



Université Batna 2 – Mostefa Ben Boulaïd
Faculté de Technologie
Département d'Electrotechnique



Thèse

Préparée au sein du laboratoire LSPIE'2000 Batna

Présentée pour l'obtention du diplôme de :
Doctorat en Sciences en Electrotechnique
Option : Commande robuste

Sous le Thème :

Commande robuste :
Application à la machine à courant alternatif
alimentée par un générateur photovoltaïque

Présentée par :

BENBAHA Noureddine

Devant le jury composé de :

M. BENFARHI Louiza	Prof.	Université de Batna 2	Présidente
M. ZIDANI Fatiha	Prof.	Université de Batna 2	Rapporteur
M. NAIT SAID Mohamed Said	Prof.	Université de Batna 2	Co-Rapporteur
M. BETKA Achour	Prof.	Université de Biskra	Examineur
M. BEDDIAF Yassine	MCA	Université de Khenchela	Examineur
M. FEZZANI Amor	MRA	CDER-URAER Ghardaia	Examineur

Juillet 2022

Remerciements

Remerciements

J'aimerais remercier et exprimer toute ma gratitude et reconnaissance à mes encadreurs, les Professeurs **Fatiha ZIDANI** et **Mohamed Saïd NAIT SAÏD**, pour avoir proposé et diriger cette thèse et pour leur support, conseil, et motivation durant tout le projet.

Je remercie Prof. **Salah Eddine ZOUZOU**, directeur du Laboratoire LGEB université Mohamed Khider de Biskra, pour m'avoir accueillie au sein du laboratoire. Je remercie également Prof. **Achour BETKA** pour son soutien scientifique ainsi que d'avoir mis à notre disposition le matériel du laboratoire afin de valider notre travail.

Je remercie aussi Prof. **Nasreddine NAIT SAÏD**, directeur du Laboratoire de recherche LSPIE-Batna'2000 université de BATNA, pour m'avoir accueillie au sein du laboratoire.

Mes remerciements s'adressent également à tous les membres de jury qui m'ont fait l'honneur de participer à ma soutenance. Merci à M. **Louiza BENFARHI**, Professeur à l'université de Batna 2, d'avoir accepté la présidence de Jury. J'adresse tous mes remerciements aux membres du jury : M. **Achour BETKA**, Professeur à l'université de Biskra, M. **Yassine BEDDIAF**, Maitre de Conférence A de l'université de Khenchela, M. **Amor FEZZANI**, Maitre de Recherche A de l'unité de recherche CDER-URAER Ghardaia, d'avoir accepté de participer à ce jury comme examinateurs.

Enfin, je voudrais associer à mes remerciements toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à l'aboutissement de ce travail.

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

{ وَمَا تَوْفِيقِي إِلَّا بِاللَّهِ ۗ عَلَيْهِ تَوَكَّلْتُ وَإِلَيْهِ أُنِيبُ }

[هود من الآية: 88]

Résumé

Cette thèse présente les différentes contributions apportées à un système photovoltaïque (PV) autonome (non raccordé au réseau électrique) alimentant un moteur à courant alternatif. Plusieurs architectures d'optimisation et d'amélioration des performances du système global ont été simulées et réalisées. En premier lieu, dans le but d'assurer l'exploitation optimale d'énergie solaire PV, une commande MPPT robuste basée sur la technique de backstepping est développée. Ensuite, comme le générateur photovoltaïque (GPV) autonome est généralement surdimensionné en puissance afin de permettre l'amélioration des performances pour les faibles éclairagements solaires. Dans ce contexte, une nouvelle méthode de majoration du GPV basée sur la détection du point de fonctionnement maximal est proposée et validée sur un système de pompage d'eau destiné à l'irrigation agricole à Ghardaia (Sahara algérien). Puis, un système de gestion optimale d'énergie est appliqué pour stocker la partie non utilisée de l'énergie produite dans les batteries (Dans le cas des rayonnements solaires élevés) et l'exploiter par la suite lors des rayonnements faibles (matin et soir). Dans ce même système, pour garantir le découplage des grandeurs électriques et mécaniques (flux et couple), la commande vectorielle indirecte est robustifiée par l'approche backstepping et améliorée par l'incorporation d'un correcteur PLL (Phase Locked Loop) et ceci pour l'estimation de l'angle d'orientation utilisé dans la transformation de Park. Les résultats de simulation et d'expérimentation obtenus à l'aide du logiciel MATLAB/SimPowerSystems, plateforme dSPACE DS 1104 et système PV de pompage d'eau réel sont satisfaisants et attestent que la structure proposée est robuste face aux changements météorologiques, ainsi qu'aux variations de la charge.

Mot clés : Moteur asynchrone, Commande vectorielle indirecte robuste par backstepping, Générateur photovoltaïque autonome, MPPT backstepping, Système de gestion d'énergie basé sur batteries.

Abstract

This thesis presents the various contributions made to the autonomous photovoltaic (PV) system (not connected to the electrical network) supplying an AC motor. Several improvements in overall system performance have been achieved through the use of robust control techniques. Firstly, in order to ensure optimum utilization of solar PV energy, a robust MPPT control based on the backstepping technique is developed. Then, as the stand-alone photovoltaic generator (GPV) is generally oversized in peak power to allow performance improvement for low solar irradiance, in this context, a new method of increasing the GPV based on the maximum operating point is proposed and validated on a water pumping system for irrigation in Ghardaia (Algerian Sahara). Then, a battery-based energy management system is applied to store the unused part of the energy produced (during high solar radiation) and operated during low radiation (during low sunshine in the morning and evening). In this same system, in order to guarantee the decoupling of the electrical and mechanical quantities (flux and torque), the indirect vector control is made robust by the Backstepping approach and improved by the addition of a PLL corrector to specify the angle of the passages. (diphase-three phase) direct and reverse of Park.

The simulation and experimentation results obtained using MATLAB / SimPowerSystems software, dSPACE DS 1104 platform and real water pumping PV system are satisfactory and indicate that the proposed structure is robust to weather changes, as well as to variations in the load.

Keywords: Asynchronous motor, robust indirect vector control by backstepping, Autonomous photovoltaic generator, MPPT backstepping, battery-based energy management system.

ملخص

تقدم هذه الأطروحة مختلف المساهمات التي تم إجراؤها على النظام الكهروضوئي المستقل (غير متصل بالشبكة الكهربائية) لتزويد محرك التيار المتردد. تم تحقيق العديد من التحسينات في الأداء العام للنظام من خلال استخدام تقنيات تحكم قوية. أولاً ، من أجل ضمان الاستخدام الأمثل للطاقة الشمسية الكهروضوئية، تم تطوير نظام تحكم لتتبع أقصى نقطة للطاقة (MPPT) قوي يعتمد على تقنية backstepping. بعد ذلك، نظرًا لأن المولد الكهروضوئي المستقل (GPV) يكون زائد الحجم بشكل عام في ذروة الطاقة للسماح بتحسين الأداء خلال الإشعاع الشمسي المنخفض، في هذا السياق، تم اقتراح طريقة جديدة لتحديد حجم المولد الكهروضوئي (GPV) استنادًا إلى الحد الأقصى لنقطة التشغيل و تم التحقق من صحتها على نظام ضخ المياه للري بغرداية (الصحراء الجزائرية). بعد ذلك تم تطبيق نظام إدارة الطاقة المعتمد على البطارية لتخزين الجزء غير المستخدم من الطاقة المنتجة (أثناء الإشعاع الشمسي العالي) وتشغيله أثناء انخفاض الإشعاع (أثناء انخفاض ضوء الشمس في الصباح والمساء). في هذا النظام نفسه و من أجل ضمان فصل المقادير الكهربائية والميكانيكية (التدفق والعزم) ، تم جعل التحكم الشعاعي في قيادة المحرك اللاتزامني ثلاثي الطور غير المباشر قويًا من خلال نهج backstepping وتحسينه بإضافة مصحح PLL لتحديد زاوية المرور (ثنائي الطور-ثلاثي الطور) مباشر وعكسي Park.

نتائج المحاكاة والتجريب التي تم الحصول عليها باستخدام برنامج / MATLAB SimPowerSystems ومنصة dSPACE DS 1104 ونظام ضخ المياه الحقيقي الكهروضوئية مرضية وتشير إلى أن الهيكل المقترح قوي في مواجهة تغيرات الطقس ، وكذلك التغيرات في الحمولة.

كلمات المفتاح: المحرك اللاتزامني، التحكم الشعاعي في قيادة المحرك اللاتزامني ثلاثي الطور غير المباشر قويًا من خلال نهج backstepping، المولد الكهروضوئي المستقل، نظام تحكم لتتبع أقصى نقطة للطاقة MPPT قوي يعتمد على تقنية backstepping، نظام إدارة طاقة يعتمد على البطارية.

Table des matières

Table des matières.....	I
Liste des figures.....	IV
Liste des tableaux	VII
Liste des acronymes et symboles	VIII

CHAPITRE 0 : INTRODUCTION GENERALE

1. Contextes et problématiques.....	2
2. Objectifs.....	4
3. Organisation de la thèse.....	4
Références 0.....	6

CHAPITRE I : MODELISATION ET CARACTERISATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

I.1. Introduction.....	9
I.2. Energie solaire photovoltaïque PV.....	9
I.2.1 Cellules photovoltaïques.....	10
I.3. Modélisation du générateur photovoltaïque	10
I.3.1 Modélisation de la cellule photovoltaïque.....	11
I.3.2 Modèle mathématique d'un Module PV.....	13
I.4 Caractéristiques électriques d'un module PV.....	14
I.5 Caractéristiques du GPV pour différente structures.....	16
I.5.1 Raccordement des panneaux en séries.....	17
I.5.2 Raccordement des strings en parallèle.....	18
I.6. Système PV/Batterie autonome.....	19
I.6.1 Configuration à bus DC.....	20
I.6.2 Configuration à bus AC.....	21
I.6.3 Architecture à bus CC/AC.....	21
I.6.4 Convertisseur DC-DC bidirectionnel.....	22
I.6.5 Technologies des batteries de stockage	23
I.8. Conclusion.....	27
I.9 Références 1.....	28

CHAPITRE II : DEVELOPPEMENT ET VALIDATION D'UNE COMMANDE

MPPT BACKSTEPPING

II.1 Introduction	32
II. 2 Techniques de recherche du point de puissance maximale.....	32
II.2.1 MPPT par P&O	32
II.2.2 Progrès des MPPTs classiques.....	35
II.3 Amélioration de la MPPT P&O par l'approche de backstepping	36
II.3.1 Développement de la commande MPPT Backstepping.....	36
II.4 Résultats de simulation.....	39
II.5 Validation Expérimentale.....	45
II.5.1 Poursuite du point de fonctionnement optimal.....	46
II.5.2 Fonctionnement avec charge résistive variable (augmentation).....	47
II.5.3 Fonctionnement avec charge résistive variable (décroissante).....	48
II.6 Conclusion.....	50
II.7 Références 2.....	51

CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT ET CONFIGURATION D'UN GENERATEUR

PHOTOVOLTAÏQUE : Application sur un système de pompage d'eau

III. 1 Introduction.....	56
III. 2. Description générale du système	58
III. 2.1 Situation géographique du site.....	58
III. 2.2 Système photovoltaïque de pompage de l'eau	59
III. 2.2.1 Description du kit de sous-système du CMP.....	60
III. 2.2.2 Système d'acquisition de données.....	62
III. 3. Impact des différentes majorations du GPV autonome pour un système de pompage....	63
III. 4. Résultats expérimentaux et discussions	64
III.4.1. Évaluations des performances à faible rayonnement solaire (démarrage et arrêt du pompage).....	64
III. 4.2. Évolution de la puissance consommée de la pompe	65
III. 4.3. Contribution des strings de majorations..	67

III. 4.4. Efficacité des trois configurations.....	69
III. 4.5 Impact de la température sur le débit.....	70
III. 5. Conclusion	72
III.6 Références 3.....	73

CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE : Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone

IV.1 Introduction.....	78
IV.2 Description d'un système proposé autonome : PV/batterie	79
IV.2.1. Réglage de la tension du bus continu	80
IV.2.2 Modélisation et commande de la batterie.....	81
IV.2.3 Commande par backstepping de la MAS.....	83
IV.2.4 Estimateur PLL de position du flux rotorique.....	86
IV.3 Résultats de simulation.....	89
IV.3.1 Performances avec paramètres nominaux	90
IV.3.2 Performances avec variation de la constante du temps rotorique.....	91
IV.3.3 Alimentation par GPV autonome avec Batteries.....	92
IV. 4 Résultats expérimentaux.....	94
IV.4.1 Description du banc d'essai.....	96
IV.5 Conclusion	98
RÉFÉRENCES 4	99
CONCLUSION GENERALE	102
Annexe	104

Liste des figures

Liste des figures Chapitre I

Figure I.1 : Technologie des cellules photovoltaïques.

Figure I.2 Construction de base d'un générateur PV.

Figure I.3 Schéma équivalent d'une cellule PV idéale.

Figure I.4: Circuit équivalent d'une cellule PV avec prise en compte de perte en tension et courant de fuite.

Figure I.5 : Circuit électrique et schéma bloc d'un module PV

Figure I.6: Caractéristiques Courant-Tension pour différents éclairagements

Figure I.7 Caractéristiques Courant-Tension pour différentes températures

Figure I.8: Caractéristiques Puissance–Tension pour différents éclairagements

Figure I.9: Caractéristiques Puissance–Tension pour différentes températures

Figure I.10 : Architecture générale d'un GPV

Figure I.11 : Impact du nombre de string sur les caractéristiques d'un GPV.

Figure I.12 : Impact de nombre de module en parallèle sur les caractéristiques d'un GPV.

Figure I.13 : Influence de l'éclairagement sur les caractéristiques d'un GPV pour la température 25°C.

Figure I.14 : Influence de la température sur les caractéristiques d'un GPV pour l'éclairagement 1000W/m².

Figure I.15: Composants de base d'un système PV autonome.

Figure I.16: Configuration à Bus DC d'un système PV autonome.

Figure I.17: Configuration à Bus AC d'un système PV autonome.

Figure I.18: Configuration à Bus hybride DC/AC d'un système PV autonome.

Figure I.19: Circuit équivalent du convertisseur DC-DC bidirectionnel Buck-Boost

Figure I.20 : Exemple des batteries Plomb-acide [27]

Figure I.21: Exemple des batteries Nickel cadmium [27].

Figure I.22: Exemple des batteries lithium ion [27]

Liste des figures Chapitre II

Figure II.1 : Variations de la puissance et la tension sur la caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$ d'un GPV

Figure II.2 : Organigramme de la méthode perturbée & observée.

Figure II.3 : Schéma synoptique du système photovoltaïque DC avec MPPT backstepping.

Figure II.4 : Schéma électrique d'un élévateur de tension (boost) avec son commande MPPT backstepping.

Figure II.5 : Schéma bloc sous Matlab de la commande MPPT backstepping

Figure II.6 : Performances d'un système PV avec irradiation variable ($T = 298K$, $R=20\Omega$),

(A): Profil de l'éclairement, (B): Puissance PV, (C): Courant PV, (D): Tension PV.

Figure II.7 : Performances d'un système PV sous température variable ($G=1000W/m^2$, $R= 20\Omega$),

(B): Puissance PV, (C): Courant PV, (D): Tension PV.

Figure II.8 : Performances d'un système PV avec charge résistive variable ($G=1000W/m^2$,

$T=298K$), (A): profil de charge, (B): Puissance PV, (C): Courant PV, (D): Tension PV.

Figure II.9 : Schéma équivalent du banc d'essai.

Figure II.10 : Poursuite du point de fonctionnement optimal: (a) Puissance PV,

(b) Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$

Figure II.11 : Poursuite du point de fonctionnement optimal: (a) Courant PV,

(b) Courbe $I_{pv}(V_{pv})$.

Figure II.12 : Fonctionnement avec une charge résistive croissante : (A) Profil de la résistance de charge, (B) Puissance PV.

Figure II.13 : Fonctionnement avec une charge résistive croissante: (A) caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$,

(B) Tensions de référence et PV, (C) Courant PV.

Figure II.14 : Fonctionnement avec une charge résistive décroissante : (A) Profil de la résistance de charge, (B) Puissance PV.

Figure II.15 : Fonctionnement avec une charge résistive décroissante : (A) Caractéristique

$P_{PV}(V_{PV})$, (B) Tensions de référence et PV, (C) Courant PV.

Liste des figures Chapitre III

Figure III.1: Vue satellite du site de Sebseb, Ghardaia (Algérie).

Figure III. 2 : Structure globale de l'installation PV de pompage d'eau.

Figure III. 3 : Caractéristiques de la pompe (a), (b) moteur ECDRIVE

Figure III.4 : Vue du générateur PV utilisé et équipements de mesure

Figure III. 5 : Configurations proposées du générateur photovoltaïque

Figure III. 6 : Puissances PV disponibles pour les configurations, (a) $CF_{4 \times 3}$, (b) $CF_{4 \times 4}$, (c) $CF_{4 \times 5}$,
(d) Puissances consommées pour les trois configurations.

Figure III. 7 : (a) Tension PV et (b) courant PV pour les trois configurations.

Figure III. 8 : (a) Débit instantané et volume journalier pompé

Figure III. 9 : Courbes de rendement pour les trois configurations,

Figure III. 10 : Résultats d'une journée type de pompage du 27 Juillet 2020, représentant l'influence de la température des cellules sur le débit instantané.

Liste des figures Chapitre IV

Figure IV.1 : L'architecture à bus continu d'une alimentation autonome PV/batterie d'un moteur asynchrone.

Figure IV.2 : Schéma descriptif de la distribution journalière d'énergie.

Figure IV.3 : Convertisseur DC-DC bidirectionnel

Figure IV.4 : Schéma bloc de la boucle de régulation du convertisseur bidirectionnel buck-boost

Figure IV.5 : Modèle dynamique de la batterie sous Matlab/SimPowerSystems

Figure IV.6: Représentation angulaire de l'orientation du flux rotorique

Figure IV.7: Schéma bloc d'un estimateur PLL de position du flux rotorique

Figure IV.8 : Structure de la commande backstepping-PLL d'un moteur asynchrone

Figure IV.9: Schéma SimPowerSystems du système hybride PV-batterie avec entraînement par IM.

Figure IV.10 : Performances de l'IM commandé par un contrôleur de Backstepping-PLL avec des paramètres nominaux

Figure IV.11 : (a) Profil de variation de constante de temps rotorique, (b) Réponses de vitesse de glissement avec backstepping et backstepping-PLL

Figure IV.12 : Performance énergétique du système.

Figure IV.13 : Performance du système sous l'irradiation variable

Figure IV.14 : banc d'essai au Laboratoire LSPIE'2000 Batna Figure IV.15 : Schéma fonctionnel de la commande proposée sous l'interface RTI Matlab/Simulink.

Figure IV.16 : Résultats expérimentaux avec le profil de vitesse 100 et -100 rad/s

Figure IV.17 : Résultats expérimentaux avec le profil de vitesse de 40 et -40 rad/s

Liste des tableaux

Tableau II.1: Principe de fonctionnement de MPPT P&O

Tableau II.2 : Expressions des perturbations variables

Tableau III.1 : Données techniques du contrôleur PS2-1800

Tableau III.2: Données techniques ECDRIVE Motor-pump technical data

Tableau III.3 : Spécifications des trois configurations.

Tableau III.4 : Mesures instantanées au début et à la fin du pompage pour différentes configurations

Tableau III.5 : Durée de saturation de la puissance de pompe pour les différentes configurations

Tableau III.6 : Rendement moyen et maximum du sous-système CMP et du GPV

Tableau A.1: Paramètres du module photovoltaïque Isofoton I-75/12 et du convertisseur élévateur (Laboratoire de recherche LGEB université Mohamed Khider de Biskra)

Tableau A.2 : Paramètres du moteur à induction

Tableau A.3 : Caractéristiques du module PV

Tableau A.4 : Caractéristiques des batteries

Tableau A.5 : Caractéristiques du module PV UDTS50

Notations et Symboles

PV	photovoltaïque
GPV	Générateur photovoltaïque
PPM	Point de Puissance Maximale
MPPT	Maximum Power Point Tracking
DC	Courant continu (Direct current)
AC	Courant alternatif (Alternating current)
P&O	Perturb and Observe
IncCond	Increment of Conductance
V_{PV}	Tension aux bornes d'un générateur photovoltaïque
I_{PV}	Courant délivré par générateur photovoltaïque
P_{PV}	Puissance délivré par générateur photovoltaïque
V_{oc}	Tension de circuit ouvert [V]
I_{cc}	Courant de court-circuit [A]
G	Niveau d'éclairement (ou d'irradiation) [W/m ²]
I_0	Courant de saturation de la diode [A]
n	Le facteur de non idéalité de la jonction de la diode
K	La constante de Boltzmann
T	La température effective de la cellule [°K]
q	La charge de l'électron [C]
N_s	Nombre de cellules en série
N_p	Nombre de cellules en parallèle
$CF_{4 \times 3}$	Configuration 4S×3P
$CF_{4 \times 4}$	Configuration 4S×4P

CHAPITRE 0 : INTRODUCTION GENERALE

$CF_{4 \times 5}$	Configuration 4S×5P
d	Rapport cyclique
PLL	Phased locked loop (Boucle à verrouillage de phase)
I_{opt}	Courant Optimal
V_{opt}	Tension Optimale
V_{in}	Tension à l'entrée du convertisseur statique
V_0	Tension à la sortie du convertisseur statique DC-DC boost
PID	Régulateur Proportionnel- Intégral -Dérivé
η_{PV-nom}	Rendement du générateur PV dans STC
P_{Avail}	Puissance de générateur PV disponible (W)
P_{hyd}	Puissance hydraulique (W)
η_{MP}	Rendement du sous-système motopompe (%)
V_{PV}	Tension du champ photovoltaïque mesurée
I_{PV}	Courant du champ photovoltaïque mesuré
η_{PV}	Rendement du générateur PV (%)
η_{CMP}	Rendement du sous-système contrôleur-moteur-pompe (%)
A_{air}	Surface active du champ photovoltaïque (m ²)
g	Accélération de la gravité (9,81 m/s ²)
ρ	Densité de l'eau (1000 kg/m ³)
Q	Débit d'eau mesuré (m ³ /h)
H	Hauteur manométrique totale (m)
V	Volume journalier d'eau pompé (m ³ /jour)
a, b, c	Correspondent aux trois phases du stator ou rotor
$[P]$	Matrice de Park
s	Indice du stator
r	Indice du rotor

CHAPITRE 0 : INTRODUCTION GENERALE

α	Axe α direct du repère (α, β) lié au stator.
β	Axe β en quadrature du repère (α, β) lié au stator.
d, q	Axes de référentiel de Park
R_s	Résistance statorique.
R_r	Résistance rotorique.
L_s	Inductance cyclique propre du stator.
L_r	Inductance cyclique propre du rotor.
T_r	Constante de temps rotorique (L_r/R_r).
T_s	Période de commutation.
l_s	Inductance propre d'une phase statorique.
l_r	Inductance propre d'une phase rotorique.
M	Inductance cyclique mutuelle entre l'armature du stator et l'armature du rotor.
σ	Coefficient de dispersion de Blondel.
C_e	Couple électromagnétique délivré par la machine.
C_r	Couple de charge.
f	Coefficient des frottements visqueux.
J	Moment d'inertie des parties tournantes
Ω	Vitesse de rotation mécanique.
ω_s	Pulsation électrique statorique
ω_r	Pulsation électrique rotorique
p	Nombre de paires de pôles.
e	Erreur (écart entre le signal de sortie du processus et la consigne).

CHAPITRE 0 :

INTRODUCTION GENERALE

- 1. Contextes et problématiques**
- 2. Objectifs**
- 3. Organisation de la thèse**
- 4. Références 0**

1. Contextes et problématiques

L'énergie électrique est un facteur fondamental pour le développement socio-économique, le développement durable et l'amélioration de la qualité de vie de l'être humain. En revanche, l'utilisation des ressources fossiles (gaz naturel, pétrole, etc.) pour la production d'énergie contribue fortement à la pollution de l'environnement, Ainsi, on est d'avantage confronté à la dégradation progressive de la couche d'ozone et aux phénomènes de réchauffement climatique. Pour ces raisons, en vue de répondre aux besoins énergétiques et de limiter leurs impacts négatifs sur l'environnement, l'exploitation des énergies renouvelables est une solution prometteuse.

L'Algérie, vue sa localisation géographique, comporte un gisement solaire exceptionnel ; la durée d'insolation sur la plupart du territoire national dépasse les 2000 h/an et atteint les 3900 heures aux hauts plateaux et Sahara. L'énergie journalière reçue sur une surface de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majorité du territoire national, près de 1700 kWh /m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au sud du pays [1]. Comme la plupart des pays du monde, afin de diversifier les sources d'énergie et promouvoir le développement durable du pays, l'Algérie a adopté un programme ambitieux de production et de développement des énergies renouvelables qui vise à atteindre 40% de la production nationale d'électricité à l'horizon 2030, soit 22 000 MW dont 12 000 MW seront destinés à la consommation intérieure et le reste pour l'exportation [2].

L'énergie solaire photovoltaïque a connu une évolution technologique considérable, dans le même contexte les premières technologies solaires se limitaient aux petites cellules photovoltaïques, les technologies nouvelles proposent des systèmes à énergie solaire à grande capacité pouvant alimenter des charges isolées (éclairage, pompage) ou injecter la puissance produite au niveau du réseau électrique.

Pour les systèmes PV autonomes, la totalité de la puissance demandée par la charge est générée principalement par le GPV à l'aide d'un système secondaire de stockage dans le cas où l'énergie solaire est insuffisante ou absente (nuit, nuages). Parmi les problématiques les plus rencontrées on cite le dimensionnement du système, l'optimisation de la puissance produite et la gestion optimale du système PV autonome associé à un système de stockage.

En premier lieu, pour assurer un fonctionnement convenable du point de vue technique et économique, le dimensionnement du système PV est considéré comme une étape cruciale. En

effet, cette étape nous permet de choisir les dispositifs les mieux adaptés, à savoir : modules PV, convertisseurs, protections, charges...

D'autre part, dû au caractère aléatoire de la source solaire, l'énergie électrique photovoltaïque présente des caractéristiques non linéaires et possède des points de puissances maximales dépendent principalement de l'éclairement et de la température des cellules. C'est pourquoi, l'intégration d'un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge favorise l'amélioration de la production d'énergie en intégrant des techniques de contrôle performantes (classique et robuste).

De même, afin de remédier aux problèmes d'intermittence de l'énergie PV, les systèmes de stockage d'énergie (batterie) sont considérés comme étant une solution inévitable afin de satisfaire la demande de charge et assurer la continuité de service durant toutes les variations des conditions de fonctionnement. En effet, le développement des techniques de contrôle et de gestion des flux des puissances entre la source PV, le stockage et la charge offre un moyen de gestion des différents modes de fonctionnement tout en assurant un meilleur rendement et une efficacité optimale.

Aujourd'hui, le moteur à induction possède une grande flexibilité d'utilisation et une grande capacité d'intégration vue ses avantages de simplicité, de construction robuste, de faible coût d'entretien et d'achat d'une part, et d'autre part grâce au développement rapide des convertisseurs statiques et de leurs systèmes de contrôle. Dans ce contexte, au début des années soixante-dix, la commande vectorielle par orientation de flux (FOC) a été présentée par F. Blaschke [3] et Hass [4] pour assurer un découplage entre le couple et le flux magnétique similaire à la machine à courant continu à excitation séparée. Ensuite, pour remédier au problème de sensibilité aux variations paramétriques, les travaux de recherche pour le développement de la commande vectorielle sont devenus depuis quelques années un sujet de préoccupation majeur notamment l'entraînement à vitesse variable ou variateurs de vitesse qui sont indispensable dans tous les secteurs de l'industrie.

Diverses approches de commandes robustes ont été développées et appliquées pour plusieurs objectifs, en particulier les techniques de contrôle appliquées aux modèles linéaires et non linéaires. Parmi les techniques développées, on peut citer [5-10]: la commande H_∞ , la commande par retour d'état, contrôle prédictif, la commande optimale, le mode glissant, et

backstepping. D'autre part, plusieurs stratégies basées sur l'intelligence artificielle ont été proposées dans la littérature [11,19], telles que : la logique floue, les algorithmes génétiques et les réseaux de neurones. Elles permettent de surmonter les limites des commandes (classiques et/ou robustes) améliorant les performances des systèmes d'une part, et les doter avec un degré de robustesse supplémentaire, d'autre part. Par conséquent, l'amélioration des performances globales du système, passe obligatoirement par un équilibre entre techniques, dispositifs et rapport coût/performance.

2. Objectifs

L'objectif de notre travail est d'améliorer les performances en l'occurrence le rendement d'un système photovoltaïque autonome alimentant un moteur asynchrone, pour atteindre cet objectif notre contribution apparaît beaucoup plus dans l'application de la commande robuste par backstepping, afin d'assurer une continuité de service tout en maintenant un rendement acceptable pour une chaîne de production PV.

3. Organisation de la thèse

Le présent manuscrit s'articule autour de quatre chapitres. Nous avons exposé dans le premier chapitre les généralités relatives à la chaîne de conversion PV, ainsi que les concepts de base du fonctionnement de la chaîne PV et sa modélisation. Les caractéristiques électriques du générateur photovoltaïque sont étudiées à travers des simulations sous MATLAB/Simulink/SimPowerSystems pour différentes conditions météorologiques.

Dans le but d'améliorer la qualité de puissance du générateur PV, une nouvelle commande MPPT backstepping basée sur le modèle dynamique du convertisseur DC/DC est développée. Nous avons procédé à plusieurs tests de simulation utilisant le logiciel MATLAB/Simulink/SimPowerSystems. Les résultats obtenus vont être comparés à ceux obtenus par la technique « Perturbe and Observe ». Une validation expérimentale au sein du laboratoire de recherche LGEB université Mohamed Khider de Biskra atteste la crédibilité de la commande MPPT proposée.

Etant donné que le dimensionnement du GPV ayant une incidence sur le prix, la qualité et la disponibilité de l'énergie électrique fournie, il vient que cette tâche est donc une étape

CHAPITRE 0 : INTRODUCTION GENERALE

importante lors de sa mise en place. De ce fait, le chapitre trois se focalisera sur l'étude expérimentale de l'impact de trois majorations de configuration du GPV sur les performances d'un système de pompage d'eau en termes de rendement des sous-systèmes ainsi que de la quantité d'eau pompée par jour. Pour atteindre cet objectif, sur un puits réel à Sebseb (Ghardaia, Algérie), une installation de pompage pour irrigation est étudiée et réalisée dans un climat saharien réel.

Le dernier chapitre, visera la gestion optimale d'énergie d'un système hybride PV-batterie associé à une commande robuste d'un moteur asynchrone. Pour ce faire, on fixera les objectifs suivants :

- L'intégration de la commande MPPT backstepping robuste développée (Chapitre II) dans un système hybride PV-batterie avec une charge entraînée par un moteur asynchrone.
- Le convertisseur bidirectionnel est utilisé, pour atteindre deux objectifs : (1) contrôler la tension du bus DC, (2) assurer l'exploitation du maximum de puissance en stockant l'énergie non utilisée, durant la période d'ensoleillement élevé, dans les batteries et l'utiliser durant les faibles éclaircissements en déchargeant la batterie.
- Dans un souci d'améliorer la robustesse de la commande vectorielle, deux approches sont associées à la commande vectorielle, la technique de backstepping est introduite d'une part, et un correcteur PLL est associé à l'estimateur de position du flux rotorique. Cette association vise le contrôle exacte de l'angle d'orientation du référentiel tournant utilisé dans les transformations directe et inverse (biphasé-triphasé) de Park.

Le travail sera clôturé par une conclusion générale qui englobera les principaux résultats obtenus. Quelques perspectives envisagées pour des travaux futurs seront également présentées.

4. Références 0

- [1] Bouraiou, A., Necaibia, A., Boutassetta, N., Mekhilef, S., Dabou, R., Ziane, A., ... & Touaba, O. (2020). Status of renewable energy potential and utilization in Algeria. *Journal of Cleaner Production*, 246, 119011.
- [2] Programme National des Energies Renouvelables 2015-2030 [WWW Document], <http://era.dz/era/wp-content/uploads/2017/10/SKTM-Programme-National-des-Energies-Renouvelables-2015-2030.pdf>
- [3] F. Blaschke, "The Principle of Field Orientation Applied to the New Transvector Closed-Loop Control system for Rotating Field Machines", *Siemens Rev*, Vol 39, pp 217-220, 1972.
- [4] K. Hasse., "On the dynamics of speed control of a static AC drive with squirrel cage induction machine", *Ph.D. Dissertation, Tech. Hochschule Darmstadt*, Germany, July 1979.
- [5] V.I. Utkin, "Sliding mode control design principles and applications to electric drives", *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, Vol. 40, N°. 1, Feb. 1993.
- [6] J.C. Doyle, K. Glover, P.P. Khargonekar, B.A. Francis, "State-space solutions to standard H₂ and H_∞ control problems", *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 34, N° 8, pp. 831-847, 1989.
- [7] A. Bellini, G. Figalli., "An adaptive control for induction motor drives based on a fully linearized model", *European Power Electronics Association*, 1993.
- [8] A Benchaib, C. Edwards, "An input-output linearization based sliding mode scheme for induction motor control using a sliding mode flux observer", *EPE*, Graz, 2001.
- [9] Nait Said, M. S., & Benbouzid, M. E. H. (1999). Induction motors direct field oriented control with robust on-line tuning of rotor resistance. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 14(4), 1038-1042.

- [10] R-J. Wai, J-D. Lee, .K-M. Lin, "Robust decoupled control of direct field oriented induction motor drive", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 52, N°. 3, pp. 837- 854. June 2005
- [11] W.J. Wang., J-Y. Chen, "A new sliding mode position controller with adaptive load torque estimator for an induction motor", *IEEE Transaction. on Energy Conversion*, Vol. 14, N°. 3, Sep. 1999.
- [12] Zidani, F., Diallo, D., Benbouzid, M. E. H., & Naït-Saïd, R. (2006). Direct torque control of induction motor with fuzzy stator resistance adaptation. *IEEE transactions on energy conversion*, 21(2), 619-621.
- [13] SAIFI, Rabie. Contribution à la Commande sans Capteur de Vitesse des Machines Asynchrones. 2019. Thèse de doctorat. Université de Batna 2.
- [14] Yassine, B., Fatiha, Z., & Chrifi-Alaoui, L. (2020). IS-MRAS With On-Line Adaptation Parameters Based on Type-2 Fuzzy LOGIC for Sensorless Control of IM. *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*, 16(1), 85-95.
- [15] RAMDANE, Amel. Commande de la machine à induction par les techniques de l'intelligence artificielle. 2020. Thèse de doctorat. Université de Batna 2.
- [16] TALBI, Billel. Contribution à l'amélioration de la commande d'un système de pompage photovoltaïque. 2018. Thèse de doctorat. Université Ferhat Abbas.
- [17] Christian AR, Jose RR, Samir K, Felipe V. Multiobjective fuzzy-decision-making predictive torque control for an induction motor drive. *IEEE Trans Power Electron* 2017; 32(8):6245–60.
- [18] Chiang C-L, Su C-T. Tracking control of induction motor using fuzzy phase plane controller with improved genetic algorithm. *Electr Power Syst Res* 2005; 73:239–47.
- [19] Hannan, M. A., Ali, J. A., Mohamed, A., & Hussain, A. (2018). Optimization techniques to enhance the performance of induction motor drives: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1611-1626.

CHAPITRE I :

MODELISATION ET CARACTERISATION D'UN GENERATEUR

PHOTOVOLTAÏQUES

- I.1. Introduction
- I.2. Energie solaire photovoltaïque PV
 - I.2.1 Cellules photovoltaïques
- I.3. Modélisation du générateur photovoltaïque
 - I.3.1 Modélisation de la cellule photovoltaïque
 - I.3.2 Modèle mathématique du Module PV
- I.4 Caractéristiques électriques d'un module PV
- I.5 Caractéristiques du GPV pour différente structures
 - I.5.1 Raccordement des panneaux en séries
 - I.5.2 Raccordement des strings en parallèle
- I.6 Système PV/Batterie autonome
 - I.6.1 Configuration à bus DC
 - I.6.2 Configuration à bus AC
 - I.6.3 Architecture à bus CC/AC
 - I.6.4 Convertisseur DC-DC bidirectionnel
 - I.6.5 Technologies des batteries de stockage
- I.8 Conclusion
- I.9 Références 1

I.1. Introduction

L'assurance du bien être et le progrès industriel dans de nombreux pays ont entraîné une augmentation significative de la demande énergétique. Cette demande croissante a augmenté l'écart entre l'énergie produite et celle demandée. En plus, le réchauffement climatique et la pollution de l'environnement sont exclusivement le résultat de l'utilisation des ressources énergétiques conventionnelles des combustibles fossiles tels que ; le pétrole, le gaz naturel et le charbon qui sont les principales sources d'émissions de gaz à effet de serre. Pour remédier à ce problème, la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables est apparue comme solution idéale. La conversion d'énergie à partir de sources renouvelables (ER), en particulier par panneaux photovoltaïques (PV) dotés d'un stockage d'énergie approprié, peut jouer un rôle important dans le développement et l'exploitation des systèmes PV dans divers domaines d'application tels que les systèmes de pompage, l'alimentation domestique des habitations isolées, l'alimentation des systèmes de télécommunication, les centrales électriques hybrides et l'injection dans les réseaux de distribution [1].

Dans ce premier chapitre, nous présenterons le principe de fonctionnement du générateur photovoltaïque à travers sa modélisation. En effet, les caractéristiques électriques (courant-tension et puissance-tension) du générateur photovoltaïque seront étudiées et validées par des simulations sous MATLAB/SimPowerSystems pour différentes conditions météorologiques (température et ensoleillement).

