

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



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



Thèse

Préparée au sein du Laboratoire LSP-IE'2000 Batna

Présentée pour l'obtention du diplôme de :
Doctorat 3^{ème} cycle LMD en Energies Renouvelables
Option : Energies Renouvelables en Electrotechnique

Sous le Thème :

**Commande Robuste d'un Système Hybride Solaire-Eolien
avec Gestion d'Energie**

Présentée par :

MECHNANE Farouk

Devant le jury composé de :

M. AZOUI	Boubakeur	Professeur	Université de Batna 2	Président
M. NAIT SAID	Nasreddine	Professeur	Université de Batna 2	Rapporteur
M. DRID	Saïd	Professeur	ENSERDD Batna	Co-rapporteur
M. NAIT SAID	Mohamed Saïd	Professeur	ENSERDD Batna	Examineur
M. MAKOUF	Abdessalam	Professeur	Université de Batna 2	Examineur
M. CHRIFI-ALAOUI	Larbi	M.C.A.	Université de Picardie Jules Verne, Amiens, France	Invité

Février 2024

Dédicaces

Je souhaite dédier cette thèse à ma famille :

*Mon cher père, **Ahmed**, qui a tant sacrifié pour moi tout au long de sa vie.*

*Ma mère, **Messaouda**, qui m'a apporté un soutien infini.*

*Ma sœur **Amira** et Mon frère **Aymen** qui ont été une source d'encouragement*

et d'amour, et à tous ceux qui me sont chers. Du fond du cœur, je dis :

Merci beaucoup pour tout !

REMERCIEMENTS

Ce travail a été préparé au sein du Laboratoire des Systèmes Propulsion-Induction Electromagnétiques **LSP-IE**, sous la direction du Pr. **N. Naït-Saïd**, de l'université de Batna2 avec la collaboration du Laboratoire des Technologies Innovantes **L.T.I**, sous la direction du Pr. **Pascal. VANTOMME**, l'université de Picardie, Jules verne à Cuffies, France.

Ainsi, Je remercie chaleureusement mes deux encadrants :

Monsieur **Saïd Drid**, Professeur à L'école nationale supérieure des énergies renouvelables, de l'environnement et du développement durable de Batna, de m'avoir proposé le sujet de cette thèse et en me faisant profiter de ses conseils judicieux qui m'ont permis de mener à bien ce travail. Cette thèse n'aurait pas été achevée sans son soutien. J'apprécie également son vaste champs de connaissances et de compétences dans le domaine des énergies renouvelables et de leurs commandes, ainsi, de m'avoir aidé et guidé avec une grande efficacité. Je le félicite de la patience dont il a su faire preuve à mon égard et qu'il soit assuré de ma plus profonde reconnaissance.

Monsieur **Nasreddine Nait-Saïd**, Professeur à l'université de Batna 2, Je tiens à vous remercier pour votre durabilité, soutien, technique et mentale. Vous étiez à côté de moi tout le temps, et vous étiez plus qu'un conseiller. Sans votre aide et votre motivation, je n'aurais peut-être jamais poursuivi ce défi domaine de l'électrotechnique. Je ne manquerai pas de lui remercier aussi pour sa grande disponibilité et pour les moyens matériels qu'il a mis à ma disposition au niveau du laboratoire LSP-IE, afin que je puisse accomplir mon travail dans de bonnes conditions.

Je suis très sensible à l'honneur que me fait Monsieur **Boubekour AZOUI**, professeur à l'université de Batna 2, en acceptant de présider le jury de ma soutenance de thèse. Je voudrais le remercier pour son intérêt pour ce travail.

Je tiens à remercier les membres de jury de thèse - non seulement pour leur temps et leur extrême patience, mais pour leurs contributions intellectuelles à mon développement en tant qu'un scientifique. Il s'agit, en l'occurrence de :

Dr. **AZOUI Boubekour** Professeur Université de Batna 2.
Dr. **NAIT SAID Mohamed Saïd** Professeur HNS RE2SD de Batna.
Dr. **MAKOUF Abdessalam** Professeur Université de Batna 2.
Dr. **CHRIFI-ALAOUI Larbi** Maître de conférences Université de Picardie Jules Verne, France.

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements à Monsieur **Larbi Chrifi-Alaoui**, Maître de conférence à l'université de Picardie, Jules verne à l'IUT de l'Aisne, Cuffies-Soissons, France, qui s'est engagé pour m'aider durant mon stage, en me permettant d'utiliser les ressources du laboratoire afin d'accomplir et réussir mon travail de doctorat, ainsi pour ses qualités humaines pleines de respect et de gentillesse qui ont été pour moi une source de motivation et d'exemplarité.

Par ailleurs, je tiens à remercier spécialement **Dr. D. Khamari, Dr. T. Boutabba, Dr. H. Sahraoui, Dr I. Benlaloui, Dr. S. Bouslimani, Dr KH. Tamersit, Dr. S. Bendib, Dr. S. Mahjoub, Dr. M. Khemiss** pour leur soutien qui m'a permis de résoudre de nombreux problèmes et de me fournir de nombreuses suggestions judicieuses durant l'élaboration de ce travail,

Que Monsieur **Rachid. Abdessamed** Professeur à l'Université de Batna 2, soit aussi bien remercié pour leur encouragement.

Je tiens aussi à remercier mes professeurs qui ont contribué de près ou de loin à ma formation.

Finalement, je tiens à remercier mes amis, en particulier tous les membres du laboratoire LSP-IE pour leurs discussions, amitié et pour la bonne ambiance de travail mais aussi pour les bons moments que nous avons passés ensemble et surtout à tous ceux qui m'ont encouragé sans oublier :

A. Benbaha, S. Bedda, H. Rais, B. Hadmer, M. Keddache, Z. Ainhoud, S. Benaicha, M. Hasrouri, et T. Rachdi.

Le processus de doctorat est difficile dans différents contextes, et il aurait été difficile d'avancer et de confronter les obstacles sans le soutien vital de tous ceux qui m'entourent. Il s'agit d'une tentative sincère d'exprimer ma gratitude à tous ceux qui m'ont aidé dans ce voyage.

Farouk MECHNANE
Laboratoire LSP-IE'2000 Batna.

Résumé

Les énergies éolienne et solaire sont de plus en plus utilisées pour générer de l'électricité et répondre à la demande croissante en énergie. Traditionnellement, la majeure partie de l'électricité était produite à partir de combustibles fossiles et de centrales nucléaires, ce qui a contribué aux émissions de gaz à effet de serre et au changement climatique. Cependant, au cours des dernières décennies, les énergies renouvelables, telles que l'énergie éolienne et solaire, ont connu une croissance significative.

Ces sources d'énergie renouvelable sont non polluantes, durables et abondantes. Elles offrent une alternative propre aux combustibles fossiles et à l'énergie nucléaire. L'un des avantages clés de l'énergie solaire et éolienne est qu'elles peuvent être utilisées pour fournir de l'électricité aux zones éloignées ou isolées, où le raccordement au réseau électrique traditionnel peut être difficile ou coûteux. Les systèmes solaires et éoliens autonomes, couplés à des systèmes de stockage d'énergie, permettent une alimentation continue et fiable en électricité dans ces régions.

Pour augmenter l'efficacité de ces systèmes, en particulier dans les zones soumises à des fluctuations de charge importantes, de nombreux projets font appel à des systèmes hybrides solaires et éoliens. Ces systèmes combinent les avantages de l'énergie solaire et éolienne pour fournir une alimentation stable et fiable. Ils peuvent également intégrer des solutions de stockage d'énergie pour garantir une alimentation continue, même en l'absence de vent ou de soleil.

L'objectif de ce travail de thèse est de concevoir un dispositif permettant d'optimiser la gestion des sources à énergies renouvelables en contribuant à la commande du système de production hybride solaire et éolien. Chaque source a fait l'objet d'une étude, de la modélisation des différents éléments afférents à l'application de diverses commandes et par le conventionnel et par les méthodes d'intelligence artificielle avec une comparaison qui s'en suit.

En effet, notre travail s'est principalement basé sur l'étude de deux hybridations : une première dédiée au photovoltaïque, à l'éolien et aux batteries, prenant en compte les caractéristiques dynamiques et technologiques de chaque source. Quant à la deuxième, elle regroupe le générateurs PV et l'éolienne comme sources principale et le réseau électrique utilisé comme source d'appoint.

Par ailleurs, ce ce travail vise à contribuer à la gestion optimale du système d'énergies renouvelables hybride en proposant un convertisseur multiport avec une stratégie de distribution de flux de puissance, tout en assurant la régulation de la tension de référence au niveau du bus continu.

L'ensemble de ces efforts contribue à améliorer l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique, en offrant une meilleure gestion et une plus grande fiabilité de l'alimentation en électricité. Ces avancées sont essentielles pour promouvoir une transition énergétique plus propre et plus durable.

Mots clés : Energie solaire, énergie éolienne, système hybride, gestion d'énergie renouvelable hybride, convertisseur multiport, bus continu.

Abstract

Wind and solar energy have been used for years to generate electricity and pump water. Most of today's global electricity demand is generated from fossil fuels or nuclear power plants. A small part is generated from renewable energy technologies, wind and solar power have grown very rapidly over the last 20 years. Both are non-polluting sources and give inexhaustible energy. Moreover, it has been grid-connected, which means a continuous supply of energy to consumers and thus eliminates the need to establish transmission lines. To increase the efficiency of systems using renewable energy, we use hybrid solar and wind systems, especially during daily load fluctuations.

The objective of this thesis work is to design and optimize the management of hybrid renewable energies and to contribute to the control of the solar and wind hybrid production system. Each system has been studied for itself, from the modeling of the different elements to the application of various classical control systems and by artificial intelligence methods and their comparison. Our work is mainly based on the study of two parts of hybrid energy systems, the first part of the dedicated hybrid system (photovoltaic / wind/battery) takes into account the dynamic and technological characteristics of each source. The second part of the hybrid system consists of the PV and wind turbine generators called the main sources and the electrical network used as a backup source.

The objective of this work is to contribute to the optimal management of the hybrid renewable energy system by proposing a multiport converter with a power flow distribution strategy while ensuring the regulation of the reference voltage at the DC bus level.

All of these efforts contribute to improving the integration of renewable energies into the electrical grid, providing better management and greater reliability of electricity supply. These advancements are essential for promoting a cleaner and more sustainable energy transition.

Keywords: solar energy, wind energy, hybrid system, hybrid renewable energy management, multiport converter, DC bus.

الملخص

لطالما تم استخدام طاقة الرياح والشمس لعدة سنوات لإنتاج الطاقة الكهربائية وضخ المياه. يتم إنشاء معظم الطلب الحالي على الطاقة الكهربائية في العالم من الوقود الأحفوري أو محطات الطاقة النووية. يتم إنشاء جزء صغير من تقنيات الطاقة المتجددة، شهدت طاقة الرياح والطاقة الشمسية نموًا سريعًا بشكل ملحوظ في العشرين عامًا الماضية. كلاهما يعتبر مصدر غير ملوث وتعطي طاقة وفيرة. بالإضافة إلى ذلك تم ربطها بالشبكة، أي ما يعني تمويل مستمر بالطاقة للمستهلكين وبالتالي يلغي الحاجة إلى إنشاء خطوط نقل. لزيادة كفاءة الأنظمة التي تستخدم الطاقات المتجددة، فإننا نلجأ إلى أنظمة الطاقة الشمسية والرياح الهجينة وخاصة في حالة تقلبات الأحمال اليومية.

يهدف عمل هذه الأطروحة على التصميم والإدارة المثلى للطاقة المتجددة الهجينة وإلى المساهمة في التحكم في نظام توليد الطاقة الشمسية والرياح الهجين. حيث تم دراسة كل نظام لوحده، من نمذجة مختلف العناصر إلى تطبيق مختلف أنظمة التحكم الكلاسيكية وبالذكاء الاصطناعي والمقارنة بينها كما ارتكز عملنا أساساً على دراسة جزئين من أنظمة الطاقة الهجينة، الجزء الأول من النظام الهجين المخصص (الفوتوفولطائية / الرياح / البطارية) تضمن هذه التقنية استقلالية الحمل مع مراعاة الخصائص الديناميكية والتكنولوجية لكل مصدر. ويتكون الجزء الثاني من النظام الهجين من مولد الكهروضوئية وتوربينات الرياح المسماة بالمصدر الرئيسي وشبكة الكهرباء المستخدمة كمصدر احتياطي.

الغرض من هذا العمل هو المساهمة في الإدارة المثلى لنظام الطاقة المتجددة الهجين من خلال اقتراح محول متعدد المنافذ مع استراتيجية توزيع تدفق الطاقة، مع ضمان تنظيم الجهد المرجعي على مستوى ناقل التيار المستمر.

جميع هذه الجهود تساهم في تحسين دمج الطاقات المتجددة في الشبكة الكهربائية، مما يوفر إدارة أفضل وموثوقية أكبر لإمداد الكهرباء. هذه التقدم ضروري لتعزيز انتقال طاقتي أنظف وأكثر استدامة.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الشمسية، طاقة الرياح، النظام الهجين، إدارة الطاقة المتجددة الهجينة، المحول متعدد المنافذ، ناقل التيار المستمر.

Liste des Symboles

AEE	Agence européenne pour l'environnement
AC	Courant alternatif (alternating current)
Cp	Facteur de puissance
CMP	Convertisseur multiport
CMG	Commande par mode glissant
DC	Courant continu (direct current)
DISO	Double entrée-une seule sortie (dual input-single output)
FL	Logique floue (fuzzy logic)
GPV	Générateur photovoltaïque
GSAP	Génératrice synchrone à aimant permanent
IA	Intelligence Artificielle
IEA	Agence internationale de l'énergie
INC	Incrément de conductance (Incremental conductance)
IGBT	Transistor bipolaire à grille isolée (Insulated-gate bipolar transistor)
MPPT	Poursuite du point de puissance maximale (Maximum power point tracking)
MISO	Multi entrée- une seule sortie (multi input-single output)
MSAP	Machine synchrone à aimant permanent
PI	Proportionnel-intégral
PID	Proportionnel Intégral Dérivé
P&O	Perturbation et observation (Perturb and observe)
PV	Photovoltaïque
PPM	Point de puissance maximale
PF	Point de fonctionnement
PWM	Modulation de largeur d'impulsion (Pulse width modulation)
REN21	Renewable Energy Policy Net-work for the twenty-first century
Rs	Résistance série
Rp	Résistance parallèle

SERH	Système d'énergie renouvelable hybride
SH	Système hybride
SER	Sources d'énergie renouvelables
SHE	Système d'énergie hybride
SGE	Stratégie de gestion de l'énergie
SOC	État de charge (State of charge)
STC	Conditions de test standard (Standard test conditions)

SOMMAIRE

NOTATIONS

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale.....	1
Problématique.....	2
Contributions.....	3
Structure de la thèse.....	4

CHAPITRE I

REVUE DE LA LITTERATURE SUR LES SGEH

I.1 Introduction.....	6
I.2 Effet de la guerre Russo–Ukrainienne sur le marché mondial de l'énergie.....	7
I.3 Energies renouvelables et développement durable.....	8
I.4 Sources d'énergie renouvelables.....	9
I.6 La croissance mondiale de la Production d'énergie solaire photovoltaïque.....	15
I.7 Définition d'un système d'énergie hybride.....	17
I.8 Stratégies de gestion d'énergie en SHER.....	26
Conclusion.....	29

CHAPITRE II

MODELISATION ET STRATEGIES DE COMMANDE DU SYSTEME PV

II.1 Introduction.....	31
II.2 Description et modélisation du système PV étudié.....	32
II.3 Point de puissance maximale.....	37
II.4 Commande avec mode glissant d'un système photovoltaïque.....	48
II.5 La commandes MPPT à base de la logique floue.....	52
Conclusion.....	57

CHAPITRE III

MODELISATION ET STRATEGIES DE COMMANDE DU SYSTEME EOLIEN

III.1 Introduction.....	59
III.2 Système de conversion de l'énergie éolienne.....	60
III.3 Disposition globale du système éolien étudié:	63
III.4 Extraction de l'énergie éolienne.....	63
III.5 Modélisation aérodynamique et mécanique de la turbine	66
III.6 Les Zones de fonctionnement du système éolien étudié	70
III.7 Technique d'extraction du maximum de puissance MPPT.....	72
III.8 Modélisation de la génératrice électrique MSAP	75
III.9 Modèles du convertisseur de puissance	80
III.10 Synthèse des lois de commande.....	83
III.11 Résultats de simulation	86
Conclusion.....	89

CHAPITRE IV

ANALYSE ET COMMANDE DU CONVERTISSEUR MULTIPORT POUR UN SERH : VALIDATION EXPERIMENTALE

IV.1 Introduction	90
IV.2 Revue de la littérature	91
IV.3 Différentes stratégies de commande pour un convertisseur multi-entrées une seule sortie	91
IV.4 Topologie et fonctionnement du Convertisseur boost DC-DC DISO	99
IV.5 Système de stockage de batterie	102
IV.6 Modélisation du convertisseur DC multiport.....	103
IV.7 Conception de contrôle de courant robuste basée sur l'approche de Lyapunov	108
Résultats expérimentaux et discussion	108
Conclusion.....	110

CHAPITRE V

**STRATEGIES DE GESTION D'ENERGIES HYBRIDES PV-
EOLIEN BASE SUR LE CONVERTISSEUR DC DC MULTIPORT**

V.1 Introduction.....	121
V.2 Architecture de système hybride	123
V.3 Contrôle MPPT du système hybride.....	124
V.4 Convertisseur DC-AC.....	127
V.5 Modélisation du filtre	129
V.6 Description de la charge	131
V.7 Stratégie de gestion d'énergie proposée	131
V.8 Résultats de la simulation	136
Conclusion.....	140
Conclusion générale.....	142
Références	146
Annexe	160

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale	1
Généralités et position du problème	1
Problématique	2
Contributions.....	3
Structure de la thèse.....	4

Introduction générale

Généralités et position du problème

L'accroissement houleux de la population dans le monde et le développement industriel croissant ont engendré une demande d'énergie en constante augmentation. Cette demande devrait augmenter de 28% d'ici 2040. Néanmoins, une constatation alarmante demeure : la majorité écrasante de cette énergie provient toujours de sources fossiles telles que le charbon, le pétrole et le gaz naturel, générant des émissions de gaz à effet de serre et contribuant de manière significative au réchauffement climatique et aux changements environnementaux. Afin de défier ces difficultés, il est impératif de promouvoir activement les énergies renouvelables et de concourir les efforts pour améliorer l'efficacité énergétique. Ce faisant, la dépendance aux combustibles fossiles devrait être vue en baisse, agissant ainsi en première ligne dans le sens de lutter contre le changement climatique [1, 2].

Afin de contenir le réchauffement planétaire en deçà de 2°C et d'atténuer les conséquences graves du changement climatique, il devient impératif d'opérer une transition vers des sources d'énergies renouvelables et de perfectionner en conséquence notre efficacité énergétique.

Dans le monde, le changement climatique est déjà en cours, entraînant des risques croissants pour les écosystèmes, les secteurs économiques et de santé. Les régions européennes, par exemple, sont confrontées à des effets tels que l'élévation du niveau de la mer et des conditions météorologiques extrêmes, notamment sécheresses, tempêtes et inondations [3]. Pour relever ces défis, il est essentiel de repenser notre consommation d'énergie et de réduire notre dépendance aux combustibles fossiles. Nous devons opérer une transition vers une nouvelle révolution industrielle, caractérisée par des sources d'énergie abordables, accessibles et durables, en mettant l'accent sur l'efficacité énergétique, la décarbonisation des sources d'énergie, et la conservation de cette dernière.

L'intégration avec efficacité des sources d'énergies renouvelables dans la production, la distribution de l'électricité et son stockage est cruciale, de même que la gestion intelligente de ces réseaux. Les systèmes photovoltaïques, les éoliennes, les piles à combustible, les générateurs diesel, la biomasse et l'hydroélectricité sont considérées comme des sources d'énergie propre. Des études menées par des planificateurs de systèmes, des chercheurs et des universitaires ont cherché à améliorer l'intégration de ces sources renouvelables dans les systèmes électriques [4].

Les systèmes d'énergie renouvelable (SER) peuvent atténuer les désavantages des combustibles fossiles en répondant à la demande énergétique tout en fournissant une production soutenable à long terme en raison de leur haute densité énergétique [5]. Cependant, les variations de la production d'énergie renouvelable sont inévitables en raison de l'aspect imprévisible des conditions météorologiques, telles que le rayonnement solaire et la vitesse du vent. De nombreux chercheurs se sont tournés vers des systèmes d'énergie renouvelable hybrides, en particulier ceux connectés au réseau. L'énergie éolienne est considérée, en termes de dynamique et de puissance, comme étant plus rentable [7], et sa combinaison avec le solaire (système éolien-photovoltaïque) est de plus en plus convoitée. Ces dernières années, l'énergie photovoltaïque a également connu un essor significatif en popularité [9].

Pour répondre aux besoins en électricité au quotidien, des systèmes hybrides solaires/éoliens ont été intégrés au réseau [10]. Parmi les pays riches en ressources énergétiques, l'Algérie se distingue par une vaste zone riche en énergie solaire et éolienne, ce qui la positionne favorablement pour répondre à ses besoins énergétiques en constante augmentation.

Problématique

Dans les systèmes d'énergies renouvelables hybrides, le principal défi réside dans la manière de manager la consommation en énergie, de façon à fournir de l'électricité de manière fiable, qu'il s'agisse d'alimenter une résidence en montagne, une cabane ou une maison, quelles que soient les conditions

météorologiques. Le contrôle et la surveillance de l'interconnexion dynamique entre les consommateurs et les sources d'énergie renouvelable sont l'un des principaux défis, car cela peut avoir un impact significatif sur la qualité et la stabilité de l'électricité. L'absence de stockage adéquat et les variations intermittentes de la production d'énergie peuvent entraîner d'importantes pertes d'énergie. De plus, les systèmes décentralisés tels que les panneaux solaires photovoltaïques (*PV*) et les éoliennes peuvent influencer la qualité de la tension électrique. Par conséquent, la gestion du système joue un rôle essentiel dans un tel contexte. La gestion efficace des flux d'énergie doit être mise en œuvre afin d'assurer une alimentation continue de la charge électrique.

Sur ce, la présente thèse a pour objectif central d'apporter un plus à la problématique de la commande et de la gestion de l'énergie dans les systèmes hybrides (PV-Eolien) tout en développant un système de gestion efficient et fiable de l'énergie.

Contributions

Les principales contributions de cette thèse sont les suivantes :

1. Modélisation, conception et implémentation d'un convertisseur *boost* à entrées multiples et une sortie (*MISO*) pour l'intégration des sources d'énergies renouvelables. La topologie *boost* consiste en un convertisseur *DC-DC* sans transformateur, ce qui permet d'atteindre un rendement élevé grâce à l'utilisation de composants passifs. Ce convertisseur se distingue par sa simplicité et sa capacité à fonctionner avec une ou plusieurs sources de tension d'entrée faibles, permettant ainsi une alimentation simultanée ou indépendante du bus *DC*.
2. Conception d'un contrôleur robuste en mode glissant utilisant l'approche de *Lyapunov* dans le but de réguler les deux boucles de tension et de courant et de stabiliser, de facto, la tension de sortie.

3. Modélisation, conception et mise en œuvre d'un système hybride à courant continu, regroupant deux sources d'entrée (PV et Eolienne) intégrées via le convertisseur multiport proposé. Ce système, bien évidemment, est appelé à fournir des résultats satisfaisants.
4. Réalisation d'un contrôle, en ligne, à l'aide d'un banc d'essai de contrôle bâti autour du (*dSPACE*), validant ainsi la commande du système hybride proposé.
5. Développement d'une nouvelle stratégie manageant l'énergie dédiée à un système hybride connecté au réseau, comprenant deux systèmes de conversion d'énergie connectés à des charges en courant alternatif. Cette stratégie gère également la connexion au réseau électrique comme source auxiliaire en cas de déficit d'énergie. L'architecture du système hybride PV/Eolien, conçue en respectant les contraintes techniques telles que le suivi de la puissance maximale (*MPPT*) et le contrôle des convertisseurs *DC/DC* et *DC/AC*, résout les problèmes de synchronisation des sources d'énergie en courant alternatif et améliore la gestion de la puissance pendant les périodes de surplus et de pénurie d'énergie.

Structure de la thèse

Le manuscrit se structure en cinq chapitres, chacun abordant un aspect spécifique de la recherche. Voici un aperçu du contenu de chaque chapitre :

Le premier chapitre offre une introduction générale au contexte de l'énergie renouvelable, à la fois dans le monde et en Algérie. Il explore l'état de l'art en matière de classifications des systèmes d'énergies hybrides et présente les types d'algorithmes de gestion de l'énergie récemment utilisés dans la littérature.

Le deuxième chapitre se penche sur la modélisation mathématique explicite des composants de la chaîne photovoltaïque (*PV*), notamment les panneaux solaires, les convertisseurs statiques et la charge. Il se concentre également sur la commande du système *PV* et l'élaboration d'algorithmes *MPPT* visant à

maximiser la puissance de sortie du *PV*, indépendamment de la dynamique du système ou du niveau d'irradiation solaire.

Quant au chapitre trois, il traite de la modélisation des différents éléments de la chaîne éolienne, y compris les turbines, les générateurs et les redresseurs. Il examine également la commande du système éolien en vue de son intégration dans un système hybride. L'objectif primordial de ce chapitre est la conception d'un contrôleur *MPPT* permettant d'extraire en continu la puissance maximale de l'énergie cinétique du vent.

Le quatrième chapitre offre un aperçu détaillé des convertisseurs de puissance *DC-DC* à entrées multiples et sortie unique dans les applications d'énergie renouvelable. Il présente la conception, le mode de fonctionnement et la stratégie de contrôle de ces convertisseurs dont la réalisation, en temps réel, est faite par un banc d'essai à petite échelle.

Le travail est achevé par un dernier chapitre dédié à la stratégie de gestion des flux de puissance proposée, visant à garantir le bon fonctionnement d'un système hybride (*PV-Eolien*) connecté au réseau. Cette stratégie aborde non seulement la répartition de la puissance, mais également elle vise de prolonger la durée de vie des sources d'énergies hybrides.

Chacun de ces chapitres contribue à la compréhension et à l'amélioration des systèmes d'énergies renouvelables hybrides et de leur intégration dans le réseau électrique, avec un accent particulier sur l'efficacité et la fiabilité de ces systèmes.

CHAPITRE I

REVUE DE LA LITTERATURE SUR LES SGEH

I.1 Introduction.....	6
I.2 Effet de la guerre Russo–Ukrainienne sur le marché mondial de l'énergie	7
I.3 Energies renouvelables et développement durable	8
I.4 Sources d'énergie renouvelables.....	9
I.6 La croissance mondiale de la Production d'énergie solaire photovoltaïque	15
I.7 Définition d'un système d'énergie hybride	17
1.8 Stratégies de gestion d'énergie en SHER	26
Conclusion.....	29

I.1 Introduction

En raison de la prise de conscience accrue du public mondial, de la nécessité de préserver l'environnement et d'une moindre dépendance vis-à-vis des systèmes d'alimentation traditionnels tels que les ressources en combustibles fossiles qui se raréfient, les énergies renouvelables deviennent un sujet primordial dans l'approvisionnement futur en électricité [11]. D'autre part, le besoin également en systèmes d'alimentation plus soutenus, avec la croissance rapide de la demande d'électricité et le développement économique rapide sont les principales raisons de l'intégration du concept d'énergie renouvelable hybride. En effet, ces dernières années, les systèmes d'énergies renouvelables sont devenus une grande attraction pour les chercheurs dans les technologies de l'énergie, l'industrie et le développement du secteur vert [12, 13]. Ensuite, de sérieuses tentatives ont été faites pour améliorer la robustesse du système d'alimentation alternatif. Un Système Hybride (SH) basé sur les énergies renouvelables offre une meilleure option qu'un système basé sur une source unique en termes d'efficacité, de fiabilité et de coût [14]. Le Système d'Énergie Renouvelable Hybride (SERH) combine deux sources d'énergies renouvelables ou plus et une ou plusieurs sources d'énergie conventionnelles. En effet, Les sources d'énergie d'origine solaire, éolienne et hydraulique sont généralement les plus utilisées pour la conception de ce type de système. [15]. Ces sources d'énergies renouvelables ne génèrent pas une puissance constante, mais de par leur complémentarité et leur combinaison, elles donnent une puissance électrique continue. Le but d'une telle hybridation est de produire autant puissance que possible à partir de sources d'énergie renouvelables pour assurer la demande de charge. En plus des sources où naît l'énergie, un système hybride peut également intégrer un système de distribution, des convertisseurs, des remplisseurs, un système de contrôle ou de supervision de la gestion de la charge. Tous ces sous-systèmes peuvent être connectés dans différentes architectures. Les sources d'énergies renouvelables peuvent être connectées au bus *DC* en fonction de la taille du système et la puissance générée par un SH. Plusieurs architectures et configurations SERH sont en cours de développement [16]. Bien qu'ils aient souvent le même objectif en tête, ces systèmes varient en fonction des sources d'énergies qu'ils utilisent,

de la configuration du bus commun [17] et de leur fonctionnement (raccordés au réseau électrique ou isolés) [18-20].

I.2 Effet de la guerre Russo–Ukrainienne sur le marché mondial de l'énergie

L'invasion Russe de l'Ukraine a ajouté une nouvelle urgence pour accélérer les transitions énergétiques propres afin de réduire la dépendance aux énergies fossiles importés de Russie, le déploiement de davantage d'énergies renouvelables étant désormais un impératif stratégique pour de nombreux pays, en particulier de l'Union Européenne (UE) : environ 45 % des importations de gaz de l'UE vont pour l'industrie, les foyers et la production d'électricité. Pour cette dernière, le gaz naturel représente environ 16 % de la demande totale d'électricité. Au cours de la dernière décennie, la production annuelle d'électricité au gaz naturel a varié de 340 TWh à 600 TWh, compter sur les changements de prix, de la pénétration de l'éolien et du solaire photovoltaïque et de la demande hivernale. Compte tenu des dépendances d'approvisionnement au niveau des pays, il est estimé qu'entre 100 TWh et 200 TWh d'électricité à base de gaz naturel de l'UE sont fournis par la Russie. D'autre part, des prévisions indiquent une croissance progressive de la production d'électricité renouvelable jusqu'à 180 TWh de 2021 à 2023, presque égale à la valeur la plus élevée de la production au gaz dépendante de la Russie. Avec les tendances de déploiement actuelles, l'expansion de l'éolien et du solaire PV dans l'UE a le potentiel de réduire considérablement la dépendance à l'égard de l'utilisation du gaz russe dans l'électricité. Cependant, la contribution des énergies renouvelables variables dépendra également des politiques sur les mesures d'efficacité énergétique permettant de contrôler la demande et des politiques d'élimination ou de réduction progressive du charbon et de l'énergie nucléaire dans plusieurs états membres [21-23].

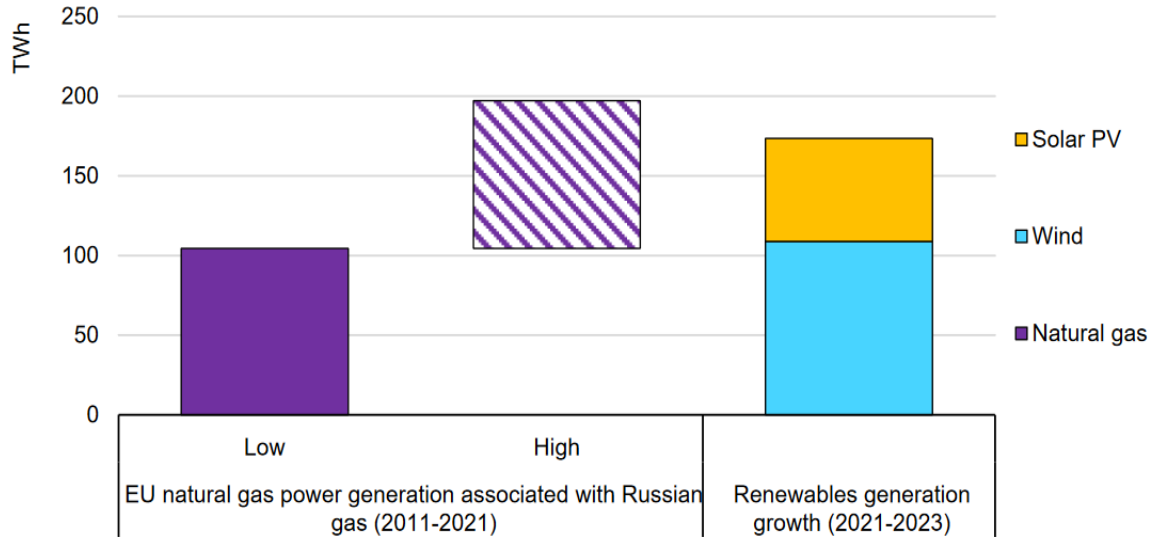


Figure I.1 Production d'électricité au gaz naturel et renouvelable.

I.3 Energies renouvelables et développement durable

I.3.1 Définition d'un système d'énergies renouvelables

La définition de l'énergie renouvelable est essentiellement incontestée et il y a un large accord sur ce qui est considéré comme une énergie renouvelable. Selon l'IEA, les Sources d'Energies Renouvelables (SER) sont définies comme : l'énergie dérivée de processus naturels qui se reconstitue à un rythme plus rapide qu'elle n'est consommée, en l'occurrence, le solaire, le vent, la pluie, la chaleur géothermique, les vagues, l'hydroélectricité, la biomasse et marées sont des exemples de ressources énergétiques renouvelables [24]. L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) a également une définition légitime ratifiée par 108 membres (107 états et l'UE) en février 2013 [25] : les énergies renouvelables incluent toutes les formes d'énergie produites à partir de sources renouvelables de manière durable. En effet, cette définition est fortement basée sur le mode d'utilisation durable de la source, bien que le temps et la météo déterminent leur disponibilité. Les SER sont également souvent désignées comme des sources d'énergie alternatives qui exploitent les ressources domestiques pour fournir des services énergétiques avec des émissions nulles ou presque nulles de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques.

I.4 Sources d'énergie renouvelables

Les SER sont un groupe de sources d'énergie dont le renouvellement naturel se produit assez rapidement. Ces énergies proviennent de sources naturelles comme l'énergie solaire, le vent, les chutes d'eau, ... etc., communément appelées « Energie Verte ».

L'énergie solaire, éolienne, hydraulique, biomasse et géothermique sont les cinq principaux types de SER. Les sources d'énergie renouvelable les plus populaires et les plus durables restent l'énergie solaire, éolienne et hydraulique. En effet, ces trois sources représentaient 90,6 % de toute l'énergie renouvelable produite dans le monde en 2018 seulement [26].

a) Énergie solaire

La lumière du soleil est une source renouvelable, et son utilisation est obtenue en captant l'énergie du soleil. L'énergie solaire peut être récupérée en utilisant diverses technologies qui convertissent l'énergie et la lumière du soleil en chaleur, électricité, éclairage, eau chaude et paradoxalement systèmes de refroidissement pour l'industrie et d'autres secteurs. Deux modes de fonctionnement de base sont utilisés pour exploiter l'énergie solaire :

➤ Solaire photovoltaïque

La lumière du soleil est capturée et convertie en énergie électrique à l'aide de panneaux solaires photovoltaïques.

➤ Solaire thermique

Les capteurs solaires thermiques captent l'énergie solaire et la transfèrent sous forme de chaleur à un fluide caloporteur (gaz ou liquide). D'une part, les chauffe-eaux solaires peuvent être utilisés pour chauffer les bâtiments en faisant circuler l'eau à travers des capteurs solaires plats. D'autre part, des plats en miroir sont concentrés pour faire bouillir de l'eau dans un générateur de vapeur conventionnel, qui à son tour génère de l'électricité en concentrant la chaleur du soleil. Les bâtiments industriels et commerciaux peuvent également utiliser une partie de cette énergie pour le chauffage, la ventilation et le refroidissement.

b) Énergie éolienne

L'énergie éolienne est une source d'énergie renouvelable qui se développe rapidement. Parce que les vents sont causés par le réchauffement et le refroidissement irréguliers de l'atmosphère, il s'agit d'un type en rapport avec l'énergie solaire.

La méthode d'utilisation du vent pour produire de l'énergie est connue sous le nom d'énergie éolienne. L'énergie cinétique contenue dans le mouvement de l'air lui-même est transformée en énergie mécanique par les éoliennes.

Ainsi, cette énergie est transformée en électricité à l'aide d'un générateur [26]. Ces éoliennes peuvent être divisées en deux groupes en fonction de leur emplacement.

➤ Éoliennes terrestres

L'éolien terrestre fait référence aux ressources éoliennes terrestres. Cette énergie éolienne est passée de 13 % à 24 % de la capacité d'énergie renouvelable au cours de la période actuelle [27]. Comparées aux éoliennes offshore, elles sont beaucoup moins coûteuses à installer. Toutefois, les superficies terrestres qui leur sont réservées peuvent être s'épuiser très rapidement.

➤ Éoliennes en mers

Offshore fait référence aux zones d'eau côtières telles que les lacs, les mers, ... etc. Par conséquent, le vent offshore fait référence aux ressources éoliennes à ces endroits. Les éoliennes offshore offrent certains avantages par rapport à l'éolien terrestre : en mer l'énergie peut être une source d'énergie primaire à l'avenir en raison de la haute densité d'énergie. Elles produisent de l'électricité autour de 3 à 5 MW par heure lorsqu'un vent fort souffle, il a moins de turbulence et il est plus durable [28].

c) Énergie hydraulique

L'hydroélectricité désigne l'électricité produite à partir de la puissance de l'eau en mouvement. Aujourd'hui, l'énergie cinétique des rivières qui coulent et récoltée d'une manière très différente, est convertie en hydroélectricité. Le type d'énergie hydroélectrique probablement le plus courant est produit par un système dans lequel des barrages sont construits pour stocker l'eau dans un réservoir, qui une fois libéré, circule dans des turbines pour produire de

l'électricité. C'est ce qu'on appelle « l'hydroélectricité à accumulation par pompage », où l'eau est cyclée entre les réservoirs supérieurs et inférieurs pour contrôler la production d'électricité entre les périodes de demande faible et de pointe [29].

d) L'énergie géothermique

L'énergie géothermique est une source d'énergie renouvelable, naturelle et durable qui dérive de l'énergie thermique stockée dans la Terre. Les centrales géothermiques contribuent à réduire l'émission de carbone [30]. Les ressources géothermiques à savoir l'eau chaude souterraine, la vapeur et la roche sèche chaude, sont exploitées comme sources d'énergies. L'apport de la production géothermique est que la production de l'électricité est continue (24 heures sur 24), stable et prévisible. Un nouveau potentiel de production d'énergie géothermique prévu de 0,7 GW sont entrés en ligne en (2030), la Turquie et l'Indonésie restent les points forts pour les nouvelles installations [31].

5.1 Historique et évolution de l'énergie éolienne

Les gens ont attrapé le vent pour propulser leurs bateaux pendant des milliers d'années. Le 1^{er} siècle après JC : Pour la première fois dans l'histoire connue, une éolienne est utilisée pour alimenter une machine. Un ingénieur grec, Héron d'Alexandrie, a créé cette éolienne. Du 7^{ème} au 9^{ème} siècle, Les éoliennes sont utilisées à des fins pratiques dans la région du Sistan en Iran, près de l'Afghanistan. Les moulins à vent « Panémone » sont utilisés pour moudre le maïs, la farine et pomper l'eau. Vers l'an 1000, Les moulins à vent servent à pomper l'eau de mer pour fabriquer du sel en Chine et en Sicile, et l'historique s'ensuit :

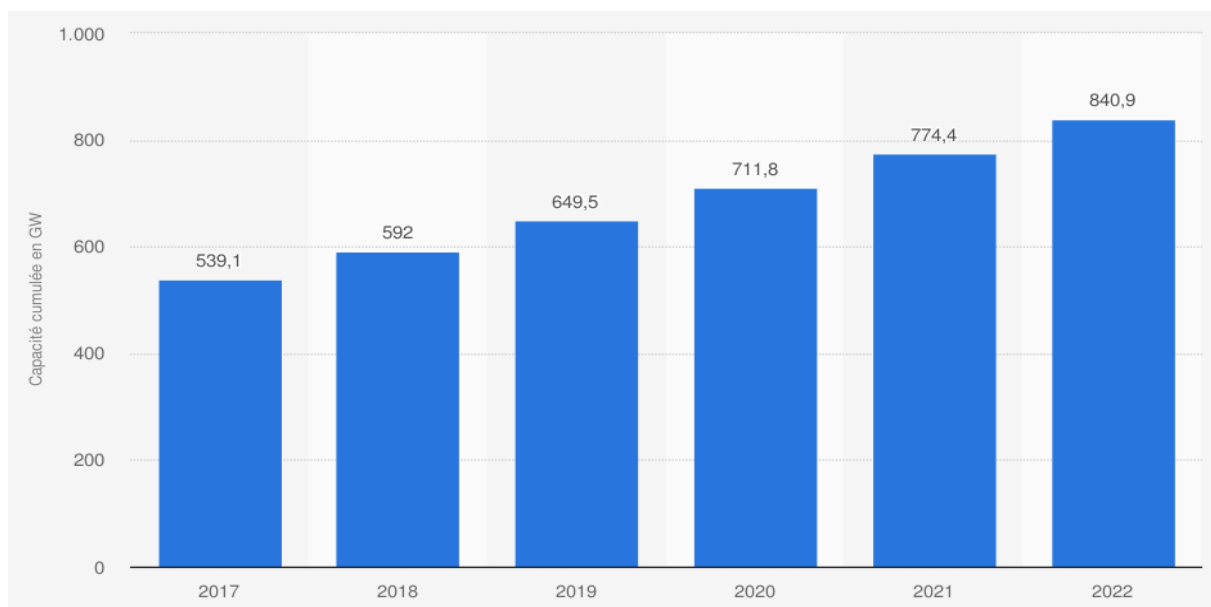
- 1180 : Les moulins à vent verticaux sont utilisés dans le nord-ouest de l'Europe pour moudre la farine ;
- 1887 : La première éolienne connue, utilisée pour produire de l'électricité, est construite en Écosse. L'éolienne est créée par le professeur James Blyth du Anderson's College de Glasgow (maintenant connu sous le nom de Strathclyde University) ;

- 1888 : La première éolienne américaine connue créée pour la production d'électricité est construite par l'inventeur Charles Brush pour fournir de l'électricité à son manoir dans l'Ohio ;
- 1891 : Un scientifique danois, Poul la Cour, développe une éolienne génératrice d'électricité et découvre plus tard comment fournir un flux constant d'énergie à partir de l'éolienne en utilisant un régulateur, un Kratostate ;
- Vers 1900 : Environ 2 500 éoliennes d'une capacité de puissance de pointe combinée de 30 mégawatts sont utilisées à travers le Danemark à des fins mécaniques, telles que le broyage des grains et le pompage de l'eau ;
- 1903 : Poul la Cour fonde, la Société des Électriciens du Vent. Il est également la première personne connue à avoir découvert que les éoliennes avec moins de pales, tournant plus vite, sont plus efficaces que les éoliennes avec de nombreuses pales qui tournent lentement ;
- En 1908 : 72 systèmes éoliens, produisant de l'électricité, fonctionnent à travers le Danemark. Les éoliennes vont de 5 kW à 25 kW ;
- 1931 : Une conception d'éolienne à axe vertical appelée éolienne Darrieus est brevetée par Georges Darrieus, un ingénieur aéronautique français. Ce type d'éolienne est encore utilisé aujourd'hui, mais pour des applications plus spécialisées comme sur les bateaux, pas aussi largement que les éoliennes à axe horizontal ;
- 1941 : La première éolienne de la taille d'un mégawatt est connectée à un réseau de distribution électrique local. L'éolienne Smith-Putnam de 1,25 MW est érigée à Castletown, dans le Vermont. Elle a des pales de 75 pieds de longueur ;
- 1957 : Jacobs Wind produit et vend environ 30 000 éoliennes, y compris à des clients en Afrique et en Antarctique. Le premier parc éolien au monde comprenant 20 éoliennes est mis en ligne ;
- 1980 : le Danemark commence à implanter des éoliennes offshore, Enertech commence à construire des éoliennes de 1,8 kW pouvant se connecter au réseau ;

- 1995-2000 : Les rotors des éoliennes commerciales atteignent un diamètre de 50 mètres et les éoliennes atteignent une capacité de 750 kilowatts, soit 10 fois plus qu'il y a environ 10 ans ;
- 2007 : Le Royaume-Uni annonce son intention d'installer des milliers d'éoliennes offshore, suffisamment pour fournir de l'électricité à chaque foyer en Grande-Bretagne d'ici 2020, la capacité mondiale d'énergie éolienne atteint 93 820 mégawatts ;
- 2013 : Le parc éolien London Array est achevé au Royaume-Uni. Le London Array devient le plus grand parc éolien offshore au monde. Il comprend 175 éoliennes pour une capacité totale de 630 mégawatts de capacité électrique, suffisante pour couvrir la consommation annuelle d'électricité de 480000 foyers britanniques ;

I.5.1 Aperçu sur la capacité éolienne installée

L'industrie de l'énergie éolienne se développe rapidement, année après année, en particulier dans les pays européens [32]. La Figure I.2 représente la capacité éolienne totale installée de 2017 à 2022 dans le monde.



Le marché mondial de la production d'énergie éolienne a quelque peu augmenté en 2022, avec une grande capacité d'environ 841 gigawatts dans le monde, soit une augmentation d'environ 302 gigawatts par rapport à 2017.

Elle est considérée comme une valeur très importante. C'est la sixième année consécutive que les ajouts annuels dépassent 60 GW, et le pic de 2015, lorsque la Chine a installé, à elle seule, plus de 35 GW avant le changement de politique, ne peut être oublié. On peut dire que les ajouts en 2022 ont entraîné une augmentation significative de la capacité cumulée jusqu'à la limite de 900 gigawatts, dont 800 gigawatts environ sont terrestres et le reste en mer.

I.5.2 Exploration de nouveaux marchés éolien terrestre en Algérie

Depuis 2014, 10 MW de capacité éolienne installée existe à Adrar en Algérie, en tant que projet pilote financé par le service public Sonelgaz. Beaucoup de parcs éoliens devaient être construits en 2014-2015. Des études devaient être entreprises pour identifier des sites appropriés dans 21 zones identifiées à travers l'Algérie par la production d'électricité de Sonelgaz filiale, *Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM)*. En juin 2021, le gouvernement a actualisé les objectifs à 15 GW d'électricité renouvelable générée d'ici 2035, soit 1 GW installé par an. L'objectif précédent de 2016, qui est de 22 GW d'énergies renouvelables d'ici 2030 (dont environ 5 GW d'éolien), a été jugé irréalisable. En 2022, le gouvernement a créé une centrale nationale des énergies renouvelables, une société d'énergie *SHAEMS*, pour mener les activités d'appel d'offres dans le secteur des énergies renouvelables et l'investissement étranger dans ce même secteur, dans le cadre de la tutelle du ministère de la transition énergétique et Energies Renouvelables (METRE). L'économie algérienne est fortement dépendante de combustibles fossiles et financée par les revenus issus de l'exportation de pétrole et de gaz. Le manque de ressources éoliennes précises, de cartographie et l'absence de vent local, font de la chaîne d'approvisionnement par l'énergie éolienne d'abord coûteuse, avec des investissements et une expérience dans le secteur limités.

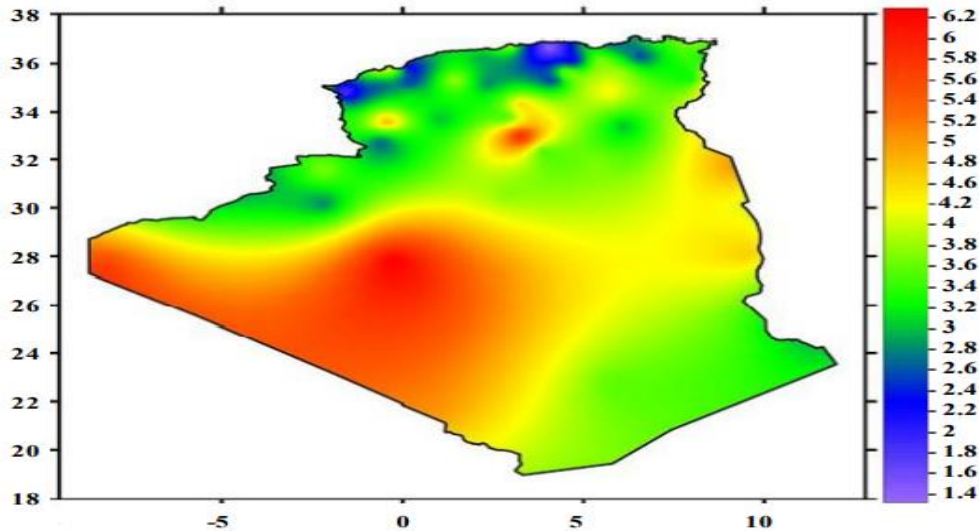


Figure I. 3 Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10 m au-dessus du sol (m/s) [32].

I.6 La croissance mondiale de la Production d'énergie solaire photovoltaïque

La production solaire photovoltaïque a augmenté d'un record de 179 TWh (+ 22 %) en 2021 pour dépasser les 1000 TWh, qui représentait 3,6 % de la production mondiale d'électricité. C'était la deuxième plus grande croissance de production absolue de toutes les technologies renouvelables en 2021, après l'éolien. Le solaire photovoltaïque devient l'option la moins coûteuse pour la nouvelle production d'électricité, ce qui devrait stimuler les investissements dans les années à venir. Cependant, atteindre un niveau annuel de production solaire photovoltaïque d'environ 7400 TWh en 2030, conformément au scénario net zéro comme le montre la Figure I.4, à partir des 1000 TWh actuels, nécessite une croissance annuelle moyenne de la production d'environ 25 % au cours de la période 2022-2030. Bien que ce taux soit similaire à l'expansion annuelle moyenne enregistrée au cours des cinq dernières années, des efforts accrus seront nécessaires pour maintenir cet élan à mesure que le marché du PV se développera.

