

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



THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de
DOCTORAT en SCIENCES
Spécialité : **Électrotechnique**

Par

ALIBI Abdelaali

Maitre-assistant A, Université de Batna 2

Thème

**Modélisation, commande et optimisation énergétique d'un
système à base de sources renouvelables : application aux
bâtiments à basse consommation**

Soutenue le 08 /04 / 2023 devant le jury composé de :

Dr. MAKOUF Abdessalam	Prof.	Université Batna -2-	Président
Dr. DRID Saïd	Prof.	Université Batna -2-	Rapporteur
Dr. CHRIFI-ALAOUI Larbi	MCA.	Université de Picardie Jules Verne, France	Co-Rapporteur
Dr. ABDEDDAIM Sabrina	Prof.	Université de Biskra	Examineur
Dr. BETKA Achour	Prof.	Université de Biskra	Examineur
Dr. NAIT-SAID Nasreddine	Prof.	Université Batna -2-	Examineur

Remerciements

Au terme de ce travail de recherche, je voudrais adresser ma reconnaissance et sincères remerciements en premier à mes encadreurs :

Monsieur Drid Said Professeur à l'université Batna-2 département électrotechnique, pour la chance qu'il m'a offert en me proposant ce thème qui m'a permis de m'imprégner dans ce domaine de recherche d'actualité : le domaine des énergies renouvelables. Je lui suis très reconnaissant pour son suivi permanent et sa confiance dans ce travail.

Monsieur Chrifi-Alaoui Larbi Professeur à l'université de Picardie Jule Verne – France, qui a accepté de m'encadrer et de m'accueillir au sein du laboratoire des technologies innovantes de l'IUT de l'Aisne au Campus de Cuffies en France, pour les moyens qu'il a mis à ma disposition au cours de mon séjour, pour sa disponibilité, son aide et soutien inestimables pendant des moments très difficiles que nous avons passé à cause de la pandémie de Coronas-Verus durant pendant cette période en France. Qu'il trouve ici le témoignage de ma profonde gratitude et mes sincères remerciements.

Je remercie également monsieur Labdai Sami, doctorant à l'école nationale polytechnique d'Alger-Algérie, pour l'esprit de collaboration et pour son aide précieuse dans les réalisations pratiques que nous avons montées au laboratoire LTI en France au cours de mon stage, ainsi que pour sa coopération dans la rédaction des publications scientifiques.

Je tiens également à présenter ma plus vive sympathie et reconnaissance à mon collègue et ami Laib Hichem pour son soutien, sa disponibilité et sa présence auprès de ma famille en mon absence tout au long de mon stage en France.

Je tiens tout particulièrement à remercier vivement les membres du jury de m'avoir fait l'honneur d'accepter d'expertiser mon travail dans cette thèse.

Je terminerai par un grand merci à mes proches : mes parents et tous les membres de ma famille. Cette thèse n'aurait pas pu voir le jour sans leur patience, leur soutien et leurs encouragements.

ملخص - Résumé - Abstract

ملخص: تعد الأنظمة الهجينة لمصادر الطاقة المتجددة إنشاءات ملفتة كمصادر لامركزية لإنتاج الطاقة الكهربائية. يتم استخدامها في تطبيقات مختلفة لا سيما في أنظمة الضخ، في توليد المواقع المعزولة ومؤخراً في تزويد قطاع الإسكان بالكهرباء. بالنظر إلى تعدد مصادر الطاقة المتجددة المستعملة، سيكون من الضروري إدارة الطاقة والتحكم فيها. يساهم العمل المقدم في هذه الأطروحة في التحكم وإدارة نظام هجين للطاقة المتجددة مصمم لتزويد مبنى متصل بالشبكة الكهربائية. الهدف هو جعل المبنى عبارة عن تجمع للإنتاج اللامركزي للطاقة المتجددة (الطاقة الشمسية وطاقة الرياح ... إلخ) بهدف زيادة استقلالية المبنى وتقليل الاعتماد على الإنتاج الكهربائي القائم على الوقود الأحفوري. يتكون النظام المدروس من مولد كهربائي شمسي، وتوربينه رياح صغيرة تعتمد على مولد متزامن مغناطيسي دائم وبطارية تخزين الطاقة. يتم استخراج القيمة العظمى للطاقة المتاحة في كل مكون من مكونات النظام الهجين من خلال تنفيذ تحكم عام من خلال تقنية التحكم FS-MPC المطبقة على جميع محولات النظام. هذا الطابع المنفصل لهذه التقنية يتيح التنبؤ بالسلوك المستقبلي للمتغير الخاضع للتحكم كما تعطيها دالة التكلفة المعرفة مسبقاً المرونة من خلال مراعاة جميع المعايير والشروط الواجب تقليلها في نفس الدالة وفي آن واحد. تعتمد استراتيجية الإدارة المقترحة على التحكم الضبابي في طاقة البطارية بهدف الحفاظ على توازن الطاقة في النظام بين الإنتاج والطلب مع الحفاظ على حالة شحن البطارية ضمن الحدود المسموح بها. تتضمن هذه الاستراتيجية أيضاً التحكم في الحمولة الكهربائية لهذا المبنى وتدفق الطاقة الفائض الذي يتم حقنه في الشبكة الكهربائية. تم التحقق من فعالية تقنية التحكم FS-MPC واستراتيجية الإدارة المطبقة عن طريق المحاكاة تحت MATLAB / Simulink وفقاً للطبيعة المتغيرة لمصادر الطاقة وتغييرات حمولة المبنى.

الكلمات الدلالية: الطاقات المتجددة، إنتاج الكهرباء اللامركزي، طاقة الرياح، الطاقة الشمسية، بطارية الرصاص الحمضية، نظام الطاقة متعدد المصادر، ترشيد الطاقة، إدارة الطاقة.

Abstract: Hybrid systems using renewable energy sources are attractive solutions for decentralized electricity production. They are used in various applications, particularly for pumping systems, powering isolated sites, and increasingly for building electrification. Given the multitude of energy sources used, it is necessary to master energy management and control. The work presented in this thesis contributes to the control and management of a hybrid system for electricity production intended to supply a building connected to the power grid. The objective is to turn the building into a local renewable energy production cooperative, thus increasing its energy autonomy and reducing its dependence on fossil-based primary production systems. The studied system consists of a photovoltaic generator, a small wind turbine based on a permanent magnet synchronous generator, and an energy storage battery. The optimization of the available energy in each module of the system is carried out by implementing a global control through FS-MPC applied to all system converters. This discrete technique allows predicting the future behaviour of the controlled variable. Its predefined cost function offers flexibility by considering all criteria and constraints to be minimized with the same cost function and simultaneously. The proposed management strategy is based on fuzzy control of battery energy to maintain the energy balance between production and demand in the system, keeping the battery's state of charge within authorized limits. This strategy also controls the building load and the injected power flow into the grid. The FS-MPC control and proposed management strategy are validated by simulations in MATLAB/Simulink, taking into account the variable nature of the used renewable sources and changes in the building load.

Keywords: Renewable energies, decentralized electricity production, wind energy, photovoltaic, lead-acid battery, multi-source system, energy optimization, energy management.