I.2. Energie solaire photovoltaïque PV

La technologie photovoltaïque (PV) est la technologie la plus répandue qui utilise directement l'énergie solaire et la convertit en électricité à courant continu. Les cellules PV sont interconnectées pour former un module PV, généralement de 50 à 250Wc. Cependant, à l'heure actuelle, le coût élevé du matériel photovoltaïque et des convertisseurs statiques (hacheur, onduleur) d'interconnexion au réseau ont limité son développement. Pour cette raison, un grand défi est lancé, en l'occurrence l'amélioration des technologies PV ainsi que la clarification des exigences d'interconnexion au réseau, afin de rendre l'énergie photovoltaïque parmi les principales sources d'énergie dans le prochain futur.

I.2.1 Cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont des dispositifs semi-conducteurs, elles sont généralement fabriquées de silicium sous ses diverses formes. Ils ne mettent en œuvre aucun fluide et ne contiennent pas de substances corrosives et aucune pièce mobile [1]. Elles produisent de l'électricité tant qu'elles sont exposées au rayonnement solaire [2]. Elles ne nécessitent pratiquement aucun entretien, ne polluent pas et ne produisent aucun bruit. Les cellules photovoltaïques sont ainsi les plus sûres et les plus écologiques pour produire de l'énergie électrique [1]. Il existe plusieurs types des technologies des cellules photovoltaïques (figure I.1) à savoir :

Cellules monocristallins (figure I.1a): Rendement électrique des panneaux : 17%, gamme d'éclairement : 100 à 1000 W/m², usage : tous usages extérieurs de forte et moyenne puissance.

Cellules polycristallins (figure I.1b): Rendement électrique des panneaux : 12 à 14%, gamme d'éclairement : 200 à 1000 W/m², usage : même usage que le silicium monocristallin.

Cellules amorphes (figure I.1c): Rendement électrique des panneaux : 5 à 7 % (jusqu'à 9 % pour les multi-jonctions), gamme d'éclairement : de 20 à 1000 W/m², peu sensibles aux températures élevées.

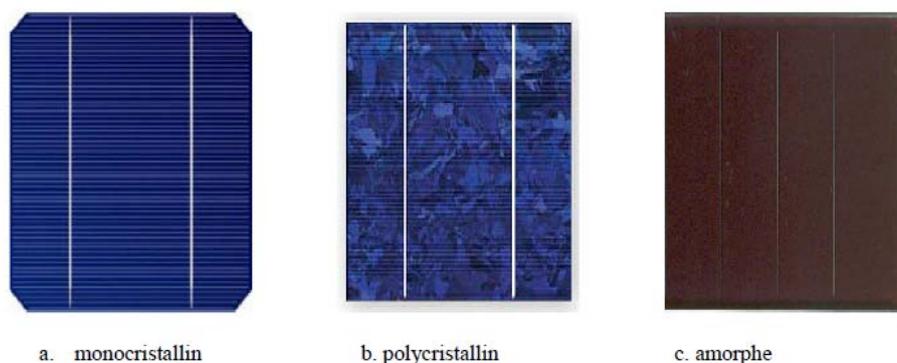


Figure I.1 : Technologie des cellules photovoltaïques.

I.3. Modélisation du générateur photovoltaïque

Un champ photovoltaïque est composé d'un nombre de modules raccordés en série (string) et en parallèle. Les composants de base du module sont des cellules photovoltaïques. Le type de raccordement (série/parallèle) dépend de la tension et du courant selon la puissance désirée. La figure I.2 représente la construction de base d'un générateur PV.



Figure I.2 Construction de base d'un générateur PV.

I.3.1 Modélisation de la cellule photovoltaïque

L'énergie solaire est directement convertie en électricité par l'effet photovoltaïque. Une cellule photovoltaïque peut être décrite comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, parallèlement à cette source de courant on place une diode qui correspond à l'aire de transition p-n de la cellule PV [3]. Si l'on connecte une charge aux bornes du générateur photovoltaïque, ce dernier y débite une partie de courant I_{pv} consommée par la charge et le reste du courant I_D passe à travers la diode. Dans la littérature, deux types de schéma équivalent sont utilisés : schéma idéal et schéma réel.

- A. Cellule PV idéale

De point de vu modélisation mathématique, le comportement d'une cellule photovoltaïque est représentée comme une source idéale de courant connecté en parallèle avec une diode (Figure I.3) [4].

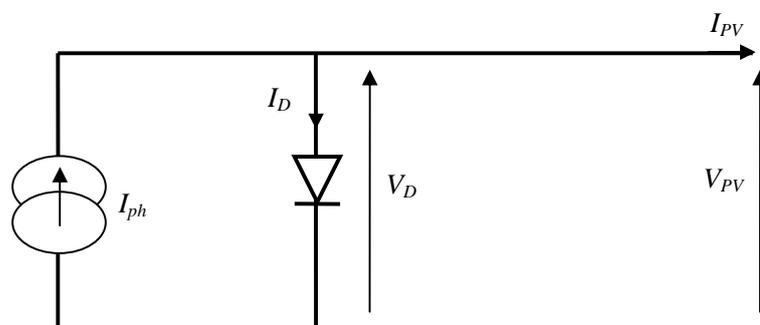


Figure I.3 Schéma équivalent d'une cellule PV idéale.

Selon le schéma électrique (Figure I.3), on peut écrire la relation entre les trois courants :

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

avec

I_{pv} : le courant délivré par le panneau, I_{ph} : le courant de l'éclairement, I_D : le courant dans la diode.

La caractéristique I-V du modèle non linéaire d'une diode est donnée par l'expression [4]:

$$I_D = I_s \left[\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right] \quad (I.2)$$

avec :

I_s : courant de saturation inverse de la diode [A], V_D : tension aux bornes de la diode.

V_T : nKT/q : potentiel thermique.

n : facteur d'idéalité de la jonction, T : la température de la jonction [K].

K : constante de Boltzmann $K=1.38*10^{-23}$ [J/K], q : la charge de l'électron $1.6*10^{-19}$ [eV].

- Cellule PV réelle [4]

En réalité, lors de la conversion d'énergie lumineuse en énergie électrique, une perte de tension est remarquée à sortie accompagnée par des courants de fuites qui sont représentés par deux résistances : la première est suffisamment grande, elle est mise en parallèle (l'ordre du méga ohm) et la deuxième très petite, placée en série. Dans ce cas, le schéma équivalent de la cellule est celui de la figure I.4. De ce fait, le courant de sortie de la cellule peut être exprimé sous la forme (I.3) [5]:

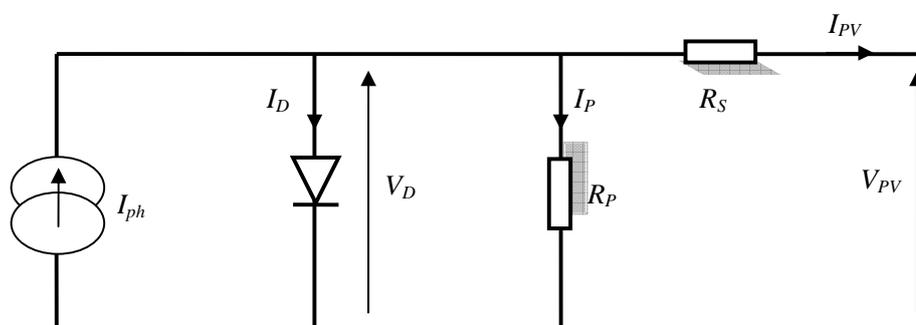


Figure I.4: Circuit équivalent d'une cellule PV avec prise en compte de la perte en tension et courant de fuites.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_P = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + R_S I_{pv}}{n V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_S I_{pv}}{R_P} \quad (I.3)$$

I_{pv} : le courant fourni par le panneau PV,

V_{pv} : la tension fournie par le panneau PV,

I_{cc} : le courant de court-circuit du panneau PV dépendant de l'éclairement et de la température,

R_P : la résistance parallèle caractérisant les courants de fuite de la jonction,

R_S : la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexion,

N_s : nombre de cellules connectées en série,

N_p : nombre de cellules connectées en parallèle.

I.3.2 Modèle mathématique d'un Module PV

Comme une cellule PV produit une faible puissance, les cellules sont raccordées sous forme série/parallèle constituant un module afin de produire la puissance suffisante. Généralement, un module PV est évalué par la puissance DC maximale générée sous les conditions standards STC (standard test conditions) qui sont spécifiés par un éclairement de 1000 W/m² et une température ambiante de 25°C [6]. La figure I.5 illustre le circuit équivalent et le schéma bloc d'un module PV.

La caractéristique non linéaire des variables courant-tension relative au module PV est modélisée par l'équation suivante où toutes les cellules sont identiques [6] :

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_o \left[\exp \left(\frac{N_s V_{pv} + \frac{N_s}{N_p} R_S I_{pv}}{N_s n V_T} \right) - 1 \right] - \frac{N_s V_{pv} + \frac{N_s}{N_p} R_S I_{pv}}{\frac{N_s}{N_p} R_P} \quad (I.4)$$

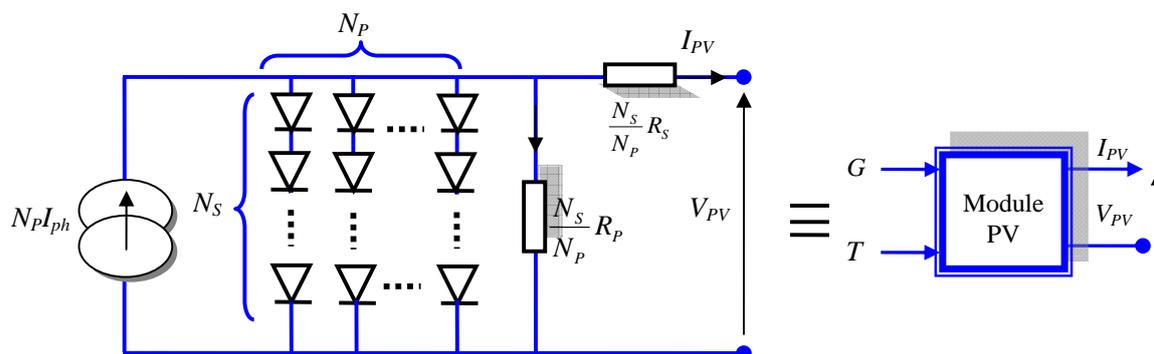


Figure I.5 : Circuit électrique et schéma bloc d'un module PV

On note que les deux variables d'entrées sont : G ; éclairement dans le plan des panneaux (W/m^2); et T ; température ambiante ($^{\circ}\text{C}$), les deux variables de sortie sont : I_{PV} ; courant fourni par le GPV, et V_{PV} : tension aux bornes du GPV.

Trois points de fonctionnement, sur la courbe $I(V)$ doivent pris en considération tout en définissant les performances d'un module PV à savoir :

- ❖ Le point de la puissance maximale ;
- ❖ Le courant de court-circuit ;
- ❖ La tension du circuit ouvert.

I.4 Caractéristiques électriques d'un module PV

Les caractéristiques électriques du GPV sont généralement représentées par la courbe de courant en fonction de la tension $I(V)$ et la puissance en fonction de la tension $P(V)$ pour différentes conditions de travail sur site. D'après les Figures I.6, I.7 et I.8, on peut remarquer que les caractéristiques du module PV sont non linéaires, la tension est fortement sensible vis-à-vis aux changements de la température ambiante d'une part, et le courant PV varie selon l'irradiation solaire d'autre part.

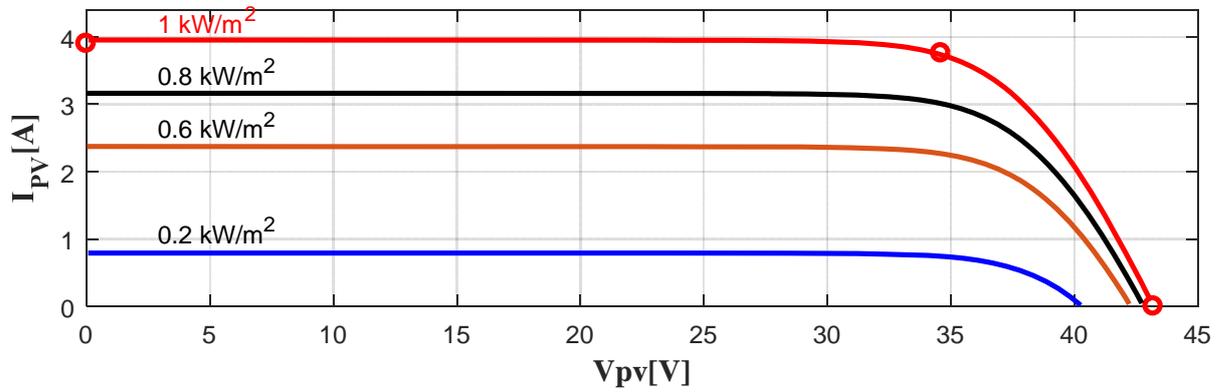


Figure I.6: Caractéristiques Courant-Tension pour différents éclaircements

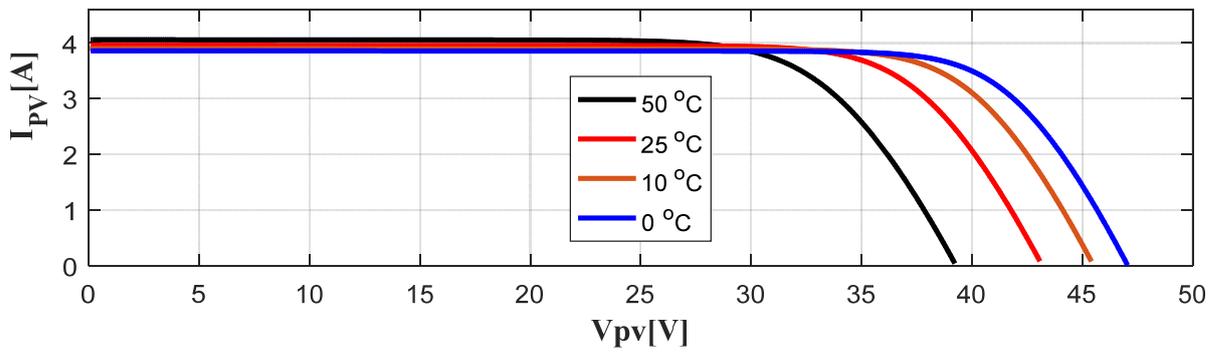


Figure I.7: Caractéristiques Courant-Tension pour différentes températures

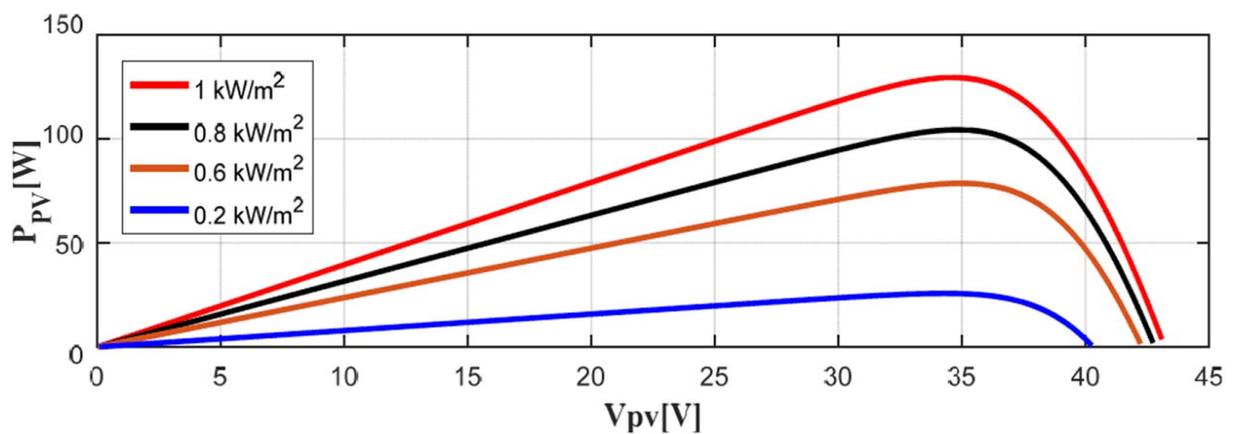


Figure I.8: Caractéristiques Puissance-Tension pour différents éclaircements

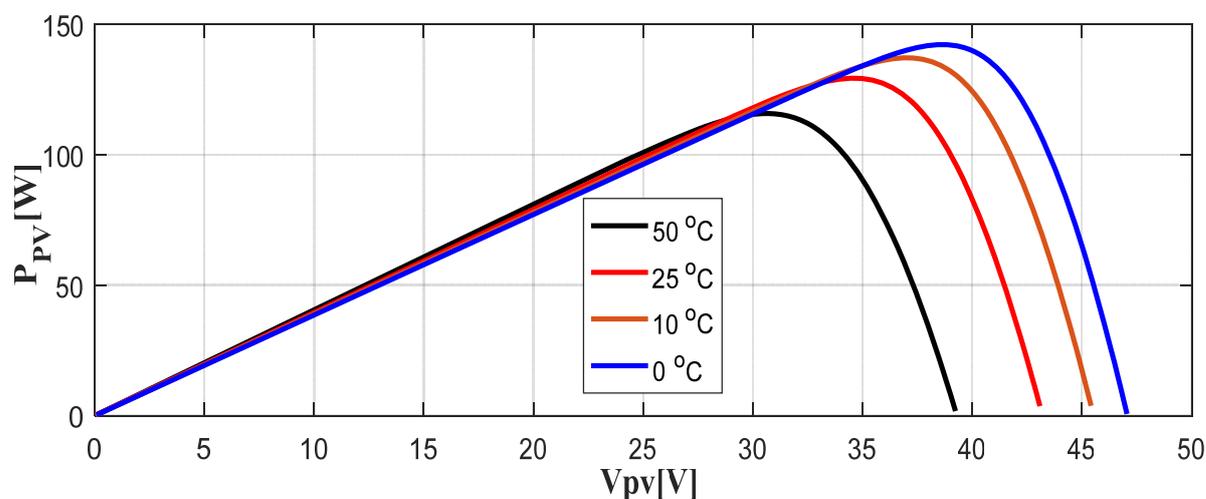


Figure I.9: Caractéristiques Puissance–Tension pour différentes températures

On constate que la caractéristique de puissance du GPV admet un seul point de puissance maximale (MPP) pour différentes conditions atmosphériques. D'après les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ illustrées dans la Figure.1.8 pour différents niveaux d'éclairement et une température fixe (25°C), on peut remarquer que le courant de court-circuit augmente d'une façon quasi-linéaire en fonction de l'éclairement et que la tension V_{co} augmente à son tour mais d'une façon non significative.

Les caractéristiques du module, pour un éclairement fixe (1000 W/m²) pour différentes températures, sont représentées par la figure I.9. On peut remarquer que la tension du circuit ouvert diminue avec l'augmentation de la température, par contre, on remarque que l'influence de la température sur le courant de court-circuit est pratiquement négligeable.

I.5 Caractéristiques du GPV pour différente structures

Les valeurs du courant, de la tension et de la puissance nominaux relatifs à l'onduleur, définient la topologie à concevoir du générateur PV. Dans cet exemple, on exposera l'influence de nombre de module en série et en parallèle sur les performances de la puissance produite, par la suite afin d'étudier l'impact des conditions climatiques sur la puissance générée, on va considérer un GPV de 16 modules (4 * 4)

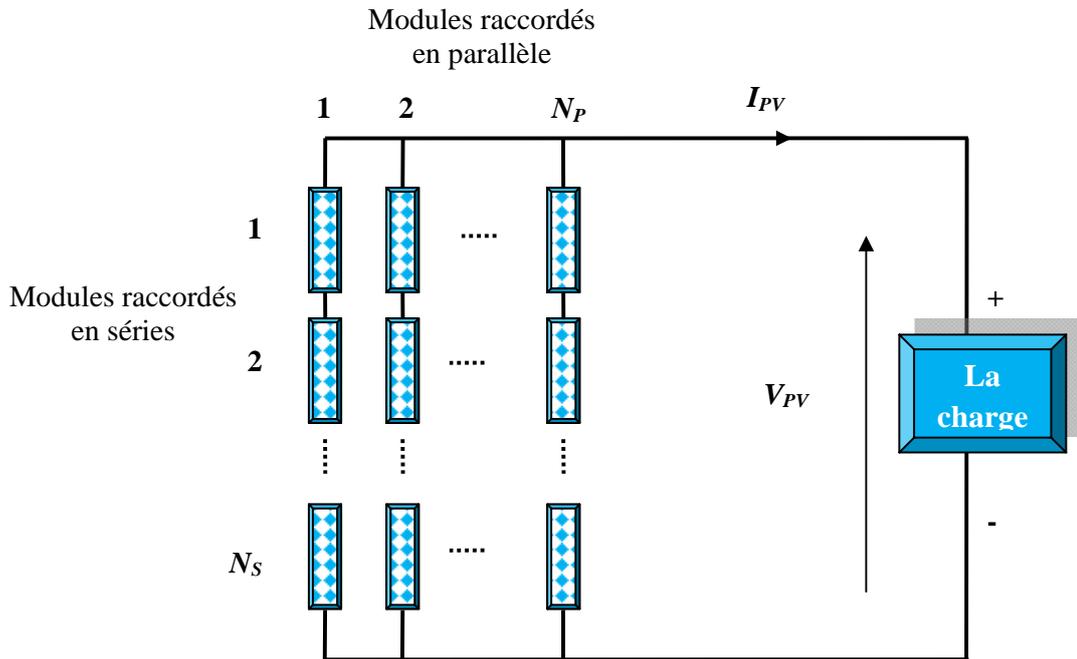


Figure I.10 : Architecture générale d'un GPV

I.5.1 Raccordement des panneaux en série

Le raccordement de plusieurs modules en série permet d'augmenter la tension. La tension totale aux bornes du générateur est égale la somme des tensions délivrées par chaque module, par contre le courant à la sortie des panneaux est équivalent à celui d'un seul module. La figure I.11 montre les caractéristiques obtenues suite à l'association en série de quatre modules identiques.

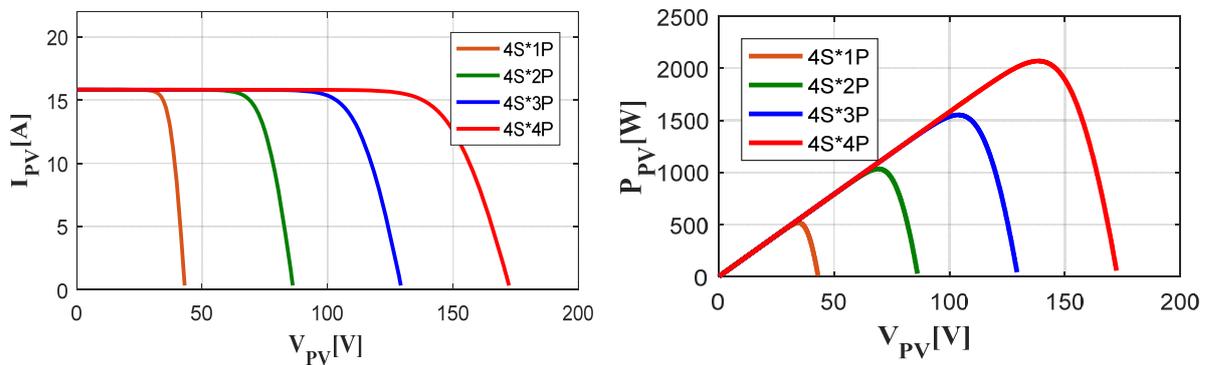


Figure I.11 : Impact du nombre de string sur les caractéristiques d'un GPV.

I.5.2 Raccordement des strings en parallèle

L'association de plusieurs modules en parallèle permet d'augmenter le courant, le courant total du générateur est égale la somme des courants délivrées par chaque module, par contre la tension au bornes des panneaux est la même d'un seul module. La figure I.12 illustre les caractéristiques obtenues par l'association en parallèle de 4 strings de 4 modules de chacun.

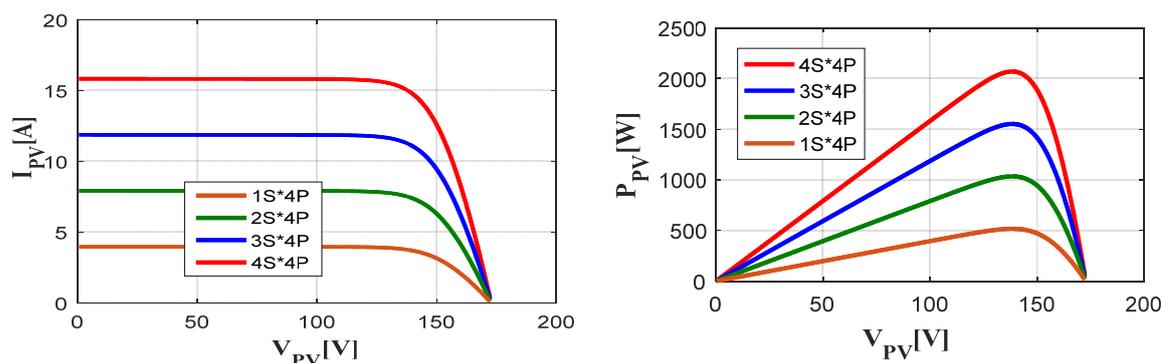


Figure I.12 : Impact de nombre de modules en parallèle sur les caractéristiques d'un GPV.

Si on considère un GPV de 16 modules de structure 4*4, sous le caractère variable des conditions météorologiques (éclairage, température), qui agissent directement sur le comportement des modules. Les figures I.13 et I.14 montrent les caractéristiques électriques externes (courant, tension, puissance) obtenus.

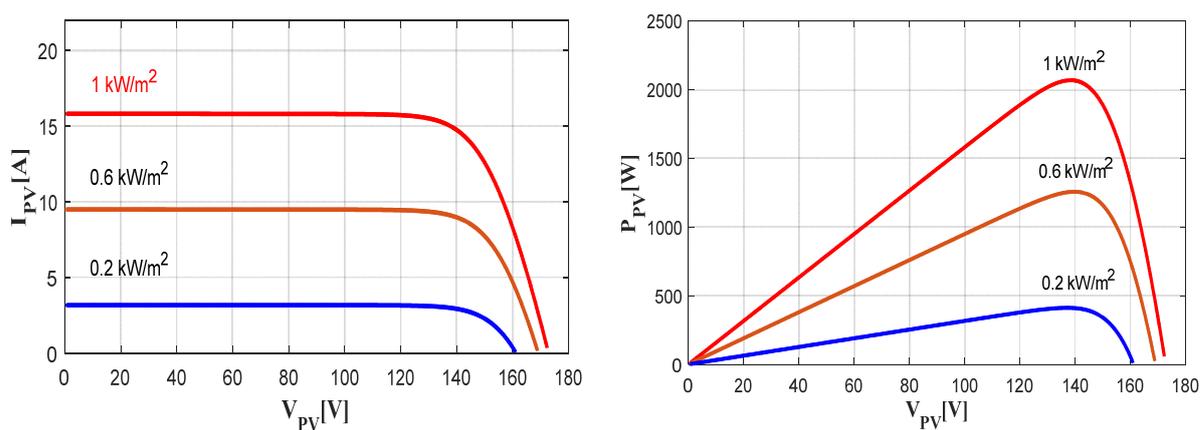


Figure I.13 : Influence de l'éclairement sur les caractéristiques d'un GPV à la température 25°C.

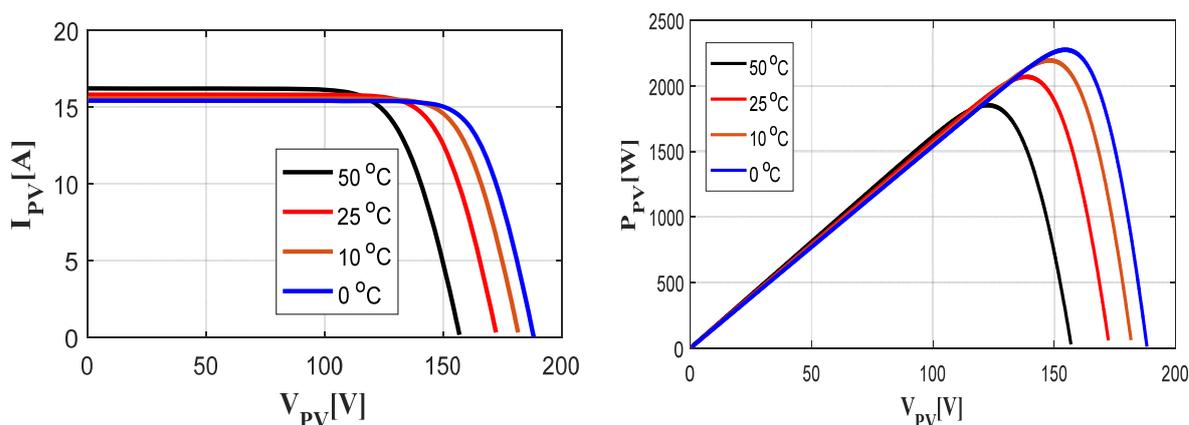


Figure I.14 : Influence de la température sur les caractéristiques d'un GPV pour l'éclairement 1000W/m^2 .

I.6. Description du système PV/Batterie autonome

Les effets des nuages intermittents et des changements de température provoquent une sortie aléatoirement fluctuante d'un système photovoltaïque (PV). Pour atténuer les impacts du système PV sur la charge, le système de stockage d'énergie par batterie (BES) est un moyen efficace afin d'atténuer les fluctuations de puissance produite.

Un système PV autonome (n'a pas de connexion avec un réseau de distribution) typique se compose d'un générateur PV, d'une batterie de stockage, d'un convertisseur DC/DC, d'un contrôleur de charge, d'un onduleur, de charges AC et/ou DC et d'une charge d'amortissement. Comme il est illustré par à la figure I.15. Un générateur photovoltaïque est constitué d'un champ photovoltaïque composé de nombreux modules et chaque module est composé de nombreuses cellules solaires. La batterie stocke l'énergie lorsque la puissance produite par le générateur PV dépasse la demande de la charge requise et cette énergie stockée est exploitée lorsque la production PV est insuffisante [7].

La demande de la charge pour un système PV autonome peut être de plusieurs types, charge DC et/ou AC. L'unité de conditionnement d'énergie fonctionne comme une interface entre tous les composants du système PV, assurant ainsi le contrôle et la protection du système. Les composants fréquemment utilisés dans l'unité de conditionnement d'énergie sont le convertisseur DC/DC, le contrôleur de charge et l'onduleur [8]. En outre, la charge d'amortissement est nécessaire pour amortir l'excès d'énergie qui est produit dans le cas où l'énergie générée par le

générateur PV est supérieure à celle demandée par la charge, suite à ça les batteries de stockage se chargent

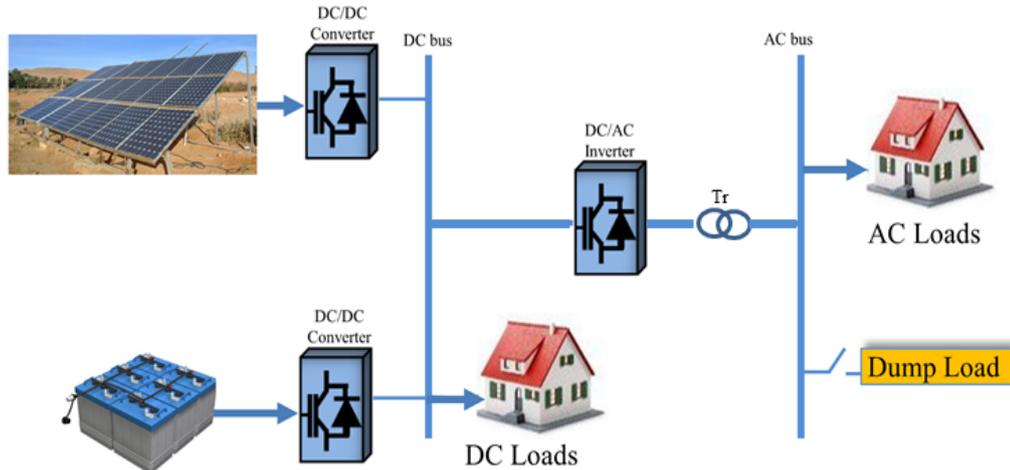


Figure I.15: Composants de base constituant un système PV autonome.

I.6.1 Configuration à bus DC

Dans structure en question, les sources d'énergie sont connectées à un seul bus DC par des dispositifs d'interfaçage électroniques de puissance appropriés [9]. Les sources d'énergie dans cette configuration, à savoir le générateur photovoltaïque, batterie de stockage produisant du courant continu, sont directement connectés au bus DC à l'aide des convertisseurs DC/CC afin de maintenir un niveau de tension DC constant. La configuration couplée en courant continu est illustrée par la figure I.16.

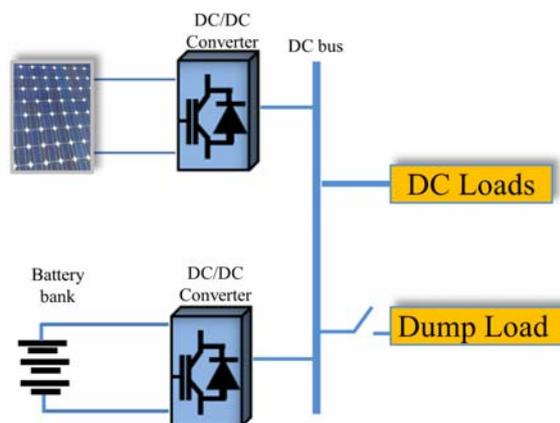


Figure I.16: Configuration à Bus DC d'un système PV autonome.

I.6.2 Configuration à bus AC

La configuration couplée en AC est la configuration la plus appropriée pour les applications industrielles car la plupart des appareils AC peuvent être directement connectés au bus AC. De plus, les protections et les normes établies sont plus faciles que la configuration couplée en courant continu. La configuration couplée AC est illustrée par la figure I.17. Dans cette configuration, les sources d'énergie sont connectées au bus AC à travers des dispositifs de puissance appropriés. Dans ce cas, le système de stockage est connecté au bus AC via un convertisseur bidirectionnel. Tandis que les charges DC sont connectées à des sources d'énergie via un convertisseur DC/DC ou connectées au bus AC à l'aide d'un convertisseur DC/AC. Cette configuration est largement utilisée dans les applications à haute fréquence telles que les avions, les stations spatiales et les sous-marins à forte charge industrielle [10]. Cependant, l'utilisation de convertisseurs DC/AC augmente le coût du système et les pertes de puissance.

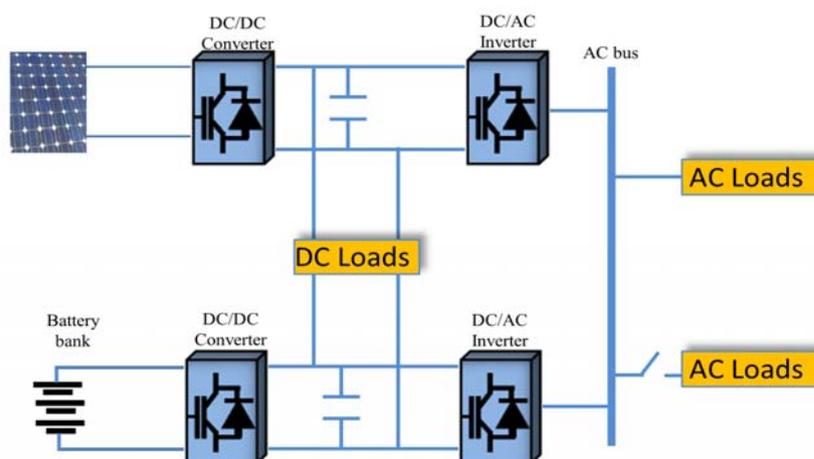


Figure I.17: Configuration à Bus AC d'un système PV autonome.

I.6.3 Architecture à bus DC/AC

La configuration couplée en DC-AC hybride possède à la fois des bus DC et AC. Dans cette configuration, les sources d'énergie DC sont connectées au bus DC par une interface appropriée. Le bus AC est connecté au bus DC à l'aide d'un onduleur DC/AC. Cependant, les charges DC sont directement alimentées par le bus DC. Tandis que les charges AC reçoivent l'énergie directement du bus AC. La configuration couplée hybride DC-AC est présentée dans la figure I.18. L'application d'une configuration DC-CA hybride permet d'éliminer de nombreuses étapes de conversion d'énergie [11], ce qui réduirait les coûts des composants et les pertes de puissance,

et augmenterait la fiabilité du système. En conséquence, cette configuration a une efficacité énergétique plus élevée et un coût inférieur par rapport aux configurations vues antérieurement. Cependant, la gestion, le contrôle et le fonctionnement d'une configuration couplée DC-AC hybride sont relativement plus compliqués que ceux d'une configuration couplée en DC ou AC.

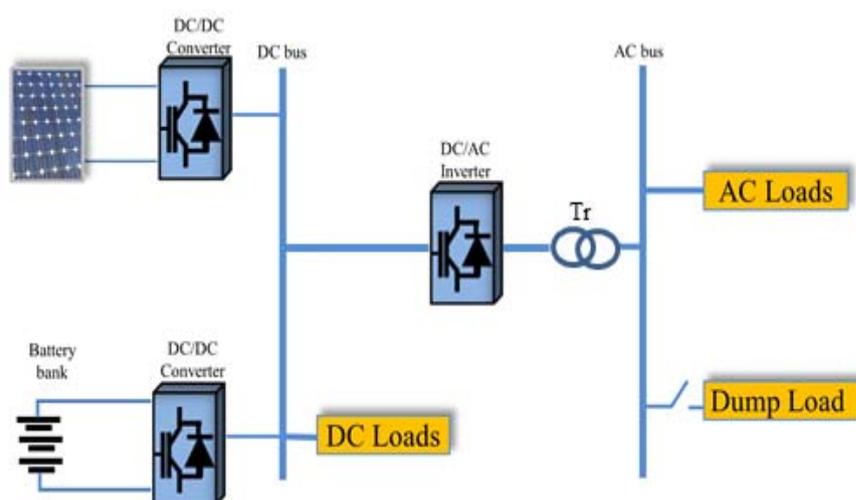


Figure I.18: Configuration à Bus hybride DC/AC d'un système PV autonome.