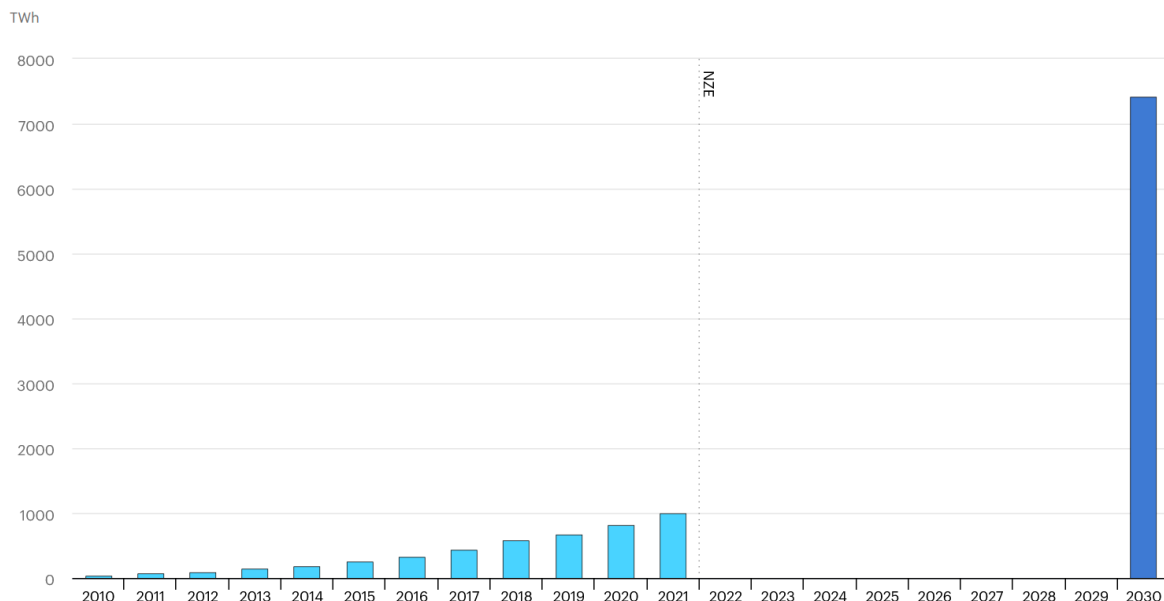


Figure I.4 Production d'énergie solaire photovoltaïque dans le scénario net zéro.

I.6.1 Potentiel solaire et défis en Algérie

L'Algérie est parmi les pays disposant de ressources énergétiques substantielles. Elle dispose d'une vaste zone riche en énergie solaire qui peut aider à répondre aux besoins énergétiques croissants du pays. Le potentiel de l'énergie solaire en Algérie est décrit dans la Figure I.5 : Le taux d'insolation quotidien dans le sud est l'un des plus élevés au monde, avec un rayonnement global quotidien moyen de (3 kWh/m²) au nord et dépassant (5,6 kWh/m²) au Grand Sud sur un plan horizontal. Le projet algérien Solar 1 000 MW devrait produire sa première électricité fin 2023, selon la société publique *Shaems*, qui supervise le projet. La première génération viendra fin 2023 ou début 2024 au plus tard à partir d'un parc solaire photovoltaïque de 30 MW crête qui sera construit à Beni Ounif (région de Béchar) dans le cadre du projet Solar 1 000 MW crête. En 2021, le solaire ne représentait qu'environ 2% de la capacité installée de l'Algérie avec 448 MW crête. Cependant, le pays a un programme ambitieux d'énergies renouvelables, puisqu'il vise à mettre aux enchères 4 GW d'énergie solaire d'ici 2024 et d'atteindre 22 GW de capacité renouvelable d'ici 2030, dont 62 % d'énergie solaire photovoltaïque et 23 % d'énergie éolienne.

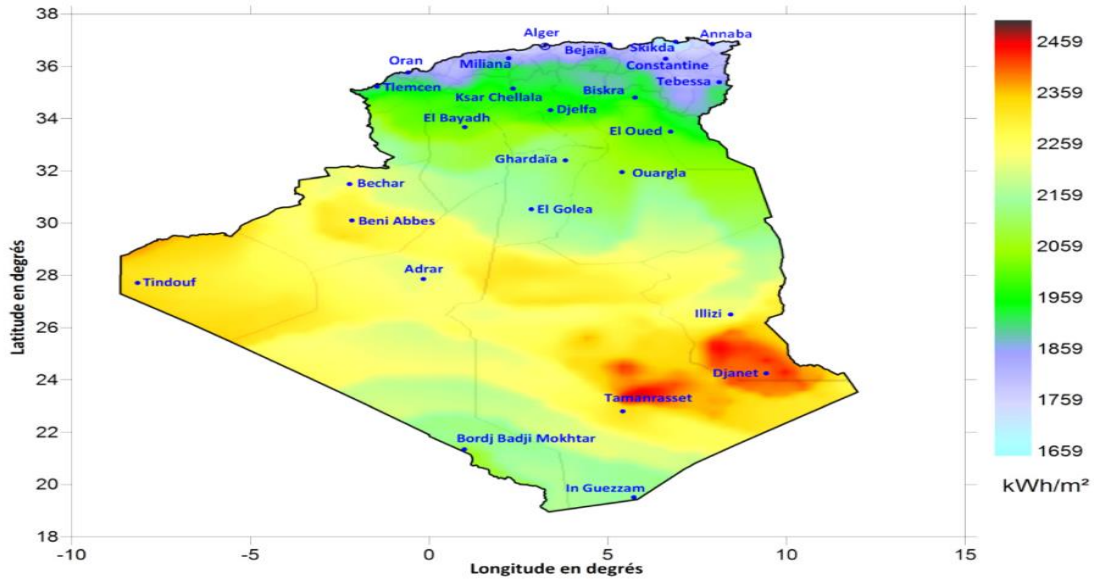


Figure I.5 Valeurs de rayonnement global annuel moyen sur le plan horizontal [149].

I.7 Définition d'un système d'énergie hybride

Un système d'énergie hybride (SEH) consiste à combiner plusieurs sources d'énergies renouvelables avec ou sans unités de stockage d'énergie pour un but d'optimiser la gestion d'énergie. Les sources d'énergies renouvelables, dont le photovoltaïque et les éoliennes, ne fournissent pas une puissance constante en raison de leurs intermittence, mais leur combinaison permet une production d'électricité continue [33, 34]. Ces ressources intégrées sont de plus en plus considérées comme essentielles pour atteindre l'efficacité maximale dans les futurs réseaux décentralisés. Les principaux composants d'un SEH consistent en des sources d'énergies renouvelables, une source d'énergie conventionnelle (des générateurs, un moteur à combustion interne...), un équipement de stockage d'énergie et un processus de conditionnement de l'énergie. La performance d'un système multi-sources en termes d'efficacité et de durée de vie est influencée par le dimensionnement des différents composants, la technologie de ces composants, l'architecture, etc. Cette performance dépend aussi du choix de la stratégie de gestion envisagée. Considération spéciale a été portée à ce point précis dans le présent travail qui propose le développement d'une stratégie de gestion et de

supervision prenant en compte ces caractéristiques afin d'optimiser la durée de vie de ce système.

I.7.1 Avantages et les inconvénients des SERH

En résumé, les avantages des SERH peuvent être soulignés comme suit :

- Charge fournie de la manière la plus optimale ;
- Meilleur équilibre de l'approvisionnement énergétique ;
- Réduction des effets négatifs associés à la combustion de fossiles ;
- Diminution des coûts du cycle de vie pour les charges de pointe ou la croissance des charges fixes.
- Limitation des temps d'arrêt pendant les réparations ou l'entretien de routine.
- Quasi zéro émission polluante notamment pour le PV-Eolien (SERH).

Même si les SERH ont parcouru un long chemin en termes de recherche et développement, il existe encore des obstacles en termes d'efficacité et d'utilisation optimale. Les défi-risques associés au SERH auxquels sont confrontés les praticiens peuvent se résumer ainsi :

- La faible efficacité du SERH est un obstacle important en encourageant son déploiement ;
- Étant donné que le coût élevé du capital entraîne un retour sur investissement prolongé temps, les dépenses de fabrication des sources d'ER nécessitent une réduction substantielle ;
- Les appareils électroniques de puissance interfacés avec SERH devraient être à minimum de perte de puissance ;
- Les technologies de stockage d'énergie méritent plus de recherche, une attention et des efforts sont consentis pour faciliter leur durabilité et leurs performances ;
- La gestion de l'énergie en temps réel et la communication robuste entre les sources d'énergie respectives du SERH doivent être améliorées.

I.7.2 Tendances Futures Des SERH

À l'avenir, les opérateurs souhaiteraient que les centrales d'ER aient la capacité de fonctionner plus comme des centrales électriques traditionnelles en termes de la valeur de la capacité, les services auxiliaires et la fiabilité.

Il est prévu que l'intégration de SERH (Systèmes d'Énergie Renouvelable Hybride) avec le réseau électrique devienne un domaine de recherche important au cours de la prochaine décennie. Alors que la capacité des SERH augmente, il devient crucial de trouver des moyens efficaces d'intégrer ces SERH à grande échelle dans le réseau électrique existant. Voici quelques domaines de recherche clés qui pourraient se développer dans ce contexte :

- Des techniques de contrôle moderne peuvent être utilisées pour assurer une gestion optimale des ressources en fonction de la demande de charge et des prévisions des ressources en ER. En conséquence, pour une exploitation totale, le coût de fonctionnement du SERH sera considérablement réduit ;
- L'intelligence artificielle pourrait avoir un potentiel significatif pour améliorer la gestion de l'énergie des systèmes SERH ;
- Développer un modèle d'optimisation ER ou un ensemble d'outils pour analyser les conditions du marché et des ressources afin d'évaluer la performance et le coût du SERH ;
- Évaluer les défis et les opportunités de conception spécifiques au SERH, par exemple, les économies d'échelle, l'innovation technologique ;
- La plupart des conceptions d'usines SERH en sont encore aux premiers stades de développement, ce qui signifie que leur fiabilité à long terme, en termes d'énergie et de capacité, reste à établir ;
- Étudier diverses architectures de système (couplage AC, couplage DC), et les innovations liées aux convertisseurs statiques au sein de SERH ;
- À mesure que la pénétration du SERH augmente, la tension et la fréquence transitoires deviennent plus critiques. Par conséquent, les codes de réseau de nombreux pays devront être mis à jour pour tenir compte de l'intégration du SERH et maintenir un fonctionnement stable ;

- Les techniques avancées de prévision météorologique réduiront l'incertitude de la génération de SERH considérablement et éviter la réduction substantielle de l'énergie ;
- Il devrait y avoir une quantité minimale de perte de puissance dans l'alimentation des appareils électroniques tout en interfaçant le SERH avec L'utilité ;

I.7.3 Classifications des systèmes d'énergies hybrides

Dans la littérature, diverses classifications ont été proposées selon des critères précisément définis. Nous énumérons ci-dessous les trois catégories les plus connues. Ces catégories sont créées en fonction du mode de fonctionnement, la structure du système hybride choisie et la configuration du bus commun. La figure I.6 présente les différentes classifications [35, 36].

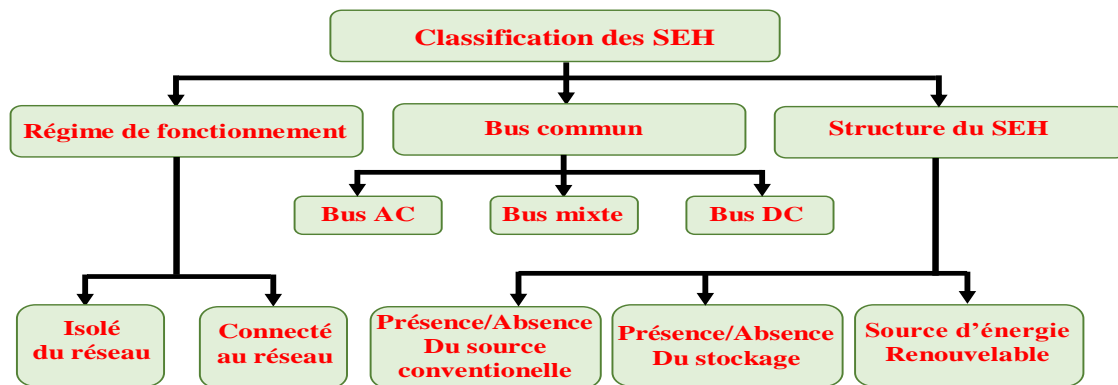


Figure I.6 Classifications des systèmes d'énergies hybrides.

I.7.3.1 Selon le régime de fonctionnement

Les SEH peuvent être regroupés en deux catégories. La première catégorie comprend les systèmes hybrides qui sont connecté au réseau et qui y fonctionnent en parallèle. Ces systèmes sont connectés au réseau. Dans la deuxième catégorie on retrouve les systèmes hybrides autonomes. Ces systèmes sont isolés du réseau.

- **Systèmes hybrides raccordés au réseau :** Ce sont les SHER qui fonctionnent parallèlement au réseau électrique. Ces systèmes sont connectés au réseau par des convertisseurs statiques (onduleurs et/ou

redresseurs). Ce procédé permet d'injecter le surplus d'énergie produit par le SHER dans le réseau. Cependant, dans le cas où le SHER ne parviendrait pas à subvenir aux besoins énergétiques, le réseau électrique intervient pour alimenter les différentes charges y afférentes avec l'énergie nécessaire.

- **Systèmes hybrides autonome** : Ce système fonctionne sans raccordement au réseau électrique. C'est-à-dire, indépendamment du réseau, car il génère de l'énergie sans recourir aux interférences du réseau électrique. L'un des fondements du travail du SHER est de répondre aux besoins énergétiques dans des endroits isolés et rarement connectés au réseau électrique, tels que des villages isolés, des zones montagneuses et des îles.

I.7.3.2 Selon la Structure du SEH

La structure du SEH peut être divisée en trois types de systèmes :

- **La présence ou l'absence d'une source d'énergie conventionnelle** : Afin d'atteindre une autonomie énergétique pour les consommateurs, notamment avec le caractère aléatoire des sources d'énergies renouvelables, le système peut être couplé à une source d'énergie traditionnelle à partir d'un générateur diesel ou de turbines à gaz [37]. Cette source traditionnelle garantit la production d'énergie (ou d'une partie de celle-ci) nécessaire au fonctionnement continu du système quelles que soient les différentes charges de puissance. Cependant, il n'intervient pour une utilisation que lorsque Les besoins énergétiques des charges ne peuvent pas être satisfaits par des sources d'énergies renouvelables.
- **Présence ou absence d'un dispositif de stockage** : Le dispositif de stockage permet de consommer l'énergie produite par SERH après l'avoir stockée de manière différente au moment opportun. En d'autres termes, ce dernier peut séparer le fonctionnement en puissance des sources et des charges et compenser le déficit ou stocker l'excédent d'énergie. Ce dispositif effectue alors une stratégie de gestion, afin d'assurer le fonctionnement du système hybride. Son existence au sein d'un SERH dépend principalement de la nature du mode de fonctionnement du système (isolé ou raccordé au réseau). Afin de garantir le fonctionnement continu du système entre le RE et les

charges alimentées, Les SERH isolés nécessitent en effet le déploiement d'un système de stockage. En revanche, les systèmes hybrides connectés au réseau ne nécessitent pas de stockage car le réseau compense les pénuries ou les excédents d'énergie.

- **Type de sources d'énergies renouvelables utilisées** : La sélection du type de sources d'énergies renouvelables utilisées dans les SHER est principalement basée sur les quantités d'énergie disponibles sur le site d'installation du système hybride, et cela se fait par une étude technique préalable du site à partir de la vitesse du vent et la quantité d'éclairement [38].

I.7.3.3 Selon la configuration du bus commun

Les critères pris en compte pour le choix de l'architecture d'un système hybride, dépendent des performances de la qualité de la régulation du bus de l'installation électrique et du coût. Ainsi, les différentes sources d'alimentation peuvent être interconnectées via un bus *DC* ou via un bus *AC* ou via un bus mixte *DC/AC*. Afin de présenter les différents architectures d'un système hybride, nous considérons dans ce travail, un système électrique composé d'une éolienne, d'un générateur *PV* et du réseau électrique (chapitre V). Les différentes architectures d'un système hybride sont détaillées dans les sections suivantes.

a) Configuration à bus CC

Un système hybride connectée à un bus continu dont les différentes parties (sources d'énergies renouvelables, système de stockage, des charges et le réseau) sont connectées à un bus *DC* commun. Ici, la sortie du système éolien est connectée au bus *DC* via un convertisseur *AC/DC* (redresseur), tandis que la sortie du panneau photovoltaïques est connectée au bus *DC* à l'aide d'un convertisseur *DC/DC* (hacheur). Le système de stockage d'énergie est relié au bus *DC* à l'aide d'un convertisseur *DC/DC* bidirectionnel pour permettre le cycle de charge-décharge. Ce cadre de système peut servir à la fois des charges *DC* et *AC* simultanément. Un convertisseur *DC/AC* est requis lorsqu'une charge *AC* doit être desservie. Dans cette topologie, d'autres sources de RE peuvent également être incorporées en utilisant la puissance appropriée des convertisseurs électroniques. Ce cadre offre plusieurs avantages de

fonctionnement, tels que la simplicité et l'élimination des défis liés à la synchronisation. Cependant, les principaux inconvénients de cette architecture sont les pertes liées aux systèmes de conversion de puissance, d'environ 10% de la puissance du système éolienne [38]. La topologie SERH éolien-solaire connectée au bus *DC* est illustrée en figure I.7.

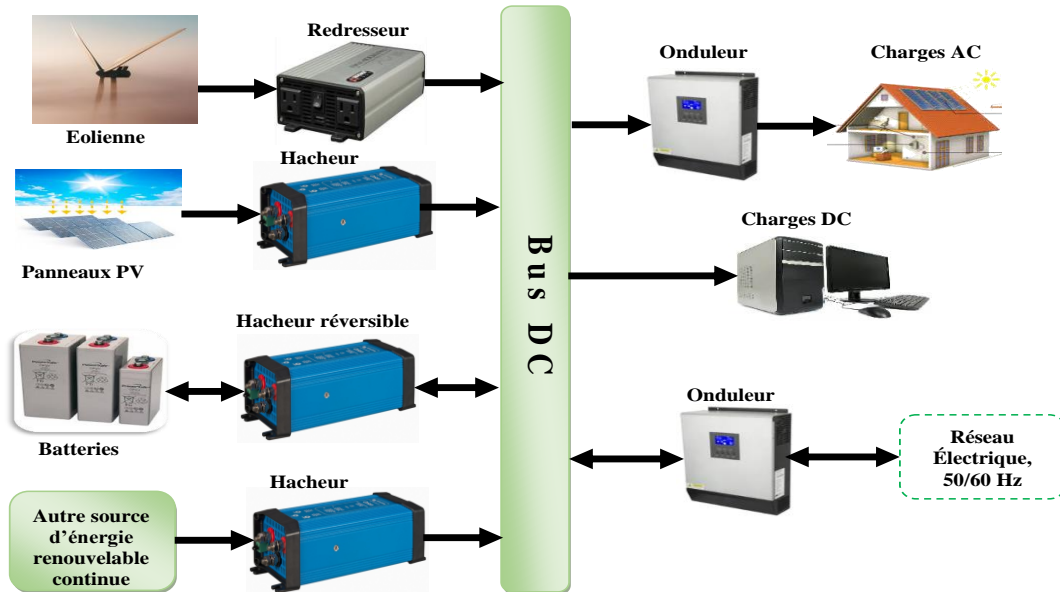


Figure I.7 Configuration du SERH avec un bus DC.

b) Configuration à bus AC

La topologie SHER éolien-solaire avec système de stockage est montrée sur la Figure I.8, où le PV connecté à un bus AC à l'aide d'un convertisseur *DC/AC* (onduleur) et le système éolien relié directement au bus AC. Le système de stockage est connecté au bus AC à l'aide d'un convertisseur bidirectionnel *DC/AC*. Dans ce schéma, un convertisseur *AC/DC* est nécessaire pour alimenter les charges *DC*. D'autres sources d'énergies renouvelables peuvent être incorporées via l'interface appropriée des convertisseurs de puissance. Dans cette configuration, chacune des sources est connectées au bus AC via un convertisseur de puissance séparé, leur permettant de fonctionner même si l'un d'eux est déconnecté, ce qui peut améliorer la fiabilité du système [39]. La configuration à bus AC permet de connectée directement les sources de

productions au réseau ou à des charges AC, La synchronisation est le principal obstacle de cette configuration.

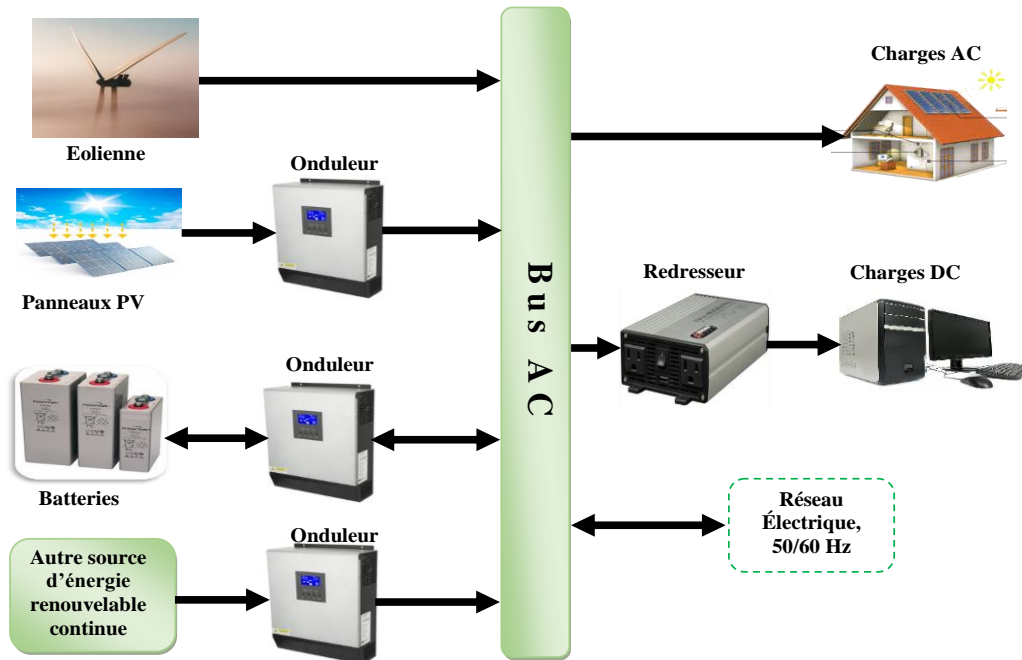


Figure I.8 Configuration du SERH avec un bus AC.

c) Configuration à bus mixte (DC-AC)

La configuration SERH éolien-solaire à bus mixte (*DC-AC*) utilise à la fois le bus *DC* et le bus *AC*. Ici, les sources d'énergies renouvelables avec sorties *AC* sont directement liées au bus *AC*, tandis que les sources d'énergies renouvelables avec les sorties *DC* sont directement liées au bus *DC*. Donc, le SERH éolien-solaire connecté à double bus améliore globalement l'efficacité du système en réduisant le nombre de convertisseurs et limitant ainsi les pertes de puissance dues à la conversion. Cette configuration est la plus largement adoptée en raison de sa flexibilité à combiner les sources d'énergie et la charge indépendamment des caractéristiques [40]. La Figure I.8 et illustre la configuration éolienne solaire à bus mixte.

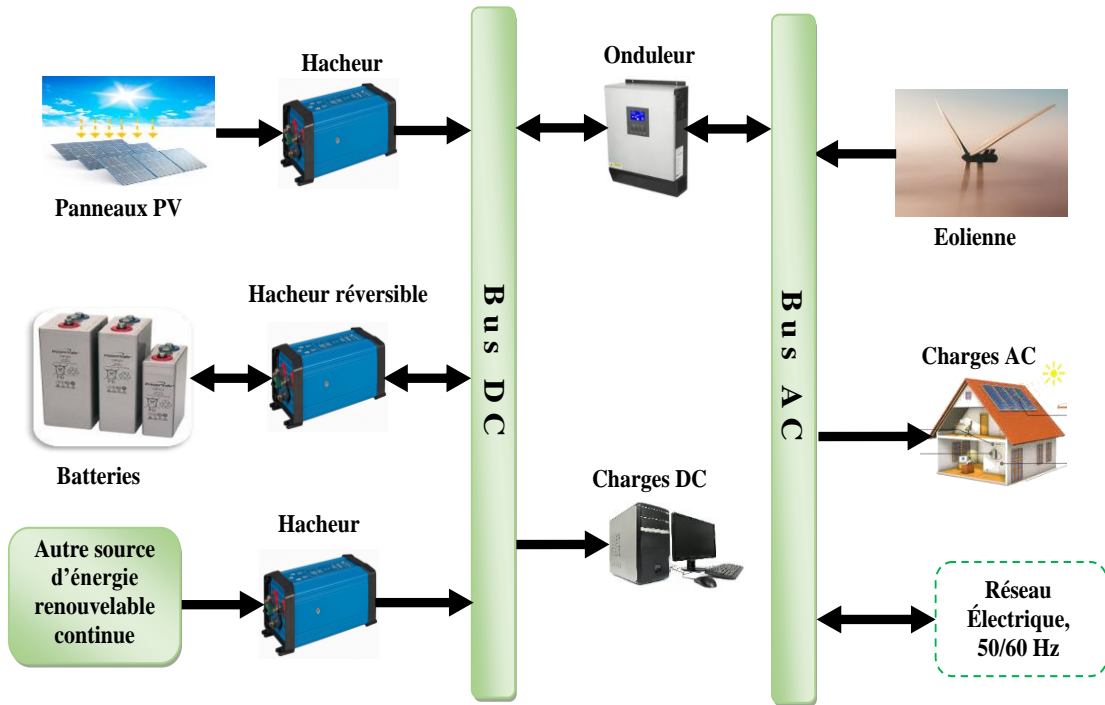


Figure I.9 Configuration du SERH avec un bus mixte.

I.7.4 Choix des convertisseurs

Un convertisseur de puissance est un dispositif permettant d'adapter et de contrôler le flux d'énergie d'une source électrique en fournissant des courants et des tensions sous une forme optimale pour les charges. La Figure II.10 illustre les différents convertisseurs de puissance qui peuvent être utilisés dans un SERH. En effet, les convertisseurs de puissance représentent une technologie durable très prometteuse pour intégrer les sources d'énergie renouvelables dans le réseau électrique.

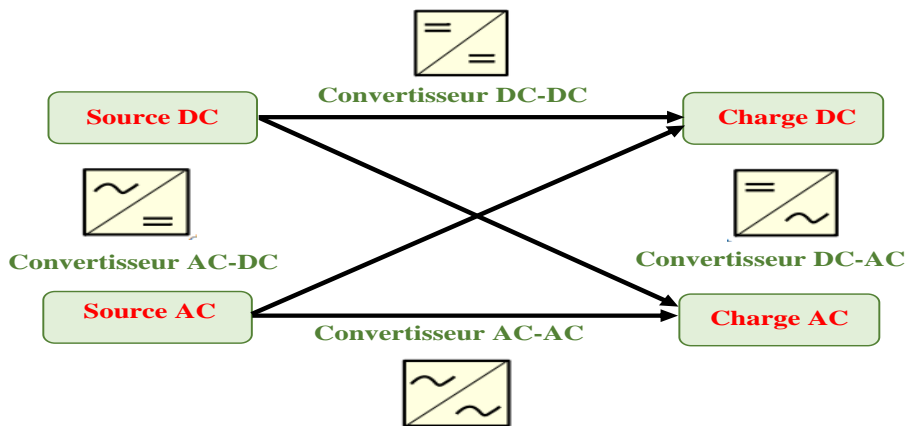


Figure I.10 Sources et charges alimentées par différents types de convertisseurs statiques.

1.8 Stratégies de gestion d'énergie en SHER

L'exigence de développer des stratégies de distribution intelligentes devient une nécessité. La gestion de l'énergie est l'une des techniques les plus cruciales pour assurer le fonctionnement, la fiabilité et l'efficacité des réseaux intelligents. L'objectif d'une gestion énergétique typique est de générer des biens et offrir des services au moindre coût et avec le moins d'impacts sur l'environnement. Ainsi, une définition de la stratégie de gestion de l'énergie est donnée comme [41]: "L'utilisation stratégique et économique de l'énergie pour augmenter les profits (diminuer les coûts) et améliorer les positions concurrentielles". L'objectif du SGE est d'atteindre et de maintenir une fourniture et une utilisation optimales de l'énergie et de minimiser les coûts/déchets énergétiques sans affecter la production et la qualité [42]. Cependant, en raison de la nature intermittente des SER notamment, du vent et du soleil, ainsi que de la demande aléatoire de la charge, diverses stratégies de gestion et de supervision de ce type des SERH ont été élaborées et proposées dans la littérature. Ces stratégies dépendent notamment des systèmes hybrides et des objectifs recherchés. La performance d'un système multi-sources, en termes d'efficacité et de fiabilité, est influencée d'une part par le dimensionnement des différents composants, le type de ces composants, la configuration du système, etc., et d'autre part, par le choix de la stratégie de gestion de l'énergie. En effet, au-delà du choix de l'architecture, le système multi-sources ne peut atteindre les objectifs escomptés sans une superbe maîtrise des diverses sources ainsi qu'une bonne approche de supervision et de gestion des flux de puissance. L'enjeu principal est de trouver une approche adéquate pour contrôler les convertisseurs associés à chacune des sources afin d'atteindre les objectifs fixés, en termes de suivi de référence, de rejet des perturbations, de temps de réponse, etc. Les convertisseurs de puissance connectés à ces sources renouvelables permettent soit de maximiser la puissance générée, soit d'adapter la production en fonction du besoin. En réalité, le contrôle des convertisseurs permet de contrôler le point de fonctionnement des sources intégrées et par conséquent, d'extraire le plus de puissance possible pour assurer la continuité

de service. Une fois les convertisseurs connectés aux différentes sources avec la connexion au réseau contrôlés (chapitre V), une stratégie de gestion et de supervision permet de gérer les flux de puissance entre les sources pour assurer l'autonomie de la charge. D'après certains travaux de recherche trouvés dans la littérature et traitant de la gestion de l'énergie dans un SERH, essentiellement deux grandes catégories de stratégies de gestion comme illustré sur la Figure I.11, sont à retenir : les stratégies basées sur des règles et les stratégies d'optimisation.

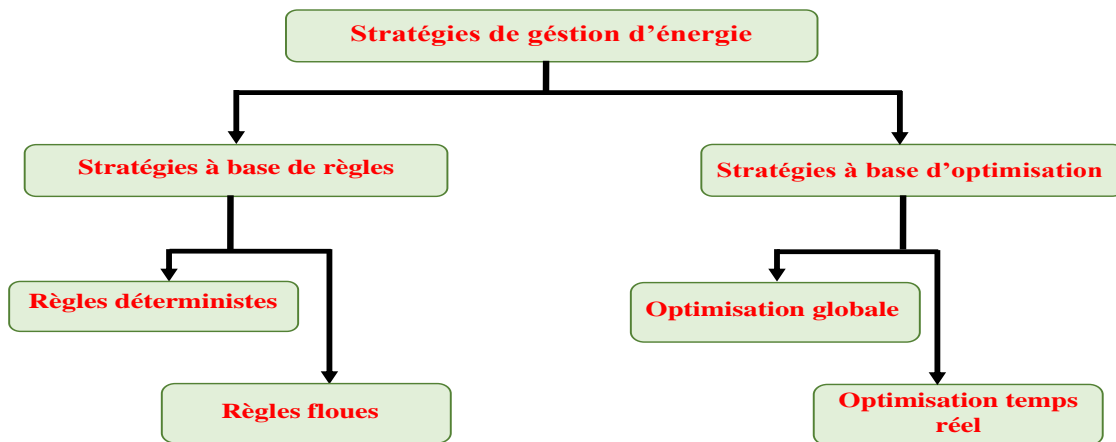


Figure I.11 Classifications proposées des SGE.

I.8.1 Stratégies basées sur des règles

Cette stratégie est basée sur l'ensemble de règles prédéfinies, qui déterminées en fonction de l'expertise humaine et de l'analyse du comportement des composants du système. C'est une mise en œuvre simple ne nécessitant pas de connaissances préalables et elle est efficace en application temps réel. Cependant, le principal inconvénient de cette catégorie est son incapacité à obtenir la solution optimale. Les SGE basés sur des règles peuvent être établis par des méthodes déterministes ou floues.

- **Règles déterministes** : Ces règles peuvent être extraites sur la base de l'expertise de toutes les situations possibles et les objectifs à atteindre pour chaque situation.
- **Règles floues** : Bien qu'elles soient également définies en amont, ces régulations sont pilotées par la logique floue. En fait, cela renforce les

règles déterministes. L'avantage de cette approche est sa robustesse face à ses imprécisions dans les mesures et son adaptation.

I.8.2 Règles et stratégies d'optimisation

La deuxième stratégie repose sur méthodes d'optimisation dans le but de découvrir la réponse optimale qui minimise une fonction de coût tout en respectant les contraintes dynamiques (principalement les états de débit et les contraintes climatiques, etc.). Il vise à trouver les références optimales et la meilleure façon de distribuer et de consommer l'énergie afin de satisfaire la demande de charge. Le contrôle de l'optimisation peut être classé en optimisation globale et celle en temps réel.

- **Optimisation globale** : Cette approche est basée sur la compréhension de l'avenir et les exigences dynamiques passées pour réduire les fonctions de coût.
- **Optimisation temps réel** : Cette approche maximise l'efficacité économique du processus soumis à des contraintes opérationnelles via la réévaluation continue et la modification des conditions de fonctionnement.

En général, la SGE d'un SERH vise à optimiser l'exploitation de plusieurs sources d'énergie intégrées dans le micro-réseau hybride. Cette stratégie consiste à prendre les bonnes décisions concernant les différents scénarios auxquels le système multi-sources sera confronté lors de son fonctionnement. Pour atteindre ses objectifs, le processus de gestion d'un système multi-sources doit, en général, suivre l'approche stratégique illustrée à la Figure (I.12). La SGE comprend trois parties importantes :

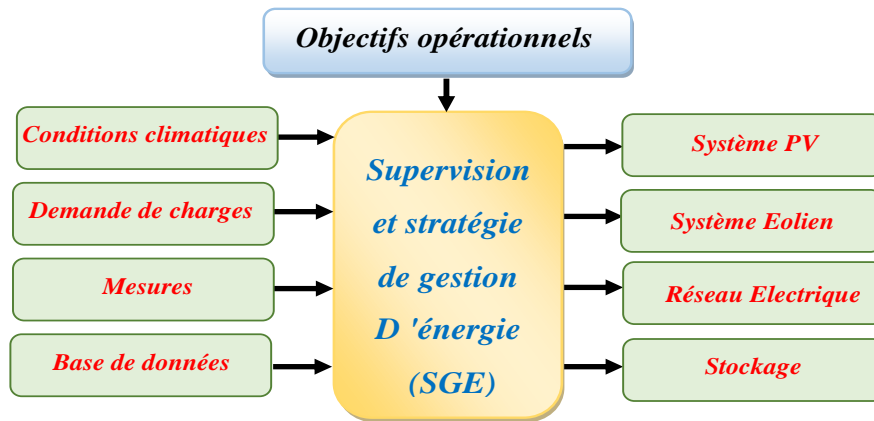


Figure I.12 Le système de gestion d'énergie (SGE).

La première partie représente les mesures et les estimations sur un horizon donné, des différents paramètres influençant l'état du système. Cette partie est essentielle pour les algorithmes de gestion dans la mesure où elle fournit des informations précieuses sur l'évolution du système à chaque instant. Ainsi, il donne la prédiction de certains paramètres afin d'anticiper des scénarios défavorables.

La deuxième partie consiste en la conception d'une stratégie intelligente (algorithme intelligent) qui permet de prendre les bonnes décisions au moment opportun tout en tenant compte des contraintes du bon fonctionnement du système.

Enfin, la troisième partie vise à générer des références à suivre par les différents modules qui composent l'ensemble SERH afin d'atteindre les objectifs souhaités.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un état de l'art sur les concepts des différentes sources d'énergies renouvelables. Dans un premier temps, les définitions d'un système d'énergies renouvelables et d'un système multi-sources ont été introduites et également le gisement éolien et photovoltaïque avec leurs capacités établies. Par la suite, différentes architectures d'un système hybride multi-sources avec leurs avantages et leurs inconvénients

ont été présentées pour des systèmes connectés au réseau, lesquelles architectures ont été choisies pour mieux s'adapter aux besoins et aux objectifs visés par l'installation. Ensuite, une classification des différents SERH est faite selon à la puissance générée. Enfin, la dernière section de ce chapitre est consacrée aux différentes stratégies de gestion de l'énergie proposées dans la littérature. Ces nombreuses stratégies dépendent des différentes architectures SERH et surtout des objectifs recherchés par les utilisateurs.

A travers cet état de l'art, présenté dans ce chapitre, nous avons résumé les travaux de littérature sur lesquels nous nous baserons, que ce soit pour le choix de l'architecture du système multi-sources ou la stratégie de gestion à adopter et à utiliser pour atteindre les objectifs attendus.

CHAPITRE II

**MODELISATION ET STRATEGIES DE COMMANDE DU
SYSTEME PV**

II.1 Introduction.....	31
II.2 Description et modélisation du système PV étudié	32
II.3 Point de puissance maximale	37
II.4 Commande avec mode glissant d'un système photovoltaïque	48
II.5 La commandes MPPT à base de la logique floue	52
Conclusion.....	57

II.1 Introduction

La production d'énergie photovoltaïque offre plusieurs avantages par rapport aux méthodes conventionnelles liés aux combustibles fossiles et nucléaires, tels que les sources d'énergie inépuisables, le caractère écologique des ressources énergétiques et réduction du coût du kWh. De plus, le fonctionnement modulaire caractéristique du système de génération PV permet la construction des systèmes d'énergie solaire à différents niveaux de puissance et capacités de charge. Cependant, les systèmes de génération PV souffrent de l'inconvénient d'un faible rendement de conversion et d'un coût d'installation élevé. En outre, le niveau de puissance générée par le système PV dépend de nombreux aspects, tels que le niveau d'éclairement solaire et la température ambiante. Cependant, les progrès récents dans les technologies d'électronique de puissance interfacées offrent différentes solutions pour l'énergie solaire utilisée avec une efficacité opérationnelle améliorée. Compte tenu des différents niveaux d'éclairement, il n'y a qu'un seul point où le système PV génère de la puissance maximale. Par conséquent, il est très important pour les applications d'énergie solaire de suivre le point de puissance optimal pour une meilleure utilisation de l'énergie.

Pour suivre le point de puissance optimal, de nombreuses techniques de suivi du point de puissance maximale (*MPPT*) ont été présentées à travers des circuits électroniques de puissance interfacés.

Les algorithmes *MPPT* varient sous de nombreux aspects, tels que l'efficacité du suivi, la réponse dynamique du système (temps de stabilisation et dépassement du système), Une analyse de plus de 30 topologies *MPPT* différentes est illustrée dans [43]. Parmi les différentes topologies *MPPT* : Perturbation et Observation (*P&O*) et Conductance Incrémentale (*INC*), suiveur basé sur le contrôle par la logique floue et algorithme basé sur le contrôle en mode glissant. Ces topologies de suivi sont des topologies itératives *MPPT*, qui suivent les *MPP* avec une grande précision dans des conditions d'éclairement uniformes.

Dans ce chapitre, nous présenterons la modélisation électrique de la chaîne PV connectée à une charge et comment il est possible d'améliorer de manière appropriée son fonctionnement.

Nous nous sommes basés sur la simulation PV et la commande MPPT avec l'environnement "SIMULINK" sous MATLAB, comme nous pouvons également contrôler facilement les conditions météorologiques changeantes (éclairage, température) afin d'évaluer le chemin de recherche du PPM de la commande MPPT sous les changements de ces paramètres.

Le système permet de simuler différentes parties (*panneau solaire, MPPT, convertisseur DC-DC*).

II.2 Description et modélisation du système PV étudié

Un étage d'adaptation relié à une commande MPPT doit être implanté afin d'obtenir le maximum de puissance possible des bornes d'un GPV à un instant donné. Le schéma général du système de conversion d'énergie photovoltaïque couvert, dans ce chapitre, est illustré à la Figure II.1. Quatre nouvelles approches MPPT (*PO, INC, floue et mode glissant*) sont proposées pour l'étude dans ce chapitre pour le contrôle de l'étape d'adaptation. En couplant le système PV à une charge résistive, les techniques *PO, INC* et floue sont d'abord vérifiées. Ensuite, la commande par mode glissant est testée en connectant le système PV à un bus continu constant. La décision de choisir cette configuration finale a été motivée par le fait que le chapitre IV s'en servira pour intégrer un système PV à un système éolien dans un SHER avec un bus DC connecté.

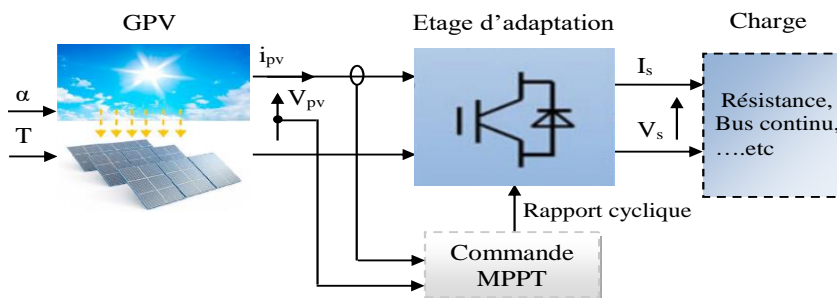


Figure II.1 Schéma globale de la chaîne de conversion PV.

II.2.1 Modélisation du générateur photovoltaïque

Dans la littérature, de nombreux modèles de générateurs photovoltaïques sont rencontrés. Ces modèles diffèrent entre eux par le processus de nombre de paramètres utilisés pour calculer la tension et le courant final du générateur photovoltaïque. Il existe un certain nombre de modèles mathématiques qui expliquent le fonctionnement et le comportement du générateur photovoltaïque [44-46], parmi ces modèles nous avons :

II.2.1.1 Modèle à une seule diode

Les types de modules *PV* sont principalement obtenus à partir des circuits électriques équivalents. En raison de sa simplicité, le modèle à une diode (empirique) est actuellement le plus utilisé. Il permet de représenter l'intensité d'un module *PV* en fonction de la tension à ses bornes dans diverses circonstances environnementales. La figure (II.2) montre le schéma identique du modèle de cellule *PV* avec une seule diode. Dans ce modèle, la cellule *PV* est modélisée comme un générateur de courant avec un comportement similaire à celui d'une source de courant connectée en série avec une diode. Ce schéma introduit deux résistances, La perte de tension est modélisée par la résistance série R_s , et le courant de fuite est modélisé par la résistance parallèle R_p .

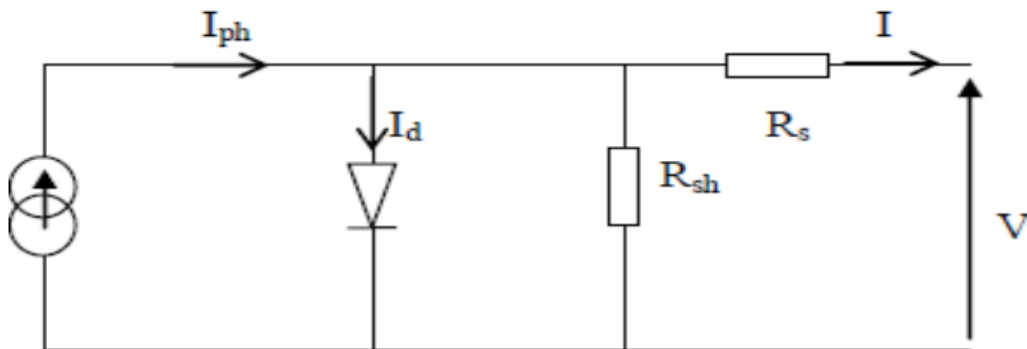


Figure II.2 Modèle de cellule PV avec une seule diode.

A partir de la figure II.2, le modèle mathématique idéal des cellules PV est donné par l'équation suivante :

$$I = [I_{sh} + K_i (T_c - T_{ref})] \frac{\alpha}{\alpha_{ref}} - I_s \left[\left(\exp \left(\frac{q \cdot (V + R_s I)}{N \cdot K \cdot T} \right) \right) - 1 \right] - \frac{(V + R_s I)}{R_{sh}} \quad \text{II.1}$$

où : I_{ph} est le photo-courant, I_{sh} est le courant de court-circuit de la cellule à 25°C, K_i est le coefficient de température du court-circuit de la cellule et α est l'irradiance solaire en kW/m². T_c est la température du module en degré Kelvin K°, $T_{ref}=298$ K et $\alpha_{ref}=1000$ W/m², q est la charge de l'électron (1.602×10^{-19} C), V est la tension aux bornes de la diode (D), k est la constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K), T est la température et N est le facteur d'idéalité de la diode [47].

Le photo-courant du module est donné par l'équation suivante :

$$I_{ph} = [I_{sh} + K_i (T_c - T_{ref})] \frac{\alpha}{\alpha_{ref}} \quad \text{II.2}$$

Le courant I_{vp-n} est pratiquement équivalent au courant de court-circuit I_{sh} dans des conditions de test standard, bien qu'il puisse être calculé à la base de la formule suivante[48] :

$$I_{ph-n} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{cc-n} \quad \text{II.3}$$

Le courant de saturation de la diode varie avec chaque variation de la température comme suit :

$$I_s = \frac{I_{cc-n} + K_i (T_c - T_{ref})}{\exp \left(\frac{v_{co} + (K_v (T_c - T_{ref}))}{\alpha v_t} \right) - 1} \quad \text{II.4}$$

où K_v est le coefficient de température pour les circuits ouverts, la tension du circuit ouvert est notée V_{co} et le potentiel thermodynamique est noté V_t ($V_t = kT/q$).

II.2.2 Effets des conditions environnementales sur l'efficacité PV

Le rendement énergétique du panneau solaire photovoltaïque dépend de plusieurs paramètres dont le type de matériau de la cellule, les spécifications techniques du panneau PV, la situation géographique emplacement et aussi des conditions météorologiques. Cependant, il est fortement influencée par le rayonnement solaire et la température cellulaire [49]. Cette influence est illustrée dans les figures II.3 et II.4.

Les caractéristiques électriques de ce module solaire sont listées dans le tableau suivant :

Tableau II. 1 Caractéristiques du module PV sous les conditions de test standard.

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale (P_{max})	123.5 W
Tension au point de puissance max (V_{mp})	26 V
Courant au point de puissance max (I_{mp})	4.75 A
Courant de court-circuit (I_{sc})	5 A
Tension en circuit ouvert (V_{oc})	32 V
Coefficient de température de I_{sc}	$(0.065 \pm 0.015)\% / K^\circ$
Coefficient de température de V_{oc}	$-(80 \pm 10)mV / K^\circ$
Coefficient de température de la puissance	$-(0.5 \pm 0.05)\% K^\circ$

II.2.2.1 Impact du rayonnement solaire

La figure II.3 montre l'effet de l'éclairement pour les trois sorties de module photovoltaïque, puissance, courant et tension. Afin d'étudier l'impact de l'éclairement sur les systèmes photovoltaïques. Il est important de rappeler que les valeurs de puissance et de courant de court-circuit sont directement proportionnelles à chaque variation d'éclairement.

Par contre, dans des conditions identiques, la tension en circuit ouvert reste constante.

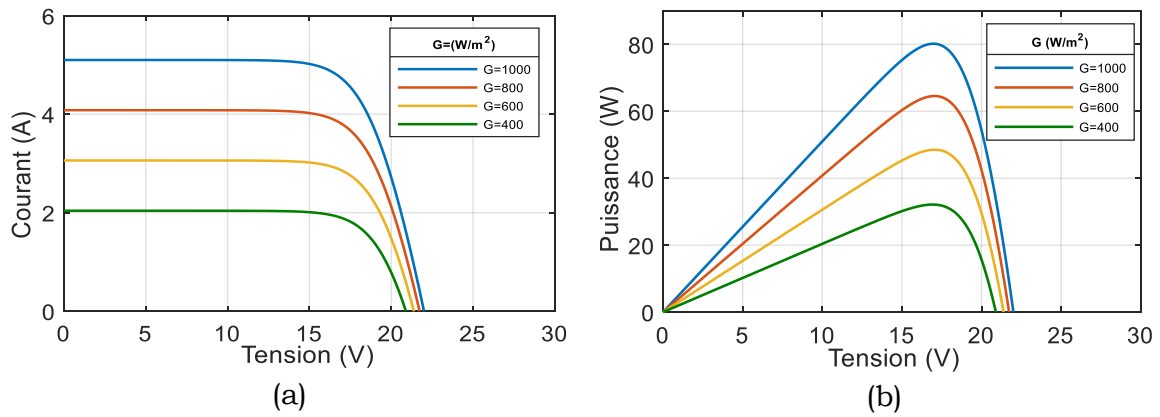


Figure II. 3 Influence de l'éclairement : (a) Caractéristiques I-V
(b) Caractéristiques P-V.

II.2.2.2 Impact de la température

La figure II.4 ci-dessous illustre les caractéristiques tension-courant tension-puissance à différentes températures de fonctionnement du module PV dans le but d'examiner l'impact de la température sur le système PV. la valeur du courant de court-circuit est peu affectée par la température. D'un autre côté, comme la tension en circuit ouvert chute très fortement à mesure que la température augmente, la quantité d'énergie extractible diminue. Il est évident qu'une augmentation de la température entraîne également une diminution de la puissance maximale pouvant être utilisée.

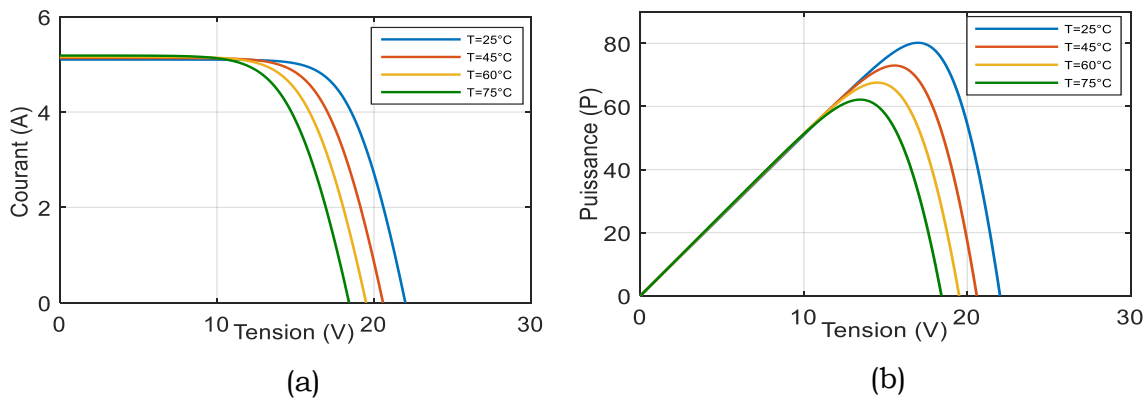


Figure II.4 L'influence de la température: (a) Caractéristiques I-V (b)
Caractéristiques P-V.

