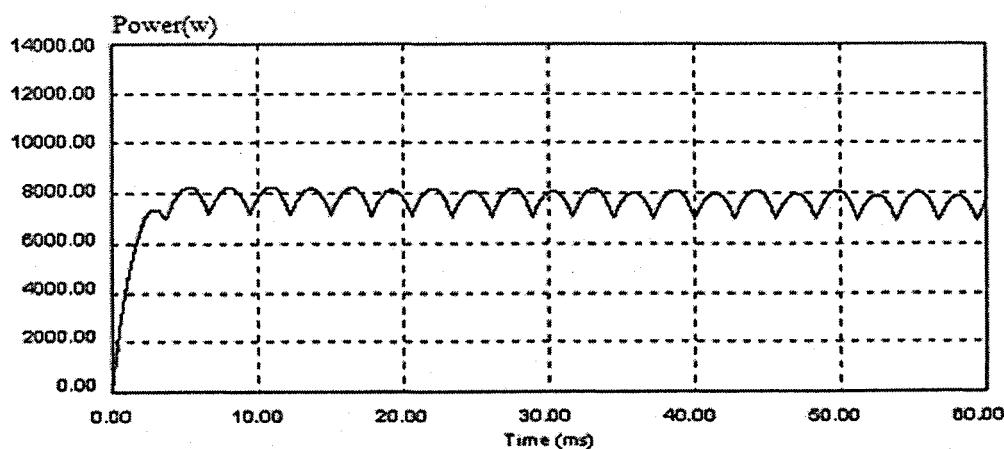


Fig.7.30 : Puissance fournie par l'éolienne pour les vitesses de vent élevées sans la méthode de contrôle MPPT

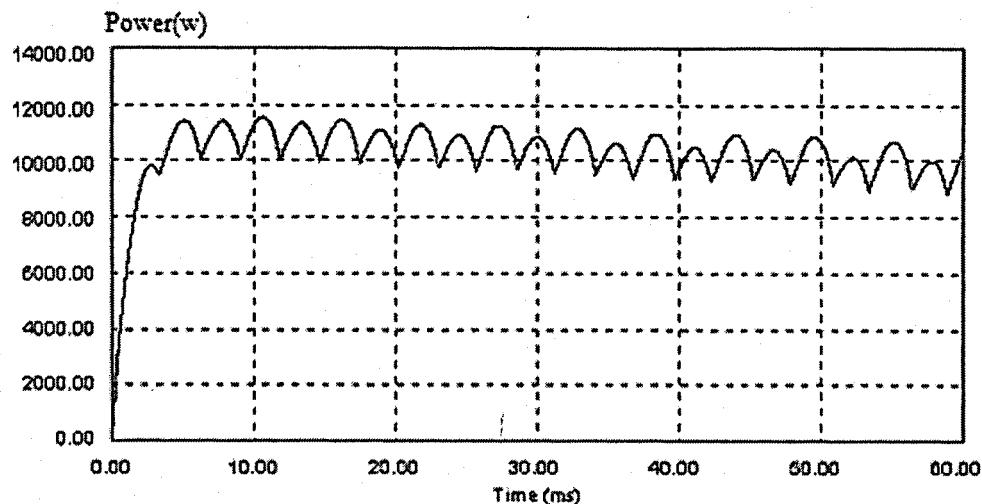


Fig.7.31 : Puissance fournie par l'éolienne pour les vitesses de vent élevées

avec la méthode de contrôle MPPT

7.6. Conclusion

Le comportement dynamique du système éolien en présence des perturbations démontre que les seuls paramètres qui sont directement affectés par les changements de la vitesse de vent sont le courant de générateur synchrone, le courant du redresseur et le courant de batterie. La relation entre la vitesse du générateur et la tension du bus DC est utilisée pour commander le convertisseur MPPT et améliorer ainsi l'efficacité de système global. L'utilisation d'un convertisseur de type abaisseur-élévateur pour commander la tension du bus DC prouve qu'il est possible de produire efficacement de l'énergie éolienne dans toutes les régions quel que soit la vitesse du vent sont élevées où basses. Dans ce chapitre, nous avons présenté la conception du convertisseur MPPT développé et la méthode de contrôle de MPPT proposée pour optimiser le transfert dans la chaîne de conversion d'énergie éolienne.

Un des objectifs principaux de ce travail a été la simplification de la chaîne de conversion d'énergie. Ainsi, le redresseur à pont de diodes a été utilisé en association avec un simple convertisseur DC/DC. Cette simplification a engendré un nouveau concept de « MPPT indirecte » qui utilise seulement des mesures électriques (courant et tension). Les dispositifs mécaniques de mesure ont ainsi pu être éliminés. Dans cette architecture, la stratégie de commande proposée pour la recherche du point de puissance optimale fait totalement abstraction la caractéristique de l'éolienne.

CHAPITRE 8 : CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Les travaux présentés dans cette thèse concernent les systèmes hybrides PV-éolien avec stockage d'hydrogène. Ces systèmes sont amenés à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production d'énergie et d'un meilleur respect de l'environnement. Associées à une production centralisée, ces sources d'énergie peuvent contribuer à une meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable. D'un point de vue économique, ces systèmes ne sont pas encore compétitifs. Cependant, la sûreté élevée qu'ils offrent, grâce à la présence de dispositifs de stockage d'énergie et à leur forte décentralisation, conjuguée à une volonté publique, liée aux nécessités du développement durable, commence à faire infléchir cette tendance et rendre, à moyen et long termes, ces sources d'énergie économiquement viables.

C'est dans cet objectif de diminution du coût par l'optimisation du transfert d'énergie vers les charges résidentielles et le stockage d'excédent d'énergie sous forme d'hydrogène dans ces sources d'énergie que ces travaux s'inscrivent. Notre étude s'est focalisée sur un système hybride PV-éolien, secteur dans lequel la rentabilité est loin d'être acquise et qui nécessite donc un fort degré d'optimisation de l'efficacité énergétique. Ceci impose simultanément de minimiser les coûts de production (équipements simples, minimum de capteur, simplicité de contrôle...), d'usage (fiabilité, simplicité,...) et de recyclage, aspects essentiels d'une « écoconception ». Dans ce contexte, de nouvelles solutions, relevant d'une optimisation du transfert de puissance des sources d'énergies renouvelables vers les charges résidentielles et le stockage d'excès d'énergie sous forme d'hydrogène, sont à

l'étude, notamment dans l'intégration des systèmes PV-éolien dans la production distribuée. Différentes méthodes MPPT ont été développées pour la recherche du point de fonctionnement optimal permettant de tirer le maximum d'énergie de la source PV quelles que soient les variations de l'ensoleillement et de la température et pour n'importe quel niveau de dégradation des modules PV.

L'étude comparative entre les méthodes MPPT rencontrées dans la littérature, nous a permis de développer une approche non linéaire pour le transfert optimal de l'énergie dans les systèmes PV. L'algorithme de cette méthode se base sur la mesure de la tension du circuit ouvert des modules PV pour déterminer le point de référence, ce qui nous a permis de se positionner au point de puissance maximale dès le début du fonctionnement du système contrairement aux autres algorithmes qui nécessitent un balayage des différents points de fonctionnement pour la recherche du point de puissance maximale. Une première validation réalisée par simulation sous Matlab/Simulink a montré clairement l'efficacité de la méthode proposée, comparée à la méthode classique.

Un convertisseur MPPT ainsi que sa commande ont été conçus selon la méthode MPPT développée. La partie puissance est un convertisseur de topologie abaisseur modifié pour fonctionner avec des tensions de sortie imposée par les batteries. La plate-forme d'implémentation à base d'un PIC18F242, nous a permis de tester expérimentalement la méthode proposée, ainsi que la combinaison de cette méthode avec la méthode perturbation et observation. L'efficacité est améliorée à 92 % par rapport à 68 % obtenue par la méthode classique.