I.6.4 Convertisseur DC-DC bidirectionnel

Le convertisseur DC-DC bidirectionnel réversible en courant est devenu une solution prometteuse pour intégrer le stockage d'énergie dans les systèmes multi-sources, y compris les systèmes d'énergie renouvelable, les véhicules hybrides, les véhicules à pile à combustible, etc. Cela réduit non seulement les coûts et améliore l'efficacité, mais améliore également les performances du système [12-18].

Pour réaliser une dissipation bidirectionnelle de la puissance dans les convertisseurs DC-DC bidirectionnels, la cellule de commutation doit transporter le courant dans les deux sens. On utilise souvent un commutateur de puissance à semi-conducteur unidirectionnel tel que le MOSFET de puissance (Metal-Oxide-Semiconductor-Field-Effect-Transistor) ou IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) en parallèle avec une diode [13]. L'hacheur Buck-Boost (Figure I.19) fonctionne selon les deux modes suivants : En mode Buck, où $Q1=1$; $Q2=0$, En mode Boost, où $Q1=0$; $Q2=1$,

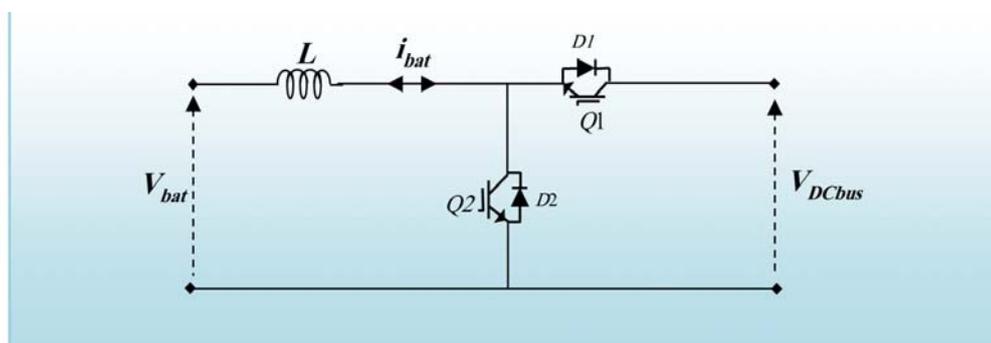


Figure I.19: Circuit équivalent du convertisseur DC-DC bidirectionnel Buck-Boost

I.6.5 Technologies des batteries de stockage

La batterie est une solution classique destinée au stockage de l'électricité sous forme d'énergie chimique. Les technologies de stockage de batterie présentées font référence à des batteries rechargeables qui peuvent être utilisées comme sources de stockage d'énergie [19].

Un système de batterie se compose généralement d'une ou de plusieurs cellules connectées en série ou en parallèle en fonction de la tension et de la capacité de sortie souhaitées. Chaque élément de batterie comprend une cathode (électrode positive), une anode (électrode négative) et un électrolyte qui fournit le support de transfert d'électrons entre les deux électrodes. Pendant la décharge, les réactions électrochimiques des deux électrodes génèrent un flux d'électrons à travers un circuit externe. Pendant le processus de charge, les réactions électrochimiques sont inversées et la batterie absorbe l'énergie électrique du circuit externe [20]. Trois familles de batteries sont actuellement utilisées par les industriels : les batteries Plomb-acide, les Nickel et les Lithium

- **Batteries au Plomb-acide [22, 23]**

Les batteries au Plomb-acide (Figure I.20) sont le type rechargeable le plus. Elles sont considérées comme des technologies très matures. Elles sont faciles à installer et ont un faible coût. Les batteries plomb-acide régulées par valve ne nécessitent pas un entretien important. Les taux d'autodécharge de ce type de batteries sont très faibles, environ 2 à 5 % de la capacité nominale par mois, ce qui les rend idéales pour les applications de stockage à long terme.

Cependant, les inconvénients des batteries au plomb-acide sont de faible densité énergétique et une durée de vie courte.

La densité énergétique typique est d'environ 30 Wh/kg et la durée de vie typique est comprise entre 1200 et 1800 cycles. La durée de vie du cycle est affectée par la profondeur de décharge et ils ce type de batteries ne convient pas aux décharges supérieures à 20 % de la capacité nominale.

Les performances du plomb-acide sont également affectées par la température : une température assez élevée (avec la limite supérieure de 45°C) réduit la durée de vie de la batterie et une basse température (avec la limite inférieure de -5°C) réduit l'efficacité.



Figure I.20 : Exemple des batteries Plomb-acide [27]

- **Batteries à base de nickel [19, 24-26]**

Dans une batterie à base de nickel (Figure I.21), de l'hydroxyde de nickel est utilisé sur l'électrode positive, mais pour l'électrode négative, différents matériaux peuvent être utilisés. Il existe trois types de batteries à base de nickel, à savoir la batterie nickel-cadmium (NiCd), la batterie nickel-hydrure métallique (NiMH) et la batterie nickel-zinc (NiZn). La technologie NiCd utilise de l'hydroxyde de cadmium, la NiMH utilise un alliage métallique et la NiZn utilise de l'hydroxyde de zinc.

Les batteries à base de nickel ont des densités énergétiques plus importantes que celles à base de plomb, 50 Wh/kg pour le NiCd, 80 Wh/kg pour le NiMH et 60 Wh/kg pour le NiZn. Les batteries NiCd atteignent maintenant le niveau de maturité des batteries plomb-acide. Les batteries NiCd ont une durée de vie plus longue d'environ 3000 cycles et peuvent être complètement déchargées sans dommage.

À titre d'exemple, cette technologie est utilisée dans le système de stockage d'énergie du projet Alaska Golden Valley qui fournit un secours énergétique à un système d'alimentation électrique isolé. Ce projet est considéré comme étant le système de batterie le plus puissant au monde. La production pouvant aller jusqu'à 52 MW de l'alimentation de secours d'urgence pendant 15 minutes. Cependant, deux inconvénients l'exploitation à grande échelle de cette technologie. L'un est le prix élevé, car la batterie NiCd peut être 10 fois plus chère que la batterie plomb-acide. Un autre inconvénient est les préoccupations environnementales sur la toxicité du cadmium et les problèmes de recyclage relatifs. Les batteries NiMH ont une densité énergétique élevée qui est deux fois plus supérieure à celle des batteries plomb-acide.

En effet ce type de batteries peut être recyclé et ses composants sont inoffensifs pour l'environnement. Ils peuvent également être utilisés dans de des larges plages de température tout en fonctionnant avec une tension élevée. Cependant si ces batteries sont sollicitées plusieurs fois en décharge particulièrement à des courants de charge élevés ceci réduira leur durée de vie à environ 200-300 cycles. L'effet mémoire réduira aussi le SoC (état de charge) utile à la batterie. Concernant les batteries NiZn, ces dernières ont les mêmes avantages que les batteries NiMH et admettent une capacité de cycle profonde que les batteries NiCd, mais elles souffrent d'un cycle de vie minime à cause de la croissance rapide des dendrites.



Figure I.21: Exemple des batteries Nickel cadmium [27].

- **Batteries lithium-ion [19, 24-26]**

Les batteries lithium-ion (Figure I.22) atteignent d'excellentes performances dans les appareils électroniques portables et médicaux. Cette technologie est aujourd'hui typiquement portée par le marché de l'électronique (Smartphone, tablette, appareil photo numérique, etc.). Comme ces batteries sont plus légères, plus petites et plus puissantes que les autres batteries, elles sont très attractives pour les applications dans les véhicules électriques. Elles ont la densité

d'énergie la plus élevée (100-250 Wh/kg) et la densité de puissance la plus élevée (800-2000 W/kg) parmi toutes les batteries. Les autres avantages des batteries au lithium incluent un rendement élevé, un faible effet mémoire et un faible taux d'autodécharge. C'est la raison pour laquelle les batteries lithium-ion sont très prometteuses pour être utilisées pour les véhicules électriques ou pour les véhicules hybrides.

Certains inconvénients existent dans cette technologie. Les batteries lithium-ion sont théoriquement caractérisées par une durée de vie d'environ 3000 cycles à 80% de profondeur de décharge. En réalité, les batteries lithium-ion ne sont pas robustes et parfois très fragiles. Les cycles de vie sont affectés par la température et seraient fortement raccourcis par les décharges profondes. D'autre part, les batteries lithium-ion nécessitent un circuit de protection spécial pour éviter les surcharges et nécessitent des systèmes de gestion sophistiqués pour maintenir des conditions de fonctionnement sûres. Un autre inconvénient est que le coût des batteries lithium-ion, est de 900 \$/kWh à 1 300 \$/kWh. Ces facteurs limiteront l'utilisation des batteries lithium-ion dans des systèmes à grande capacité.



Figure I.22: Exemple des batteries lithium ion [27]

I.8 Conclusion

Au sein du présent chapitre, nous avons présenté une étude théorique sur le générateur PV qui représente une source principale d'énergie électrique de la chaîne de conversion photovoltaïque. En premier lieu, une modélisation et simulation de la cellule PV, l'élément de base du GPV, est établie afin d'étudier l'impact des conditions climatiques sur son fonctionnement. Ensuite, les caractéristiques du GPV pour différentes structures des modules (séries et/ou parallèle) sont présentées.

Comme tous les dispositifs semi-conducteurs, les cellules solaires sont sensibles à la température. Cette dernière est un paramètre important dans le comportement des cellules photovoltaïques. En effet, dans le cas où la température augmente, on remarque une diminution rapide de la tension. Par conséquent on note également une diminution de la puissance maximale disponible. D'autre part, l'effet du rayonnement solaire sur la puissance maximale disponible est supérieur à celui de la variation de la température.

Dans le but de remédier au problème d'intermittence de l'énergie PV, nous avons mis en exergue un aperçu sur les architectures les plus rencontrées des systèmes PV/batterie autonome à un ou à deux étages de conversion, suivant la nature de la charge (DC ou AC). Nous avons présenté notamment les types de batteries utilisées dans le système.

Le prochain chapitre traitera l'optimisation de la puissance produite par un générateur photovoltaïque, pour différentes conditions météorologiques ainsi que la prise en charge de la variation de la charge.

I.9 Références 1

- [1] ABBES, Dhaker. Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome. *En ligne*. Thèse Génie électrique. Poitiers: Université de Poitiers, 2012. Disponible sur Internet <http://theses.univ-poitiers.fr>, 2012.
- [2] N. Duncan and K. S. Robert, 'The Canadian Renewable Energy Guide', Burns town, General Store Publishing House, 1995.
- [3] CABAL, Cedric. *Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque*. 2008. Thèse de doctorat. Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier.
- [4] R. Nicolas, « Les cellules photovoltaïques en silicium: théorie et fabrication », EDP Sciences, 2017.
- [5] A.T. Singo, « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome», Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [6] Villalva, M.G., Gazoli, J.R., Filho, E.R., 2009. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Trans. Power Electron.* 24, 1198– 1208.
- [7] Khatib, T., Ibrahim, I. A., & Mohamed, A. (2016). A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. *Energy Conversion and Management*, 120, 430-448.
- [8] Agbossou K, Kolhe M, Hamelin J, Bose TK. Performance of a stand-alone renewable energy system based on energy storage as hydrogen. *IEEE Trans ENERGY Convers* 2004;19:633–40.
- [9] Maharjan L, Inoue S, Akagi H. A transformerless energy storage system based on a cascade multilevel PWM converter with star configuration. *IEEE Trans Ind Appl* 2008;44:1621–30.
- [10] Sood PK, Lipo TA, Hansen IG. A versatile power converter for high frequency link systems. *IEEE Trans Power Electron* 1987;3:249–56.

- [11] Nehrir MH, Wang C, Strunz K, Aki H, Ramakumar R, Bing J, et al. A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation. *IEEE Trans Sustain Energy* 2011;2:392–403.
- [12] ZHANG, Junhong. *Bidirectional DC-DC power converter design optimization, modeling and control*. 2008. Thèse de doctorat. Virginia Tech.
- [13] Daud, M. Z., Mohamed, A., & Hannan, M. A. (2013). An improved control method of battery energy storage system for hourly dispatch of photovoltaic power sources. *Energy Conversion and Management*, 73, 256-270.
- [14] RIFFONNEAU, Yann. *Gestion des flux énergétique dans un système photovoltaïque avec stockage connecter au réseau—Application à l'habitat*. 2009. Thèse de doctorat. Université Joseph-Fourier-Grenoble I.
- [15] STOYANOV, Ludmil. *Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables*. 2011. Thèse de doctorat. Université Pascal Paoli.
- [16] Gao, L., Jiang, Z., & Dougal, R. A. (2004). An actively controlled fuel cell/battery hybrid to meet pulsed power demands. *Journal of Power Sources*, 130(1-2), 202-207.
- [17] SINGO, Akassewa Tchapo. *Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome*. 2010. Thèse de doctorat. Université Henri Poincaré-Nancy 1.
- [18] KANCHEV, Hristiyan. *Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable: Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain*. 2014. Thèse de doctorat. Ecole centrale de Lille.
- [19] ZHOU, Zhibin. *Modeling and power control of a marine current turbine system with energy storage devices*. 2014. Thèse de doctorat. Université de Bretagne occidentale-Brest.
- [20] Tremblay, O., Dessaint, L. A., & Dekkiche, A. I. (2007, September). A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. In *2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference* (pp. 284-289).

- [21] URBAIN, Matthieu. *Modélisation électrique et énergétique des accumulateurs Li-Ion. Estimation en ligne de la SOC et de la SOH*. 2009. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Lorraine.
- [22] Hadjipaschalis, I., Poullikkas, A., & Efthimiou, V. (2009). Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(6-7), 1513-1522.
- [23] Khaligh, A., & Li, Z. (2010). Battery, ultracapacitor, fuel cell, and hybrid energy storage systems for electric, hybrid electric, fuel cell, and plug-in hybrid electric vehicles: State of the art. *IEEE transactions on Vehicular Technology*, 59(6), 2806-2814.
- [24] Divya, K. C., & Østergaard, J. (2009). Battery energy storage technology for power systems—An overview. *Electric power systems research*, 79(4), 511-520.
- [25] Kumagai, J. (2012). A battery as big as the grid. *IEEE Spectrum*, 49(1), 45-46.
- [26] J. Baker, “New technology and possible advances in energy storage,” *Energy Policy*, vol. 36, pp.4368-4373, 2008.
- [27] Boukebbous seifeddine, 2018, contribution à l'étude d'une installation photovoltaïque avec stockage connectée au réseau électrique, thèse de doctorat, Université des Frères Mentouri de Constantine.

CHAPITRE II :

DEVELOPPEMENT ET VALIDATION D'UNE COMMANDE MPPT BACKSTEPPING.

II.1 Introduction

II.2 Techniques de recherche du point de puissance maximale

II.2.1 MPPT par P&O

II.2.2 Progrès des MPPTs classiques

II.3 Amélioration de la MPPT P&O par l'approche de backstepping

II.3.1 Développement de la commande MPPT Backstepping

II.4 Résultats de simulation

II.5 Validation Expérimentale

II.5.1 Poursuite du point de fonctionnement optimal

II.5.2 Fonctionnement avec charge résistive variable (augmentation)

II.5.3 Fonctionnement avec charge résistive variable (décroissante)

II.6 Conclusion

II.7 Références 2

II.1 Introduction

L'énergie électrique produite par un générateur PV dépend des variations des conditions météorologiques ou de la charge. Dans le but d'assurer l'exploitation optimale d'énergie solaire PV, l'étage d'adaptation doit être muni d'une commande MPPT. Dans ce chapitre et dans le but d'atteindre cet objectif, une commande MPPT robuste basée sur la technique de backstepping est développée. Une étude théorique assez exhaustive sera présentée au début du chapitre, par la suite on présentera les résultats obtenus par des simulations sous MATLAB/Simulink/SimPowerSystems d'un système photovoltaïque alimentant une charge résistive DC variable pour différentes valeurs de températures et d'ensoleillement. Les résultats de simulations sont comparés avec les valeurs obtenus en utilisant la méthode à pas variable de la technique « Perturbe and Observe ».

Enfin, l'approche MPPT combinée à la technique backstepping est abordée et validée en utilisant le banc d'essai présent au sein du Laboratoire LGEB université Mohamed Khider de Biskra.

II. 2 Techniques de recherche du point de puissance maximale

La commande MPPT est utilisée pour assurer le fonctionnement optimal du générateur PV, qui dépend fortement des conditions météorologiques et des variations de charge [1]. Différentes méthodes sont développées afin de maximiser la puissance PV fournie.

II.2.1 MPPT par Perturbation et Observation P&O

La technique P&O est la méthode de MPPT la plus populaire [2-5], elle est basée sur la règle générale des états, où : la pente de la courbe de $P(V)$ égale zéro au MPP, négatif du côté gauche du MPP et positif du côté droit. Comme l'indique son nom, elle est basée sur le principe de la perturbation du système en augmentant ou en diminuant la tension de sortie PV et en observant son effet sur la puissance de sortie.

Comme il est illustré sur la courbe $P_{PV}(V_{PV})$, figure II.1, nous pouvons remarquer que s'il y a une même variation positive ou négative des deux signaux de sortie (puissance et tension), le point de fonctionnement du système est situé à gauche du MPP, dans ce cas l'augmentation dans

la V_{PV} est exigée afin de suivre le MPP. Contrairement, quand la variation de P_{PV} et V_{PV} est différente, le point de fonctionnement du système est situé côté droit, il vient que la diminution dans la tension PV est exigée pour suivre le MPP. Suite à cette analyse, à partir du changement de V_{PV} sur la courbe de $P(V_{PV})$, il est facile de localiser la position du point de fonctionnement du système

Pour aboutir à cette exigence de poursuite, une commande appropriée peut déplacer le point de fonctionnement à la puissance maximale MPP. En effet, si une augmentation de V_{PV} mène à l'augmentation de P_{PV} la direction de la perturbation est maintenue. Et par conséquent, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le MPP. La figure II.2 représente l'organigramme de la méthode classique de P&O MPPT, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension (Tableau II.1). Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du panneau PV) sont exigés pour déterminer la puissance PV à chaque pas de calcul.

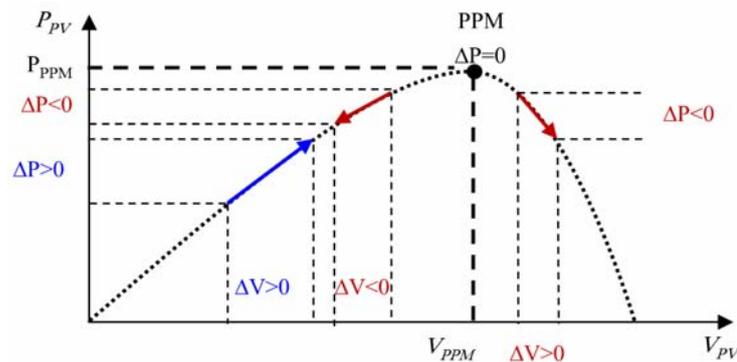


Figure II.1 : Variations de la puissance et de la tension sur la caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$ d'un GPV

Tableau II.1: Principe de fonctionnement de MPPT P&O

Position	Variations	Opérations
1	$dp=0$	Aucune
2	$+dp/+dv$	+ C
3	$+dp/-dv$	- C
4	$-dp/-dv$	+ C
5	$-dp/+dv$	- C

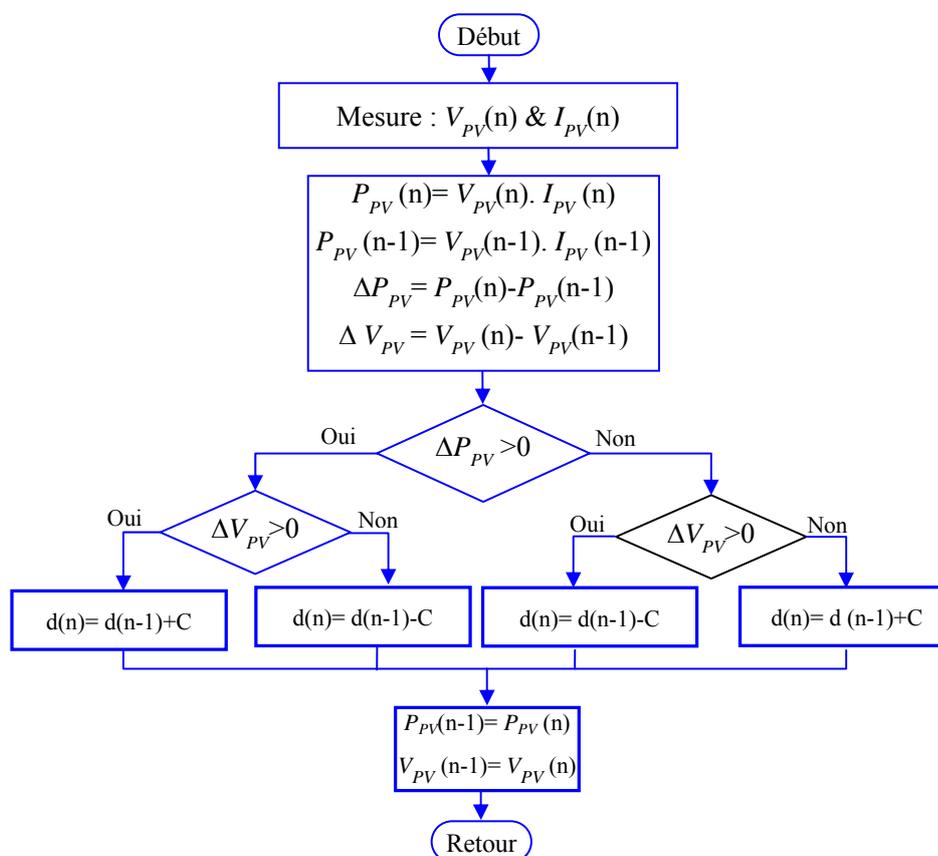


Figure II.2 : Organigramme de la méthode perturbe & observe.

La méthode P&O est souvent utilisée en raison de sa facilité d'exécution. Cependant, les techniques classiques de P&O basées sur la perturbation fixée ΔV sont limitées [6, 7], on note que le petit ΔV cause des petites oscillations pendant le régime permanent mais avec une réponse plus lente, par contre, le grand ΔV mène à une réponse plus rapide mais avec des oscillations plus élevées en régime permanent. Généralement la valeur optimale de ΔV est directement liée au système et devrait être déterminée expérimentalement [8]. Il est parfois difficile de réaliser l'optimisation de cette méthode.

II.2.2 Progrès des MPPTs classiques

Dans le but d'améliorer la qualité de puissance PV utilisant la technique P&O, plusieurs techniques ont été proposées dans la littérature ; P&O à pas adaptative [3, 4], méthode P&O adaptative [5, 6, 7], méthode prédictive et adaptative [8], contrôleur de logique floue [9, 10], une optimisation d'essaim de particules modifiée dans [11], et dans [12] l'algorithme basé sur un réseau de neurones.

Parmi ces approches, la commande robuste pour MPPT basée sur un contrôleur mode glissant (SM) de premier ordre est largement utilisée [13, 14, 15]. Cette dernière garantit la stabilité robuste et la réponse rapide du système, mais, l'inconvénient principal de cette méthode est le chattering « broutement ». Afin de remédier à ce problème, plusieurs travaux de recherches sont proposés, on cite : l'approche du mode glissant de second ordre basé sur le processus de super twisting est appliquée dans [15], l'hybride flou-glissant est présenté dans [17, 18] et il est basé sur l'estimation des paramètres de l'algorithme génétique. Aussi les auteurs de [19] ont proposé une technique améliorée pour le contrôleur SM-intégral.

Par ailleurs, compte tenu de sa mise en œuvre simple et de sa robustesse naturelle, un nombre considérable de travaux de recherche axés sur les schémas MPPT backstepping ont été investigués.

Tableau II.2 : Expressions des perturbations variables

Références	Expressions des pas variable
[25]	$d(k) = d(k-1) \pm N \cdot (\Delta P / \Delta d) / (P/d) $
[26]	$d(k) = d(k-1) \pm (M \Delta P / d(k-1))$
[27]	$V_{ref}(k) = V_{ref}(k-1) \pm N \cdot \Delta P / \Delta V $
[28], [29]	$V_{ref}(k) = V_{ref}(k-1) \pm N \cdot \Delta P / \Delta I $
[30]	$V_{ref}(k) = V_{ref}(k-1) \pm N \cdot \Delta P / (\Delta V - \Delta I)$
[31]	$V_{ref}(k) = V_{ref}(k-1) \pm N \cdot \Delta P / \Delta d $

Récemment, diverses structures ont été étudiées [20-24], où la tension souhaitée est synthétisée en ligne, dans la première boucle en utilisant : un algorithme de recherche d'extremum dans [20], un plan de régression dans [21], un algorithme de conductance incrémentale dans [22, 23], et la technique P&O à pas fixe dans [24]. Le tableau II.2 résume quelques expressions des MPPT P&O avec des perturbations variables

II.3 Amélioration de la MPPT P&O par l'approche de backstepping

La commande par Backstepping est devenue depuis des années l'une des méthodes les plus utilisées pour le control robuste des systèmes non linéaires. Elle est basée sur le choix d'une fonction de Lyapunov pour chaque étape, pour déterminer les lois

de commande virtuelles des sous-systèmes séquentiellement et systématiquement, afin de synthétiser une loi de contrôle robuste du système global. Les figures II.3 et II.4 ci-dessous représentent le schéma synoptique et électrique du système photovoltaïque DC avec la commande MPPT backstepping proposée.

II.3.1 Développement de la commande MPPT Backstepping

La deuxième boucle du contrôle est basée sur la technique backstepping qui est robuste naturellement et elle est structurée par l'identification d'un état virtuel de la commande et le forcer pour devenir la fonction stabilisante, pour aboutir à cette fin, une variable correspondante d'erreur sera générée.

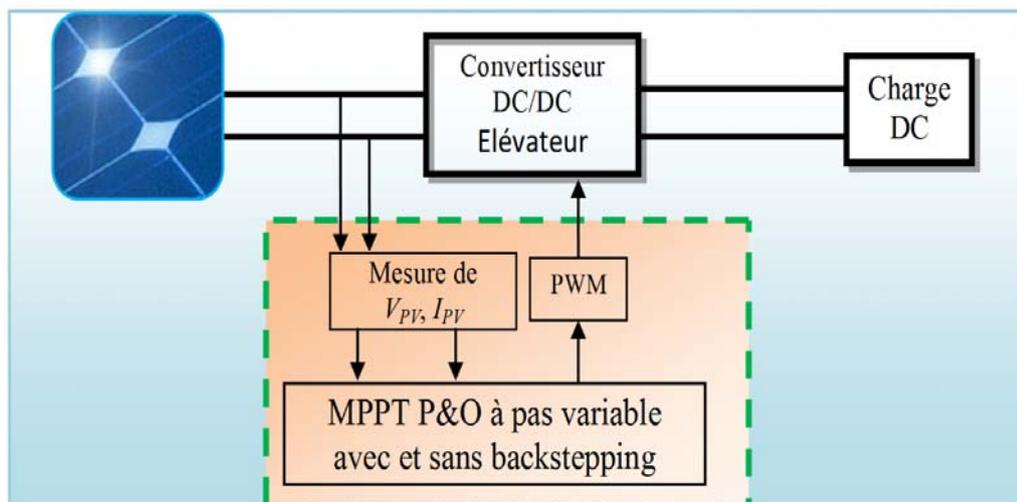


Figure II.3 : Schéma synoptique du système photovoltaïque DC avec MPPT backstepping.

Ensuite, la variable d'erreur peut être stabilisée par un choix approprié d'entrée de la commande en se référant à la théorie de stabilité de Lyapunov. Dans notre cas, la commande MPPT backstepping est basée sur le modèle dynamique du convertisseur élévateur utilisé qui peut être illustré par le modèle (II.1) [20, 23],

$$\begin{aligned} C_1 \cdot \dot{V}_{PV} &= i_{PV} - i_L \\ L \cdot \dot{i}_L &= V_{PV} - d' \cdot V_0 \end{aligned} \quad (II.1)$$

Avec i_{PV} , i_L : courants PV et de l'inductance du boost. C_1 , L : Capacité du condensateur et l'inductance de la bobine du boost. V_{PV} , V_0 : les tensions PV et de sortie du boost. $d' = 1 - d$, tel que d est le rapport cyclique.

Première étape :

Dans la boucle externe du contrôle, l'erreur de tension est calculée comme suit,

$$e_1 = V_{PV} - V_{ref} \quad (II.2)$$

En dérivant (II.2), on trouve la dynamique de l'erreur de tension (II.3),

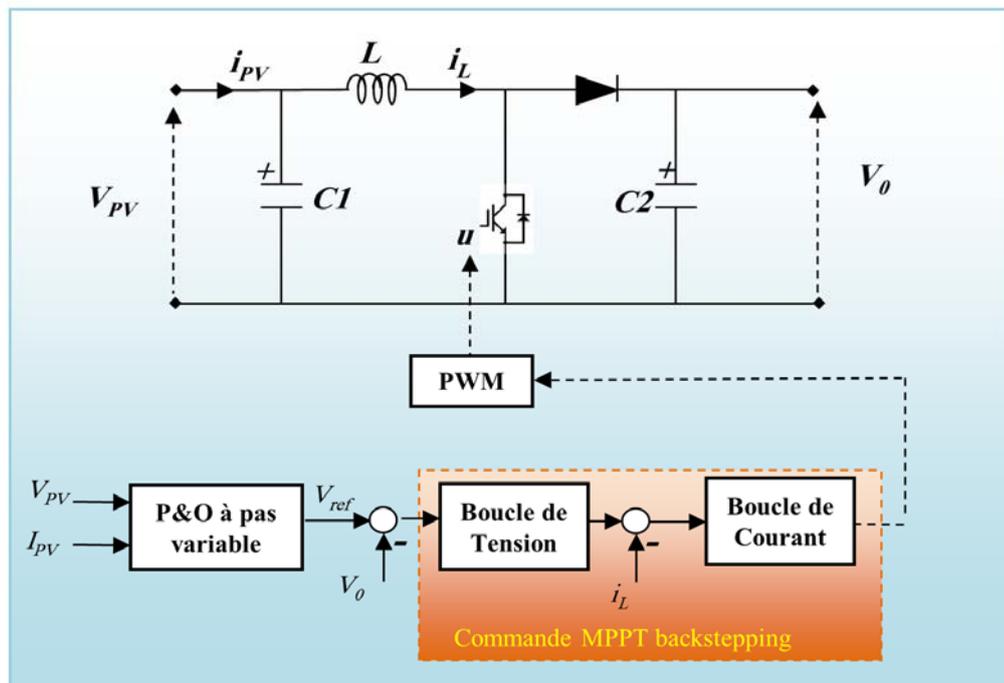


Figure II.4 : Schéma électrique d'un élévateur de tension (boost) avec sa commande MPPT backstepping.

$$\dot{e}_1 = \dot{V}_{PV} - \dot{V}_0 = \frac{i_{PV}}{C_1} - \frac{i_L}{C_1} - \dot{V}_{ref} \quad (II.3)$$

La fonction de Lyapunov candidate et $V_1 = 0.5 \cdot e_1^2$ [20], et sa dérivée est (II.4),

$$\dot{V}_1 = e_1 \dot{e}_1 = e_1 \left(\frac{i_{PV}}{C_1} - \frac{i_L}{C_1} - \dot{V}_{ref} \right) \quad (II.4)$$

Considérant $\dot{e}_1 = -k_1 e_1$, nous donne $\dot{V}_1 = -k_1 e_1^2 < 0$ et on trouve que le premier sous-système est stable exponentiellement pour $k_1 > 0$,

$$\frac{i_{PV}}{C_1} - \frac{i_L}{C_1} - \dot{V}_{ref} = -k_1 e_1 \quad (II.5)$$

En (II.5), i_L se comporte comme une entrée de commande virtuelle, pour $i_L = i_{ref}$, nous pouvons trouver la fonction stabilisante :

$$i_{ref} = k_1 \cdot C_1 \cdot e_1 + i_{PV} - C_1 \cdot \dot{V}_{ref} \quad (II.6)$$

Deuxième étape :

Dans cette étape la variable de l'erreur est définie pour contrôler le courant,

$$e_2 = i_L - i_{ref} \quad (II.7)$$

Ceci représente la différence entre la commande virtuelle et sa valeur de référence. Maintenant, remplaçant (II.6) dans (II.3), la dynamique de l'erreur de courante est donnée comme suit,

$$\dot{e}_1 = \frac{e_2}{C_1} - \frac{i_{ref}}{C_1} - \frac{V_{PV}}{C_1} - \dot{V}_0 = -\frac{e_2}{C_1} - k_1 e_1 \quad (II.8)$$

La dérivée du courant de référence est,

$$\dot{i}_{ref} = k_1 \cdot C_1 \cdot \dot{e}_1 + \dot{i}_{PV} - C_1 \ddot{V}_{ref} \quad (II.9)$$

En dérivant l'expression (II.7), nous obtenons la dynamique d'erreur de courant :

$$\dot{e}_2 = \dot{i}_L - \dot{i}_{ref} = \frac{V_{PV}}{L} - d' \frac{V_0}{L} - k_1 \cdot C_1 \cdot \dot{e}_1 - \dot{i}_{PV} + C_1 \ddot{V}_{ref} \quad (II.10)$$

Nous utilisons la fonction candidate de Lyapunov soit,

$$V_2 = V_1 + 0.5 \cdot e_2^2 \quad (II.11)$$

Sa dérivée est,

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 + e_2 \dot{e}_2 \quad (II.12)$$

La substitution de (II.4) et (II.10) dans (II.12) donne,

$$\dot{V}_2 = -k_1 e_1^2 + e_2 \left[k_2 e_2 - d' \frac{V_0}{L} + \frac{V_{PV}}{L} - \frac{e_1}{C_1} - k_1 C_1 \dot{e}_1 - \dot{i}_{PV} + C_1 \ddot{V}_{ref} \right] \quad (II.13)$$

Finalement, l'expression de la fonction du contrôleur backstepping est définie comme suit:

$$d' = \frac{L}{V_0} \left[\frac{V_{PV}}{L} - \frac{e_1}{C_1} + k_2 e_2 - k_1 C_1 \dot{e}_1 - \dot{i}_{PV} + C_1 \ddot{V}_{ref} \right]$$

Avec, $d' = 1 - d$, tel que d est le rapport cyclique.

En remplaçant cette dernière expression dans (II.13), on vérifie que la dérivée de la fonction de Lyapunov est négative $\dot{V}_1 = -k_1 e_1^2 - k_2 e_2^2 < 0$, par conséquent, le système est globalement asymptotiquement stable pour k_1 et k_2 positives.

II.4 Résultats de simulation

Afin de tester l'efficacité de notre commande, des simulations ont été réalisées sous Matlab /SimPowerSystems (figure II.5). Les spécifications du panneau PV sont données à l'annexe (Tableau A.5), les résultats ci-dessous résument les performances d'un système PV [34], en considérant les différents changements climatiques ainsi que la variation de la charge résistive.

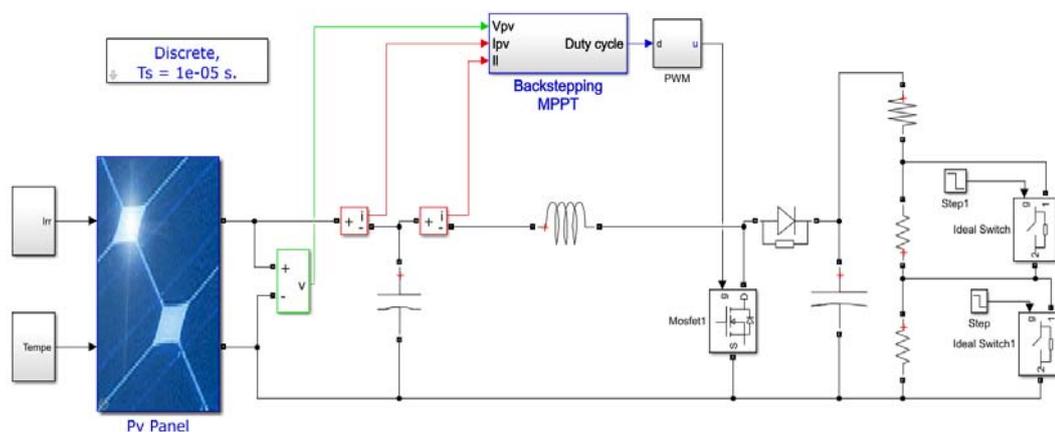
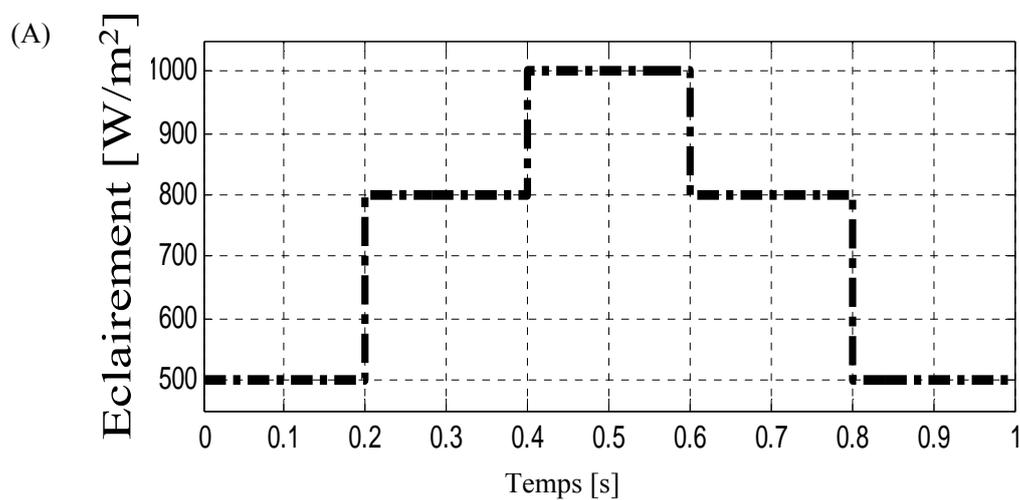


Figure II.5 : Schéma bloc sous Matlab de la commande MPPT backstepping

Les performances du system PV, pour une charge résistive constante de 20Ω , la température fixée (298K) et l'irradiation variable sont illustrées par la figure II.6. Figure II.6(A) représente le profil des variations de l'irradiation (500, 800, 1000, 800, 500 W/m^2). Les figures (B), (C) et (D) représentent les courbes de la puissance PV, le courant PV et la tension PV, respectivement (pour les trois tests représentés par les figures II.6, II.7 et II.8 ci-après).