II.3 Point de puissance maximale

Déduit des figures II.3 et II.4, pour l'éclairement et la température, il est remarqué que le panneau photovoltaïque a des caractéristiques qui ne sont pas linéaires et ne prennent qu'un PPM. Lorsque le GPV est directement connecté à une charge, comme dans la Fig. II.5, le point de fonctionnement ne coïncide pas nécessairement avec le PPM. En substance, on peut observer que les points de fonctionnement A (pour une charge résistive), B (pour une charge avec une source de tension) et C (pour une charge avec une source de courant) ne rentrent pas dans le PPM et que les consommations électriques P_A , P_B et P_C sont toutes inférieures à la puissance maximale P_{max} . Mais pour de meilleurs résultats, le point de fonctionnement est modifié sur la tension idéale V_{ppm} et le courant idéal i_{ppm} . Cela montre que le GPV est directement connecté à une charge, mais cela ne garantit pas que le PPM fonctionnera de manière cohérente.

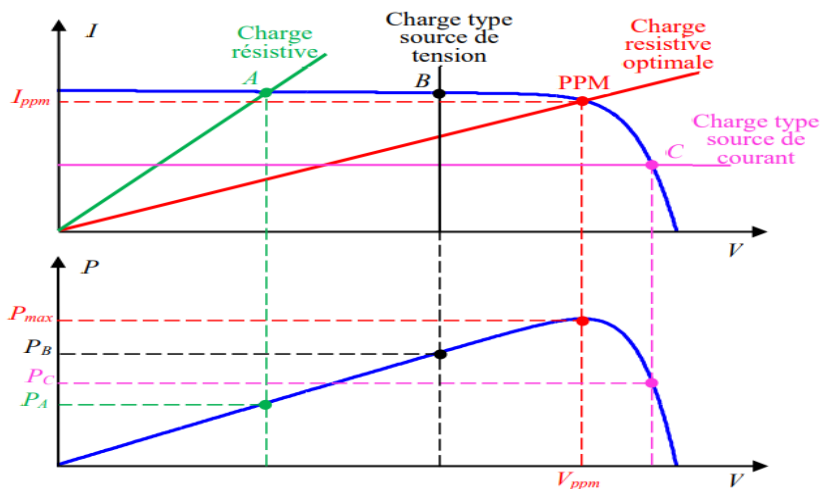


Figure II.5 Points de fonctionnement d'un GPV connecté à différentes charges.

Un étage d'adaptation (*hacheur boost*) connecté à un contrôle *MPPT* doit être utilisé afin d'extraire le maximum de puissance du GPV à chaque instant et de le transmettre à la charge (le faire fonctionner au point PPM). Une commande appelée *MPPT* qui affecte le rapport cyclique du convertisseur utilisé pour obtenir le *PPM* du GPV est utilisée pour surveiller le PPM [50].

Avec un hacheur *boost* (voir le chapitre IV). Ensuite, plusieurs topologies d'hacheur sont envisageables, mais l'hacheur élévateur (*Boost*) continue d'être le plus dominant.

II.3.1 Techniques de recherche du PPM

Bien que les systèmes photovoltaïques soient largement utilisés, leur efficacité est encore faible, ce qui constitue un inconvénient important. Afin d'augmenter l'efficacité du système, un contrôleur *MPPT* (*Maximum Power Point Tracking*) est nécessaire à adopter. Notre système utilise des commandes *MPPT* qui ajustent le rapport cyclique du convertisseur statique (*hacheur boost*), dans notre cas, de manière à lui permettre de maximiser la puissance même lors des changements brusques de charge ou de conditions météorologiques.

Perturbation et observation (*P&O*) [51-53], conductance incrémentale (*INC*) [54-56], réseau de neurones [57], logique floue [58, 59], mode glissant [60, 61] et algorithmes génétiques [62] sont quelques-unes des techniques *MPPT* utilisées dans les systèmes *PV*. La complexité, le coût, la plage d'efficacité, l'oscillation autour du PPM, la vitesse de convergence, le suivi approprié sous irradiation et/ou changement de température et la mise en œuvre matérielle ne sont que quelques-unes des nombreuses façons dont ces techniques varient les unes aux autres.

II.3.1.1 Principe de l'algorithme "Perturb and Observe" (P&O)

L'approche *P&O* est généralement la plus populaire en raison de sa simplicité et de sa convivialité. *P&O* fonctionne comme son nom l'indique, en perturbant le système et en suivant les changements dans la puissance de sortie du GPV. La figure II.6 démontre qu'il est évident que le point de fonctionnement a été rapproché du PPM par la perturbation si la tension de fonctionnement est perturbée dans une direction particulière et que la puissance augmente ($dP/dV > 0$). La tension commence à être perturbée dans le même sens par l'algorithme *P&O*. Le point de fonctionnement s'est éloigné du PPM par la perturbation, par contre si la puissance baisse ($dP/dV < 0$). Le programme

changera la direction de la prochaine perturbation. Le résumé de cet algorithme est inclus dans le tableau III.2[63].

Jusqu'à ce que le PPM soit atteint, la procédure est répétée à plusieurs reprises. Ensuite, le système oscille autour du PPM, ce qui entraîne des pertes de puissance. En minimisant la perturbation, l'oscillation peut être réduite. Cependant, la poursuite du PPM est fortement ralentie par une taille de perturbation trop faible. Le compromis entre précision et vitesse se produit ensuite [64].

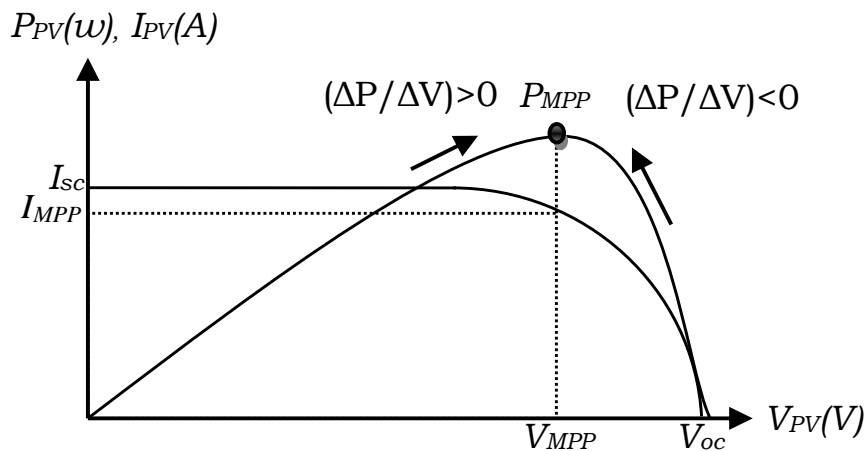


Figure II.6 Diagramme synoptique de signe dP/dV à diverses positions des courbes caractéristiques pour courant, tension et la puissance.

Tableau II.2 : Principe de l'algorithme P&O.

Perturbation de la tension	Variation dans la puissance	Perturbation suivante
Positive	Positive	Positive
Positive	Négative	Négative
Négative	Positive	Négative
Négative	Négative	Positive

Cette autre technique pour trouver le PPM est basée sur la compréhension de la fluctuation de la conductance GPV et comment elle affecte la position du point opérationnel par rapport à un PPM. En conséquence, le rapport entre le courant et la tension du GPV définissant la conductance du module photovoltaïque est indiqué ci-dessous :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{II.5}$$

De plus, une fluctuation de conductance élémentaire (incrément) peut être décrite comme :

$$dG = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad \text{II.6}$$

La position du point de fonctionnement (PF) par rapport au PPM est déterminée par l'évolution de la puissance du module (PPV) par rapport à la tension (VPV). Le point de fonctionnement (PF) est à gauche du maximum lorsque la dérivée de puissance est positive et à droite du maximum lorsqu'elle est négative, indiquant que nous sommes au point PPM lorsqu'elle est nulle. Nous pouvons exprimer les critères suivants à l'aide de la Figure II.7 :

Si $dG = \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0$, le PF est à gauche du PPM.

Si $dG = \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0$, le PF est sur le PPM. II.7

Si $dG = \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0$, le PF est à droite du PPM.

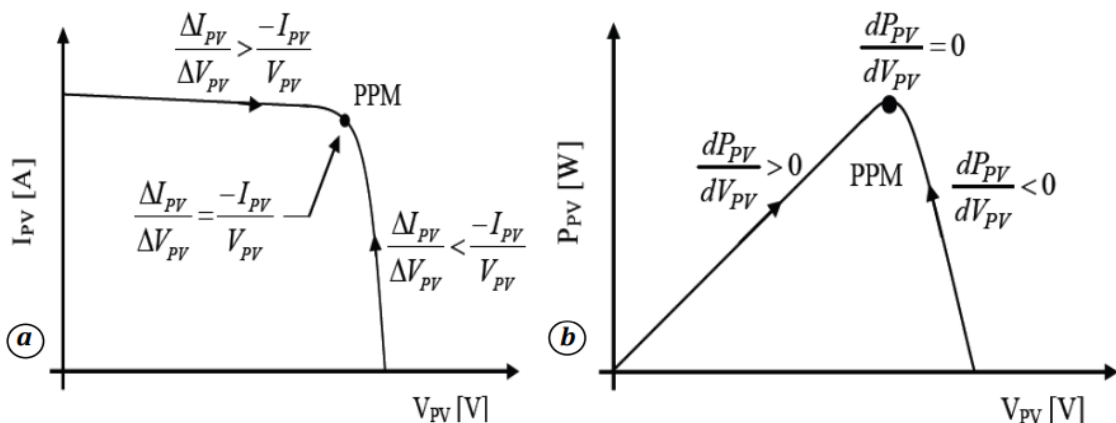


Figure II.7 Diagramme synoptique pour diverses positions de fonctionnement.

- a) Signe $\Delta I_{pv}/\Delta V_{pv}$ sur la caractéristique de puissance de courant
- b) Signe dP_{pv}/dV_{pv} sur la caractéristique de puissance

La relation entre la conductance prédite par l'équation et la dérivée de puissance (dP_{pv}/dV_{pv}) peut être illustrée par l'équation (II.8) ci-dessous :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv} \times V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} \frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} + V_{pv} \cdot \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \cong I_{pv} + I_{pv} \cdot \frac{\Delta I_{pv}}{dV_{pv}} \quad \text{II.8}$$

où de nouvelles conditions sur le changement de conductance, telles que celles fournies par II.9 sur la dérivée de puissance, peuvent alors s'écrire :

$$\begin{aligned} \text{Si } \frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} &> \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}, \text{ le PF est à gauche du PPM.} \\ \text{Si } \frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} &= \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}, \text{ le PF est sur le PPM.} \\ \text{Si } \frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} &< \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}, \text{ le PF est à droite du PPM.} \end{aligned} \quad \text{II.9}$$

Alors que l'algorithme de la figure (II.8) permet de surveiller la puissance maximale de l'algorithme en effectuant des comparaisons immédiates entre la valeur de conductance (I_{pv}/V_{pv}) et celle de l'incrément de conductance ($\Delta I_{pv}/\Delta V_{pv}$). La tension de référence (V_r) oblige le GPV à fonctionner à ce niveau. La tension optimale (V_{opt}) et la tension (V_r) au point PPM sont les mêmes. Afin de détecter une différence de (ΔI_{pv}), il maintient le point opérationnel à cet endroit jusqu'à ce qu'un PPM soit atteint. Ceci suggère donc un changement du climat, nécessitant la recherche d'un nouveau PPM. Pour ce faire, l'algorithme modifie la valeur de (V_r) jusqu'à atteindre PPM.

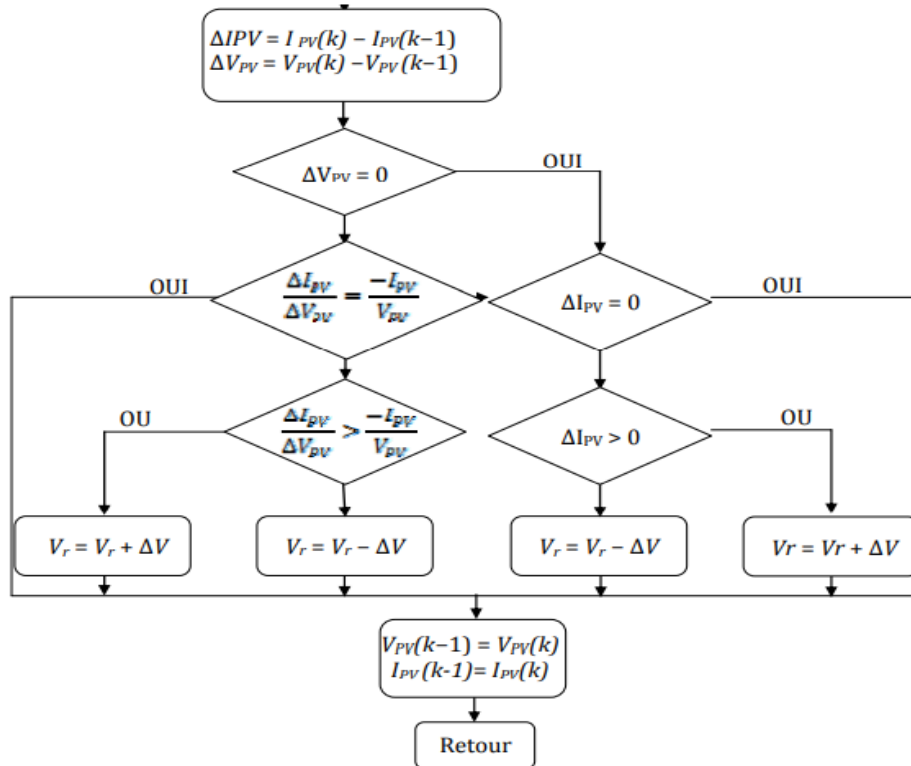


Figure II.8 Organigramme de l'algorithme Incrément de conductance.

Théoriquement, la méthode de contrôle *INC* est efficace, car elle permet de trouver le PPM et de s'y arrêter en arrêtant la perturbation, de sorte que la valeur de (ΔV_{PV}) , soit égale à zéro, ce qui nous permet de relancer. Ajuster la valeur (V_r) pour atteindre un nouveau PPM. C'est le contrôle de l'apparition de (IPV) . Cela se produit fréquemment lorsque la position du soleil change. Étant donné qu'il n'y a aucune perte en régime permanent par rapport au PPM, cela constitue en soi un attribut intrigant par rapport au *MPPT (P&O)*. Il n'y a donc aucune chance que cette approche s'écarte du PPM.

correctement la relation $\frac{I_{pv}}{V_{pv}} + \frac{\Delta I_{pv}}{dV_{pv}} = 0$ est bien rempli ou non. Ainsi, en fait,

cette condition n'est jamais obtenue, et à partir de là, le système est toujours en cours de recherche et de développement. Par rapport à un ordre *P&O*, le temps d'exécution de l'algorithme est plus long car ce dernier est plus complexe.

II.3.1.2 Principe de La commande en mode glissant

La commande en mode glissant est une commande robuste et efficace, car elle repose principalement sur le concept de la structure de l'unité de commande changeant avec l'état du système dans le but d'obtenir la réponse requise. Le contrôleur de mode de glissement suppose également qu'il n'y a pas de décélération sur la surface de glissement $s(x, t) = 0$.

En pratique, on constate que cette hypothèse ne peut pas être vérifiée. Cette restriction de fréquence est préférable car des fréquences de conversion plus élevées ne sont pas techniquement réalisables [65, 66].

La solution consiste à diviser l'espace d'état par une frontière de décision appelée : la "surface glissante". La surface de glissement est constituée de deux sous-espaces correspondant à deux états possibles du contrôleur (Fig. II.9). La condition de stabilité sur la surface de glissement est également réalisée au moyen d'une commutation à chaque dépassement des limites de décision.

Le principe de la CMG repose principalement sur une commande discontinue. Ainsi, la combinaison doit rendre la surface de glissement attractive (condition d'attractivité) à partir de n'importe quel point de l'espace d'état. La stabilité du système (condition de stabilité) et le glissement le long de cette surface (condition de glissement) sont examinés. En d'autres termes, ce type de contrôle offre une gamme de contrôles robustes en séparant la dynamique du système de celle du processus d'origine. Ces notions de stabilité sont démontrées en prenant en compte le principe de stabilisation selon le critère de *LYAPUNOV* (Théorème 1).

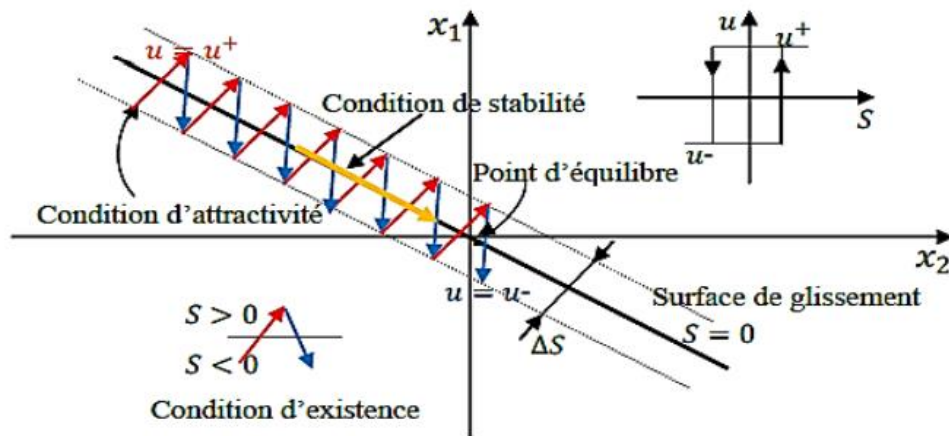


Figure II.9 Démonstration de la commande par mode glissant.

Théorème 1

Soit $f(x)$ une fonction de *LYAPUNOV* différentiable de \mathbb{R}^n et répondant aux conditions listées ci-dessous.

$$\begin{cases} f(0) = 0 \\ f(x) > 0 \quad \forall x \neq 0 \\ f^*(x) \leq 0 \quad \forall x \neq 0 \end{cases} \quad \text{II.10}$$

Le point d'équilibre à $x = 0$ est stable si les trois conditions sont remplies. La position $x=0$ est asymptotiquement stable si la condition finale devient $f^*(x) < 0$ pour $x \neq 0$.

Lorsque la CMG est utilisée, cette fonction (*de LYAPUNOV*) est dérivée en utilisant la surface de glissement, $s(x, t) = 0$ comme pseudo-sortie.

a. Synthèse de la commande

La synthèse se résume en trois points essentiels :

- Synthétiser la surface de glissement.
- Etablir la condition de convergence.
 - Trouver une loi de contrôle (commutation) $u(x, t)$ capable de maintenir toutes les trajectoires d'état sur la surface de glissement.

b. Choix de la surface de glissement

Soit le système décrit sous le modèle d'état suivant :

$$[\dot{X}] = [A][X] + [B][U] \quad \text{II.11}$$

avec $[X] \in \mathbb{R}^n$ est le vecteur d'état, $[U] \in \mathbb{R}^m$ le vecteur de commande avec $n > m$.

Le nombre de surfaces de glissement est typiquement égal à la dimension du vecteur de commande $[U]$. Plusieurs études proposent la structure générale présentée ci-dessous pour garantir la convergence d'une variable d'état x vers sa valeur de référence x^* :

$$S = \left(\frac{d}{dt} + \beta\right)^{n-1} \alpha \quad \text{II.12}$$

avec :

α : la variable à régler.

β : constante positive qui interprétée La largeur de bande passante du contrôle.

n : le degré relatif représenter Le nombre de qu'on fait dériver la sortie la commande.

S : est une équation différentielle linéaire autonome dont la réponse e tend vers zéro pour un choix correct du gain β ce que la commande est censée réaliser.

c. Condition d'existence du mode de glissement

Les deux conditions que nous présentons sont :

1. Approche directe

La méthode la plus ancienne est celle qu'*Emilyanov* et *Utkin* ont conçue et étudiée. Le formulaire est le suivant :

$$S(x) * S(x) < 0 \quad \text{II.13}$$

2. Approche de Lyapunov

Il s'agit de choisir une loi de commande qui fera décroître la fonction de Lyapunov $f(x) > 0$ (une fonction scalaire positive) pour les variables d'état du système $f^*(x) < 0$. Dans la plupart des cas, cette fonction est utilisée pour assurer la stabilité des systèmes non linéaires, en utilisant ce qui suit comme exemple de fonction de *Lyapunov* pour le système, :

$$f(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad \text{II.14}$$

En dérivant cette dernière, on peut déduire :

$$f(x) = S(x) * S(x) \quad \text{II.15}$$

Si la condition suivante est remplie, la fonction de *Lyapunov* diminuera :

$$f(x) = S(x) * \dot{S}(x) < 0 \quad \text{II.16}$$

Choix de la loi de commande appropriée

Lorsque le régime de glissement est atteint, la dynamique du dispositif devient indépendante de la manipulation réglementaire qui cherche uniquement à préserver les conditions de glissement, donc l'emplacement est choisi sans égard à la commande. Ainsi, si cette consigne intermittente est nécessaire, elle n'exclut pas l'adjonction d'un élément continu pour réduire la brusquerie. Dans ce cas, la forme d'un régulateur à mode glissant est constituée de deux parties : une relative à la linéarisation précise (U_{eq}) et une seconde stabilisatrice (U_n).

Donc, on a :

$$U(t) = U_{eq}(t) + U_n(t) \quad \text{II.17}$$

En tenant compte du fait que la dérivée de la surface est nulle ($\dot{x}=0$), $U_{eq}(t)$ est la commande équivalente.

Un terme appelé $U_n(t)$ est utilisé pour satisfaire la condition de convergence $S(x) * \dot{S}(x) < 0$. Il établit donc le comportement dynamique du système tout au

long de la phase de convergence afin de garantir l'attractivité de la variable à contrôler vers la surface de glissement.

Pour mettre en évidence le développement précédent, nous prenons en compte le modèle d'état (II.11) et essayons de savoir comment s'exprime la commande U.

La surface $S(x)$ (dérivée) est :

$$\dot{S}(x) = \frac{ds}{dt} = \frac{\partial S}{\partial X} \frac{\partial X}{\partial t} \quad \text{II.18}$$

En remplaçant (II.17) et (II.11) dans (II.18), on trouve :

$$S(x) = \frac{\partial S}{\partial X} \{ [A][X] + [B]U_{eq} \} + \frac{\partial S}{\partial X} [B]U_n \quad \text{II.19}$$

La surface du mode glissement est nulle en régime permanent, et par conséquent, sa dérivée et sa composante discontinue sont également nulles. D'où nous dérivons l'expression de la commande équivalente :

$$S(x) = \frac{\partial S}{\partial X} \{ [A][X] + [B]U_{eq} \} + \frac{\partial S}{\partial X} [B]U_n \quad \text{II.20}$$

La surface de mode de glissement est nulle en régime permanent et, par conséquent, sa dérivée et sa composante discontinue sont également nulles. On peut déterminer la commande équivalente par :

$$U_{eq} = - \frac{\frac{\partial S}{\partial X} [A][X]}{\frac{\partial S}{\partial X} [B]} \quad \text{II.21}$$

Les conditions suivantes doivent être remplies pour que la commande équivalente prenne une valeur finie :

$$S(x) = \frac{\partial S}{\partial X} [B] \neq 0 \quad \text{II.22}$$

Dans le mode de convergence, En substituant son expression à la commande équivalente, nous décrivons la nouvelle expression de la dérivée de surface. de (II.15) :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial X} [B]U_n \quad \text{II.23}$$

Le critère d'attractivité $S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0$ devient donc :

$$S(x) = \frac{\partial S}{\partial X} [B] U_n < 0 \quad \text{II.24}$$

Le signe de "U_n" doit être opposé à celui de $S(x) = \frac{\partial S}{\partial X} [B] U_n$ afin de satisfaire à la condition d'attractivité. La fonction de signe est la forme la plus basique que peut prendre le contrôle discret (Figure II.10).

$$U_n = K_x \text{Sign}(x) \quad \text{II.25}$$

tel que :

$$\text{Sign}(x) = \begin{cases} 1 & x < 0 \\ -1 & x > 0 \end{cases} \quad \text{II.26}$$

Le choix de ce gain a un impact important car, le temps de réponse sera très lent, et s'il est choisi très petit, on verra de fortes oscillations au niveau de l'organe de commande. Ces oscillations pourraient stimuler des dynamiques inexplorées (phénomène de chattering).

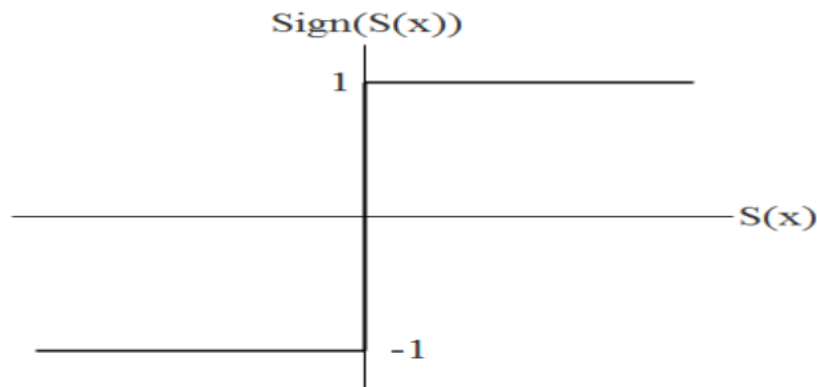


Figure II.10 Fonction signe.

II.4 Commande avec mode glissant d'un système photovoltaïque

II.4.1 Modélisation du convertisseur abaisseur

Le convertisseur abaisseur DC-DC est illustré à la Fig. (II.11) En modifiant le temps de conduction de l'interrupteur commandé, la tension de sortie (V_s) est inférieure à la tension d'entrée (V_e).

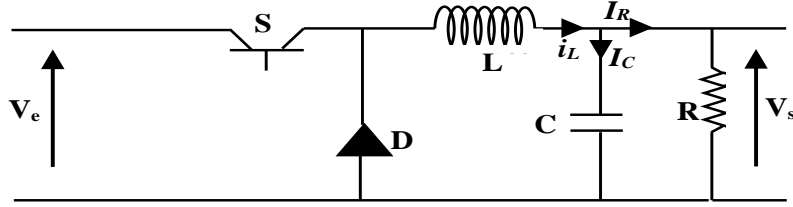


Figure II.11 Convertisseur abaisseur DC-DC.

Le convertisseur abaisseur peut être modélisé comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(\mu V_e - V_s) \\ \frac{dV_s}{dt} = \frac{1}{C}(i_L - \frac{V_s}{R}) \end{cases} \quad \text{II.27}$$

La forme d'état du convertisseur abaisseur est :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = \theta_3 V_e \mu - \theta_3 x_2 \\ \dot{x}_2 = \theta_4 x_1 - \theta_5 x_2 \end{cases} \quad \text{II.28}$$

où :

μ : le contrôle d'entrée, i_L , V_s , $1/L$, $1/C$ et $1/R_C$ sont respectivement nommés par les variables x_1 , x_2 , θ_3 , θ_4 et θ_5 .

II.4.1.1 La commande par mode glissant

La théorie du CMG d'ordre supérieur stipule que, la deuxième dérivée du vecteur glissant peut s'écrire comme suit:

$$\ddot{S} = (\ddot{e} + P_1 \dot{e}) = \psi(t, S, \dot{S}) + \psi(t, S, \dot{S}) \dot{u} \quad \text{II.29}$$

où :

$$\begin{aligned} \psi(t, S, \dot{S}) = & \beta_1 \beta_2 V_{in} \mu - \beta_1 \beta_2 x_2 \mu^2 + P_1 \beta_2 x_1 \mu - P_1 \beta_3 x_2 \\ & - (P_1 \dot{x}_2^* + \ddot{x}_2^*) \end{aligned} \quad \text{II.30}$$

et

$$\psi(t, S, \dot{S}) = \beta_2 x_1 \quad \text{II.31}$$

La commande d'entrée 'u' du convertisseur DC-DC est bornée par la fonction suivante :

$$0 \leq |u| < 1 \quad \text{II.32}$$

Telle que présentée dans la littérature, la loi de commande de super torsion est donnée par :

$$\mu = \mu_1 + \mu_2 \quad \text{II.33}$$

où :

$$\begin{cases} \dot{\mu}_1 = -P_{11} \text{sign}(S) \\ \mu_2 = -P_{22} |S|^{\frac{1}{2}} \text{sign}(S) \end{cases} \quad \text{II.34}$$

avec : $P_{11} > 0 ; P_{22} > 0$.

La CMG est utilisée pour assurer la convergence en temps fini vers :

$$S = \{x : S = \dot{S} = 0\} \quad \text{II.35}$$

Les variables P_{11} et P_{22} sont délibérément choisies pour assurer que tous les glissements convergent en temps fini. De plus, la commande par mode glissant basée sur l'algorithme de super torsion est utilisée pour garantir que l'erreur 'x' se rapproche le plus possible de zéro en un temps fini. La figure (II.12) illustre un schéma fonctionnel général de la structure de commande suggérée. Comme le montre cette figure, on peut voir que le mode glissant du deuxième ordre basé sur la super-torsion est utilisé pour contrôler la tension de sortie des convertisseurs abaisseurs afin de se rapprocher de sa tension de référence.

Validation expérimentale

Dans cette partie, les performances de la CMG sont démontrées par des résultats expérimentaux, un banc d'essais a été conçu à L' I.U.T de Cuffies à l'université de Picardie Jules Verne, France. La description de la configuration expérimentale présentée à la Figure (II.13), ainsi que les paramètres mentionnés dans l'annexe, ont été utilisés. Un terrain d'essai expérimental a été utilisé pour appliquer cette commande, Il est composé des composants suivants, comme illustré à la Figure (II.14) : l'émulateur PV alimente le convertisseur abaisseur, qui est actionné directement par la carte *Dsp1104*.

Les courants et tensions de phase sont calculés à l'aide de capteurs *LA-25NP* et *LV-25P* fixés au pont, ainsi que d'un système de contrôle d'acquisition de données en temps réel (DAC) *DS1104 DSP* et de l'environnement *MATLAB/Simulink* (PC).

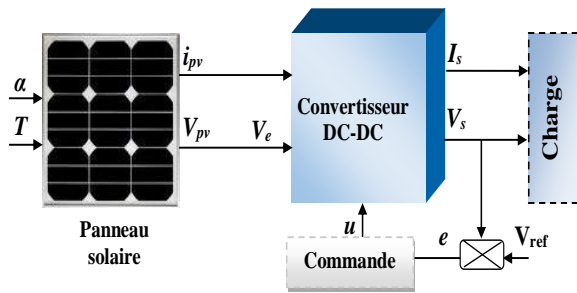


Figure II.12 Structure de la commande proposée.

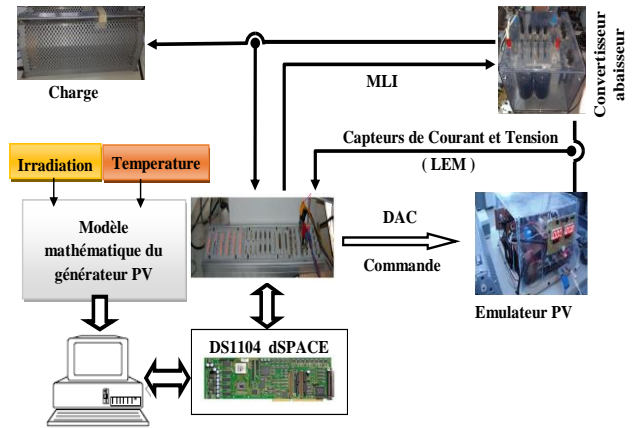


Figure II.13 Description de la configuration du laboratoire.

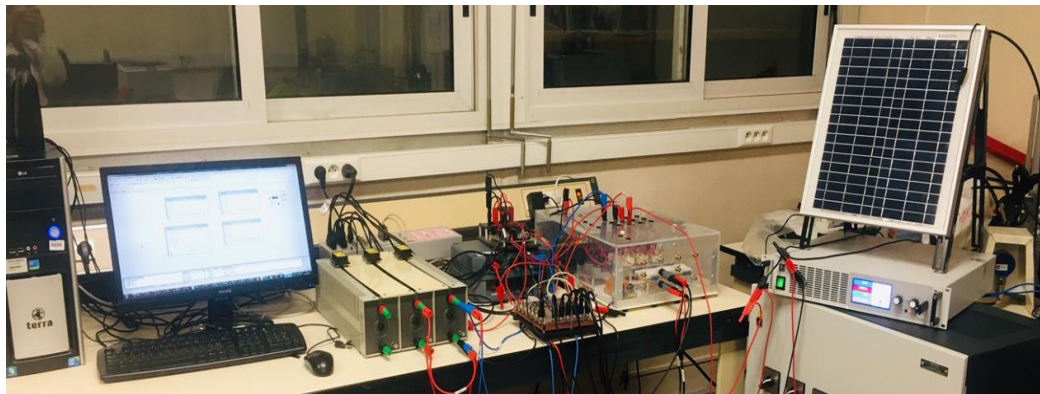


Figure II.14 Vue du terrain d'essai expérimental.

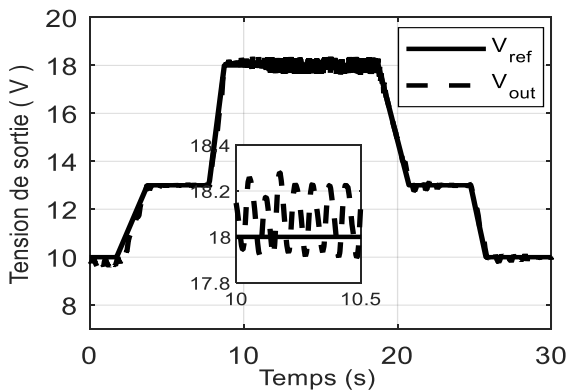


Figure II.15 La tension de sortie avec $\alpha=1000$ W/m^2 .

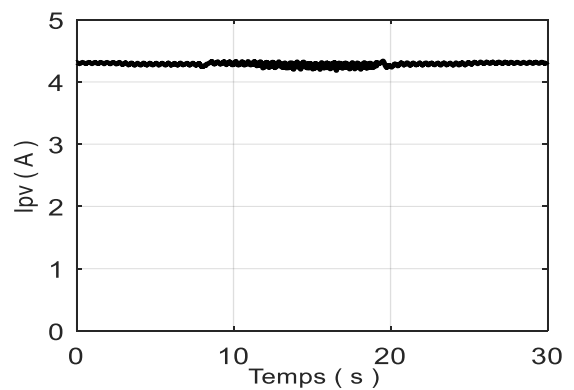


Figure II.16 Le courant PV avec $\alpha=1000$ W/m^2 .

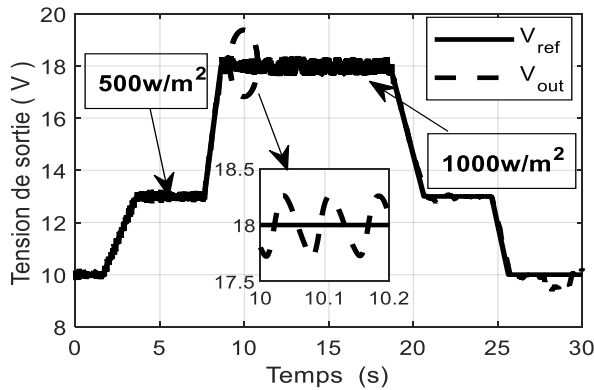


Figure II.17 La tension de sortie avec éclairage variable.

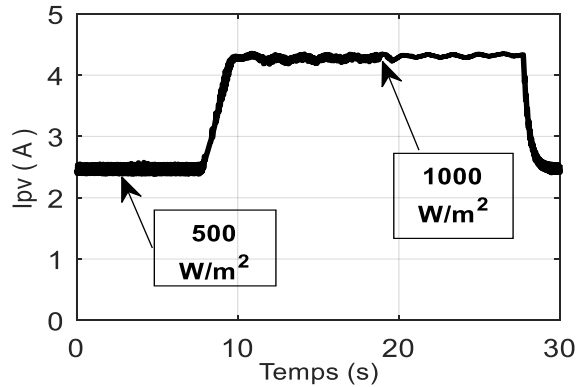


Figure II.18 Le courant PV avec éclairage variable.

Nous avons mené deux expériences afin d'évaluer les performances de la méthode. Comme le montrent les figures (II.15) et (II.16), le premier test est effectué sous un éclairage constant ($= 1000 \text{ W/m}^2$). Le deuxième essai, comme illustré aux figures (II.17) et (II.18), est réalisé sous une irradiation variable allant de 500 à 1000 W/m^2 . Comme nous pouvons le voir, la tension de sortie du panneau PV, qui est régulée par le convertisseur et contrôlée par la commande de mode glissant, suit parfaitement sa référence. Tous ces tests confirment l'efficacité du système de commande.

II.5 La commandes MPPT à base de la logique floue

Les contrôleurs à *logique floue (FL)* ont récemment été utilisés dans le suivi PPM des systèmes PV [67, 68]. Un contrôleur flou ne nécessite pas la compréhension du modèle mathématique du processus.

L'expertise des spécialistes ou l'expérience des opérateurs de procédés est ce qui est pris en compte lors de l'établissement de la commande floue. Ensuite, un ensemble de règles linguistiques sont utilisées à la place des techniques de réglage conventionnelles.

Tant que le modèle du système est implicitement incorporé dans les règles données par l'expert, la réalisation d'une commande floue ne fait pas nécessairement appel à la connaissance du modèle du système.

Il est possible de spécifier une appartenance graduelle d'un élément à une classe, en utilisant la notion d'ensembles flous. Un degré, qui accepte des

valeurs comprises entre 0 et 1, définit l'appartenance d'un élément à une classe.

De plus en plus de processus industriels sont contrôlés par la logique floue. Ensuite, un ensemble de règles linguistiques sous la forme de "Si... Alors..." est utilisé à la place des méthodes de réglage conventionnelles [69]. La figure (II.19) montre la structure interne d'un régulateur flou. La fuzzification, l'inférence et la défuzzification constituent ses trois blocs de construction.

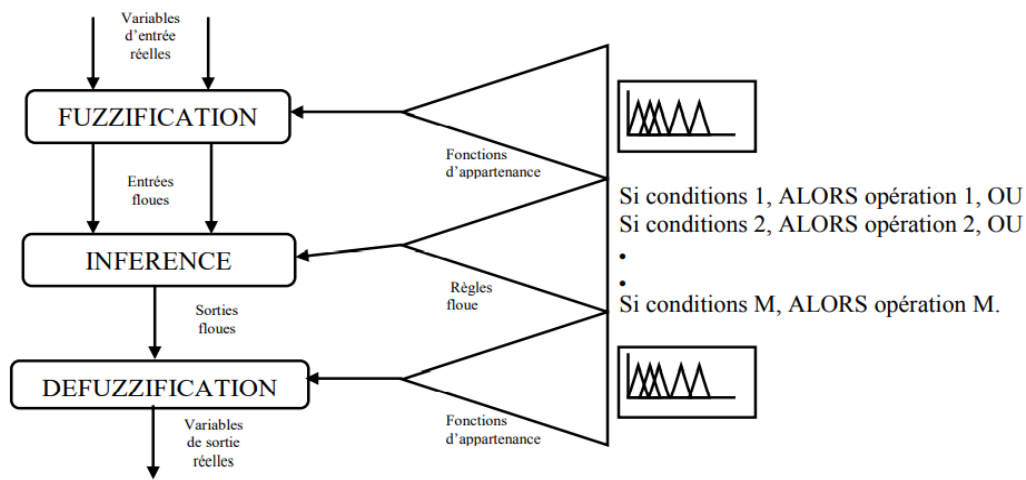


Figure II.19 Configuration d'un régulateur floue.

1) Fuzzification

Le processus de « fuzzification », qui convertit des quantités réelles en valeurs floues, consiste à identifier les nombreux univers de discours qui correspondent aux distributions possibles des variables d'entrée et de sortie. Ensuite, il spécifie les sous-ensembles flous et les fonctions d'appartenance associées pour chaque variable.

2) Inférence

En utilisant une table de règles devant tenir compte à la fois du comportement statique et dynamique du système à gérer, l'opération d'inférence permet de relier les valeurs des variables linguistiques d'entrée à celles des variables linguistiques de sortie. C'est une technique qui crée des décisions en ajustant les règles floues. Les techniques d'inférence incluent *Maximum-Minimum*, *Max-*

Product et Sum Product. Le nom de l'approche désigne les opérateurs respectifs employés pour l'implication floue et l'agrégation [70, 71].

3) Défuzzification

Il s'agit de préciser en détail ce qu'il convient de faire par rapport à la procédure. En fait, le mécanisme est incapable de comprendre les ordres linguistiques donnés par les techniques d'inférence. L'opération de défuzzification permet de déterminer la valeur réelle de la variable de sortie à utiliser dans le processus à partir de la fonction d'appartenance qui en résulte. Les techniques de défuzzification comprennent la méthode des maxima, la méthode du centre de gravité et la méthode de la moyenne des maxima. L'approche du centre de gravité, néanmoins, est reconnue pour produire les meilleurs résultats. Pour rendre le régulateur flou robuste et flexible même avec des paramètres variés, des blocs de normalisation sont ajoutés respectivement à l'entrée et à la sortie du régulateur flou [72].

Le tableau II.3 montre les règles d'appartenance d'entrée et de sortie correspondantes avec E et ΔE la dérivée de l'erreur avec cinq sous-ensembles flous, notés NB (*grand négatif*), N (*négatif*), ZE (*zéro*), P (*positif*) et PB (*grand positif*).

Tableau II.3 : Tableau des règles.

		ΔE				
		NB	N	ZE	P	PB
$E(k)$	NB	NB	NB	NB	N	ZE
	N	NB	NB	N	ZE	P
	ZE	NB	N	ZE	P	PB
	P	N	ZE	P	PB	PB
	PB	ZE	P	PB	PB	PB

Simulation

Afin d'appliquer les techniques (P&O, INC et logique floue), le schéma de la figure (II.20) représente le système photovoltaïque constitué d'un module PV, d'un bloc de commande MPPT et d'un convertisseur DC- DC (boost). Le système est mis en œuvre à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink.

Tableau II.4 : Paramètres du système PV.

Paramètres	Valeurs
Tension au point de puissance max (V_{mp})	47 V
Courant au point de puissance max (I_{mp})	4.26 A
Courant de court-circuit (I_{sc})	4.6 A
Tension à circuit ouvert (V_{oc})	57.6 V
Coefficient de température de I_{sc}	0.06
Coefficient de température de V_{oc}	-0.35502
Inductance L	3.5 MH
Capacité C_1	200e-6 F
Capacité C_2	100e-6 F

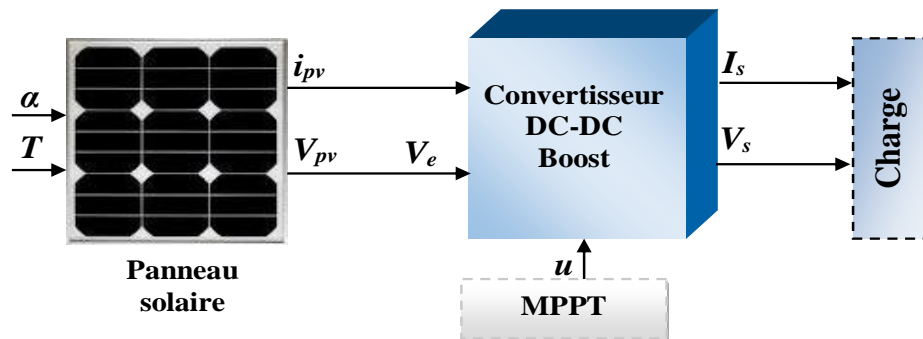


Figure II.20 Structure globale avec la commande MPPT.

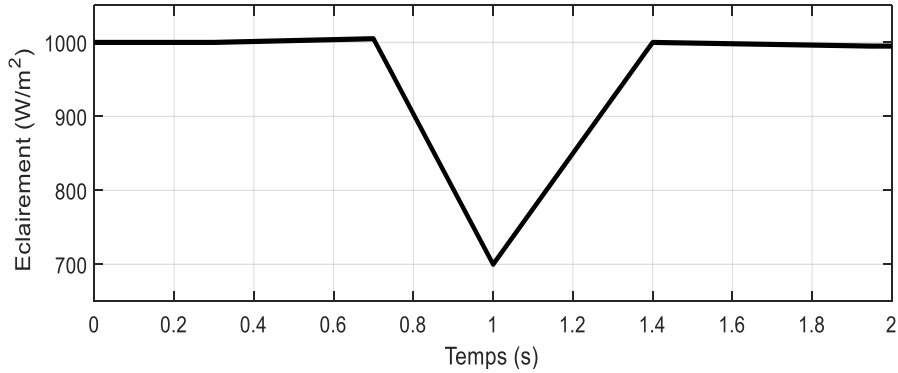


Figure II.21 Profil d'éclairement.

La figure II.21 montre le profil de rayonnement solaire variable, l'irradiation passe de 1000W/m^2 à 700W/m^2 à 1s et puis remonte jusqu'à 1000W/m^2 à 2s.

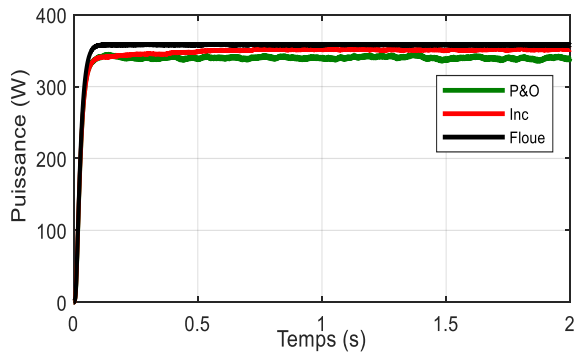


Figure II.22 Allures des puissances sous conditions stables ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25\text{C}^\circ$).

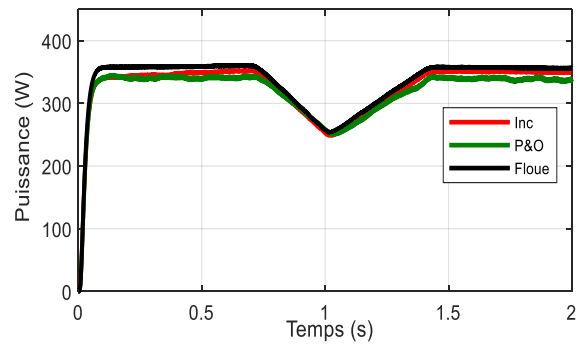


Figure II.23 Allures des puissances sous conditions variables.

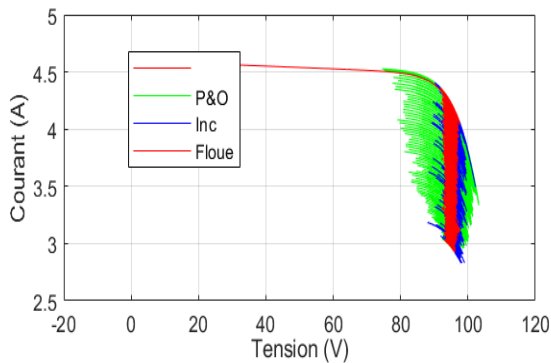


Figure II.24 Caractéristique I-V avec différents algorithmes PPM.

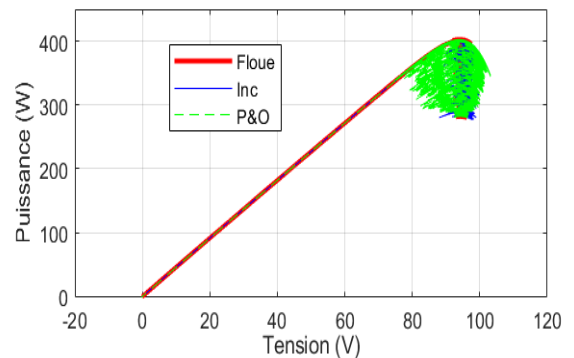


Figure II.25 Caractéristique P-V avec différents algorithmes PPM.

La figure II.22 montre clairement que les trois méthodes de (*P&O*, *INC*, et *FLC*) garantissent le point de puissance maximale avec des proportions variables où il est considéré l'*INC* comme une amélioration de *P&O*.

La technique floue assurant le point maximum avec moins d'oscillation par rapport autres méthodes.

Afin d'étudier le comportement du système sous des conditions variables, nous allons le mettre à l'épreuve comme il est illustré dans la figure II.23, avec une variation de l'ensoleillement de (1000W/m² à 700W/m²) puis de (700W/m² à 1000W/m²), et il existe toujours des dépassements et des oscillations, mais il y a une amélioration considérable obtenue avec la méthode MPPT floue.

Les caractéristiques (I-V) et (P-V) en présence des trois approches *MPPT* pour optimiser la puissance des panneaux à l'aide d'un convertisseur Boost sont présentées dans les Figures II.24 et II.25, respectivement.

Un algorithme bien connu est celui de *P&O*. Cet algorithme présente des oscillations proches de la valeur optimale et est très dépendant des circonstances de départ. Le comportement problématique de cet algorithme après un changement rapide d'éclairage est son principal défaut. Il semble que la méthode *INC* surpasse l'algorithme *P&O*. En fait, il fonctionne mieux lorsque le temps change rapidement. Il s'agit cependant d'un algorithme plus difficile que *P&O*.

La méthode basée sur la logique floue est fiable et efficace, il fonctionne au point optimal sans oscillations. De plus, il se distingue par un comportement positif lors d'un état temporaire. Cependant, par rapport aux algorithmes conventionnels, la mise en œuvre de cet algorithme est plus difficile.

Conclusion

Dans ce chapitre Nous nous intéressons à la mise en œuvre et à la modélisation d'une chaîne *PV*. La modélisation détaillée du système *PV* est présentée dans la première section de ce chapitre. Des simulations et des tests expérimentaux ont été effectués où une variation par palier de la grandeur d'entrée du système *PV* (éclairage solaire) a été appliquée.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, un système de commande *MPPT* qui se compose d'une adaptation pour connecter la sortie du panneau à la charge

et d'une unité de commande, pilote l'adaptation de puissance pour extraire le maximum de puissance du générateur *PV*. L'approche en mode glissant, l'une des stratégies *MPPT*, présente les meilleures performances globales en matière de suivi du point MPP et de la quantité d'énergie extraite, avec des petites ondulations en régime permanent et des performances transitoires élevées. La logique floue semble être une alternative pour des performances de haute qualité des algorithmes *MPPT*.

CHAPITRE III

MODELISATION ET STRATEGIES DE COMMANDE DU SYSTEME EOLIEN

III.1 Introduction.....	59
III.2 Système de conversion de l'énergie éolienne.....	60
III.3 Disposition globale du système éolien étudié:	63
III.4 Extraction de l'énergie éolienne.....	63
III.5 Modélisation aérodynamique et mécanique de la turbine	66
III.6 Les Zones de fonctionnement du système éolien étudié.....	70
III.7 Technique d'extraction du maximum de puissance MPPT	72
III.8 Modélisation de la génératrice électrique MSAP.....	75
III.9 Modèles du convertisseur de puissance	80
III.10 Synthèse des lois de commande.....	83
III.11 Résultats de simulation	86
Conclusion.....	89

III.1 Introduction

De par leur nature, les éoliennes dépendent des variations du vent, ce qui peut entraîner des fluctuations dans leur production d'énergie. Ces fluctuations soulignent que la production d'énergie des éoliennes est influencée par les conditions météorologiques, due à leur caractère intermittent. Toutefois, le vent est considéré comme l'une des principales sources d'énergies renouvelables au monde en raison de son potentiel quasi illimité. Il bénéficie également d'un bon niveau de sécurité et respecte l'environnement.