Résumé : Les systèmes hybrides utilisant des sources d'énergie renouvelable sont des solutions attrayantes pour la production décentralisée d'électricité. Ils sont utilisés dans diverses applications, notamment pour les systèmes de pompage, l'alimentation des sites isolés, et de plus en plus pour l'électrification des bâtiments. Compte tenu de la multitude de sources d'énergie utilisées, il est nécessaire de maîtriser la gestion et le contrôle de l'énergie. Le travail présenté dans cette thèse contribue à la commande et à la gestion d'un système hybride de production d'énergie électrique destiné à alimenter un bâtiment raccordé au réseau électrique. L'objectif est de faire du bâtiment une coopérative de production locale d'énergies renouvelables, permettant ainsi d'accroître son autonomie énergétique et de réduire sa dépendance aux systèmes de production à base de sources primaires fossiles. Le système étudié est composé d'un générateur photovoltaïque, d'une petite éolienne basée sur une génératrice synchrone à aimant permanent et d'une batterie de stockage d'énergie. L'optimisation de l'énergie disponible dans chaque module du système est effectuée en implémentant une commande globale à travers la commande FS-MPC appliquée à tous les convertisseurs du système. Cette technique à caractère discret permet de prédire le comportement futur de la grandeur à contrôler. Sa fonction de coût prédéfinie lui offre une flexibilité en considérant tous les critères et contraintes à minimiser avec la même fonction coût et simultanément. La stratégie de gestion proposée repose sur le contrôle flou de l'énergie de la batterie afin de maintenir l'équilibre énergétique entre la production et la demande dans le système, en gardant l'état de charge de la batterie dans les limites autorisées. Cette stratégie permet également de contrôler la charge du bâtiment et le flux de puissance injecté dans le réseau. La commande FS-MPC et la stratégie de gestion proposée sont validées par des simulations dans MATLAB/Simulink, en tenant compte de la nature variable des sources renouvelables utilisées et des changements de charge du bâtiment.

Mots-clés : Energies renouvelables, production décentralisée d'électricité, éolienne, photovoltaïque, batterie au plomb, Systèmes multi-sources, Optimisation énergétique, gestion de l'énergie.

Liste des Notations et Abréviations

Abréviations

CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
FEM	force electromotrice
FLC	Fuzzy logic controller
FS-MPC	Finite State Model Predictive Control
GADA	generatrice asynchrone double alimentée
GES	gaz à effet de serre
GPV	Générateur photovoltaïque
GSAP	Generatrice synchrone aimant permanent convertisseur du coté de la machine synchrone à aimant permanent
GSAP-SC	
IEA	International Energy Agency
IncCond	Increment de conductance
MLI	Modulation par largeur d'impulsion
MPPT	Maximum power point tracking
PI	proportionnel integrale
PLL	phase locked loop
PPM	Le point de puissance maximale
PV	photovoltaïque
Reg	regulateur lineaire
SCU	switching control unit
SHSER	systèmes hybride à source d'énergies renouvelables
SMC	Sliding Mode Control
SOC	Etat de charge de la batterie (state of charge)
THD	Le taux de distorsion harmonique
TSR	Tip speed ratio
UCA	Unités de commande automatique
UCP	Unité de commande de puissance
UMC	Unité de controle du mode
VOC	voltage oriented control
WECS	wind enery conversion system
WWF	World Wide Fund For Nature

Notations

N_s	: Nombre de cellules en série
N_p	: Nombre de strings en parallèle
R_s	: Résistance série du modèle de la cellule photovoltaïque
q	: Charge de l'électron
E_g	: Energie de la bande interdite du semi-conducteur
α	: Rapport cyclique du hacheur
I_{pv}	: Courant du générateur photovoltaïque
V_{pv}	: Tension du générateur photovoltaïque
$S_{a,b,c}$: Signaux des commutations des convertisseurs triphasés
ξ	: Coefficient d'amortissement d'un système asservi de deuxième ordre
ω_n	: Pulsation naturelle du système asservi de deuxième ordre
C_p	: Coefficient de puissance de la turbine
ρ	: Densité de l'air
β	: Angle de calage des pales
λ	: Vitesse spécifique
λ_{opt}	: Vitesse spécifique optimale
C_{aer}	: Couple aérogénérateur
C_T	: Couple de la turbine
Ω_T	: Vitesse de rotation de la turbine
Ω	: Vitesse de rotation de la machine
k_{red}	: Coefficient de multiplication de la boîte de vitesse
C_{em}	: Couple électromagnétique de la machine synchrone à aimant permanent
ω_r	: Vitesse électrique du rotor de la machine synchrone à aimant permanent
ϕ_f	: Flux de l'aimant permanent
p	: Nombre de paires de pôles de la génératrice synchrone à aimant permanent
L_d	: Inductances sur l'axe direct (longitudinale)
L_q	: Inductances sur l'axe en quadrature (transversale)
R	: Rayon de la turbine
f_m	: Coefficient du frottement de la machine synchrone
f_t	: Coefficient du frottement de la turbine
J_m	: Moment d'inertie de la machine synchrone
J_t	: Moment d'inertie de la turbine
I_d, I_q	: Courants statoriques dans la machine synchrone dans le repère (dq)
V_d, V_q	: Tensions statoriques dans la machine synchrone dans le repère (dq)
$P(t)$: Puissance instantanée développée par la machine synchrone GSAP
V	: Vitesse du vent

V_{gd}, V_{gq}	: Composantes directe et en quadrature de la tension du réseau dans le repère (dq)
I_{gd}, I_{gq}	: Composantes directe et en quadrature des courants dans le filtre RL dans le repère (dq)
P_{inv}, Q_{inv}	: Puissances active et réactive à la sortie de l'onduleur
V_{invd}, V_{invq}	: Composantes directe et en quadrature de la tension de l'onduleur dans le repère (dq)
k_p, k_i	: Paramètres du régulateur linéaire respectivement proportionnel et intégrale
R_f, L_f	: Résistance et l'inductance respectivement du filtre RL
V_{dc}	: Tension du bus continu
$\hat{\theta}$: Angle électrique estime dans les grandeurs du réseau électrique
$V_{g\alpha}, V_{g\beta}$: Composantes directe et en quadrature de la tension du réseau dans le repère (α, β)
V_{seff}	: Valeur efficace de la tension du réseau électrique
V_{ppm}	: Tension du point de puissance maximale
I_{dc}	: Courant dans le condensateur du bus continu
P_{pv}	: Puissance générée par le générateur photovoltaïque
P_{wind}	: Puissance générée par l'éolienne
T_s	: Temps d'échantillonnage
I_L	: Courant dans la bobine du hacheur boost
F_{cost}	: Fonction coût globale à optimiser
SW	: Fonction d'optimisation du nombre de commutation des interrupteurs des convertisseurs du système.
S_j^{GSAP}	: Vecteur des commutations appliqué au redresseur côté machine synchrone
S_j^{inv}	: Vecteur des commutations appliqué à l'onduleur côté réseau électrique
P_{load}	: Puissance demandée dans le bâtiment (charge)
C_{bat}	: Capacité de stockage de la batterie
$I_{bat}(t)$: Courant instantané de la batterie
E_{bat}	: Tension en circuit ouvert de la batterie
R_{bat}	: Résistance interne de la batterie
V_{bat}	: Tension de la batterie
D_{boost}	: Rapport cyclique du convertisseur bidirectionnel en mode de charge de la batterie
D_{buck}	: Rapport cyclique du convertisseur bidirectionnel en mode de décharge de la batterie
I_{bus}	: Courant échangé avec le bus continu
D_{dump}	: Rapport cyclique du hacheur Buck reliant la résistance de dissipation
P_{dump}	: Puissance consommée dans la résistance de dissipation
$\eta_{déficit}$: Taux de déficit de la puissance générée par les sources renouvelables