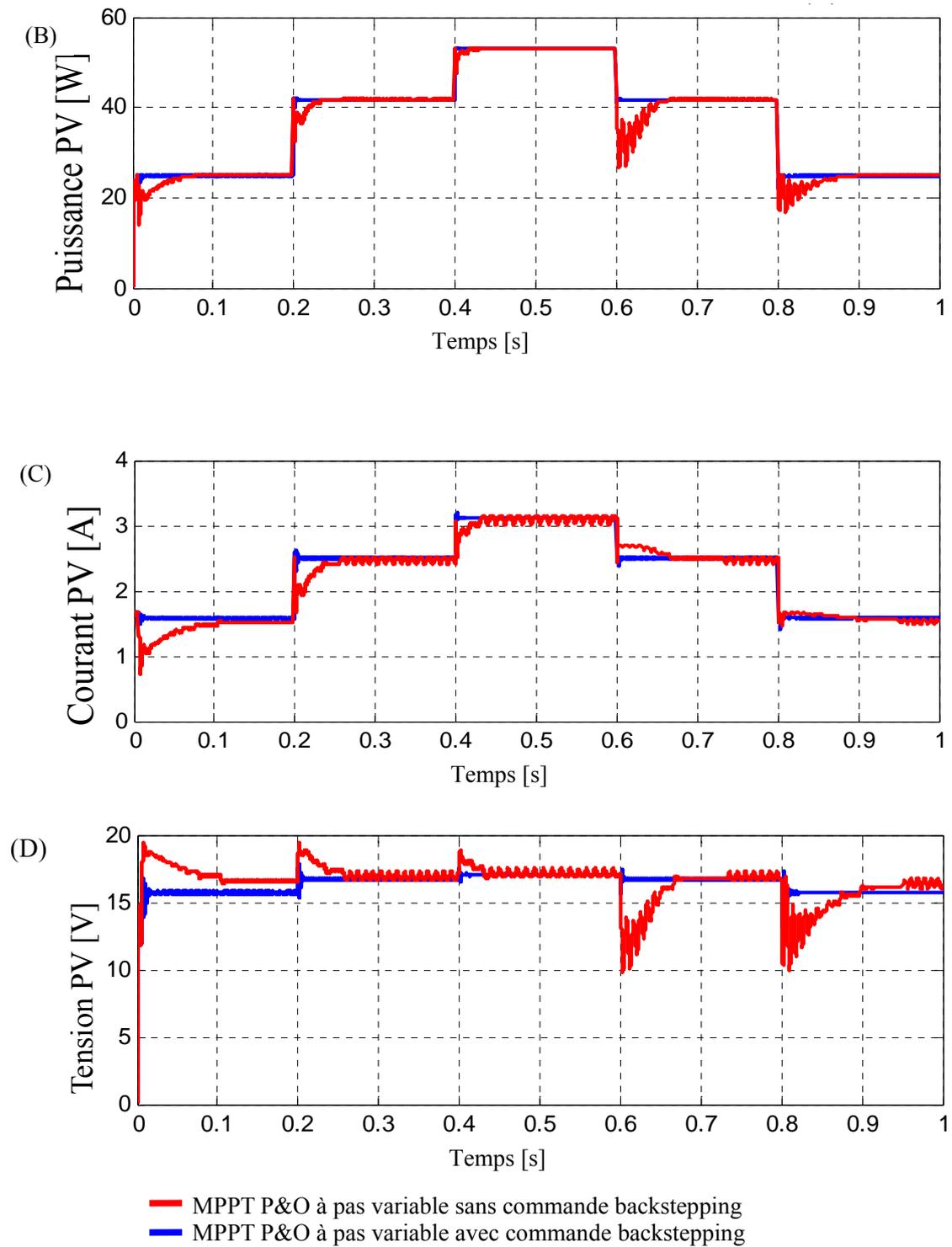
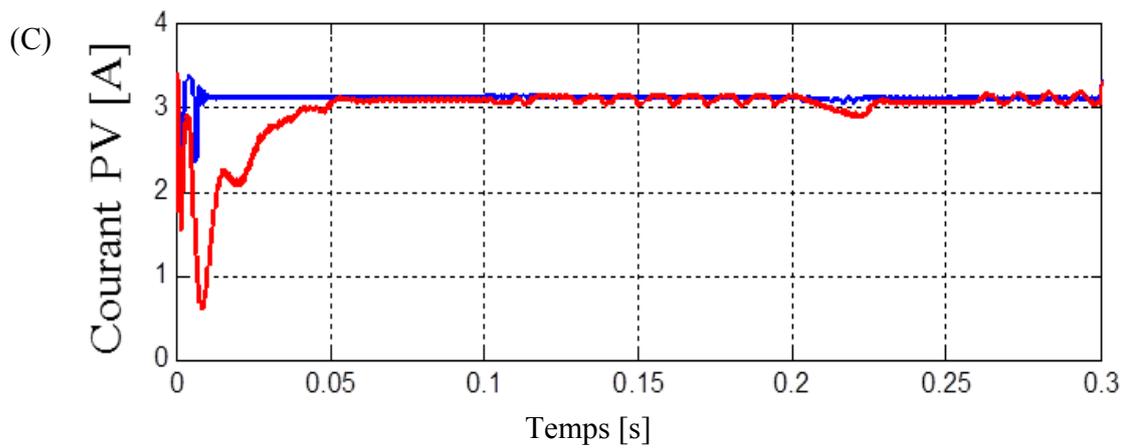
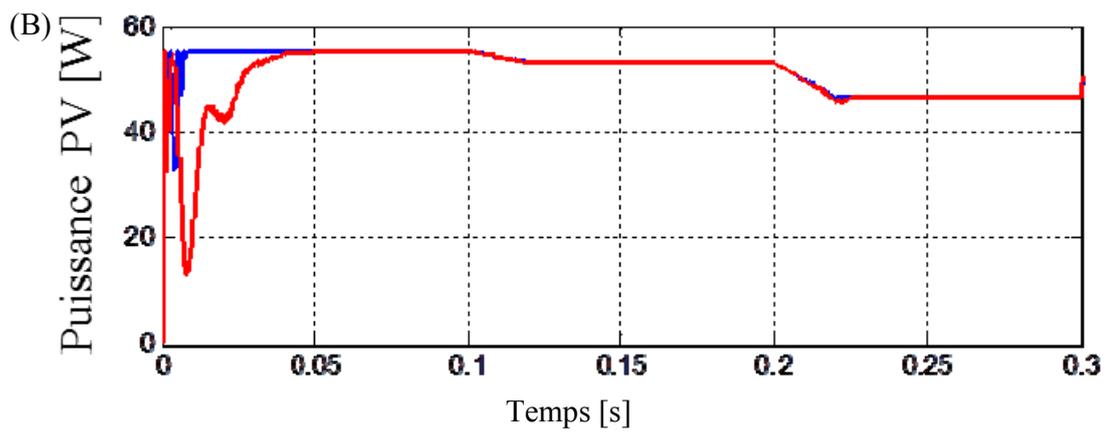
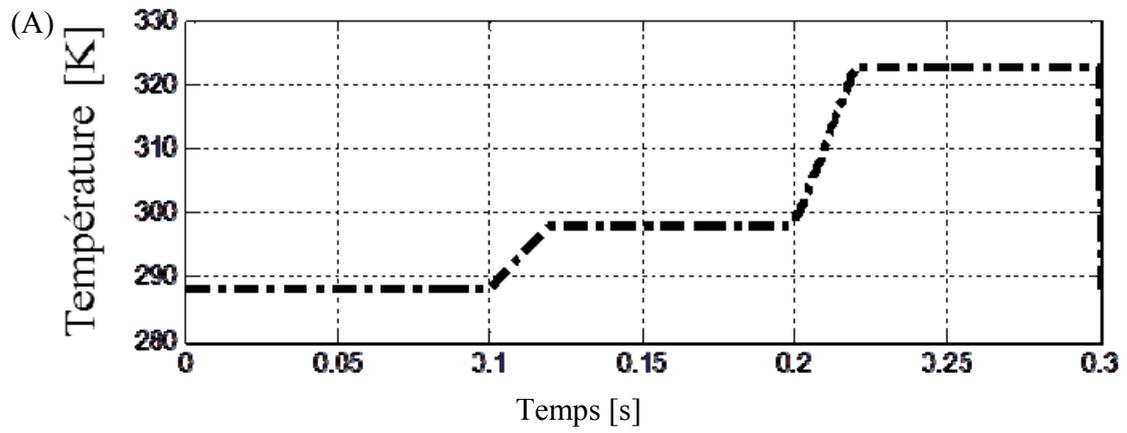


Figure II.6 : Performances d'un système PV avec une irradiation variable ($T = 298K$, $R=20\Omega$),

(A): Profil de l'éclairement, (B): Puissance PV, (C): Courant PV, (D): Tension PV.

Les performances du système PV, pour une charge résistive constante de 20Ω , une irradiation fixe (100 W/m^2) et une température variable comme indiqué par la figure II.7.



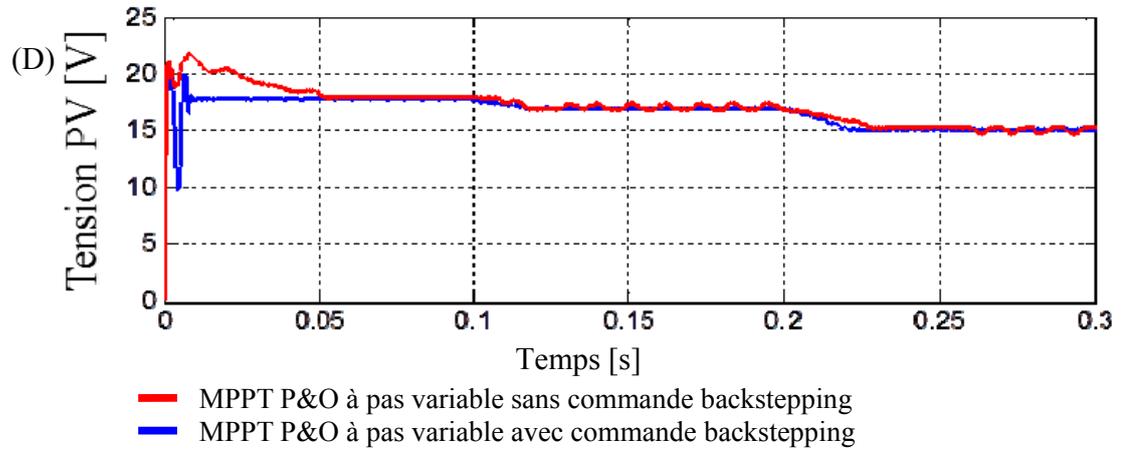
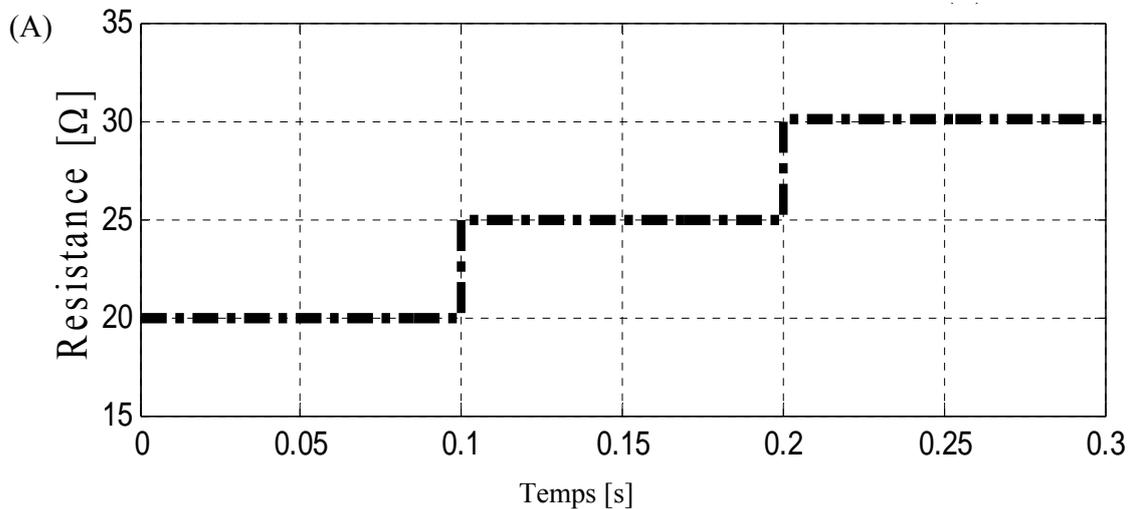


Figure II.7 : Performances d'un système PV sous température variable ($G=1000\text{W/m}^2$, $R= 20\Omega$), (B): Puissance PV, (C): Courant PV, (D): Tension PV.

Les performances du système PV, pour une température fixe (298K), l'irradiation fixe (100W/m^2) et une charge résistive variable sont illustrées par la figure II.8. La figure II.8A représente le profil de variation de la charge (20, 25 et 30Ω).



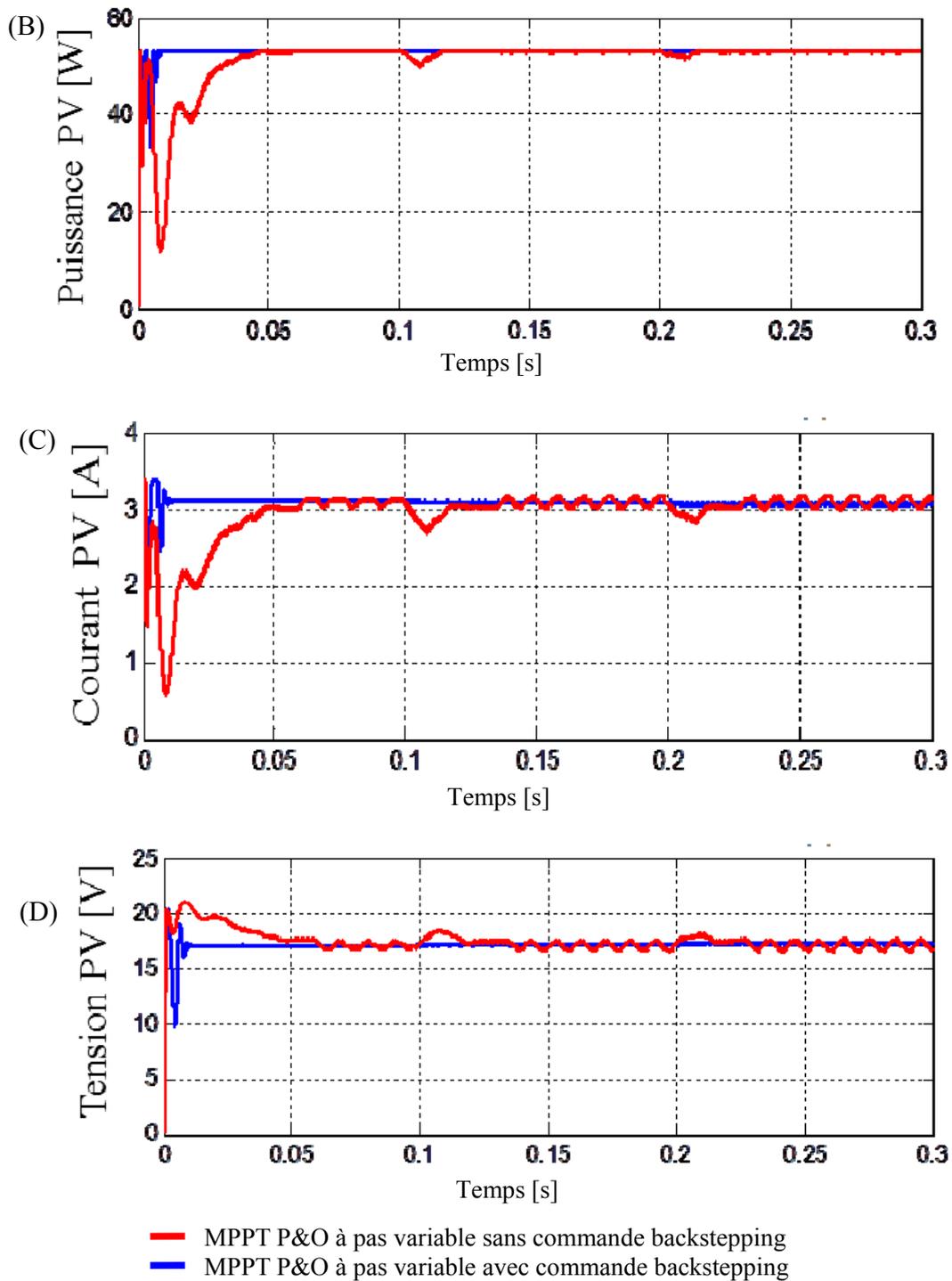


Figure II.8 : Performances d'un système PV avec variable charge résistive ($G=1000\text{W}/\text{m}^2$, $T=298\text{K}$), (A): profil de charge, (B): Puissance PV, (C): Courant PV, (D): Tension PV.

Les résultats de simulation obtenus attestent que la technique proposée (P&O à pas variable combinée à la commande backstepping) offre des bonnes réponses en régime dynamique et réduit fortement les ondulations en régime permanent, particulièrement face à des perturbations brusques tel que le changement des conditions météorologiques et de la charge.

II.5 Validation Expérimentale

En raison du développement de l'électronique de puissance et des microprocesseurs, le contrôle du convertisseur continu-continu est devenu possible en appliquant des techniques non linéaires qui ont été largement utilisées dans les systèmes de contrôle à hautes performances. Le dSPACE est une interface entrée-sortie (E/S) entre le convertisseur d'électronique de puissance (DC-DC ou DC-AC) et la partie logicielle (MATLAB / Simulink / Controldesk).

L'algorithme MPPT backstepping proposé a été testé au sein du Laboratoire LGEB de l'université Mohamed Khider de Biskra en utilisant un module PV réel (figure II.9) [34]. Les caractéristiques électriques du module PV utilisé sont représentées à l'annexe (Tableau A.1). La charge est fournie par un module photovoltaïque via un convertisseur élévateur DC-DC (Annexe, le Tableau A.1) composé d'une inductance (L) et d'un IGBT statique Semikron qui est commandé par une carte dSPACE DS1104 avec une fréquence de commutation de 20 kHz de forme d'onde PWM. Le temps d'échantillonnage est fixé à 0,2 ms. La carte dSPACE acquiert la tension PV et le courant PV, à chaque instant d'échantillonnage. En utilisant les signaux acquis, la technique de MPPT génère la tension de référence, puis le contrôleur de backstepping calcule le signal requis pour garantir une exploitation optimale de la puissance PV disponible.

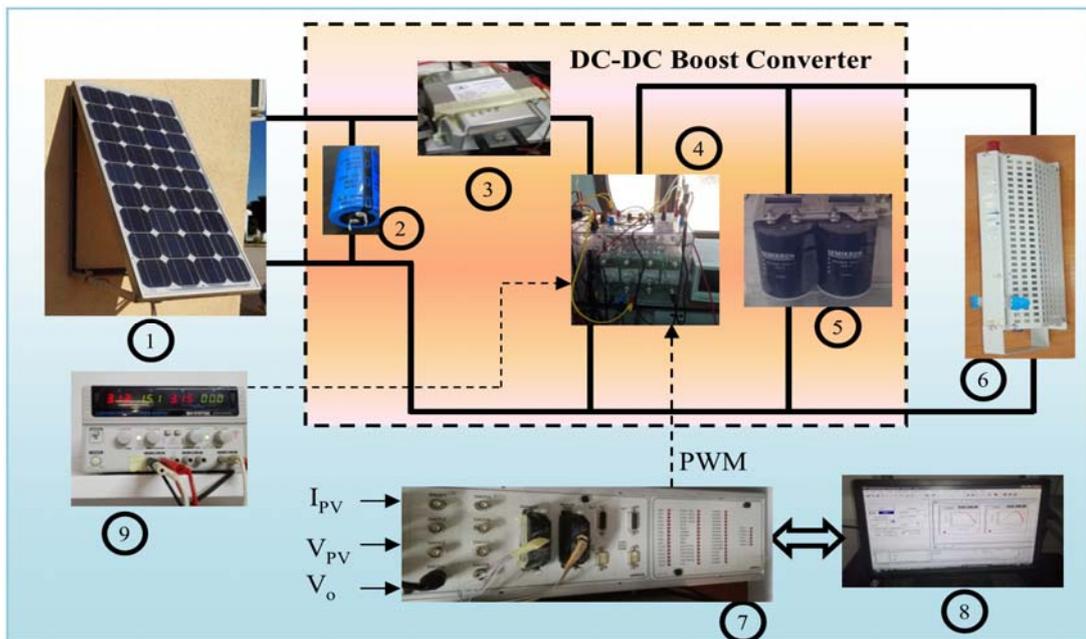


Figure II.9 : schéma équivalent du banc d'essai, tel que : (1) Panneau Photovoltaïque Isofoton, (2) Condensateur d'entrée C1, (3) Inducteur (L), (4) IGBT & diode Semikron, (5) Condensateur de sortie C2, (6) Charge résistive variable, (7) Panneau de la carte dSPACE DS1104, (8) ordinateur, (9) Alimentation de tension continue DC de 15 V.

II.5.1 Poursuite du point de fonctionnement optimal

Les conditions de travail sont comme suit : pour l'intervalle de zéro à 2,5s, la charge résistive a été maintenue et déconnectée du système. Le courant PV reste égal à zéro et la tension PV est égale à V_{oc} . À l'instant $t= 2,5$ s, la charge est connectée, comme le montrent les figures 10B et 11B, le point de fonctionnement (courant PV, tension PV) se déplace rapidement vers la zone optimale sans oscillations. Les résultats montrent que la technique fournit une performance significative à la fois ; en régime dynamique (figures 10A et 11C) et stable et précis en régime permanent (figures 10B et 11B).

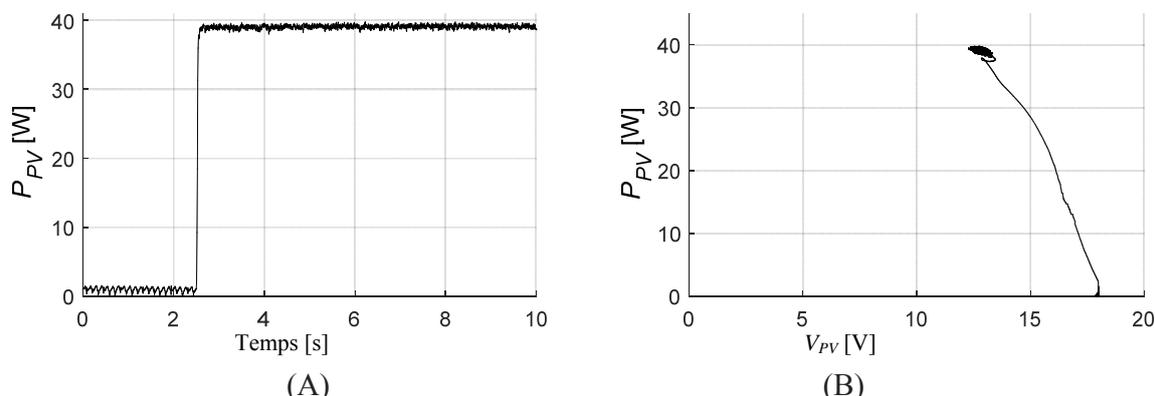


Figure II.10 : Poursuite du point de fonctionnement optimal: (A) Puissance PV, (B) Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$

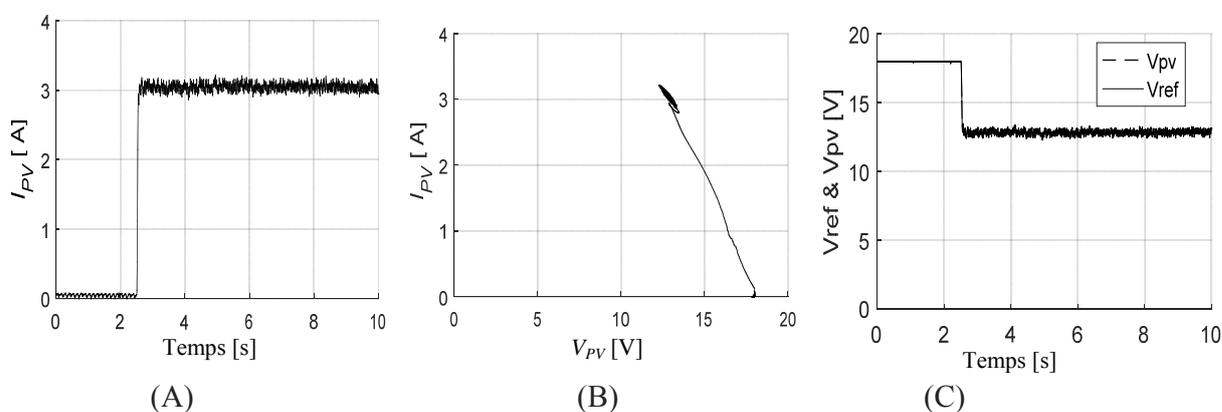


Figure II.11 : Poursuite du point de fonctionnement optimal: (A) Courant PV, (B) Courbe $I_{pv}(V_{pv})$, (C) Tensions de référence et PV.

II.5.2 Fonctionnement avec charge résistive variable (augmentation)

Les figures II.12 et II.13 montrent les caractéristiques du GPV alimentant une charge résistive variable. Le profil de la charge résistive variable (12, 16, 20 et 25 Ω) est représenté sur la figure II.12A. Pour chaque élévation de résistance de charge on remarque la diminution du courant (figures II.13C) selon la variation des tensions (de référence et réponse) dans la zone optimale (figures II.13B). Les figures II.12B et II.13A illustrent les allures $P_{PV}(t)$ et $P_{PV}(V_{PV})$, respectivement, durant ce test, en analysant la caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$ on constate que le générateur PV fonctionne dans la zone optimale.

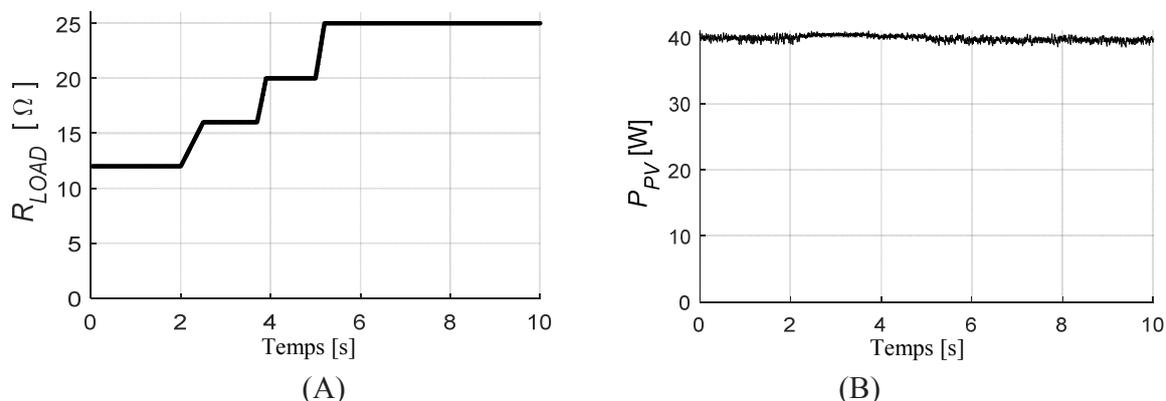


Figure II.12 : Fonctionnement avec une charge résistive croissante : (A) Profil de la résistance de charge, (B) Puissance PV.

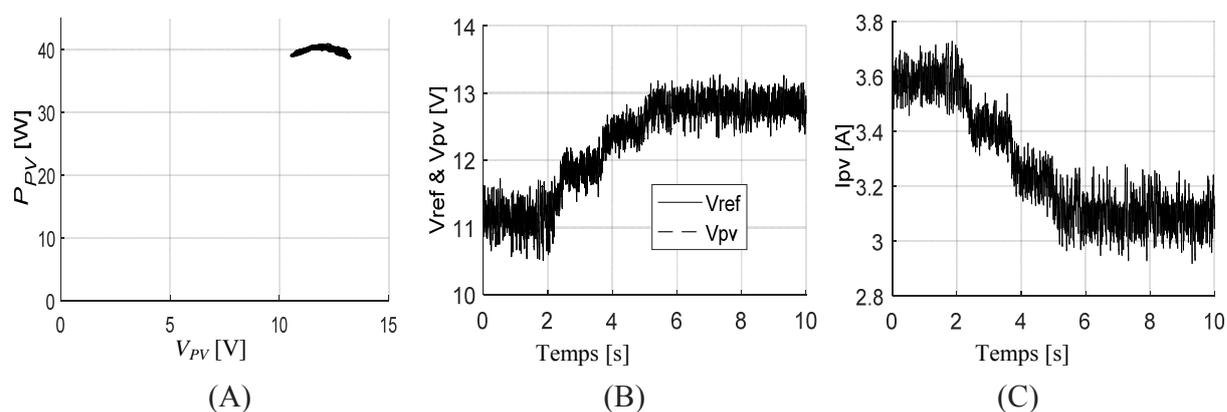


Figure II.13 : Fonctionnement avec une charge résistive croissante: (A) caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$, (B) Tensions de référence et PV, (C) Courant PV.

II.5.3 Fonctionnement avec charge résistive variable (décroissante)

Les résultats du fonctionnement du système PV avec une charge résistive variable (décroissante) sont illustrés par les figures II.14 et II.15. La figure II.15A représente le profil de la charge résistive (25, 21, 17 et 12Ω). Comme le montre la figure II.15C le courant de charge augmente selon la variation de la résistance, et selon la variation des tensions dans la zone optimale (figures II.15B). Les figures II.14B et II.15A illustrent les courbes $P_{PV}(t)$ et $P_{PV}(V_{PV})$, respectivement. On constate selon les résultats obtenus que la puissance maximale est bien atteinte.

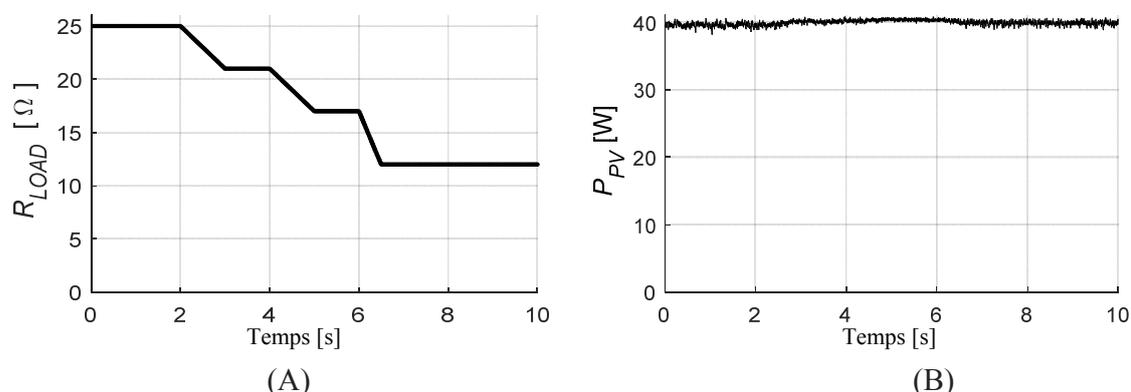


Figure II.14 : Fonctionnement avec une charge résistive décroissante : (A) Profil de la résistance de charge, (B) Puissance PV.

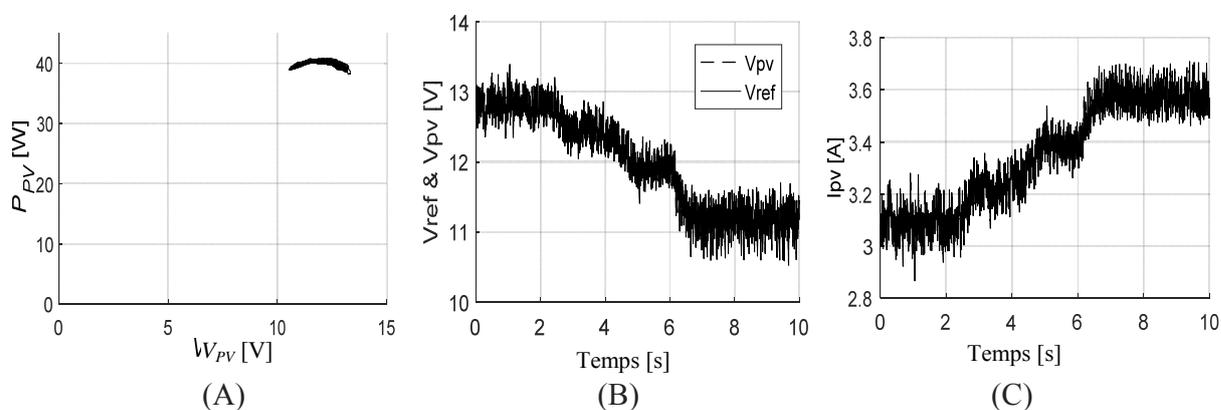


Figure II.15 : Fonctionnement avec une charge résistive décroissante : (A) Caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$, (B) Tensions de référence et PV, (C) Courant PV.

On peut conclure à travers une simple lecture visuelle des différents résultats que la technique de perturbation-variable associée à la méthode de backstepping présente une réponse dynamique rapide et une puissance de sortie stable en régime permanent en dépit de la variation rapide de charge.

Les résultats expérimentaux montrent que grâce à l'exploitation de cette technique de contrôle simplifié, on a pu atteindre un degré de performance assez satisfaisant en termes de poursuite et rapidité de la réponse et réduction de l'oscillation en régime permanent. En revanche, si l'on arrive à atteindre rapidement le MPP et sans oscillations en régime permanent, le rendement du system PV est nettement amélioré.

II.6 Conclusion

Le présent chapitre est consacré à l'amélioration des performances de la MPPT P&O classique notamment la réduction des ondulations de la puissance en régime permanent. L'objectif de la commande robuste proposée est de réguler la tension de sortie du générateur photovoltaïque afin de suivre le point de puissance maximale. Ce but est adopté en utilisant le modèle dynamique du convertisseur élévateur DC-DC pour synthétiser la commande adéquate. L'efficacité du contrôle proposé est validée par une série de simulations provenant d'un système PV pour alimenter une charge résistive variable par l'intermédiaire d'un étage d'adaptation. D'après la lecture des différents résultats ; en considérant les variations rapides d'éclairement, de température et de la charge, une nette amélioration de performances est remarquable telles que le courant, la tension, et la puissance générée. Le MPPT backstepping proposé a été conçu et vérifié expérimentalement dans un environnement Matlab/Simulink à l'aide d'une carte dSPACE DS1104.

Pour alimenter une charge bien définie par un GPV autonome, le dimensionnement de sa capacité est considéré comme étant un facteur très délicat. Dans ce contexte, le chapitre suivant sera consacré à l'étude expérimentale des facteurs influençant les performances d'un système PV. L'application est faite sur un système de pompage d'eau à Ghardaia au sud d'Algérie.

II.7 Références 2

- [1] Wenham, S. R., Green, M. A., Watt, M. E., Corkish, R., & Sproul, A. (2013). *Applied photovoltaics*. Routledge.
- [2] Radjai, T., Rahmani, L., Mekhilef, S., & Gaubert, J. P., 2014. Implementation of a modified incremental conductance MPPT algorithm with direct control based on a fuzzy duty cycle change estimator using dSPACE. *Solar Energy*, 110, 325-337.
- [3] Subudhi, B., & Pradhan, R., 2013. A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems. *IEEE transactions on Sustainable Energy*, 4(1), 89-98.
- [4] Abdelsalam, A. K., Massoud, A. M., Ahmed, S., & Enjeti, P. N., 2011. High-performance adaptive perturb and observe MPPT technique for photovoltaic-based microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(4), 1010-1021.
- [5] Jiang, Y., Qahouq, J. A. A., & Haskew, T. A., 2013. Adaptive step size with adaptive-perturbation-frequency digital MPPT controller for a single-sensor photovoltaic solar system. *IEEE transactions on power Electronics*, 28(7), 3195-3205.
- [6] Chen, Y. T., Lai, Z. H., & Liang, R. H., 2014. A novel auto-scaling variable step-size MPPT method for a PV system. *Solar Energy*, 102, 247-256.
- [7] Chen, P. C., Chen, P. Y., Liu, Y. H., Chen, J. H., & Luo, Y. F., 2015. A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic generation systems operating under fast changing environments. *Solar Energy*, 119, 261-276.
- [8] Fermia, N., Granozio, D., Petrone, G., & Vitelli, M., 2007. Predictive & adaptive MPPT perturb and observe method. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, 43(3), 934 – 950.
- [9] Alajmi, B. N., Ahmed, K. H., Finney, S. J., & Williams, B. W., 2011. Fuzzy-logic-control approach of a modified hill-climbing method for maximum power point in microgrid standalone photovoltaic system. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(4), 1022-1030.