Grâce aux avancées récentes dans le domaine des éoliennes à vitesse variable, des technologies de contrôle avancé et de l'électronique de puissance, la maîtrise de l'énergie produite par les éoliennes s'est améliorée. C'est pourquoi l'énergie éolienne est désormais un concurrent majeur de l'énergie solaire.

De plus, il existe un point de fonctionnement optimal pour chaque variation de vitesse du vent, à partir duquel un maximum d'énergie est extrait. En effet, le point de fonctionnement maximal est atteint en contrôlant la vitesse de rotation du générateur, laquelle méthode de maximisation de puissance est appelée commande *MPPT* [73-76]. La commande sans asservissement de la vitesse du vent et celle avec asservissement sont les deux stratégies les plus couramment utilisées pour optimiser l'extraction de l'énergie électrique des éoliennes.

Aujourd'hui, environ 90 % du marché éolien est constitué de systèmes de faible et moyenne puissance. L'énergie mécanique produite par l'arbre de la turbine peut être convertie en énergie électrique [77]. Pour ce faire, différents types de machines électriques sont utilisés [77]. Parmi les plus prisées figurent les machines synchrones à aimants permanents (MSAP). Leur principal avantage, comparativement à d'autres machines, est l'auto-excitation assurée par les aimants permanents, qui l'aide à fonctionner avec une grande efficacité. Il ne nécessite pas non plus de multiplicateur car il fonctionne à basse vitesse, En outre, elles ne nécessitent pas non plus de multiplicateur

car elles fonctionnent à basse vitesse, ce qui augmente la fiabilité du système en réduisant les coûts de fabrication et de maintenance.

Du point de vue du contrôle, de nombreuses méthodes pour la gestion des MSAP sont référencées dans la littérature [78, 79]. La commande vectorielle à flux orientée se distingue comme étant la plus couramment employée.

III.2 Système de conversion de l'énergie éolienne

Le système de conversion d'énergie éolienne repose sur trois composants principaux [80]:

- **La turbine** : C'est le composant principal du système car elle convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.
- **Générateur électrique** : C'est l'élément qui convertit l'énergie mécanique disponible au niveau de l'arbre de la turbine en énergie électrique.
- **Etage électronique de puissance** : Cette section s'assure que l'énergie électrique générée est correctement conditionnée. Selon la façon dont l'électricité produite est utilisée, différents types de convertisseurs sont utilisés à ce stade dans différents systèmes. Les redresseurs *PWM*, par exemple, peuvent être utilisés si cette énergie est destinée à être stockée. De plus, les onduleurs et redresseurs *PWM* sont souvent nécessaires pour l'injection dans le réseau ou pour fournir de l'électricité à des installations isolées.

Les éoliennes peuvent être classifiées selon différents critères : le type d'éolienne, l'utilisation de l'énergie aérodynamique, la puissance, le type de génératrice électrique, et la manière de production de l'électricité :

En fonction du type d'éolienne : Les éoliennes peuvent être principalement classées en deux grandes familles [81],

- **Éoliennes à axe horizontal** : L'arbre du rotor principal et le générateur sont logés dans une nacelle placée au sommet d'un mât. Ce type d'éolienne est conçu pour des zones avec un fort potentiel éolien, grâce à

sa robustesse et sa capacité à résister à de grandes puissances. Cependant, l'éolienne à axe horizontal présente des inconvénients : sa construction est lourde et elle est souvent perçue comme plus encombrante.

➤ **Éoliennes à axe vertical** : Les éoliennes à axe vertical commencent à devenir plus populaires comme moyen de production d'électricité localisée, en particulier pour les nouvelles constructions. Parce que l'axe est vertical, avec les pales disposées autour de lui, le réseau n'a pas besoin d'être positionné directement dans le vent comme avec les turbines à axe horizontal. Les turbines à axe vertical ont l'avantage de pouvoir être installées beaucoup plus près du sol, ce qui les rend parfaites pour les réseaux de toit. Ils sont également plus légers et plus facilement introduits dans un environnement domestique, urbain ou de centre-ville. Les éoliennes peuvent être divisées en deux types [82] en fonction de la méthode d'utilisation de l'énergie aérodynamique :

➤ **Éoliennes à vitesse fixe** : Elles sont équipées d'une génératrice à induction directement connecté au réseau, avec un démarreur progressif et une batterie de condensateurs pour réduire la compensation de la puissance réactive. Elles sont conçues pour atteindre une efficacité maximale à une vitesse du vent particulière. Afin d'augmenter la production d'électricité, les générateurs de certaines éoliennes à vitesse fixe ont deux ensembles de bobinage.

L'éolienne à vitesse fixe présente l'avantage d'être simple, robuste, fiable et éprouvée, avec un coût réduit de son électricité. En revanche, elle présente des inconvénients tels qu'une consommation de puissance réactive incontrôlée, des contraintes mécaniques accrues et un contrôle limité de la qualité de l'énergie fournie. Du fait de son fonctionnement à vitesse constante, toute variation de la vitesse du vent se traduit par des fluctuations du couple mécanique, impactant ainsi la puissance électrique délivrée au réseau.

➤ **Éoliennes à vitesse variable :**

Les éoliennes à vitesse variable sont conçues pour être aussi efficaces que possible sur le plan aérodynamique dans diverses conditions de vent. Bien que leur système électrique soit plus complexe que celui des éoliennes à vitesse fixe, elles sont généralement équipées d'un générateur à induction ou synchrone, relié au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance régulant la vitesse du générateur.

Les éoliennes à vitesse variable offrent plusieurs avantages : une meilleure capture de l'énergie, une qualité d'énergie supérieure et une diminution des contraintes mécaniques. Toutefois, elles présentent certains inconvénients, tels que les pertes liées à l'électronique de puissance, la nécessité de davantage de composants, et un coût accru dû à cette même électronique. Leur introduction diversifie les choix en matière de générateurs et offre une plus grande flexibilité dans l'association du type de générateur avec le type de convertisseur de puissance.

En fonction de la puissance de l'éolienne : Les éoliennes sont classées en trois groupes de base [83],

Éoliennes de petite puissance : (inférieure à 50 kW).

- **Éoliennes de moyenne puissance :** comprise entre 50 kW et 1 mégawatts.
- **Éoliennes de grande puissance :** supérieure à 1 MW.

En fonction de type de machine électrique qui fonctionne : il existe généralement Deux types de machines pour convertir l'énergie mécanique[77],

- **Machines synchrones ;**
- **Machines asynchrones.**

Selon l'utilisation prévue de l'énergie électrique extraite, deux configurations principales sont privilégiées [83]:

- **Éoliennes raccordées au réseau électrique ;**

➤ **Éoliennes isolées du réseau électrique.**

III.3 Disposition globale du système éolien étudié:

Le système éolien décrit dans ce chapitre se compose des éléments fondamentaux représentés sur la figure III.1. L'ambition est d'intégrer ce système éolien au SHER, expliqué en détail au chapitre quatre, en le connectant à un bus continu. Il s'articule principalement autour d'une turbine rattachée au rotor d'une (MSAP). Par ailleurs, le stator de ce générateur est lié à un redresseur PWM triphasé. La sortie de ce redresseur est ensuite branchée au bus continu, opérant à une tension constante U_{dc} . La régulation de cette tension (U_{dc}) est assurée par un dispositif de contrôle performant et robuste, dont les détails sont abordés dans ce chapitre.

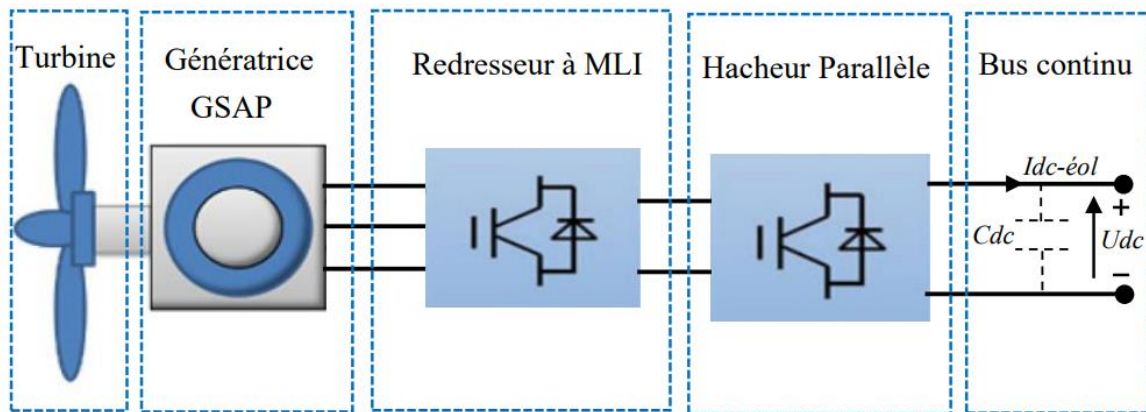


Figure III.1 Structure globale de la chaîne éolienne étudiée.

III.4 Extraction de l'énergie éolienne

III.4.1 Modélisation du vent

Le vent est l'élément crucial d'un système éolien. En effet, l'énergie produite par une éolienne est directement proportionnelle au cube de la vitesse du vent. L'énergie éolienne est également caractérisée comme une masse d'air en déplacement. Les équations qui suivent illustrent l'énergie cinétique associée au vent :

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad \text{III.1}$$

$$P_v = \Delta E \quad \text{III.2}$$

où m est la masse d'air en mouvement [g] et v la vitesse de l'air [m/s].

La vitesse du vent V est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue avec le temps $V = f(t)$, se décomposant également en deux parties essentiellement : la moyenne lentement variable V_0 dite « composante lente » et une autre composante aléatoire appelée "composante de perturbation", notée V_t , représentant un modèle de turbulences, qu'il est possible d'écrire comme :

$$v(t) = v_0 + v_t(t) \quad \text{III.3}$$

Les niveaux de vent sont classés, en termes de vitesse moyenne du vent V_0 , en trois catégories :

- Vitesse de vent faible : $6 \text{ m/s} < V_0 < 12 \text{ m/s}$;
- Vitesse de vent moyenne : $12 \text{ m/s} < V_0 < 18 \text{ m/s}$;
- Vitesse de vent fort $V_0 > 18 \text{ m/s}$.

Les composantes de bruit sont traitées statistiquement et l'écart type représentant la variance du vent est défini comme :

$$\sigma_v = \int_{t_0 - \frac{\Delta t}{2}}^{t_0 + \frac{\Delta t}{2}} v(t)^2 dt \quad \text{III.4}$$

La littérature propose trois techniques principales dans le but de modéliser mathématiquement le profil de vitesse du vent :

- la première, par filtrage du bruit blanc ; l'effet de la composante de turbulence est corrigé à l'aide d'un filtre passe-bas avec la fonction de transfert suivante [83] :

$$F(s) = \frac{1}{1 + \tau \cdot s} \quad \text{III.5}$$

Où : τ est la constante de temps du filtre, cela dépend principalement du diamètre du rotor, de l'intensité de la turbulence du vent et de la vitesse

moyenne du vent. La procédure de reconstruction du profil du vent est également présentée dans le schéma ci-dessous :

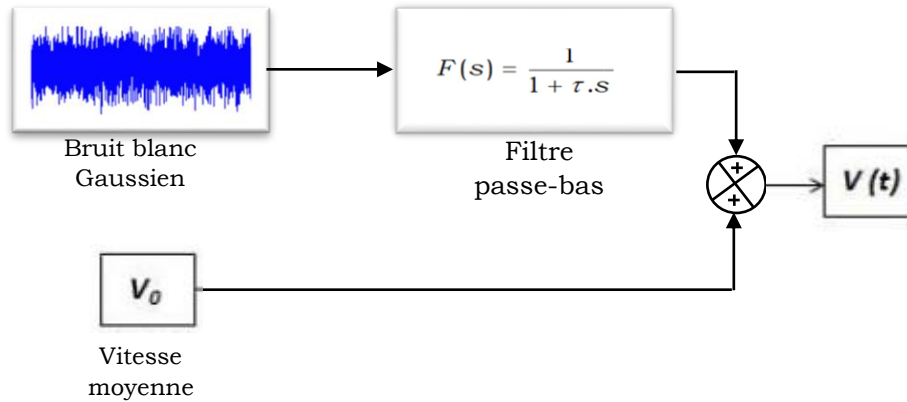


Figure III.2 Profil du vent par le filtrage du bruit.

- Quant à la seconde approche, elle est basée sur l'idée de description des variations du vent au moyen de la caractéristique de densité spectrale, qui appartient au météorologue *I. van der Hooen*. La composante de turbulence est un processus stochastique fixe dans ce modèle et on peut dire qu'elle n'est pas basée sur le changement de la vitesse moyenne du vent. La vitesse du vent $v(t)$ peut être écrite donc comme la somme des harmoniques correspondantes à chaque impulsion ω_i avec la $i^{\text{ème}}$ une phase définie aléatoirement :

$$v_v(t) = A + \sum_{i=1}^n a_k \cdot \sin(\omega_k \cdot t) \quad \text{III.6}$$

où : A : est la vitesse moyenne du vent ;

a_k : est l'amplitude de l'harmonique d'ordre k ;

ω_k : est la pulsation des harmoniques d'ordre k ;

i : est le rang de la dernière harmonique retenue dans le calcul du profil de vent.

- Dans la troisième approche, la vitesse moyenne du vent est mesurée à intervalles réguliers. Cette méthode appelée « *Distribution de Weibull* », permet de déterminer le potentiel éolien d'un lieu spécifique. Les données

sont ensuite divisées à l'aide du graphique [84] en catégories numériques en fonction de la vitesse du vent. Selon la distribution de *Weibull*, le profil du vent pour la période considérée est fourni par :

$$v_v(t) = (1 + \zeta_v(t) - \zeta_v) \cdot v_v \quad \text{III.7}$$

où : V_v est la vitesse moyenne du vent et v est la valeur moyenne de la perturbation.

III.5 Modélisation aérodynamique et mécanique de la turbine

III.5.1 Modélisation aérodynamique

L'hélice, souvent appelée éolienne, est l'élément primordial du système de production d'énergie éolienne. Elle est généralement constituée de trois pales d'une longueur R , montées sur le rotor pour capturer l'énergie cinétique du vent et la convertir en énergie mécanique à partir de l'arbre lent. L'énergie cinétique du vent peut être décrite par l'équation suivante :

$$P_v = \frac{\rho \pi R^2 v^3}{2} \quad \text{III.8}$$

La puissance aérodynamique au niveau du rotor de la turbine en rotation s'exprime par l'équation suivante :

$$P_{aer} = P_v \cdot C_p(\lambda, \beta) = \frac{\rho \pi R^2 v^3}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad \text{III.9}$$

Le couple aérodynamique C_{aer} , est également exprimé par l'équation suivante :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_t} = \frac{1}{2 \cdot \Omega_t} \cdot \rho \pi R^2 v^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad \text{III.10}$$

où : Ω_t : est la vitesse angulaire de rotation de la turbine [rad/s] ;

ρ : est la densité de l'air, $\rho = 1.225$ [kg/m³] ;

πR^2 : est la surface balayée par les pales d'une éolienne [m²] ;

R : est la longueur de la pale jusqu'au centre du moyeu [m] ;

v : est la vitesse du vent en amont du rotor de l'éolienne [m/s] ;

λ : est le coefficient de vitesse particulier de l'éolienne.

Ce dernier coefficient (λ) est une caractéristique de base, sans unité, liée à la conception de chaque éolienne. Il est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent par l'équation suivante :

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R}{v} \quad \text{III.11}$$

III.5.2 Coefficient de puissance

Le facteur de puissance C_p est la caractéristique la plus importante qui distingue la puissance de l'éolienne d'une autre, de sorte que plus le facteur de puissance est élevé, plus la puissance du système est grande. De plus, il n'y a pas d'unité pour ce paramètre, il dépend principalement de l'aérodynamique des pales, du rapport de vitesse λ et de l'angle de calage des pales β . La loi de *Betz* définit le facteur de puissance théorique maximum $C_{pmax} = 16/27 \sim 0,59$. Il est pratiquement inaccessible et la valeur du facteur de puissance des éoliennes les plus performantes oscille souvent entre 0,35 et 0,52. Le fabricant d'éoliennes donne la valeur du facteur de puissance C_p , ou en utilisant des équations non linéaires. De nombreuses estimations numériques ont été utilisés dans la littérature pour déterminer ce facteur. Trois modèles, les plus fréquemment utilisés dans différents travaux scientifiques [85], sont présentés ci-dessous :

$$1- \quad C_p = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda'} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18}{\lambda'}} \quad \text{III.12}$$

$$\text{avec : } \frac{1}{\lambda'} = \frac{1}{\lambda - 0.002\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}$$

$$2- \quad C_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda'} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda'}} \quad \text{III.13}$$

$$\text{avec : } \frac{1}{\lambda'} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

Pour ce qui est de la modélisation aérodynamique des éoliennes étudiées dans ce système, le C_p est exprimé à partir de l'équation (II.13) en dirigeant l'angle

de calage des pales vers zéro degré ($\beta = 0$) ce qui correspondant à la puissance basse de la turbine et par conséquent, l'équation (II.13) peut être simplifiée comme suit :

$$3- \quad C_p(\lambda) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda} - 9.06 \right) e^{\frac{-12.5}{\lambda} + 0.4375} \quad \text{III.14}$$

La courbe C_p de la figure III.3, tracée à l'aide de l'équation (III.9), montre que le facteur de puissance maximal de cette courbe $C_{p\max}$ est égal à 0,515 correspondant à la vitesse relative optimale $\lambda_{\text{opt}} = 0,78$ où ce point maximum $C_p(\lambda_{\text{opt}})$ correspond bien au rendement maximum de notre éolienne.

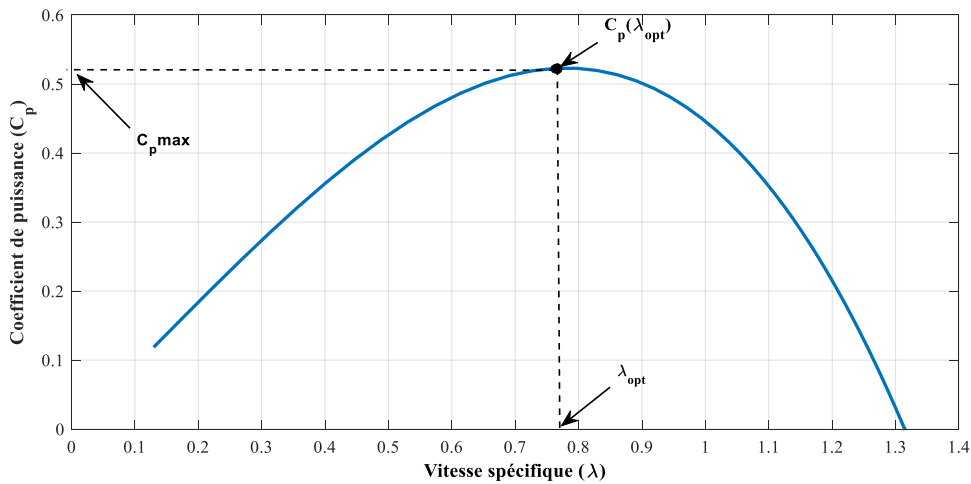


Figure III.3 Coefficient de puissance de l'éolienne étudiée.

Les propriétés statiques de la puissance aérodynamique P_{aer} sont révélées lorsque nous insérons les équations (III.11) et (III.14) dans (III.9). Elle est créée pour différentes valeurs de vitesse du vent en fonction de la vitesse mécanique de la turbine. Les caractéristiques obtenues sont présentées dans la figure (III.5), lorsque la vitesse du vent est comprise entre 4 et 8 m/s.

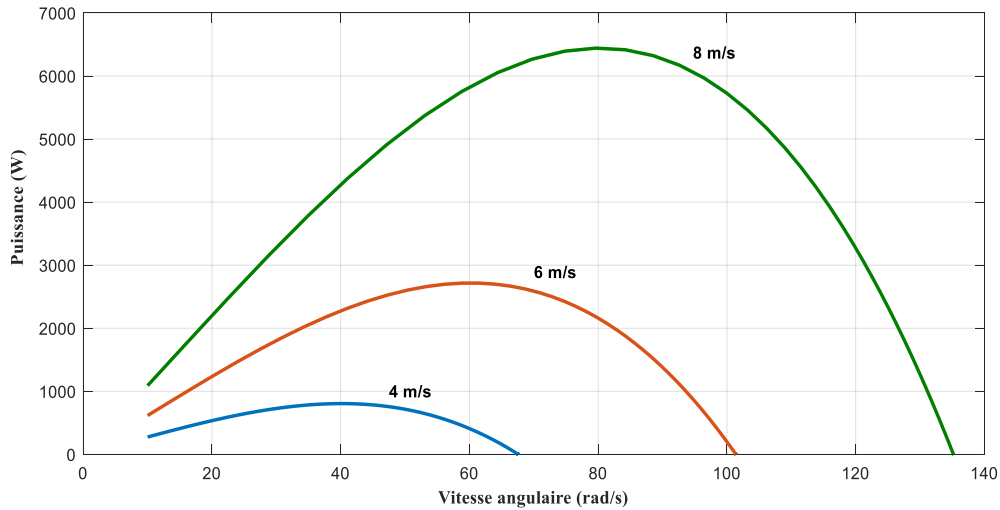


Figure III.4 Puissance aérodynamique en fonction de la vitesse mécanique.

III.5.3 Modélisation de la partie mécanique de la turbine

Cette section présente une étude sur la dynamique du système Mécanique. Dans le détail, les paramètres de ce système mécanique ne sont pas toujours disponibles et généralement les modèles mécaniques sont conçus sous constantes de temps estimées à partir des données disponibles.

En général, le modèle du système mécanique se compose de trois masses fondamentales, qui correspondent à la masse de l'éolienne, de l'alternateur électrique et celle de la boîte de vitesses qui est généralement négligeable par rapport à la masse de l'éolienne et au générateur [86]. Le modèle mécanique du système éolien (turbine et MSAP) est ainsi donné par l'équation différentielle suivante :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_{em} - f\Omega \quad \text{III.15}$$

Où J est le moment d'inertie du système, f est le coefficient de frottement du système, C_m représente le couple mécanique de la turbine et C_{em} représente le couple électromagnétique de la MSAP.

Sur la base de la modélisation mathématique spécifique ci-dessus, comme illustré à la figure III.5, nous avons établi un schéma pour le modèle mécanique et aérodynamique de notre éolienne. Cette figure montre que le

couple électromagnétique C_{em} créé par la MSAP et la vitesse du vent v sont les deux entrées principales du système, tandis que le couple mécanique C_m de la turbine est une entrée auxiliaire. La vitesse mécanique Ω de la MSAP en est une sortie.

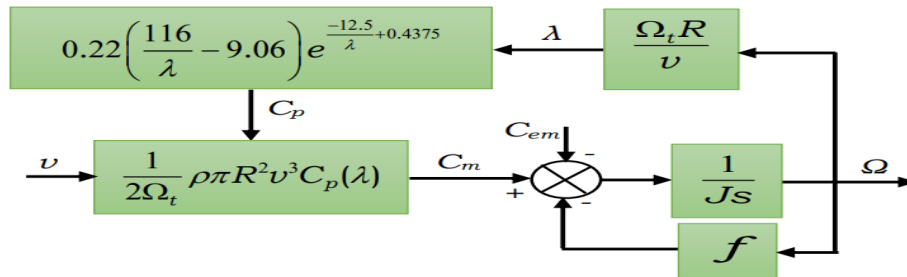


Figure III.5 Schéma bloc de la partie aérodynamique et mécanique.

III.6 Les Zones de fonctionnement du système éolien étudié

Sur la base de la figure (III.6) représentant l'évolution de la puissance en fonction de la vitesse du vent [87], nous pouvons constater la relation non linéaire des caractéristiques aérodynamiques des éoliennes, de sorte qu'à chaque changement de vitesse du vent, un point de puissance maximale est produit, et sur la base de ce que nous avons vu précédemment (voir équation (III.9)), on dit que la puissance captée du système éolien est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Une légère variation de la quantité aléatoire de la puissance éolienne peut également entraîner une grande fluctuation de l'énergie générée. Néanmoins, il est essentiel d'obtenir la puissance maximale possible, dont la valeur maximale est limitée par la loi de *Betz* [86]. Cette loi exprime la puissance de l'air récupérable maximale théorique en fonction de la puissance incidente du vent à ce moment précis. Et la technologie pour atteindre une efficacité énergétique élevée devait être utilisée pour soutenir les éoliennes sur une large gamme de vitesses de vent différentes. Cependant, en cas de vitesse de vent élevée, ce niveau optimal ne peut plus être garanti.

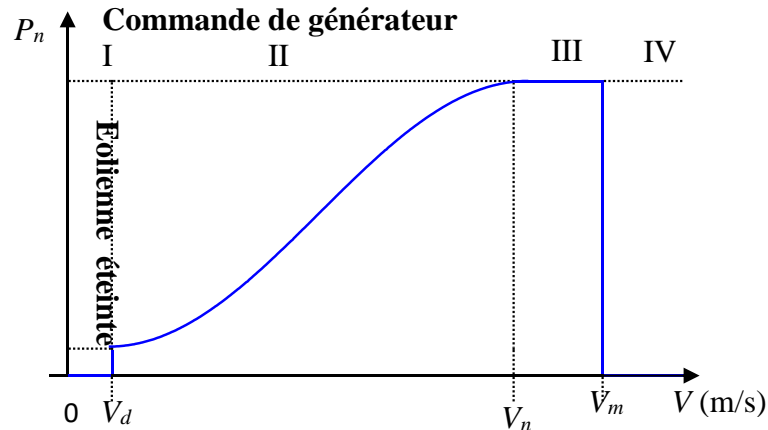


Figure III.6 Courbe typique de la puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.

Dans cette situation, l'objectif n'est plus de maximiser la production, mais plutôt de limiter la quantité d'énergie générée à la capacité maximale que la machine électrique peut supporter. Ainsi, les zones opérationnelles doivent être sélectionnées en fonction de la vitesse du vent :

Zone I ($V \leq V_d$) : la vitesse du vent n'est pas assez forte, lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale, l'éolienne ne tourne pas, il n'y a pas de production d'énergie.

Zone II ($V_d < V < V_n$) : Dans cette région, l'éolienne commence à tourner à charge partielle, de sorte que la vitesse du vent est limitée entre sa valeur minimale, V_d , et une valeur nominale, V_n , à une période de rotation. La valeur de la puissance change également en fonction de la variation de la vitesse du vent. La technique employée, dans ce cas, pour optimiser la puissance est la *MPPT* [88]. Elle permet de contrôler la génératrice (MSAP), facilitant ainsi l'opération des turbines à des vitesses optimales, indépendamment des variations du vent. L'objectif est de maintenir le coefficient de puissance à sa valeur idéale. Dans cette zone opérationnelle, l'angle de calage demeure constant et égal à zéro, tandis que la vitesse de rotation de la turbine atteint sa valeur nominale.

Zone III ($V_d < V < V_n$) : Dans cette zone, la vitesse du vent est élevée et correspond à un fonctionnement à pleine charge. Si la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale, la puissance produite par le système excède la puissance nominale de la génératrice (MSAP), surtout si la commande *MPPT* reste active.

Cette surproduction engendre des contraintes électriques et mécaniques accrues sur la génératrice, risquant de l'endommager. En conséquence, sous de forts vents, l'angle de calage des pales doit être soigneusement régulé afin de conserver le système en état de fonctionnement nominal.

Zone IV ($V \geq V_m$) : appelée la zone au-dessus de la vitesse maximale autorisée, de sorte qu'un dispositif de freinage d'urgence se déclenche pour éviter tout dommage au système de variation de vitesse. Une autre solution efficace consiste parfois à régler l'angle d'orientation des pales à 90 degrés dans le sens du vent.

Lors de la préparation de cette thèse, nous avons postulé que l'éolienne opère constamment dans la région II ($V_d < V < V_n$), où la turbine est continuellement dirigée par l'algorithme *MPPT*.

III.7 Technique d'extraction du maximum de puissance MPPT

Pour maximiser la puissance des éoliennes en fonctionnement, les éoliennes à vitesse variable sont dotées d'un système de régulation *MPPT*, qui vise le suivi du point de puissance maximale, un principe également applicable aux systèmes photovoltaïques (*PV*) [89]. Concernant les éoliennes, deux principales stratégies *MPPT* émergent : la première, moins courante, traite la propriété C_p comme inconnue, La deuxième approche prend cependant en compte le fait que la fonctionnalité C_p est bien connue et désormais la plus courante. Il existe deux types de contrôle différents dans cette deuxième catégorie [90].

- Le contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation.
- Le contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation.

III.7.1 Contrôle MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation

L'anémomètre des systèmes éoliens est placé derrière le rotor de la turbine. Étant donné le grand diamètre balayé par les pales de l'éolienne, il est ardu de déterminer avec précision la vitesse du vent. Face à ces défis, on utilise

souvent une méthode de contrôle de la vitesse de rotation sans feedback de vitesse. Elle repose sur l'idée qu'avec de faibles variations des constantes de temps électriques du système éolien, la vitesse du vent peut être considérée comme négligeable. De même, l'effet de couple dû au frottement est souvent omis. Dans ces conditions, pour le fonctionnement éolien, l'équation mécanique (III.15) devient :

$$J \frac{d\Omega_m}{dt} = C_m - C_{em} - f\Omega_m = 0 \quad \text{III.16}$$

soit,
$$C_m = C_{em} \quad \text{III.17}$$

La régulation *MPPT* sans contrôle de vitesse se base sur la mesure de la vitesse de rotation de la génératrice. De cette mesure, on peut déduire la vitesse de rotation de la turbine de la manière suivante :

$$\Omega_{t_est} = \frac{\Omega_m}{G} \quad \text{III.18}$$

Sur la base des équations (II.11) et (II.18), la valeur de la vitesse du vent peut être estimée comme suit :

$$V_{v_est} = \frac{\Omega_{t_est} \cdot R}{\lambda} \quad \text{III.19}$$

Le couple estimé des éoliennes C_{t_est} est calculé à partir des valeurs estimées de la vitesse du vent et celle de rotation de la turbine Ω_{t_est} . Il est exprimé par l'équation suivante :

$$C_{t_est} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_{v_est}^3}{2 \cdot \Omega_{t_est}} \quad \text{III.20}$$

Ainsi, le couple électromagnétique de référence s'écrit :

$$C_{em_ref} = \frac{C_{t_est}}{G} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_{v_est}^3}{2 \cdot G \cdot \Omega_{t_est}} \quad \text{III.21}$$

Au point où la puissance est maximale, la vitesse spécifique atteint sa valeur optimale λ_{opt} et le coefficient de puissance correspond à sa valeur maximale $C_{p_{max}}$. En substituant les équations (III.18) et (III.19) dans (III.21), on obtient l'expression du couple électromagnétique définie de la manière suivante :

$$C_{em_ref} = C_{p\max} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \Omega_m^2}{2 \cdot \lambda_{opt}^3 \cdot G^3} \quad \text{III.22}$$

La figure (III.7) fournit le schéma fonctionnel de la commande d'extraction de la puissance maximale sans asservissement de la vitesse de rotation.

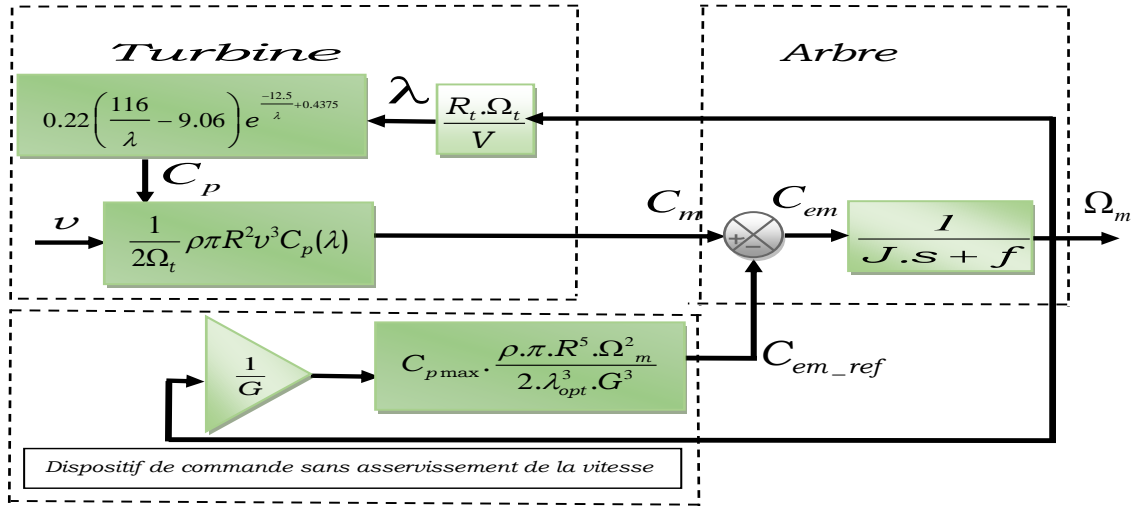


Figure III.7 Schéma bloc de contrôle MPPT sans asservissement de vitesse.

III.7.2 Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation

Contrairement au premier contrôle, Tout en tenant compte de la variation constante de la rotation ou de la vitesse du vent, la deuxième méthode génère la puissance la plus élevée. Son principe opérationnel fondamental est de maintenir la vitesse de rotation du MSAP constante à une vitesse de référence similaire à celle du MPP. Cet élément de contrôle a un anneau qui contrôle la vitesse de rotation, comme son nom l'indique. La quantité de puissance extraite peut être augmentée pour chaque vitesse du vent en réglant C_p à sa valeur maximale. Ce n'est que lorsque λ est égal à λ_{opt} que cette exigence est remplie.

En conséquence, ce qui suit peut-être déduit de la vitesse de référence MSAP à partir de (II.11):

$$\Omega_{ref} = \frac{\lambda_{opt}}{R} \cdot v \quad \text{III.23}$$

Un régulateur PI monté dans une boucle asservissant la vitesse de rotation Ω_m à sa référence Ω_{ref} , calcule le couple électromagnétique de référence C_{em_ref} à appliquer à la MSAP. Le schéma fonctionnel de la commande MPPT avec régulation de vitesse est illustré par la Figure (III.8). Le couple mécanique C_m est considéré dans la boucle de régulation comme une perturbation externe.

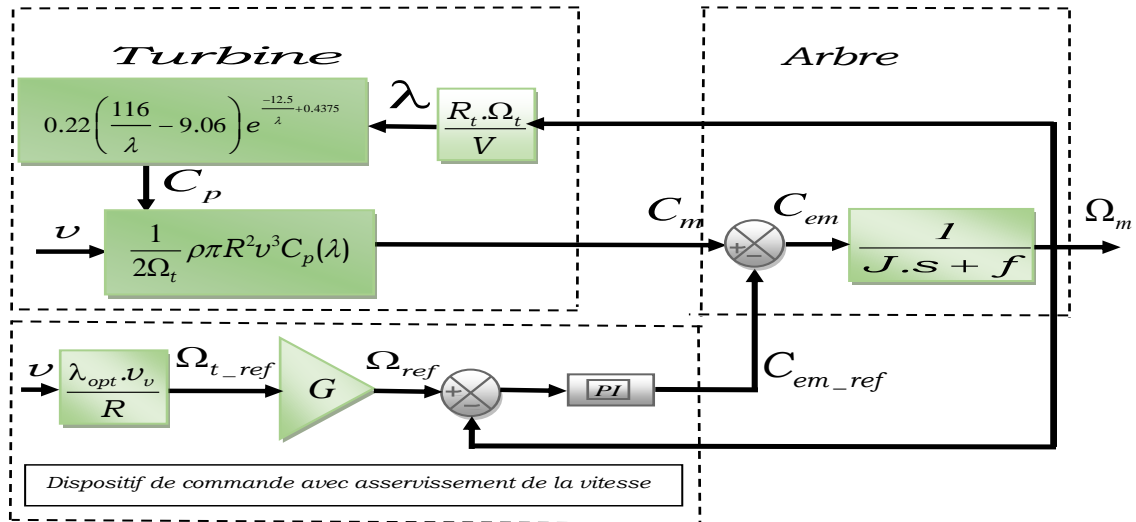


Figure III.8 Schéma bloc de contrôle MPPT avec asservissement de vitesse.

III.8 Modélisation de la génératrice électrique MSAP

La machine synchrone joue un rôle essentiel dans la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique dans les systèmes de production d'énergie à entraînement direct (où il y a une liaison immédiate entre la turbine et la machine). Le modèle mathématique de ce générateur synchrone est indispensable à l'élaboration des algorithmes de contrôle.

Dans cette sous-section, nous décrivons les équations électriques et magnétiques qui régissent le système MSAP. Dans un premier temps, nous donnerons un modèle « MSAP »; dans le repère fixe (abc) . Ensuite, nous dériverons le modèle MSAP dans le repère de rotation (dq) (Repère de Park). Il est à noter que la MSAP est conçue en mode moteur tournant.

III.8.1 Modèle électrique triphasé de la MSAP dans le repère (abc)

Nous prenons en compte les hypothèses suivantes afin de développer un modèle simplifié de la MSAP [91, 92] :

- Les enroulements du stator sont équilibrés ;
- La saturation du circuit magnétique est négligée ;
- Les phénomènes d'hystérésis, la saillance du rotor et les courants de Foucault sont négligés.

Les tensions de la machine dans le référentiel triphasé lié au stator (abc) sont exprimées par le système d'équations suivant :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_S & 0 & 0 \\ 0 & R_S & 0 \\ 0 & 0 & R_S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix} \quad \text{III.24}$$

où v_a , v_b et v_c sont les tensions du stator pour les phases a , b et c , respectivement ;

Les courants de stator des phases a , b et c sont désignés respectivement par i_a , i_b et i_c ;

Φ_a , Φ_b et Φ_c , sont les flux statoriques des phases a , b et c ;

R_s représente la résistance d'enroulement de la phase du stator ;

La forme explicite suivante peut être utilisée pour exprimer les flux statoriques a , b et c :

$$\begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_{bb} & M_{bc} \\ M_{ac} & M_{bc} & L_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_r \cos \theta_r \\ \phi_r \cos \left(\theta_r - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \phi_r \cos \left(\theta_r + \frac{2\pi}{3} \right) \end{bmatrix} \quad \text{III.25}$$

où, L_{aa} , L_{bb} et L_{cc} sont les self-inductances des phases a , b et c , respectivement.

M_{ab} , M_{bc} et M_{ac} sont les inductances mutuelles des phases a , b et c , respectivement.

ϕ_r est la Valeur crête du flux généré par l'aimant permanent à travers les enroulements du stator ;

θ_r est la position angulaire électrique du rotor.

III.8.2 Transformation triphasé-diphasé de la MSAP dans le repère (dq)

La machine peut être représentée plus simplement dans un plan correspondant à deux axes grâce au passage du triphasé au biphasé. Le modèle de la machine peut être écrit dans un plan par rapport au stator ou dans un référentiel tournant par rapport au rotor en utilisant les transformations dites de *Concordia* et de *Park*. Le modèle MSAP (III.24) présenté dans le référentiel stationnaire (*abc*), lorsqu'il est transformé au référentiel (*dq*), peut être décrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \end{bmatrix} \quad \text{III.26}$$

où, les composantes des tensions statoriques pour les axes *d* et *q*, sont désignées, respectivement par v_d et v_q ;

Les composantes des axes *d* et *q* des courants statoriques sont respectivement i_d et i_q ;

Les composantes des axes *d* et *q* des flux statoriques sont respectivement notées ϕ_d et ϕ_q ;

ω est la vitesse angulaire électrique du rotor.

Des réductions similaires sont possibles pour les flux statoriques (III.25), dont les expressions dans le repère de *Park* (*dq*) prennent la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_r \\ 0 \end{bmatrix} \quad \text{III.27}$$

où L_d et L_q sont les inductances respectives des axes *d* et *q*.

Dans le repère de *Park*, ces inductances sont indépendantes de la position du rotor θ_r . Ainsi, les grandeurs L_d , L_q et ϕ_r deviennent des grandeurs invariantes dans le temps. Cela simplifie grandement l'analyse, la modélisation et le contrôle de la MSAP.

En remplaçant (III.27) dans (III.26) et en suivant un certain arrangement, on obtient le système suivant d'équations des tensions statoriques :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & -\omega L_q \\ \omega L_d & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \omega \phi_r \end{bmatrix} \quad \text{III.28}$$

Les termes liés au flux du stator sont totalement exclus de la dynamique de la tension du stator, comme le montre l'équation (III.28). En conséquence, le modèle de la MSAP peut être amplement simplifié. Ce modèle peut être illustré par deux circuits électriques couplés : l'un aligné sur l'axe d et l'autre sur l'axe q . La figure III.9 représente d'ailleurs le circuit équivalent de la MSAP dans le repère dq .

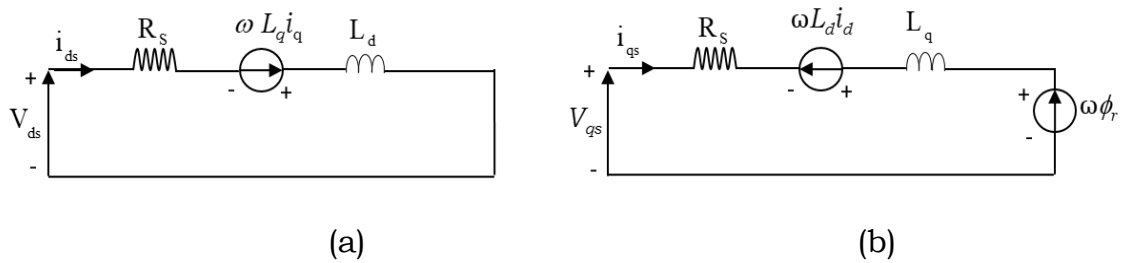


Figure III.9 Circuit équivalent de la MSAP, Convention moteur.

Finalement, le modèle des courants statoriques de la MSAP dans le repère dq est déduit de l'équation (III.28) de la manière suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & \frac{\omega L_q}{L_d} \\ -\frac{\omega L_d}{L_q} & -\frac{R_s}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{\omega \phi_r}{L_q} \end{bmatrix} \quad \text{III.29}$$

III.8.3 Puissance et couple électromagnétique

La puissance apparente totale S fournie par la MSAP est exprimée dans le référentiel (dq) comme suit :

$$S = \frac{3}{2} (v_d + jv_q)(i_d + ji_q) \quad \text{III.30}$$

De cette relation (III.30), on déduit celles des puissances active P et réactive Q statoriques, obtenues comme suit :

$$P = \text{Re}(S) = \frac{3}{2} (v_d i_d + v_q i_q) \quad \text{III.31}$$

$$Q = \text{Im}(S) = \frac{3}{2} (v_q i_d - v_d i_q) \quad \text{III.32}$$

Lorsque l'équation (III.26) est substituée dans (III.31) avec mise dans l'ordre, nous pouvons mettre la puissance active statorique sous la forme suivante :

$$P = \frac{3}{2} R_s (i_d^2 + i_q^2) + \frac{3}{2} \left(i_d \frac{d\phi_d}{dt} + i_q \frac{d\phi_q}{dt} \right) + \frac{3}{2} \omega (\phi_d i_q - \phi_q i_d) \quad \text{III.33}$$

ainsi que la puissance réactive statorique sous la forme :

$$Q = \left(i_d \frac{d\phi_q}{dt} - i_q \frac{d\phi_d}{dt} \right) + \frac{3}{2} \omega (\phi_d i_d - \phi_q i_q) \quad \text{III.34}$$

Lors de la transformation de l'énergie mécanique du vent en énergie électrique, la MSAP génère des pertes d'énergie, principalement dues au frottement et à l'effet Joule :

Perte mécanique : la friction contribue de manière significative aux pertes globales dans la MSAP. La vitesse de rotation de la machine influe sur ces pertes. Ainsi, l'équation suivante peut être utilisée pour exprimer la puissance perdue par frottement :

$$p_f = f \Omega^2 \quad \text{III.35}$$

Pertes Joule : les pertes Joule dans la MSAP sont causées par la résistance du stator. Si l'on considère que l'effet thermique sur la résistance statorique est négligeable, on peut calculer la puissance perdue par effet Joule comme suit :

$$p_j = \frac{3}{2} R_s (i_d^2 + i_q^2) \quad \text{III.36}$$

L'expression du couple électromagnétique est donnée par :

$$C_{em} = \frac{3p}{2} (\phi_d i_q - \phi_q i_d) \quad \text{III.37}$$

où p est le nombre de paires de pôles. En remplaçant ϕ_d et ϕ_q par leurs expressions données par (III.27) dans (III.37), l'équation du couple électromagnétique devient :

$$C_{em} = \frac{3p}{2} [\phi_r i_q + (L_d - L_q) \dot{i}_d i_q] \quad \text{III.38}$$

III.9 Modèles du convertisseur de puissance

Aujourd'hui, les hacheurs et les redresseurs de tension sont des composants essentiels des systèmes d'interfaçage dans les domaines des énergies renouvelables. La modélisation est la même qu'ils soient utilisés en mode redresseur ou en mode onduleur.

III.9.1 Modélisation d'un redresseur triphasé à MLI

Dans cette section, nous modélisons le convertisseur présenté à la figure (III.10). Nous nous concentrons spécifiquement sur un redresseur *PWM* triphasé, composé d'un convertisseur *AC/DC* lié au GSAP. Ce type de convertisseur, couramment utilisé dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne, offre de nombreux avantages comparativement aux redresseurs conventionnels. Il sert de source de tension, faisant principalement appel à des transistors bipolaires de porte isolée (*IGBT*) pour la commutation et utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (*PWM*). Cette topologie permet notamment de gérer des courants sinusoïdaux avec peu de distorsion, de contrôler le facteur de puissance, d'assurer un flux de puissance bidirectionnel et, en fin de compte, d'optimiser la performance du système.

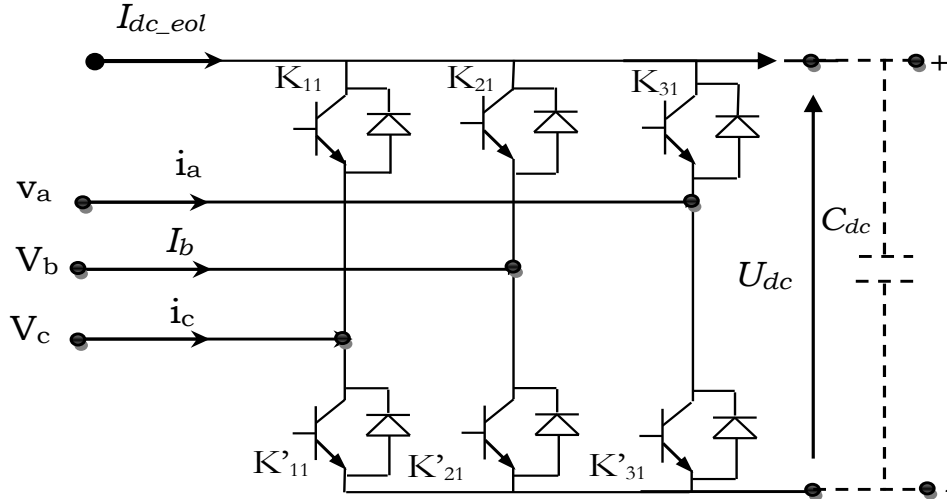


Figure III.10 Schéma simplifié d'un redresseur triphasé à MLI.

Les tensions simples aux entrées V_a , V_b et V_c du redresseur sont exprimées en fonction des états de commutation des trois interrupteurs (K_{11} , K_{21} , K_{31}) et de la tension du bus U_{dc} , Comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} K_{11} \\ K_{21} \\ K_{31} \end{bmatrix} U_{dc} \quad \text{III.39}$$

où K_{11} , K_{21} , K_{31} sont considérés comme états des interrupteurs supérieurs des trois bras de l'onduleur.

Par application de la transformée de Park, les tensions statoriques V_d et V_q s'écrivent, alors, en fonction des composantes des modules (β_d et β_q) comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \frac{U_{dc}}{2} \begin{bmatrix} \beta_d \\ \beta_q \end{bmatrix} \quad \text{III.40}$$

Lorsque la tension U_{dc} du bus continu est constante, le courant redressé I_{dc_eol} peut s'exprimer en fonction de l'identifiant des courants statoriques, i_d , et i_q des modulants β_d et β_q comme suit :

$$I_{dc_eol} = \frac{4}{3} (\beta_d i_d + \beta_q i_q) \quad \text{III.41}$$

III.9.2 Modélisation du convertisseurs DC/DC Boost (survolteur)

Le convertisseur élévateur est un dispositif important dans notre chaîne éolienne qui assure la connexion entre le redresseur, le bus DC et la charge, permet également de réguler la tension de sortie du redresseur. La modélisation du convertisseur élévateur permet de déterminer les équations d'état du courant d'inductance (i) et de la tension de sortie (V_{dc}) correspondant à la période T et au rapport cyclique u . Fig.11, [12].

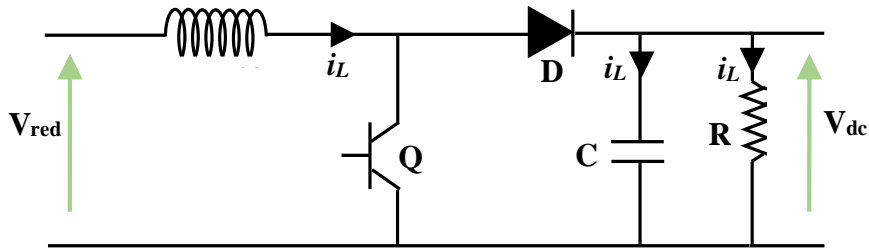


Figure III.11 Hacheur élévateur.