Table des Matières

Remerciements	I
Résumé	II
Notations et Abréviations	IV
Table des Matières	VII
Introduction générale	10
Chapitre I : Etat de l'art et contexte énergétique	14
1. Introduction	15
2. Contexte énergétique mondiale	15
2.1. Contexte environnemental mondial	15
2.2. Production et Consommation mondiale d'électricité en chiffres	17
3. Les énergies renouvelables	19
3.1. Energie éolien	19
3.2. Energie photovoltaïque	20
4. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie	21
4.1. Potentiel solaire	22
4.2. Potentiel éolien	23
5. Position du bâtiment dans la maîtrise de l'énergie électrique	23
5.1. Impact du secteur de bâtiment	23
5.2. Le Bâtiment intégrateur des sources renouvelables	24
6. Conclusion	25
7. Références	25
Chapitre II : Modélisation et commande du Système de conversion de l'énergie photovoltaïque.	27
1. Introduction	28
2. Topologies des systèmes de conversion de l'énergie photovoltaïque	28
2.1. Système autonome	28
2.2. Système raccordé au réseau électrique	29
2.3. Description du système à étudier	29
3. Modélisation des éléments du système de production de l'énergie photovoltaïque ...	30
3.1. Principe et modélisation du générateur photovoltaïque	30
3.2. Modélisation du convertisseur DC/DC (hacheur Boost)	34
4. Extraction de la puissance maximale du panneau photovoltaïque	35
4.1. Méthode de l'incrément de conductance	36
4.2. Optimisation de la puissance du GPV par la technique MPPT floue	37
5. Contrôle de la puissance injectée au bâtiment et au réseaux	41
5.1. Stratégie de commande du flux de puissance injectée	41

5.2.Régulation de la tension du bus continu.....	42
6. Simulation du système photovoltaïque et résultats.....	43
7. Conclusion.....	46
8. Références.....	47
Chapitre III : Modélisation et optimisation du Système de conversion de l'énergie éolienne	49
1. Introduction.....	51
2. Etude simplifiée de la conversion de l'énergie éolienne.....	51
2.1.Principe de la conversion éolienne.....	51
2.2.La courbe de puissance et zones de fonctionnement.....	53
2.3.Intérêt du fonctionnement à vitesse variable.....	53
2.4.Différentes conceptions des chaînes de conversion éoliennes.....	54
3. Description du système de conversion éolien étudié.....	57
4. Modélisation de la chaîne de production de l'énergie éolienne.....	58
4.1.Modélisation de la turbine.....	58
4.2.Modélisation de la génératrice synchrone à aimant permanent.....	60
5. Stratégie de commande du système de conversion éolien.....	61
5.1.Maximisation de la puissance extraite du vent dans la turbine de l'éolienne ...	61
5.1.1. Commande MPPT sans asservissement de la vitesse.....	62
5.1.2. Commande MPPT avec asservissement de la vitesse.....	63
5.1.3. Commande vectorielle de la GSAP.....	64
5.2.Commande du convertisseur côté du bâtiment et du réseau électrique.....	66
5.2.1. Contrôle des puissances active et réactive injectées.....	66
5.2.2. Régulation du bus continu.....	68
5.2.3. Estimation de l'angle électrique (w) - PLL.....	68
6. Simulation et Résultats.....	69
7. Conclusion.....	72
8. Références.....	72
Chapitre IV : Commande Prédictive du système hybride photovoltaïque-éolien.	74
1. Introduction.....	75
2. Structure du système hybride à sources d'énergie renouvelables.....	75
2.1.Définition de l'hybridation.....	75
2.2.Classification des systèmes hybrides.....	76
2.2.1. Le système à couplage AC.....	76
2.2.2. Le système à couplage DC.....	77
2.2.3. Le système à couplage mixte DC/AC.....	77
3. Description du système hybride étudié.....	78
4. Commande du système hybride étudié.....	79
4.1.Structure hiérarchique du système de commande du SHSER.....	79
4.2.Structure hiérarchique du système de commande proposée.....	83
4.3.Commande prédictive à états finis FS-MPC.....	85
4.3.1. Principe.....	85
4.3.2. Commande prédictive du convertisseur côté MSAP.....	86
4.3.3. Commande prédictive du convertisseur côté réseau (onduleur).....	88
4.3.4. MPPT à base de la commande prédictive.....	90
5. Simulation et Résultats.....	93
6. Conclusion.....	97
7. Références.....	98

Chapitre V : Gestion des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable	100
1. Introduction.....	101
2. Le système de stockage de l'énergie dans un SHSER.....	101
2.1. Dispositifs de stockage de l'énergie.....	102
2.2. Modélisation de la batterie (Modèle CIEMAT)	104
2.3. Modélisation du convertisseur bidirectionnel	106
3. Stratégie de gestion d'un système hybride	108
3.1. Formulation du problème de gestion.....	108
3.2. Différentes stratégies de gestion.....	109
4. Modes de fonctionnement du SHSER et stratégie de gestion proposée	110
4.1. Modes de fonctionnement du SHSER.....	111
4.2. Contrôle de la résistance de décharge (Dump load)	113
4.3. Contrôle de la charge par délestage	114
4.4. Contrôleur flou de la puissance de la batterie	114
5. Simulations et Résultats.....	117
6. Conclusion.....	122
7. Références.....	123
Conclusion générale et perspectives	125
<i>Annexe A</i>	128
<i>Annexe B</i>	130
<i>Annexe C</i>	132

Introduction générale

Contexte

Le monde est confronté à de nombreuses problématiques environnementales, principalement causées par les activités humaines et économiques en constante croissance depuis l'ère industrielle. L'électricité joue un rôle crucial dans l'industrialisation, l'urbanisation et la croissance économique de tous les pays. Cependant, sa production exerce une pression sur l'environnement en raison de l'exploitation des sources d'énergie fossiles.

En 2019, la production de l'énergie électrique reposait sur 79% des énergies fossiles dont la combustion a été responsable de l'émission de 32,84 Gt de CO₂ [IEA,19]. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) estime que les émissions de gaz à effet de serre (GES) ont causé jusqu'à présent un réchauffement climatique global de 1,0°C par rapport à l'ère préindustrielle (1790-1850) et qu'un réchauffement à 1,5°C pourrait être atteint entre 2030 et 2052 en suivant ce rythme.

En 2019, la production d'électricité reposait à hauteur de 79% sur des sources d'énergie fossiles, ce qui a conduit à l'émission de 32,84 gigatonnes de CO₂ selon l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) [19]. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) estime que les émissions de gaz à effet de serre (GES) ont provoqué jusqu'à présent un réchauffement climatique global de 1,0°C par rapport à l'ère préindustrielle (1790-1850) et que si cette tendance se poursuit, un réchauffement de 1,5°C pourrait être atteint entre 2030 et 2052.

En ce qui concerne la production d'électricité, les alternatives aux énergies fossiles incluent les sources d'énergie photovoltaïque, éolienne et hydroélectrique. L'intégration des énergies renouvelables a connu une croissance régulière, avec une capacité installée estimée à 2 195 GW en 2017 et un taux de croissance de 9 % par rapport à l'année précédente. En 2019, leur part dans l'approvisionnement mondial en électricité avait atteint 27 %, selon l'Agence internationale de l'énergie (IEA) [21]. Les énergies renouvelables permettent de produire de l'électricité de manière propre et contribuent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, mais leur caractère intermittent signifie qu'il n'est pas possible de garantir une alimentation continue. C'est pourquoi l'exploitation des énergies renouvelables se fait généralement en combinant plusieurs sources, telles que le photovoltaïque, l'éolien, etc., dans des systèmes hybrides à source d'énergies renouvelables (SHSER).