Nos travaux ont porté également sur l'application du principe MPPT afin d'optimiser le transfert de l'énergie dans les systèmes de production de l'énergie éolienne, en développant

d'une part une nouvelle topologie de convertisseur MPPT pour éolienne et d'autre part le circuit et l'algorithme de commande.

Un système de conversion d'énergie éolienne est composé de la turbine éolienne ayant une caractéristique qui lui est propre et qui dépend de paramètres de construction qui définissent son potentiel à prélever l'énergie de la masse d'air en mouvement. En choisissant judicieusement les paramètres (paramètres machine et tension continue) du système, un système à vitesse variable, à coût minimum et énergétiquement assez performant peut être obtenu. Une analyse préliminaire du fonctionnement de l'éolienne, a montré d'une part que pour chaque valeur de la vitesse du vent, on a un seul point de puissance maximale qui correspondant à une vitesse de la rotation optimale du générateur électrique de l'éolienne pour une charge donnée. D'autre part, l'utilisation d'un convertisseur entre le générateur et le bus DC permet de faire varier cette vitesse. Le développement d'un contrôle efficace du convertisseur a permis d'ajuster l'impédance d'entrée du convertisseur vu comme charge par le générateur. Ainsi, la charge présentée à l'éolienne via le convertisseur permettra de tirer le maximum de puissance.

Dans notre approche d'optimisation énergétique d'un système éolien, nous avons développé une nouvelle topologie de convertisseur MPPT qui permet un transfert optimal d'énergie éolienne pour une large gamme de vitesse de vent. La commande de ce convertisseur est basée sur un algorithme MPPT où l'on fait totalement abstraction de la caractéristique de l'éolienne. La méthode proposée améliore l'efficacité énergétique en moyenne de 24%.

Les résultats d'optimisation du transfert d'énergie PV et éolienne permettent d'augmenter le rendement global des transferts d'énergie des sources primaires du système d'énergie

renouvelable, ceci se traduit par une augmentation de production de l'hydrogène disponible pour le stockage.

Dans l'avenir on peut imaginer l'extension des résultats de ce travail vers des systèmes de puissance plus élevée qui sont connectés au réseau. La connexion au réseau public se pose en des termes différents (niveau de tension plus élevés,...) et repose le problème en terme de conception. Peut être, par une simple modification des onduleurs existants, en implémentant les fonctions nécessaires au système MPPT on pourra s'affranchir de l'électronique de puissance et de carte de commande dédiée. A ce niveau, des travaux sont en cours à l'Institut de Recherche sur l'hydrogène pour développer une convertisseur DC / AC économique et à haut potentiel d'intégration.

Pour assurer une plus grande disponibilité en énergie, plusieurs ressources photovoltaïques et éoliennes sont interconnectées ensemble. L'excédant d'énergie est convertie en hydrogène par un électrolyseur. Pendant les périodes de creux de productions des sources renouvelables, des piles à combustibles sont utilisées comme générateur d'appoint pour produire de l'énergie électrique à partir de l'hydrogène. Des études sur la commande optimale de l'électrolyseur et des piles à combustibles sont en cours sur ce sujet à l'IRH et concernent les modes d'interconnexion et de gestion de systèmes multi sources. Ces études prévoient la connexion d'une éolienne, d'un champ de panneaux photovoltaïques, d'une pile à combustible, d'éléments de stockage traditionnels et de récepteurs de puissance sur un bus commun. L'énergie ainsi obtenue peut être ainsi consommée tout en optimisant tous ces éléments ou bien injectée dans le réseau.

Bibliographie

- [1] K. Agbossou, M. Kolhe, J. Hamelin, and T. K. Bose « Performance of Stand-alone Renewable Energy System based on Energy Storage as Hydrogen», IEEE Transactions on Energy conversion vol. 19, no 3, 2004
- [2] J. P. Vanhanen, P.D. Lund, "Computational approaches for improving seasonal storage systems based on hydrogen technologies, International Journal of Hydrogen Energy, v. 20, N°7, 1995[3] W. Hug, H. Bussmann and A. Brinner, "Intermittent operation and operation modeling of an alkaline electrolyzer", International Journal of Hydrogen Energy, vol. 18, pp 973-977, 1993.
- [4] K. Agbossou, J. Hamelin, R. Chahine et al., « Fuel cells and hydrogen storage for stand alone renewable energy system », International Journal of Renewable Energy Engineering, v. 2, N°3, 2000.[5] K. Agbossou, T. K. Bose, S. Kelouwani, and R. Simard, «Control system for a renewable energy system based on hydrogen,» N° de dossier : 7806-9USPR , dépôt au Canada et aux USA 05/06/2002, obtenu aux USA et Canada, 2003
- [6] P.S. Kauranen, P.D Lund, J.P. Vanhanen, "Development of self-sufficient solar hydrogen energy system", International Association for Hydrogen Energy, V.19, 1994
- [7] Y. Kim, S. Kim, " An Electrical Modeling and Fuzzy Logic Control of a Fuel Cell Generation System", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, N°2, June 1999
- [8] F. Laurencelle, R. Chahine, "Characterization of a Ballard MK5-E Proton Exchange Membrane Fuel Cell Stack", Fuel Cells, V. 1, N°1, pp 66-71, 2001.
- [9] J. Applebaum, "The quality of load in a direct-coupling photovoltaic system", IEEE Trans Energy Conversion, vol. 2(4), pp. 534-541, 1987.

- [10] D.B. Snijman and J.H.R. Enslin, "Experimental evaluation of MPPT converter topologies for PV installations", Renewable Energy. Vol. 3, no. 8, pp. 841-848. 1993
- [11] S.J. Chiang, KT Chang, CY Yen, "Residential photovoltaic energy storage system", IEEE Trans on Industrial Electronics, vol. 45(3), pp. 385-394, 1998.
- [12] R. Ito, Y. Matsuzaki, T. Tani, and T. Yachi, "Evaluation of performance of MPPT equipment in photovoltaic systems", Telecommunications Energy Conference, INTELEC '03. pp:256 – 260, 19-23 Oct. 2003
- [13] W. Xiao and W.G. Dunford, "Evaluating maximum power point tracking performance by using artificial lights", Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004. pp:2883 - 2887 Vol. 3, 2-6 Nov. 2004
- [14] Z. M. Salameh, F. Dagher and W.A. Lynch, "Step-down maximum power point tracker for photovoltaic systems", Solar Energy. Vol. 46, no. 5, pp. 279-282. 1991
- [15] M. Orabi, F. El-Sousy, H. Godah and M.Z. Youssef, "High-performance induction generator-wind turbine connected to utility grid" Telecommunications Energy Conference, INTELEC 2004, pp:697 – 704, 19-23 Sept. 2004
- [16] N. Horiuchi and T. Kawahito, "Torque and power limitations of variable speed wind turbines using pitch control and generator power control" Power Engineering Society Summer Meeting, pp: 638 - 643 vol.1, 15-19 July 2001
- [18] S. Kelouwani, and K. Agbossou « Non-linear model identification of wind turbine with a neural network », IEEE Transactions on Energy conversion vol. 19, no 3, 2004
- [19] R. Mukand Patel, "Wind and solar power systems", CRC Press, 1999
- [20] A. Laugier, J.A. Roger, "Les Photopiles solaires : du matériau au dispositif, du dispositif aux applications", ed. Technique & documentation, Paris, 1981.