Lorsque l'interrupteur idéal est « ON », la dynamique du courant d'inductance $i_L(t)$ et de la tension de condensateur $V_c(t)$ est donnée par ($0 < t < dT$) :

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L} (V_{red}) \\ \frac{du_c}{dt} = \frac{1}{C} \left(\frac{v_{dc}}{R} \right) \end{cases} \quad \text{III.42}$$

et lorsque l'interrupteur est « OFF » sur ($dT < t < T$), ces dernières équations deviennent :

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L} (V_{red} - V_{dc}) \\ \frac{du_c}{dt} = \frac{1}{C} \left(i_L - \frac{v_{dc}}{R} \right) \end{cases} \quad \text{III.43}$$

En supposant un mode de conduction continu, les équations moyennes de l'espace d'état peuvent être écrites sur, ($0 < t < T$), comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = -(1-u)\frac{1}{L}V_c + \frac{1}{L}V_{red} \\ \frac{dV_c}{dt} = (1-u)\frac{1}{C}i_L - \frac{V_c}{RC} \end{cases} \quad \text{III.44}$$

III.10 Synthèse des lois de commande

L'interaction entre les composantes mécaniques et électriques d'un système éolien engendre un comportement intrinsèquement non linéaire. Par conséquent, l'utilisation de méthodes de contrôle linéaires s'avère inefficace en raison de leur plage de fonctionnement limitée. De surcroît, le fonctionnement du système est perturbé par les variations météorologiques externes, comme le vent, et par une connaissance imparfaite de certains paramètres du modèle, englobant la turbine et la machine. Il devient donc primordial de concevoir des systèmes de contrôle efficaces pour pallier ces enjeux et tenir compte des caractéristiques non linéaires du dispositif.

Deux lois sont introduites dans cette section visant à réguler un grand nombre d'éoliennes. Des régulateurs de type PI sont d'abord utilisés, suivis d'une commande vectorielle. Ces deux stratégies de contrôle s'appuient principalement sur le contrôle MPPT afin d'extraire le maximum de puissance et, par conséquent, d'améliorer la qualité de l'énergie produite."

III.10.1 Principe de la commande vectorielle d'une MSAP

Il existe de nombreuses façons de contrôler la MSAP, nous mentionnons la commande vectorielle par orientation du flux qui est un standard pour le contrôle des machines à courant alternatif. Il consiste en une séparation des deux composantes d'axes direct d et quadratique q du référentiel tournant, afin de contrôler indépendamment et de manière optimale le couple et le flux de la machine. Cela se fait en orientant le flux de la machine selon l'axe direct q qui donne un flux ϕ_d . Cela signifie que la composante en quadrature du flux ϕ_q est égale à zéro, ce qui peut se faire en agissant sur les courants i_d et i_q . En outre, et dans le cas précis des éoliennes, les vibrations sur l'arbre dues aux

variations aléatoires de la vitesse du vent doivent être réduites afin d'améliorer la qualité de l'énergie produite.

Dans cette commande le courant d'axe direct i_d est modulé à une valeur nulle i_{dref} , tandis que le courant d'axe quadratique i_q est maintenu à une référence i_{qref} . L'annulation du courant d'axe direct ($i_d = 0$) permet, alors, d'exprimer le couple électromagnétique de manière qu'il ne dépende que de la composante quadratique du courant (i_q). Par conséquent, l'expression du couple électromagnétique (III.38) se simplifie en une expression linéaire donnée comme suit :

$$C_{em} = \frac{3p}{2} \phi_r i_q \quad \text{III.45}$$

Dans ce système, la commande *MPPT*, combinée avec la commande vectorielle, est appliquée au générateur dans la zone d'optimisation (zone II). Comme nous le savons, un générateur est alimenté par un redresseur piloté par *PWM*. Cette configuration permet de réguler les courants du générateur, adaptant ainsi sa vitesse de rotation aux fluctuations de la vitesse du vent. Ainsi, la commande vectorielle de l'appareil synchrone intègre trois boucles d'asservissement :

- ✓ Boucle de commande de la vitesse de rotation ;
- ✓ Boucle de commande du courant direct i_d ;
- ✓ Boucle de commande du courant quadratique i_q .

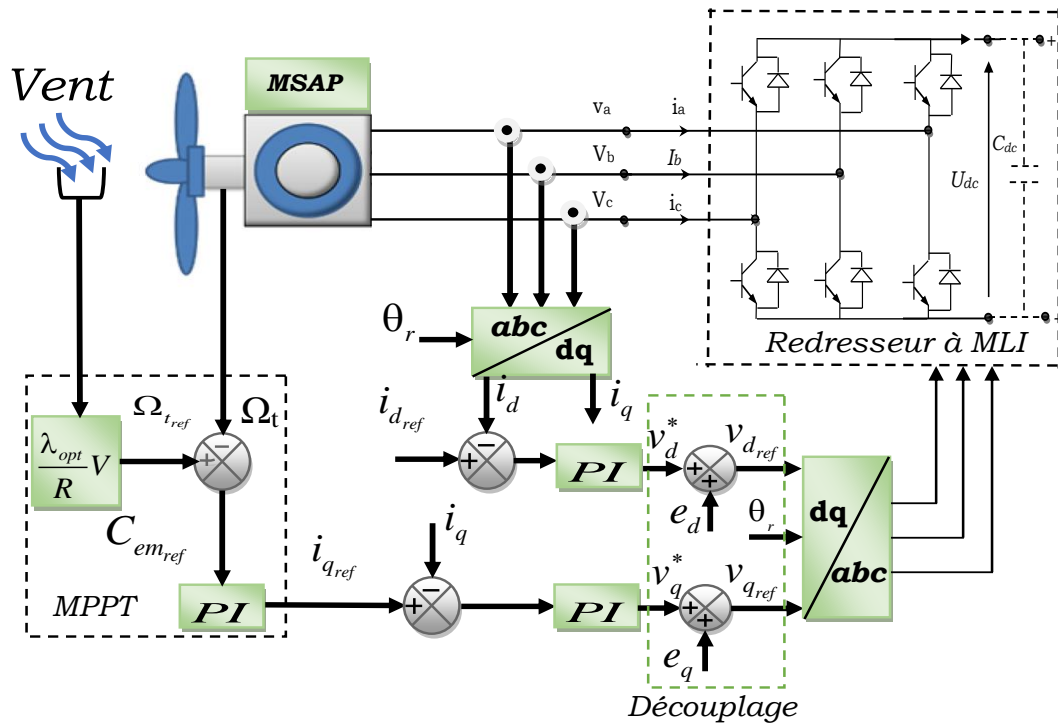


Figure III.12 Schéma bloc de la commande vectorielle d'une MSAP.

Dans cette figure, i_{dref} est la référence du courant direct qui est fixée à zéro, et i_{qref} est la référence du courant quadratique à la sortie du régulateur de vitesse qui constitue, quant à elle, une référence du couple C_{em} . Les références des courants i_d et i_q sont également comparées séparément aux courants de la MSAP où les erreurs sont appliquées aux régulateurs conventionnels de type PI, suivi du bloc de découplage, lequel bloc génère à son tour des tensions de référence v_{dref} et v_{qref} , que la transformée de Park fournit les tensions de commande triphasées v_a , v_b et v_c .

III.10.1.1 Découplage

Sur la base de la nature non linéaire du système due à la présence des termes i_d , i_q , ωi_d et ωi_q , des termes de découplage sont ajoutés pour rendre les axes d et q complètement indépendants. Des termes e_d et e_q sont d'abord définis pour les axes d et q , respectivement. Ensuite, l'équation électrique de la MSAP suivant l'axe d , est transformée comme :

$$v_d = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega L_q i_q \Rightarrow v_d + \omega L_q i_q = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} \quad \text{III.46}$$

et donc, il est possible de définir les termes de découplage comme suit :

$$\begin{cases} e_d = -\omega L_q i_q \\ v_d^* = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} \end{cases} \quad \text{III.47}$$

et par conséquent, une nouvelle entrée peut être spécifiée à partir de (III.46) et (III.47) :

$$v_d^* = v_d - e_d \quad \text{III.48}$$

$$\frac{i_d}{v_d^*} = \frac{1}{R_s + L_d} \quad \text{III.49}$$

On peut aussi considérer d'une façon analogue que la deuxième équation pour l'axe q peut être définie par les équations suivantes :

$$v_q = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega L_d i_d + \omega \phi_r \Rightarrow v_q - \omega L_d i_d - \omega \phi_r = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} \quad \text{III.50}$$

de même, les termes de découplage sont définis comme suit :

$$\begin{cases} e_q = \omega L_d i_d + \omega \phi_r \\ v_q^* = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} \end{cases} \quad \text{III.51}$$

et une nouvelle entrée peut être alors spécifiée, comme suit, à partir de (III.50) et (III.51) :

$$v_q^* = v_q - e_q \quad \text{III.52}$$

$$\frac{i_q}{v_q^*} = \frac{1}{R_s + L_d} \quad \text{III.53}$$

III.11 Résultats de simulation

Au cours de la validation du système éolien étudié dans ce chapitre sous un programme MATLAB-Simulink, ainsi que de la stratégie de contrôle *MPPT*

associée, le schéma fonctionnel du système est illustré à la Figure III.12. Les paramètres du système de simulation de l'énergie éolienne étudiés dans ce chapitre sont résumés dans le tableau III.1.

Les figures III.13-III.17 montrent les résultats des tests de simulation pour un profil de vent variable illustré dans la figure III.13, ce qui permet d'évaluer le fonctionnement du système dans un régime transitoire (vitesse de vent variable).

Tableau III.1. Spécifications du système éolien

Paramètres du système éolien	Valeurs
Nombres de paires de pôles	3
Rayon de la pale R , (m)	3.5
Densité de l'air ρ , (Kg/m^3)	1.225
Moment d'inertie J ($\text{Kg}.\text{m}^2$)	0.00176
Coefficient de frottement f (SI)	0.0038
Flux des aimants permanents (Wb)	0.5
Résistance statorique, R_s (Ω)	0.895
Inductance statorique d'axe d, L_d (H)	0.012
Inductance statorique d'axe q, L_q (H)	0.0211
Flux des aimants permanents, Φ_r (Wb)	0.15

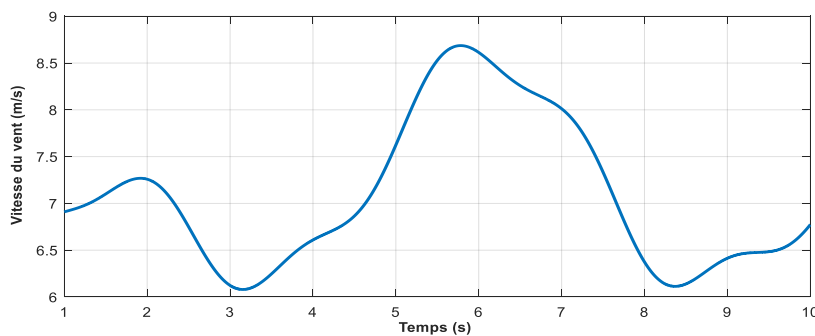


Figure III.13 Évolution de la vitesse du vent.

Les résultats de simulation du système éolien sont présentés dans la Figure III.15, la vitesse de rotation de la turbine de la figure III.14(a) suit parfaitement sa valeur optimale. Selon la Figure III.14(b), le coefficient de puissance est toujours égal à sa valeur maximale de 0,515. En conséquence, en raison de l'efficacité du contrôle *MPPT* avec retour de vitesse de rotation mis en œuvre, de très bonnes performances sont obtenues. La figure III.14(c) montre que la vitesse spécifique correspond exactement à sa valeur optimale de 0,78.

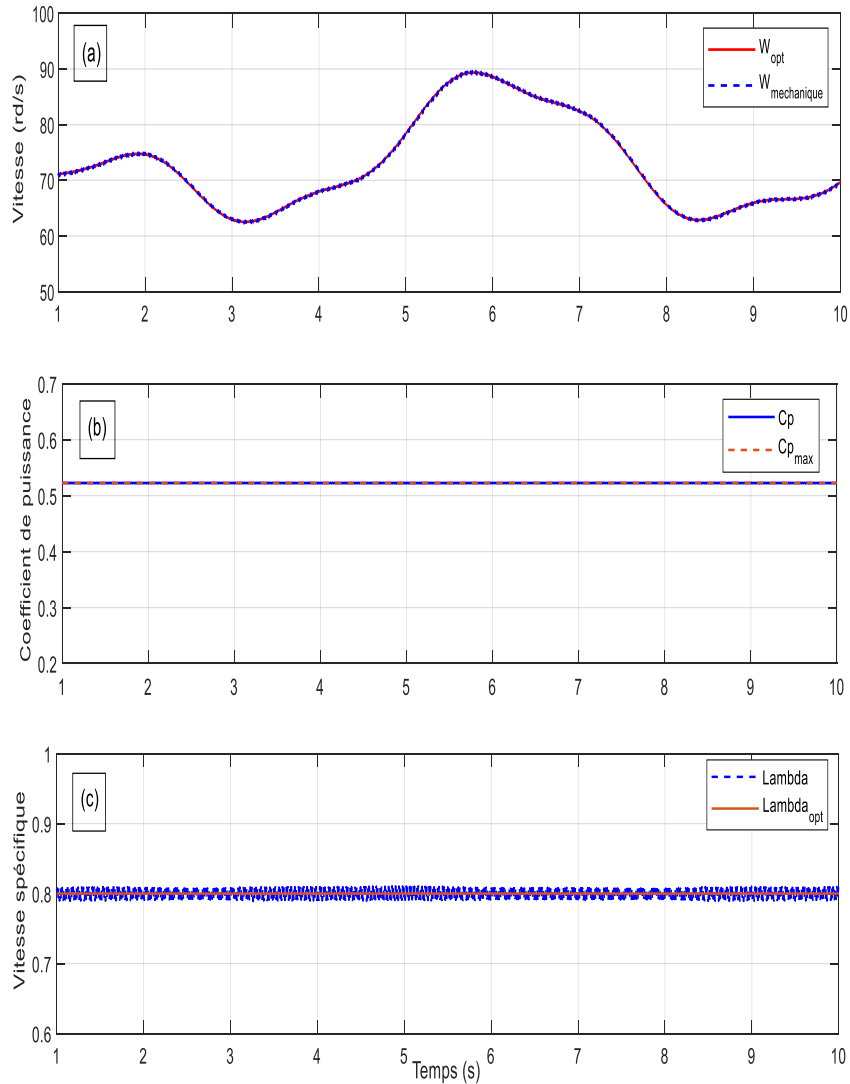


Figure III.14 Performances du système éolien : (a) vitesse de rotation, (b) coefficient de puissance, (c) vitesse spécifique.

Le courant statorique est représenté suivant l'axe d dans la figure III.15, Selon la figure III.15 (a), la commande maintient effectivement le courant i_d actuel à zéro. La forme du courant statorique suivant l'axe q , comme illustrée à la figure III.15 (b), a la même forme et la même évolution que le profil du vent, cependant il est négatif. La référence du courant d stator selon l'axe q (i_{q-ref}) est déterminée en fonction du couple électromagnétique par l'utilisation de la relation (III.48).

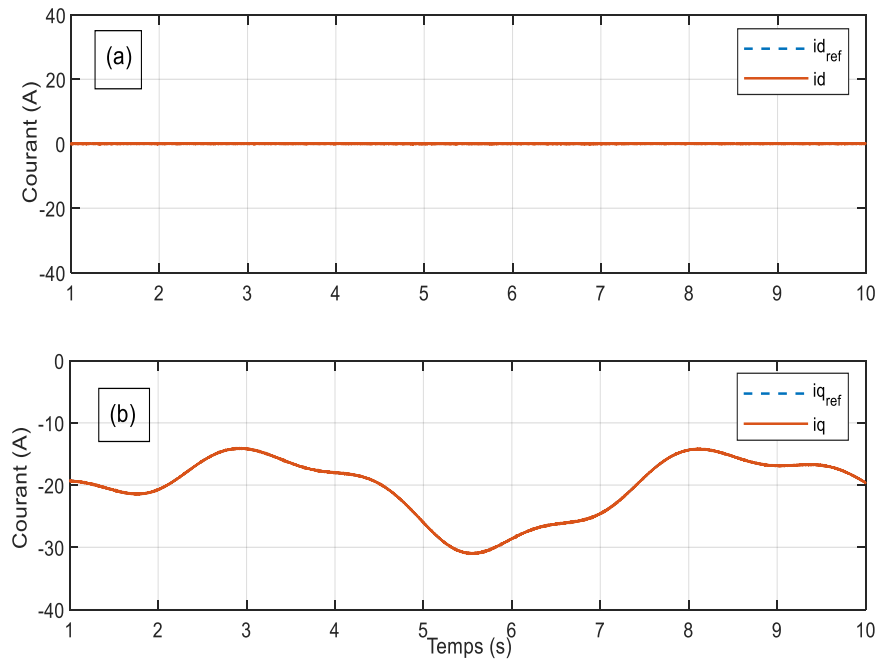


Figure III.15 Performances du système éolien : (a) courant statorique suivant l'axe d, (b) courant statorique suivant l'axe q

Conclusion

À l'aide d'une MSAP, ce chapitre présente la modélisation et le contrôle d'un système éolien destiné à être intégré dans un système hybride. Un redresseur *PWM* triphasé connecte directement le stator de la MSAP à un bus *DC*. Une approche de contrôle a été utilisée afin d'obtenir le plus de puissance possible du vent. Ce contrôle est basé sur l'algorithme *MPPT* avec contrôle de la vitesse de rotation basé sur la commande vectorielle.

Pour démontrer l'efficacité du mécanisme de conversion considéré, l'ensemble du système a été simulé à l'aide de MATLAB-Simulink et d'un profil de vitesse du vent variable. Nous arrivons à la conclusion que le contrôle proposé a permis au système éolien d'exploiter le maximum de puissance. Des performances élevées du système sont ainsi garanties. Nous pouvons conclure des résultats que le système hybride étudié dans cette thèse peut intégrer avec succès ce système éolien.

CHAPITRE IV

ANALYSE ET COMMANDE DU CONVERTISSEUR MULTIPORT POUR UN SERH : VALIDATION EXPERIMENTALE

IV.1 Introduction.....	90
IV.2 Revue de la littérature.....	91
IV.3 Différentes stratégies de commande pour un convertisseur multi-entrées une seule sortie.....	91
IV.4 Topologie et fonctionnement du Convertisseur boost DC-DC DISO	98
IV.5 Système de stockage de batterie.....	102
IV.6 Modélisation du convertisseur DC multiport.....	103
IV.7 Conception de contrôle de courant robuste basée sur l'approche de Lyapunov	108
Résultats expérimentaux et discussion	108
Conclusion.....	110

IV.1 Introduction

L'intégration des sources d'énergies renouvelables hybrides présente un défi important pour réduire la température du réchauffement climatique et soutenir les besoins énergétiques d'un monde globalisé. Pour cette raison, un système d'énergie renouvelable hybride combinant deux sources d'énergie (solaire-éolienne), est préférable pour subvenir aux besoins des consommateurs en énergies durables. Ainsi, dans les SERH, pour augmenter la puissance totale, ces sources ont été connectées à un bus commun via des convertisseurs. La connexion nécessite généralement l'utilisation d'adaptateurs secteur, ce qui est ajouté à la complexité globale du système [93]. De plus, à mesure que le nombre de dispositifs d'électronique de puissance augmente, les performances des appareils diminuent, Ce qui mène à l'amélioration significative de cette technologie requise pour les sources d'énergies renouvelables. Les convertisseurs de puissance *DC-DC* sont donc une technologie pratique utilisée dans de nombreuses applications. En outre, l'opération de conversion *DC-DC* est généralement très efficace par rapport à la conversion *AC-DC* [94]. Dans ce type de convertisseurs, la tension d'entrée *DC* est modulée en une tension de sortie continue avec une contrainte de courant réduite et une large gamme de grandeurs.

L'objectif principal des chercheurs dans ce domaine est d'améliorer l'efficacité, la stabilité et la flexibilité de ces convertisseurs. De plus, depuis peu, les générations renouvelables hybrides sont de plus en plus populaires dans le domaine de l'électronique de puissance. Par conséquent, les convertisseurs *DC-DC* multiport sont une grande aubaine qui présentent une interface pour faciliter l'incorporation de diverses sources d'énergies renouvelables et fournir une puissance régulée aux charges de sortie. De plus, les convertisseurs multiport (*CMP*) compacts ont contribué à réduire les coûts tout en conservant les performances améliorées de l'ensemble du système électrique. Ainsi de nouvelles topologies sont développées pour intégrer les sources d'énergies renouvelables. De nombreuses topologies sont dérivées des convertisseurs de puissance tels que *buck*, *boost*, *buck-boost*, etc. La topologie *boost* est la topologie de convertisseur *DC-DC*, la plus courante de sorte que de nombreux

convertisseurs *DC-DC* multiport sont extraits de cette topologie comme dans [94]. La topologie de convertisseur (*MISO*) est conçue pour réduire les inconvénients des convertisseurs. Chaque source d'entrée peut être réglée indépendamment grâce au modèle proposé, ce qui conduit à l'élimination de certaines des conséquences gênantes de l'utilisation des différentes sources d'entrée et de différents niveaux de puissance [95, 96]. De plus, par rapport à un modèle similaire [97, 98] qui est utilisé pour différentes gammes de tension et de courant, le coût net du modèle proposé est réduit.

En raison des fluctuations des tensions générées, un schéma de contrôle est nécessaire pour stabiliser le niveau de tension de sortie. Dans ce contexte, le convertisseur multiport proposé prend en charge un port batterie, avec un flux de puissance bidirectionnel.

Dans ce chapitre, la structure de notre système est présentée dans la figure IV.1 Dans cette figure, il y a deux sources d'énergie, la batterie, le convertisseur *DC* multiport, le convertisseur *DC-AC* et les charges. L'objectif principal de cette étude est la conception d'un contrôle de courant robuste des convertisseurs *DC* multiports. De plus, nous avons appliqué des stratégies de suivi du MPP pour les sources photovoltaïques et éoliennes afin d'assurer le fonctionnement optimal de notre système. La loi de contrôle de conception est basée sur l'approche de *Lyapunov*. La validité de la commande proposée et ses performances ont été testées expérimentalement sur un prototype de laboratoire utilisant la carte numérique en temps réel *dSPACE* 1104.

IV.2 Littérature des convertisseurs multiport

Dans la plupart des systèmes électriques, les exigences de puissance d'entrée et de sortie varient instantanément et ne sont pas exactement identiques. Par conséquent, fournir une correspondance appropriée entre eux est une tâche compliquée à gérer. De plus, la large plage de variation de la puissance conduit à une diminution du rendement global du système. La meilleure solution est d'hybrider les sources d'énergie. Les convertisseurs multiports présentent un facteur clé dans les systèmes hybrides qui doivent avoir plus d'une source d'alimentation, comme illustré à la figure IV.1. Cette architecture montre la

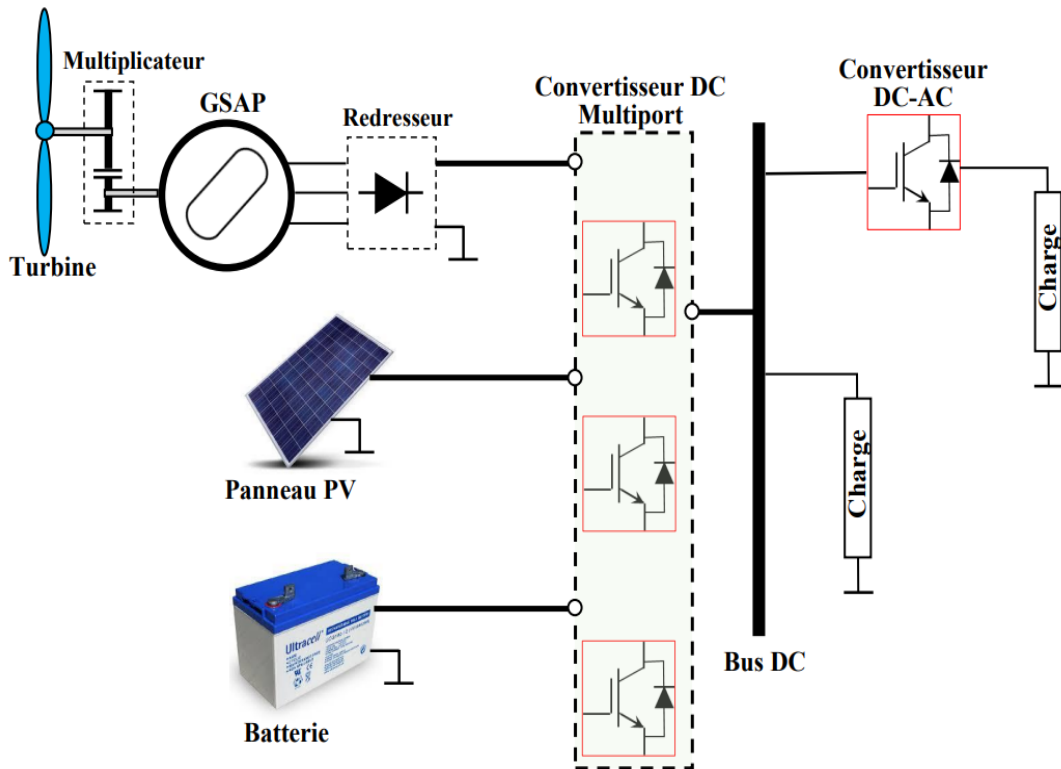


Fig. VI.1. Schéma de la stratégie pour le système PV-Eolien Utilisant le convertisseur MISO.

possibilité d'étendre l'énergie totale pour une seule sortie proportionnellement au nombre de sources d'alimentation connectées. Théoriquement, les sources d'alimentation multiples se combinent en une seule sortie en les utilisant soit en parallèle, soit en série, mais cette opération a plusieurs implications. Comme différentes sources ont des niveaux de tension différents, elles ne peuvent pas être directement reliées en parallèle et cela devient difficile à exploiter. L'utilisation de diodes peut résoudre le problème de la connexion de plusieurs sources d'alimentation en parallèle et empêcher toute tension de retour puisque la diode connecte la source d'entrée, la plus dominante, à la sortie. D'autre part, si les sources d'entrée sont connectées en série, alors leurs courants doivent être égaux. L'utilisation des CMP est préférable à l'utilisation de plusieurs convertisseurs distincts du point de vue de la fiabilité, de la modularité et de la contrôlabilité. Ainsi, l'application de différents étages de conversion nécessite de donner un contrôleur pour chaque étage indépendamment ce qui rend le système complet volumineux et compliqué.

En premier lieu selon [99, 100], il existe quatre règles de base pour déterminer si un convertisseur est autorisé à avoir plusieurs entrées :

Règle 1 : Toutes les cellules d'entrée doivent avoir un commutateur de blocage bidirectionnel contrôlé, où l'étage de sortie commun doit avoir un certain contrôle sur la puissance fournie par chaque source ;

Règle 2 : La liaison entre les cellules d'entrée et l'étage de sortie commun ne devrait pas comporter plusieurs interrupteurs commandés indépendamment en parallèle ;

Règle 3 : Les deux bornes du condensateur de l'étage d'entrée ne doivent pas être toutes les deux reliées à l'étage de sortie commun ;

Règle 4 : Les deux extrémités de la source d'entrée ne doivent pas être des bornes de l'étage d'entrée, sinon un court-circuit sera établi lors de l'interconnexion des deux étages d'entrée avec des sources de tension différente.

Ainsi, plusieurs versions des convertisseurs multiports ont été développées dans la littérature [101-103] avec des performances et des compromis différents comme récapitulé dans la suite.

Les convertisseurs de puissance multiports typiques peuvent être classés en deux catégories : les topologies isolées et non isolées. La première topologie intègre des transformateurs haute fréquence afin d'isoler l'entrée de l'ensemble des sorties. Cette disposition permet d'éliminer le risque de choc électrique et de maintenir la tension ou le courant des semi-conducteurs à leurs valeurs nominales. Ce type de convertisseurs est utilisé dans les applications de fortes puissances.

Quant à la seconde topologie (Convertisseurs *DC-DC* non isolés), elle ne nécessite pas de transformateur et peut atteindre un gain élevé grâce à l'utilisation de composants passifs eux-mêmes. Les convertisseurs non isolés rendent le système électrique simple et peu coûteux. Le convertisseur *DC-DC* multiports pour les sources basse et haute tensions peut entraîner simultanément l'alimentation de deux sources de tension différentes et

indépendamment. Ce type de convertisseurs peut être adopté pour améliorer l'efficacité et les performances.

Enfin, il a été déterminé que les deux catégories de convertisseurs les plus réalisables pouvant être utilisées comme convertisseur à entrées multiples comprennent le *boost* et le *buck-boost*. Les progrès accélérés de l'électronique de puissance, des processus de contrôle numérique ainsi que de contrôle performant offrent une meilleure flexibilité pour intégrer divers types de ressources énergétiques renouvelables aux systèmes hybrides [104, 105]. Ainsi, la collecte d'énergie à partir de diverses sources renouvelables présentant des puissances ou tensions de niveaux hétérogènes représente un défi majeur. Face à cette complexité, de nombreux chercheurs se penchent sur l'exploitation des convertisseurs *DC-DC* à entrées multiples et sortie unique, du fait que ces derniers offrent de nombreux avantages, notamment : une conception compacte, un rendement de conversion élevé, un courant d'entrée stable, une utilisation optimisée de la puissance, un coût réduit et une approche centralisée [106, 107]. Les CMP ont été bien élaborés et des méthodes systématiques pour synthétiser leurs plusieurs topologies basées sur diverses sources d'entrée ont été également développées dans la littérature [107-110]. Les articles [107, 111-112] fournissent un aperçu des convertisseurs *DC-DC* multiports, leurs avantages et inconvénients, et leur portée future. Les CMP sont les plus populaires et par conséquent, les topologies de convertisseurs *MISO DC-DC* ont été étudiées en détail pour intégrer des sources d'énergies renouvelables dans un seul bus *DC*. [113, 114]. En effet, Entrée Double-une Seule Sortie est la structure la plus simple de *MISO* où deux sources d'entrée sont utilisées pour alimenter la charge de sortie commune [115]. Ainsi, plusieurs conceptions de convertisseurs *DC-DC MISO* ont été développées dans la littérature pour diverses applications afin de combiner différentes sources renouvelables et de répondre aux demandes de puissance. Dans [114], à titre d'exemple, un convertisseur élévateur à double entrée pour les applications d'éclairage public solaire a été présenté. L'article [116] propose également un convertisseur à double entrée qui peut intégrer PV/Batterie/Ultra-Condensateur pour alimenter le véhicule électrique.

IV.3 Différentes stratégies de commande pour un convertisseur multi-entrées une seule sortie

Les convertisseurs multi-entrées sont modélisés par des systèmes non linéaires du fait des interrupteurs du convertisseur et des caractéristiques des composants, ils peuvent présenter des comportements dynamiques très complexes. La régulation de ces systèmes dynamiques est parsemée de défis. Ainsi, de nombreuses recherches se sont concentrées sur le contrôle et l'examen de ces convertisseurs, dans le but d'améliorer leur performance en y intégrant les méthodes actuelles de contrôle et de gestion [117-119]. Dans la référence [120], un convertisseur multi-entrées non isolé est décrit. Sa particularité réside dans la capacité de transférer de la puissance des sources vers la charge de manière indépendante. Mais le rapport cyclique du commutateur connecté à la tension d'entrée la plus basse peut uniquement régler la tension de sortie. De plus, pour plusieurs applications, les convertisseurs *DC-DC* doivent fournir une tension de sortie ajustée avec un faible taux d'ondulation. Le convertisseur doit faire preuve de robustesse face aux fluctuations de tension, aux changements de demandes de la charge, ainsi qu'aux incertitudes liées aux paramètres. De ce fait, de nombreuses techniques de régulation ont été suggérées dans divers travaux.

IV.3.1 Commande conventionnelle

Les contrôleurs classiques tels que le Proportionnel Intégral (PI) et le Proportionnel Intégral Dérivé (PID) sont les contrôleurs les plus puissants et ont été largement utilisés pour contrôler les systèmes avec des paramètres constants. Toutefois, ces techniques ont montré leurs limites dans plusieurs applications. Par exemple, le régulateur PID seul ne peut garantir la stabilité du système et, comparativement au contrôleur PI, il affiche des performances inférieures dans de nombreuses situations.

Afin de pallier les limites de la commande linéaire, une première approche consiste à linéariser le comportement du système en question, puis à appliquer des méthodes traditionnelles de régulation linéaire. Effectivement, cette technique n'est efficace qu'autour du point de fonctionnement, d'où le

besoin d'une méthode de commande adaptée qui serait efficace sur une plage de fonctionnement plus large.

Différentes approches de commande de convertisseurs multi-entrées basés sur une commande conventionnelle sont rapportés dans la littérature comme dans [121] et [122]. Les sources d'alimentation d'entrée et les sorties d'un convertisseur élévateur *MISO* sont commandées respectivement par les régulateurs conventionnels PI et PID.

IV.3.2 Commande basée sur l'intelligence artificielle

L'Intelligence Artificielle (IA) est un terme d'une grande puissance qui présente la capacité d'un système informatique de s'adapter à son environnement tout en fonctionnant avec des connaissances insuffisantes. L'intelligence artificielle (IA) se consacre à la recherche, la conception et la mise en œuvre de systèmes capables de simuler des activités humaines. Par définition, l'IA est un système conçu pour penser et agir de manière similaire à un être humain. Elle est mise en application dans divers domaines tels que la sécurité, l'éducation, la médecine, la robotique et bien d'autres. Néanmoins, pour résoudre des problèmes complexes et assister dans la prise de décision, il est impératif de disposer de technologies et d'outils avancés. Les méthodes de régulation basées sur l'IA, comme les réseaux de neurones, les algorithmes génétiques et la logique floue, se montrent robustes et performantes face aux variations des paramètres du modèle et aux perturbations extérieures. Dans les références [122, 123], une méthode de gestion de l'énergie est proposée pour un convertisseur non isolé à trois entrées reliées au réseau. Cette technique s'appuie sur la logique floue pour déterminer la quantité de puissance que chaque source doit injecter.

IV.3.3 Commande basée sur le mode glissant

Le mode glissant utilise une commande de commutation à grande vitesse pour forcer la trajectoire du système à se déplacer et à rester pour toujours dans une surface prédéfinie qui est appelée la surface de glissement [124]. En

illustration, dans la référence [125], des chercheurs ont mis en œuvre le contrôle d'un convertisseur multiport en utilisant la technique du mode glissant lors des variations de tension, dans le but d'obtenir une tension de sortie stable et régulée. Dans [126] et [127], les générateurs d'énergie alternatifs hybrides sont considérés comme des sources d'entrée pour les convertisseurs *MISO* et en raison des interactions des boucles de commande du convertisseur, le découplage de réseau est utilisé pour concevoir des contrôleurs en boucle fermée séparés. De plus, les convertisseurs *MISO* et les approches de contrôle sont également largement rapporté dans la littérature [128, 129].

Toutefois, seuls quelques articles ont abordé la question de leur capacité de partage fonctionnel. Dans [130], un mode de la commande de courant simple est adopté pour partager le flux de puissance entre les sources. Néanmoins, la régulation de bus et de la charge dans des conditions variables n'est pas abordée. Dans l'article [131], une stratégie de contrôle de découplage pour un convertisseur *DC-DC* à double source est proposée, visant à maintenir la source de courant et la tension de sortie conformes à leurs valeurs de référence. Le contrôle de ces deux variables s'effectue de manière indépendante.

En outre, un des enjeux majeurs de la commande par mode glissant réside dans la nécessité d'un processus de contrôle élaboré pour réguler simultanément la tension de sortie et la puissance transmise. Parmi les différentes méthodes de commande non linéaire, la commande par mode glissant se démarque par ses propriétés attrayantes, notamment sa robustesse face aux perturbations externes, sa résilience face aux variations des paramètres du système et l'efficacité de ses contrôles. Cette technique de contrôle, qui est de nature discontinue, s'avère particulièrement pertinente et adaptée pour la commutation des convertisseurs de puissance *DC-DC*.

Le convertisseur *MISO* (*Multiple Input Single Output*) abordé dans cette étude est de type *boost*. Toutefois, il est largement reconnu que le convertisseur *boost* est un système intrinsèquement non linéaire présentant des comportements dynamiques hybrides (à la fois discrets et continus). Ces

caractéristiques peuvent poser d'importants défis dans la conception du contrôleur.

Notre objectif est donc d'améliorer la capacité de partage de puissance pour le convertisseur proposé en concevant un convertisseur *MISO* approprié. Il est nécessaire de développer une nouvelle méthode de commande non seulement robuste aux fluctuations des paramètres avec des réponses rapides, mais qui peut également fournir un partage de puissance équilibré et une capacité de régulation de la tension de sortie. Motivés par cela, les principaux apports, dans ce chapitre, peuvent être résumés dans ce qui suit :

- Le convertisseur présente l'avantage d'utiliser un nombre minimum de composants électroniques de puissance.
- La simplicité de cette topologie facilite la commande du convertisseur boost malgré la complexité de commande de ce type de convertisseur par rapport aux autres convertisseurs.
- Un fonctionnement avec une ou plusieurs sources de tension d'entrée basse. Ainsi, les sources d'alimentation d'entrée peuvent amener l'alimentation au bus *DC* simultanément ou indépendamment.
- Validation expérimentale, supportant notre approche, sur un banc d'essai expérimental réalisé au laboratoire.
- Conception et mis en œuvre d'un contrôleur superviseur *MISO* basée sur l'approche de *lyapunov* ; la commande proposée offre de nombreux avantages, tels qu'une grande robustesse, un gain de tension plus élevé et une fiabilité accrue pour une meilleure gestion des sources d'alimentation.

IV.4 Topologie et fonctionnement du Convertisseur boost DC-DC DISO

Un aperçu exhaustif du convertisseur étudié est présenté dans ce qui suit. En effet, la conception de son automatisme nécessite une connaissance approfondie de la topologie du convertisseur, son principe de fonctionnement et le modèle d'état moyen. Le convertisseur *DISO* est représenté sur la Fig. IV.2. Ce convertisseur étudié et analysé dans [132] est passé en revue ici pour

donner une perspective plus approfondie sur les principes de fonctionnement et la technique de contrôle proposée. Le convertisseur non isolé $DC-DC$ (double entrée, sortie unique) peut être utilisé de manière efficace et productive dans les systèmes électriques qui nécessitent des niveaux de tension variables en raison de la topologie qui comprend deux sources d'entrée (V_1 , V_2) et un port de sortie. La topologie du circuit se compose de deux interrupteurs contrôlables (S_1 , S_2), de deux inductances (L_1 , L_2), deux diodes (D_1 , D_2), et un Condensateur de liaison (C). Le modèle de circuit proposé améliore la fiabilité de la conversion de puissance et la rend robuste. En effet, le contrôle de l'énergie renouvelable des sources d'entrée peut être fourni simultanément ou indépendamment en appliquant des signaux en impulsions appropriés aux commutateurs à contrôler.

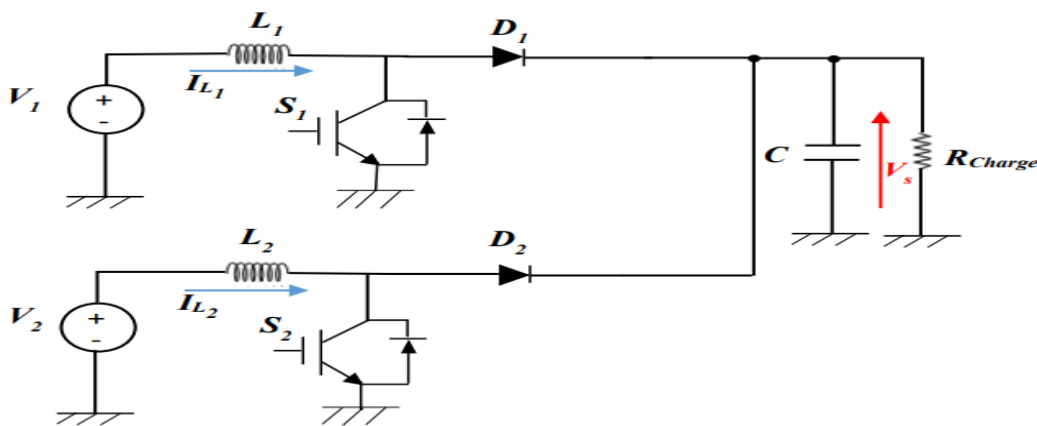


Fig. VI.2. Schéma du convertisseur Boost DISO.

Les deux interrupteurs contrôlables, S_1 et S_2 , peuvent être éteints ou allumés indépendamment. Ainsi, les modes de fonctionnement de ce convertisseur sont analysés en fonction de l'état de conduction de S_1 et S_2 , résultant de quatre modes de fonctionnement :

- En mode 1, dans la figure IV.3, S_1 est ON, S_2 est OFF et V_1 alimente l'inductance L_1 ;

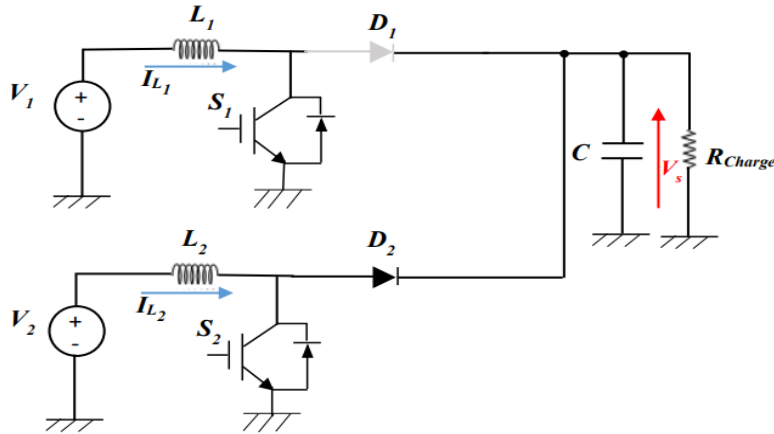


Fig. VI.3. Mode 1 : S_1 est ON ; S_2 est OFF.

$$\begin{cases} \frac{di_{L1}}{dt} = \frac{1}{L_1} V_1 \\ \frac{di_{L2}}{dt} = \frac{1}{L_2} V_2 - \frac{1}{L_2} V_C \\ \frac{dV_C}{dt} = \frac{i_{L2}}{C} - \left(\frac{1}{R_{Charge} \cdot C} \right) V_C \end{cases} \quad \text{IV.1}$$

- En mode 2, dans la figure IV.4, S_1 et S_2 sont ON et les deux inductances L_1 , L_2 sont alimentées par les sources de tension V_1 , V_2 respectivement. Pendant ce mode, le condensateur C est déchargé dans la charge DC .

$$\begin{cases} \frac{di_{L1}}{dt} = \frac{1}{L_1} V_1 \\ \frac{di_{L2}}{dt} = \frac{1}{L_2} V_2 \\ \frac{dV_C}{dt} = - \left(\frac{1}{R_{Charge} \cdot C} \right) V_C \end{cases} \quad \text{IV.2}$$

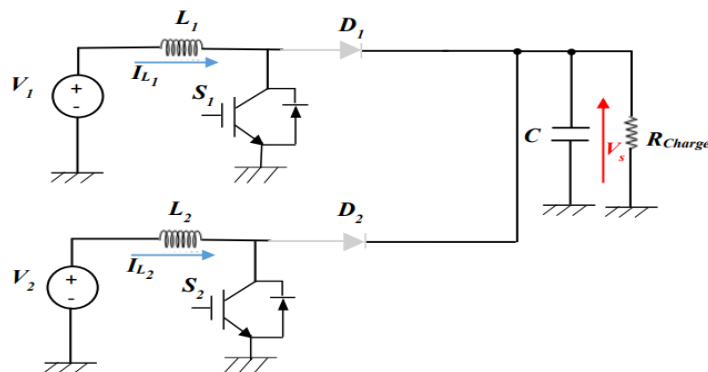


Fig. VI.4. Mode 2 : S_1 et S_2 sont ON.

- En mode 3, dans la figure IV.5, S_1 est OFF, S_2 est ON et V_2 alimente l'inductance L_2 .

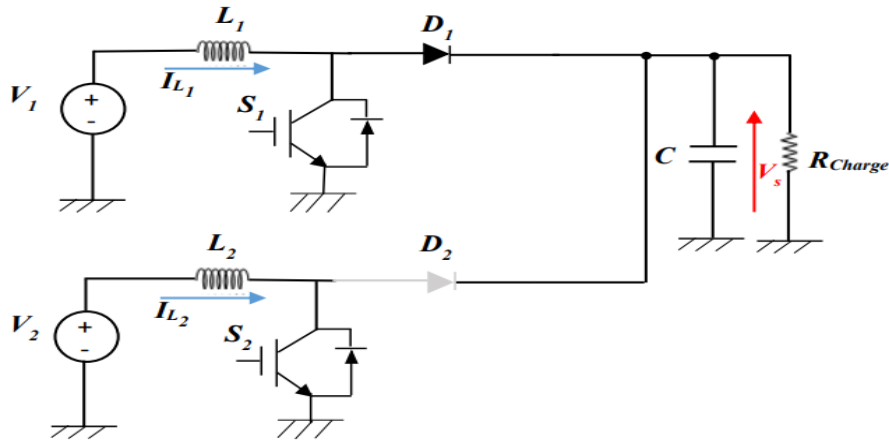


Fig. VI.5. Mode 3 : S_1 est OFF est S_2 est ON.

$$\begin{cases} \frac{di_{L1}}{dt} = \frac{1}{L_1} V_1 - \frac{1}{L_1} V_C \\ \frac{di_{L2}}{dt} = \frac{1}{L_2} V_2 \\ \frac{dV_C}{dt} = \frac{i_{L1}}{C} - \left(\frac{1}{R_{Charge} \cdot C} \right) V_C \end{cases} \quad \text{IV.3}$$

- En mode 4, dans la figure IV.6, les deux interrupteurs sont ouverts, et les deux inductances L_1 et L_2 délivrent leurs énergies stockées au condensateur C et donc à la charge DC .

$$\begin{cases} \frac{di_{L1}}{dt} = \frac{1}{L_1} V_1 - \frac{1}{L_1} V_C \\ \frac{di_{L2}}{dt} = \frac{1}{L_2} V_2 - \frac{1}{L_2} V_C \\ \frac{dV_C}{dt} = \frac{i_{L1} + i_{L2}}{C} - \left(\frac{1}{R_{Charge} \cdot C} \right) V_C \end{cases} \quad \text{IV.4}$$

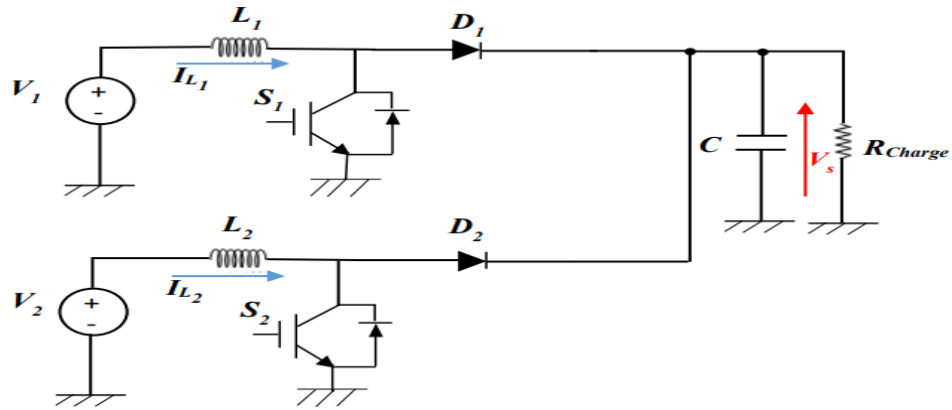


Fig. IV.6. Mode 4 : S_1 et S_2 sont OFF.

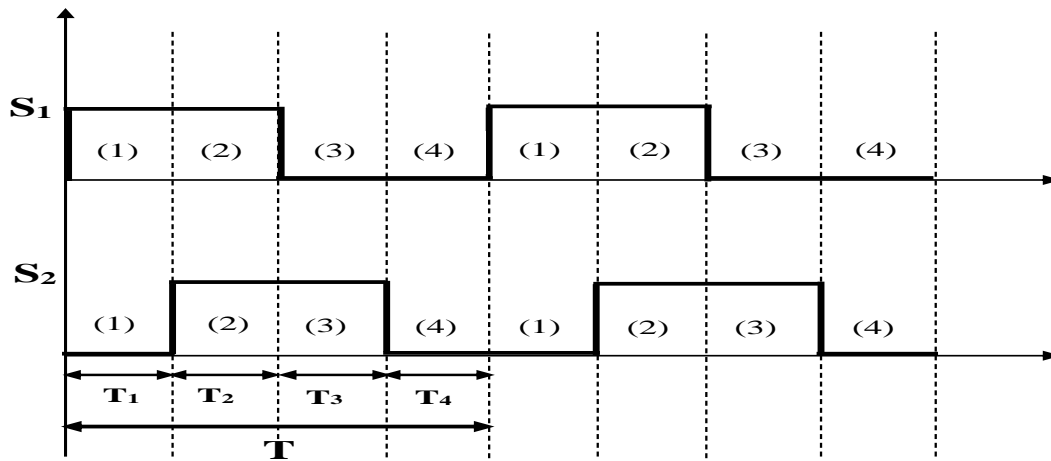


Fig. IV.7. Signal de commutation du convertisseur DC DISO.

IV.5 Système de stockage de batterie

La batterie est un dispositif très important dans le système hybride car elle équilibre l'énergie du système. Aussi, la batterie joue un rôle clé dans la stabilisation de la tension du bus *DC* figure IV.8

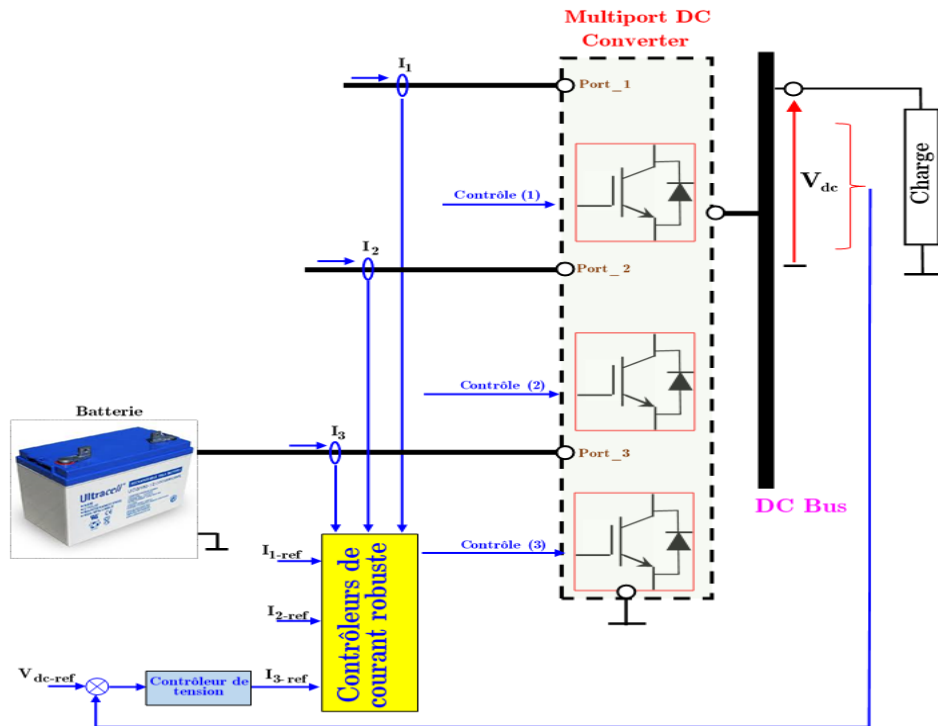


Fig. IV.8. Système de stockage de batterie.