Le secteur du bâtiment a un impact considérable sur l'environnement, représentant 40 % de la consommation d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre. La consommation d'électricité dans les bâtiments dans le monde dépasse les 27% de la consommation mondiale d'électricité. En 2010, l'Union Européenne a mis en place la Directive sur la performance énergétique des bâtiments qui encourage les pays membres à la construction neuve de

bâtiment "quasi-zéro énergie" à partir de 2021. Ces bâtiments durables devront être plus performants que les bâtiments actuels et doivent tirer parti des énergies renouvelables pour atteindre une très basse consommation d'énergie. En outre, la consommation d'énergie fossile diminue à mesure que la quantité d'énergie renouvelable produite dans ces bâtiments augmente.

Dans ce contexte, le secteur du bâtiment est considéré comme un domaine d'intervention privilégié pour lutter contre le changement climatique en raison de son potentiel pour intégrer les énergies renouvelables en plein essor. L'idée est de transformer le bâtiment en un regroupement de production décentralisée d'énergie verte, utilisant des sources telles que le solaire, l'éolien, la géothermie superficielle et la biomasse. Un bâtiment équipé d'un système de production, de stockage et de gestion d'énergie (SPSGE) peut fournir ses propres besoins énergétiques et injecter l'excédent dans le réseau, produisant ainsi plus d'énergie qu'il n'en consomme. Ce concept est connu sous le nom de "bâtiment à énergie positive". En général, un tel bâtiment peut être équipé de systèmes photovoltaïques, de capteurs solaires thermiques pour le chauffage et de petites éoliennes

Problématique

La production d'énergie renouvelable, notamment photovoltaïque et éolienne, est sujette à des variations de disponibilité en raison de l'intermittence des sources. Cependant, comment peut-on satisfaire la demande en énergie des bâtiments et assurer une alimentation continue, quelles que soient les conditions climatiques ? Pour répondre à ce défi, les systèmes hybrides SPSGE doivent être complétés par des batteries de stockage, malgré leur coût relativement élevé et leur durée de vie limitée, qui dépendent du nombre de cycles de charge et de décharge. Cela rend le bâtiment alimenté par ces systèmes plus complexe, car il doit gérer différents flux d'énergie quasi-aléatoires.

Dans cette thèse, la structure du SHSER est constituée de la connexion d'un générateur photovoltaïque, d'un générateur éolien basé sur une machine synchrone à aimant permanent et d'une batterie de stockage. L'ensemble est relié au bâtiment via un onduleur et est raccordé au réseau électrique.

L'objectif d'un tel système est d'assurer l'autonomie énergétique complète du bâtiment qu'il dessert, tout en restant économiquement et écologiquement viable. Le défi principal de ce système est la gestion optimale de la puissance produite par les différentes sources d'énergie. Un gestionnaire efficace est indispensable pour répartir la puissance des différents modules du SHSER de manière à :

- Répondre aux besoins énergétiques du bâtiment et lui assurer une autonomie quelles que soient les conditions climatiques.
- Maintenir le fonctionnement des différentes sources dans leurs points de fonctionnement optimaux.
- Garantir un transfert de puissance flexible et de qualité.

- Réduire la dépendance aux sources d'énergie fossiles acheminées par le réseau conventionnel.
- Utiliser rationnellement l'énergie stockée dans la batterie en gardant son état de charge dans les limites autorisées afin de prolonger sa durée de vie.

Objectifs

Les travaux de cette thèse ont pour objectif de proposer un système de commande adéquat permettant d'optimiser la production de chaque source d'énergie dans le système étudié. Le projet de thèse consiste également à proposer une stratégie de gestion de l'énergie dans le système hybride comprenant le photovoltaïque, l'éolien et la batterie de stockage, afin de maîtriser le flux de puissance dans ce système et d'augmenter son efficacité énergétique.

Pour atteindre ces objectifs, nous avons suivi les démarches suivantes :

- Implémentation de la commande prédictive à états finis appliquée à tous les sous-systèmes du SHSER étudié. Elle permet le contrôle et l'optimisation simultanées de tous ces modules, en minimisant une fonction coût qui regroupe les différents critères à satisfaire.
- Application d'une stratégie de gestion à l'aide d'un contrôleur flou afin de commander la puissance de la batterie et maintenir ainsi l'équilibre de puissance dans le système.
- Commande de la puissance transférée à la résistance de dissipation (dump load) en contrôlant l'hacheur Buck reliant cette impédance au bus continu du système.
- Gérer la demande du bâtiment en procédant au délestage d'une partie de sa charge prédéfinie en fonction de son niveau de priorité pour le fonctionnement du bâtiment

Organisation de la thèse

Les objectifs de cette thèse seront traités à travers cinq chapitres. Le premier chapitre présentera un état de l'art sur le contexte énergétique mondial en soulignant la nécessité de remplacer les sources d'énergie fossiles par l'intégration d'énergies renouvelables. Ce chapitre positionnera également le secteur du bâtiment dans la consommation mondiale d'électricité et mettra en évidence la nécessité d'approvisionner ce secteur en utilisant des sources décentralisées d'énergies renouvelables hybrides.

Les chapitres deux et trois exposent la modélisation des deux chaînes de production photovoltaïque et éolienne, respectivement. Pour le système photovoltaïque, une MPPT floue est appliquée pour extraire le maximum de puissance. Dans le chapitre 3, nous avons également présenté la commande vectorielle de la machine synchrone pour asservir sa vitesse à la vitesse optimale permettant d'optimiser la puissance disponible dans le vent. Le transfert de la puissance vers le bâtiment et le réseau est établi via une commande par orientation de la tension VOC appliquée à l'onduleur, qui est détaillée.

Le chapitre quatre est consacré à la commande prédictive. Dans un premier temps, son principe est expliqué, puis nous présentons son application à l'hacheur boost pour extraire le maximum de puissance du générateur photovoltaïque. La commande est également appliquée aux convertisseurs statiques liés à la machine synchrone ainsi qu'à celui du côté du bâtiment.

Les vecteurs de commutation sont issus de la minimisation d'une fonction coût à plusieurs critères.

Le dernier chapitre présente en détail la stratégie de commande adoptée. Dans un premier temps, la modélisation des éléments de stockage dans un système hybride est exposée, en présentant en détail le modèle CIEMAT des batteries électrochimiques. Ensuite, la gestion de l'énergie dans le système hybride par ses trois actions est développée : l'action de contrôle de la puissance de la batterie, l'action de commande de la puissance dans l'impédance de décharge et l'action de délestage d'une partie de la charge. Enfin, la stratégie de gestion de l'énergie dans ce système est validée par des simulations de plusieurs scénarios de fonctionnement proposés.

En conclusion générale, nous présentons une synthèse des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus. Enfin, nous aborderons les perspectives et les travaux attendus pour compléter cette thématique

Etat de l'art et contexte énergétique

Résumé :

Ce chapitre analyse sommairement le contexte de la consommation et de la production d'énergie, en particulier l'énergie électrique, tant au niveau mondial qu'au niveau de l'Algérie. Les statistiques fournies permettent de mieux comprendre la complexité du contexte énergétique dans un contexte marqué par des préoccupations environnementales telles que le changement climatique et l'épuisement des réserves mondiales. Les données mondiales et locales indiquent que la consommation d'énergie électrique dans le secteur résidentiel représente 35 % de la consommation mondiale et entraîne une importante émission de gaz à effet de serre.