- [21] S. Harrouni, T. Tafticht, A. Guessoum, "Analysis of a PV system with a generator based on monocrystalline silicon solar cells", Electrical and Computer Engineering, IEEE CCECE 2003. 4-7 May 2003.
- [22] F. Lasnier, "Photovoltaic engineering handbook" ,ed. Adam Hilger, U.K., 1990.
- [23] A. Ricaud "Photopiles solaires : de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés", ed. Presses polytechniques et universitaires romandes, Suisse, 1997.
- [24] K.Y Khouzam, "Optimum load matching in directly-coupled photovoltaic power systems – applications to resistive loads", IEEE Trans Energy Conversion, vol. 5(2), pp. 265-271, 1990.
- [25] P. Minwon and Y. In-Keun, "A study on the optimal voltage for MPPT obtained by surface temperature of solar cell" Industrial Electronics Society, IECON, Vol. 3, pp:2040 – 2045, 2-6 Nov. 2004
- [26] A. Labouret "Cellules solaires : les bases de l'énergie photovoltaïque", ed. Dunod, Paris, 2001.
- [27] B. Equer, J.s Percebois "Énergie solaire photovoltaïque", ed. Ellipses, Paris, 1993.
- [28] A. Adane and T. Tafticht "An optimum regulator device for stand-alone photovoltaic systems". World Renewable Energy Congress, 2, 231, Reading, U. K., 1994
- [29] M. Kolhe, S. Kolhe, and J.C. Joshi, "Determination of magnetic field constant of DC permanent magnet motor powered by photovoltaic for maximum mechanical energy output", Renewable Energy, vol.21, pp.563-571, 2000
- [30] S. Singer, J. Appelbaum, "Starting characteristics of direct current motors powered by solar cells ", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.8, pp. 47 -53, March 1993.

- [31] M.A. El-Shibini, H.H. Rakha, "Maximum power point tracking technique" Electrotechnical Conference, 1989. Proceedings. Integrating Research, Industry and Education in Energy and Communication Engineering, MELECON 89, Mediterranean, pp.21 - 24, 1989
- [32] M. Akbaba, I. Qamber, and A. Kamal, "Matching of separately excited DC motors to photovoltaic generators for maximum power output", Solar Energy, vol. 63(1), pp. 375-385, 1998
- [33] I.H. Altas, A.M. Sharaf, "A novel on-line MPP search algorithm for PV arrays", IEEE Trans on Energy Conversion, vol. 11(4), pp. 748-754, 1996
- [34] Y.C. Kuo, T.J. Liang, J.F. Chen, "Novel maximum-power-point-tracking controller for photovoltaic energy conversion system", IEEE Trans on Industrial Electronics, vol. 48(3), pp. 594-601, 2001
- [35] H. Yamashita, K. Tamahashi, M. Michihira, A. Tsuyoshi, K. Amako, M. Park, "A novel simulation technique of the PV generation system using real weather conditions" Power Conversion Conference, 2002. PCC Osaka. Proceedings of the , Volume: 2 , pp. 839-844, 2002
- [36] S.M. Wolf and J.H.R. Enslin, "Economical, PV maximum power point tracking regulator with simplistic controller » Power Electronics Specialists Conference, PESC'93, Seattle, WA, USA, pp: 581-587, 20-24 Jun 1993
- [37] J.H.R. Enslin, M.S. Wolf, D.B. Snyman, W. Swiegers, "Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter" Industrial Electronics, IEEE Transactions on , Vol 44 (6) , pp.769 -773, Dec 1997

- [38] T. Noguchi, S. Togachi, R. Nakamoto, "Short-current pulse-based maximum-power-point tracking method for multiple photovoltaic-and-converter module system", IEEE Trans on Industrial Electronics, vol. 49, pp. 217-223, Feb. 2002.
- [39] M. Akbaba, I. Qamber, and A. Kamal, "Matching of separately excited DC motors to photovoltaic generators for maximum power output", Solar Energy, vol. 63(1), pp. 375-385, 1998
- [40] H. Hussein, G. Zhao, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions", IEE Proceedings of Generation, Transmission, Distribution, vol. 142(1), pp. 59-64, 1995
- [41] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N.C. Voulgaris, "Development of a micro- controller based photovoltaic maximum power point tracking control system", IEEE Trans on Power Electronics, vol. 16(1), pp. 46-54, 2001
- [42] T. Kawamura, K. Harada, Y. Ishihara, T. Todaka, T. Oshiro, H. Nakamura and M. Imataki "Analysis of MPPT characteristics in photovoltaic power system", Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 47, Issues 1-4, pp:155-165 , October 1997
- [43] S. M. Alghuwainem, "Matching of a dc motor to a photovoltaic generator using a step-up converter with a current-locked loop", IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 9, pp. 192-198, March 1994.
- [44] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei, E. F. Fuchs, "Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking" IEEE Trans on Energy Conversion, Vol: 17, pp. 514 - 522, Dec. 2002.
- [45] M. Akbaba, "Matching three-phase AC loads to PVG for maximum power transfer using an enhanced version of the Akbaba model and double step-up converter", Solar Energy, Volume 75, Issue 1, pp.17-25, July 2003.

- [46] J. Appelbaum, "Discussion of Theoretical and Experimental Analyses of Photovoltaic Systems With Voltage and Current-Based Maximum Power Point Tracking", IEEE Trans on Energy Conversion, Vol: 19, pp. 651-652, Sept .2004.
- [47] T. Tafticht, K. Agbossou "MPPT method Development for photovoltaic systems". IEEE, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, CCGEI 2004, Niagara Falls (Ontario), May 2004.
- [48] D. P. Hohm and M. E. Ropp, "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test Bed", Photovoltaic Specialists Conference, 2000, Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, pp. 1699-1702, 2000.
- [49] B. K. Bose, "Power Electronics and AC Drives" ,Chap.5, ed. Prentice-Hall, 1986.
- [50] T. Tafticht, K. Agbossou, M.L.Doumbia "A new MPPT method for photovoltaic systems used for hydrogen production" Third IEEE International Conference on Systems, Signals & Devices, Sousse (Tunisia), March 22-4, 2005
- [51] C. Tavernier "Applications industrielles des PIC", ed. Dunod, Paris, 2001.
- [52] F. Umeda, M. H. Ohsato, G. Kimura, M. Shioya, "New control method of resonant dc-dc converter in small scale photovoltaic system," in Rec., IEEE Power Electronics Specialists Conf, pp. 714-718, 1992.
- [53] J. H. R. Enslin, D. B. Snyman, "Combined low-cost high-efficient inverter, peak power tracker and regulator for PV applications," IEEE Trans. Power Electronics, vol. 6, no. 1, pp. 73-82, 1991.
- [54] C. R. Sullivan, M. J. Powers, "A high-efficiency maximum power point tracker for photovoltaic arrays in a solar-powered race vehicle," in Rec., IEEE Power Electronics Specialists Conf, pp. 574-580,1993.

- [55] Y. M. Chen, Y.C. Liu and F. Y. Wu "Multi-Input Converter with Power Factor Correction, Maximum Power Point Tracking and Ripple-Free Input Currents", IEEE Trans. on Power Electronics, vol.19, pp.631-639, May 2004.
- [56] P. Huynh and B. H. Cho, "Design and Analysis of a Microprocessor Controlled Peak Power Tracking System", IEEE Trans. Aerospace and Electronics Systems, vol. 32, No.1, pp. 182-189, Jan. 1996.
- [57] C. Hua, J. Lin, C. Shen, "Implementation of a DSP-controlled photovoltaic system with peak power tracking", IEEE Trans on Industrial Electronics, vol. 45, pp. 99-107, Feb. 1998.
- [58] S. Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", ed. John Wiley & Sons Ltd, 1998,
- [52] D. Le GOURIERES, "Energie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations", Eyrolles, 1982.
- [60] J.F. Walker, N. Jenkins, Wind energy technology, ed. John Wiley & Sons, Inc., 1997.
- [61] E. Hau, Wind-Turbines, ed. Springer, 2000.
- [62] P. Mutschler, B. Hagenkort, S. Jockel, « Control method for variable speed stall control wind turbines », European wind energy conf, October 1997, Dublin, Ireland.
- [63] S. Muller, M. Deike, R.W. De Doncker, « Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor », CDROM of the IEEE IAS Conf., oct. 2000.
- [64] P. Bauer, S.W.H. De Haan, C.R. Meyl, J.T.G. Pierik, « Evaluation of Electrical Systems for offshore Windfarms », CDROM of the IEEE IAS Conf., oct. 2000
- [65] A. Tounzi « Utilisation de l'énergie éolienne dans la production de l'électricité. », Journées électrotechnique du club EEA, 28-29 janvier 1999, Paris.