- [10] Mao, M., Zhang, L., Duan, Q., & Chong, B., 2017. Multilevel DC-link converter photovoltaic system with modified PSO based on maximum power point tracking. *Solar Energy*, 153, 329-342.
- [11] Messalti, S., Harrag, A., & Loukriz, A., 2017. A new variable step size neural networks MPPT controller: Review, simulation and hardware implementation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 221-233.
- [12] Chen, Y.-T., Jhang, Y.-C., Liang, R.-H., 2016. A fuzzy-logic based auto-scaling variable step-size MPPT method for PV systems. *Sol. Energy* 126, 53–63.
- [13] Chu, C. C., & Chen, C. L., 2009. Robust maximum power point tracking method for photovoltaic cells: A sliding mode control approach. *Solar Energy*, 83(8), 1370-1378.
- [14] Yatimi, H., & Aroudam, E., 2016. Assessment and control of a photovoltaic energy storage system based on the robust sliding mode MPPT controller. *Solar Energy*, 139, 557-568.
- [15] Ghaffarzadeh, N., & Bijani, S., 2016. Dual surface sliding mode controller for photovoltaic systems enhanced by a ripple domain search maximum power point tracking algorithm for fast changing environmental conditions. *IET Renewable Power Generation*, 10(5), 611-622.
- [16] Kchaou, A., Naamane, A., Koubaa, Y., & M'sirdi, N., 2017. Second order sliding mode-based MPPT control for photovoltaic applications. *Solar Energy*, 155, 758-769.
- [17] Mojallizadeh, M. R., & Badamchizadeh, M. A., 2017. Second-order fuzzy sliding-mode control of photovoltaic power generation systems. *Solar Energy*, 149, 332-340.
- [18] Menadi, A., Abdeddaim, S., Ghamri, A., & Betka, A., 2015. Implementation of fuzzy-sliding mode based control of a grid connected photovoltaic system. *ISA transactions*, 58, 586-594.
- [19] Chatrenour, N., Razmi, H., & Doagou-Mojarrad, H., 2017. Improved double integral sliding mode MPPT controller based parameter estimation for a stand-alone photovoltaic system. *Energy Conversion and Management*, 139, 97-109.

- [20] Iyasere, E., Tatlicioglu, E., & Dawson, D. M., 2010. Backstepping PWM control for maximum power tracking in photovoltaic array systems. *Proc. IEEE ACC*, 3561-3565.
- [21] Vazquez, J. R., & Martin, A. D., 2015. Backstepping control of a buck-boost converter in an experimental PV-system. *Journal of Power Electronics*, 15(6), 1584-1592.
- [22] Dahech, K., Allouche, M., Damak, T., & Tadeo, F., 2017. Backstepping sliding mode control for maximum power point tracking of a photovoltaic system. *Electric Power Systems Research*, 143, 182-188.
- [23] Abouobaida, H. A. S. S. A. N., & Cherkaoui, M. O. H. A. M. E. D., 2011. Robust controller for interleaved DC-DC converters and buck inverter in grid-connected photovoltaic systems. *WSEAS Transactions on Power Systems*, 6(1), 21-30.
- [24] McIntyre, M. L., Schoen, M., & Latham, J., 2013. Backstepping control of a capacitance-less photovoltaic power converter with maximum power point tracking. *Proc. IEEE PVSC*, 2908-2913.
- [25] Chiang, M. L., Hua, C. C., & Lin, J. R., 2002. Direct power control for distributed PV power system. *Proc. IEEE PCC-Osaka*, 311-315.
- [26] Xiao, W., & Dunford, W. G., 2004. A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems. *Proc. IEEE 35th Annual PESC*, 1957-1963.
- [27] Pandey, A., Dasgupta, N., Mukerjee, A.K., 2006. Design issues in implementing MPPT for improved tracking and dynamic performance. *Proc. IEEE IECON*, 4387-4391.
- [28] Liu, F., Duan, S., Liu, F., Liu, B., & Kang, Y., 2008. A variable step size INC MPPT method for PV systems. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 55(7), 2622-2628.
- [29] Mei, Q., Shan, M., Liu, L., & Guerrero, J. M., 2011. A novel improved variable step-size incremental-resistance MPPT method for PV systems. *IEEE transactions on industrial electronics*, 58(6), 2427-2434.
- [30] Loukriz, A., Haddadi, M., & Messalti, S., 2016. Simulation and experimental design of a new advanced variable step size Incremental Conductance MPPT algorithm for PV systems. *ISA transactions*, 62, 30-38.

- [31] Tan, C. Y., Rahim, N. A., & Selvaraj, J., 2015. Employing dual scaling mode for adaptive hill climbing method on buck converter. *IET Renewable Power Generation*, 9(8), 1010-1018.
- [32] Amir, A., Amir, A., Selvaraj, J., Rahim, N. A., & Abusorrah, A. M., 2017. Conventional and modified MPPT techniques with direct control and dual scaled adaptive step-size. *Solar Energy*, 157, 1017-1031.
- [33] Benbaha, N., Zidani, F., Said, M. N., Boukebbous, S., & Ammar, H. (2016). Robust Backstepping MPPT for Photovoltaic System. *Int. Sci. Pre*, 9(1), 179-188.
- [34] Benbaha, N., Zidani, F., Nait-Said, M. S., Zouzou, S. E., Boukebbous, S., & Ammar, H. (2018, December). dSPACE Validation of Improved Backstepping Optimal Energy Control for Photovoltaic Systems. In *2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)* (pp. 1-6). IEEE.

CHAPITRE III.

DIMENSIONNEMENT ET CONFIGURATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : *Application sur un système de pompage d'eau.*

III. 1 Introduction

III. 2 Description générale du système

III. 2.1 Situation géographique du site

III. 2.2 Système photovoltaïque de pompage de l'eau

III. 2.2.1 Description du kit de sous-système du CMP

III. 2.2.2 Système d'acquisition de données

III. 3 Impact des différentes majorations du GPV autonome pour un système de pompage

III. 4 Résultats expérimentaux et discussions

III.4.1 Évaluations des performances à faible rayonnement solaire (démarrage et arrêt du pompage)

III. 4.2 Évolution de la puissance consommée de la pompe

III. 4.3 Contribution des strings de majorations

III. 4.4 Efficacité des trois configurations

III. 4.5 Impact de la température sur le débit

III. 5 Conclusion

III. 6 Références 3

III. 1 Introduction

Nous avons abordé, dans le chapitre précédent, les techniques d'optimisation de la puissance fournie par la source principale dans une chaîne de conversion solaire photovoltaïque qui est le GPV. Le présent chapitre sera consacré à l'optimisation de la configuration de ce générateur PV. Comme les systèmes photovoltaïques autonomes sont conçus pour répondre aux besoins d'énergie électrique dans des zones isolées du réseau électrique conventionnel. Pour une charge bien définie, nous avons choisi comme application typique une installation de pompage d'eau. Etant donné que le dimensionnement du GPV a un impact direct sur le prix, la disponibilité et la qualité de l'énergie électrique, cette étape est inévitable.

Le présent chapitre présentera une étude expérimentale de l'impact d'une majoration de configuration PV sur les performances d'un système de pompage en termes de rendement des sous-systèmes et de quantité d'eau pompée par jour. Dans ce contexte, une installation de pompage pour irrigation est réalisée pour étudier et analyser son comportement sous climat saharien et ce sur un puit réel chez un agriculteur à Sebseb (Ghardaia, Algérie).

III.1.1 Analyse bibliographique des récents travaux de recherche

La recherche et l'état actuel de divers aspects du SPVWPS ont été présentés par des articles de synthèse [1-4]. En raison de la grande importance du moteur dans la chaîne de pompage PV pour générer la conversion de puissance électromécanique appropriée [5], récemment, en ce qui concerne le type du moteur à utiliser, un grand nombre d'études ont été menées comme le moteur à courant continu sans balais (BLDC) [6,7], moteur à aimant permanent (PM) [8-10], moteur à réluctance commutée (SRM) [11] et moteur à induction (IM) [12].

Pour les applications à faible puissance, le moteur à aimant permanent sans balais est considéré comme la meilleure solution pour les systèmes de pompage PV en raison de ses caractéristiques importantes tels qu'un rendement élevé, une densité de puissance grande, une capacité d'accélération rapide et un couple de démarrage élevé à faible puissance d'entrée [13, 14]. Notons que suivant le type du moteur utilisé, le convertisseur (DC/DC ou DC/AC) est choisi. Pour assurer un fonctionnement optimal, plusieurs techniques MPPT sont présentées [15-17]. Les auteurs dans [18-21] ont présentés des travaux importants sur le dimensionnement, la faisabilité

et l'évaluation technico-économique des systèmes photovoltaïques de pompage d'eau pour l'irrigation agricole et les usages domestiques dans les régions isolées.

Selon une analyse critique basée sur des travaux de recherche récents en terme d'amélioration des performances de pompage de l'eau par les systèmes photovoltaïques. Odeh et al. [22] ont développé et validé une installation typique où les débits journaliers de 30m^3 et 100m^3 sont obtenus avec une variation du générateur PV entre 2 et 10kWc. Selon les auteurs, l'efficacité du sous-système et le volume d'eau produite s'améliorent, mais l'efficacité du système PV diminue lorsque la taille du générateur PV est augmentée. Avec une pompe hélicoïdale installée dans un puits (80m), [23] sélectionne une configuration PV optimale qui fournit un maximum d'énergie sur le site de Médine. Les auteurs montrent que deux configurations de panneaux photovoltaïques (6S X 4P) et (8S X 3P) sont préférées pour fournir la puissance électrique optimale. Benghanem et al. [24] examinent l'effet de différentes hauteurs de pompage (50 m, 60 m, 70 m et 80 m) pour évaluer le comportement réel du système. Selon les auteurs, pour 80 m, la pompe submersible SQF est suggérée parce qu'elle présente le meilleur rendement du système. Dans un puits artificiel, Tiwari et al. [25] déterminent par différentes configurations la solution adéquate pour alimenter une pompe hélicoïdale à courant continu dans les conditions réelles de Nagpur. En se basant sur la moyenne journalière maximale de l'eau pompée (24374 L), ils ont trouvé que deux configurations (4S X 2P) et (5S X 2P) sont appropriées. D'autre part, une analyse expérimentale a été faite pour des hauteurs de 40, 60, 80 et 100 m dans [26]. Les auteurs ont constaté que le rendement optimal est atteint sous une hauteur de charge totale de 100 m. Quatre configurations de pompage PV hybride (direct, avec supercondensateur, avec batterie et batterie-supercondensateur) sont analysées dans [27]. Pour cela, un prototype à petite échelle avec une pompe centrifuge est testé expérimentalement pour des hauteurs de 2 m et 3 m. D'après les résultats, dans un premier temps, un maximum d'eau pompée de 2964 L/jour avec 2 m est donné par le banc de batteries. Par la suite, le supercondensateur offre le rendement instantané le plus élevé et fournit un maximum de 1826 L/jour. Matam et al [28] ont proposé un algorithme et une technique de contrôle pour le fonctionnement adéquat d'un système de pompage PV reconfigurable afin d'améliorer la réponse dans plusieurs conditions. En utilisant quatre panneaux de 40 Wp, la pompe fonctionne dans toutes les conditions (forte hauteur de chute, ombrage partiel). Le régulateur commuté adopté a produit 32,54% d'énergie supplémentaire et a amélioré de 2 heures le temps de pompage. Un travail expérimental a été mené pour déterminer la

meilleure configuration d'un système de pompage d'eau à quatre hauteurs de 20, 30, 40 et 50 m en [29]. Les auteurs concluent que les configurations (5S × 2P), (8S) fournissent respectivement un maximum d'eau en hiver et en été à toutes les hauteurs.

Sur la base du programme économique et agricole adopté par le gouvernement algérien, l'approvisionnement en eau est l'un des facteurs importants utilisés pour assurer les préoccupations des citoyens. En outre, notre projet vise à réaliser une installation typique à Ghardaia, qui se caractérise par une énergie solaire quotidienne de 2263 kWh/m²/jour et un ensoleillement moyen de plus de 3200 heures par an [30].

Ce travail est réalisé à Sebseb sur un puits réel de hauteur 25 m, un système de pompage d'eau PV avec stockage hydraulique est

installé. L'objectif de ce chapitre est d'évaluer l'efficacité du système selon trois configurations du GPV surdimensionnées de 4 %, 46 % et 78 % par rapport au point de fonctionnement à puissance maximale mesurée. Une étude comparative est menée afin de déterminer la configuration appropriée et d'améliorer l'efficacité globale du système.

III. 2. Description générale du système

III. 2.1 Situation géographique du site

Sebseb est une commune de la ville de Ghardaia en Algérie, située à 660 km au sud d'Alger. Elle a un climat désertique chaud, avec des étés extrêmement chauds et des hivers doux. Dans cette région, l'électricité peut ne pas atteindre certaines régions agricoles et certaines communautés dispersées. L'installation d'un système de pompage photovoltaïque autonome dans cette région permettra à ces communautés d'améliorer leurs moyens de subsistance en irriguant les cultures et en fournissant de l'électricité. La figure III.1 montre la situation géographique de la ville de Sebseb à 32° 51' de latitude nord et 3° 20' de longitude, avec une altitude de 470 m au-dessus du niveau de la mer.

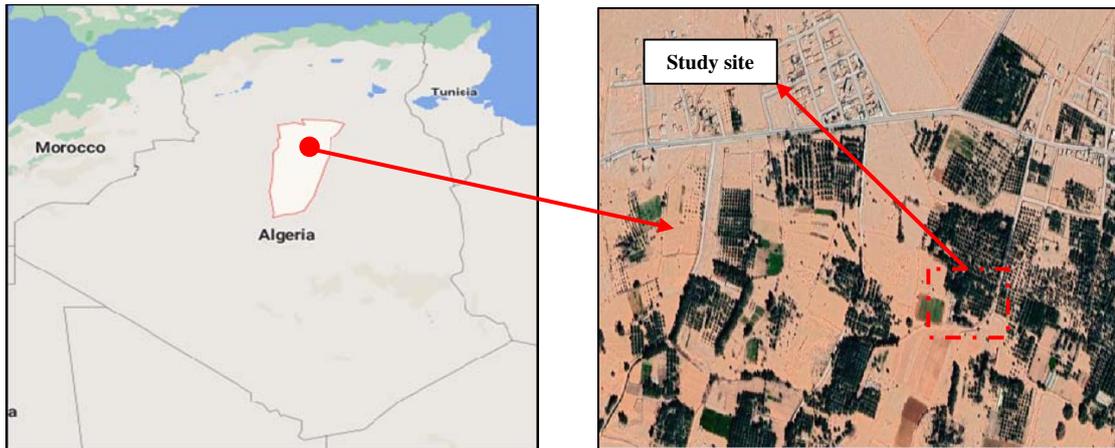


Figure III.1: Vue satellite du site de Sebseb, Ghardaia (Algérie).

III. 2.2 Système photovoltaïque de pompage de l'eau

Notre système de pompage d'eau PV est constitué de modules PV monocristallins de 130Wc (Tableau A.6) chacun et inclinés à 32° vers le sud. Le générateur PV est connecté à un kit Lorentz PS2-1800 C-SJ5-12 composé de : moteur à courant continu sans balais à aimant permanent (PMSDCM), contrôleur PS2 avec MPPT et pompe centrifuge de 12 turbines avec un débit maximum de $7,6 \text{ m}^3/\text{h}$. La figure III.2 montre la structure globale de l'installation photovoltaïque utilisée.

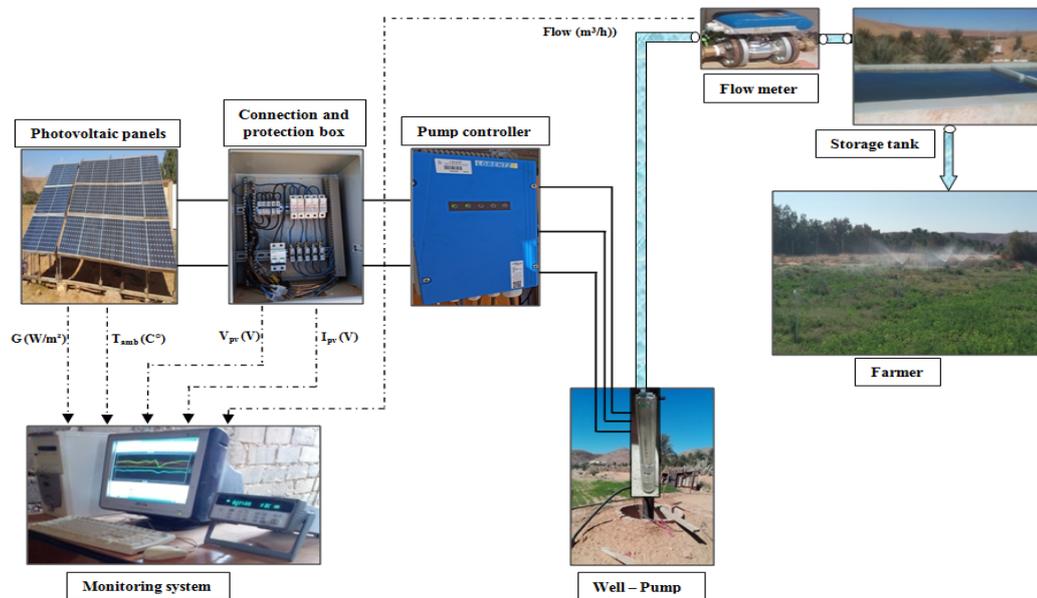


Figure III. 2 : Structure globale de l'installation PV de pompage d'eau.

III. 2.2.1 Description du kit de sous-système du CMP

Le kit Lorentz du sous-système PS2-1800 C-SJ5-12 utilisé est principalement composé de :

- Un contrôleur PS2 avec MPPT.
- Pompe centrifuge avec 12 turbines entraînées par un moteur à courant continu sans balais à aimant permanent.

✓ Contrôleur PS2-1800

Le contrôleur PS2 de Lorentz transforme la tension continue des panneaux au moteur ECDRIVE, avec une tension alternative triphasée et une fréquence variable. Ce convertisseur est équipé d'un contrôle de suivi du point de puissance maximale (MPPT) qui permet de suivre et d'extraire la puissance optimale. Pour cela, un capteur solaire est installé dans un même plan incliné (32°) de la structure du générateur PV.

Le tableau III.1 montre les caractéristiques techniques globales du contrôleur PS2-1800.

Tableau III.1 : Données techniques du contrôleur PS2-1800

Puissance (max)	1800 W
Tension d'entrée DC (max) V_{oc}	200 V
Courant d'entrée (max)	14 A
Tension de sortie PWM 3~	30 – 130 V
Rendement	Max 98%
Température ambiante	-38 ... 50 °C

✓ Moteur- pompe

Le principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge consiste à déplacer le liquide de l'aspiration (basse pression) au refoulement (haute pression). Son fonctionnement nécessite un moteur qui produit sa rotation. Le dimensionnement d'une pompe centrifuge implique trois paramètres : la hauteur de refoulement (H), la capacité de la pompe (Q) et la puissance de l'arbre, ces variables sont fonction de la vitesse de rotation de la roue. La puissance hydraulique est donnée par [1-4]:

$$P_{hyd} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (III.1)$$

CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT ET CONFIGURATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : Application sur un système de pompage d'eau

La pompe centrifuge installée est décrite par sa caractéristique $Q(P)$, (Figure III.3a). Le tableau III.2 résume les paramètres techniques.

Dernièrement, l'utilisation des moteurs à aimants permanents sans balais s'est accrue en raison de leurs caractéristiques importantes telles qu'une forte densité de puissance et un couple élevé [13, 14]. De plus, leur fonctionnement à faible puissance d'entrée permet un démarrage en douceur [14]. Ils sont donc considérés comme une solution parfaite pour les systèmes de pompage PV autonomes. Dans notre travail, l'ECDRIVE est un moteur à courant continu sans balais à aimant permanent triphasé, commandé par un contrôleur à commutation électronique sans capteur [31]. Parmi ses caractéristiques particulières, pour une puissance à petite échelle inférieure à 4 kW, il fonctionne avec un rendement supérieur sur toute la plage de fonctionnement par rapport au moteur à courant alternatif dont le rendement maximal n'est atteint que dans une bande de fonctionnement étroite (Figure III.3 b).

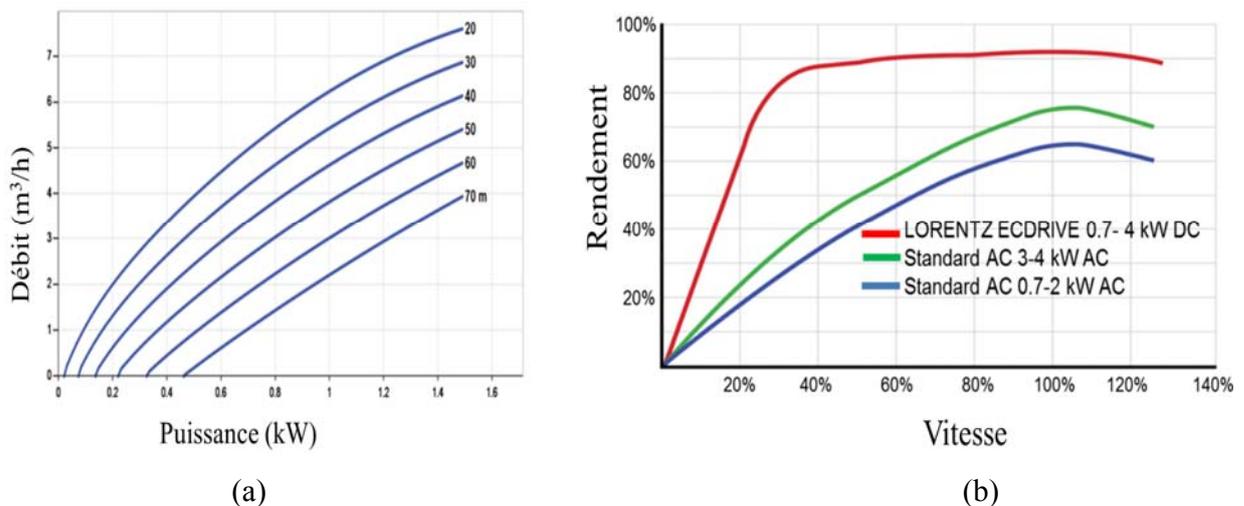


Figure III. 3 : Caractéristiques de la pompe (a), (b) moteur ECDRIVE [31]

Dans notre application, une pompe centrifuge entraînée par le moteur mentionné (ECDRIVE) a été installée dans un puit d'une hauteur totale de 25m.

CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT ET CONFIGURATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : Application sur un système de pompage d'eau

Tableau III.2: Données techniques du moteur ECDRIVE et sa pompe centrifuge

Moteur ECDRIVE	
Puissance (max)	1,8 kW
Puissance nominale	1,7 kW
Tension d'entrée	95 V
Vitesse du moteur	900...3300 rpm
Rendement	Max. 92 %
Maintenance	faible
Robustesse	Aucune électronique dans le moteur

Pompe centrifuge	
Hauteur max.	70 m
Débit max.	7,6 m ³ /h
Rendement max.	65 %
Nombre d'étage	12

III. 2.2.2 Système d'acquisition de données (moyens et outils de mesure)

Les mesures en temps réel des différents paramètres électriques et hydrauliques sont un point crucial pour évaluer les performances du système de pompage PV installé à Sebseb. Par conséquent, un système de surveillance des différentes grandeurs a été installé (figure III.4) ; il comprend : un pyranomètre, un régulateur PS2-1800, un enregistreur de données Agilent 34970A et un débitmètre.

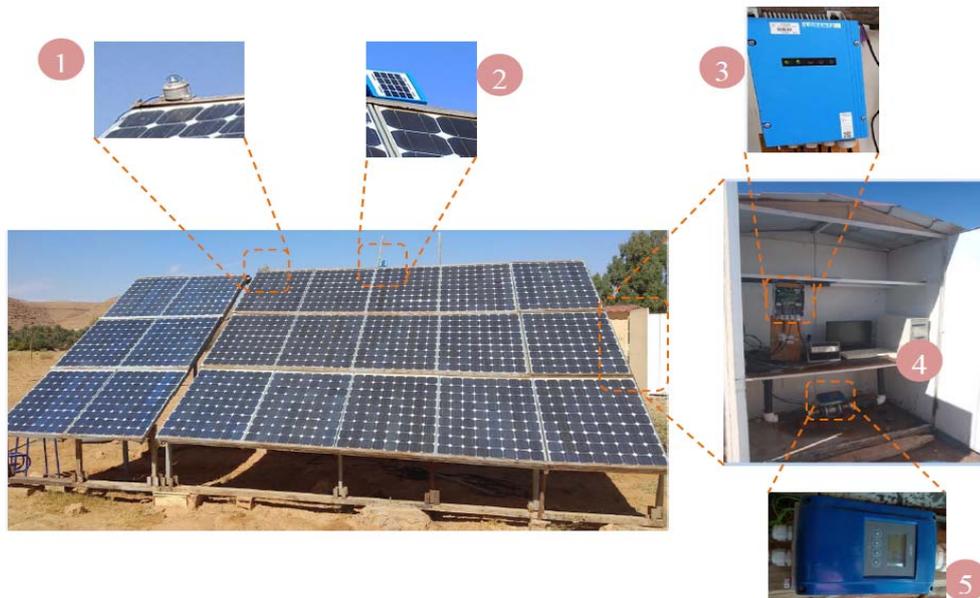


Figure III.4 : Vue du générateur PV utilisé et équipements de mesure, tels que: (1) Pyranomètre, (2) capteur solaire, (3) contrôleur Lorentz PS2 de la motopompe, (4) ordinateur et Agilent d'acquisition des données 34970A, (5) débitmètre.

Pendant chaque balayage de 2 min, les valeurs instantanées de l'intensité du rayonnement solaire, de la température ambiante, de la tension continue, du courant continu et du débit d'eau pompée ont été stockées dans l'ordinateur par l'intermédiaire de l'enregistreur de données Agilent 34970A.

III. 3. Impact des différentes majorations du GPV autonome pour un système de pompage

Dans un souci d'acquérir un

rendement élevé du système PV de pompage d'eau installé dans un puits réel d'une hauteur dynamique de 25 m [32, 33, une alimentation PV reconfigurable est adoptée. Trois différentes configurations ont été considérées pendant trois jours bien ensoleillés (Figure III. 5), et ce pendant le mois d'Octobre 2020. Le tableau III.3 récapitule les spécifications des configurations étudiées, à savoir $(N_s=4, N_p=3)$, $(N_s=4, N_p=4)$, $(N_s=4, N_p=5)$ et I_{mp} , V_{mp} représentent le courant et tension de puissance maximale. Notons que, en termes de nombre de string, la $CF_{4 \times 4}$ est composé de 4 strings ($CF_{4 \times 4} = CF_{4 \times 3} + 4^{th} string$) et $CF_{4 \times 5}$ de 5 strings ($CF_{4 \times 5} = CF_{4 \times 3} + 4^{th} string + 5^{th} string$).

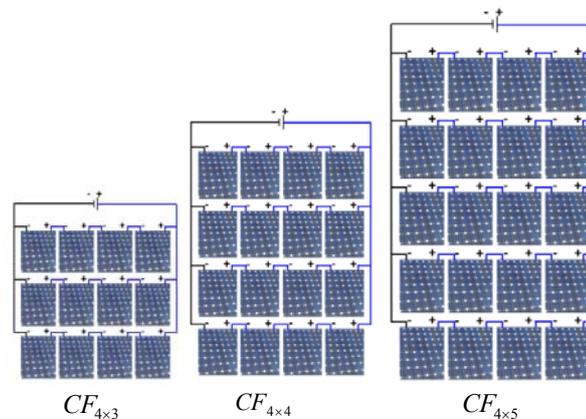


Figure III. 5 : Configurations proposées du générateur photovoltaïque, $CF_{4 \times 3}$, $CF_{4 \times 4}$ et $CF_{4 \times 5}$.

Tableau III.3 : Spécifications des trois configurations.

Configurations du GPV	Les données du fabricant sous STC			Aire (m ²)
	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	P_{PV} (Wc)	
4S×3P	11.28	138.4	1560	12,64
4S×4P	15.04	138.4	2080	16,86
4S×5P	18,8	138.4	2600	21,07

**CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT ET CONFIGURATION D'UN GENERATEUR
PHOTOVOLTAÏQUE : Application sur un système de pompage d'eau**

Pour chaque configuration, des données équivalentes sur le courant et la tension du générateur PV, le débit, le rayonnement et la température ambiante sont acquises et utilisées pour calculer la puissance PV disponible, la puissance consommée et le rendement du sous-système contrôleur-moteur-pompe en utilisant les expressions suivantes [1-4],

$$P_{Avail} = G \times A \times \eta_{PV-nom} \quad (III.2)$$

$$P_{hyd} = \rho \times g \times Q \times H \quad (III.3)$$

$$\eta_{CMP} = \frac{P_{hyd}}{I_{PV} \times V_{PV}} = \frac{\rho \times g \times Q \times H}{I_{PV} \times V_{PV}} \quad (III.4)$$

$$V = \int_{Day} Q \cdot dt \quad (III.5)$$

Avec, P_{Avail} : Puissance de générateur PV disponible (W), G : L'éclairement W/m^2 , A : Surface active du champ photovoltaïque (m^2), η_{PV-nom} : Rendement du générateur PV dans STC, P_{hyd} : Puissance hydraulique (W), g : Accélération de la gravité ($9,81 m/s^2$), ρ : Densité de l'eau ($1000 kg/m^3$), Q : Débit d'eau mesuré (m^3/h), H : Hauteur manométrique totale (m), η_{CMP} : Rendement du sous-système contrôleur-motopompe (%), V : Volume journalier d'eau pompé ($m^3/jour$).

III.4. Résultats expérimentaux et discussions

III.4.1. Évaluations des performances à faible rayonnement solaire (démarrage et arrêt du pompage)

Les différents tests ont été effectués durant le mois d'octobre pendant les journées complètes, en partant d'une faible irradiation le matin, puis une forte irradiation le midi et on revient vers une faible irradiation le soir. Pour chaque test, on enregistre les mesures du courant et de tension du générateur PV, du débit, de l'irradiation et de la température ambiante et de la température de module. Suite à cette acquisition d'autres performances seront calculées, tels que les puissances et le rendement. Le tableau III.4 montre les mesures instantanées au début et à la fin du pompage pour les différentes configurations. Après le lever du soleil, au petit matin vers 7h32 et avec seulement $86,21 W/m^2$ de rayonnement, le système peut commencer à pomper de l'eau avec $0,11 m^3 / h$ pour la configuration $CF_{4 \times 3}$ lorsque la puissance extraite suffisante ($71,94 W$) est atteinte avec un courant de démarrage de $0,62 A$. Le système s'arrête vers 17:38 avec un débit de $0,14 m^3/h$ pour la configuration $CF_{4 \times 3}$ avec une puissance minimale de $50,06W$ et un

**CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT ET CONFIGURATION D'UN GÉNÉRATEUR
PHOTOVOLTAÏQUE : Application sur un système de pompage d'eau**

courant de 0,5A. Cela prouve la robustesse du moteur à courant continu à aimant permanent pour les systèmes de pompage d'eau PV.

Tableau III.4 : Mesures instantanées au début et à la fin du pompage pour différentes configurations

Au début/à l'arrêt du pompage	Temps (h:mn)	G (W/m ²)	Température ambiante (°C)	V_{PV} (V)	I_{PV} (A)	Puissance consommé (W)	Débit (m ³ /h)
<i>CF_{4x3}</i>							
Au début du pompage	07:32	86,21	23,13	115,11	0,62	71,94	0,11
À l'arrêt du pompage	17:32	109,48	33,57	95,63	0,88	84,15	0,13
<i>CF_{4x4}</i>							
Au début du pompage	07:25	89,06	24,84	98,59	1,19	117,32	0,40
À l'arrêt du pompage	17:31	82,99	34,50	100,85	0,80	80,68	0,08
<i>CF_{4x5}</i>							
Au début du pompage	07:26	133,09	15,66	116,14	0,91	105,68	0,28
À l'arrêt du pompage	17:38	100,81	33,861	100,13	0,5	50,06	0,14

III. 4.2. Évolution de la puissance consommée de la pompe

La figure III.6 montre la puissance de sortie disponible du générateur PV et la puissance consommée par la motopompe pour les différentes configurations étudiées. La première configuration CF_{4x3} n'atteint sa puissance maximale qu'avec un rayonnement de 1000W/m². Elle a donc un point unique de limitation de puissance à environ (1000W/m² et 1230W). La puissance disponible du générateur PV est donc inférieure à la puissance consommée par la motopompe. La deuxième configuration CF_{4x4} n'atteint sa puissance maximale qu'avec un rayonnement de 750W/m² et 1226W à 10h00. La troisième configuration CF_{4x5} n'atteint sa puissance maximale qu'avec un rayonnement de 600W/m² et 1220W, à 9h50.

La consommation d'énergie est limitée à sa valeur maximale correspondant au point de fonctionnement hydraulique qui se caractérise par un débit maximal et une hauteur de refoulement imposée (25m). Dans ce régime de fonctionnement (tableau III.5), la surface de la configuration des panneaux photovoltaïques a un impact majeur sur la durée de la puissance de saturation (CF_{4x3} avec seulement 36mn, CF_{4x4} avec une durée de 5h8mn et CF_{4x5} avec 6h32mn), où une grande quantité d'eau est pompée dans cette durée, à l'exception des pertes d'énergie, qui diminuent le rendement global de la configuration.

CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT ET CONFIGURATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : Application sur un système de pompage d'eau

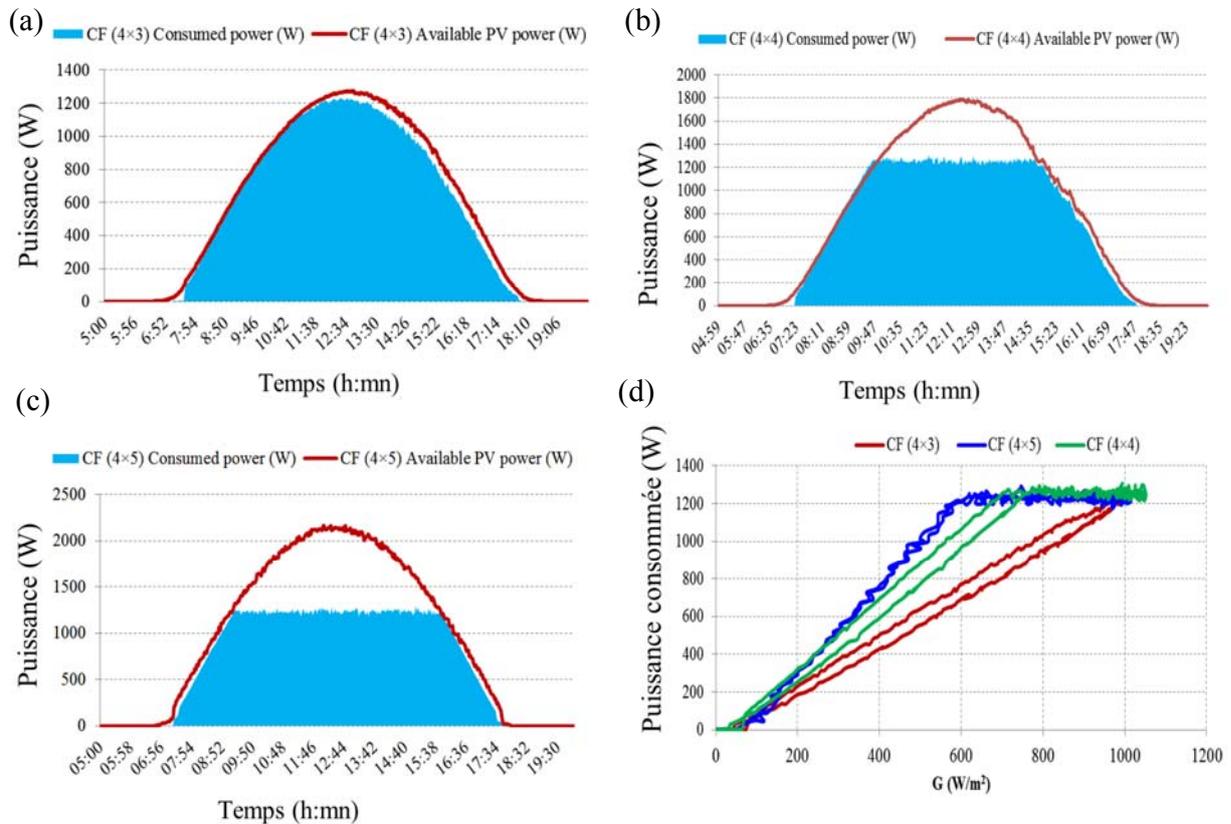


Figure III. 6 : Puissances PV disponibles pour les configurations, (a) $CF_{4 \times 3}$, (b) $CF_{4 \times 4}$, (c) $CF_{4 \times 5}$, (d) Puissances consommées pour les trois configurations.