IV.6 Modélisation du convertisseur DC multiport

La Figure IV.9 présente l'utilisation du convertisseur *DC* multiport dans un système hybride éolien-PV. Le schéma proposé est composé de trois branches. La première et la deuxième branche sont des convertisseurs unidirectionnels pour l'éolien et le PV, la troisième branche est un convertisseur bidirectionnel dédié à la batterie [133]. Ce convertisseur a trois ports d'entrée et un port de sortie.

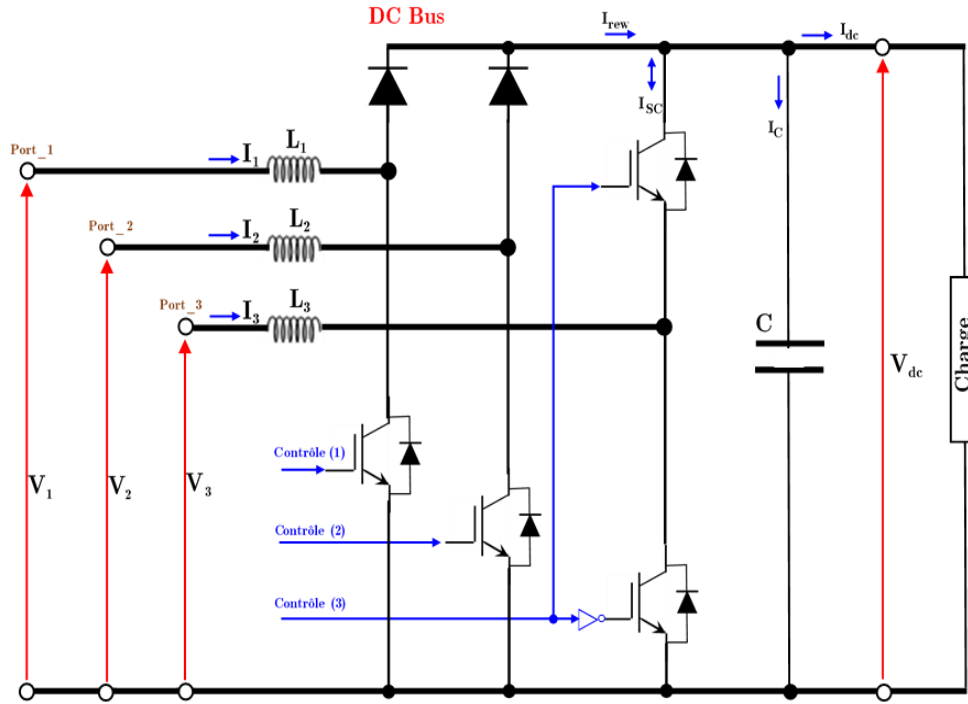


Fig. IV.9. Schéma du convertisseur DC multiport.

IV.6.1 Modèle du port 1 et port 2

Le port 1 et le port 2 sont reliés aux deux branches du convertisseur *boost*. Ils sont utilisés pour contrôler le courant du système éolien et du système *PV* respectivement. En utilisant la loi de Kirchhoff, nous pouvons réécrire le modèle moyen comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_2}{dt} = \frac{V_2}{L_2} - \frac{V_{dc}}{L_2} (1 - \alpha_2) \\ \frac{di_1}{dt} = \frac{V_1}{L_1} - \frac{V_{dc}}{L_1} (1 - \alpha_1) \end{cases} \quad \text{IV.5}$$

où; α_1 et α_2 représentent les rapports cycliques.

IV.6.2 Modèle du port 3

Le port 3 est connecté à la batterie. Il représente un convertisseur bidirectionnel. Nous pouvons identifier deux modes :

1. Mode boost ($0 < \alpha < 0,5$) : Figure IV.10. Dans ce cas l'interrupteur T3 est ouvert et la commande se fait uniquement par l'interrupteur T4.

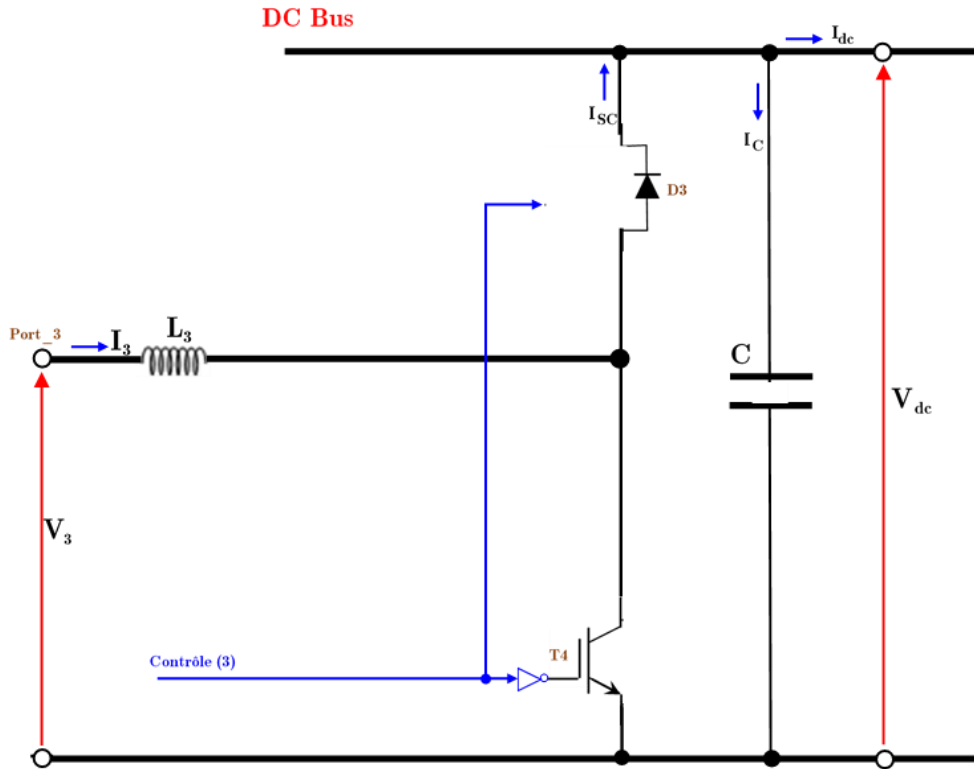


Fig. IV.10. Mode boost.

Le modèle moyen de ce mode est donné par l'équation (IV.6).

$$\dot{I}_3 = \frac{V_3}{L_3} - \frac{V_{dc}}{L_3} (1 - \alpha_3) \quad \text{IV.6}$$

où; α_3 représente le rapport cyclique. L'équation (IV.6) peut être réécrite comme suit :

$$\dot{I}_3 = \frac{V_3}{L_3} - \frac{V_{dc}}{L_3} + \frac{V_{dc}}{L_3} \alpha_3 \quad \text{IV.7}$$

2. Mode buck ($0.5 < \alpha < 1$) : Figure (IV.11). Dans ce cas, l'interrupteur T4 est éteint et la commande se fait uniquement par l'interrupteur T3.

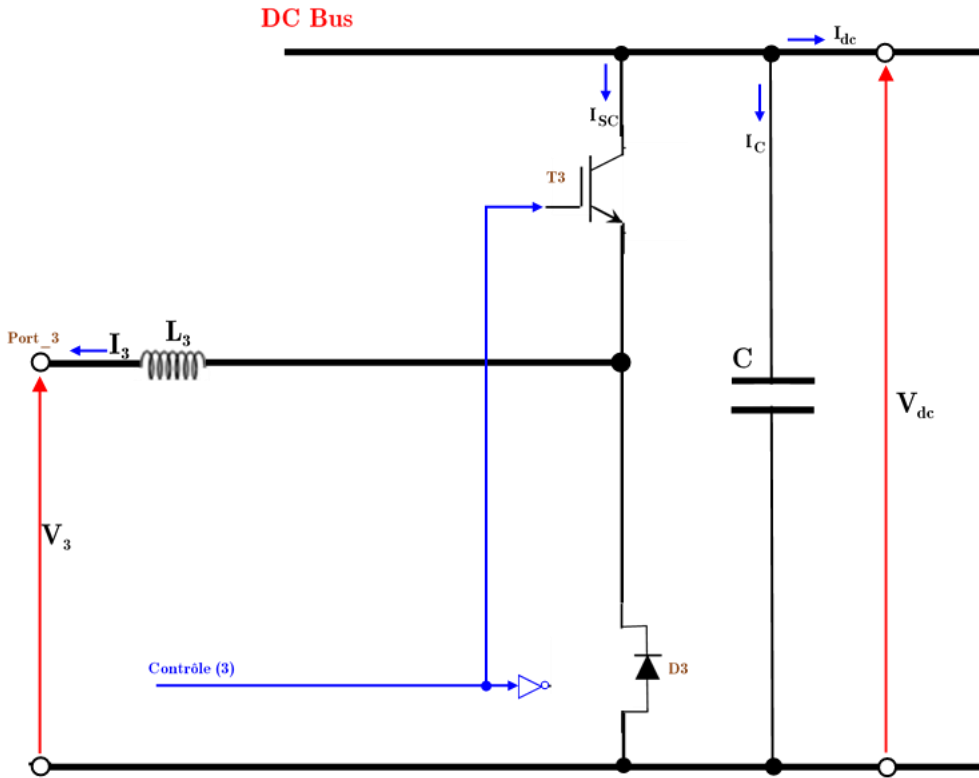


Fig. IV.11. Mode buck.

Le modèle moyen de ce mode est donné par l'équation (IV.8).

$$\dot{I}_3 = -\frac{V_3}{L_3} + \frac{V_{dc}}{L_3} \alpha_3 \quad \text{IV.8}$$

Le modèle moyen de la branche bidirectionnelle est obtenu en utilisant le principe de superposition.

D'après les équations (IV.7) et (IV.8), on peut définir l'équation suivante :

$$\dot{I}_3 = \frac{V_3}{L_3} \delta_1 - \frac{V_{dc}}{L_3} \delta_2 + \frac{V_{dc}}{L_3} \alpha_3 \quad \text{IV.9}$$

où :

$$\delta_1 = -\text{sgn}\left(\alpha_3 - \frac{1}{2}\right) : \begin{cases} +1 & \text{if } (0 < \alpha_3 < 0.5) \\ -1 & \text{if } (0.5 < \alpha_3 < 1) \end{cases} \quad \text{IV.10}$$

et :

$$\delta_2 = \frac{1}{2}(1 + \delta_1) : \begin{cases} +1 \text{ if } (0 < \alpha_3 < 0.5) \\ 0 \text{ if } (0.5 < \alpha_3 < 1) \end{cases} \quad \text{IV.11}$$

Les valeurs de δ_1 et δ_2 dans les équations (IV.10), (IV.11) définissent le mode de la branche bidirectionnelle.

IV.6.3 Modèle de sortie

En se référant à la figure (IV.9), les courants et tensions de sortie peuvent être écrits comme suit :

$$\begin{aligned} I_{rew} &= I_{wc} + I_{pvc} \\ I_{dc} &= I_C + I_{SC} + I_{rew} \\ I_C &= C \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} \end{aligned} \quad \text{IV.12}$$

Où, I_{sc} est le courant de stockage, I_{wc} est le courant éolien de sortie, I_{pvc} le courant PV de sortie et I_{rew} le courant renouvelable.

En régime établi, la relation entre le courant de stockage I_{sc} et le courant de batterie I_3 est donnée par l'équation (IV.13)

$$I_{sc} = k_{sc} I_3 \quad \text{IV.13}$$

Où $k_{sc} = 1$ pour le mode Buck et $k_{sc} = (1 - \alpha_3)$ pour le mode Boost.

IV.6.4 Stabilisation de la tension de sortie du Bus DC

En utilisant l'équation (IV.12), nous pouvons concevoir le contrôleur de tension de la figure (IV.12).

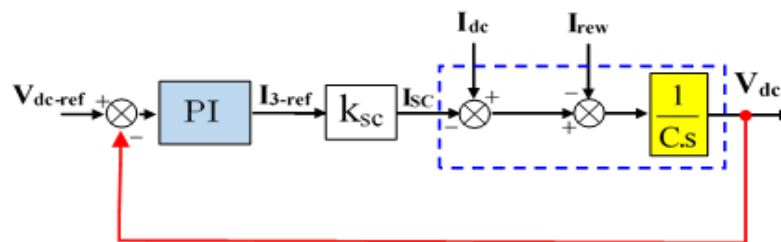


Fig. IV.12. Schéma de stabilisation de la tension de sortie du bus DC.

IV.7 Conception de contrôle de courant robuste basée sur l'approche de Lyapunov

Afin d'optimiser les performances de régulation, une commande de courant robuste s'appuyant sur la théorie de *Lyapunov* a été mise en œuvre. L'objectif premier est d'assurer un contrôle optimal du courant.

En régime permanent, le modèle moyen du convertisseur continu multiport peut être écrit en mode de conduction continue par l'équation (IV.14) résultant de la combinaison des deux équations (IV.5), (IV.9).

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = a_1 V_1 - a_1 x_4 u_1 \\ \dot{x}_2 = a_2 V_2 - a_2 x_4 u_2 \\ \dot{x}_3 = a_3 V_3 - a_{31} x_4 + a_{32} x_4 u_3 \end{cases} \quad \text{IV.14}$$

où, $u_1=(1-\alpha_1)$, $u_2=(1-\alpha_2)$ et $u_3=\alpha_3$, $a_1=1/L_1$, $a_2=1/L_1$, $a_3=\delta_1/L_3$, $a_{31}=\delta_2/L_3$, $a_{32}=1/L_3$ et $[x_1 \ x_2 \ x_3]^T=[I_1 \ I_2 \ I_3]^T$, $x_4 = V_{dc}$

On peut énoncer le résultat suivant :

Proposition : Considérons le modèle d'état. Ensuite, le courant *PV*, le courant de vent et la tension de sortie du bus *DC* ont atteint leurs valeurs optimales à condition que les lois de commande suivantes soient utilisées, équations (IV.15).

$$\begin{cases} u_1 = \frac{1}{a_1 x_4} (a_1 V_1 - \dot{x}_1^* + K_1 e_1 + K_{11} \text{sgn}(e_1)) \\ u_2 = \frac{1}{a_2 x_4} (a_2 V_2 - \dot{x}_2^* + K_2 e_2 + K_{22} \text{sgn}(e_2)) \\ u_3 = \frac{1}{a_{32} x_4} (a_3 V_3 - \dot{x}_3^* + a_{31} x_4 + K_3 e_3 + K_{33} \text{sgn}(e_3)) \end{cases} \quad \text{IV.15}$$

où, $(K_1, K_{11}, K_2, K_{22}) > 0$.

avec, les erreurs définies comme suit :

$$\begin{cases} e_1 = (x_1 - x_1^*) \\ e_2 = (x_2 - x_2^*) \\ e_3 = (x_3 - x_3^*) \end{cases} \quad \text{IV.16}$$

Preuve de proposition :

Soit la fonction de *Lyapunov* liée à la dynamique des flux définie comme suit :

$$F = \frac{1}{2} e_1^2 + \frac{1}{2} e_2^2 + \frac{1}{2} e_3^2 > 0 \quad \text{IV.17}$$

La dérivée de cette fonction s'écrit :

$$\dot{F} = \dot{e}_1 e_1 + \dot{e}_2 e_2 + \dot{e}_3 e_3 \quad \text{IV.18}$$

En substituant (IV.15) dans (IV.16), il en résulte :

$$\begin{aligned} \dot{e}_1 &= (\dot{x}_1 - \dot{x}_1^*) = -K_1 e_1 - K_{11} \text{sgn}(e_1) \\ \dot{e}_2 &= (\dot{x}_2 - \dot{x}_2^*) = -K_2 e_2 - K_{22} \text{sgn}(e_2) \\ \dot{e}_3 &= (\dot{x}_3 - \dot{x}_3^*) = -K_3 e_3 - K_{33} \text{sgn}(e_3) \end{aligned} \quad \text{IV.19}$$

Ainsi, (IV.19) remplacée dans (IV.18) donne :

$$\begin{aligned} \dot{F} &= -K_1 e_1^2 - K_{11} e_1 \text{sgn}(e_1) - K_2 e_2^2 - K_{22} e_2 \text{sgn}(e_2) - K_3 e_3^2 \\ &\quad - K_{33} e_3 \text{sgn}(e_3) < 0 \end{aligned} \quad \text{IV.20}$$

Notons que (IV.20) est négative $\forall (e_1, e_2, e_3, e_4)$, donc le système asymptotique stable.

La figure (IV.13) présente le schéma global de contrôle proposé.

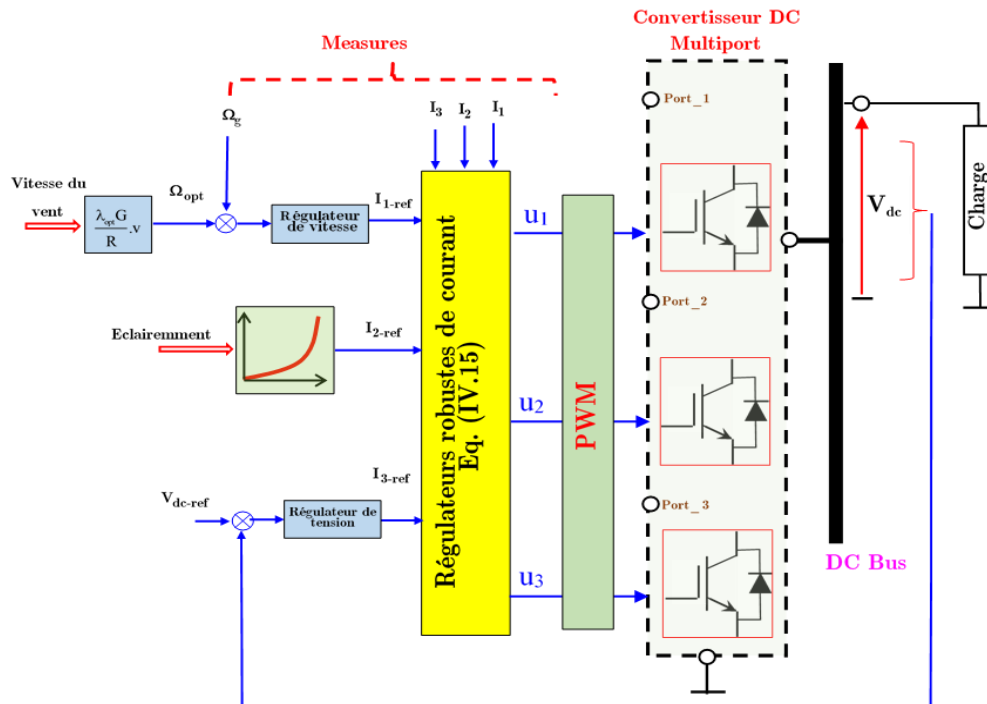
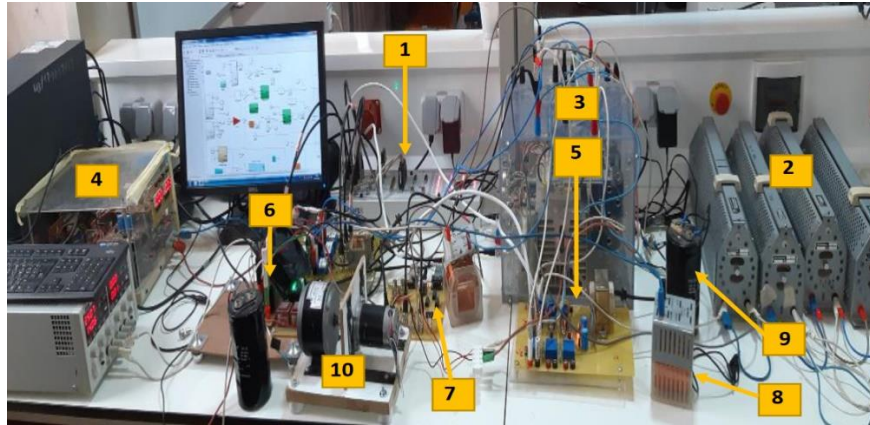


Fig. IV.13. Schéma du contrôle proposé.

Résultats expérimentaux et discussion

Le banc d'essais expérimental montré dans la figure IV.14 est conçu dans le Laboratoire des Systèmes Propulsion-Induction Electromagnétiques (LSP-IE). Les essais sont menés sur un système à petite échelle pour valider en temps réel les algorithmes de commande, où toutes les données sont présentées dans l'annexe. Ce banc est composé principalement de :

- Un émulateur photovoltaïque
- Une machine synchrone à aimant permanent de 300 W couplé avec une machine à courant continu couplé avec un hacheur *buck*.
- Un convertisseur *boost MISO* (multi entrées- une seule sortie).
- Une carte *dSPACE 1104* de *Texas Instruments*.
- Des capteurs de tensions et de courants *LEM* : *LA-25NP* et *LV-25P*.



Légende :

1-Carte *dSPACE 1104*, 2-Charges Résistives, 3-Convertisseur *boost MISO*, 4-Emulateur *PV*, 5-Capteurs (Tensions-Courants), 6-Convertisseur *buck*, 7-Carte *MLI*, 8-Inductance, 9-Capacité, 10-Emulateur Eolien, Batterie.

Fig. IV.14. Photo du Maquette expérimentale.

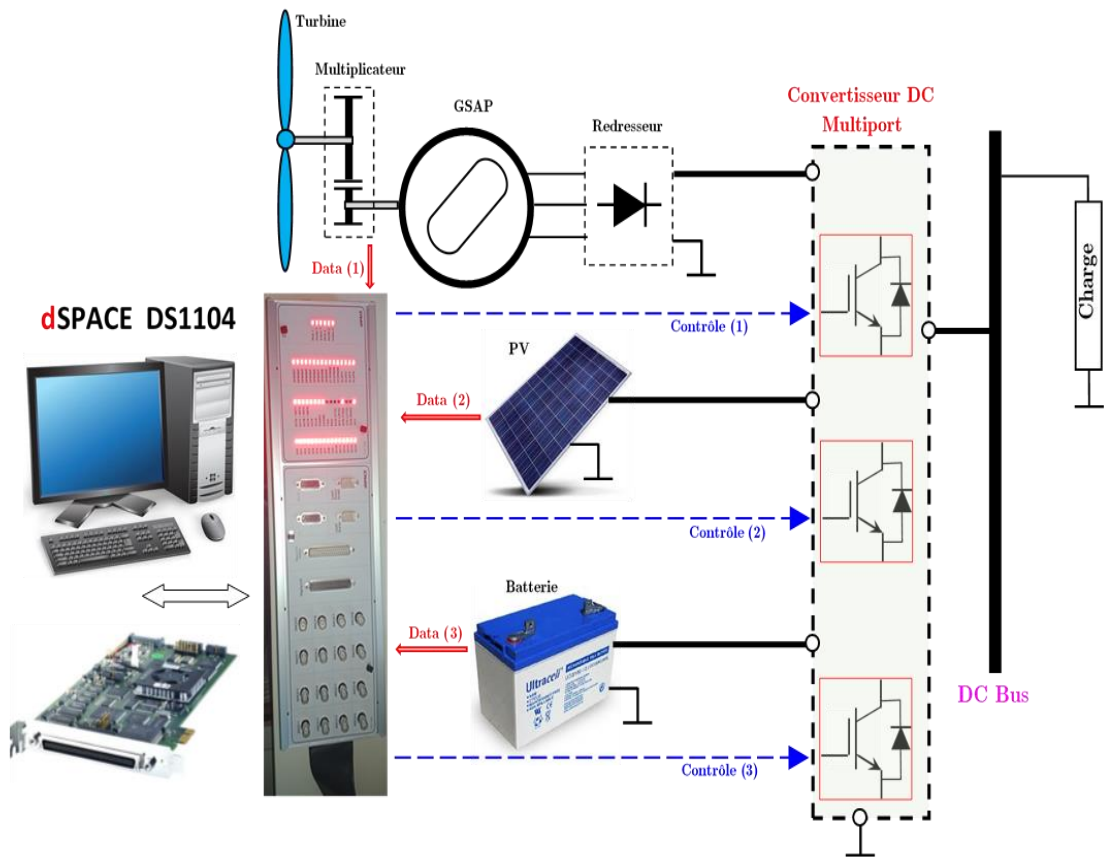


Fig. IV.15. Description de la configuration du banc d'essai.

Les impacts de l'ensoleillement (ou irradiation solaire) sur les caractéristiques du panneau photovoltaïque (*PV*) sont représentés dans les figures (IV.16 et IV.19). Comme illustré, une intensification du rayonnement solaire entraîne

une hausse du courant de sortie, et, par voie de conséquence, une augmentation de la puissance produite. Le courant délivré est quasiment proportionnel à l'intensité de l'irradiation solaire.

Les effets de la température des cellules sur les caractéristiques du panneau PV sont représentés dans les figures (IV.17 et IV.18). À l'opposé du rayonnement solaire, la température exerce un impact négatif sur l'efficacité du panneau. En effet, lorsqu'il y a une hausse de la température de la cellule, cela se traduit par une baisse de sa tension, ce qui conduit à une diminution générale de la performance de la cellule.

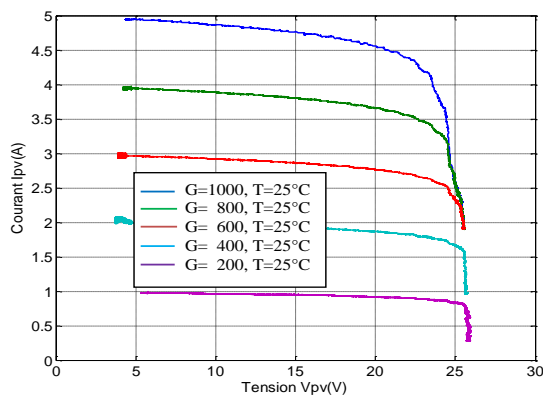


Fig. IV.16. Caractéristiques $I = f(V)$ pour un éclairement variable et une température constante.

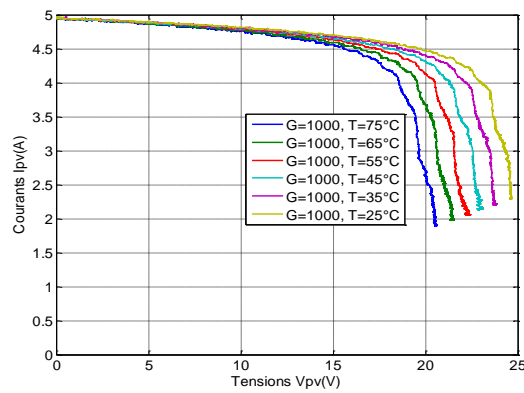


Fig. IV.17. Caractéristiques $I = f(V)$ pour une température variable et un éclairement constant.

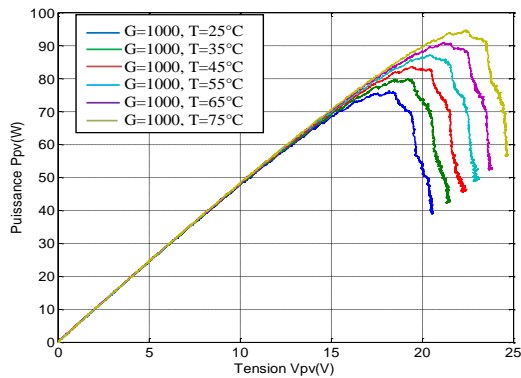


Fig. IV.18. Caractéristiques $P_{pv} = f(V_{pv})$ pour une température variable et un éclairement constant.

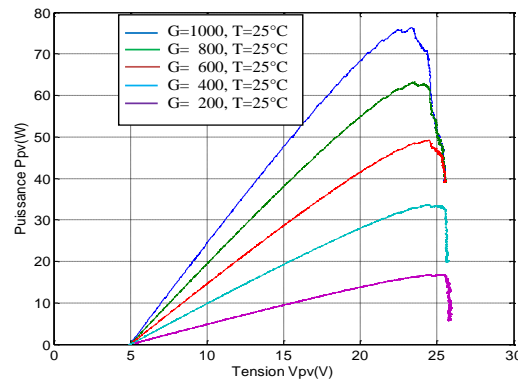


Fig. IV.19. Caractéristiques $P_{pv} = f(V_{pv})$ pour une température constante et un éclairement variable.

La figure IV.20 indique que la vitesse générée croît avec chaque accroissement de la vitesse du vent. Cela suggère que la valeur de C_p demeure relativement

stable, affichant des valeurs très similaires même face à de nombreuses fluctuations de la vitesse du vent.

La figure IV.21 démontre que la vitesse générée augmente proportionnellement avec chaque accroissement de la vitesse du vent, suggérant ainsi que la puissance croît, atteignant des niveaux optimaux.

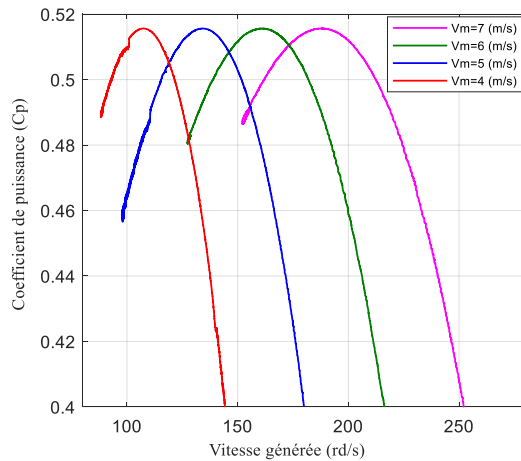


Fig. IV.20. Caractéristiques de la vitesse de la turbine pour une série de vitesses de vent.

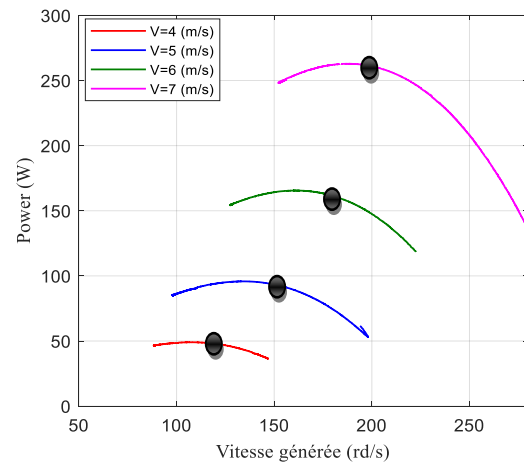


Fig. IV.21. Caractéristiques de la puissance de la turbine en fonction de la vitesse du rotor pour une série de vitesses de vent.

Profils :

La figure IV.22 présente les profils de vent, d'irradiation solaire et de charge appliqués. La vitesse du vent diminue de 7,5 m/s à 4 m/s à $t=8$ s, l'irradiation descend de 1000 W/m² à 500 W/m² à $t=3$ s et la charge est réduite de 150 Ω à 75 Ω à $t=13$ s. Pour mieux refléter les conditions opérationnelles réelles, un second profil pour le vent et l'irradiation est mis en œuvre, comme le montre la figure IV.23.

Les figures IV.24 et IV.25 illustrent respectivement le courant généré par la génératrice (GSAP) en fonction du *MPPT-TSR*, le courant produit par le panneau PV selon le *MPPT* de type "look-up table", le courant de la batterie et la tension de sortie du bus *DC*, en se basant sur les profils décrits dans les figures IV.22 et IV.23.

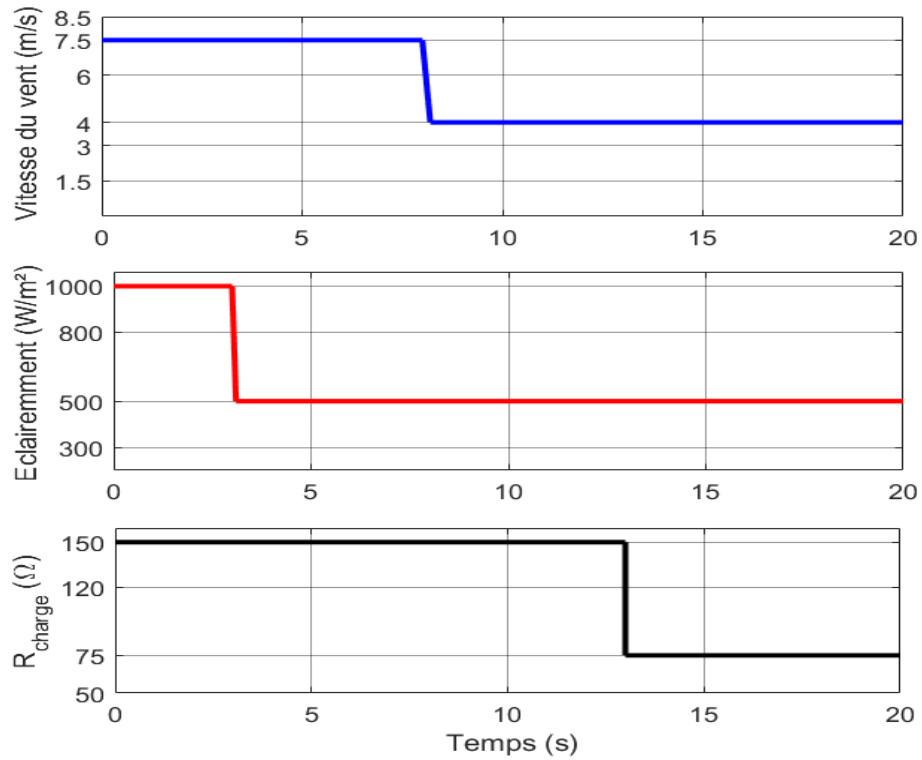


Fig. IV.22. Profils 1 de vitesse du vent, d'éclairement et de charge.

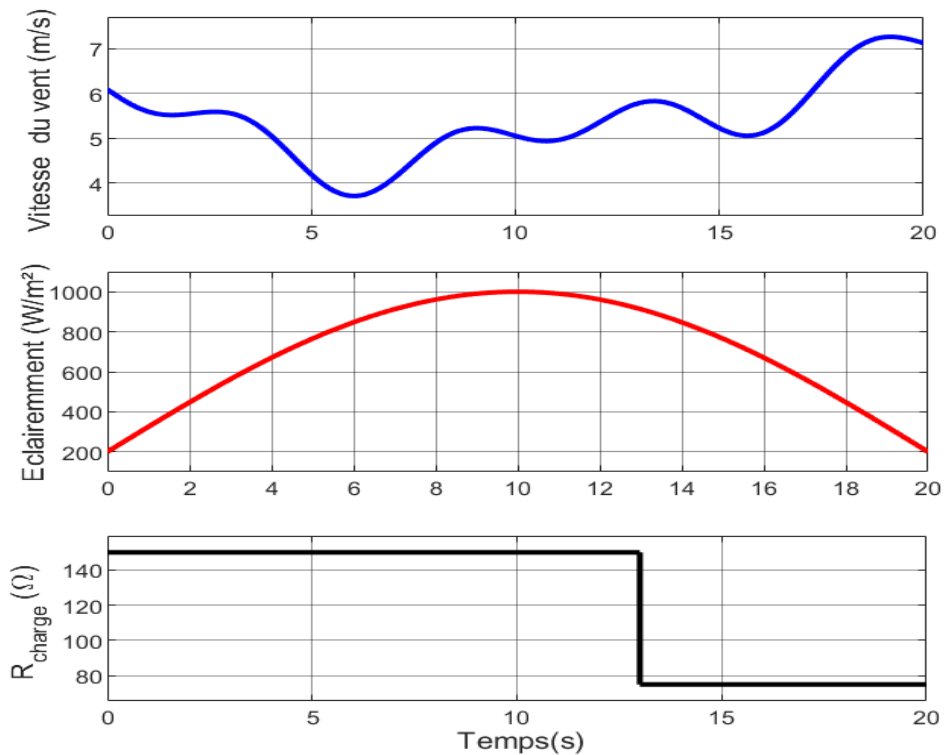


Fig. IV.23. Profils 2 de vitesse du vent, d'éclairement et de charge.

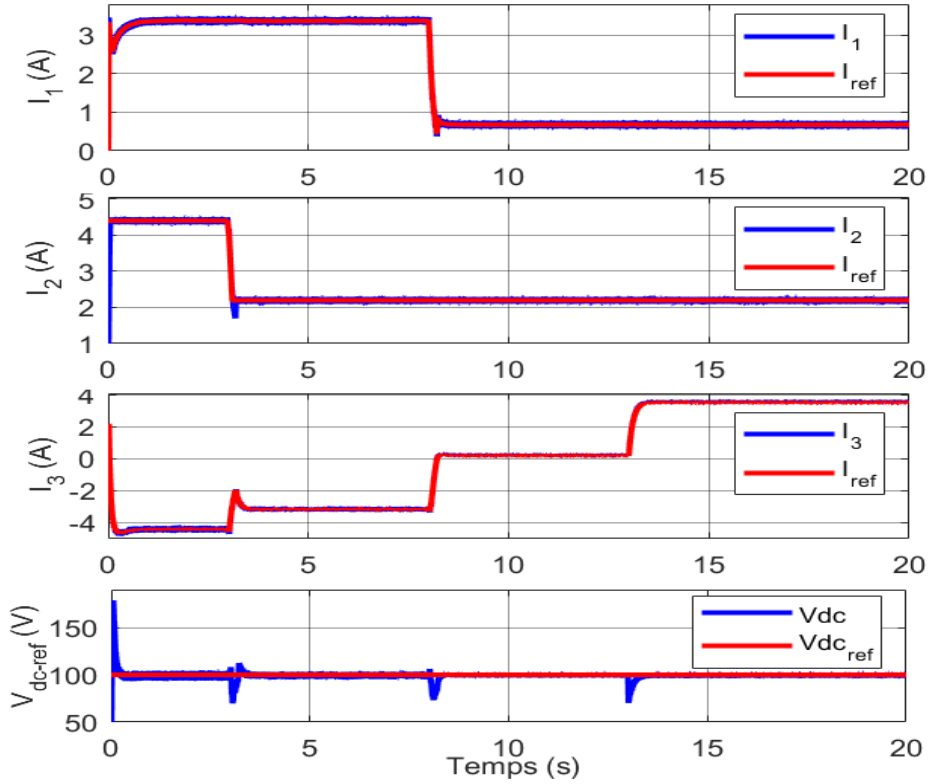


Fig. IV.24. Courants d'entrée et la tension Vdc avec références.

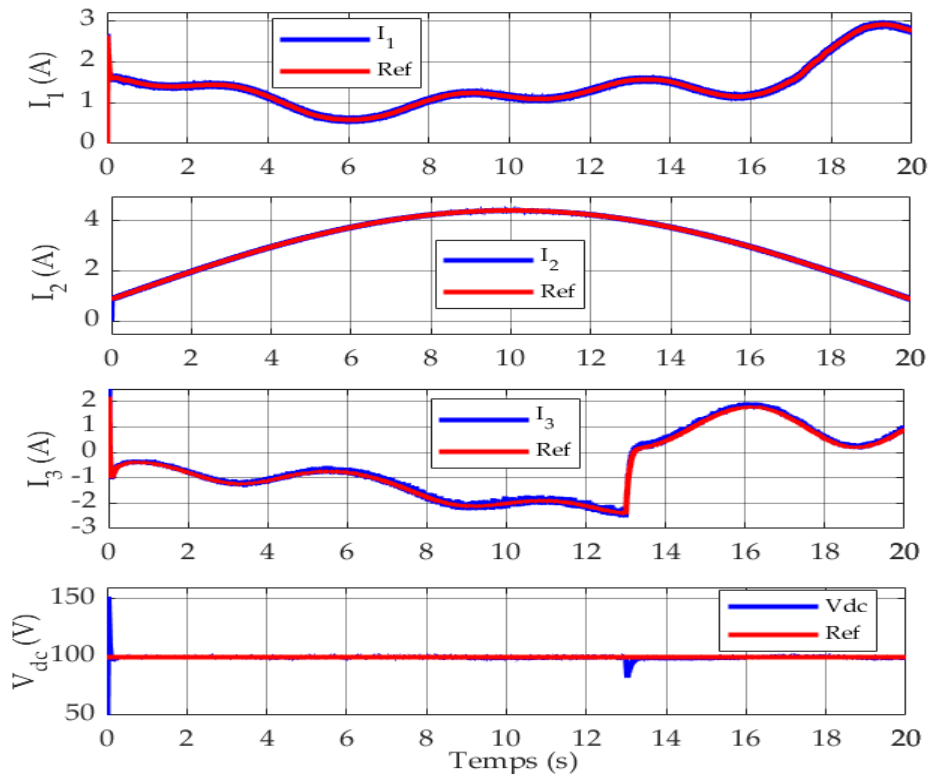


Fig. IV.25. Courants d'entrée et la tension Vdc avec références.

Les figures IV.26 et IV.27 illustrent la vitesse de l'éolienne ainsi que le coefficient de puissance, tous deux en relation avec la vitesse du vent, l'intensité lumineuse et les fluctuations de la charge.

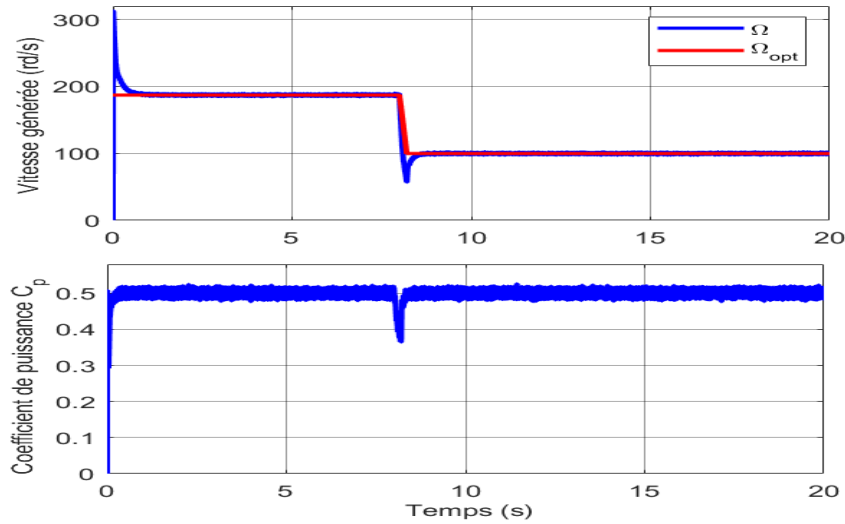


Fig. IV.26. Vitesse et coefficient de puissance en fonction du MPPT éolien.

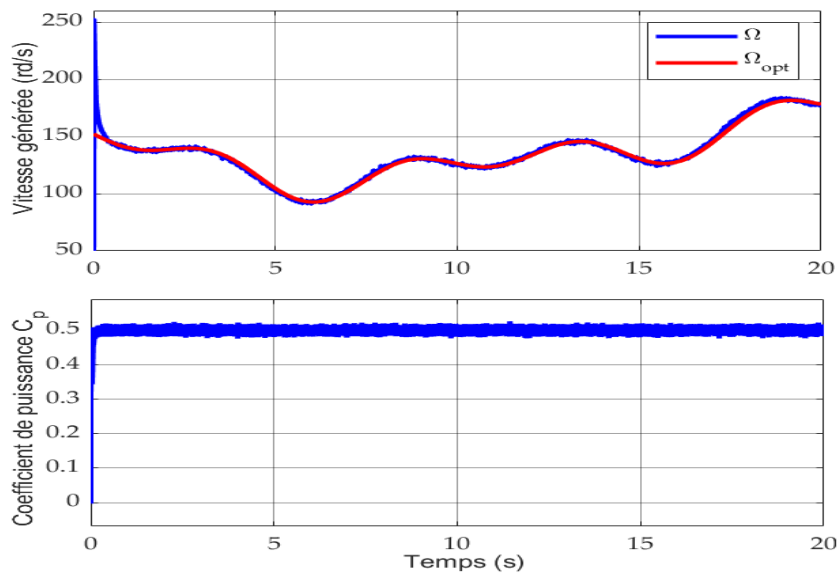


Fig. IV.27. Vitesse et coefficient de puissance en fonction du MPPT éolien.

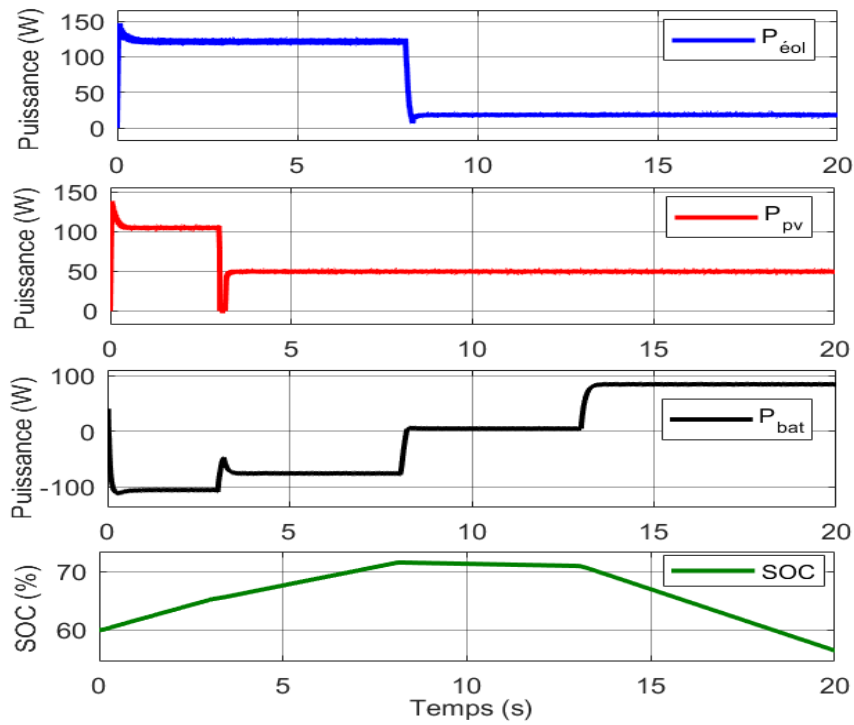


Fig. IV.28. Puissances (éolien, PV, batterie et SOC).

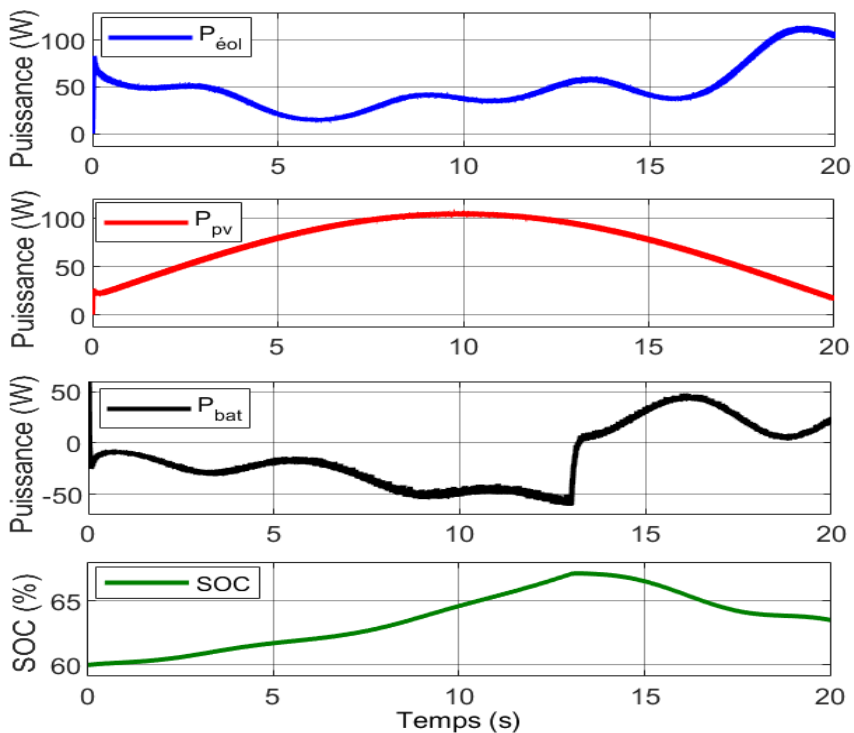


Fig. IV.29. Puissances (éolien, PV, batterie et SOC).

Les figures IV.28 et IV.29 mettent en évidence la puissance du système éolien, celle du système photovoltaïque (PV), la puissance délivrée par la batterie ainsi

que son état de charge (SOC), le tout en tenant compte des variations stipulées dans les profils des figures IV.22 et IV.23.

Discussion :

En dépit des fluctuations de la vitesse du vent, de rayonnement et de la charge, les résultats (Figures IV.24 et IV.25) démontrent que le courant du panneau PV, le courant de la GSAP, le courant de la batterie, la tension du bus *DC* ainsi que la vitesse de la turbine convergent rapidement vers leurs valeurs de référence. Malgré ces variations de la vitesse du vent, le coefficient de puissance demeure stable, affichant une valeur maximale de 0,515. La vitesse de la turbine, quant à elle, s'aligne sur sa valeur optimale, épousant le profil de la vitesse du vent tout en restant en accord avec sa référence. Ces résultats valident l'efficacité du contrôle proposé, assurant un fonctionnement optimal du système même face à des variations de vent, d'éclairement et de charge (comme vu dans les Figures IV.26 et IV.27).

La tension du bus *DC* est maintenue conforme à sa référence grâce à la batterie. Cette dernière joue un rôle de tampon, stockant l'énergie excédentaire pour la restituer en période de déficit énergétique, comme le démontrent les Figures IV.28 et IV.29. La batterie sert donc à absorber l'excédent de puissance, garantissant l'équilibre énergétique du système hybride combinant éolien et solaire. Malgré les fluctuations inhérentes au fonctionnement du système (variations de vitesse du vent, rayonnement et de charge), la tension du bus *DC* demeure stable, comme en témoignent les Figures IV.24 et IV.25. Cet état de fait atteste de la robustesse de la stratégie de contrôle mise en place. Les Figures IV.28 et IV.29 dépeignent le flux énergétique de chaque composante du système, que ce soit solaire, éolien, batterie ou en relation avec le profil de charge.

Pour un temps $t < 13$ s, la charge est majoritairement alimentée par le système hybride (PV-éolien) et la puissance fournie excède la demande de la charge. On constate que la puissance de la batterie est négative, indiquant par-là que cette dernière est en phase de charge.

Passé le seuil des 13 s, la puissance délivrée par le système hybride (PV-éolien) est moindre par rapport à la demande de la charge. La puissance de la batterie bascule alors en positif, signifiant que la batterie est en train de se décharger pour compenser le déficit.