- [66] A. Millerl, E. Muljadi and D.S. Zinger, "A variable speed wind turbine optimal power control" *IEEE Trans. Energy Conversion*, Vol.12, pp.181-186, June 1997.
- [67] G. L. Johnson, *Wind Energy Systems*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 2002.
- [68] D. S. Zinger and E. Muljadi, "Annualized wind energy improvement using variable speeds," *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. 33, pp. 1444–1447, Nov./Dec. 1997.
- [69] M. Machmoum,; F. Poitiers; C. Darengosse and A. Queric "Dynamic performances of a doubly-fed induction machine for a variable-speed wind energy generation power System Technology", Proceedings International Power Conference 2002. Vol. 4, pp. 2431 - 2436 , 13-17 Oct. 2002
- [70] E. Muljadi and C. P. Butterfield, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation," *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. 37, pp. 240–246, Jan./Feb. 2001.
- [71] T. Thiringer and J. Linders, "Control by variable rotor speed of a fixed pitch wind turbine operating in a wide speed range," *IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. EC-8, pp. 520–526, Sept. 1993.
- [72] M. Ermis, H. B. Ertan, E. Akpinar, and F. Ulgut, "Autonomous wind energy conversion systems with a simple controller for maximum-power transfer," *Proc. Inst. Elect. Eng. B*, vol. 139, pp. 421–428, Sept. 1992.
- [73] R. Hilloowala and A. M. Sharaf, "A rule-based fuzzy logic controller for a PWM inverter in a stand alone wind energy conversion scheme," *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. IA-32, pp. 57–65, Jan. 1996.
- [74] R. Chedid, F. Mrad, and M. Basma, "Intelligent control of a class of wind energy conversion systems," *IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. EC-14, pp.1597–1604, Dec. 1999.
- [75] M.E.El-Houari, "Principles of Electric Machines with Power Electronic Applications", 2nd ed. New York: Wiley, 2002

- [76] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, "Power Electronics, Converts, Applications and Design", 2nd ed. New York: Wiley, 1995
- [77] I. Batarseh, "Power Electronic Circuits", ed. New York: Wiley, 2004
- [78] F. Saccamanno, "Electric Power Systems", ed. New York: Wiley, 2003

ANNEXE A : Code source du programme microcontrôleur Pour le système PV

```
/*
 * Module: hardware.h
 * Description: Initialise le hardware
 */
#ifndef hardwareH
#define hardwareH

#include "system.h"

#ifdef USE_AVR
    #include "timers.h"
    #include "UART.h"
    #include "ports.h"
    #include "analog.h"
    #include "memory.h"
#endif

extern void hardware_init(void);

#endif

/*
 * Module: hardware.c
 * Description: Initialise le hardware
 */
#include "hardware.h"

#ifdef USE_PIC
    #include "hw/system.c"
    #include "hw/timers.c"
    #include "hw/UART.c"
    #include "hw/ports.c"
    #include "hw/analog.c"
    #include "hw/memory.c"
#endif

/* Initialisations */
void hardware_init(void)
{
    ports_init();
    analog_init();
    uart_init();
    timers_init();
}

/*
 * Module: analog.h
 * Description: Donne accès aux entrées analogiques
 */
#ifndef analogH
#define analogH

extern void analog_init(void);
extern void analog_start(unsigned char Channel);
extern unsigned int analog_read(void);

#endif

#endif
```

```

/*****************/
/* Module: analog.c */
/* Description: Donne accès aux entrées analogiques */
/*****************/
#include "system.h"
#include "analog.h"

unsigned int analog_in[4];
unsigned char analog_index;

/*****************/
/* Initialisation */
/*****************/
void analog_init(void)
{
    analog_index = 0;

    #ifdef USE_AVR
        ADMUX = 0;
        ADCSR = BV(ADEN) | BV(ADPS2) | BV(ADPS0); //BV(ADIE)
    #endif

    #ifdef USE_PIC
        setup_adc_ports(ALL_ANALOG);
        setup_adc(ADC_CLOCK_INTERNAL);
    #endif

    analog_start(0);
}

/*****************/
/* Demarrer conversion */
/*****************/
void analog_start(unsigned char channel)
{
    #ifdef USE_AVR
        ADMUX = channel;
        sbi(ADCSR, ADSC);
    #endif

    #ifdef USE_PIC
        #byte ADCON0=0xFC2
        ADCON0 = (ADCON0&0xC0) + (channel<<3) + 1;
        delay_us(10);
        ADCON0 |= 4;
    #endif
}

/*****************/
/* Lire la valeur */
/*****************/
unsigned int analog_read(void)
{
    #ifdef USE_AVR
        while (bit_is_set(ADCSR, ADSC)) {};
        return inw(ADCL);
    #endif
    #ifdef USE_PIC
        unsigned int result;
        #byte ADRESH=0xFC4
        #byte ADRESL=0xFC3
        result = ADRESH<<8;
        result += ADRESL;
        return result;
    #endif
}

/*****************/
/* Effectuer les conversions */
/*****************/
void timers_analog(void)
{
}

```

```

    // Lire
    analog_in[analog_index] = analog_read();

    // Demarrer la prochaine entree
    analog_index++;
    if (analog_index==4) analog_index = 0;
    analog_start(analog_index);
}

/*****************************************/
/* Sur conversion complété */
/*****************************************/
#ifndef USE_AVR
    //SIGNAL(SIG_ADC)
    //{
    //}
#endif

#ifndef USE_PIC
//    #INT_AD
//    /on_analog_isr
//    //{
//    //}
#endif

/*****************************************/
/* Module: memory.c */
/* Description: EEPROM RW */
/*****************************************/
#ifndef memoryH
#define memoryH

#ifndef USE_AVR
    #include <avr/eeprom.h>

    // Cast auto.
    #define eeprom_read_byte(x) eeprom_read_byte((void*)x)
    #define eeprom_read_word(x) eeprom_read_word((void*)x)
    #define eeprom_write_byte(x,y) eeprom_write_byte((void*)x,y)
#endif
#ifndef USE_PIC
    #define eeprom_read_byte(x) read_eeprom(x)
    #define eeprom_read_word(x) ((unsigned int)((unsigned int)read_eeprom(x)<<8)+read_eeprom(x+1))
    void eeprom_write_byte(unsigned char address, unsigned char data);
#endif

#endif

/*****************************************/
/* Module: memory.c */
/* Description: EEPROM RW */
/*****************************************/
#include "system.h"
#include "memory.h"

#ifndef USE_PIC
#define INTCON 0xFF2
#define GIE 7

#define EEADR 0xFA9
#define EEDATA 0xFA8
#define EECON2 0xFA7
#define EECON1 0xFA6

#define EEPGD 7
#define CFGS 6
#define WREN 2