Sommaire :

1. Introduction	14
2. Contexte énergétique mondiale	15
2.1. Contexte environnemental mondial	15
2.2. Productions Production et consommation mondiales d'électricité en chiffres	17
3. Les énergies renouvelables	19
3.1. Energie éolien	19
3.2. Energie photovoltaïque	20
4. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie	21
4.1. Potentiel solaire	22
4.2. Potentiel éolien	23
5. Position du bâtiment dans la maîtrise de l'énergie électrique	23
5.1. Impact du secteur bâtiment	23
5.2. Bâtiment Intégrateur de sources renouvelables	24
6. Conclusion	25
7. Références	25

1. Introduction

Les énergies renouvelables sont devenues une alternative importante pour l'alimentation en énergie électrique des sites isolés qui ne permettent pas d'être connectés au réseau électrique. Ainsi, au cours des dernières années, cette alternative est devenue de plus en plus présente dans le secteur du bâtiment, avec l'objectif de réduire la dépendance au réseau électrique conventionnel et de minimiser l'utilisation de sources fossiles.

Dans ce chapitre, nous présentons le contexte énergétique mondial, en examinant la production et la consommation d'énergie dans les différents secteurs. Nous décrivons également la production d'énergie électrique à partir de différentes sources renouvelables, en présentant les dernières statistiques sur leur chronologie dans le monde. Nous exposons également le potentiel des énergies renouvelables, notamment en Algérie, qui peut être exploité dans l'avenir.

En outre, nous abordons le sujet du bâtiment, qui représente une part importante de la consommation mondiale d'énergie électrique, en expliquant comment il peut contribuer à la maîtrise de l'énergie.

2. Contexte énergétique

2.1. Contexte environnemental mondial

Au début du XXI^{ème} siècle, les impacts environnementaux liés aux consommations énergétiques humaines ont commencé à se faire sentir : pénurie des sources d'énergie primaire, changement climatique, pollution, etc. (Abr, 09). Ainsi, l'humanité a pris conscience du problème écologique lié au développement du mode de vie et a « inventé » la notion de développement durable. En 1987, la Commission sur l'environnement et le développement de l'ONU¹ a défini le développement durable comme suit : « Satisfaire les besoins actuels sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire les leurs » (MUL, 06). Il s'agit de répondre aux besoins énergétiques de l'homme de manière rationnelle et de mettre en place des règles et des mesures afin de réduire l'impact des activités humaines sur le changement climatique (Miss, 12) (Men, 15) (Tai, 20).

Le WWF (World Wide Fund For Nature) a proposé la notion d'Empreinte Écologique Mondiale (World Ecological Footprint en anglais). Il s'agit de la surface terrestre exploitée ou consommée pour les différentes activités humaines. Le rapport du WWF (2004) confirme que les ressources naturelles consommées par l'humanité sont supérieures de plus de 20% à celles que la Terre peut produire sur une période donnée (Duy, 07). L'énergie représente plus de 50% de l'empreinte totale et continue d'augmenter (Miss, 12). Ainsi, le rapport du WWF de l'année 2014 confirme qu'il faudra une planète et demie pour répondre à la demande actuelle de l'humanité et que depuis 40 ans, cette demande excède la capacité de la Terre (Men, 15) (Tai, 20).

D'après les statistiques de l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA), la consommation d'énergie a considérablement augmenté, passant de 10 896,9 TWh en 1990 à plus de 25 000 TWh en 2019 (Figure 1.1). On s'attend à ce que la consommation mondiale augmente de 56 % à l'arrivée de l'an 2040 [Gui,18] [Cro,13]. Cette augmentation de la consommation est confrontée à deux défis majeurs : d'une part, des problèmes environnementaux liés aux

émissions de gaz polluants dues à l'utilisation de sources d'énergie fossiles, qui représentent la plus grande part de la consommation énergétique, et d'autre part, un approvisionnement limité en ressources conventionnelles qui sont condamnées à s'épuiser au cours des prochaines décennies [Cro,13].

Par ailleurs, ces mêmes sources d'énergie sont avérées responsables de la pollution de l'air et de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre qui sont à l'origine du réchauffement climatique (Figure 1.2).

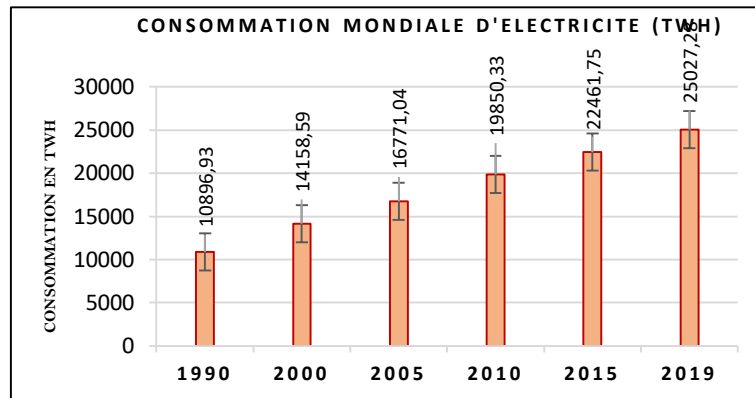


Fig. 1.1 La consommation Mondiale de l'électricité (Source IEA 2022)

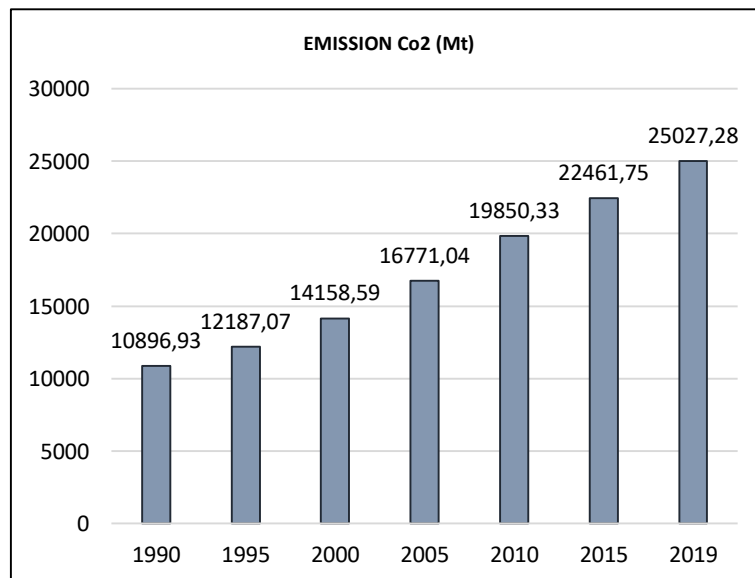


Fig. 1.2 Les émissions totales de gaz polluants dans le monde (Source IEA 2022).

La lutte contre le changement climatique et la réduction des émissions de gaz à effet de serre par la diminution de la consommation d'énergie fossile est devenue un défi majeur pour tous les pays développés [Cro,13] [Abr,09]. Dans ce contexte, le développement des énergies renouvelables et l'intégration de sources d'énergie propres et inépuisables représentent une solution idéale à cette problématique. En effet, la disponibilité étendue de ces énergies nouvelles sous différentes formes les rend sujettes à de nombreuses études et applications, ainsi qu'à des progrès technologiques considérables ces dernières années.