Tableau III.5 : Durée de saturation de la puissance consommé pour les différentes configurations

Configurations	Temps de début de saturation (h:mn)	Temps de Fin de saturation (h:mn)	Durée de saturation (h)
$CF_{4 \times 3}$	12:08	12:44	36mn
$CF_{4 \times 4}$	9:39	14:47	5h and 8mn
$CF_{4 \times 5}$	9:14	15:46	6h and 32mn

Les tensions et les courants mesurés à l'extérieur du PV sont illustrés par la figure III.7. Pour le premier intervalle de temps à faible irradiation, un petit dépassement de la tension PV apparaît, causé par le régulateur MPPT au démarrage de la pompe (figure III.7 a). Pour le deuxième intervalle de temps avec un fort rayonnement et après avoir atteint la puissance maximale, les tensions PV sont quasi-égales et suivent le point de fonctionnement, en revanche,

les courants ont augmenté progressivement en fonction du rayonnement solaire et des configurations des panneaux (le matin, le courant pour la configuration $CF_{4 \times 5}$ augmente rapidement par rapport aux autres, contrairement à l'après-midi, le courant pour la configuration $CF_{4 \times 3}$ diminue avant les autres) (figure III.7b). Pour le troisième intervalle de temps à faible irradiation à l'après-midi, la tension et le courant du générateur PV diminuent avec la diminution du rayonnement solaire.

Lorsque le courant atteint sa limite maximale, le régulateur compense sa puissance de référence réduisant la tension PV (de 11h à 15h) pour la configuration $CF_{4 \times 3}$ (figure III.7b). En mode limité, pour les configurations $CF_{4 \times 4}$ et $CF_{4 \times 5}$, les courants sont imposés par le point de fonctionnement de la motopompe, donc, les tensions sont augmentées pour rembourser la puissance consommée (figure III.7a).

En fonction des temps 14h : 40 pour la configuration $CF_{4 \times 4}$ et 15h : 50 pour la configuration $CF_{4 \times 5}$, le système revient en mode MPPT car le courant généré est inférieur à celui imposé (figure III.7a).

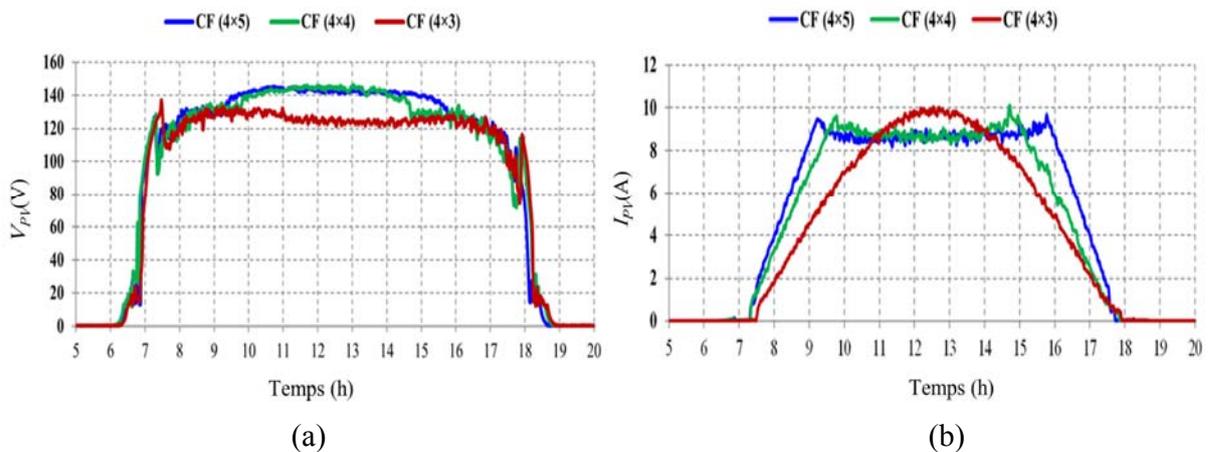


Figure III. 7 : (a) Tension PV et (b) courant PV pour les trois configurations.

III. 4.3. Contribution des strings de majoration

Les performances des trois différentes configurations de systèmes de pompage PV sont illustrées par la variation du débit, le volume d'eau pompé par jour et la contribution des strings de majorations (4^{eme} et 5^{eme}) en termes de quantité d'eau pompée par jour (figure III.8).

CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT ET CONFIGURATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : Application sur un système de pompage d'eau

Le débit instantané mesuré augmente avec l'augmentation du rayonnement solaire. Pour la première configuration $CF_{4 \times 3}$, le débit atteint son maximum de $5,7 \text{ m}^3/\text{h}$ à 12h, et le volume de pompage par jour obtenu est de $43 \text{ m}^3/\text{jour}$ (figure III.8 a). Pour les deux autres configurations ($CF_{4 \times 4}, CF_{4 \times 5}$), le débit atteint son maximum de $5,8 \text{ m}^3/\text{h}$ et $6 \text{ m}^3/\text{h}$ à 9h40 et 9h10 respectivement, le volume d'eau pompé est de $48,37 \text{ m}^3/\text{jour}$ et $53,07 \text{ m}^3/\text{jour}$ pour chacune d'entre elles, figure III.8 a et b. Il est clair que le temps nécessaire pour atteindre le débit maximal pour les configurations ($CF_{4 \times 4}, CF_{4 \times 5}$) est plus important que celui de la configuration $CF_{4 \times 3}$.

La figure III.8c illustre la quantité d'eau pompée (par heure) correspond aux configurations $CF_{4 \times 4}$ et $CF_{4 \times 5}$. La quantité d'eau pompée par jour pour la configuration $CF_{4 \times 5}$ est plus importante,

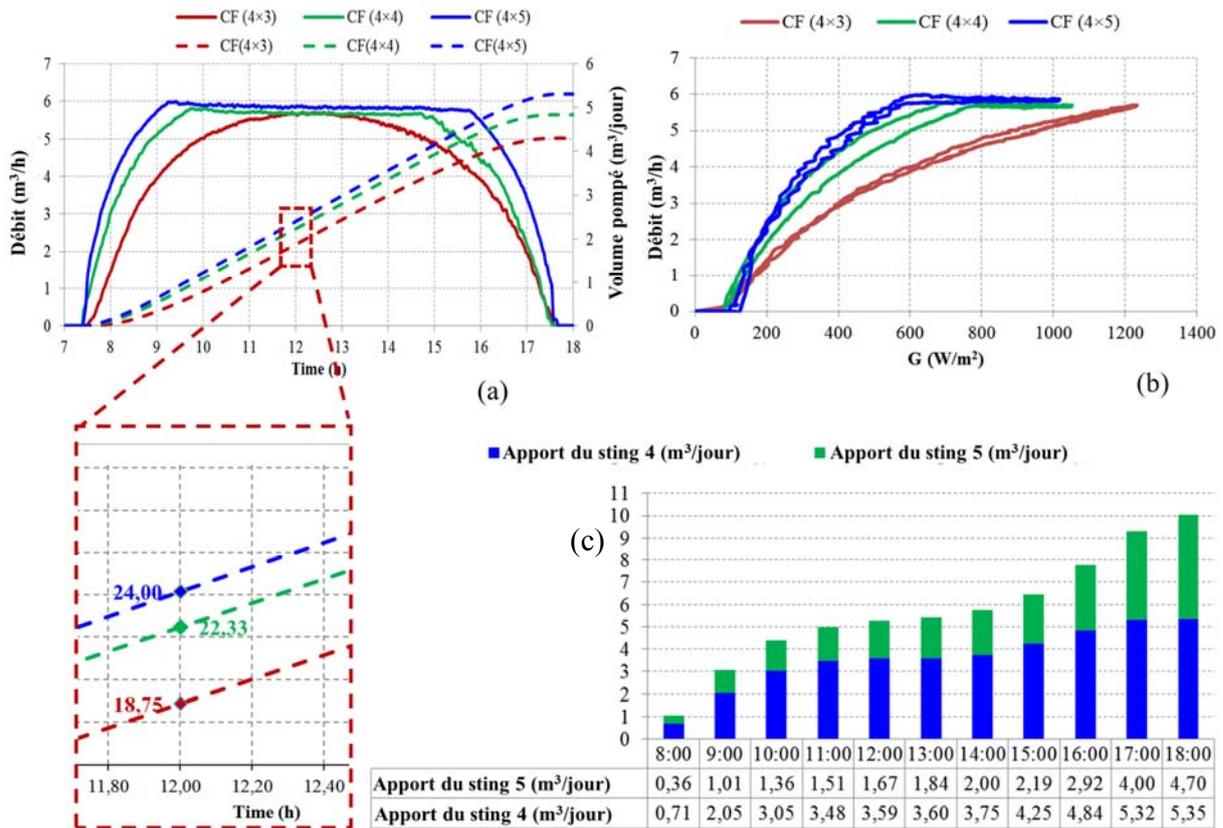


Figure III. 8 : (a) Débit instantané et volume journalier pompé, (b) Débit instantané en fonction d'éclairement, (c) Apport du 4^{ème} et 5^{ème} string par rapport la configuration de référence $CF_{4 \times 3}$.

car elle est composée de 20 modules d'une puissance de crête de 2600 Wp, contre 2080 Wp et 1560 Wp pour les configurations $CF_{4 \times 4}$ et $CF_{4 \times 3}$, respectivement. Il est clair que la contribution de la 5^{ème} chaîne est plus faible que celle de la 4^{ème} chaîne par rapport au coût supplémentaire.

III. 4.4. Rendement des trois configurations

Les rendements de l'installation photovoltaïque et du sous-système CMP pour les trois configurations sont illustrés à la figure III.9 et au tableau III.6. Les résultats peuvent être répartis sur les trois intervalles de temps comme suit :

- Pour la configuration $CF_{4 \times 3}$: (1) de 7 h 41 à 11 h 00 ; (2) de 11 h 00 à 13 h 55 ; (3) de 13 h 55 à 17 h 40
- Pour les configurations $CF_{4 \times 4}$ et $CF_{4 \times 5}$: (1) de 7 h 41 à 9 h 30 ; (2) de 9 h 30 à 15 h 45 ; (3) de 15 h 45 à 17:40.

Pendant le premier intervalle de temps, la puissance de sortie PV est inférieure à la puissance maximale de la motopompe et les rendements CMP ont atteint leurs valeurs maximales de 51,54%, 50,60% et 54,71%, pour $CF_{4 \times 3}$, $CF_{4 \times 4}$ et $CF_{4 \times 5}$, respectivement. Pour le deuxième intervalle de temps, les rendements CMP tombent à 30 % après que la motopompe ait atteint le point de fonctionnement hydraulique maximum. Pour le dernier intervalle de temps, les rendements de la CMP augmentent avec la même allure du premier intervalle de temps jusqu'à leurs valeurs maximales et après ils diminuent rapidement avec la chute du rayonnement solaire à l'après-midi.

De même, pour les courbes de rendement du générateur photovoltaïque. Les rendements sont augmentés jusqu'à leurs valeurs maximales pour le premier intervalle du temps. Ensuite, pour le deuxième intervalle, ils diminuent après que la motopompe ait atteint le point de fonctionnement hydraulique maximum pour les configurations $CF_{4 \times 4}$ et $CF_{4 \times 5}$, ensuite, ils s'augmentent jusqu'à leurs valeurs maximales à nouveau durant la diminution du rayonnement solaire.

La configuration $CF_{4 \times 3}$ fonctionne avec son rendement maximal tout au long de la journée car elle n'atteint pas son point de fonctionnement maximum sauf à midi. Mais nous remarquons qu'il y a une réduction de l'efficacité de 10,31% (à 11h15) à 8% (à 17h) causée par l'augmentation de la température de la cellule PV. De plus, le rendement moyen du réseau PV (8,45% contre 10,1%

CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT ET CONFIGURATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : Application sur un système de pompage d'eau

dans des conditions STC) est plus élevé que les autres configurations car le temps de saturation est plus court (36mn).

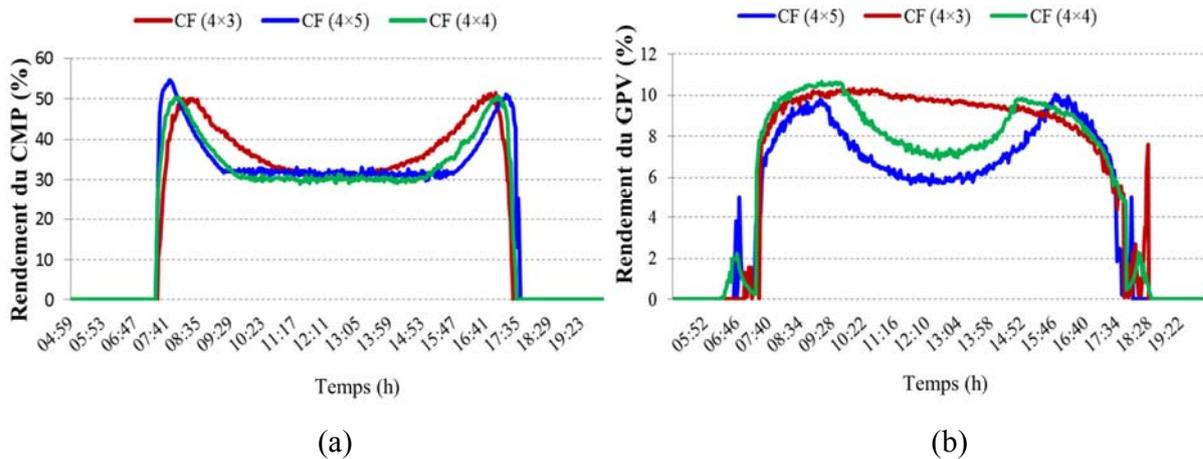


Figure III. 9 : Courbes de rendement pour les trois configurations, (a) du sous-système CMP et (b) du GPV.

Tableau III.6 : Rendement moyen et maximum du sous-système CMP et du GPV

	Volume Pompé (m ³ /jour)	Rendement moyen du GPV(%)	Rendement Max. du GPV (%)	Rendement moyen du sous-système CMP (%)	Rendement Max. du sous-système CMP (%)
$CF_{4 \times 3}$	43	8,45	10,31	37,33	51,54
$CF_{4 \times 4}$	48.37	7,48	10,65	34,66	50,60
$CF_{4 \times 5}$	53.07	6,90	10.03	35,20	54,71

III. 4.4 Impact de la température sur le débit (pour la configuration sélectionnée)

Les performances du système de pompage PV sont affectées par les conditions climatiques. Il est important d'examiner l'efficacité de notre système dans les conditions réelles, notamment pendant les mois de juillet et août à Ghardaïa (Sahara algérien) où la température atteint des niveaux très élevés notamment durant l'après-midi.

D'après les résultats expérimentaux d'une journée type de pompage du 27 Juillet 2020 (figure III.10), La température des modules augmente à des niveaux élevés (de 60 à 78°) à partir de 10h à 17h. On remarque (sur zoom) la diminution de débit maximal de 6 à 5.83 m³/h pendant 4 heures est 30 minutes (10h 30 à 15h). Les résultats de caractérisation du GPV (silicium monocristallin)

CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT ET CONFIGURATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : Application sur un système de pompage d'eau

dans un système de pompage montrent que les modules peuvent fonctionner aux hautes températures avec faible influence sur leur production électrique.

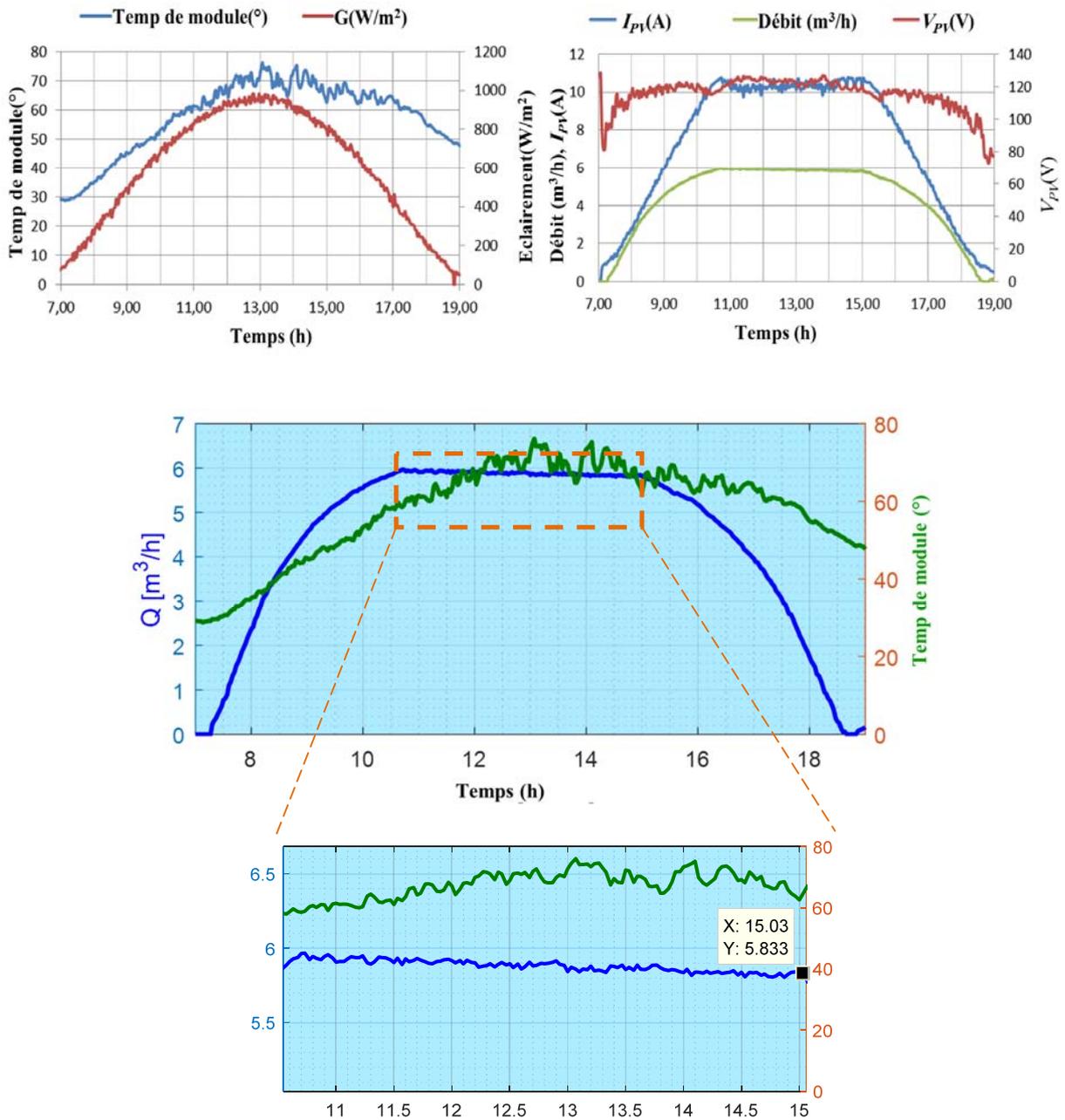


Figure III. 10 : Résultats d'une journée type de pompage du 27 Juillet 2020, représentant l'influence de la température des cellules sur le débit instantané.

III. 5 Conclusion

Une étude comparative d'un système de pompage d'eau photovoltaïque autonome installé sur un puits réel dans un climat désertique (Ghardaia, Algérie) destiné à l'irrigation agricole est présenté dans ce chapitre. Des expériences de pompage réel à travers les configurations du GPV ont été réalisées afin d'évaluer les performances techniques en termes de débit instantané, de quantité d'eau pompée par jour, de puissance consommée et d'efficacité globale des principaux composants du système.

Les caractéristiques du système de pompage d'eau PV étudié ont été vérifiées, on constate que le système peut commencer à pomper avec succès à un faible rayonnement solaire de 86,21 W/m² (7h:32, 0,11 m³/h, 115,11 V, 0,62 A). Une fois que la pompe atteint sa puissance maximale, le débit d'eau arrive à la valeur maximale correspondant au point de fonctionnement hydraulique.

La configuration du GPV ($CF_{4 \times 3}$) donne le rendement journalier moyen le plus élevé pour le sous-système CMP et le GPV, cependant, le volume d'eau pompé peut être insuffisant, notamment pendant les jours nuageux. Afin de y remédier à ce fait on a recours à un système de panneaux photovoltaïques majoré. Lorsqu'un string est ajouté pour obtenir la configuration ($CF_{4 \times 4}$), le volume d'eau pompée est augmenté de 12,4 % par jour. De plus, l'ajout d'un deuxième string pour obtenir la configuration ($CF_{4 \times 5}$), n'augmente le volume d'eau que de 10,9%. On doit noter que l'augmentation permanente des strings PV est limitée par la diminution du volume d'eau utile et l'augmentation du coût total de l'installation. Par conséquent, les performances optimales sont obtenues par le surdimensionnement de 46%. De point de vue influence climatique, ce type des panneaux (mono cristallin) est moins affecté par la température.

Le champ PV est généralement surdimensionné en puissance crête pour permettre d'améliorer les meilleures performances pour les faibles éclairagements solaires. A cette puissance, le moteur est très sous-utilisé et fonctionne loin de sa puissance maximale, avec un rendement médiocre. Le surdimensionnement conduit finalement à un gaspillage énergétique pendant des rayonnements solaires élevés, pour résoudre ce problème, il est donc nécessaire de stocker la partie inutilisée de l'énergie produite. Pour ce faire, dans le chapitre suivant, un système de stockage basé sur les batteries électrochimiques sera présenté, discuté et validé.

III.6 Références 3

- [1] Chandel SS, Nagaraju Naik M, Chandel R. Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies. *Renew Sustain Energy Rev.* 2015;49:1084-1099.
- [2] Li G, Jin Y, Akram MW, Chen X. Research and current status of the solar photovoltaic water pumping system—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2017;79:440–458.
- [3] Muhsen DH, Khatib T, Nagi F. A review of photovoltaic water pumping system designing methods, control strategies and field performance. *Renew Sustain Energy Rev.* 2017;68:70-86.
- [4] Rawat R, Kaushik SC, Lamba R. A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system. *Renew Sustain Energy Rev.* 2016;57:1506-1519.
- [5] Bouchakour A, Brahami M, Borni A. Comparative study on photovoltaic pumping systems driven by different motors optimized with sliding mode control. *International Journal of Engineering and Technology Innovation.* 2017;7(3):201.
- [6] Ammar H, Benbaha N, Boukebbous SE. P&O control of a photovoltaic pumping system to efficiency improvement using PSIM. In: *2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*. IEEE; 2017.
- [7] Singh B, Kumar R. Solar photovoltaic array fed water pump driven by brushless DC motor using Landsman converter. *IET Renew Power Gener.* 2016;10(4):474-484.
- [8] Murshid S, Singh B. Energy-efficient single-stage solar PV powered sensorless PMSM drive for water pumping. *IET Renew Power Gener.* 2019;13(13):2267-2277.
- [9] Antonello R, Carraro M, Costabeber A, Tinazzi F, Zigliotto M. Energy-efficient autonomous solar water-pumping system for permanent-magnet synchronous motors. *IEEE Trans Ind Electron.* 2017;64(1):43-51.

- [10] Prabhakaran KK, Karthikeyan A, Varsha S, Perumal BV, Mishra S. Standalone single stage PV-fed reduced switch inverter based PMSM for water pumping application. *IEEE Trans Ind Appl.* 2020;56(6):6526-6535.
- [11] Singh B, Mishra AK. Performance analysis of a solar-powered water pumping using improved SIDO buck–boost converter. *IET power electron.* 2019;12(11):2904-2911.
- [12] Shukla S, Singh B. Improved power quality converter for three-phase grid-interfaced PV array fed reduced current sensor-based induction motor drive for water pumping. *Int trans electr energy syst.* 2020;30(4):e12304.
- [13] Krishnan R. *Permanent Magnet Synchronous and Brushless DC Motor Drives.* Routledge; 2017.
- [14] Singh B, Bist V. Power quality improvements in power factor correction Luo converter fed brushless direct current motor drive: A PFC Based BLDC Motor Drive. *Int trans electr energy syst.* 2015;25(5):898-919.
- [15] Benbaha N, Zidani F, Nait-Said M-S, Zouzou SE, Boukebbous S, Ammar H. DSPACE validation of improved backstepping optimal energy control for photovoltaic systems. In: *2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC).* IEEE; 2018.
- [16] Bouchakour A, Borni A, Brahami M. Comparative study of P&O-PI and fuzzy-PI MPPT controllers and their optimisation using GA and PSO for photovoltaic water pumping systems. *Int J Ambient Energy.* Published online 2019:1-12.
- [17] Boukebbous SE, Kerdoun D. Study, modeling and simulation of photovoltaic panels under uniform and nonuniform illumination conditions. *Revue des Energies Renouvelables.* 2015;18(2):257–268.
- [18] Kermadi M, Mekhilef S, Salam Z, Ahmed J, Berkouk EM. Assessment of maximum power point trackers performance using direct and indirect control methods. *Int trans electr energy syst.* 2020;30(10). doi:10.1002/2050-7038.12565

- [19] Nikzad A, Chahartaghi M, Ahmadi MH. Technical, economic, and environmental modeling of solar water pump for irrigation of rice in Mazandaran province in Iran: A case study. *J Clean Prod.* 2019;239(118007):118007.
- [20] Betka, A., & Attali, A. (2010). Optimization of a photovoltaic pumping system based on the optimal control theory. *Solar Energy*, 84(7), 1273-1283.
- [21] Vamja RV, Mulla MA. Development of grid-connected solar water pumping system utilizing diode bridge. *Int trans electr energy syst.* 2020;30(5). doi:10.1002/2050-7038.12339
- [22] Odeh I, Yohanis YG, Norton B. Influence of pumping head, insolation and PV array size on PV water pumping system performance. *Sol Energy.* 2006;80(1):51-64.
- [23] Benghanem M, Daffallah KO, Alamri SN, Joraid AA. Effect of pumping head on solar water pumping system. *Energy Convers Manag.* 2014;77:334-339.
- [24] Benghanem M, Daffallah KO, Joraid AA, Alamri SN, Jaber A. Performances of solar water pumping system using helical pump for a deep well: A case study for Madinah, Saudi Arabia. *Energy Convers Manag.* 2013;65:50-56.
- [25] Tiwari AK, Kalamkar VR. Performance investigations of solar water pumping system using helical pump under the outdoor condition of Nagpur, India. *Renew Energy.* 2016;97:737-745.
- [26] Tiwari AK, Kalamkar VR. Effects of total head and solar radiation on the performance of solar water pumping system. *Renew Energy.* 2018;118:919-927.
- [27] Das M, Mandal R. A comparative performance analysis of direct, with battery, supercapacitor, and battery-supercapacitor enabled photovoltaic water pumping systems using centrifugal pump. *Sol Energy.* 2018;171:302-309.
- [28] Matam M, Barry VR, Govind AR. Optimized Reconfigurable PV array based Photovoltaic water-pumping system. *Sol Energy.* 2018;170:1063-1073.
- [29] Sontake VC, Tiwari AK, Kalamkar VR. Experimental investigations on the seasonal performance variations of directly coupled solar photovoltaic water pumping system

- using centrifugal pump. *Environ Dev Sustain.* Published online 2020. doi:10.1007/s10668-020-00965-x
- [30] Hamiche AM, Stambouli AB, Flazi S. A review on the water and energy sectors in Algeria: Current forecasts, scenario and sustainability issues. *Renew Sustain Energy Rev.* 2015;41:261-276.
- [31] Products and Technology. Lorentz.de. Accessed January 17, 2021. <https://www.lorentz.de/products-and-technology/>
- [32] Boukebbous, S. E., Benbaha, N., Bouchakour, A., Ammar, H., Bouhoun, S., & Kerdoun, D. (2021). Experimental performance assessment of photovoltaic water pumping system for agricultural irrigation in semi-arid environment of Sebseb—Ghardaia, Algeria. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 1-16.
- [33] Benbaha, N., Zidani, F., Bouchakour, A., Boukebbous, S., Nait-Said, M. S., Ammar, H., & Bouhoun, S. (2021). Optimal configuration investigation for photovoltaic water pumping system, case study: in a desert environment at Ghardaia, Algeria. *J. Eur. Syst. Autom.*, 54(4), 549-558.

CHAPITRE IV :

GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME

HYBRIDE PV-BATTERIE :

POUR UNE COMMANDE ROBUSTE D'UN MOTEUR ASYNCHRONE

IV.1 Introduction

IV.2 Description d'un système proposé autonome : PV/batterie

IV.2.1. Réglage de la tension du bus continu

IV.2.2 Modélisation et commande de la batterie

IV.2.3 Commande par backstepping de la MAS

IV.2.4 Estimateur PLL de position du flux rotorique

IV.3 Résultats de simulation

IV.3.1 Performances avec paramètres nominaux

IV.3.2 Performances avec variation de la constante du temps rotorique

IV.3.3 Alimentation par GPV autonome avec Batteries

IV. 4 Résultats expérimentaux

IV.4.1 Description du banc d'essai

IV.5 Conclusion

IV. 6 Références 4

IV.1 Introduction

L'analyse des résultats expérimentaux analysés dans le chapitre précédent nous a permis de constater que, pour la configuration optimale, une énergie importante disponible au niveau des panneaux non exploitée durant les heures de pointe d'éclairement. Dans le but d'exploiter le maximum de cette puissance et améliorer notamment le rendement global du système, une unité de stockage avec batterie est utilisée. Dans ce contexte, ce chapitre est consacré à l'étude d'une configuration permettant la gestion optimale des flux des puissances d'un système hybride PV-batterie alimentant un moteur asynchrone.

Pour ce faire, nous avons utilisé la commande MPPT backstepping (présenté dans le chapitre II) pour le contrôle du convertisseur DC-DC afin d'optimiser la puissance fournie par le GPV. On vise les objectifs suivants :

- Le convertisseur bidirectionnel est utilisé, pour atteindre deux objectifs : (1) contrôler la tension du bus DC, et (2) assurer la continuité de la production d'énergie électrique en charge/décharge batterie.
- Sur le côté charge, pour avoir une commande puissante avec une précision de vitesse, une structure de commande vectorielle à flux rotorique orienté (FOC : Field Oriented Control) robuste basée sur l'approche backstepping est appliquée. D'autre part, pour assurer une estimation précise de l'angle de positionnement du vecteur flux rotorique, la technique PLL est associée à l'estimateur du flux rotorique.

IV.2 Description d'un système autonome proposé: PV/batterie

Le système proposé est présenté par la Figure IV.1. Le générateur PV (source principale) est relié au bus DC à travers un convertisseur courant continu (boost) pour assurer la transmission et la disponibilité de la puissance maximale disponible à la charge. Un convertisseur continu continu réversible (buck-boost) raccorde le banc de batteries au bus DC pour assurer le stockage d'énergie électrique non utilisée. Lorsque l'énergie PV produite est inférieure à celle demandée par la charge, le banc d'installation des batteries compense le manque à travers la décharge. Dans le coté charge, un moteur asynchrone est alimenté à travers un onduleur avec une commande robuste par backstepping.

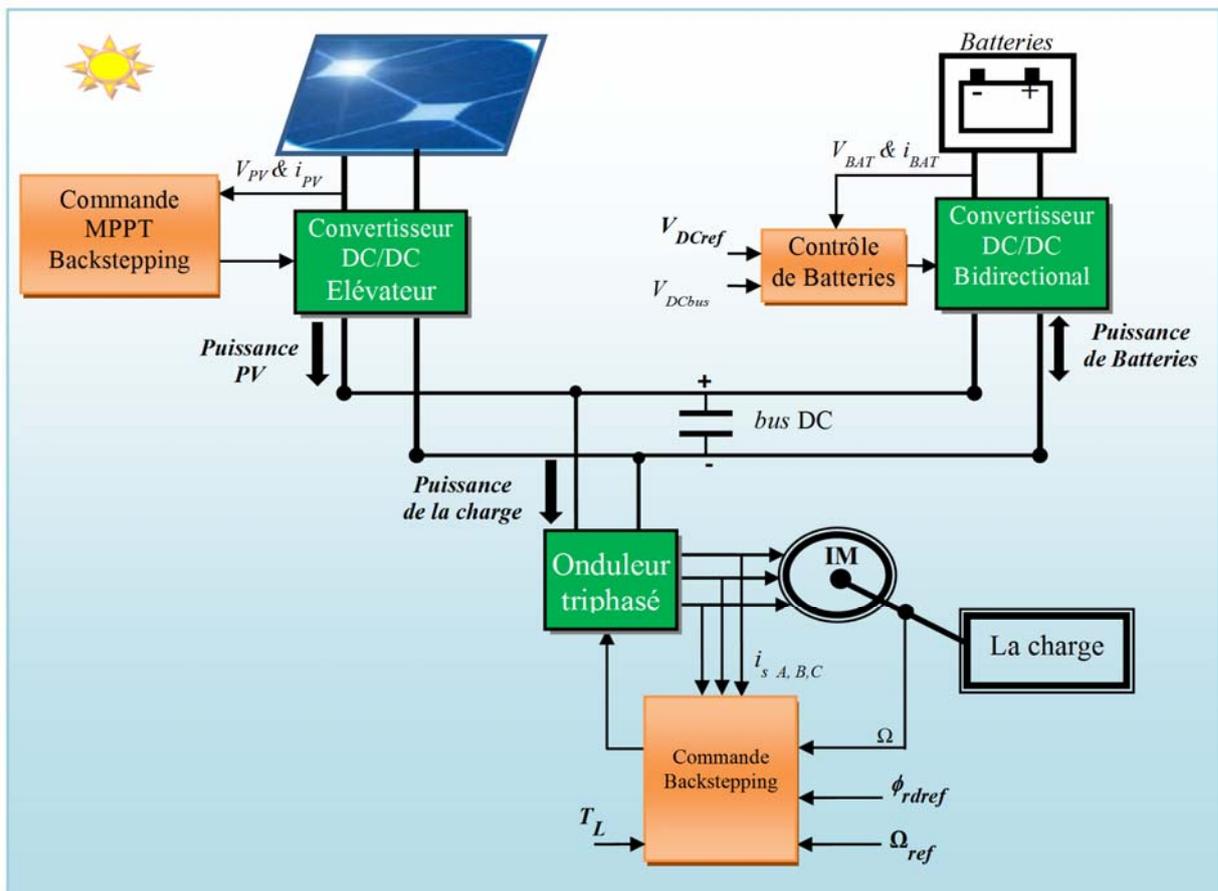


Figure IV.1 : L'architecture à bus continu d'une alimentation autonome PV/batterie d'un moteur asynchrone.

CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ÉNERGIE D'UN SYSTÈME HYBRIDE PV-BATTERIE : Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone

IV.2.1. Réglage de tension du bus continu

La puissance produite par les panneaux PV est en fonction de l'éclairement solaire. Lorsque le générateur photovoltaïque est capable de produire une énergie supérieure à celle demandée par la charge, la batterie se chargera via un convertisseur DC-DC bidirectionnel. Lorsque l'irradiation est insuffisante et ne fournit pas la puissance demandée pour assurer le fonctionnement de la charge, la batterie fournit (la batterie se décharge) la puissance demandée via le même convertisseur DC-DC bidirectionnel.

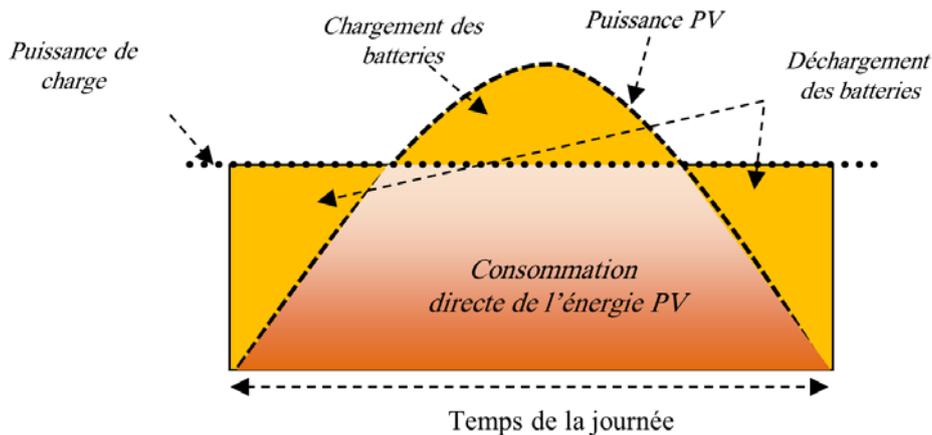


Figure IV.2 : Schéma descriptif de la distribution journalière d'énergie d'un GPV.

Dans cette étude, le contrôle de la tension du bus continu est incorporé afin d'assurer un système de stockage constitué d'une batterie (à plomb-acide) connectée au bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur DC-DC bidirectionnel abaisseur-élevateur (Buck-boost), présenté par la Figure IV.3. Le système permet de stocker la puissance inexploitée de la source principale (PV) et de l'exploiter lorsque la demande est supérieure à la puissance générée par le PV.

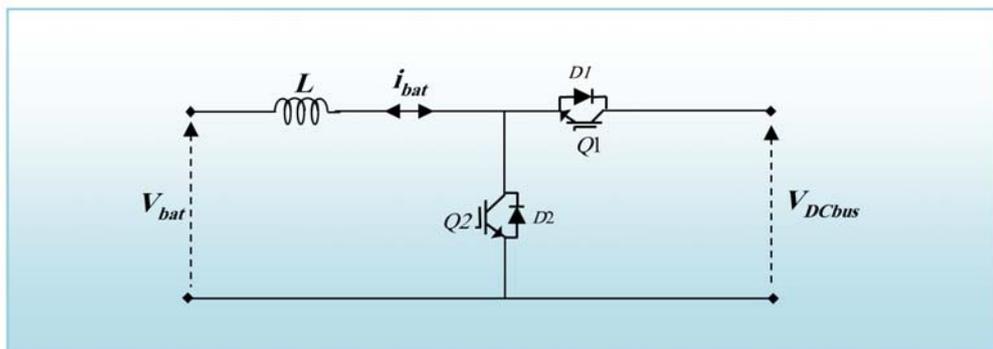


Figure IV.3 : Convertisseur DC-DC bidirectionnel

CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ÉNERGIE D'UN SYSTÈME HYBRIDE PV-BATTERIE : Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone

En se référant au modèle du bus DC : $C_{DC} \cdot \dot{V}_{DC} = i_{PV} + i_{batt} - i_{ch}$ [1], le contrôleur du convertisseur bidirectionnel utilisé est synthétisé pour connecter un banc des batteries en tant que dispositif de stockage avec un générateur PV (figure IV.4). Le convertisseur doit être conçu de façon à favoriser le passage dans les deux sens (réversible en courant) de flux de puissance entre le banc des batteries et le bus continu. Il doit notamment avoir la capacité d'augmenter ou de diminuer le niveau de tension dans chaque sens de flux de puissance étant donné que le niveau des tensions de batterie et du bus continu sont différents.