```

```

#define WR 1

void eeprom_write_byte(unsigned char address, unsigned char data)
{
    unsigned char IntEnable;

    #asm
    CLRF IntEnable
    BTFSC INTCON, GIE
    BSF IntEnable, 0

loop:
    BTFSC     EECON1, WR
    BRA loop

    MOVF address, w
    MOVWF EEADR
    MOVF data, w
    MOVWF EEDATA

    BCF EECON1, EEPROMD
    BCF EECON1, CFGS
    BSF EECON1, WREN
    BCF INTCON, GIE

    MOVLW 0x55
    MOVWF EECON2
    MOVLW 0xAA
    MOVWF EECON2
    BSF EECON1, WR

    BTFSC IntEnable, 0
    BSF INTCON, GIE
    #endasm
}

/* Module: ports.h */
/* Description: Donne accès au ports a usage general */
#ifndef portsH
#define portsH

extern void ports_init(void);

#endif USE_AVR
#define LED_STATUS bit_is_set(PORTD, 5)
#define LED_STATUS_ON() sbi(PORTD, 5)
#define LED_STATUS_OFF() cbi(PORTD, 5)
#endif

#endif USE_PIC
#define LED_STATUS input(PIN_B7)
#define LED_STATUS_ON() output_bit(PIN_B7, 1)
#define LED_STATUS_OFF() output_bit(PIN_B7, 0)

#define LED_STATUS2 input(PIN_B6)
#define LED_STATUS2_ON() output_bit(PIN_B6, 1)
#define LED_STATUS2_OFF() output_bit(PIN_B6, 0)

#endif

#endif
/* Module: ports.h */
/* Description: Donne accès au ports a usage general */
#include "system.h"
#include "ports.h"

```

```

/***********************/
/* Initialisation des ports */
/***********************/
void ports_init(void)
{
    #ifdef USE_AVR
        DDRD = (1<<5);
    #endif
    #ifdef USE_PIC
        set_tris_b(0xC0);
    #endif
}
/***********************/
/* Module: Timers.h */
/* Description: Donne accès aux timers */
/***********************/
#ifndef timersH
#define timersH

#endif /* USE_AVR */
#define TIME_BASE 5 /* 5 ms */

#ifndef USE_PIC
#define TIME_BASE 5 /* 5 ms */
#endif

#define TIME(n) (n/TIME_BASE)

extern void timers_init(void);
extern void timers_set_pwm1(unsigned char duty);
extern void timers_set_pwm2(unsigned char duty);

extern void timers_analog(void); /* voir analog.c */
extern void timers_taskman(unsigned char task); /* voir taskman.c */

#endif /* USE_PIC */
/***********************/
/* Module: analog.c */
/* Description: Donne accès aux timers */
/***********************/
#include "system.h"
#include "timers.h"

unsigned char TimeDiv;

/***********************/
/* Initialisation des timers et du comparateur analog */
/***********************/
void timers_init(void)
{
    TimeDiv = 0;

    #ifdef USE_AVR
        // Timer 0: CLK / 8
        TCCR0 = BV(CS01);

        // Timers mask
        TIMSK = BV(TOIE0);

        // PWM
        TCCR1A = 0x81;
        TCCR1B = 0x01;
    #endif

    #ifdef USE_PIC
        set_rtcc(0);
        setup_counters(RTCC_INTERNAL, RTCC_DIV_4+RTCC_8_BIT);
        setup_ccp1(CCP_PWM);
        setup_ccp2(CCP_PWM);
        setup_timer_2(T2_DIV_BY_1, 255, 1); // 19.5/2 khz
    #endif
}

```

```

enable_interrupts(INT_RTCC);
#endif
}

/*********************************************
/* Ajuster les PWM
/*********************************************
void timers_set_pwm1(unsigned char duty)
{
    #ifdef USE_AVR
        outw(OCR1L, duty);
    #endif

    #ifdef USE_PIC
        set_pwm1_duty(duty);
    #endif
}
void timers_set_pwm2(unsigned char duty)
{
    #ifdef USE_AVR
    #endif

    #ifdef USE_PIC
    #endif
}

/*********************************************
/* Interruptions avr: 9 calls dans 5 ms
/*********************************************
#ifndef USE_AVR
    SIGNAL(SIG_OVERFLOW0)
    {
        timers_taskman(TimeDiv);
        timers_analog();

        TimeDiv++;
        if (TimeDiv==9)
        {
            TimeDiv = 0;
        }
        SIGNAL(SIG_OVERFLOW1)
        {
        }
        SIGNAL(SIG_INPUT_CAPTURE1)
        {
    }
#endif

/*********************************************
/* Interruptions pic: 12 calls dans 5 ms
/*********************************************
// (10000000/(4*4*256))
#ifndef USE_PIC
    #int_rtcc           // This function is called every time
    clock_isr() {
        // the RTCC (timer0) overflows (255->0).
        timers_taskman(TimeDiv);
        timers_analog();

        TimeDiv++;
        if (TimeDiv==12)
        {
            TimeDiv = 0;
        }
    }
#endif

```

```

/*****************/
/* Module: taskman.h */
/* Description: Gestionnaire de tache */
/*****************/
#ifndef taskmanH
#define taskmanH

#define NB_TASKS 3

// task1: Time-out port serie (comm)
// task2: Broadcast monitoring (mppt)
// task3: Flash led (main)

#if (NB_TASKS>0)
    extern void task1_main(void);
#endif
#if (NB_TASKS>1)
    extern void task2_main(void);
#endif
#if (NB_TASKS>2)
    extern void task3_main(void);
#endif
#if (NB_TASKS>3)
    extern void task4_main(void);
#endif
#if (NB_TASKS>4)
    extern void task5_main(void);
#endif
#if (NB_TASKS>5)
    extern void task6_main(void);
#endif
#if (NB_TASKS>6)
    extern void task7_main(void);
#endif
#if (NB_TASKS>7)
    extern void task8_main(void);
#endif

enum {task1=0, task2=1, task3=2, task4=3, task5=4, task6=5, task7=6, task8=7};

extern void taskman_init(void);
extern void taskman_start(unsigned char taskID, unsigned char period);
extern void taskman_stop(unsigned char taskID);
extern void taskman_set_period(unsigned char taskID, unsigned char period);

extern void taskman_sleep(unsigned int period);
extern void taskman_idle(void);

#endif
/*****************/
/* Module: taskman.c */
/* Description: Gestionnaire de tache */
/*****************/
#include "../hw/system.h"
#include "taskman.h"

#define STOP_ID 0xFF

typedef struct
{
    unsigned char timer;
    unsigned char period;
} TTask;

TTask tasks[NB_TASKS];
unsigned int taskman_timer;

```

```

/***********************/
// Initialisation du gestionnaire de tache          */
/***********************/
void taskman_init(void)
{
    unsigned char i;

    for (i=0; i<NB_TASKS; i++)
    {
        tasks[i].period = STOP_ID;
    }
}

/***********************/
// Demarrer une tache          */
/***********************/
void taskman_start(unsigned char taskID, unsigned char period)
{
    tasks[taskID].timer = 0;
    tasks[taskID].period = period;
}

/***********************/
// Ajuster la periode          */
/***********************/
void taskman_set_period(unsigned char taskID, unsigned char period)
{
    tasks[taskID].period = period;
}

/***********************/
// Supprimer          */
/***********************/
void taskman_stop(unsigned char taskID)
{
    tasks[taskID].period = STOP_ID;
}

/***********************/
/* S'exécute toutes les TIME_BASE/TIME_DIV ms          */
/***********************/
void timers_taskman(unsigned char task)
{
    if (task==0) taskman_timer++;

    if ((task<NB_TASKS) && tasks[task].period!=STOP_ID)
    {
        tasks[task].timer++;
        if (tasks[task].timer>=tasks[task].period)
        {
            // PICs: pas de pointeur de fonction!!!!
            switch (task)
            {
                #if (NB_TASKS>0)
                case task1: task1_main(); break;
                #endif
                #if (NB_TASKS>1)
                case task2: task2_main(); break;
                #endif
                #if (NB_TASKS>2)
                case task3 : task3_main(); break;
                #endif
                #if (NB_TASKS>3)
                case task4 : task4_main(); break;
                #endif
                #if (NB_TASKS>4)
                case task5 : task5_main(); break;
                #endif
                #if (NB_TASKS>5)
                case task6 : task6_main(); break;
                #endif
            }
        }
    }
}