2.2. Production et consommation mondiales d'électricité en chiffres

Dans cette section, nous présentons l'évolution de la production d'énergie électrique par type de source primaire, ainsi que les émissions de gaz polluants correspondantes, afin de mieux comprendre les enjeux énergétiques.

2.2.1. Production de l'électricité par les sources non-renouvelables.

En examinant la production mondiale d'énergie électrique présentée dans les courbes de la figure 1.3, on constate une augmentation continue pour tous les types de sources primaires. Cependant, les sources fossiles occupent la part la plus importante de la production totale pour répondre aux besoins en énergie électrique de l'humanité.

Le graphique en secteur de la figure 1.3 représente la puissance électrique mondiale cumulée de 1990 à 2019. Les sources d'énergie non renouvelables (pétrole, gaz naturel, nucléaire) représentent 80% de la puissance produite au cours de cette période. [IEA, 21].

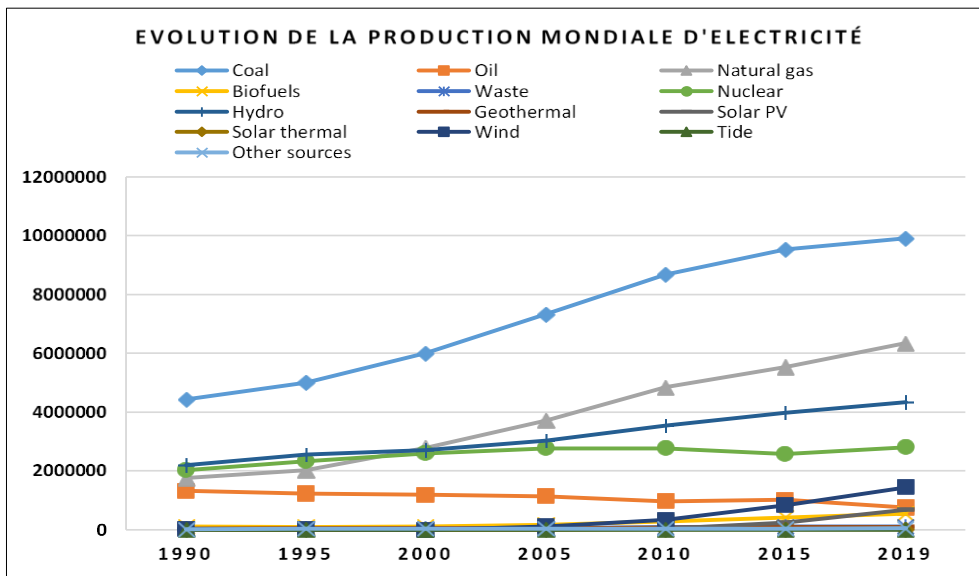


Fig. 1.3 Evolution de la production mondiale de l'électricité 1990-2019 (source IEA 2022)

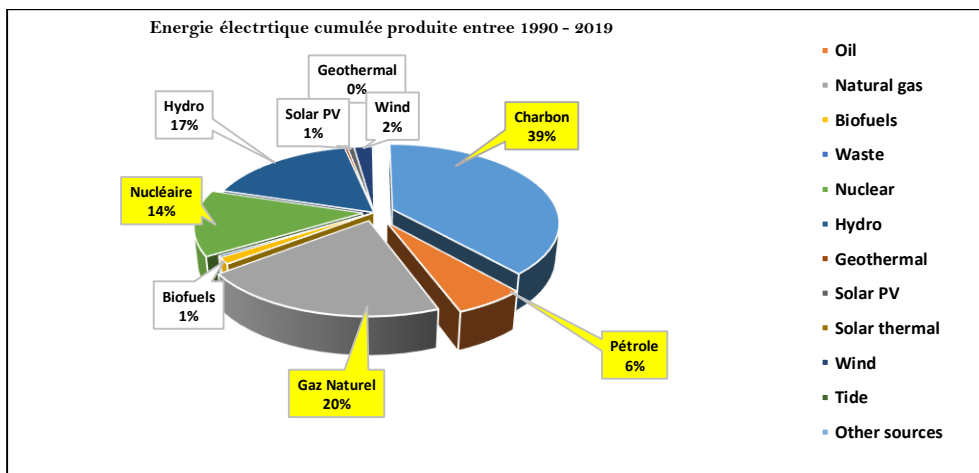


Fig. 1.4 Energie électrique produite cumulée dans la période 1990-2019 (source IEA 2022)

Le charbon représente la plus grande part (39%), suivi du gaz naturel (20%), puis du nucléaire (14%) et enfin du pétrole (6%). La quasi-totalité de la consommation d'énergie est basée sur des sources primaires fossiles qui ne sont pas renouvelables. Cela conduit non seulement à l'épuisement de ces précieuses ressources naturelles, mais aussi à des problèmes de pollution sérieux, notamment l'émission de grandes quantités de gaz polluants à effet de serre, comme illustré dans la figure 1.5.

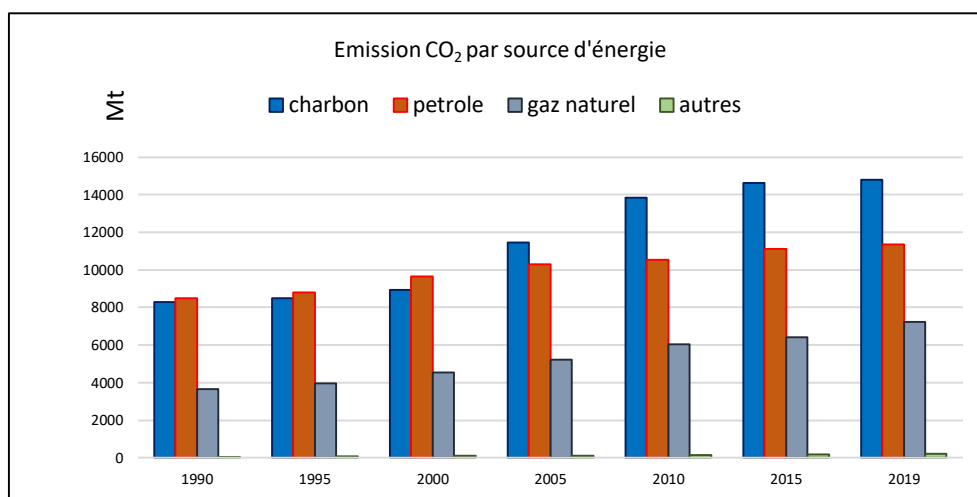


Fig. 1.5 L'émission gaz co2 pour chaque source fossile primaire (source IEA 2022)

2.2.2. Production de l'électricité par les sources renouvelables

Les énergies renouvelables sont encouragées dans le monde entier dans le contexte de la réduction des émissions de gaz polluants et à effet de serre, en tenant compte également de l'incertitude liée aux énergies fossiles. La figure 1.6 montre l'évolution de certains types de sources d'énergie renouvelables. On voit clairement la progression de l'énergie éolienne et photovoltaïque, en particulier au cours de la dernière décennie.