Cet effet se reflète également dans l'état de charge (SOC) de la batterie. Celle-ci joue un rôle crucial en assurant la stabilité et l'équilibre énergétique du système. Les figures (IV.28 et IV.29) illustrent que le SOC global évolue en fonction de la puissance délivrée par la batterie. Lorsqu'il y a un excédent énergétique, la batterie est chargée grâce à l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques et la turbine éolienne, ce qui se traduit par une augmentation du SOC. À l'inverse, en présence d'un déficit énergétique pour satisfaire les charges, la batterie se décharge, conduisant à une baisse de la valeur du SOC.

Il est possible d'affirmer que la stratégie de commande est robuste et garantit un suivi fidèle de tous les courants par rapport à leurs références, malgré les fluctuations des paramètres, comme le montrent les figures (IV.24 et IV.27). Ces résultats attestent de la pertinence et de l'efficacité du contrôle proposé.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit une stratégie de contrôle de courant robuste destinée aux systèmes hybrides (PV-éolien), visant à assurer une alimentation ininterrompue à une charge donnée. Cette structure de commande robuste et non linéaire s'ancre dans la théorie de *Lyapunov*. Elle permet de réguler efficacement un système hybride (PV-éolien), et le contrôleur de courant élaboré surpasse le comportement non linéaire inhérent du système, renforçant ainsi sa robustesse. La méthode de contrôle suggérée assure une stabilité asymptotique du système.

De surcroît, nous avons proposé un convertisseur *DC* multiport comme alternative avantageuse aux topologies de convertisseurs traditionnels. Ce choix se justifie notamment par sa capacité à intégrer harmonieusement deux sources d'énergie renouvelable présentant des tensions distinctes, à l'instar du solaire et de l'éolien. La topologie que nous avons présentée dans cette étude s'est révélée efficace et optimale d'un point de vue régulateur. Elle

stabilise la tension du bus *DC* et maximise l'efficacité en utilisant un nombre minimal de composants de puissance et de contrôleurs *PWM*. Elle contribue aussi à l'équilibre énergétique global, réduisant les fluctuations de vitesse, de tension et de courant.

Pour valider l'ensemble de cette architecture, nous avons réalisé des tests sur un banc d'essai expérimental et procédé à une mise en œuvre sur le *DSP1104*. Les résultats recueillis démontrent que le contrôle suggéré améliore la stabilité du système, attestant ainsi de la pertinence et de l'efficacité du schéma proposé.

CHAPITRE V

STRATEGIES DE GESTION D'ENERGIES HYBRIDES PV-EOLIEN BASE SUR LE CONVERTISSEUR DC-DC MULTIPORT

V.1 Introduction.....	121
V.2 Architecture de système hybride	123
V.3 Contrôle MPPT du système hybride.....	124
V.4 Convertisseur DC-AC.....	127
V.5 Modélisation du filtre	129
V.6 Description de la charge	131
V.7 Stratégie de gestion d'énergie proposée	131
V.8 Résultats de la simulation.....	136
Conclusion.....	140

V.1 Introduction

Les chapitres II et III nous ont permis de disposer des modèles dynamiques de chacun des modules qui constituent le système multi-sources. Cette étape de modélisation est essentielle puisqu'elle permet d'une part de modéliser pour la synthèse des lois de commande, et d'autre part de comprendre la dynamique de chacun des différents modules afin de la prendre en compte lors de la conception d'une stratégie de gestion. En effet, une fois que le système multi-sources est bien modélisé, il est nécessaire de concevoir une stratégie de gestion optimale qui supervise les flux optimaux d'énergie. L'intégration des sources d'énergies renouvelables telles que l'énergie photovoltaïque (PV) et l'énergie éolienne dans les réseaux de distribution fait actuellement l'objet d'une attention croissante. En effet, les générateurs électriques deviennent très attrayants en raison de leurs nombreux avantages [134, 135]. Les sources d'énergies photovoltaïque et éolienne semblent présenter les avantages de la durabilité et ont été largement développées pour une variété d'applications. En raison des caractéristiques électriques non linéaires des sources photovoltaïques et éoliennes, qui dépendent principalement des conditions météorologiques, l'efficacité du système est compromise et de facto un contrôleur *MPPT* (*Maximum PowerPoint Tracking*) doit être connecté à chaque système d'énergie photovoltaïque et/ou éolienne pour le maintenir en permanence au point de fonctionnement optimal dans des conditions climatiques changeantes [136, 137]. Ces systèmes constituent des piliers complémentaires en matière de production d'énergie. Leur interconnexion harmonieuse au sein d'un unique réseau électrique optimise non seulement leur rendement, mais aussi la capacité et la fiabilité de l'énergie fournie. Par ailleurs, en associant l'énergie photovoltaïque et éolienne, ils offrent une solution pertinente aux défis d'intermittence propres aux énergies renouvelables, garantissant ainsi une intégration fluide avec le réseau existant [138, 139]. Face à la variabilité inhérente des conditions météorologiques, concevoir une stratégie efficace de gestion énergétique est impératif pour répondre pleinement à la demande [140]. De surcroît, le domaine regorge de

diverses approches en matière de gestion de l'énergie, chacune étant soutenue par des schémas de contrôle distincts [141].

Un système électrique hybride se doit d'opérer avec une source d'énergie renouvelable performante, transmissible depuis le côté continu (*DC*) vers le côté alternatif (*AC*) lorsqu'il est raccordé au réseau. À cet égard, les convertisseurs *DC-AC* et *DC-DC* jouent un rôle central. Ils nécessitent une commande via un contrôleur robuste afin de réguler le transfert d'énergie depuis les sources d'énergies renouvelables (*SER*) vers le réseau tout en garantissant une tension stable sur le bus *DC*. Ainsi, pour améliorer l'efficacité de ce système, un système *DC-DC* à double entrée et à sortie unique (*MISO*) est adopté avec un contrôleur robuste pour intégrer les deux générateurs renouvelables *PV* et *Eoliens* intermittents. Le domaine du contrôle non linéaire robuste, spécifiquement lorsqu'il est appliqué aux convertisseurs *DC/DC* de type *boost*, est un champ d'étude ayant captivé de nombreux chercheurs dans l'univers des systèmes d'énergie renouvelable et du secteur énergétique plus largement [142]. Diverses techniques de contrôle non linéaire, notamment le contrôle en mode glissant, ont été étudiées et explorées. La stabilité du système utilisant le mode glissant suggéré a d'ailleurs été validée grâce à la théorie de *Lyapunov*, entre autres approches [143, 144].

Dans ce chapitre, nous présentons une technique de contrôle robuste basée sur une nouvelle stratégie de gestion de l'énergie pour un système hybride connecté au réseau qui comprend deux systèmes de conversion d'énergie connectés à des charges *AC* ; la tension du bus *DC* a été stabilisée en utilisant une stratégie de contrôle non linéaire basée sur la théorie de *Lyapunov*. Afin d'optimiser le raccordement de la charge variable du système photovoltaïque/éolien au réseau, l'accent a été mis sur l'étude du profil de charge. Le recours à l'énergie photovoltaïque/éolienne apparaît comme une solution pertinente pour satisfaire la demande. En cas de défaillance du système hybride à répondre intégralement à cette demande, le réseau intervient en tant que source auxiliaire garantissant la continuité de l'alimentation électrique de la charge. Par ailleurs, le réseau s'avère aussi être un réceptacle pour toute production d'énergie excédentaire.

L'architecture du système hybride PV/Eolien, dans sa liaison avec le réseau, est conçue en prenant en compte les exigences techniques spécifiques. Ces impératifs découlent essentiellement des systèmes de suivi de puissance maximale (*MPPT*) ainsi que des protocoles de contrôle des convertisseurs *DC/DC* et *DC/AC*. Pour mettre en place cette architecture, un modèle représentatif des diverses sources d'énergie et des contraintes du système envisagé a été élaboré et soumis à simulation, tout comme l'algorithme qui lui est associé. De plus, le système en question pallie les défis liés à la synchronisation des sources en courant alternatif et à la régulation de puissance, surtout lors des périodes d'excédent ou de déficit énergétique. La validité de cette simulation a été confirmée à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink.

V.2 Architecture de système hybride

L'adoption de sources d'énergie renouvelables hybrides est à la fois efficace et cruciale. L'interconnexion de ces composants constitue un axe de recherche qui suscite l'intérêt de nombreux scientifiques. L'électronique de puissance demeure par ailleurs une pierre angulaire pour assurer le fonctionnement optimal des systèmes d'énergie renouvelable. Elle permet d'éviter une panoplie de problématiques techniques pouvant entraver la performance de ces systèmes.

L'ambition première de notre recherche vise à concevoir un système hybride (photovoltaïque-éolien) robuste, doté de la capacité de se raccorder ou de se débrancher du réseau selon les besoins, afin de gérer efficacement les situations d'excédent ou de déficit énergétique. La figure V.1 présente la structure suggérée pour le système électrique hybride (SEH). L'architecture est telle que les divers composants sont raccordés à un bus continu (*DC*) par l'entremise de convertisseurs de puissance *DC-DC* spécifiques. Chacun de ces systèmes est présumé être géré par un dispositif de commande autonome.

Au cœur de ce SEH, l'éolienne et le panneau photovoltaïque (*PV*) occupent la place des sources primaires. Elles sont connectées au bus *DC* via un convertisseur élévateur (*boost*) *DC-DC* de type *MISO*. Ce dernier est

responsable de la mise en œuvre des contrôles *MPPT*, tant pour l'éolienne que pour les panneaux photovoltaïques.

Un autre élément clé est le convertisseur *DC/AC*, qui a pour rôle de réguler la puissance transférée au le réseau. Il assure la liaison de l'ensemble des sources d'énergie vers un bus central, ici à une tension de 600 V. Ce raccordement se fait via leurs convertisseurs respectifs. En outre, chaque convertisseur est piloté de manière individuelle grâce à un contrôleur robuste spécifique.

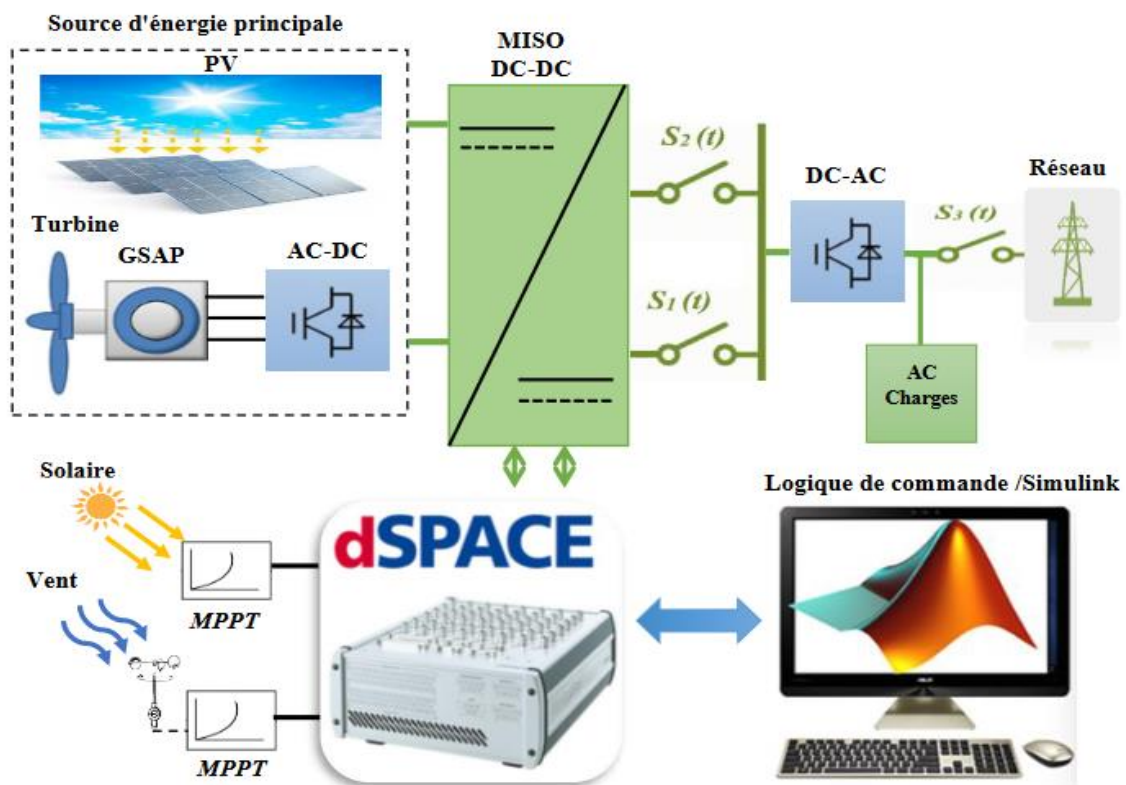


Fig. V.1. L'architecture proposée du système hybride.

V.3 Contrôle MPPT du système hybride

Pour la stratégie de gestion d'énergie, les sources renouvelables (PV-Eolienne) sont conçues pour fonctionner selon le mode *MPPT*. Ainsi, la stratégie de contrôle de ces systèmes s'articule autour de deux axes majeurs :

La première partie concerne la commande *MPPT* elle-même. Son rôle est de déterminer un point de consigne, autrement dit une référence, à laquelle la puissance délivrée par la source renouvelable atteint son maximum.

La seconde partie est dédiée à une loi de commande qui a pour mission de garantir que le système suit effectivement cette référence établie par la commande *MPPT*, assurant ainsi que le rendement énergétique est optimal.

De nombreux commandes *MPPT* existent déjà, qui incluent une diversité de plusieurs méthodologies et techniques. La plupart des commandes développés datent de plus d'une décennie, les plus récents sont principalement un changement, une combinaison ou l'adoption des principes utilisés dans les anciennes approches *MPPT* telles que les algorithmes de conductance incrémentale (*IC*) et de perturbation et d'observation (*P&O*), le mode glissant la logique floue et le réseau de neurone. L'objectif de ces approches *MPPT* est de transmettre la puissance maximale du système hybride à la charge en gérant le cycle de service du convertisseur sous plusieurs conditions météorologiques. De nombreuses techniques *MPPT* sont représentés dans la littérature [145, 146] pour acquérir la puissance maximale. A titre d'exemple, les figures (V.2, V.3, V.4, V.5) illustrent la parfaite poursuite des courants de l'éolienne et du PV pour une commande robuste (*MPPT-Modes glissants*)

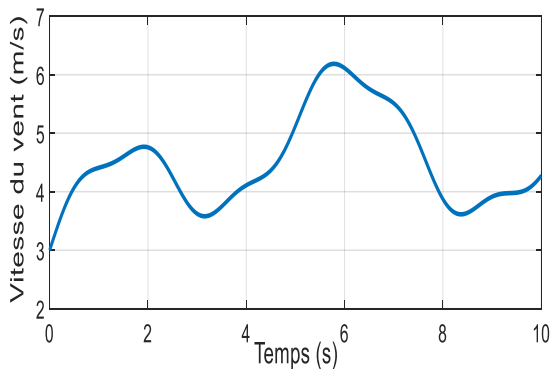


Fig.V.2. Profil du vent.

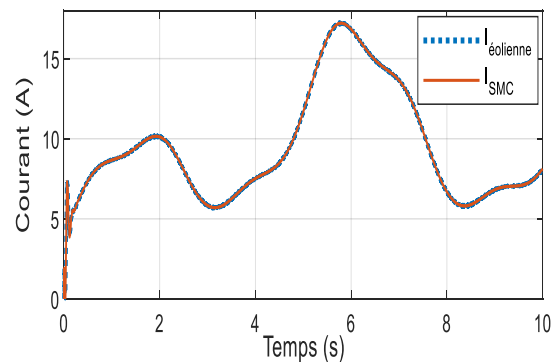


Fig.V.3. Courants de sortie de l'éolienne.

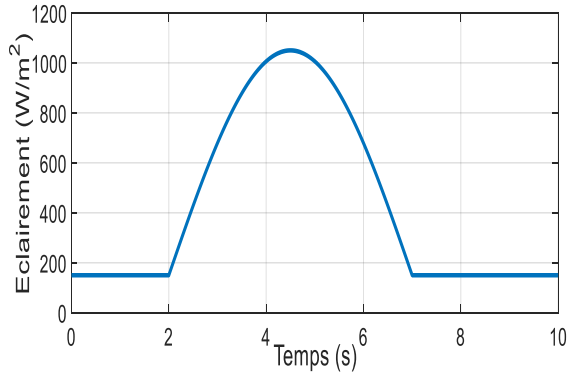


Fig.V.4. Profil du PV.

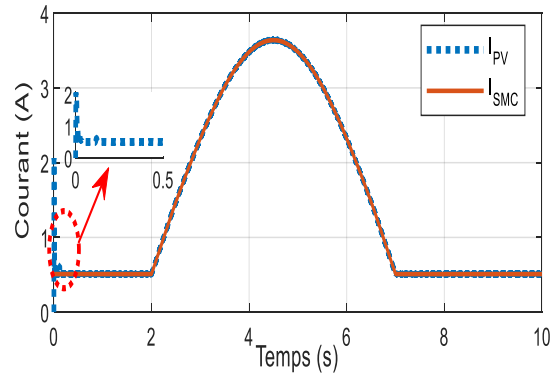


Fig.V.5. Courants de sortie du PV.

V.3.1 Stabilisation du bus DC

Il est nécessaire de surveiller toute perturbation de la puissance accumulée dans le bus *DC*, qui peut entraîner une grande différence de tension. Dans ce travail, nous visons à transférer la puissance totale du SERH au convertisseur de dérivation du réseau avec une perte de puissance minimale dans l'interconnexion *DC*. La stratégie de contrôle consiste ici à créer une transmission équilibrée entre la puissance du SERH et la puissance transmise côté réseau. L'équation dynamique de la tension est obtenue par l'équation [147].

$$\frac{\partial V_{dc}}{\partial t} = \frac{1}{C} (I_g - I_{ond}) \quad \text{V.1}$$

Le schéma de régulation du bus DC est illustré à la Fig. V.6.



Fig. V.6. Schéma de contrôle de la tension du bus DC.

V.4 Convertisseur DC-AC

Dans le cadre de cette étude, un onduleur triphasé à trois niveaux est employé pour transformer la tension issue du bus DC en une tension AC régulée. Cet onduleur est piloté de manière à pouvoir se connecter au réseau électrique en fournissant la tension et la fréquence appropriées. Après cette conversion, la tension est ensuite filtrée par un filtre LC pour assurer une sortie lisse et sans perturbations avant son injection dans le réseau. La conception de cet onduleur a été réalisée conformément à ce qui est décrit dans la référence [148]. Ce convertisseur est structuré autour de trois bras. Chaque bras est conçu à partir de deux transistors $IGBT$ en montage antiparallèle avec deux diodes. On considère chaque arrangement transistor-diode comme étant à commutation idéal. Une tension de bus DC complémentaire « $f_{1i} + f_{2i} = 1, i \in \{1,2,3\}$ » est utilisée pour contrôler les commutateurs au sein d'une seule cellule. L'impulsion de modulation de largeur "MLI" est utilisée pour commander l'onduleur.

Chaque association transistor-diode est envisagée comme ayant une commutation idéale, c'est-à-dire qu'elle commute sans pertes ni délais indésirables. Une tension de bus continu (DC) complémentaire, définie par l'équation « $f_{1i} + f_{2i} = 1, i \in \{1,2,3\}$ », est exploitée pour piloter les commutateurs au sein d'une cellule unique. Pour la commande de l'onduleur, la technique de modulation de largeur d'impulsion "MLI" est employée. Cette technique permet de contrôler précisément la sortie de l'onduleur, garantissant une conversion efficace de la tension.

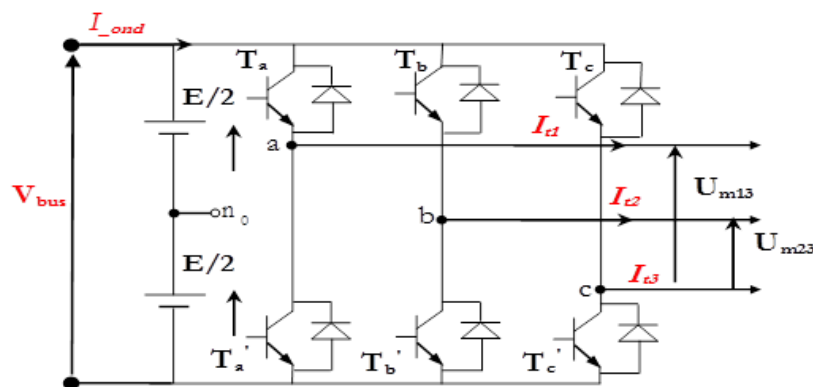


Fig. V.7. Conception de base d'un convertisseur DC/AC triphasé.

L'onduleur peut atteindre les huit états suivants, répertoriés dans le Tableau V.1 [149] :

Tableau V.1. Différents états de fonctionnement de l'onduleur.

f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}	m_1	m_2	U_{m13}	U_{m23}
1	1	0	0	0	1	1	1	U	U
1	0	0	0	1	1	1	0	U	0
1	0	1	0	1	0	0	-1	0	-U
0	0	1	1	1	0	-1	-1	-U	-U
1	1	1	1	0	0	0	0	-U	0
1	1	0	1	0	1	1	1	0	U
1	0	0	1	1	1	0	0	0	0
0	1	1	0	0	0	0	0	0	0

Les fonctions de conversion nommées m_1 et m_2 , dépendent des fonctions de connexion f_{11} , f_{12} et f_{13} , comme suit :

$$\begin{aligned} m_1 &= f_{11} - f_{13} \\ m_2 &= f_{12} - f_{13} \end{aligned} \quad \text{V.2}$$

Les trois tensions simples modulées « V_{m1} , V_{m2} et V_{m3} » proviennent de tensions composées qui ont été modifiées à l'aide des formules suivantes :

$$\begin{bmatrix} V_{m1} \\ V_{m2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_{m1} \\ U_{m2} \end{bmatrix} \quad \text{V.3}$$

avec, $V_{m3} = -V_{m1} - V_{m2}$

Le courant modulé à l'entrée de l'onduleur " I_{ond} " est obtenu à partir des courants de filtrage I_{t1} et I_{t2} des fonctions de conversion " m_1 et m_2 " selon :

$$[I_{-ond}] = [m_1 \quad m_2] \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \end{bmatrix} \quad \text{V.4}$$

Le passage d'un système triphasé alternatif à un système diphasique continu est réalisable grâce à la transformation de *Park*, qui est définie par la matrice de rotation $[P(\tilde{A})]$:

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \text{ avec } [P] = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad \text{V.5}$$

L'angle de rotation du repère biphasé tournant de *Park* est représenté par θ , et $[P]$ est connu sous le nom de matrice de *Park*. Les tensions simples modulées par le convertisseur du coté charge (V_{md}) et (V_{mq}) sont exprimées dans le repère de *Park*, et dépendent des tensions de réglage du convertisseur (U_{dw}) et (U_{qw}) :

$$\begin{bmatrix} V_{md} \\ V_{mq} \end{bmatrix} = \frac{V_{bus}}{2} \begin{bmatrix} U_{dw} \\ U_{qw} \end{bmatrix} \quad \text{V.6}$$

Elles peuvent être, aussi, énoncées par [16]:

$$\begin{bmatrix} V_{md} \\ V_{mq} \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} V_{m1} \\ V_{m2} \\ V_{m3} \end{bmatrix} \frac{V_{bus}}{2} \quad \text{V.7}$$

Le courant modulé à l'entrée de l'onduleur s'écrit comme suit :

$$[I_{-ond}] = \frac{1}{2} [U_{dw} \quad U_{qw}] \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \end{bmatrix} \quad \text{V.8}$$

Les composantes directes et en quadrature des courants de ligne sont I_{td} et I_{tq} :

$$\begin{bmatrix} I_{td} \\ I_{tq} \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \\ I_{t3} \end{bmatrix} \quad \text{V.9}$$

V.5 Modélisation du filtre

V.5.1 Modélisation du filtre "RL" dans le repère naturel

Afin de prévenir la propagation des harmoniques dans le réseau électrique, un filtre passif série (composé de R_f , L_f) est installé entre le convertisseur de puissance et le réseau, comme le montre la Figure V.8.

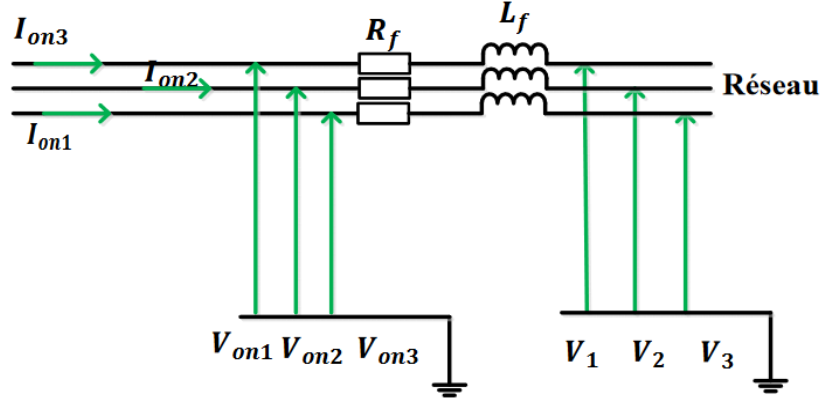


Fig. V.8. Schéma électrique du filtre "RL" [1].

Les tensions aux bornes des bobines sont intégrées pour produire les courants traversant le filtre :

$$\begin{cases} I_{t1}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{L_{f1}} dt + I_{t1}(t_0) \\ I_{t2}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{L_{f2}} dt + I_{t2}(t_0) \\ I_{t3}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{L_{f3}} dt + I_{t3}(t_0) \end{cases} \quad \text{V.10}$$

où, $I_{t1}(t_0)$, $I_{t2}(t_0)$ et $I_{t3}(t_0)$ sont respectivement les courants traversant le filtre à l'instant initial t_0 .

Le courant de la troisième phase peut être calculé à partir des deux premiers :

$$I_{t3} = -I_{t1} - I_{t2} \quad \text{V.11}$$

Ainsi, l'équation fournissant les tensions aux bornes des résistances s'écrit comme suit :

$$V_{R_{fi}} = R_{fi} I_{ti} \quad \text{V.12}$$

et aussi pour les tensions aux bornes des inductances :

$$V_{L_{fi}} = \Delta V_i - V_{R_{fi}} \quad \text{V.13}$$

et enfin aux bornes des bobines ($R_f L_f$) en appliquant la loi des mailles :

$$\Delta V_i = V_{oni} - V_i \quad \text{V.14}$$

V.5.2 Modélisation du filtre dans le repère de Park

La combinaison des équations précédentes donnera les équations différentielles régissant le fonctionnement du filtre:

$$\begin{bmatrix} V_{on1} \\ V_{on2} \\ V_{on3} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \\ I_{t3} \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \\ I_{t3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad \text{V.15}$$

L'application de la transformation de Park nous donne :

$$V_{on}(dq) = R_f I_t(dq) + L_f \frac{d}{dt} I_t(dq) - L_f \omega_g I_t(dq) + V(dq) \quad \text{V.16}$$

V.6 Description de la charge

La consommation électrique (Charges) quotidienne d'un foyer peut varier considérablement d'une région à l'autre en raison de divers facteurs, notamment la structure du réseau électrique, les tarifs de l'électricité et les habitudes de consommation énergétique. Les dispositifs tels que l'éclairage, la climatisation, les machines à laver et les réfrigérateurs représentent des postes de consommation énergétique importants. De plus, il est courant de constater des pics de consommation pendant les heures de pointe du réseau électrique. En général, la répartition de la consommation d'énergie dans un foyer se présente comme suit [150, 151] :

- Heures pleines (10 :00-15 :00) et (17 :00-22 :00) ;
- Heures creuses (07 :00-10 :00), (15 :00-17 :00) et (22 :00-00 :00).

V.7 Stratégie de gestion d'énergie proposée

Étant donné la consommation énergétique substantielle des résidences pour leurs besoins quotidiens, il est essentiel de mettre en place une Stratégie de Gestion de l'Énergie (SGE). Le schéma global de cette stratégie est illustré dans la Figure V.9. Cette approche s'articule autour de la surveillance, du contrôle et de l'optimisation des besoins énergétiques des occupants, visant à minimiser la consommation d'énergie tout en répondant efficacement aux demandes domestiques.

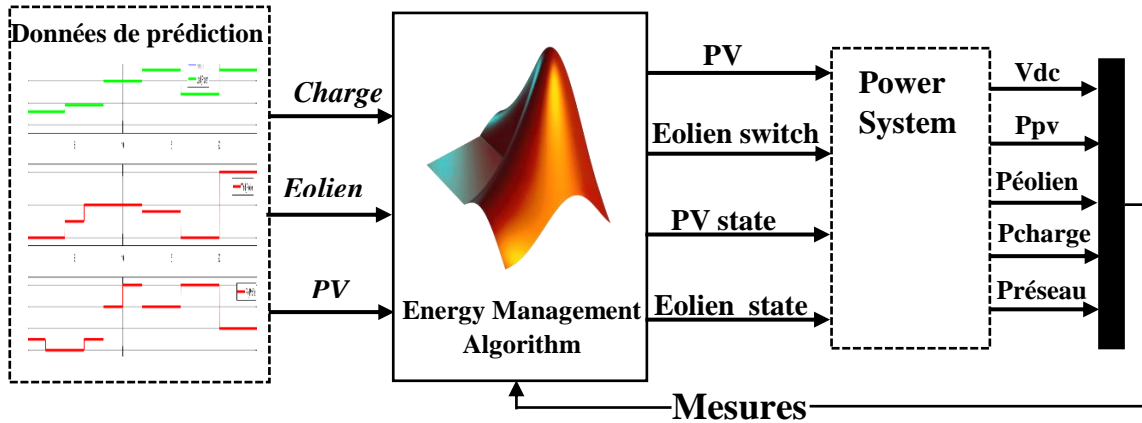


Fig. V.9. Diagramme de contrôle global de SGE.

Pour rappel, nous allons introduire, dans ce qui suit, un système de gestion de l'énergie (SGE) simple et efficace basé sur la technologie d'optimisation, dans le but de répondre aux besoins en matière de consommation énergétique. Notre système de contrôle attribue correctement l'état au vecteur de décision choisi, représenté sous forme de l'ensemble de commutateurs illustré dans la figure V.1, où $s(t) = [s_1(t), s_2(t), s_3(t)]$. A tout moment, la possibilité de puiser de l'énergie du réseau est disponible pour atteindre l'autosuffisance énergétique. De plus, dans des conditions de fonctionnement optimales, les générateurs photovoltaïques et éoliens fonctionnent en mode *MPPT* ou en mode veille, en fonction des besoins énergétiques. Le système de stratégie de gestion de l'énergie détermine le mode de fonctionnement approprié pour chaque période en comparant les besoins en énergie avec la disponibilité d'énergie provenant des trois sources. Comme évoqué précédemment, l'énergie produite par les trois sources doit équilibrer la demande électrique. Par conséquent, pour chaque période, la contrainte d'équilibre énergétique s'exprime comme suit :

$$\begin{aligned}
 P_{charge} &= \sum_{i=1}^N P_{générée} + P_{réseau} \\
 &= P_{PV} + P_{éolienne} + P_{réseau}
 \end{aligned}
 \tag{V.17}$$

Le SGE gère la puissance dans le réseau en fonction de la relation entre la puissance requise Δp et la charge afin de répondre à la demande de charge où :

$$\begin{aligned}\Delta p &= P_{charge} - P_{générée} \\ &= P_{charge} - (P_{PV} + P_{éolienne})\end{aligned}\tag{V.18}$$

En cas de déficit énergétique, le SGE récupère de l'électricité à partir du réseau. Pour assurer un fonctionnement efficace du système, il est soumis à plusieurs contraintes. Par exemple, le système PV-Éolien ne peut pas injecter d'excès d'énergie dans le réseau. En situation critique, le réseau agit simplement comme une source d'alimentation de secours. La méthode d'optimisation se distingue par sa simplicité et sa réactivité, en faisant ainsi une solution idéale pour résoudre les problèmes de gestion d'énergie. De plus, elle n'exige pas une grande quantité de mémoire ni la résolution de mathématiques complexes, contrairement à d'autres approches.

L'algorithme se consacre donc à la problématique de la commande de commutation en temps réel, en ajustant les opérations en fonction des besoins électriques des résidents. La charge que nous cherchons à atteindre varie tout au long de la journée et est liée aux heures de pointe ainsi qu'aux heures creuses. Les pertes des convertisseurs statiques sont également prises en compte par le système et le SGE calcule, dans ce cas, la puissance disponible dans le bus *DC* à chaque instant, en tenant compte de la stabilité de la tension dans le bus *DC*. Il existe deux types de charges : les charges fixes et mobiles. Le système de gestion commence par approvisionner les charges à l'aide du système photovoltaïque (*PV*) ou éolien, que ce soit en mode *MPPT* ou non. Si la charge nécessaire demeure supérieure à la production, le réseau électrique intervient automatiquement pour alimenter les charges requises.

V.7.1 Stratégie de commutation

Comme indiqué précédemment, afin d'atteindre l'objectif de garantir un contrôle efficace de la gestion de l'énergie, le SGE a été élaboré, basé sur quatre modes de fonctionnement et de multiples scénarios, chacun étant associé à un modèle spécifique. Les scénarios liés à chaque modèle sont exposés dans la gestion de l'algorithme. Les modèles de fonctionnement étudiés sont également définis comme suit :

- **Mode 1 (M1)** : Lorsque la puissance disponible pour les deux sous-systèmes (PV-Eolien) est supérieure à la puissance de la demande et que la puissance éolienne est supérieure à la puissance PV, mais que la puissance solaire est inférieure à la puissance de la demande, le système solaire a la priorité pour fonctionner à son propre MPP tandis que le système éolien fonctionne sans MPP :

$$P_{charge} = P_{éolienne} + P_{PV_{mpp}} \quad V.19$$

- **Mode 2 (M2)** : Lorsque la puissance disponible des deux systèmes (PV-éolien) est supérieure à la puissance de la demande, et que la puissance éolienne est inférieure, à la fois, à la puissance PV et à la puissance de la demande, le système éolien a la priorité pour fonctionner à son MPP et la puissance PV fonctionne sans ajustement :

$$P_{charge} = P_{éolienne_{mpp}} + P_{PV} \quad V.20$$

- **Mode 3 (M3)** : Quand la puissance disponible des deux systèmes (PV-éolien) excède deux fois la demande de puissance, le système éolien fonctionne à 70 % de sa puissance maximale, tandis que le système PV fonctionne à 30 % de sa capacité maximale :

$$P_{charge} = 0.7P_{éolienne} + 0.3P_{PV} \quad V.21$$

- **Mode 4 (M4)** : Lorsque la puissance disponible pour les deux systèmes (PV-éolien) est inférieure à la puissance demandée, les deux systèmes (PV-éolien) fonctionnent avec MPPT et le réseau intervient :

$$P_{charge} = P_{éolienne_{mpp}} + P_{PV_{mpp}} + P_{réseau} \quad V.22$$

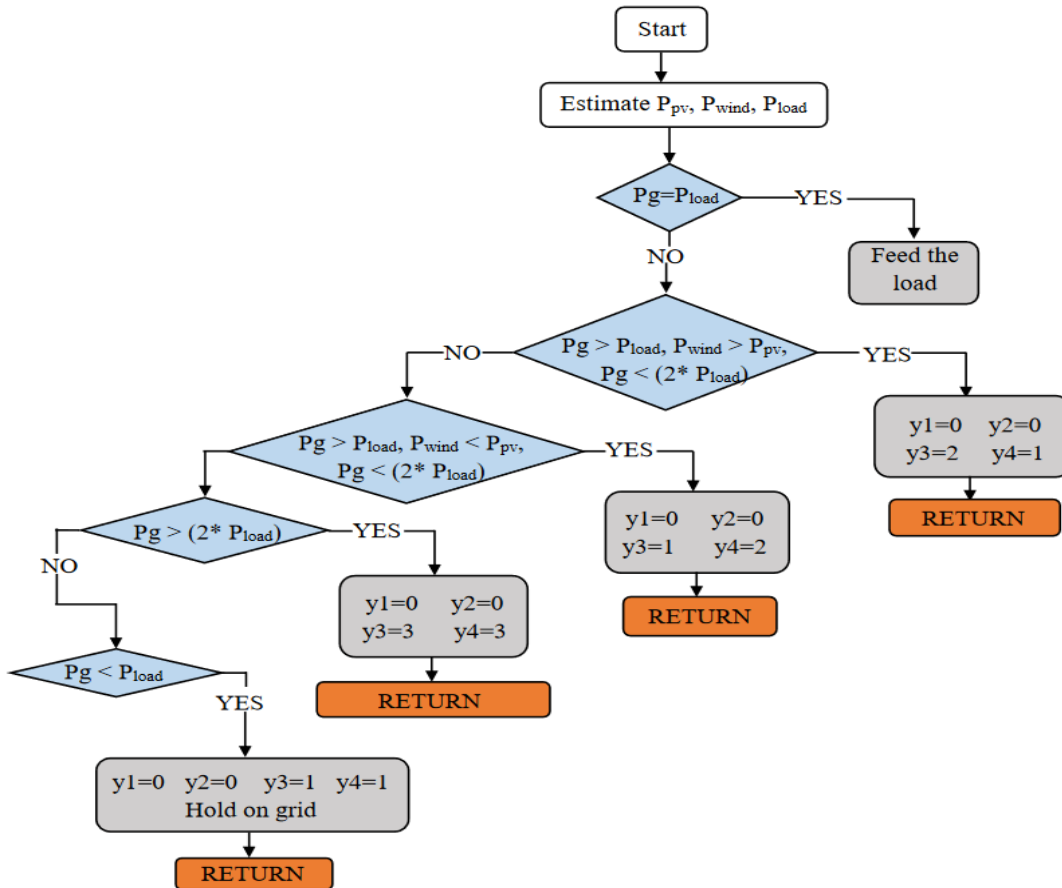


Fig. V.10. Organigramme proposé pour la GEH et la commutation.

Sur l'organigramme de la figure V.10, les variables $y1$ et $y2$ sont utilisées pour gérer la commutation des deux systèmes : éolien et photovoltaïque, respectivement. Ainsi, elles jouent un rôle clé dans la coordination et le contrôle de ces deux sources d'énergies renouvelables au sein de l'architecture globale du système. Les états $y3$ et $y4$ représentent respectivement l'état de fonctionnement des systèmes éoliens et photovoltaïques :

- Lorsque $y1$ ou $y2 = 0$, le système est en marche et lorsque $y1$ ou $y2 = 1$, le système est arrêté ;
- Lorsque $y3$ ou $y4 = 1$, le système fonctionne en MPPT et lorsque $y3$ ou $y4 = 2$, il fonctionne sans.
- Pour $y3 = 3$, le système éolien fonctionne à soixante-dix pour cent (70 %) de sa puissance maximale.
- Pour $y4 = 3$, le système photovoltaïque fonctionne à trente pour cent (30 %) de sa puissance.

V.8 Résultats de la simulation

Afin d'évaluer les performances du système de stratégie de gestion proposé, des simulations ont été réalisées pour diverses conditions climatiques de rayonnement solaire et de vitesse du vent. Les paramètres du système étudié sont résumés dans le tableau 2.

Tableau V.2. Spécifications du système

Paramètres	Valeurs
Puissance PV (Min-Max)	(0-950) W
Puissance éolienne (Min-Max)	(970-1970) W
Puissance de charge (Min-Max)	(600-2500) W
Tension de bus DC	600 V

Les profils de vent et de rayonnement solaire utilisés ont été générés à partir de données non stationnaires et variables de manière aléatoire. Ces profils ont été employés pour évaluer l'efficacité du contrôleur. Le profil d'éclairement varie périodiquement entre 300 W/m² et 1000 W/m² pour une température de 25 °C, comme illustré dans la Figure V.11. Par ailleurs, la Figure V.12 affiche le profil de la vitesse du vent, lequel varie de 4 à 6 m/s.

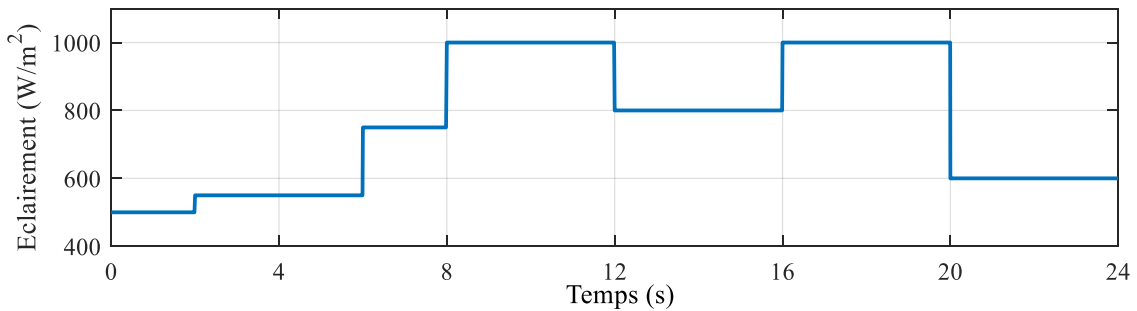


Fig. V.11. Profil d'éclairement (W/m²).

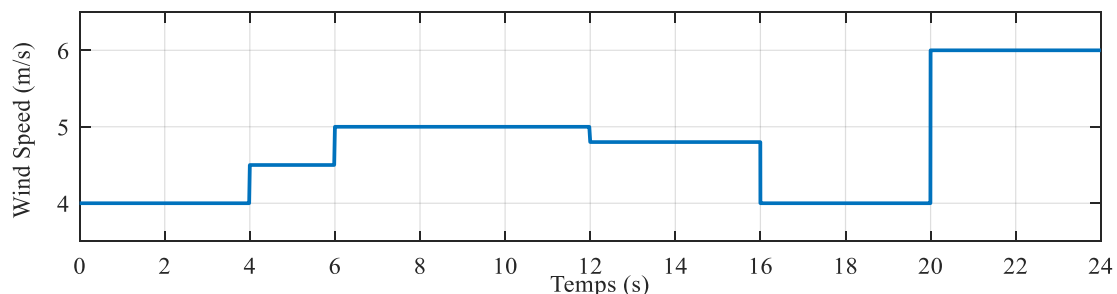


Fig. V.12. Profil du vent (m/s).

La tension du bus DC est stabilisée par un contrôleur robuste basé sur le mode glissant avec la fonction de *Lyapunov*, qui stabilise la tension du bus pour des variations importantes de la puissance de charge en fonction de l'erreur entre la tension mesurée et la tension de référence, améliorant ainsi les performances du contrôleur, comme le montre la figure V.13. Les fluctuations de tension sont dues aux charges et aux fluctuations de la puissance photovoltaïque et éolienne.

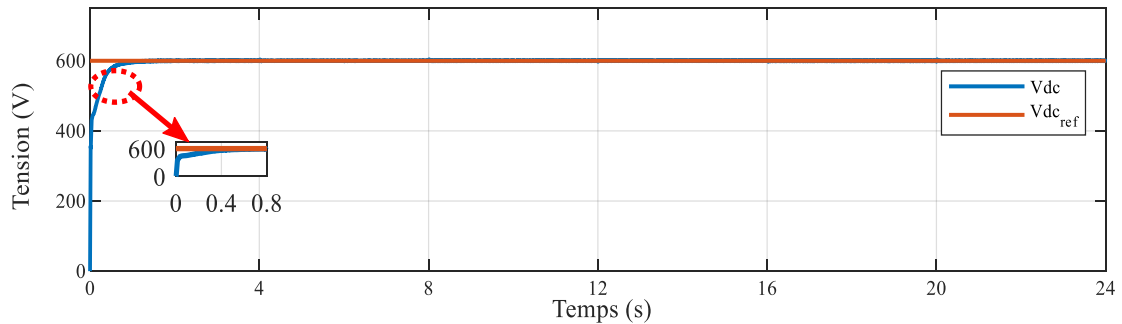


Fig. V.13. Tension du bus continu.

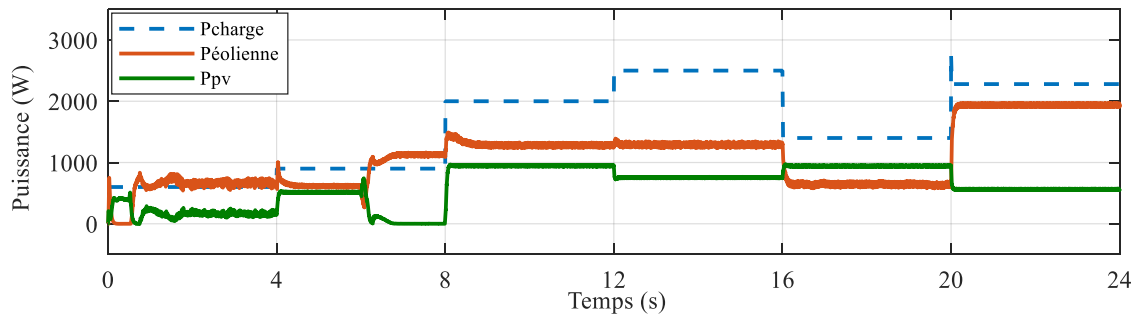


Fig. V.14. Puissance du PV, éolienne et le profil de charge.

Comme le montre la figure V.14, la demande en puissance de charge est considérablement supérieure à la puissance combinée solaire et éolienne. En conséquence, en de telles situations, le réseau électrique fournit la puissance manquante. La puissance de charge varie en fonction de la consommation électrique du client et des heures de la journée, notamment pendant les périodes de pointe et de faible demande. Toutes les sources d'énergie sont connectées au bus DC à l'aide de convertisseurs statiques. Les conditions météorologiques varient en fonction du rayonnement solaire et de la vitesse du vent, entraînant ainsi des fluctuations de la production d'énergie.

L'état des interrupteurs des systèmes photovoltaïque et éolien sont présentés sur les figures V.15 et V.16 respectivement, ce sont tous les deux à zéro, donc les deux systèmes fonctionnent simultanément.

Les figures V.17 et V.18 représentent respectivement l'état de fonctionnement des systèmes photovoltaïque et éolien. Lorsque les états *PV* ou éolien = 1, cela signifie que le système fonctionne en *MPPT* et lorsque les états *PV* ou éolien = 2, cela signifie que le système fonctionne sans *MPPT*, pour les états *PV* ou éolien = 3, cela signifie que le système éolien fonctionne à soixante-dix pour cent (70 %) de sa puissance et le système *PV* fonctionne à trente pour cent (30 %) de sa puissance.

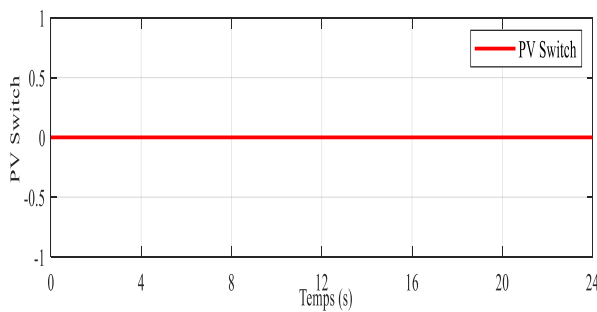


Fig. V.15. Commutateur de source PV.

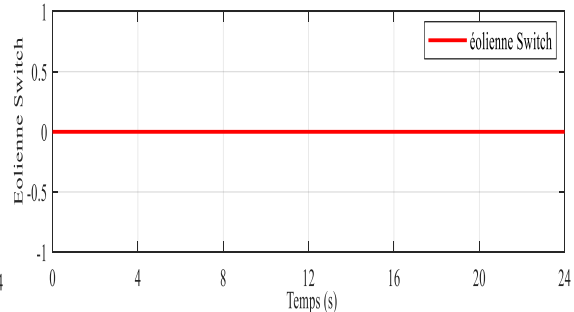


Fig. V.16. Commutateurs de source éolienne.

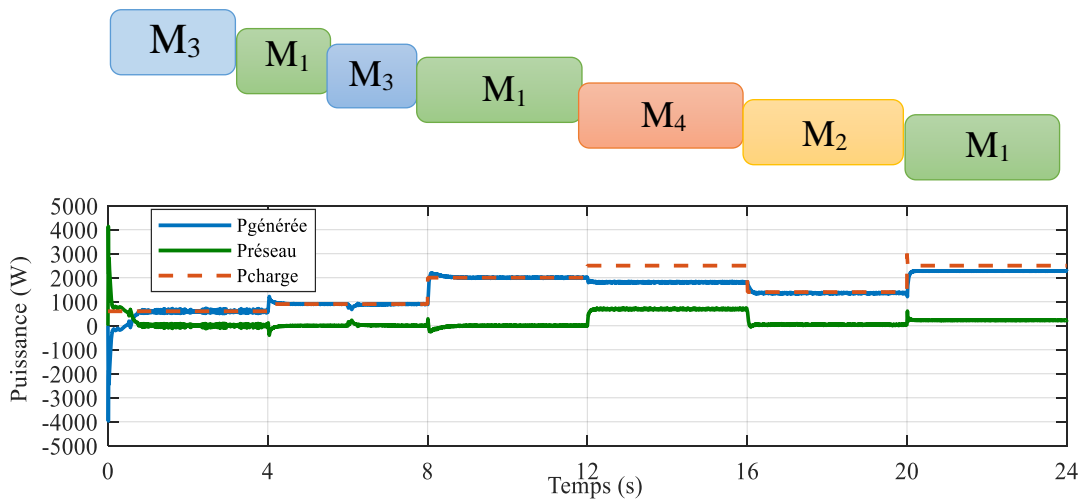


Fig. V.17. Puissances PV/éolienne, réseau et charge générés par le SGE proposé.

Cet algorithme peut être considéré comme intuitif car il repose sur l'hypothèse que l'évolution de la demande en énergie dépend des périodes mentionnées précédemment. Il est également plausible de supposer que le rayonnement

solaire et la vitesse du vent connaissent des variations significatives tout au long de la journée. La figure V.17 représente la puissance requise par la charge ainsi que le travail effectué par le système pour répondre à la demande énergétique du consommateur. L'efficacité de l'algorithme de gestion proposé est mise en évidence dans cette figure, laquelle peut être divisée en sept phases distinctes :

1. Pour $0 \text{ s} \leq t \leq 4 \text{ s}$, la vitesse du vent et le rayonnement solaire sont les plus faibles. Cela correspond au mode de fonctionnement M3, car la puissance disponible des deux systèmes (PV-Eolien) est plus de deux fois supérieure à celle de la charge ;
2. Pour $4 \text{ s} \leq t \leq 6 \text{ s}$, la vitesse du vent et le rayonnement solaire commencent à augmenter progressivement. Lorsque la puissance disponible pour les deux systèmes (P_g) est supérieure à la puissance demandée, et que le fonctionnement se fait par ordre de priorité, cela correspond au mode de fonctionnement M₁ ;
3. Pour $6 \text{ s} \leq t \leq 8 \text{ s}$, la vitesse du vent et le rayonnement continuent d'augmenter progressivement. Cela correspond au mode de fonctionnement M₃, car la puissance disponible pour les deux systèmes (P_g) est plus de deux fois supérieure à la puissance de charge.
4. Pour $8 \text{ s} \leq t \leq 12 \text{ s}$, la vitesse du vent est constante à sa vitesse moyenne, tandis que le rayonnement reste constant à sa valeur maximale, où la puissance disponible pour les deux systèmes (P_g) est supérieure à la puissance de la demande et le fonctionnement est selon la priorité, cela correspond au mode de fonctionnement M₁.
5. Pour $12 \text{ s} \leq t \leq 16 \text{ s}$, où la puissance de demande atteint sa valeur maximale et la puissance disponible pour les deux systèmes (P_g) est inférieure à la puissance de demande, cela correspond au mode de fonctionnement M₄ avec intervention du réseau pour travailler et fournir de l'énergie au système parce que la puissance disponible pour les deux systèmes (P_g) n'est pas en mesure de répondre aux besoins par eux-mêmes.
6. Pour $16 \text{ s} \leq t \leq 20 \text{ s}$, la vitesse du vent est réduite à sa vitesse minimale tandis que le rayonnement augmente jusqu'à sa valeur maximale, où la

puissance disponible pour les deux systèmes (P_g) est supérieure à la puissance de la demande et le fonctionnement se fait selon la priorité, cela correspond au mode de fonctionnement M_2 .