```

```

#endif
#if (NB_TASKS>6)
case task7 : task7_main(); break;
#endif
#if (NB_TASKS>7)
case task8 : task8_main(); break;
#endif

}

tasks[task].timer = 0;
}

}

/*****************************************/
/* Faire patienter */
/*****************************************/
void taskman_sleep(unsigned int period)
{
    unsigned int To;

    To = taskman_timer + period;

    while (To != taskman_timer)
    {
        taskman_idle();
    }
}

/*****************************************/
/* Lorsque libre */
/*****************************************/
void taskman_idle(void)
{
}

/*****************************************/
/* Module: comm.h */
/* Description: Protocole de communication */
/*****************************************/
#ifndef commH
#define commH

#define FRAME_MAX_SIZE 16

extern void comm_init(void);
extern void comm_write_frame(unsigned char size);
extern void comm_send_text(void* text);

/*****************************************/
#ifndef USE_PIC
    extern unsigned char comm_buffer[FRAME_MAX_SIZE];
    extern unsigned char comm_status;
#endif

// Status
#define STAT_STOPPED    0
#define STAT_RECEIVE    1
#define STAT_SEND       2
#define STAT_TIMEOUT    4
#define STAT_BROADCAST  8
#define STAT_OVERSIZE   16
#define STAT_ERROR      32

// Commands
#define FUNC_SYSTEM_RESET 0x00
#define FUNC_SYSTEM_ECHO   0x01

#define FUNC_EEPROM_READ   0x10
#define FUNC_EEPROM_WRITE  0x11

```

```

#define FUNC_UTILS_TEXT 0x20

#define FUNC_MONITOR_START 0x30
#define FUNC_MONITOR_STOP 0x31
#define FUNC_MONITOR_DATA 0x32

#endif

/*********************************************
/* Module: comm.c */
/* Description: Protocole de communication */
/*********************************************
#include "../hw/hardware.h"
#include "taskman.h"
#include "comm.h"

unsigned char comm_buffer[FRAME_MAX_SIZE];
unsigned char comm_status;
unsigned char comm_index;
unsigned char comm_size;

void comm_timeout(void);
unsigned char comm_get_checksum(unsigned char size);
void comm_read_frame(void);

#ifndef USE_PIC
#define comm_send_text(x) {while(comm_status&STAT_SEND);comm_buffer[1] = FUNC_UTILS_TEXT;strcpy(&comm_buffer[2],x);comm_write_frame(FRAME_MAX_SIZE);}
#endif

/*********************************************
/* Initialisation */
/*********************************************
void comm_init(void)
{
    comm_status = STAT_STOPPED;
}

/*********************************************
/* Calcule le checksum */
/*********************************************
unsigned char comm_get_checksum(unsigned char size)
{
    unsigned char i, checkSum = 0;

    for(i=0;i<size;i++)
    {
        checkSum += comm_buffer[i];
    }
    return checkSum;
}

/*********************************************
/* Initialise l'envois du buffer */
/*********************************************
void comm_write_frame(unsigned char size)
{
    // Priorite en lecture: pas 2 buffers
    if (comm_status&STAT_RECEIVE) return;

    comm_status |= STAT_SEND;
    comm_index = 0;

    // Taille minimale requise
    #if (FRAME_MAX_SIZE>=8)
        if (size<=8) {comm_size=8;comm_buffer[0]=0xA8;}
    #endif
    #if (FRAME_MAX_SIZE>=16)
        else if (size<=16) {comm_size=16;comm_buffer[0]=0xA9;}
    
```

```

#endif
#if (FRAME_MAX_SIZE>=32)
    else if (size<32) {comm_size=32;comm_buffer[0]=0xAA;}
#endif
#if (FRAME_MAX_SIZE>=64)
    else if (size<64) {comm_size=64;comm_buffer[0]=0xAB;}
#endif
    else return;
}

comm_buffer[comm_size-1] = (~comm_get_checksum(comm_size-1))+1;
uart_write(comm_buffer[comm_index++]);
}

/*****************/
/* Time-out */
/*****************/
void task1_main(void)
{
    comm_status &= ~STAT_RECEIVE;
    comm_status |= STAT_TIMEOUT;
    taskman_stop(task1);
}

/*****************/
/* Interprète les données dans le buffer */
/*****************/
void comm_read_frame(void)
{
    unsigned char i;

    if (comm_get_checksum(comm_size))
    {
        comm_status |= STAT_ERROR;
        return;
    }

    switch(comm_buffer[1])
    {
        case FUNC_SYSTEM_RESET:
            reset_cpu();
            break;

        case FUNC_SYSTEM_ECHO:
            comm_write_frame(comm_size);
            break;

        case FUNC_MONITOR_START:
            comm_status |= STAT_BROADCAST;
            taskman_start(task2, comm_buffer[2]);
            comm_send_text("Broadcast on");
            break;

        case FUNC_MONITOR_STOP:
            comm_status &= ~STAT_BROADCAST;
            taskman_stop(task2);
            comm_send_text("Broadcast off");
            break;

        case FUNC EEPROM_READ:
            // Vérifier la taille
            if (comm_buffer[3]>FRAME_MAX_SIZE-5) comm_buffer[3] = FRAME_MAX_SIZE-5;
            comm_size = comm_buffer[3]+5;

            // Lire
            for (i=0;i<comm_buffer[3];i++)
            {
                comm_buffer[i+4] = eeprom_read_byte((comm_buffer[2]+i));
            }
            comm_write_frame(comm_size);
            break;
    }
}

```

```

        case FUNC_EEPROM_WRITE:
            // Ecrire
            for (i=0;i<comm_buffer[3];i++)
            {
                eeprom_write_byte((comm_buffer[2]+i), comm_buffer[i+4]);
            }
            comm_write_frame(comm_size);
            break;
    }

}

/*****************************************/
/* Continue l'envois du buffer          */
/*****************************************/
void uart_on_transmit(void)
{
    if (comm_status&STAT_SEND && comm_index<comm_size)
    {
        uart_write(comm_buffer[comm_index++]);
    }
    else
    {
        comm_status &= ~STAT_SEND;
    }
}

/*****************************************/
/* Continue la reception du buffer      */
/*****************************************/
void uart_on_received(void)
{
    if (comm_status&STAT_RECEIVE)
    {
        // Statut de lecture
        if (comm_index<comm_size)
        {
            // Lire
            comm_buffer[comm_index++] = uart_read();
        }

        if (comm_index==comm_size)
        {
            // Fin frame
            comm_status &= ~STAT_RECEIVE;
            taskman_stop(task1); // Fin timeout
            comm_read_frame();
        }
    }
    else
    {
        // Demarrer le frame
        comm_index = 0;
        comm_buffer[comm_index++] = uart_read();
        comm_size = 1<<((comm_buffer[0]&3)+3);

        uart_write(comm_size);

        if (comm_size>FRAME_MAX_SIZE)
        {
            comm_status |= STAT_OVERSIZE;
        }
        else if ((comm_buffer[0]&(~3)) != 0xA8)
        {
            comm_status |= STAT_ERROR;
        }
        else
        {
            // Statut
            comm_status |= STAT_RECEIVE;
            comm_status &= ~STAT_OVERSIZE;
            comm_status &= ~STAT_ERROR;
        }
    }
}