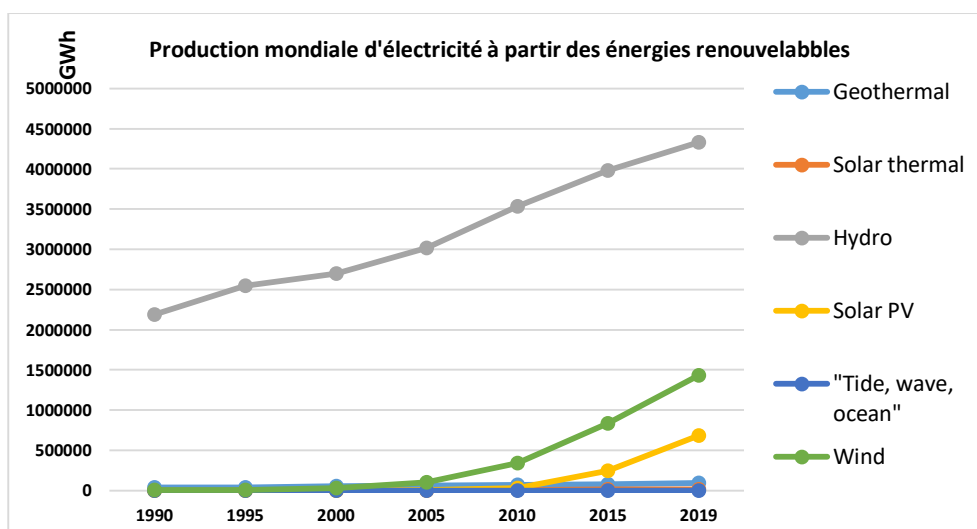


Fig. 1.6 Production mondiale de l'électricité par les sources renouvelables (source IEA 2022)

Actuellement, selon les chiffres donnés par IEA-2019, les énergies renouvelables représentent 11% de la consommation totale d'énergie dans le monde et 27% de la production mondiale d'électricité, atteignant plus de 7 millions de GWh en 2019.

Parmi les sources d'énergie renouvelable, la production d'électricité à partir des sources éoliennes et photovoltaïques, sur lesquelles est focalisée notre étude dans cette thèse, a connu une évolution considérable entre 1990 et 2019, comme indiqué dans la figure 1.7 ci-dessous.

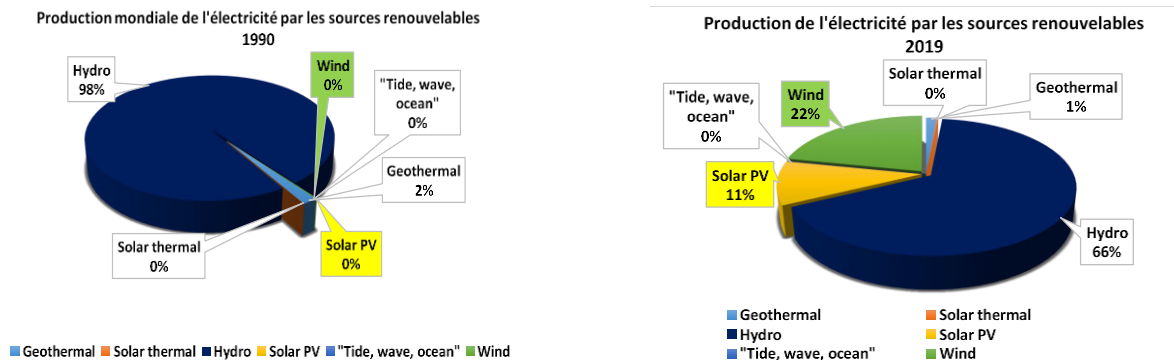


Fig. 1.7 Évolution de la production d'électricité à partir de sources renouvelables de 1990 à 2019 (IEA 2022)

- La production d'électricité mondiale d'origine éolienne a connu la croissance la plus importante avec une augmentation de 22% entre 1990 et 2019 [IEA, 21].
- L'énergie photovoltaïque est au deuxième rang avec une progression de 11% au cours des deux dernières décennies [IEA,21].

3. L'énergie renouvelables

Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie dérivées de processus naturels et qui peuvent se régénérer naturellement. Elles découlent directement ou indirectement de l'énergie générée par le soleil, le vent, la biomasse, la chaleur terrestre, l'eau des fleuves, des mers et des océans, le biogaz et les biocarburants liquides.

Dans ce qui suit, nous présenterons les sources de conversion électrique renouvelables les plus importantes, à savoir le photovoltaïque et l'éolien, qui sont utilisées dans l'hybridation du système d'alimentation de notre étude.

3.1. Énergie éolien

Parmi les énergies renouvelables, l'éolien est actuellement le mieux placé sur le plan de la rentabilité économique. L'exploitation d'une éolienne de 1 MW permet d'éviter un rejet annuel d'environ 2000 tonnes de dioxyde de carbone [Duy,07]. Son intégration dans la production mondiale est devenue au cours des dernières années la principale source d'électricité renouvelable, avec plus de 200 TWh en 2008 et dépassant les 1427 TWh en 2019, représentés par l'histogramme de la figure 1.8 [Cro,13] [IEA,21].

On distingue deux types d'éoliennes : les grandes éoliennes, généralement connectées au réseau, et les petites éoliennes de quelques centaines de watts destinées à l'utilisation des particuliers isolés ou connectées au réseau. Les éoliennes de grande puissance peuvent faire plusieurs dizaines de mètres de hauteur pour générer une puissance en MW injectée dans le

réseau électrique. Les éoliennes plus petites, quant à elles, sont plus adaptées à un usage domestique [Cro,13].

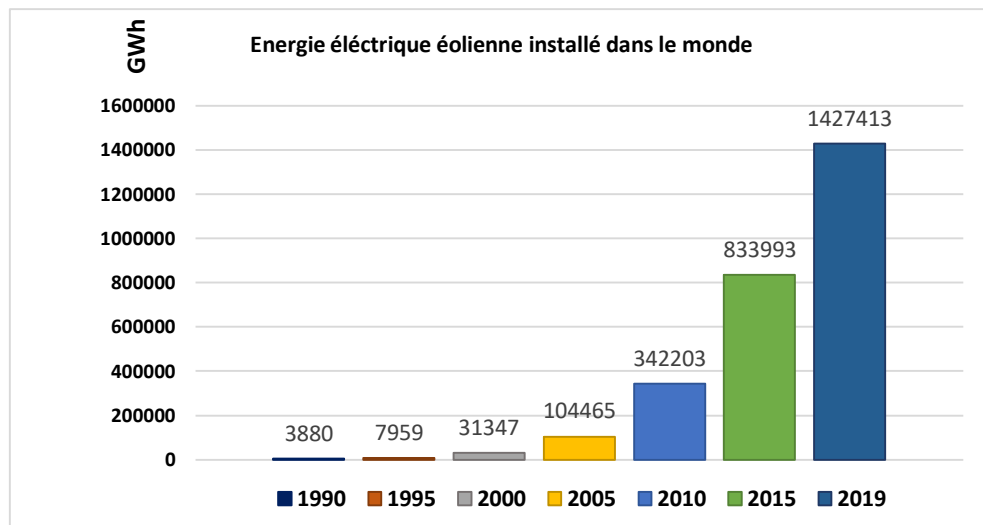


Fig. 1.8 la production d'électricité mondiale à base d'éolienne 1990-2019 (IEA 2022)

Bien que le coût de réalisation des éoliennes de grande puissance soit très élevé, elles possèdent un cycle de vie important. Selon l'association danoise de l'industrie éolienne, une éolienne de 2,5 MW peut tenir plus de vingt ans lorsqu'elle est exploitée dans des conditions normales. En outre, elles peuvent produire en deux à trois mois l'énergie consommée pour leur réalisation [Duy,07].