Plusieurs méthodes de contrôle ont été proposées dans la littérature pour interfacer les sources d'énergie renouvelables avec un dispositif de stockage utilisant un convertisseur bidirectionnel [1-3]. En prenant en considération l'état de charge de la batterie l'expression du courant de référence est définie comme suit [3] :

$$I_{ref} = \begin{cases} 0, & \text{if } \begin{cases} I_{ref} < 0 \text{ et } SOC_{bat} > 95\% \\ I_{ref} > 0 \text{ et } SOC_{bat} < 25\% \end{cases} \\ I_{ref}, & \text{if } \begin{cases} I_{ref} < 0 \text{ et } SOC_{bat} < 95\% \\ I_{ref} > 0 \text{ et } SOC_{bat} > 25\% \end{cases} \end{cases}$$

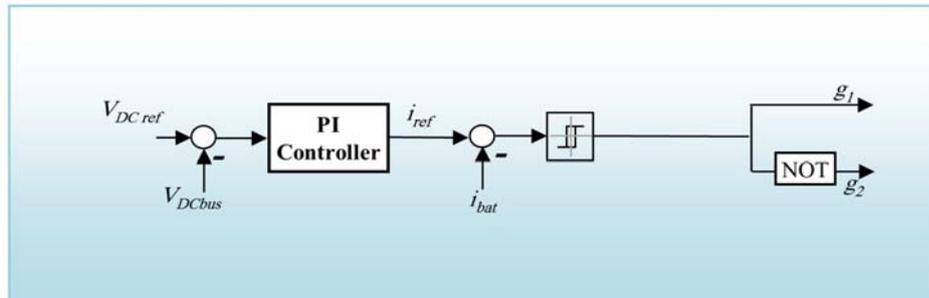


Figure IV.4 : Schéma bloc de la boucle de régulation du convertisseur bidirectionnel buck-boost.

IV.2.2 Modélisation et commande de la batterie

Actuellement, la technologie des batteries la plus utilisée pour les applications photovoltaïques est celle de Plomb (Pb-acide) [2]. Suivant les applications, il existe plusieurs modèles de batterie, le bloc de batterie sous Matlab/SimPowerSystems est un modèle dynamique pour représenter la plupart des types populaires de batteries rechargeables. Le circuit équivalent de la batterie est montré ci-dessous, il est composé d'une source de tension réglable en fonction

CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE : Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone

du courant débité, d'une résistance interne et d'un certain paramètre électrique de la caractéristique de décharge.

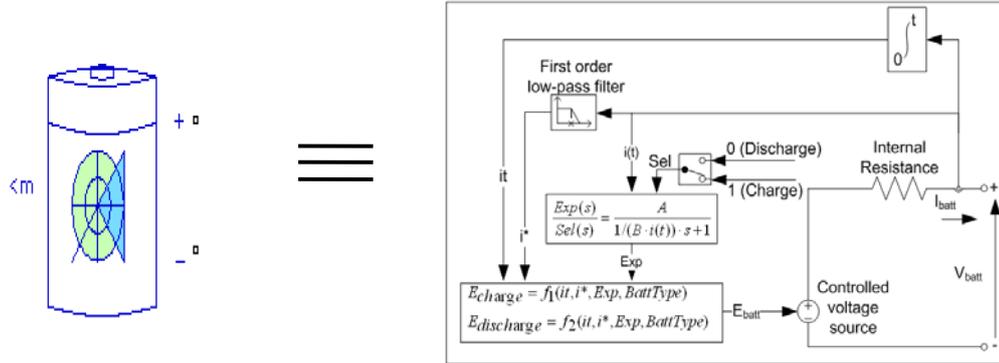


Figure IV.5 : Modèle dynamique de la batterie sous Matlab/SimPowerSystems

L'équation de tension de batterie peut être exprimée comme suit [4] :

Lors du chargement :

$$V_{batt} = E_0 - R \cdot i - K \frac{Q_{batt}}{i_t - 0.1 \cdot Q_{batt}} i^* - K \frac{Q_{batt}}{Q_{batt} - i_t} i_t + Exp(t) \quad (IV.1)$$

Lors du déchargement :

$$V_{batt} = E_0 - R \cdot i - K \frac{Q_{batt}}{Q_{batt} - i_t} (i_t + i^*) + Exp(t) \quad (IV.2)$$

$$Exp(t) = B \cdot |i(t)| \cdot (-Exp(t) + A \cdot sel(t)) \quad (IV.3)$$

Où :

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

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

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

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

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

Q_{batt} : La capacité maximale de la batterie [Ah].

B : $1/i_t$ [Ah]⁻¹.

R : résistance interne de la batterie [Ω].

**CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE :
Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone**

A : amplitude de la zone exponentielle [V].

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

IV.2.3 Commande par backstepping de la MAS

L'application de la technique backstepping à la commande de la machine asynchrone est effectuée en trois étapes [5-10], pour ce faire, le modèle de la machine à induction dans le repère (d-q) sur la base d'orientation du flux rotorique (IV.4) est utilisé,

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{\omega} = \frac{\mu}{J} \phi_d \cdot i_{sq} - \frac{C_r}{J} \\ \dot{\phi}_d = -\alpha \cdot \phi_d + \alpha M \cdot i_{sd} \\ \dot{i}_{sd} = -\eta \cdot i_{sd} + \alpha \beta \cdot \phi_d + p\omega \cdot i_{sq} + \alpha M \frac{i_{sq}^2}{\phi_d} + \frac{1}{\sigma L_s} u_d \\ \dot{i}_{sq} = -\eta \cdot i_{sq} - p\beta\omega \cdot \phi_d - p\omega \cdot i_{sd} + \alpha M \frac{i_{sd} i_{sq}}{\phi_d} + \frac{1}{\sigma L_s} u_q \\ \dot{\theta}_s = p\omega + \alpha M \frac{i_{sq}}{\phi_d} \end{array} \right. \quad (IV.4)$$

Etape 1

Cette première étape consiste à identifier les erreurs e_1 et e_2 qui représentent respectivement l'erreur entre la vitesse réelle et sa référence ainsi que le module du flux rotorique et celui de référence.

$$\begin{aligned} e_1 &= \omega_{ref} - \omega \\ e_2 &= \phi_{ref} - \phi_d \end{aligned} \quad (IV.5)$$

La dérivée de (IV.5) est donnée par:

$$\begin{aligned} \dot{e}_1 &= \dot{\omega}_{ref} - \frac{\mu}{J} \phi_d \cdot i_{sq} + \frac{C_r}{J} \\ \dot{e}_2 &= \dot{\phi}_{ref} + \alpha \phi_d - \alpha M \cdot i_{sd} \end{aligned} \quad (IV.5')$$

**CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE :
Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone**

La première fonction de Lyapunov est définie par:

$$V_1 = \frac{1}{2}e_1^2 + \frac{1}{2}e_2^2 \quad (\text{IV.6})$$

Sa dérivée est,

$$\dot{V}_1 = e_1 \cdot \dot{e}_1 + e_2 \cdot \dot{e}_2 \quad (\text{II.6'})$$

En remplaçant (IV.5') dans (IV.6), on obtient,

$$\dot{V}_1 = e_1 \cdot \left[\dot{\omega}_{ref} - \frac{\mu}{J} \phi_d \cdot i_{sq} + \frac{C_r}{J} \right] + e_2 \cdot \left[\dot{\phi}_{ref} + \alpha \phi_d - \alpha M \cdot i_{sd} \right] \quad (\text{IV.6''})$$

On choisit les fonctions stabilisantes comme suit :

$$\begin{aligned} i_{sqref} &= \frac{J}{\mu \cdot \phi_d} \left[k_1 e_1 + \dot{\omega}_{ref} + \frac{C_r}{J} \right] \\ i_{sdref} &= \frac{1}{\alpha M} \left[k_2 e_2 + \dot{\phi}_{ref} + \alpha \phi_d \right] \end{aligned} \quad (\text{IV.7})$$

La dérivée de la fonction de Lyapunov par rapport au temps est négative :

$$\dot{V}_1 = -k_1 e_1^2 - k_2 e_2^2 < 0$$

Avec, $k_1 > 0, k_2 > 0$

Etape 2

Dans cette étape, on définit deux nouvelles erreurs des composantes du courant statorique données par :

$$\begin{aligned} e_3 &= i_{sqref} - i_{sq} \\ e_4 &= i_{sdref} - i_{sd} \end{aligned} \quad (\text{IV.8})$$

Alors, l'équation (IV.5') prendra la forme suivante :

$$\begin{aligned} \dot{e}_1 &= -k_1 e_1 + \frac{\mu}{J} \phi_d \cdot e_3 \\ \dot{e}_2 &= -k_2 e_2 + \alpha M \cdot e_4 \end{aligned} \quad (\text{IV.9})$$

Et la dérivée de (IV.8) donne :

**CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE :
Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone**

$$\begin{aligned} \dot{e}_3 &= \dot{i}_{sqref} - f_q - \frac{1}{\sigma L_s} u_q \\ \dot{e}_4 &= \dot{i}_{sdref} - f_d - \frac{1}{\sigma L_s} u_d \end{aligned} \quad (IV.10)$$

Où :

$$\begin{aligned} f_d &= -\eta \cdot i_{sd} + \alpha\beta \cdot \phi_d + p\omega \cdot i_{sq} + \alpha M \frac{i_{sq}^2}{\phi_d} \\ f_q &= -\eta \cdot i_{sq} - p\beta\omega \cdot \phi_d - p\omega \cdot i_{sd} - \alpha M \frac{i_{sd} i_{sq}}{\phi_d} \end{aligned} \quad (IV.11)$$

Etape 3

Afin de définir les lois de commande, on adopte une nouvelle fonction de Lyapunov décrite par l'expression suivante :

$$V_2 = \frac{1}{2} (e_1^2 + e_2^2 + e_3^2 + e_4^2) \quad (IV.12)$$

Ainsi la dérivée de la fonction de Lyapunov finale est :

$$\begin{aligned} \dot{V}_2 &= -k_1 e_1^2 - k_2 e_2^2 - k_3 e_3^2 - k_4 e_4^2 \\ &+ \left(k_3 e_3 + \dot{i}_{sqref} - f_q - \frac{1}{\sigma L_s} u_q \right) \\ &+ \left(k_4 e_4 + \dot{i}_{sdref} - f_d - \frac{1}{\sigma L_s} u_d \right) \end{aligned} \quad (IV.12')$$

Avec, $k_3 > 0, k_4 > 0$

Donc, on choisit la commande comme suit :

$$\begin{aligned} u_d &= \sigma L_s (k_4 e_4 + \dot{i}_{sdref} - f_d) \\ u_q &= \sigma L_s (k_3 e_3 + \dot{i}_{sqref} - f_q) \end{aligned} \quad (IV.13)$$

Les dérivées des erreurs e_3 et e_4 seront comme suit :

**CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE :
Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone**

$$\begin{aligned}\dot{e}_3 &= -\frac{\mu}{J}\phi_d \cdot e_1 - k_3 \cdot e_3 \\ \dot{e}_4 &= -\alpha M \cdot e_2 - k_4 \cdot e_4\end{aligned}\tag{IV.14}$$

Donc à partir des équations (IV.9) et (IV.14) on peut écrire :

$$\dot{e} = A_e \cdot e\tag{IV.15}$$

tel que,

$$A_e = \begin{bmatrix} -k_1 & 0 & \frac{\mu}{J}\phi_d & 0 \\ 0 & -k_2 & 0 & \alpha M \\ -\frac{\mu}{J}\phi_d & 0 & -k_3 & 0 \\ 0 & -\alpha M & 0 & -k_4 \end{bmatrix} \text{ et } e = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \\ e_4 \end{bmatrix}$$

IV.2.4 Estimateur PLL de position du flux rotorique

En se basant sur le modèle dynamique de la machine à induction, les composants de flux rotorique sont estimés à partir des courants statoriques et de la vitesse mesurée dans le référentiel statorique ($\alpha\beta$). Ils sont donnés comme suit [11],

$$\begin{cases} \frac{d\phi_{r\alpha}}{dt} = -\frac{1}{T_r}\phi_{r\alpha} - \omega_r\phi_{r\beta} + \frac{M}{T_r}i_{s\alpha} \\ \frac{d\phi_{r\beta}}{dt} = -\frac{1}{T_r}\phi_{r\beta} + \omega_r\phi_{r\alpha} + \frac{M}{T_r}i_{s\beta} \end{cases}\tag{IV.16}$$

L'objectif principal de la commande vectorielle du moteur à induction est le découplage, qui signifie, la position du flux rotorique coïncide avec l'axe (d) dans le référentiel synchrone (d,q), dans ce cas, ω_{sl} est calculée par l'équation (IV.17), et la relation entre ϕ_{rd} et i_{sd} peut être démontrée par l'expression (IV.18)

$$\omega_{sl} = \frac{M}{T_r} \cdot \frac{i_{sq}}{\phi_{rd}}\tag{IV.17}$$

**CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE :
Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone**

$$\phi_{rd} = \frac{M}{1 + s \cdot T_r} \cdot i_{sd} \quad (\text{IV.18})$$

On peut constater de (IV.18) qu'avec un alignement correct du i_{sd} , le flux rotorique ϕ_{rd} n'est contrôlé que par i_{sd} , et en régime permanent, (IV.18) deviendra $\phi_{rd} = M \cdot i_{sd}$. L'amplitude du flux rotorique est proportionnelle au courant i_{sd} .

Habituellement, l'angle d'orientation du flux rotorique est calculé par intégration de la somme de la fréquence angulaire de glissement ω_{sl} et de la fréquence angulaire mécanique du rotor ω_r comme indiqué en (IV.19). Dans notre cas, comme la vitesse du rotor est mesurée par le capteur de vitesse, l'orientation précise du flux du rotor dépend directement de la variation du gain de glissement M/T_r .

$$\omega_s = \omega_r + \omega_{sl} \quad (\text{IV.19})$$

Lorsque la perturbation est rejetée, les grandeurs peuvent être remplacées dans (IV.19) par ses références, comme illustré dans (IV.20),

$$\omega_{sref} = \omega_{ref} + \frac{M}{T_r} \cdot \frac{i_{sqref}}{\phi_{rdref}} \quad (\text{IV.20})$$

tel que,
$$\theta_s = \int \omega_s dt = \int (\omega_r + \omega_{sl}) dt = \theta_r + \theta_{sl} \quad (\text{IV.21})$$

Comme le montre la figure IV.6 a, lorsque la constante de temps du rotor T_r est nominale, l'orientation du flux du rotor est précise, ce qui signifie que l'axe d coïncide avec la direction exacte du flux rotorique. D'autre part, la variation de T_r crée une erreur de phase dans l'orientation du flux rotorique, c'est-à-dire $\Delta\theta_s \neq 0$, comme il est illustré sur les figures IV.6 b et IV.6.c.

**CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE :
Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone**

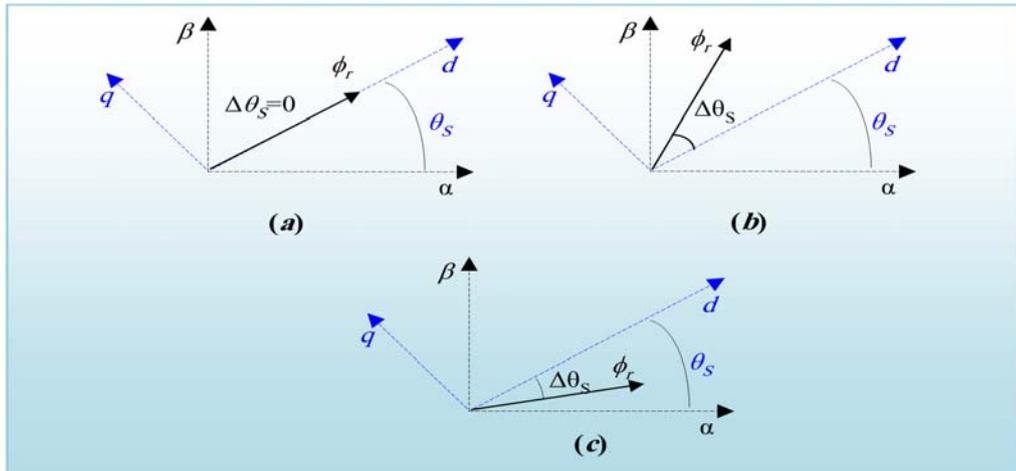


Figure IV.6: Représentation angulaire de l'orientation du flux rotorique
a : orientation précise du flux de rotor $\Delta\theta_s = 0$,
b et **c** : orientation imprécise de flux de rotor $\Delta\theta_s \neq 0$

Dans la littérature des commandes des machines électriques, ils existent plusieurs structures basées sur différentes structures de la technique de PLL [12-15]. Le schéma fonctionnel de l'orientation précise de flux rotorique est présenté sur la figure IV.7, où la structure de boucle fermée de la technique PLL adoptée est illustrée sur la même figure, dans lequel, le signal de sortie de PLL est employé au lieu du signal de l'estimateur classique. La fonction de transfert de VCO est présentée par le modèle suivant [13] :

$$\int (\omega_{sl} + \omega_r) dt = \theta_{sl} + \theta_r = \left(\frac{M}{T_r} \cdot \frac{i_{sqref}}{\phi_{rdref}} \right) \frac{1}{s} + \theta_{r_ref} \quad (IV.22)$$

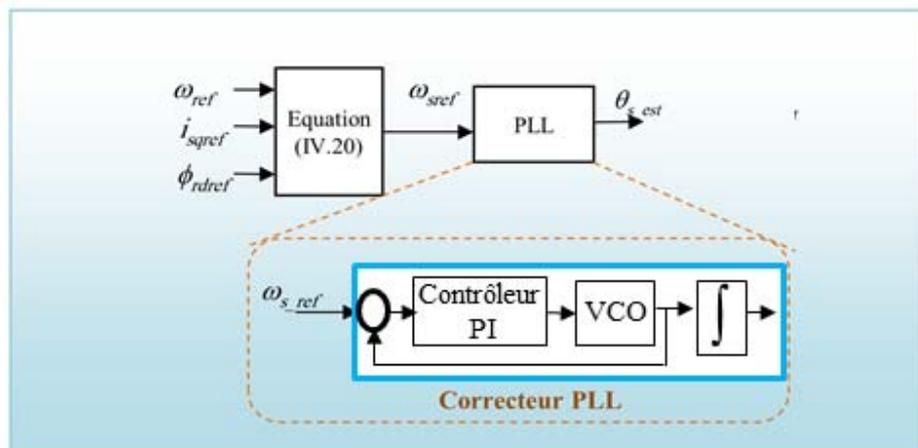


Figure IV.7: Schéma bloc d'un estimateur PLL de position du flux rotorique

**CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE :
Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone**

IV.3 Résultats de simulation

Afin d'examiner l'efficacité du contrôleur robuste proposé pour le contrôle de la machine, des simulations numériques sont réalisées sous Matlab/SimPowerSystems (figure IV.9). Le schéma fonctionnel du contrôleur proposé est présenté sur le schéma de la figure IV.8. Les paramètres du moteur asynchrone sont donnés dans l'annexe (Tableau A.2). Le flux rotorique de référence est fixé à 0.6 Wb pour tous les essais,

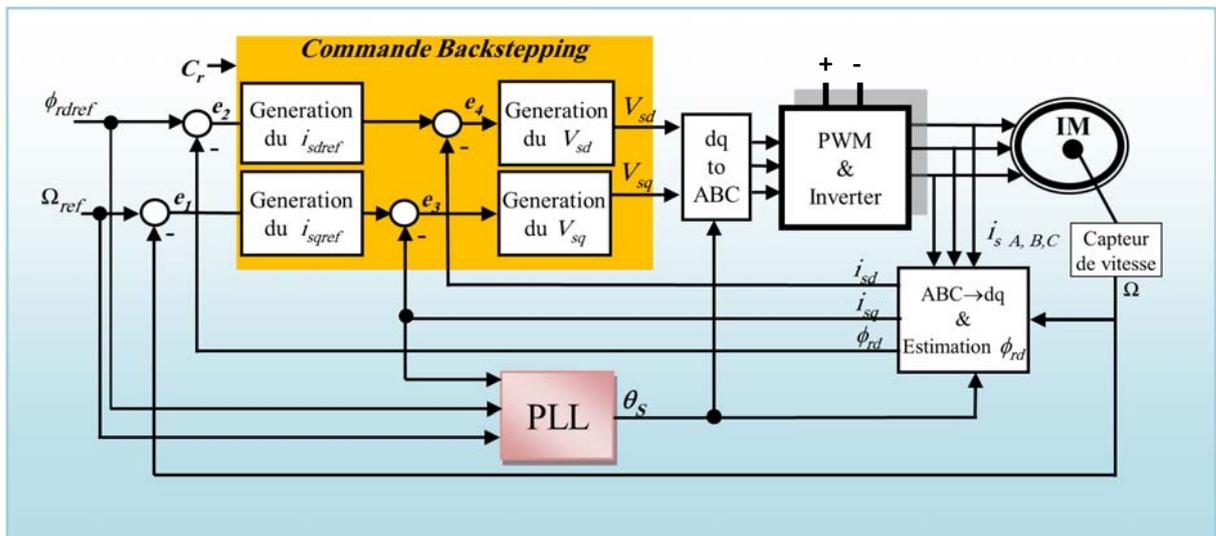


Figure IV.8 : Structure de la commande backstepping-PLL d'un moteur asynchrone

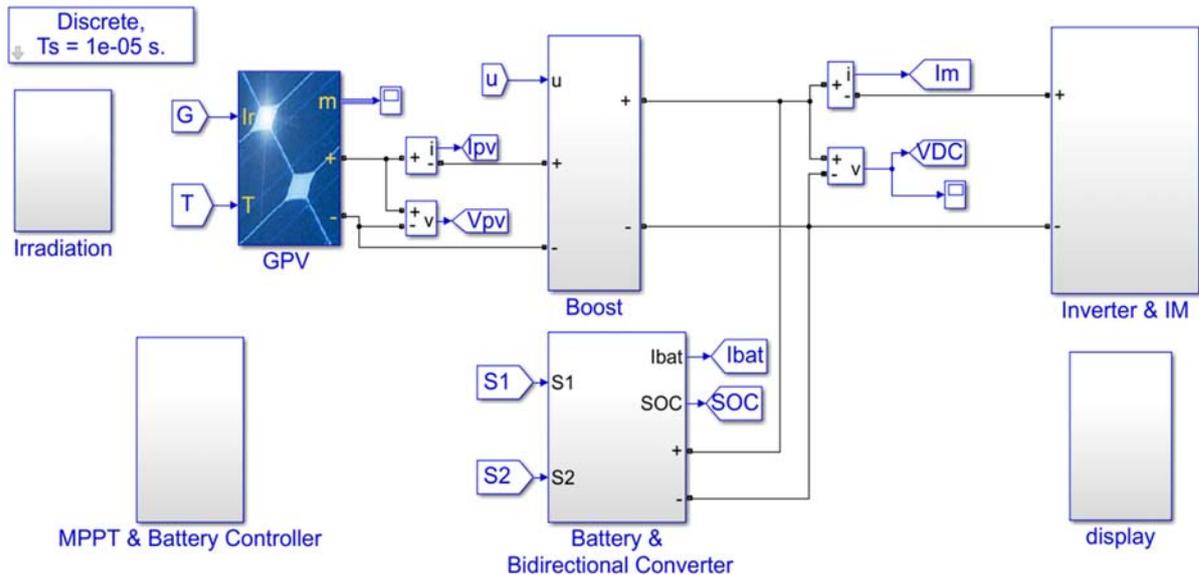
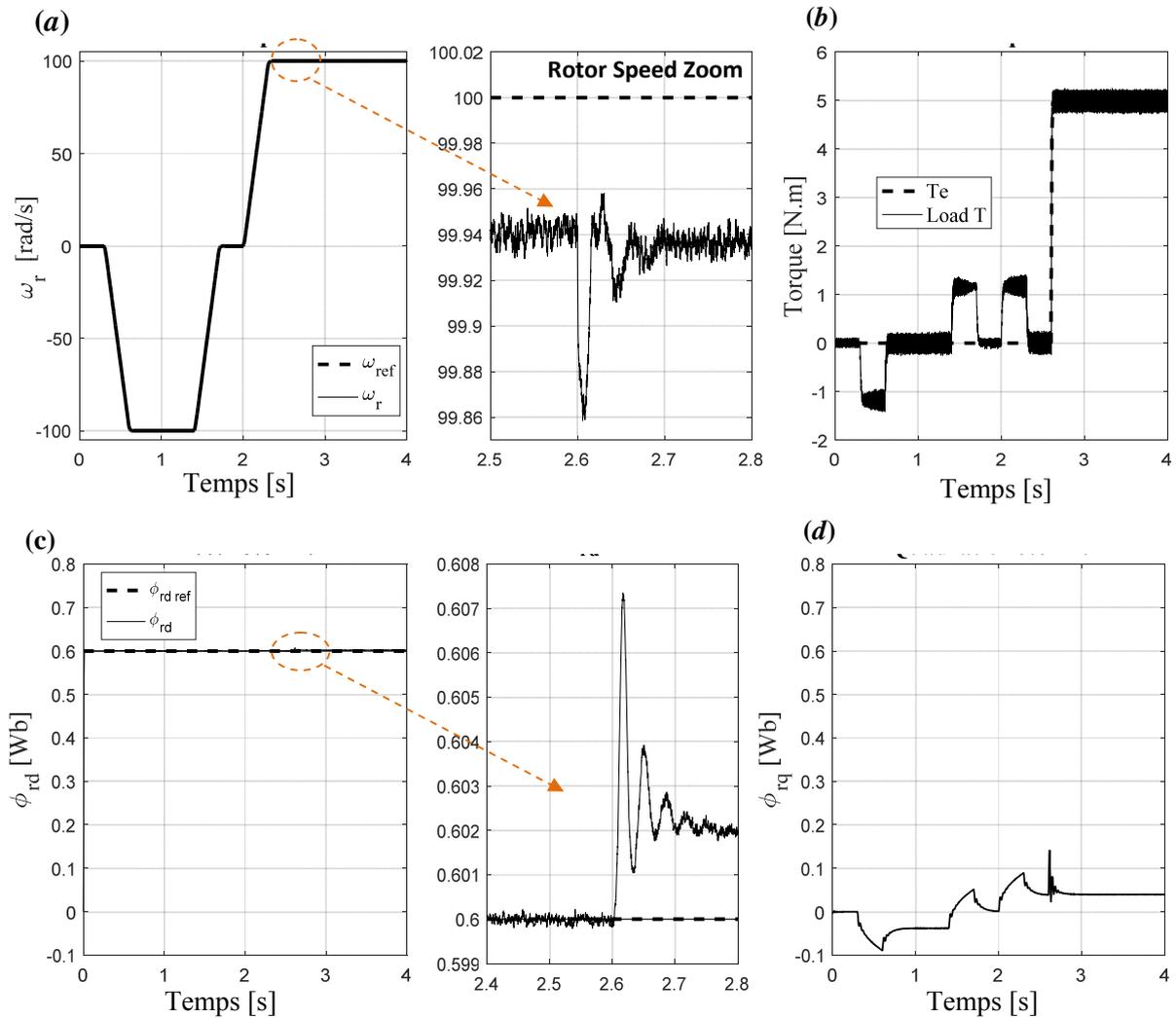


Figure IV.9: Schéma SimPowerSystems du système hybride PV-batterie avec entraînement par IM.

IV.3.1 Performances avec paramètres nominaux

La figure IV.10 illustre les performances issues de la commande du moteur à induction avec un fonctionnement nominal. Le moteur démarre à vide selon le profil de la vitesse de référence : 0, -100, 0, et 100 rad/s (figure IV.10 a). Le couple de charge 5N.m est appliquée à $t=2.6$ s (figure IV.10 b). D'après les figures IV.10e et IV.10f, on remarque l'augmentation des courants et tensions statoriques pour satisfaire la puissance demandée durant l'application de la charge. En termes de suivi de trajectoire, la vitesse de rotor et le flux convergent rapidement à leurs références comme il est montré sur figures IV.10a et IV.10c, respectivement. Le découplage est bel et bien vérifié (figure IV.10d).



**CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE :
Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone**

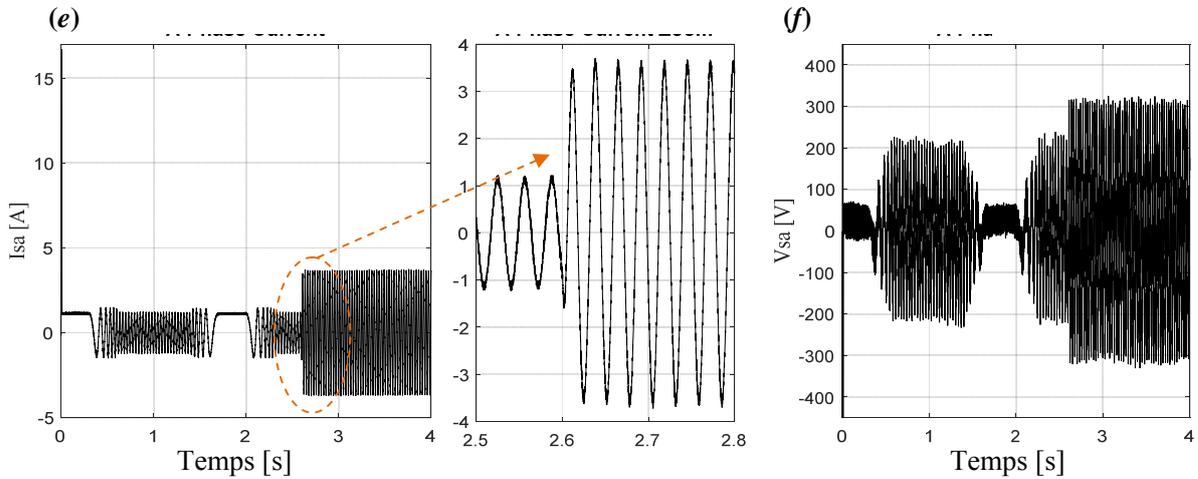


Figure IV.10 : Performances de l'IM commandé par un contrôleur de Backstepping-PLL avec des paramètres nominaux

IV.3.2 Performances avec variation de la constante du temps rotorique

Tandis que le flux rotorique est maintenu constant à sa valeur nominale (L_r est constante), la variation de constante de temps T_r est actionnée uniquement par le changement de la résistance rotorique comme il est montré sur la Figure IV.11 et Figure IV.11a. La figure IV.11b montre la réponse de la vitesse de glissement lorsqu'une diminution de 100% du T_r est appliquée à l'instant $t=1s$. On remarque une poursuite parfaite avec un bon rejet de perturbation assurant ainsi une nette amélioration des performances dynamiques et statiques du système.

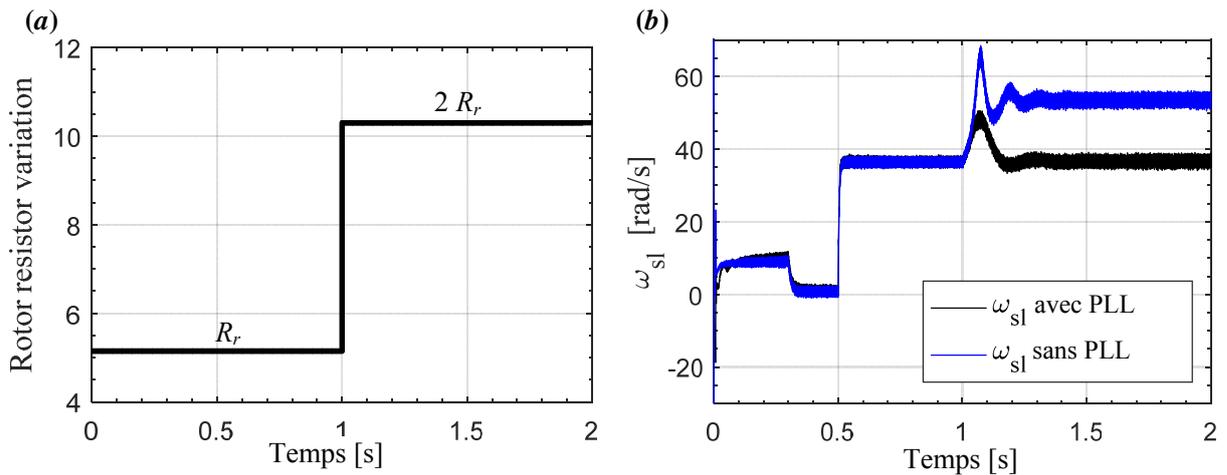


Figure IV.11 : (a) Profil de variation de constante de temps rotorique, (b) Réponses de vitesse de glissement avec backstepping et backstepping-PLL

CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE : Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone

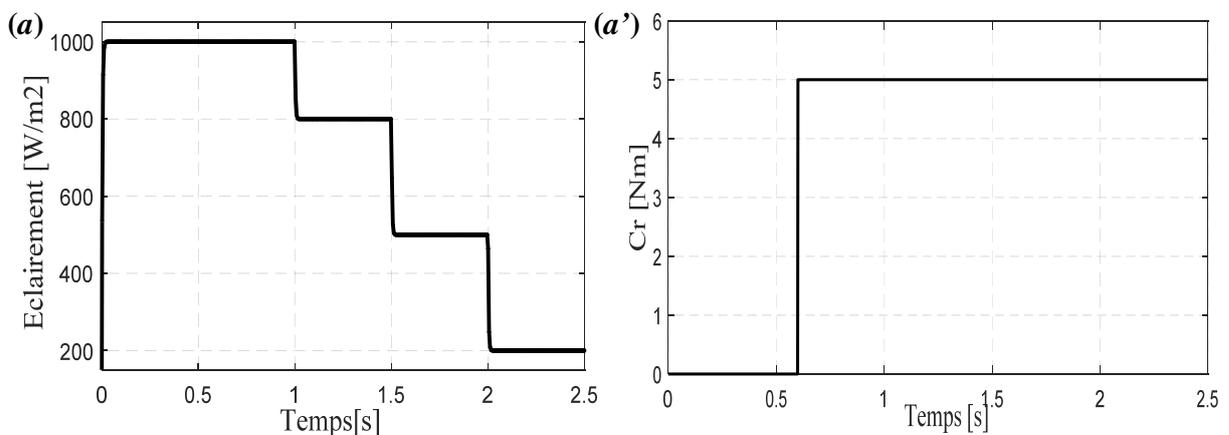
IV.3.3 Alimentation par GPV autonome avec Batteries

Dans ce cas, l'alimentation du moteur est assurée par un générateur PV autonome avec batteries. Les profils de variation de l'éclairement (1000, 800, 500 and 200 W/m²) et du couple de charge sont montrés par les figures IV.12a et IV.12a'. Les profils des variables puissances et tension de bus DC sont illustrés par les figures IV.12b et IV.12c. La tension de bus DC est contrôlée à une référence de 515V à l'entrée de l'onduleur assurant ainsi une tension alternative entre phase de 380V.

Les réponses de vitesse et de flux rotorique ainsi que les courants et tension statoriques (Figure IV.13) sont semblables à celles obtenus dans le test 1 qui représente les performances avec une alimentation continue idéale. D'après les figures des puissances, on peut distinguer les deux modes de fonctionnement énergétique du système qui sont donnés comme suit :

Mode 1: [0 à 1.5s]: L'irradiation passe de 1000 à 800 W / m². Pendant cette période, la puissance générée par le générateur photovoltaïque est supérieure à la puissance requise par la charge. Donc, le convertisseur bidirectionnel fonctionne en mode abaisseur pour transférer l'énergie en surplus à la batterie (Figure IV.12b ; la puissance de la batterie est positive). Le générateur PV alimente le moteur et la batterie à la fois.

Mode 2: [1.5s à 3s]: Lorsque l'irradiation diminue de 800 à 500 puis à 200 W/m². La puissance demandée est devenue supérieure à la puissance du GPV. Dans ce cas, le convertisseur bidirectionnel fonctionne dans le mode élévateur de tension pour décharger la batterie vers la charge (Figure IV.12b ; la puissance de la batterie est négative), et le moteur est alimenté, dans ce mode, par les deux sources : le GPV et le banc de batteries.



**CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE :
Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone**

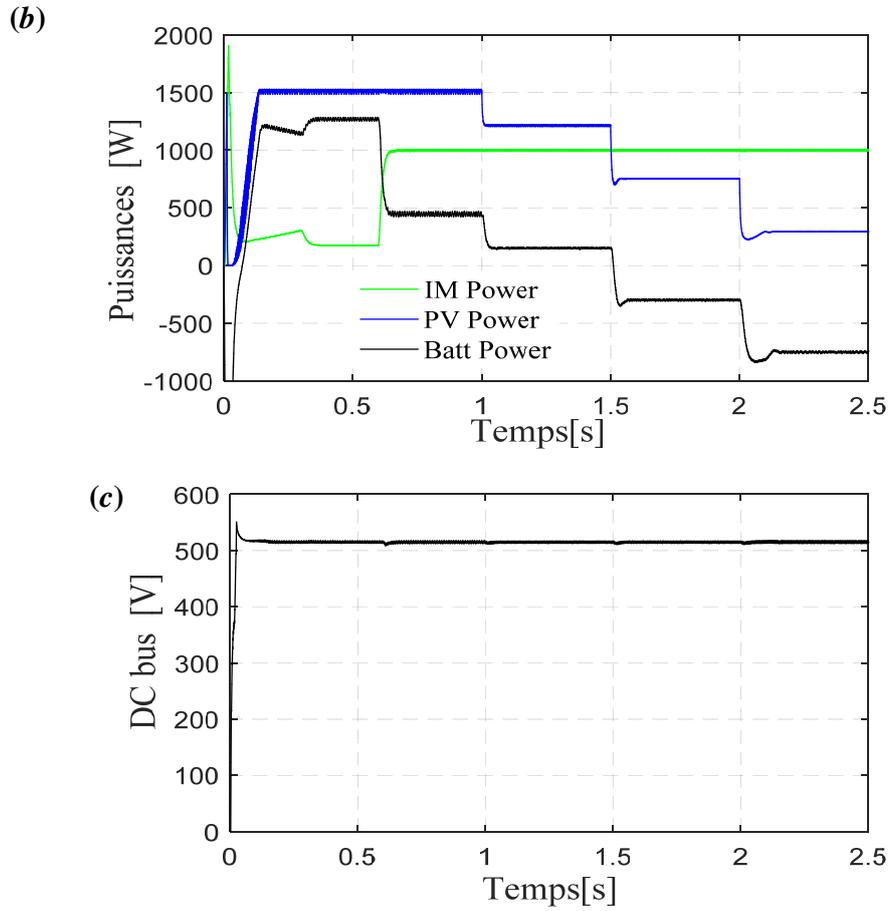
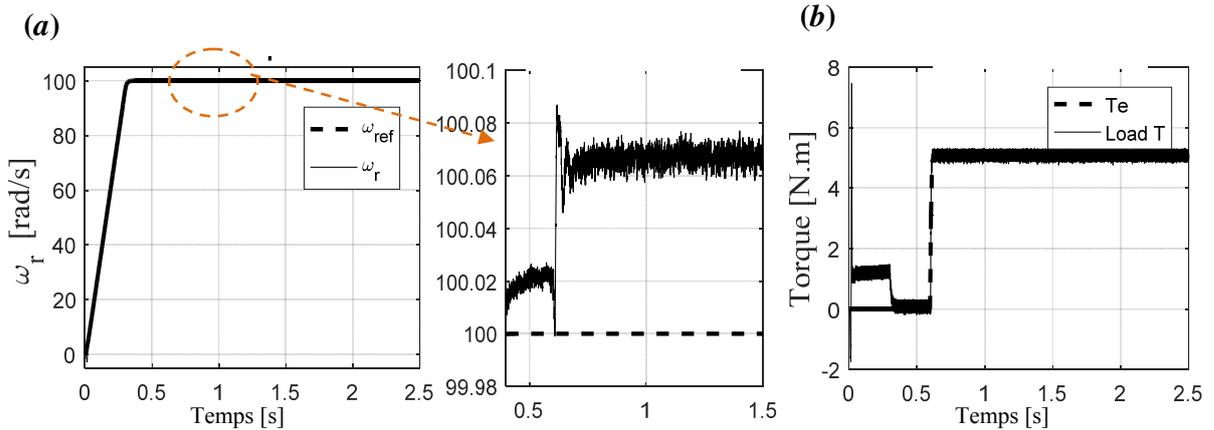


Figure IV.12 : Performance énergétique du système.



CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE : Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone

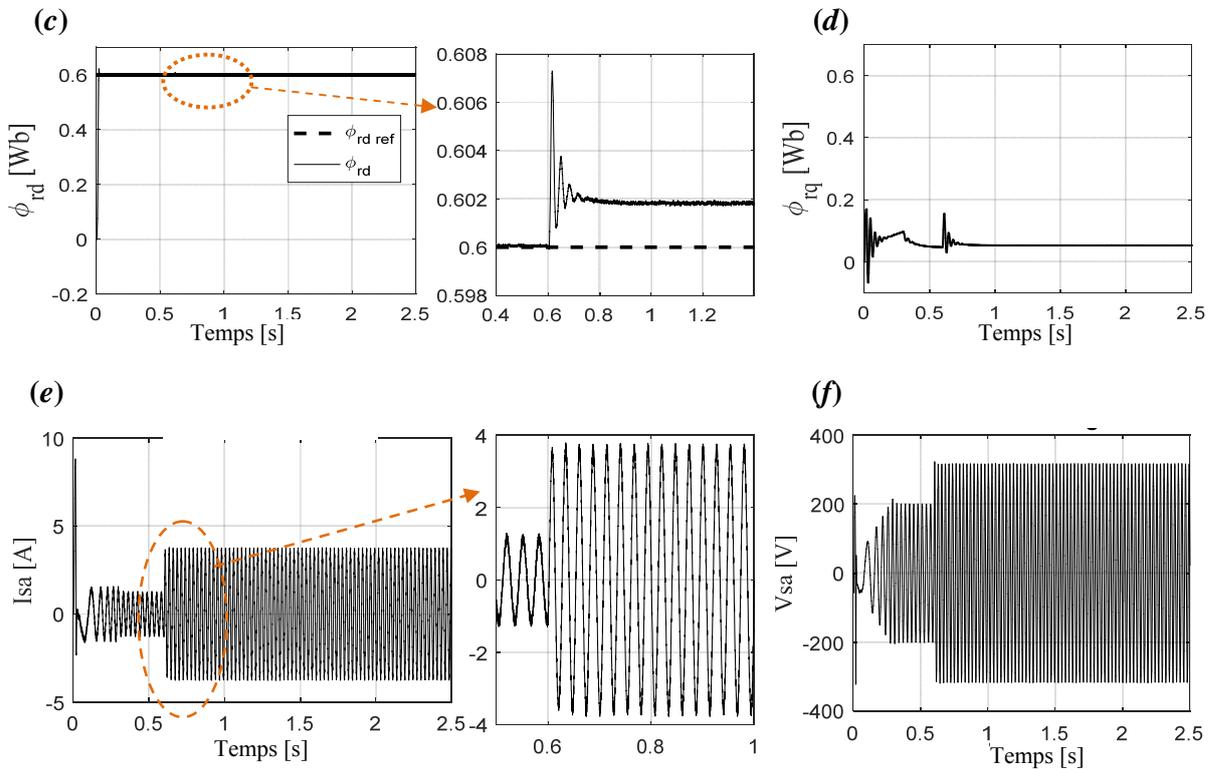


Figure IV.13 : Performance du système sous l'irradiation variable

IV. 4 Résultats expérimentaux

Généralement, la validation expérimentale des systèmes de contrôle pour l'entraînement IM peut être mise en œuvre à l'aide de microcontrôleurs, dSPACEs, FPGA et DSP. Différents microcontrôleurs sont utilisés dans de nombreuses applications, notamment un microcontrôleur basé sur un contrôleur flou de vitesse [16], un contrôleur de suivi du point de puissance maximale (MPPT) sans capteur basé sur la logique floue pour les systèmes de conversion d'énergie éolienne [17]. Cependant, ces microcontrôleurs présentent des inconvénients tels qu'une faible mémoire qui les empêche d'implanter des programmes puissants.

Les contrôleurs DSP sont utilisés dans de nombreuses applications en raison de leur calcul rapide par rapport aux autres contrôleurs, de leur faible consommation d'énergie, de leur cycle de conception court, de leur processeur intégré, de leur haute densité, de leur prix abordable et de leur capacité à fonctionner sans ordinateur [18], [19]. En conséquence, le DSP domine dans de nombreuses applications. Par exemple, un DSP est utilisé pour contrôler un PMSM stable à très

CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE : Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone

grande vitesse [20], un DTC basé sur DSP est utilisé pour la minimisation de l'ondulation de couple d'une machine à induction alimentée par VSI [21], un algorithme SVPWM pour onduleur à pont H en cascade à trois niveaux [22] est implémenté par DSP.

Un FPGA est implémenté dans de nombreuses plates-formes de contrôleurs ; par exemple, un contrôleur de mode glissant flou basé sur FPGA est implémenté pour un lecteur PMSM [23]. L'ANN en ligne basé sur FPGA est utilisée comme contrôleur de vitesse pour l'élimination sélective des harmoniques dans la technique PWM pour IM [24]. Cependant, les inconvénients du dSPACE et du FPGA incluent leur incapacité à fonctionner en mode autonome dans un système donné et leur coût élevé et doivent être connectés à un ordinateur en permanence.

La validation expérimentale de la commande proposée a été réalisée au sein du laboratoire LSPIE'2000 Batna, le banc d'essai est représenté par la Figure IV.14, où les composants principaux sont indiqués. Les essais sont effectués pour vérifier l'efficacité du contrôleur backstepping-PLL IM sous l'environnement de Simulink/Matlab, comme il est indiqué par la figure IV.8. Le schéma fonctionnel de la commande proposée sous l'interface RTI Matlab/Simulink présenté par la Figure IV. 15.

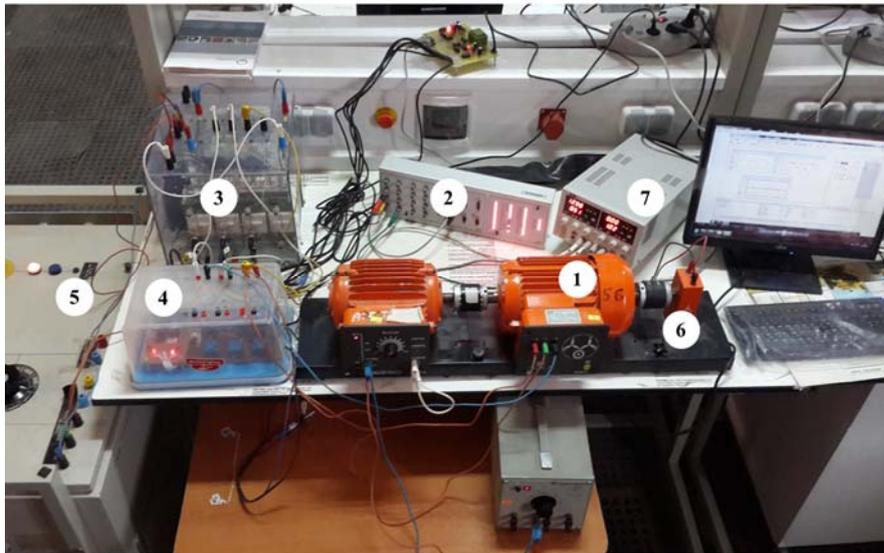
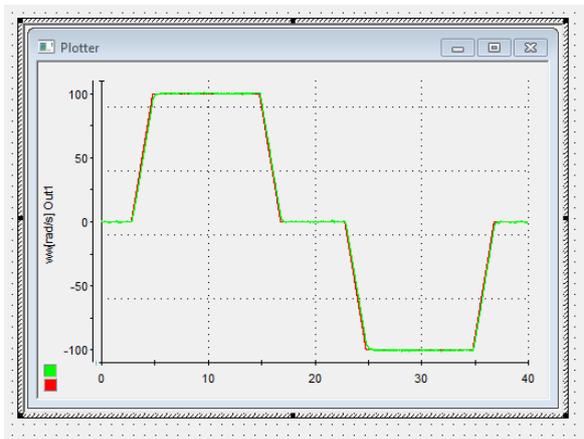


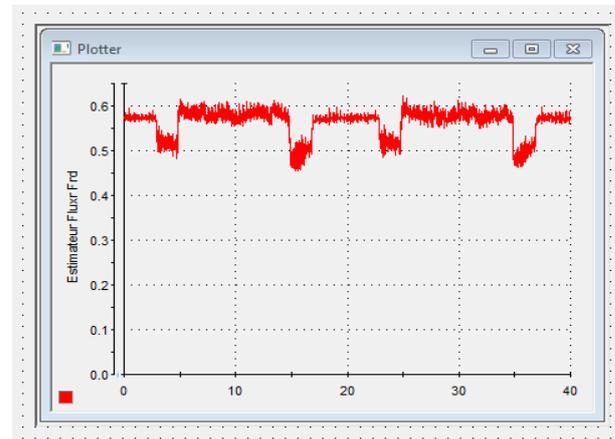
Figure IV.14 : banc d'essai au Laboratoire LSPIE'2000 Batna, où : (1) moteur asynchrone triphasé 0.9 kW, (2) Panneau de la carte dSPACE DS1104, (3) Onduleur triphasé Semikron, (4) Capteurs des courants, (5) Alimentation triphasé à Bus continu réglable, (6) Capteur de vitesse, (7) Alimentation 15V DC

CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE : Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone

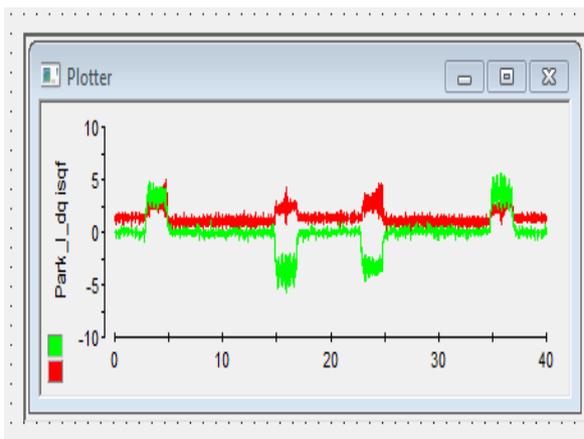
vitesse de référence ainsi que la vitesse mesurée. Nous pouvons remarquer que les résultats expérimentaux attestent amplement les résultats obtenus en simulation. Dans ce test, la réponse de la vitesse du rotor suit sa référence pour toutes les variations du profil de la vitesse. Les figures IV.16c et IV.16d montrent l'évolution des composants du courant statorique dans le référentiel lié au stator, i_{sd} et i_{sq} , où i_{sd} est utilisé pour commander le flux rotorique et le couple est contrôlé par la composante i_{sq} . De la même manière, on procède pour les tests de profil de 40, 0, puis -40 rad/s (figure IV.17), la figure IV.17c montre la tension commandée entre phases, à la sortie de l'onduleur, qui est produite à travers le contrôleur de backstepping-PLL, garantissant des hautes performances en termes de suivi des références de flux et de vitesse de rotor (figure IV.17a et IV.17b).



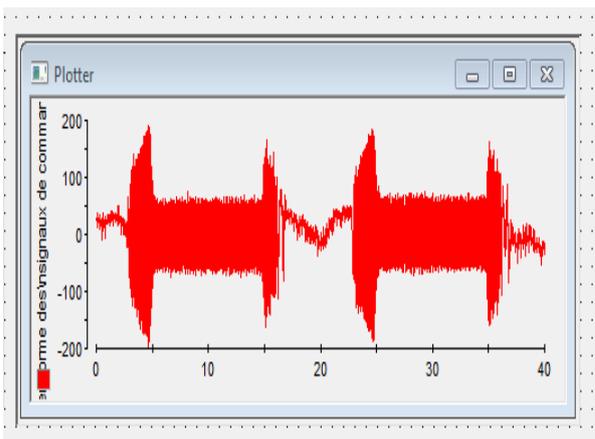
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure IV.16 : Résultats expérimentaux avec un profil de vitesse 100 et -100 rad/s

CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE : Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone

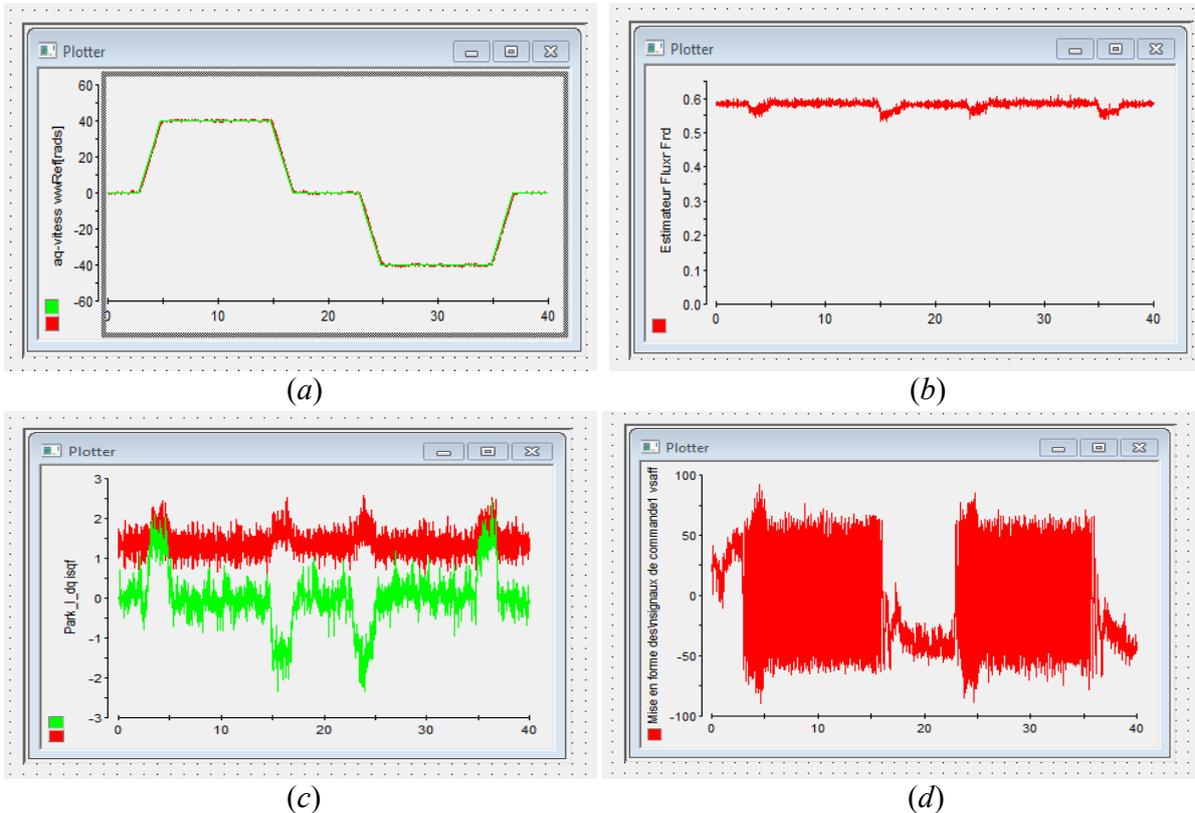


Figure IV.17 : Résultats expérimentaux avec le profil de vitesse de 40 et -40 rad/s

IV.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé une gestion optimale des flux des puissances d'un système hybride PV – Batterie avec entraînement par moteur asynchrone. En premier lieu, la commande du moteur est réalisée par une structure de commande robuste basée sur la combinaison des trois approches fondamentales : commande vectorielle, théorie du backstepping et technique PLL. Les résultats de simulation montrent la robustesse et l'efficacité de la stratégie de gestion d'énergie du système proposé. Cette combinaison a permis d'acquérir un degré de robustesse élevé, des performances optimales sont obtenues face aux différentes variations climatiques sur le générateur photovoltaïque afin de satisfaire la puissance adéquate nécessaire à la charge. Finalement, la validation expérimentale de la commande robuste proposée, a été conçue en utilisant une carte de contrôle en temps réel dSPACE DS1104. Les résultats obtenus ont montré un degré de performance suffisant en termes de suivi du profil de vitesse, de rejet de perturbation tout en assurant un découplage parfait.

IV.6 Références 4

- [1] Tiar M, et al., Optimal energy control of a PV-fuel cell hybrid system, *International Journal of Hydrogen Energy* (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.113>
- [2] Eddine, B. S., Djallel, K., Noureddine, B., Ammar, H., & Abdelhak, B. (2017, December). Quasi z source inverter output voltage regulation of standalone system powered by photovoltaic generators and batteries. In *2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)* (pp. 1-6). IEEE.
- [3] Damien Paire, Dimensionnement et gestion d'énergie de systèmes d'entraînements électriques hybrides : application à un ascenseur avec récupération d'énergie, Thèse de doctorat de l'Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2010.
- [4] O. Tremblay, L. A. Dessaint, Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications, *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, no 1, p. 1-10, 2009.
- [5] Chaouch, S., Nait-Said, M. S., Makouf, A., & Cherifi, L. (2008). Backstepping control based on Lyapunov theory for sensorless induction motor with sliding mode observer. *ARISER-Arab Research Institute in Science & Engineering*, 4, 19-27.
- [6] Traore, D., De Leon, J., & Glumineau, A. (2010). Sensorless induction motor adaptive observer-backstepping controller: experimental robustness tests on low frequencies benchmark. *IET control theory & applications*, 4(10), 1989-2002.
- [7] Zaafouri, A., Regaya, C. B., Azza, H. B., & Châari, A. (2016). DSP-based adaptive backstepping using the tracking errors for high-performance sensorless speed control of induction motor drive. *ISA transactions*, 60, 333-347.
- [8] Mehazzem, F., Nemmour, A. L., Reama, A., & Benalla, H. (2011). Nonlinear integral backstepping control for induction motors. In *International Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics and Electromotion, Joint Conference* (pp. 331-336). IEEE.

CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ÉNERGIE D'UN SYSTÈME HYBRIDE PV-BATTERIE : Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone

- [9] Trabelsi, R., Khedher, A., Mimouni, M. F., & M'sahli, F. (2012). Backstepping control for an induction motor using an adaptive sliding rotor-flux observer. *Electric Power Systems Research*, 93, 1-15.
- [10] Benbaha, N., Zidani, F., Said, M. S. N., eddine Boukebbous, S., & Ammar, H. (2017, May). Optimal energy control of induction motor standalone photovoltaic-battery pumping system. In *2017 6th International Conference on Systems and Control (ICSC)* (pp. 622-628). IEEE.
- [11] Haron, A. R., & Idris, N. R. N. (2006). Simulation of MRAS-based speed sensorless estimation of induction motor drives using MATLAB/SIMULINK. *2006 IEEE International Power and Energy Conference* (pp. 411-415). IEEE
- [12] Pérez, M. A., Espinoza, J. R., Morán, L. A., Torres, M. A., & Araya, E. A. (2008). A robust phase-locked loop algorithm to synchronize static-power converters with polluted AC systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55(5), 2185-2192.
- [13] Beddiaf, Y., Zidani, F., Chrifi-Alaoui, L., & Drid, S. (2016). Modified speed sensorless indirect field-oriented control of induction motor drive. *International Journal of Modelling, Identification and Control*, 25(4), 273-286.
- [14] Comanescu, M., & Xu, L. (2006). An improved flux observer based on PLL frequency estimator for sensorless vector control of induction motors. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(1), 50-56.
- [15] Chan, C. C., Feng, X., Jie, W., & Lo, W. C. (1999). Sliding-mode controlled induction motor drive using gain-adaptive phase-locked loop speed control. *Industrial Electronics Society, 1999. IECON'99 Proceedings. The 25th Annual Conference of the IEEE* (Vol. 2, pp. 608-613).
- [16] J. Velagic, M. Kuric, E. Dragolj, Z. Ajanovic, and N. Osmic, "Microcontroller based fuzzy-PI approach employing control surface discretization," in *Proc. 20th Medit. Conf. Control Automat. (MED)*, Jul. 2012, pp. 638_645.

**CHAPITRE IV : GESTION OPTIMALE D'ENERGIE D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-BATTERIE :
Pour une commande robuste d'un moteur asynchrone**

- [17] K. Belmokhtar, M. L. Doumbia, and K. Agbossou, "Novel fuzzy logic based sensorless maximum power point tracking strategy for wind turbine systems driven DFIG (doubly-fed induction generator)," *Energy*, vol. 76, pp. 679_693, Nov. 2014.
- [18] G. Wang, R. Yang, and D. Xu, "DSP-based control of sensorless IPMSM drives for wide-speed-range operation," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 2, pp. 720_727, Feb. 2013.
- [19] H. H. Choi, H. M. Yun, and Y. Kim, "Implementation of evolutionary fuzzy PID speed controller for PM synchronous motor," *IEEE Trans. Ind. Informat.*, vol. 11, no. 2, pp. 540_547, Apr. 2015.
- [20] F. J. Lin, P. H. Chou, C. S. Chen, and Y. S. Lin, "DSP-based cross-coupled synchronous control for dual linear motors via intelligent complementary sliding mode control," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 59, no. 2, pp. 1061_1073, Feb. 2012.
- [21] R. Abdelli, D. Rekioua, and T. Rekioua, "Performances improvements and torque ripple minimization for VSI fed induction machine with direct control torque," *ISA Trans.*, vol. 50, no. 2, pp. 213_219, Apr. 2011.
- [22] B. H. Sun, "The implication of four-quadrant H-bridge cascaded multilevel inverters in the speed control system of high-voltage motor," in *Proc. Int. Conf. Elect. Control Eng.*, Jun. 2010, pp. 4418_4421.
- [23] L. Zhan and K. Zhou, "Field-programmable gate array based fuzzy sliding-mode controller for a permanent magnet synchronous motor drive," *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 42, no. 13, pp. 1440_1451, Oct. 2014.
- [24] A. Guellal, C. Larbes, D. Bendib, L. Hassaine, and A. Malek, "FPGA based on-line artificial neural network selective harmonic elimination PWM technique," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 33_43, Jun. 2015.

CONCLUSION GENERALE

Le travail présenté dans cette thèse contribue au développement des techniques de contrôle des sources des énergies renouvelables particulièrement la chaîne de conversion photovoltaïque. L'objectif de ce travail est d'optimiser le dimensionnement, robustifier les commandes du système et la gestion de l'énergie d'un système hybride autonome (off-grid) composé d'un générateur PV comme source principale et des batteries utilisées comme source d'appoint.

En premier lieu, pour optimiser la production du générateur photovoltaïque, nous avons proposé une nouvelle commande MPPT robuste basée sur la technique de backstepping pour surmonter les limites des MPPT Perturbation et Observation classique en termes de temps de réponse et erreur statique en régime permanent. Des tests numériques et expérimentaux ont montré l'efficacité des approches proposées pour toutes les conditions de fonctionnement.

D'autre part, pour assurer l'électrification d'une charge par un GPV autonome sous des conditions climatiques variables, le dimensionnement du champ photovoltaïque est considéré comme une tâche primordiale. Dans ce contexte, pour mieux cerner les facteurs les plus influents sur les performances d'un générateur PV, nous avons effectué une étude comparative d'un système de pompage d'eau photovoltaïque autonome installé sur un puits réel dans un climat désertique (Ghardaïa, Algérie) pour l'irrigation agricole. À travers trois configurations du GPV, des expériences ont été réalisées durant trois jours typique afin d'évaluer leurs performances techniques en termes de : débit instantané, quantité journalière d'eau pompée, puissance consommée et rendement des sous-systèmes. Les résultats obtenus montrent que la configuration du GPV (3×4) donne le rendement moyen journalier le plus élevé pour les deux sous-systèmes CMP et le GPV. Cependant, le volume d'eau pompé peut être insuffisant notamment pendant les jours nuageux, d'où vient la nécessité d'une majoration de la taille du générateur lorsqu'un string est ajouté obtenant la configuration (4×4), le volume d'eau pompée est augmenté de 12,4 % par jour. De plus, l'ajout d'un deuxième string arrivant à la configuration (5×4), n'augmente le volume d'eau que de 10,9%. Cependant, l'augmentation consécutive des strings PV est limitée par la diminution du volume d'eau ajouté et l'augmentation du coût total de l'installation. Par conséquent, les performances optimales sont obtenues pour un surdimensionnement de 46% par rapport à la puissance de point de fonctionnement de la pompe.

CONCLUSION GENERALE

Durant les périodes des rayonnements solaires élevés, la puissance produite ne sera pas totalement consommée par la charge. Pour résoudre ce problème, nous avons étudié les performances d'un système hybride PV-Batterie afin d'avoir une répartition optimale des flux de puissance. A ce propos, une architecture à bus continu a été retenue, où chaque source est connectée au bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur DC-DC. Un convertisseur Boost est utilisé pour le côté GPV, par contre, les batteries sont connectées via un convertisseur bidirectionnel permettant l'échange du flux de puissance dans les deux sens (charge/décharge). Côté charge, un moteur asynchrone est alimenté à travers un onduleur DC-AC triphasé. Le développement des techniques de contrôle et de la gestion des flux des puissances entre la source PV, le stockage et la charge permet de mieux gérer les différents modes de fonctionnement tout en assurant un meilleur rendement ainsi qu'une efficacité optimale. Pour ce faire, une structure de commande robuste a été proposée du côté charge. Cette structure est basée sur l'association de la commande vectorielle, la théorie du backstepping et la technique PLL. Concernant la gestion d'énergie du système de stockage avec batterie, l'objectif se résume dans le chargement des batteries par le surplus d'énergie produit ainsi lorsque la demande est supérieure à la puissance PV, les batteries sont sollicitées.

D'après les résultats de simulation obtenus, la stratégie de gestion d'énergie du système montre la robustesse et l'efficacité de la structure proposée ; elle offre de plus des meilleures performances face aux variations climatiques (éclairage, température). L'approche proposée a montré également de bonnes performances en régime dynamique et statique. Les tests de robustesse effectués ont attesté une bonne poursuite de la vitesse de référence, un bon rejet de perturbation ainsi qu'un degré de robustesse acceptable vis-à-vis les dérives paramétriques.

En perspectives, les travaux de recherches dans ce sujet peuvent être concentrés davantage sur :

- L'exploitation d'autres techniques de commandes robustes pour un système PV hybride connecté au réseau ;
- L'optimisation de la commande par de nouvelles techniques exploitant les techniques de l'intelligence artificielle ;
- L'optimisation de la stratégie de gestion énergétique des systèmes énergétiques hybrides ;
- L'étude technico-économique des systèmes PV hybride.

Annexe

Tableau A.1 : Paramètres du module photovoltaïque Isofoton I-75/12 et du convertisseur élévateur (Laboratoire de recherche **LGEB** université Mohamed Khider de Biskra)

Paramètres	Valeurs
Module photovoltaïque Isofoton I-75/12	
Irradiation (STC)	1000 W/m ²
Température (STC)	25 °C
Courant de court-circuit	4.67 A
Tension en circuit ouvert	21.6 V
Tension d'alimentation maximale	17.3 V
Courant de puissance maximal	4.34 A
Nombre de cellules	36
Paramètres du convertisseur DC/DC Boost	
L	10 mH
C1	330 µF
C2	1100 µF
Fréquence de commutation	20 kHz

Tableau A.2 : Paramètres du moteur à induction

Puissance	0.9 [kW]
Résistance statorique	12.75 [Ω]
Inductance statorique	0.4991 [H]
Résistance rotorique	5.1498 [Ω]
Inductance rotorique	0.433 [H]
Inductance mutuelle	0.4331 [H]
Inertie du rotor	0.0035 [Kg.m ²]
Coefficient de friction	0.001 [Nm.s/rd]
Nombre de paires de pôles	2

Tableau A.3 : Caractéristiques du module PV 305 Wc

Irradiation (STC)	1000 W/m ²
Température (STC)	25 °C
Courant de court-circuit	5.96 A
Tension en circuit ouvert	64.2 V
Tension optimale	54.7 V
Puissance maximale	305 W
Nombre de cellules	96

Tableau A.4 : Caracteristiques des batteries

Type	Lead-acid
Nombre de batteries	6
Tension nominale	24 V
SOC initial	60%

Tableau A.5 : Caractéristiques du module PV UDT50

Irradiation (STC)	1000 W/m²
Température (STC)	25 °C
Courant de court-circuit	3.43 A
Tension en circuit ouvert	21.28 V
Tension optimale	16.65 V
Puissance maximale	52.66 W
Nombre de cellules	36

Tableau A.6 : Caractéristiques du module PV I-130 s/24

Parameters	Valeur
P_{mp} (Wc)	130
V_{oc} (V)	43.2
I_{sc} (A)	3.95
V_{mp} (V)	34.6
I_{mp} (A)	3.76
Rendement	10.1%

Résumé

Cette thèse présente les différentes contributions apportées à un système photovoltaïque (PV) autonome (non raccordé au réseau électrique) alimentant un moteur à courant alternatif. Plusieurs architectures d'optimisation et d'amélioration des performances du système global ont été simulées et réalisées. En premier lieu, dans le but d'assurer l'exploitation optimale d'énergie solaire PV, une commande MPPT robuste basée sur la technique de backstepping est développée. Ensuite, comme le générateur photovoltaïque (GPV) autonome est généralement surdimensionné en puissance crête pour permettre l'amélioration des performances pour les faibles éclaircissements solaires, dans ce contexte, une nouvelle méthode de majoration du GPV basée sur le point de fonctionnement maximal est proposé et validé sur un système de pompage d'eau pour l'irrigation agricole à Ghardaia (Sahara algérien). Puis, un système de gestion optimale d'énergie est appliqué pour stocker la partie non utilisée de l'énergie produite dans les batteries (pour les rayonnements solaires élevés) et l'exploiter lors des rayonnements faibles (matin et soir). Dans ce même système, pour garantir le découplage des grandeurs électriques et mécaniques (flux et couple), la commande vectorielle indirecte est robustifiée par l'approche Backstepping et améliorée par l'ajout d'un correcteur PLL (Phase Locked Loop) pour préciser l'angle des passages directe et inverse (biphasé-triphasé) de Park. Les résultats de simulation et d'expérimentation obtenus à l'aide du logiciel MATLAB/SimPowerSystems, plateforme dSPACE DS 1104 et système PV de pompage d'eau réel sont satisfaisants et indiquent que la structure proposée est robuste face aux changements météorologiques, ainsi qu'aux variations de la charge.

Mot clés : Moteur asynchrone, Commande vectorielle indirecte robuste par backstepping, Générateur photovoltaïque autonome, MPPT backstepping, système de gestion d'énergie basé sur batteries.

Abstract

This thesis presents the various contributions made to the autonomous photovoltaic (PV) system (not connected to the electrical network) supplying an AC motor. Several improvements in overall system performance have been achieved through the use of robust control techniques. Firstly, in order to ensure optimum utilization of solar PV energy, a robust MPPT control based on the backstepping technique is developed. Then, as the stand-alone photovoltaic generator (GPV) is generally oversized in peak power to allow performance improvement for low solar irradiance, in this context, a new method of increasing the GPV based on the maximum operating point is proposed and validated on a water pumping system for irrigation in Ghardaia (Algerian Sahara). Then, a battery-based energy management system is applied to store the unused part of the energy produced (during high solar radiation) and operated during low radiation (during low sunshine in the morning and evening). In this same system, in order to guarantee the decoupling of the electrical and mechanical quantities (flux and torque), the indirect vector control is made robust by the Backstepping approach and improved by the addition of a PLL corrector to specify the angle of the passages. (diphase-three phase) direct and reverse of Park. The simulation and experimentation results obtained using MATLAB / SimPowerSystems software, dSPACE DS 1104 platform and real water pumping PV system are satisfactory and indicate that the proposed structure is robust to weather changes, as well as to variations in the load.

Keywords: Asynchronous motor, robust indirect vector control by backstepping, Autonomous photovoltaic generator, MPPT backstepping, battery-based energy management system.

ملخص

تقدم هذه الأطروحة مختلف المساهمات التي تم إجراؤها على النظام الكهروضوئي المستقل (غير متصل بالشبكة الكهربائية) لتزويد محرك التيار المتردد. تم تحقيق العديد من التحسينات في الأداء العام للنظام من خلال استخدام تقنيات تحكم قوية. أولاً، من أجل ضمان الاستخدام الأمثل للطاقة الشمسية الكهروضوئية، تم تطوير نظام تحكم لتتبع أقصى نقطة للطاقة (MPPT) قوي يعتمد على تقنية backstepping. بعد ذلك، نظراً لأن المولد الكهروضوئي المستقل (GPV) يكون زائد الحجم بشكل عام في ذروة الطاقة للسماح بتحسين الأداء خلال الإشعاع الشمسي المنخفض، في هذا السياق، تم اقتراح طريقة جديدة لتحديد حجم المولد الكهروضوئي (GPV) استناداً إلى الحد الأقصى لنقطة التشغيل و تم التحقق من صحتها على نظام ضخ المياه للري بغرداية (الصحراء الجزائرية). بعد ذلك، تم تطبيق نظام إدارة الطاقة المعتمد على البطارية لتخزين الجزء غير المستخدم من الطاقة المنتجة (أثناء الإشعاع الشمسي العالي) وتشغيله أثناء انخفاض الإشعاع (أثناء انخفاض ضوء الشمس في الصباح والمساء). في هذا النظام نفسه، من أجل ضمان فصل المقادير الكهربائية والميكانيكية (التدفق والعزم)، تم جعل التحكم الشعاعي في قيادة المحرك اللازماني ثلاثي الطور غير المباشر قوياً من خلال نهج backstepping وتحسينه بإضافة مصحح PLL لتحديد زاوية المرور (ثنائي الطور- ثلاثي الطور) مباشر وعكسي Park. نتائج المحاكاة والتجريب التي تم الحصول عليها باستخدام برنامج MATLAB / SimPowerSystems ومنصة dSPACE DS 1104 ونظام ضخ المياه الحقيقي الكهروضوئية مرضية وتشير إلى أن الهيكل المقترح قوي في مواجهة تغيرات الطقس، وكذلك التغيرات في الحمولة.

كلمات المفتاح: المحرك اللازماني، التحكم الشعاعي في قيادة المحرك اللازماني ثلاثي الطور غير المباشر قوياً من خلال نهج backstepping، المولد الكهروضوئي المستقل، نظام تحكم لتتبع أقصى نقطة للطاقة MPPT قوي يعتمد على تقنية backstepping، نظام إدارة طاقة يعتمد على البطارية