```

```

        comm_status &= ~STAT_TIMEOUT;

        // Fermer le broadcast
        comm_status &= ~STAT_BROADCAST;
        taskman_stop(task2);

        // Activer le timeout
        taskman_start(task1, TIME(100));
    }
}

/*****************************************/
/* Envoyer un texte sur le terminal */
/*****************************************/
#ifndef USE_AVR
void comm_send_text(char* text)
{
    unsigned char i;
    comm_buffer[1] = FUNC_UTILS_TEXT;

    while (comm_status&STAT_SEND) {}

    for (i=0;i<FRAME_MAX_SIZE-3;i++)
    {
        comm_buffer[i+2] = text[i];
        if (comm_buffer[i+2]==0) break;
    }
    comm_write_frame(i+3);
}
#endif

/*****************************************/
/* Module: MPPT.h */
/* Description: Algo du MPPT */
/*****************************************/
#ifndef MPPTH
#define MPPTH
#include "calib.h"

#define mppt_monitoring task2_main

void mppt_init(void);
void mppt_main(void);

#endif
/*****************************************/
/* Module: MPPT.c */
/* Description: Algo du MPPT */
/*****************************************/
#include "hw/hardware.h"
#include "os/taskman.h"
#include "os/comm.h"

#include "mppt.h"

#define STATUS_SIGNE_DELTA_POWER 1
#define STATUS_SIGNE_CORRECTION 2

unsigned char status;

unsigned long power;
unsigned int Vin;
unsigned int Iin;

unsigned char PWM1;
unsigned char TableDiv;
unsigned char TablePWM;

```

```

void mppt_read_ADC(void);
void mppt_check_power(void);
void mppt_algo_base(void);
void mppt_algo_track(void);
unsigned char mppt_read_table(void);
/***********************/
/* Initialisation */
/***********************/
void mppt_init(void)
{
    status = 0;
    Vin = 0;
    Iin = 0;
    TableDiv = 0;
    TablePWM = 0;
    PWM1 = eeprom_read_byte(INDEX_PWM1_INIT);
    comm_send_text("MPPT running");
}

/***********************/
/* Monitoring: envoyer les donnee */
/***********************/
void mppt_monitoring(void)
{
    comm_buffer[1] = FUNC_MONITOR_DATA;
    comm_buffer[2] = status;
    comm_buffer[3] = HI(analog_in[0]);
    comm_buffer[4] = LO(analog_in[0]);
    comm_buffer[5] = HI(analog_in[1]);
    comm_buffer[6] = LO(analog_in[1]);
    comm_buffer[7] = HI(analog_in[2]);
    comm_buffer[8] = LO(analog_in[2]);
    comm_buffer[9] = HI(power);
    comm_buffer[10] = LO(power);
    comm_buffer[11] = PWM1;
    comm_buffer[12] = 0;
    comm_buffer[13] = 0;
    comm_buffer[14] = 0;
    comm_write_frame(16);
}

/***********************/
/* Programme principal */
/***********************/
void mppt_main(void)
{
    static unsigned char FirstCall = 1;

    // Attente
    taskman_sleep(eeprom_read_word(INDEX_MPPT_TIMER));

    // Selon l'algorithme
    switch (eeprom_read_byte(INDEX_MPPT_ALGO))
    {
        case 0:
            // Algo de base
            mppt_algo_base();
            break;

        case 1:
            // En tracking seulement
            mppt_algo_track();
            break;

        case 2:
            // Basé sur la table seulement
            PWM1 = mppt_read_table();
            break;

        case 3:
            // Basé sur la table avec une marge de manœuvre en tracking
    }
}

```

```

TableDiv++;
if (FirstCall || TableDiv>EEPROM_read_byte(INDEX_MPPT_TABLE_DIV))
{
    // Temps de lire la table
    TableDiv = 0;
    TablePWM = mppt_read_table();
    if (FirstCall)
    {
        FirstCall = 0;
        PWM1 = TablePWM;
    }
}
else
{
    // Faire le tracking
    mppt_algo_track();
    if (PWM1>TablePWM)
    {
        if (TablePWM-PWM1>EEPROM_read_byte(INDEX_MPPT_TABLE_TRACK))
        {
            PWM1 = TablePWM+EEPROM_read_byte(INDEX_MPPT_TABLE_TRACK);
        }
    }
    else
    {
        if (TablePWM-PWM1>EEPROM_read_byte(INDEX_MPPT_TABLE_TRACK))
        {
            PWM1 = TablePWM-EEPROM_read_byte(INDEX_MPPT_TABLE_TRACK);
        }
    }
}
break;
case 4:
    if (FirstCall)
    {
        FirstCall = 0;
        PWM1= mppt_read_table();
    }
    else
    {
        mppt_algo_track();
    }
}
timers_set_pwm1(PWM1);

// Test
if (LED_STATUS2)
{
    LED_STATUS2_OFF();
}
else
{
    LED_STATUS2_ON();
}
}

/*****************************************/
/* Lire les entrées */
/*****************************************/
void mppt_read_ADC(void)
{
    Vin = analog_in[0];
    Iin = analog_in[1];
}

/*****************************************/
/* calculer la puissance */
/*****************************************/
void mppt_check_power(void)
{
    unsigned long temp;
    unsigned int delta;
}

```

```

        temp = (unsigned long) Vin * Iin;

// Orientation
if (temp>=power)
{
    status |= STATUS_SIGNE_DELTA_POWER;
}
else
{
    status &= ~STATUS_SIGNE_DELTA_POWER;
}
power = temp;
}

/*****************************************/
/* Trouver la correction a effectuer */
/*****************************************/
void mppt_algo_base(void)
{
    unsigned char count;

// Lire la nouvelle puissance
mppt_read_ADC();
mppt_check_power();

// Effectuer la correction
count = eeprom_read_byte(INDEX_MPPT_GAIN);

if (status&STATUS_SIGNE_DELTA_POWER)
{
    if (255-PWM1<count) PWM1 = 255;
    else PWM1 += count;
}
else
{
    if (count<PWM1) PWM1 -= count;
    else PWM1 = 0;
}

// Limiter
if (      PWM1      <      eeprom_read_byte(INDEX_PWM1_MIN)) PWM1 =
if (      PWM1      >      eeprom_read_byte(INDEX_PWM1_MAX)) PWM1 =
eeprom_read_byte(INDEX_PWM1_MAX);
}

/*****************************************/
/* Trouver la correction a effectuer */
/*****************************************/
void mppt_algo_track(void)
{
    unsigned char count;

// Lire la nouvelle puissance
mppt_read_ADC();
mppt_check_power();

// Trouver nouveau sens
if (!(status&STATUS_SIGNE_DELTA_POWER))
{
    status ^= STATUS_SIGNE_CORRECTION;
}

// Effectuer la correction
count = eeprom_read_byte(INDEX_MPPT_GAIN);

if (status&STATUS_SIGNE_CORRECTION)
{
    if (255-PWM1<count) PWM1 = 255;
    else PWM1 += count;
}
}

```

```

        else
        {
            if (count<PWM1) PWM1 -= count;
            else PWM1 = 0;
        }

        // Limiter
        if (PWM1 < eeprom_read_byte(INDEX_PWM1_MIN)) PWM1 = INDEX_PWM1_MIN;
        if (PWM1 > eeprom_read_byte(INDEX_PWM1_MAX)) PWM1 = INDEX_PWM1_MAX;
    }

/***** Trouver le duty cycle selon la table *****/
/* Trouver le duty cycle selon la table */
/***** Trouver le duty cycle selon la table *****/
unsigned char mppt_read_table(void)
{
    unsigned char TableIndex;

    int Y1,Y2,X1,X2;
    signed long Temp;

    // Arreter le pwm
    timers_set_pwm1(0);

    // Attendre 50 ms
    taskman_sleep(TIME(50));

    // Lire les valeurs
    mppt_read_ADC();

    // Repartir le PWM
    timers_set_pwm1(PWM1);

    // Trouver l'index
    TableIndex = 0;

    for (TableIndex=0; TableIndex<8; TableIndex++)
    {
        X2 = eeprom_read_word(INDEX_TABLE_DUTY_X+2*TableIndex);
        if (X2>Vin)
        {
            if (TableIndex==0)
            {
                // Avant la table
                return eeprom_read_byte(INDEX_TABLE_DUTY_Y);
            }
            else
            {
                // Calculer avec interpolation lineaire
                TableIndex--;
                X1 = eeprom_read_word(INDEX_TABLE_DUTY_X+2*TableIndex);
                Y1 = eeprom_read_byte(INDEX_TABLE_DUTY_Y+TableIndex);
                Y2 = eeprom_read_byte(INDEX_TABLE_DUTY_Y+TableIndex+1);

                // Trouver la variation de Y interpolé
                if (Y2>Y1)
                {
                    Temp = (long)(Vin-X1)*(Y2-Y1);
                    Temp = Temp/(X2-X1);
                    Temp = Y1 + Temp;
                }
                else
                {
                    Temp = (long)(Vin-X1)*(Y1-Y2);
                    Temp = Temp/(X2-X1);
                    Temp = Y1 - Temp;
                }
            }
        }
    }

    // Nouveau PWM
    return Temp;
}