7. Pour $20 \text{ s} \leq t \leq 24 \text{ s}$, la vitesse du vent augmente jusqu'à sa valeur maximale tandis que le rayonnement diminue progressivement, la puissance disponible pour les deux systèmes (P_g) étant supérieure à la puissance demandée et le fonctionnement s'effectuant en fonction de la priorité, cela correspond au mode de fonctionnement M_1 .

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons examiné la mise en œuvre et la simulation d'un système hybride complet combinant trois sources : PV/Eolien/Réseau. Nous avons proposé une stratégie de gestion de l'énergie (SGE) efficace pour assurer un fonctionnement économique de ce système hybride connecté au réseau. Ce système hybride se compose principalement de deux sources d'énergies renouvelables : l'éolien et le photovoltaïque. Notre stratégie de gestion de l'énergie repose sur un ensemble de règles déterministes qui tiennent compte de tous les scénarios de fonctionnement possibles du système hybride.

La priorité est donnée à la production d'énergie éolienne et solaire, puis au réseau électrique en tant que source de secours lorsque le système hybride ne peut pas satisfaire les besoins énergétiques. Nous avons également introduit un convertisseur *DC-DC* à entrées multiples et une seule sortie (*MISO*) comme une solution innovante par rapport aux topologies de convertisseurs classiques pour combiner deux sources d'énergies renouvelables avec des niveaux de tension différents.

Le modèle de contrôle utilisé est basé sur un système de contrôle non linéaire, en mettant l'accent sur le contrôle à mode glissant pour gérer efficacement le comportement non linéaire du système hybride, garantissant ainsi sa robustesse.

Notre stratégie vise à atteindre deux objectifs : minimiser les coûts de l'alimentation de charge tout en maintenant une tension de bus *DC* stable, et améliorer l'efficacité globale du système, des objectifs qui ont été atteints avec succès. Pour démontrer l'efficacité de notre stratégie de gestion, nous avons

réalisé de nombreuses simulations pour analyser les différents modes de fonctionnement du système hybride sous divers scénarios. Les résultats obtenus montrent la capacité du système hybride à réagir efficacement aux besoins dans diverses situations de fonctionnement.

En conclusion, notre système hybride répond de manière très satisfaisante aux exigences de fonctionnement d'un Système d'Énergie Renouvelable Hybride (SERH) connecté au réseau.

Conclusion générale

Le mémoire de thèse présenté ici traite de l'étude et de la conception d'un dispositif destiné à gérer le flux d'énergie en provenance de différentes sources d'énergies renouvelables, ainsi que du réseau électrique ou les batteries en tant que sources de dernier recours, pour alimenter un habitat.

La majeure partie de l'énergie actuellement utilisée provient des combustibles fossiles, ce qui a des effets néfastes sur l'environnement en contribuant au réchauffement climatique. L'avènement des systèmes d'énergies renouvelables (SER) représente une solution pour atténuer les inconvénients liés à l'utilisation des combustibles fossiles. Ces systèmes permettent de répondre à la demande d'énergie tout en assurant une production durable et respectueuse de l'environnement.

Les travaux de ce mémoire explorent les moyens de mettre en œuvre une telle solution pour garantir un approvisionnement en énergie plus propre et plus durable pour les habitations. Ils représentent, en effet, une contribution à la fois théorique et expérimentale dans le domaine de la commande et de la gestion des systèmes d'énergies hybrides.

L'objectif principal de cette thèse était de modéliser, dimensionner et gérer l'énergie d'un système hybride composé d'un générateur photovoltaïque (PV) et d'une éolienne en tant que sources principales, ainsi que des batteries et du réseau électrique en tant que sources auxiliaires. Cette recherche vise à développer des méthodes et des stratégies permettant d'optimiser l'efficacité et la fiabilité de ce système hybride, en intégrant efficacement les sources d'énergie renouvelable avec les sources conventionnelles, tout en garantissant une alimentation en énergie continue et durable.

Travaux accomplis et Résultats obtenus

La première étape de notre travail a consisté à modéliser, simuler et valider expérimentalement une chaîne photovoltaïque avec la mise en œuvre de commandes de suivi du point de puissance maximale (*MPPT*) sur le système

dSPACE1104 au laboratoire LTI à Soissons, en France. Ensuite, nous avons réalisé la modélisation et la simulation d'une chaîne éolienne basée sur une commande vectorielle de la machine synchrone à aimant permanent.

Ensuite, pour garantir la continuité du service et le bon fonctionnement du système d'énergies renouvelables, nous avons développé une technique de gestion des flux d'énergie pour un système multi-sources composé d'un générateur photovoltaïque (*PV*) et d'une éolienne. La première partie du système hybride est dédiée à l'hybridation (*PV/Éolien/Batteries*), et cette technique assure l'autonomie de la charge tout en prenant en compte les caractéristiques dynamiques et technologiques de chaque source d'énergie. Ces stratégies ont été évaluées à la fois par simulation et par des expérimentations utilisant des données climatiques réelles. Cette technique s'est révélée être un outil efficace pour la prédiction du potentiel d'énergie renouvelable, permettant d'anticiper les situations critiques et d'assurer l'autonomie de la charge même dans ces circonstances.

Le convertisseur *DC* multiport a été conçu et mis en œuvre à l'aide de MATLAB Simulink, puis il a été soumis à des tests expérimentaux dans notre laboratoire de recherche LSP-IE. Nous avons utilisé la plateforme *dSPACE 1104* comme appareil numérique en temps réel pour appliquer notre commande proposée et évaluer le fonctionnement du convertisseur en conditions réelles.

Les résultats obtenus montrent que la commande que nous avons proposée garantit une stabilité asymptotique. De plus, le convertisseur *DC* multiport s'est avéré être une solution efficace par rapport aux topologies de convertisseurs classiques pour l'intégration de plusieurs sources d'énergie avec différents niveaux de tension. En fin de compte, la topologie que nous avons développée dans ce travail s'est révélée efficace du point de vue du contrôle, car elle permet à la fois de stabiliser la tension du bus *DC* et d'optimiser le nombre de composants de puissance tout en utilisant un minimum de contrôleurs *PWM*.

La deuxième partie du système hybride est composée d'un générateur photovoltaïque (*PV*) et d'une éolienne en tant que sources principales, tandis que le réseau électrique est utilisé comme source d'appoint. En ce qui concerne les stratégies de gestion de l'énergie, notre approche vise à réaliser deux objectifs principaux :

- Fournir une puissance de charge au coût le plus bas tout en maintenant une tension de bus *DC* stable ;
- Améliorer l'efficacité globale du système tout en optimisant l'utilisation des sources d'énergie renouvelable.

Suggestions et perspectives

Pour les perspectives de ce travail, nous envisageons de :

- Étendre la conception des convertisseurs double et triple entrées vers des convertisseurs multi-entrées afin d'augmenter le nombre de sources d'énergie prises en compte. Cela nous permettra d'ajuster la quantité de puissance que chaque source doit fournir en suivant le principe de partage de puissance. En conséquence, nous pourrions effectuer une gestion de l'énergie plus avancée entre les différentes sources d'énergie et la charge.
- Mener une validation expérimentale de la stratégie de gestion de l'énergie pour un micro-réseau connecté au réseau. Cependant, il est important de noter que ce point peut être complexe, notamment en ce qui concerne la synchronisation avec le réseau électrique.
- Explorer le développement de commandes basées sur l'intelligence artificielle pour améliorer la gestion et le contrôle des systèmes hybrides d'énergies renouvelables. Cela pourrait inclure l'utilisation de techniques telles que l'apprentissage automatique et les réseaux neuronaux pour optimiser les performances du système.

Ces perspectives visent à continuer d'améliorer les technologies de gestion de l'énergie et à les rendre plus efficaces, flexibles et intelligentes pour répondre aux besoins, en constante évolution, des systèmes d'énergies renouvelables.

Références

- [1] S. L. Y. Lo, B. S. How, W. D. Leong, S. Y. Teng, M. A. Rhamdhani, and J. Sunarso, "Techno-economic analysis for biomass supply chain: A state-of-the-art review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110164, 2021.
- [2] S. S. Bhakre, P. D. Sawarkar, and V. R. Kalamkar, "Numerical study on photovoltaic thermal phase change material system in hot climatic conditions," *Applied Thermal Engineering*, vol. 227, p. 120423, 2023.
- [3] S. Mahjoub, M. Ayadi, and N. Derbel, "Comparative study of smart energy management control strategies for hybrid renewable system based Dual Input-Single Output DC-DC Converter," *Journal of Electrical Systems*, vol. 16, pp. 218-234, 2020.
- [4] S. Mahjoub, L. Chrifi-Alaoui, B. Marhic, and L. Delahoche, "Predicting Energy Consumption Using LSTM, Multi-Layer GRU and Drop-GRU Neural Networks," *Sensors*, vol. 22, p. 4062, 2022.
- [5] X. Fang and Q. Yang, "Cooperative energy dispatch for multiple autonomous microgrids with distributed renewable sources and storages," in *Smart Power Distribution Systems*, ed: Elsevier, 2019, pp. 127-160.
- [6] F. Qureshi, M. Yusuf, M. A. Khan, H. Ibrahim, B. C. Ekeoma, H. Kamyab, M. M. Rahman, A. K. Nadda, and S. Chelliapan, "A state-of-the-art review on the latest trends in hydrogen production, storage, and transportation techniques," *Fuel*, vol. 340, p. 127574, 2023.
- [7] L. Xiong, P. Li, F. Wu, M. Ma, M. W. Khan, and J. Wang, "A coordinated high-order sliding mode control of DFIG wind turbine for power optimization and grid synchronization," *International journal of electrical power & energy systems*, vol. 105, pp. 679-689, 2019.
- [8] M. S. Alam, F. S. Al-Ismail, F. A. Al-Sulaiman, and M. A. Abido, "Energy management in DC microgrid with an efficient voltage compensation mechanism," *Electric Power Systems Research*, vol. 214, p. 108842, 2023.
- [9] F. E.-z. Lamzouri, E.-M. Boufounas, and A. El Amrani, "Efficient energy management and robust power control of a stand-alone wind-photovoltaic hybrid system with battery storage," *Journal of Energy Storage*, vol. 42, p. 103044, 2021.

-
- [10] M. Jahangiri, A. A. Shamsabadi, A. Mostafaeipour, M. Rezaei, Y. Yousefi, and L. M. Pomares, "Using fuzzy MCDM technique to find the best location in Qatar for exploiting wind and solar energy to generate hydrogen and electricity," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, pp. 13862-13875, 2020.
- [11] T. Praveen Kumar, N. Subrahmanyam, and M. Sydulu, "Power flow management of the grid-connected hybrid renewable energy system: A PLSANN control approach," *IETE Journal of Research*, vol. 67, pp. 569-584, 2021.
- [12] M. Lagouir, A. Badri, and Y. Sayouti, "Development of an Intelligent Energy Management System with Economic Dispatch of a Standalone Microgrid," *Journal of Electrical Systems*, vol. 15, 2019.
- [13] S. Faquir, A. Yahyaouy, H. Tairi, and J. Sabor, "Energy management of an extended hybrid renewable energy system for isolated sites using a fuzzy logic controller," in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, p. 012025.
- [14] H. Abouobaida and S. El Bied, "Modelling and control design for Energy Management of grid connected Hybrid PV-wind system," *International Journal of Applied Power Engineering*, vol. 7, pp. 164-178, 2018.
- [15] G. Salimath, N. K. Singh, and S. S. Badge, "Coordination and performance analysis of pumped hydro storage system integrated with solar, wind hybrid system," in *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*, 2017, pp. 160-164.
- [16] M. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao, and Z. Salameh, "A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: Configurations, control, and applications," *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 2, pp. 392-403, 2011.
- [17] M. Higueta Cano, "Système de gestion de l'énergie basé sur l'incertitude pour un système hybride à sources d'énergie renouvelable autonome avec production d'hydrogène," Université du Québec à Trois-Rivières, 2017.
- [18] C. A. García-Vázquez, H. Espinoza-Ortega, F. Llorens-Iborra, and L. M. Fernández-Ramírez, "Feasibility analysis of a hybrid renewable energy system with vehicle-to-home operations for a house in off-grid and grid-connected applications," *Sustainable Cities and Society*, vol. 86, p. 104124, 2022.
- [19] Saenger, Pierre. Optimisation et gestion d'énergie d'un système hybride électrique embarqué. Diss. Université Bourgogne Franche-Comté, 2017.
- [20] S. Mubaarak, D. Zhang, Y. Chen, J. Liu, L. Wang, R. Yuan, J. Wu, Y. Zhang, and M. Li, "Techno-economic analysis of grid-connected pv and fuel cell hybrid

- system using different pv tracking techniques," *Applied Sciences*, vol. 10, p. 8515, 2020.
- [21] X.-Y. Zhou, G. Lu, Z. Xu, X. Yan, S.-T. Khu, J. Yang, and J. Zhao, "Influence of Russia-Ukraine War on the Global Energy and Food Security," *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 188, p. 106657, 2023.
- [22] Y. Guan, J. Yan, Y. Shan, Y. Zhou, Y. Hang, R. Li, Y. Liu, B. Liu, Q. Nie, and B. Bruckner, "Burden of the global energy price crisis on households," *Nature Energy*, pp. 1-13, 2023.
- [23] Z. Umar, O. Polat, S.-Y. Choi, and T. Teplova, "The impact of the Russia-Ukraine conflict on the connectedness of financial markets," *Finance Research Letters*, vol. 48, p. 102976, 2022.
- [24] Harjanne, Atte, and Janne M. Korhonen. "Abandoning the concept of renewable energy." *Energy policy* 127 (2019): 330-340.
- [25] H. Musbah, G. Ali, H. H. Aly, and T. A. Little, "Energy management using multi-criteria decision making and machine learning classification algorithms for intelligent system," *Electric Power Systems Research*, vol. 203, p. 107645, 2022.
- [26] I. Herrera, I. Rodriguez-Serrano, Y. Lechón, A. Oliveira, D. Krüger, and C. Bouden, "Sustainability assessment of a hybrid CSP/biomass. Results of a prototype plant in Tunisia," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 42, p. 100862, 2020.
- [27] R. McKenna, S. Pfenninger, H. Heinrichs, J. Schmidt, I. Staffell, K. Gruber, A. N. Hahmann, M. Jansen, M. Klingler, and N. Landwehr, "Reviewing methods and assumptions for high-resolution large-scale onshore wind energy potential assessments," *arXiv preprint arXiv:2103.09781*, 2021.
- [28] Jiang, Zhiyu. "Installation of offshore wind turbines: A technical review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 139 (2021): 110576.
- [29] R. A. Ruiz, L. de Vilder, E. Prasasti, M. Aouad, A. De Luca, B. Geisseler, K. Terheiden, S. Scanu, A. Miccoli, and V. Roeber, "Low-head pumped hydro storage: A review on civil structure designs, legal and environmental aspects to make its realization feasible in seawater," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 160, p. 112281, 2022.
- [30] Coro, Gianpaolo, and Eugenio Trumpy. "Predicting geographical suitability of geothermal power plants." *Journal of Cleaner Production* 267 (2020): 121874.
- [31] N. Piskulova and V. Gorbanyov, "Global Challenges: Environment," in *World Economy and International Business: Theories, Trends, and Challenges*, ed: Springer, 2023, pp. 213-233.

- [32] H. E. Murdock, D. Gibb, T. Andre, J. L. Sawin, R. Adib, A. Brown, H. Lucas, F. Sverrisson, F. Appavou, and B. Epp, "Renewables 2019 global status report. Perspectives on the global renewable energy transition-Takeaways 2019."
- [33] P. Roy, J. He, T. Zhao, and Y. V. Singh, "Recent advances of wind-solar hybrid renewable energy systems for power generation: A review," *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 3, pp. 81-104, 2022.
- [34] W. Thomas, "FY22 budget outlook: DOE applied energy RD&D," *Amer. Inst. of Phys.*, Accessed: Nov, vol. 5, 2021.
- [35] Stoyanov, Ludmil. Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables. Diss. Université Pascal Paoli, 2011.
- [36] K. S. Krishna and K. S. Kumar, "A review on hybrid renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 907-916, 2015.
- [37] L. SARSAR and A. ECHAOUI, "Quelle relation existe entre les énergies renouvelables et les IDE? Une investigation empirique sur l'économie africaine avec données de panel dynamique," *Repères et Perspectives Economiques*, vol. 6, 2022.
- [38] S. Hussain, R. Al-ammari, A. Iqbal, M. Jafar, and S. Padmanaban, "Optimisation of hybrid renewable energy system using iterative filter selection approach," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, pp. 1440-1445, 2017.
- [39] S. Mahjoub, L. Chrifi-Alaoui, B. Marhic, and L. Delahoche, "Predicting Energy Consumption Using LSTM, Multi-Layer GRU and Drop-GRU Neural Networks," *Sensors*, vol. 22, p. 4062, 2022.
- [40] K. Anoune, M. Bouya, A. Astito, and A. B. Abdellah, "Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, pp. 652-673, 2018.
- [41] B. L. Capehart, W. C. Turner, and W. J. Kennedy, *Guide to energy management*: The Fairmont Press, Inc., 2003.
- [42] J. Zhang, Z. Yan, W. Bi, P. Ni, F. Lei, S. Yao, and J. Lang, "Prediction and scenario simulation of the carbon emissions of public buildings in the operation stage based on an energy audit in Xi'an, China," *Energy policy*, vol. 173, p. 113396, 2023.
- [43] S. Jana, N. Kumar, R. Mishra, D. Sen, and T. K. Saha, "Development and implementation of modified MPPT algorithm for boost converter-based PV system under input and load deviation," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, p. e12190, 2020.

- [44] H. Abbes, H. Abid, K. Loukil, A. Toumi, and M. Abid, "Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque," *Journal of Renewable Energies*, vol. 17, pp. 435–445-435–445, 2014.
- [45] S. Belaid, S. Bedjou, and R. Amrouche, "Contrôle d'un système de pompage photovoltaïque," Université Abderrahmane Mira-Bejaia, 2016.
- [46] T. BOUTABBA, "Contribution à la modélisation et à la commande d'un système de génération hybride Solaire-Eolien," Université de Batna 2, 2018.
- [47] A. Fatah, I. Benlaloui, F. Mechnane, T. Boutabba, D. Khamari, S. Drid, and L. Chrifi-Alaoui, "A Modified Perturbe and Observe MPPT Technique for Standalone Hybrid PV-Wind with Power Management," in *2021 International Conference on Control, Automation and Diagnosis (ICCAD)*, 2021, pp. 1-6.
- [48] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 24, pp. 1198-1208, 2009.
- [49] S. A. Said, G. Hassan, H. M. Walwil, and N. Al-Aqeeli, "The effect of environmental factors and dust accumulation on photovoltaic modules and dust-accumulation mitigation strategies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 743-760, 2018.
- [50] C. Cabal, "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque," Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2008.
- [51] A. Harrag and S. Messalti, "Variable step size modified P&O MPPT algorithm using GA-based hybrid offline/online PID controller," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 1247-1260, 2015.
- [52] A. Harrag and S. Messalti, "PSO-based SMC variable step size P&O MPPT controller for PV systems under fast changing atmospheric conditions," *International Journal of Numerical Modelling: Electronic Networks, Devices and Fields*, vol. 32, p. e2603, 2019.
- [53] A. Loukriz, S. Messalti, and A. Harrag, "Design, simulation, and hardware implementation of novel optimum operating point tracker of PV system using adaptive step size," *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, vol. 101, pp. 1671-1680, 2019.
- [54] A. Loukriz, M. Haddadi, and S. Messalti, "Simulation and experimental design of a new advanced variable step size Incremental Conductance MPPT algorithm for PV systems," *ISA transactions*, vol. 62, pp. 30-38, 2016.

- [55] A. Harrag and S. Messalti, "IC-based variable step size neuro-fuzzy MPPT improving PV system performances," *Energy Procedia*, vol. 157, pp. 362-374, 2019.
- [56] A. Harrag and S. Messalti, "Innovative Stateflow Models Assessment of P&O and IC PV MPPTs," in *Renewable Energy for Smart and Sustainable Cities: Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems 2*, 2019, pp. 369-375.
- [57] S. Messalti, "A new neural networks MPPT controller for PV systems," in *IREC2015 the sixth international renewable energy congress*, 2015, pp. 1-6.
- [58] U. Yilmaz, A. Kircay, and S. Borekci, "PV system fuzzy logic MPPT method and PI control as a charge controller," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 994-1001, 2018.
- [59] M. N. Ali, K. Mahmoud, M. Lehtonen, and M. M. Darwish, "An efficient fuzzy-logic based variable-step incremental conductance MPPT method for grid-connected PV systems," *Ieee Access*, vol. 9, pp. 26420-26430, 2021.
- [60] X. Xiong, G. Chen, Y. Lou, R. Huang, and S. Kamal, "Discrete-time implementation of super-twisting control with semi-implicit Euler method," *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, vol. 69, pp. 99-103, 2021.
- [61] F. Mechnane, S. Drid, H. Sahraoui, I. Benlaloui, T. Boutabba, N. Nait-Said, and L. Chrifi-Alaoui, "Implementation of Super-twisting control with Photovoltaic System Emulator," in *2021 International Conference on Control, Automation and Diagnosis (ICCAD)*, 2021, pp. 1-4.
- [62] D. Saadaoui, M. Elyaqouti, K. Assalaou, and S. Lidaighbi, "Parameters optimization of solar PV cell/module using genetic algorithm based on non-uniform mutation," *Energy Conversion and Management: X*, vol. 12, p. 100129, 2021.
- [63] M. Kamran, M. Mudassar, M. R. Fazal, M. U. Asghar, M. Bilal, and R. Asghar, "Implementation of improved Perturb & Observe MPPT technique with confined search space for standalone photovoltaic system," *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*, vol. 32, pp. 432-441, 2020.
- [64] J. L. Díaz-Barnabé and A. Morales-Acevedo, "Experimental study of the equivalence of the Adaptive Incremental Conductance (AIC) and the Adaptive Perturb and Observe (APO) algorithms for PV systems maximum power tracking," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, pp. 1237-1243, 2019.
- [65] J.-J. E. Slotine and W. Li, *Applied nonlinear control* vol. 199: Prentice hall Englewood Cliffs, NJ, 1991.

- [66] S. Drid, "Contribution à la modélisation et à la commande robuste d'une machine à induction double alimentée à flux orienté avec optimisation de la structure d'alimentation: théorie et expérimentation," *Contribution to the Modeling and Robust Control of a Double Feed Flux Induction Machine with Optimized Feed Structure: Theory and Experimentation*, PhD Thesis, University of Batna, Algeria, 2005.
- [67] K. Loukil, H. Abbes, H. Abid, M. Abid, and A. Toumi, "Design and implementation of reconfigurable MPPT fuzzy controller for photovoltaic systems," *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 11, pp. 319-328, 2020.
- [68] N. K. Pandey, R. K. Pachauri, S. Choudhury, and R. K. Sahu, "Asymmetrical interval Type-2 Fuzzy logic controller based MPPT for PV system under sudden irradiance changes," *Materials Today: Proceedings*, 2022.
- [69] C. MEHEMMAI, "Contribution à la commande de la machine Asynchrone: Robustesse et commande Tolérante aux défauts," Université de Batna 2, 2022.
- [70] L. Rondeau, R. Ruelas, L. Levrat, and M. Lamotte, "A defuzzification method respecting the fuzzification," *Fuzzy sets and systems*, vol. 86, pp. 311-320, 1997.
- [71] T. Hai, A. K. Alazzawi, J. Zhou, and H. Farajian, "Performance improvement of PEM fuel cell power system using fuzzy logic controller-based MPPT technique to extract the maximum power under various conditions," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, pp. 4430-4445, 2023.
- [72] M. G. Abdolrasol, A. Ayob, A. H. Mutlag, and T. S. Ustun, "Optimal fuzzy logic controller based PSO for photovoltaic system," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 427-434, 2023.
- [73] C. Balasundar, S. Sudharshanan, and R. Elakkiyavendan, "Design of an optimal tip speed ratio control MPPT algorithm for standalone WECS," *Int. J. Res. Appl. Sci. Eng. Technol*, vol. 3, 2015.
- [74] M. B. Hemanth Kumar, B. Saravanan, P. Sanjeevikumar, and F. Blaabjerg, "Review on control techniques and methodologies for maximum power extraction from wind energy systems," *IET Renewable power generation*, vol. 12, pp. 1609-1622, 2018.
- [75] L. Wang, L. Cao, and L. Zhao, "Non-linear tip speed ratio cascade control for variable speed high power wind turbines: a backstepping approach," *IET Renewable power generation*, vol. 12, pp. 968-972, 2018.
- [76] M. Yin, W. Li, C. Y. Chung, L. Zhou, Z. Chen, and Y. Zou, "Optimal torque control based on effective tracking range for maximum power point tracking of

- wind turbines under varying wind conditions," *IET Renewable power generation*, vol. 11, pp. 501-510, 2017.
- [77] O. S. E. Atwa, *Practical power system and protective relays commissioning*: Academic Press, 2019.
- [78] F. Amrane, A. Chaïba, B. François, and B. Babes, "Experimental design of stand-alone field oriented control for WECS in variable speed DFIG-based on hysteresis current controller," in *2017 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA)*, 2017, pp. 304-308.
- [79] T. A. T. Tameghe, *Modélisation et simulation d'un système de jumelage éolien-diesel alimentant une charge locale*: Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue (Canada), 2012.
- [80] T. Zidelmal, "Modèle de prédiction et de commande de la machine synchrone à aimants permanents: application dans les aérogénérateurs," Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, 2015.
- [81] E. Mohammadi, R. Fadaeinedjad, H. R. Naji, and G. Moschopoulos, "Investigation of horizontal and vertical wind shear effects using a wind turbine emulator," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, pp. 1206-1216, 2018.
- [82] I. Moussa and A. Khedher, "Wind turbine emulator controlled through field programmable gate array: modeling, analysis, and design," in *Recent Advances in Renewable Energy Technologies*, ed: Elsevier, 2022, pp. 251-283.
- [83] S. D. Ahmed, F. S. Al-Ismail, M. Shafiullah, F. A. Al-Sulaiman, and I. M. El-Amin, "Grid integration challenges of wind energy: A review," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 10857-10878, 2020.
- [84] A. Boufertella, H. Chafouk, M. Boudour, and A. Chibah, "Edge detection in wind turbine power system based DFIG using fault detection and isolation FDI," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 51, pp. 674-679, 2018.
- [85] Y. Wang, Q. Hu, L. Li, A. M. Foley, and D. Srinivasan, "Approaches to wind power curve modeling: A review and discussion," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 116, p. 109422, 2019.
- [86] Q. S. Ali and M.-H. Kim, "Quantifying impacts of shell augmentation on power output of airborne wind energy system at elevated heights," *Energy*, vol. 239, p. 121839, 2022.
- [87] B. Beltran, "contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation: du mode glissant classique au

- mode glissant d'ordre supérieur," Université de Bretagne occidentale-Brest, 2010.
- [88] T. BOUTABBA, "Contribution à la modélisation et à la commande d'un système de génération hybride Solaire-Eolien," Université de Batna 2, 2018.
- [89] I. Idrissi, "Contribution au Diagnostic des Défauts de la Machine Asynchrone Doublement Alimentée de l'Eolienne à Vitesse Variable," Normandie Université; Université Sidi Mohamed ben Abdellah (Fès, Maroc), 2019.
- [90] S. Ameziane, S. Drid, and T. BOUTABBA, "IMPLANTATION EXPERIMENTALE D'UN MPPT POUR UN SYSTEME DE GENERATION EOLIENNE A AXE HORIZONTAL."
- [91] M. Ezzat, "Commande non linéaire sans capteur de la machine synchrone à aimants permanents," Ecole Centrale de Nantes (ECN), 2011.
- [92] J. Licari, C. E. Ugalde-Loo, J. B. Ekanayake, and N. Jenkins, "Damping of torsional vibrations in a variable-speed wind turbine," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, pp. 172-180, 2012.
- [93] A. K. Arani, G. Gharehpetian, and M. Abedi, "Review on energy storage systems control methods in microgrids," *International journal of electrical power & energy systems*, vol. 107, pp. 745-757, 2019.
- [94] A. Lavanya, R. Jegatheesan, and K. Vijayakumar, "Design of novel dual input DC-DC converter for energy harvesting system in IoT sensor nodes," *Wireless Personal Communications*, vol. 117, pp. 2793-2808, 2021.
- [95] M. Davari, S. Ale-Emran, H. Yazdanpanahi, and G. Gharehpetian, "Modeling the combination of UPQC and photovoltaic arrays with Multi-Input Single-Output DC-DC converter," in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1-7.
- [96] B. Karthikeyan, K. Sundararaju, and R. Palanisamy, "ANN-Based MPPT Controller for PEM Fuel Cell Energized Interleaved Resonant PWM High Step Up DC-DC Converter with SVPWM Inverter Fed Induction Motor Drive," *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, vol. 45, pp. 861-877, 2021.
- [97] O. López-Lapeña, "Time-division multiplexing control of multi-input converters for low-power solar energy harvesters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, pp. 9668-9676, 2018.
- [98] S. Poshtkouhi and O. Trescases, "Multi-input single-inductor dc-dc converter for MPPT in parallel-connected photovoltaic applications," in *2011 Twenty-*

- Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2011, pp. 41-47.
- [99] K. Chan, R. N. Hasanah, M. P. Jati, and A. Nasuha, "Multiple Input Single Output Converter with Uneven Load Sharing Control for Improved Efficiency," in *2021 IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON)*, 2021, pp. 46-51.
- [100] K. Y. Chan, "MULTIPLE INPUT SINGLE OUTPUT CONVERTER WITH UNEVEN LOAD SHARING CONTROL FOR IMPROVED SYSTEM EFFICIENCY," 2020.
- [101] Z. Rehman, I. Al-Bahadly, and S. Mukhopadhyay, "Multiinput DC–DC converters in renewable energy applications—An overview," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 521-539, 2015.
- [102] A. Affam, Y. M. Buswig, A.-K. B. H. Othman, N. B. Julai, and O. Qays, "A review of multiple input DC-DC converter topologies linked with hybrid electric vehicles and renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110186, 2021.
- [103] K. J. Reddy and S. Natarajan, "Energy sources and multi-input DC-DC converters used in hybrid electric vehicle applications—A review," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, pp. 17387-17408, 2018.
- [104] H. Behjati and A. Davoudi, "A multiple-input multiple-output DC–DC converter," *IEEE Transactions on industry applications*, vol. 49, pp. 1464-1479, 2013.
- [105] Y. Tong, Z. Shan, J. Jatskevich, and A. Davoudi, "A nonisolated multiple-input multiple-output DC-DC converter for DC distribution of future energy efficient homes," in *IECON 2014-40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2014, pp. 4126-4132.
- [106] Y. Chen, P. Wang, Y. Elasser, and M. Chen, "Multicell reconfigurable multi-input multi-output energy router architecture," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 35, pp. 13210-13224, 2020.
- [107] S. Gomathy, D. N. Senthilnathan, S. Swathi, R. Poorviga, and P. Dinakaran, "Review On Multi Input Multi Output DC-DC Converter," *International Journal Of Scientific & Technology Research*, vol. 9, 2020.
- [108] M. Dhananjaya and S. Pattnaik, "Review on multi-port DC–DC converters," *IETE Technical Review*, vol. 39, pp. 586-599, 2022.
- [109] S. R. Khasim and C. Dhanamjayulu, "Selection parameters and synthesis of multi-input converters for electric vehicles: An overview," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 141, p. 110804, 2021.

- [110] J. Soldado-Guamán, V. Herrera-Perez, M. Pacheco-Cunduri, A. Paredes-Camacho, M. Delgado-Prieto, and J. Hernandez-Ambato, "Multiple Input-Single Output DC-DC Converters Assessment for Low Power Renewable Sources Integration," *Energies*, vol. 16, p. 1652, 2023.
- [111] L. Gevorkov, J. L. Domínguez-García, L. T. Romero, and À. F. Martínez, "Modern MultiPort Converter Technologies: A Systematic Review," *Applied Sciences*, vol. 13, p. 2579, 2023.
- [112] S. P. Yalla, P. S. Subudhi, and V. K. Ramachandaramurthy, "Topological review of hybrid RES based multi-port converters," *IET Renewable Power Generation*, vol. 16, pp. 1087-1106, 2022.
- [113] J. Narayanaswamy and S. Mandava, "Non-Isolated Multiport Converter for Renewable Energy Sources: A Comprehensive Review," *Energies*, vol. 16, p. 1834, 2023.
- [114] B. A. Soltani, M. Sabahi, E. Babaei, and J. Pouladi, "Two-input boost converter for street-lighting applications," *Computers & Electrical Engineering*, vol. 92, p. 107126, 2021.
- [115] P. Gunawardena, N. Hou, D. Nayanisiri, and Y. Li, "A Dual-Input Single-Output DC-DC Converter Topology for Renewable Energy Applications," *IEEE Transactions on industry applications*, 2022.
- [116] S. Kumaravel, R. Achathuparambil Narayanankutty, V. S. Rao, and A. Sankar, "Dual input–dual output DC–DC converter for solar PV/battery/ultra-capacitor powered electric vehicle application," *IET Power Electronics*, vol. 12, pp. 3351-3358, 2019.
- [117] V. Krishnakumar, P. Anbarasan, J. Pradeep, and M. Vijayaragavan, "Modified Dual Input Dual Output DC-DC converter for Bladeless wind energy harvesting System," in *2021 12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, 2021, pp. 1-6.
- [118] W. Liu, H. Zhang, and X. Zhang, "Dynamical Analysis of Hybrid-Scale Bifurcation in One-Cycle Controlled Single-Inductor Dual-Output Buck DC–DC Converters," *International Journal of Bifurcation and Chaos*, vol. 33, p. 2350004, 2023.
- [119] A. Edpuganti, V. Khadkikar, N. Al Sayari, and B. Zahawi, "Single-Inductor Multiple-Input–Multiple-Output Converter for CubeSats Electric Power System," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 38, pp. 6319-6336, 2023.
- [120] E. Amiri, R. R. Khorasani, E. Adib, and A. Khoshkbar-Sadigh, "Multi-input high step-up DC–DC converter with independent control of voltage and power

- for hybrid renewable energy systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, pp. 12079-12087, 2020.
- [121] M. Alzgool and H. Nouri, "PID controller design for a novel multi-input multi-output boost converter hub," *JEA*, vol. 2, p. 10, 2018.
- [122] H. Radmanesh, H. Jashnani, S. Pourjafar, and M. Maalandish, "A dual-output single-input non-isolated DC-DC converter with reduced semiconductors stress," *International Journal of Circuit Theory and Applications*, vol. 51, pp. 594-610, 2023.
- [123] F. Civan Çavuşoğlu, G. Özçelik, C. Özbek, Ş. Özkara-Aydınoğlu, and Ş. S. Bayazit, "Fe₃O₄ supported UiO-66 (Zr) metal-organic framework for removal of drug contaminants from water: fuzzy logic modeling approach," *Environmental Science and Pollution Research*, pp. 1-16, 2023.
- [124] F. Mechnane, S. Drid, B. Hadmer, N. Nait-Said, L. Chrifi-Alaoui, and L. Delahoche, "Robust Control of a PV-Wind Hybrid System Using DISO DC/DC Converter," in *2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*, 2022, pp. 1788-1794.
- [125] K. M. Raj, G. N. Mohan, and S. S. Dash, "Single Stage Multi Input DC-DC/AC Boost Converter with Sliding Mode Control," *Indian Journal of Science and Technology*, vol. 9, 2016.
- [126] F. Kardan, R. Alizadeh, and M. R. Banaei, "A new three input DC/DC converter for hybrid PV/FC/battery applications," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 5, pp. 1771-1778, 2017.
- [127] D. S. Singh, V. Kumar, and D. S. Rao, "An Individual Channel Designing for Integrated Multi-Port DC-DC Converter for Renewable Energy Applications," *International Journal of Modern Engineering Research*, pp. 3962-3972, 2012.
- [128] A. Lavanya, J. D. Navamani, K. V. Kumar, P. D. Suman, and S. Mishra, "Selection of renewable energy materials for dual input DC-DC converter based hybrid energy system," *Materials Today: Proceedings*, vol. 34, pp. 379-385, 2021.
- [129] S. Mahjoub, S. Labdai, L. Chrifi-Alaoui, S. Drid, and N. Derbel, "Design and implementation of a Fuzzy logic supervisory based on SMC controller for a Dual Input-Single Output converter," *International journal of electrical power & energy systems*, vol. 150, p. 109053, 2023.
- [130] N. Agrawal, L. Kumar, and S. Ghosh, "Power management in double-input DC/DC converter," in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, 2016, pp. 1-6.

- [131] D. Sen, T. K. Saha, and J. Dey, "Development, implementation and performance analysis of decoupler based control of dual source DC-DC converter," *AEU-International Journal of Electronics and Communications*, vol. 117, p. 153136, 2020.
- [132] E. Irmak and N. Güler, "Application of a boost based multi-input single-output DC/DC converter," in *2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2017, pp. 955-961.
- [133] F. Mechnane, S. Drid, N. Nait-Said, and L. Chrifi-Alaoui, "Robust Current Control of a Small-Scale Wind-Photovoltaic Hybrid System Based on the Multiport DC Converter," *Applied Sciences*, vol. 13, p. 7047, 2023.
- [134] M. Billel, "contribution à l'amélioration des performances d'une chaîne énergétique éolienne," These Doctorat, université Badji Mokhtar Annaba 2015.[4] Wikipedia, 1955.
- [135] N. Chettibi and A. Mellit, "Intelligent control strategy for a grid connected PV/SOFC/BESS energy generation system," *Energy*, vol. 147, pp. 239-262, 2018.
- [136] J. Ahmed and Z. Salam, "A critical evaluation on maximum power point tracking methods for partial shading in PV systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 933-953, 2015.
- [137] P. Kofinas, A. I. Dounis, G. Papadakis, and M. Assimakopoulos, "An Intelligent MPPT controller based on direct neural control for partially shaded PV system," *Energy and Buildings*, vol. 90, pp. 51-64, 2015.
- [138] M. M. Gulzar, A. Iqbal, D. Sibtain, and M. Khalid, "An Innovative Converterless Solar PV Control Strategy for a Grid Connected Hybrid PV/Wind/Fuel-Cell System Coupled with Battery Energy Storage," *Ieee Access*, 2023.
- [139] M. M. Gulzar, "Maximum Power Point Tracking of a Grid Connected PV Based Fuel Cell System Using Optimal Control Technique," *Sustainability*, vol. 15, p. 3980, 2023.
- [140] H. Bakir and A. A. Kulaksiz, "Modelling and voltage control of the solar-wind hybrid micro-grid with optimized STATCOM using GA and BFA," *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 23, pp. 576-584, 2020.
- [141] W. Khiari, M. Turki, and J. Belhadj, "Power control strategy for PV/Wind reverse osmosis desalination without battery," *Control Engineering Practice*, vol. 89, pp. 169-179, 2019.
- [142] Q. Guo, I. Bahri, D. Diallo, and E. Berthelot, "Model predictive control and linear control of DC-DC boost converter in low voltage DC microgrid: An

- experimental comparative study," *Control Engineering Practice*, vol. 131, p. 105387, 2023.
- [143] I.-S. Kim, "Robust maximum power point tracker using sliding mode controller for the three-phase grid-connected photovoltaic system," *Solar energy*, vol. 81, pp. 405-414, 2007.
- [144] F. Mechnane, S. Drid, H. Sahraoui, I. Benlaloui, T. Boutabba, N. Nait-Said, and L. Chrifi-Alaoui, "Implementation of Super-twisting control with Photovoltaic System Emulator," in *2021 International Conference on Control, Automation and Diagnosis (ICCAD)*, 2021, pp. 1-4.
- [145] I. A. Smadi and A.-Q. Rana, "Explicit one-step model and adaptive maximum power point tracking algorithm for a photovoltaic module," *Computers & Electrical Engineering*, vol. 85, p. 106659, 2020.
- [146] A. Kihal, F. Krim, A. Laib, B. Talbi, and H. Afghoul, "An improved MPPT scheme employing adaptive integral derivative sliding mode control for photovoltaic systems under fast irradiation changes," *ISA transactions*, vol. 87, pp. 297-306, 2019.
- [147] A. Alibi, L. Chrifi-Alaoui, S. Labdai, and S. Drid, "FUZZY CONTROL AND OPTIMIZATION OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR SMART BUILDING WITH LOW ENERGY CONSUMPTION," *UNIVERSITY POLITEHNICA OF BUCHAREST SCIENTIFIC BULLETIN SERIES C-ELECTRICAL ENGINEERING AND COMPUTER SCIENCE*, vol. 83, pp. 265-282, 2021.
- [148] M. Sreelakshmi, S. J. Prasad, A. Deshpande, and B. H. Krishna, "Energy management of hybrid power system PV wind and battery based three level converter," *Journal of Engineering Sciences*, vol. 110, 2019.
- [149] T. BOUTABBA, "Contribution à la modélisation et à la commande d'un système de génération hybride Solaire-Eolien," Université de Batna 2, 2018.
- [150] S. Ferahtia, A. Djeroui, H. Rezk, A. Houari, S. Zeghlache, and M. Machmoum, "Optimal control and implementation of energy management strategy for a DC microgrid," *Energy*, vol. 238, p. 121777, 2022.
- [151] A. Fathy, H. Rezk, S. Ferahtia, R. M. Ghoniem, and R. Alkanhel, "An efficient honey badger algorithm for scheduling the microgrid energy management," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 2058-2074, 2023.

Annexe

Validation expérimentale du système hybride

A.1 description du banc d'essai.

La structure de base de la configuration du laboratoire est composé d'un moteur à courant continu est utilisé pour émuler l'émulateur d'éolienne et un amplificateur linéaire pour émuler le panneau PV contrôlé via dSPACE1104. L'encodeur est utilisé pour mesurer la vitesse du moteur (la résolution de l'encodeur est de 1024 impulsions par tour). Les capteurs utilisés pour la mesure des courants et des tensions sont respectivement LA-55NP et LV-25P. L'interface est utilisée pour fournir une isolation galvanique à tous les signaux connectés au contrôleur DS1104 PPC. Deux batteries au lithium fer phosphate (LifeP04) sont également utilisées. Toutes les sources sont connectées à SEMIKRON avec le module de puissance IGBT SKM50GB123 et SKM50GAL123.

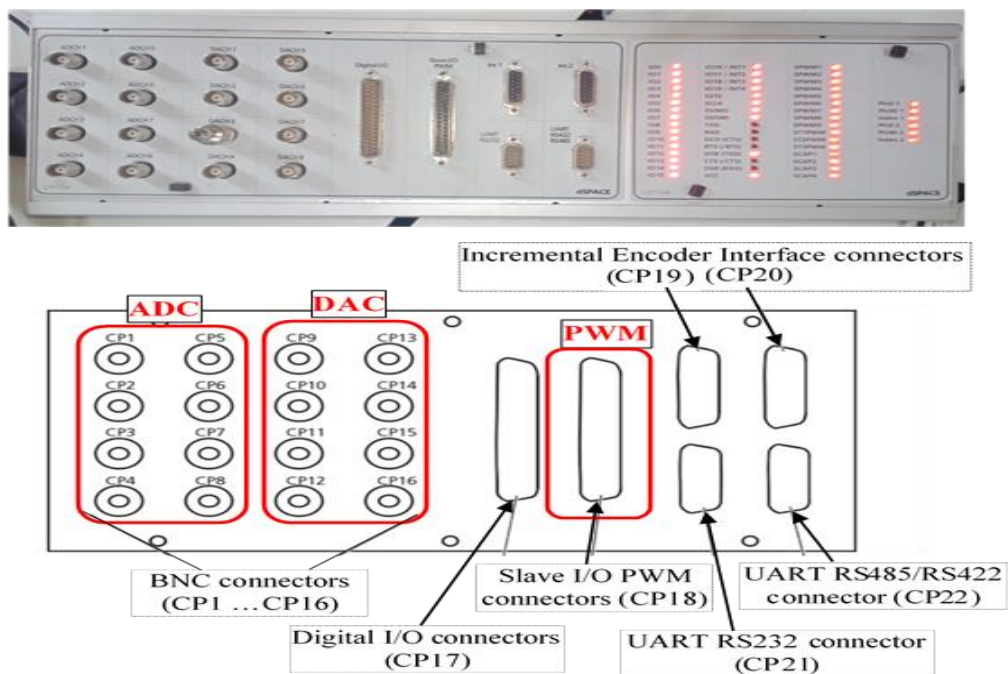


Figure A.1 : Interface du dSPACE 1104

Le dSPACE1104 contient deux DSP, un processeur Motorola MPC8240 (maître) avec un cœur PPC 603e et des périphériques sur puce, 250 MHz et un Texas Instruments. TMS320F240 DSP (esclave), 20 MHz. L'interface du dSPACE1104 est présentée à la figure A.1, elle contient 8 convertisseurs analogiques numériques A (DC) en entrée, 8 convertisseurs numériques analogiques (DAC) en sortie, un connecteur PWM (12 broches) et 2 encodeurs incrémentaux (dont nous avons besoin). La figure A.2 montre l'interface d'adaptation du signal PWM 5V généré par le système pour le contrôle du pilote du module de puissance IGBT avec 15V (cas de PV ou éolienne). Pour la batterie figure A.3, on utilise des interrupteurs de remorquage du module de puissance IGBT (demi-pont : « branche bidirectionnelle »).

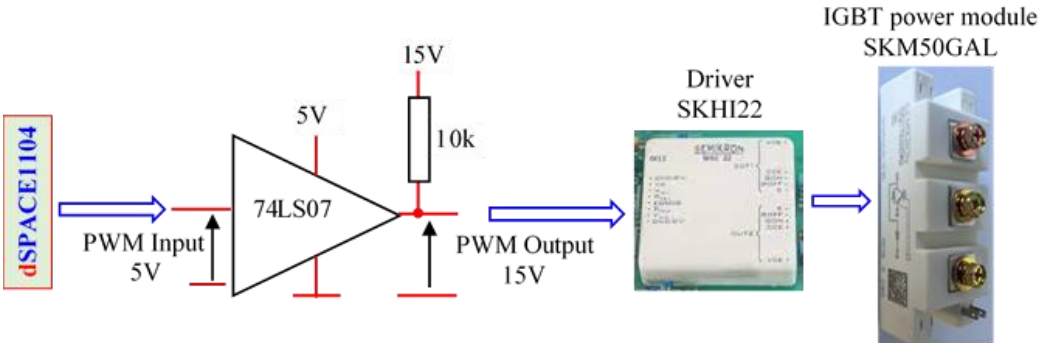


Figure A.2 : Adaptation de l'interface du 5V PWM, (PV et éolienne).

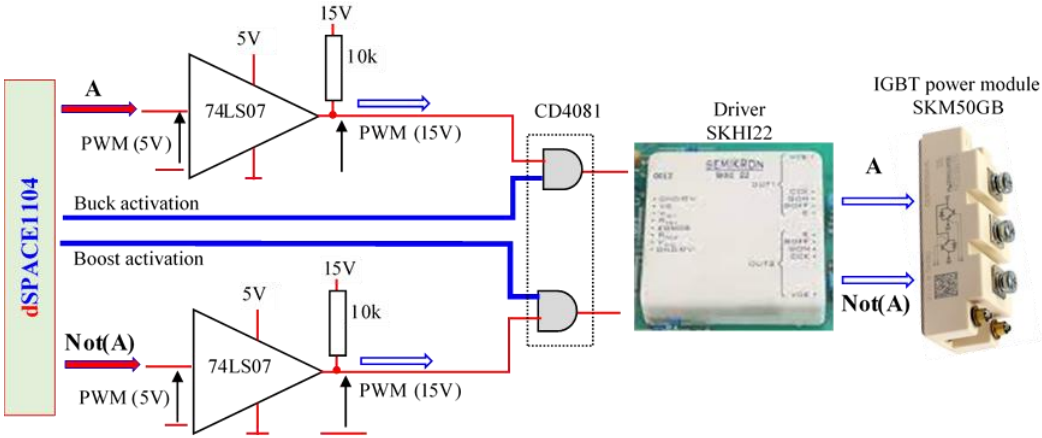


Figure A.3 : Adaptation de l'interface du 5V PWM, (Batterie).

A.2 Emulateur PV.

Les paramètres du générateur PV sont donnés dans le tableau ci-dessous :

Tableau A.1 : Données du panneau PV.

Description	Valeur
Puissance maximal	105 W
Tension a Pmax (Vmp)	24 V
Courant a Pmax (Imp)	4.4 A
Tension de circuit ouvert (Voc)	32 V
Courant de court-circuit (Isc)	5 A

A.3 Emulateur Eolien.

Les paramètres du générateur éolien sont donnés dans le tableau ci-dessous :

Tableau A.2 : Données du système éolien.

Description	Value
Rayon R	0,62 m
Densité de l'air	1.25 kg/m ³
Flux du MSAP	0,06 Web
Inductances statorique $L_d = L_q$	10 mH
Resistance statorique R_s	0.0675 Ω
Nombres du paires du pôles p	3
inertie, J	0.00176 kg.m ²
Coefficient de friction	0,38 10 ⁻⁴ (SI)
La vitesse spécifique, λ	0,78
Coefficient de puissance maximal C_{pmax}	0,515

A.4 Système de stockage.

Les paramètres du système de stockage sont donnés dans le tableau ci-dessous :

Tableau A.3 : Données de la batterie lithium fer phosphate utilisée.

Description	Valeur
Deux batteries en séries	LifeP04
Tension	12.8 V
Capacité	10 Ah