```

```

        }

    else if (TableIndex==7)
    {
        // Après la table
        return eeprom_read_byte(INDEX_TABLE_DUTY_Y+7);
    }
}

/*****************************************/
/* Module: main.c                      */
/* Description: module principal       */
/*****************************************/
#include "hw/hardware.h"

#ifndef USE_AVR
    #include "os/taskman.h"
    #include "os/comm.h"
    #include "MPPT.h"
#endif

#ifndef USE_PIC
    #include "hw/hardware.c"
    #include "os/taskman.c"
    #include "os/comm.c"
    #include "MPPT.c"
#endif

/*****************************************/
/* Initialisations                     */
/*****************************************/
void init(void)
{
    hardware_init();
    taskman_init();
    comm_init();
    int_enable();

    comm_send_text("CPU Reset");

    mppt_init();
}

/*****************************************/
/* Faire clignoter la led              */
/*****************************************/
void task3_main(void)
{
    if (LED_STATUS)
    {
        LED_STATUS_OFF();
    }
    else
    {
        LED_STATUS_ON();
    }
}

/*****************************************/
/* Fonction main                      */
/*****************************************/
void main (void)
{
    init();
    taskman_start(task3, -1);
    while(1)
    {
        taskman_set_period(task3, eeprom_read_byte(INDEX_LED_TIMER));
        mppt_main();
    }
}

```

ANNEXE B : Code source du programme microcontrôleur Pour l'éolienne

```

/*
#include <18F242.h>
#device adc=8
#fuses HS,NOWDT,NOPROTECT,NOLVP
#use delay(clock=10000000)
#use rs232(baud=9600, xmit=PIN_C6, rcv=PIN_C7, BRGH1OK) // Jumpers: 8 to 11, 7 to 12

/*-----prototypes des fonctions-----*/
void conf_hardw(void);
void get_para(void);
void init_para(void);

void acquisition(void);
void run_pwm(float duty);
void run_eol(void);

void process_eol(void);
void detect_Popt(void);
/*-----déclaration des variables-----*/
unsigned int Eol_starting;
float Fpwm, d_zero, Vmax, delta_d;
float Veol, Ieol, Vbat;
float Pui_eol[4], d_eol[4], dopt; /*dopt: rapport cyclique optimal eolienne*/
int i, slope[4]; /*tableau pour la sauvegarde des pentes calculees*/
/*-----programme principal-----*/
int main(void)
{
    conf_hardw();
    init_para(); /*initializing parameters for first run*/
    get_para();

    do
    {
        acquisition();
        run_eol();
    }
    while(1);
}
/*----- fonctions liees directement aux modules (peripheriques), communication serie, acquisition, PWM, timers. -----*/
void acquisition(void)
{
    set_adc_channel(0);
    delay_us(10);
    Veol=read_adc();

    set_adc_channel(1);
    delay_us(10);
    Ieol=read_adc();

    set_adc_channel(2);
    delay_us(10);
    Vbat=read_adc();
}
/*----- fonctions de configuration et d'initialisation. -----*/
void conf_hardw(void)
{
    setup_ccp1(CCP_PWM); // Configure CCP1 as a PWM
    setup_timer_2(T2_DIV_BY_1, 127, 1); // (1/10000000)*4*1*128=51.2 us or 19.5 khz
                                         // (1/clock)*4*t2div*(period+1) avec period=127
}

```

```

    setup_port_a( ALL_ANALOG );
    //setup_adc_ports(ALL_ANALOG);
    setup_adc( ADC_CLOCK_INTERNAL);
}

/*
----- initializing parameters for first run.
-----*/
void init_para(void)
{
    Eol_starting = 1;

    for(i=0; i<4 ; i++)
    {
        d_eol[i] = d_zero;
        Pui_eol[i] = 0;
        slope[i] = 1;
    }
}

/*
----- getting initial parameters from Labview interface: sending request, receiving data
-----*/
void get_para(void)
{
    Fpwm = 19.5;
    d_zero = 0.5;
    delta_d = 0.05;
    Vmax = 0xBD;           /*Vmax(Vbat) en V: 3.7*/
}

/*
----- fonction qui génère les PWM pour les convertisseurs de l'eolienne
-----*/
void run_pwm(float duty)
{
    d_eol[3] = d_eol[2];
    d_eol[2] = d_eol[1];
    d_eol[1] = d_eol[0];
    d_eol[0] = 1/(duty*Fpwm*1*0.00001); /*calculate required duty depending on
permitted resolution*/

    set_pwm1_duty(d_eol[0]);
}
/*
----- fonction d'optimisation du transfert d'énergie de l'eolienne au bus DC,
-----*/
void run_eol(void)
{
    if(Eol_starting == 1)
        dopt = d_zero;

    if(Vbat < Vmax)
    {
        if(d_eol[0] == 0.0)
            {run_pwm(dopt);}

        else
            process_eol();
    }
    else /*cas des batteries chargees: aucun appel de courant du bus DC*/
    {
        run_pwm(0.0);
    }
}

/*
----- processus de gestion normale du transfert d'énergie de l'eolienne au bus DC:
batteries non chargees, rapport cyclique non nul,
-----*/
void process_eol(void)
{
}

```

```

if(Eol_starting == 1)
{
    Pui_eol[0] = Veol*Ieol;
    run_pwm(d_eol[0]+delta_d);
    delay_us(10);
    acquisition();
}

Pui_eol[3] = Pui_eol[2];
Pui_eol[2] = Pui_eol[1];
Pui_eol[1] = Pui_eol[0];
Pui_eol[0] = Veol*Ieol;

detect_Popt(); /*puissance optimale ?*/

if(slope[0] == 1)
    run_pwm(d_eol[0]+delta_d);

else
    run_pwm(d_eol[0]-delta_d);
}

/*
fonction qui detecte la crete de la courbe Pui=f(vit), en inspectant le changement du
signe de la pente.
*/
void detect_Popt(void)
{
    Eol_starting = 0;

    if(d_eol[0] == 0)
    {
        for(i=0; i<4 ; i++)
        {slope[i] = 1;}
    }
    else if(d_eol[0] != d_eol[1])
    {
        /*calcul de la pente de la courbe et mise a jour du tableau*/
        slope[3] = slope[2];
        slope[2] = slope[1];
        slope[1] = slope[0];

        if(Pui_eol[0] == Pui_eol[1])
        {
            dopt = d_eol[1];
            slope[0] = 1;
        }
        else
        {
            if((Pui_eol[0]-Pui_eol[1])/(d_eol[0]-d_eol[1]) > 0)
            {slope[0] = 1;}

            else
            {slope[0] = 0;}

            /*inspection du signe du tableau*/
            if(slope[0]==1 && slope[1]==0 && slope[2]==0 && slope[3]==1)
            {dopt = d_eol[1];}

            if(slope[0]==0 && slope[1]==1 && slope[2]==1 && slope[3]==0)
            {dopt = d_eol[1];}
        }
    }
}

```