3.2. Energie photovoltaïque

La deuxième source d'énergie disponible en grande quantité est l'énergie solaire, qui est caractérisée par l'ensoleillement et l'irradiation solaire. L'ensoleillement correspond à l'énergie fournie par le soleil par unité de surface sur une période donnée, en Joules/m², tandis que l'irradiation solaire correspond à la puissance à un instant donné, en W/m². Bien que cette source d'énergie propre et facilement exploitable soit encore minoritaire au niveau mondial, elle connaît une évolution très forte grâce au développement de la technologie de fabrication des panneaux photovoltaïques. En effet, la croissance de la production d'électricité photovoltaïque a été de l'ordre de 31,6% par an [Cro,13] [IEA,21].

Selon le rapport de BMU (2006b), les systèmes photovoltaïques ont besoin de 2 à 5 ans pour amortir l'énergie consommée pour leur construction, incluant le coût de fabrication et le montage [Duy,07] [Cro,13]. Cependant, le point faible des systèmes photovoltaïques est leur faible rendement, qui ne dépasse pas les 18 %.

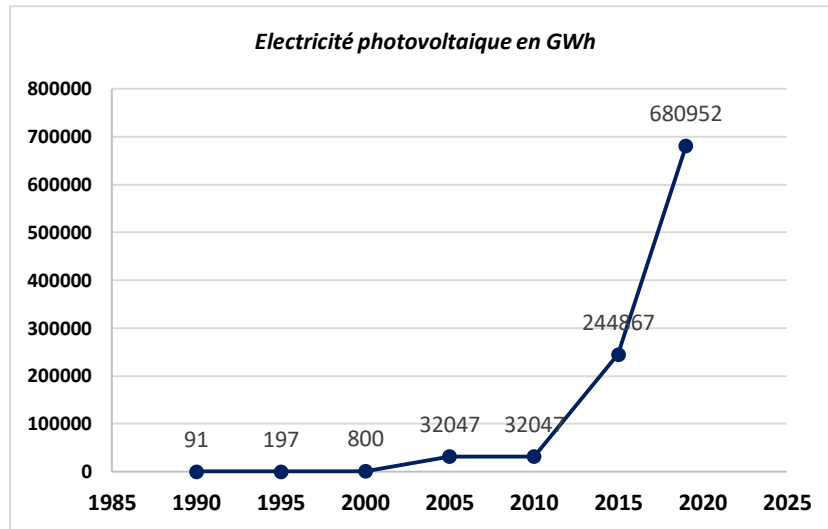


Fig. 1.9 La production d'électricité Photovoltaïque mondiale 1990-2019 (IEA 2022)

4. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie est un grand producteur de pétrole et de gaz. Cependant, la quasi-totalité de sa production d'électricité provient des centrales à gaz naturel, comme indiqué dans la figure 1.9. En 2015, le pays a mis à jour son plan de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique jusqu'en 2030, en mettant davantage l'accent sur le développement d'énergies renouvelables à grande échelle, telles que les installations solaires photovoltaïques et éoliennes terrestres. L'objectif est de diversifier les sources de production d'électricité renouvelable [Kho,18] [Che,06] [Sta,11].

Le programme de développement des énergies renouvelables adopté par le gouvernement algérien a pour objectif d'atteindre une part de près de 27% d'énergie renouvelable dans la production totale d'électricité du pays d'ici 2030. La figure 1.10 présente la répartition prévue de ce programme selon les différentes sources d'énergie renouvelable [Kho,18].

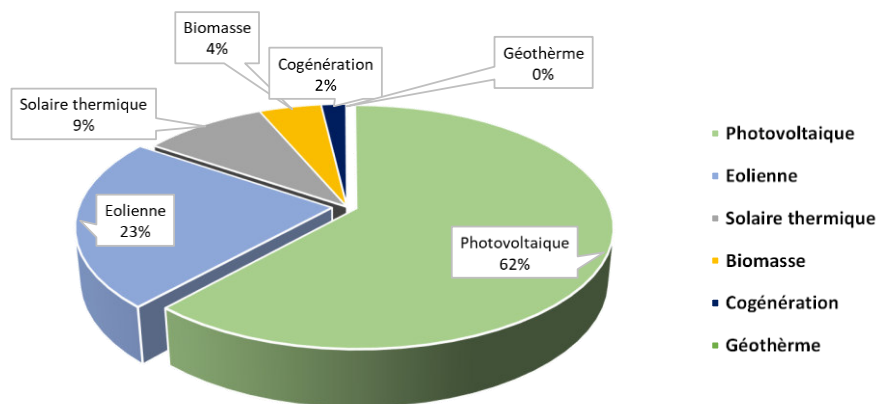


Fig. 1.10 Les prévision de la production renouvelable à l'horizon 2030 en Algérie [IEA,21]

Le gouvernement algérien reconnaît l'énergie solaire, à la fois photovoltaïque et thermique, comme une technologie renouvelable primaire à développer. En revanche, les potentiels des énergies éolienne, de la biomasse, de la géothermie et de l'hydroélectricité sont relativement faibles [IEA,21]

4.1. Potentiel solaire

En raison de sa position géographique, l'Algérie possède le champ solaire le plus important au monde. L'ensoleillement moyen est estimé à 2000 heures, mais peut atteindre 3900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara, avec une moyenne d'ensoleillement de 6,57 kWh par mètre carré et par jour. La quantité d'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de 1 m² est d'environ 3 kWh/m² au nord et dépasse 5,6 kWh/m² au Grand Sud [IEA,21].

Si l'on compare le potentiel solaire au gaz naturel, le potentiel solaire algérien équivaut à un volume de 37 000 milliards de mètres cubes, soit plus de 8 fois les réserves de gaz naturel du pays, à la différence que le potentiel solaire est renouvelable, contrairement au gaz naturel.

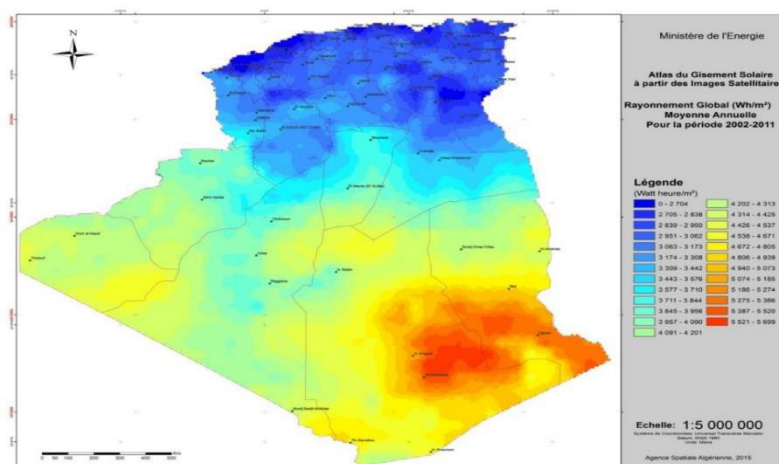


Fig. 1.11 Carte du gisement solaire en Algérie [IEA,21]

Le tableau suivant donne le potentiel solaire algérien en chiffres et selon la localisation.

Tableau 1 : Potentiel solaire algérien en durée d'ensoleillement et en énergie reçue (moyenne)

	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

4.2. Potentiel éolien

Le potentiel éolien en Algérie est relativement modéré, avec des vitesses de vent variant entre 2 et 6 m/s. Bien que ce potentiel énergétique soit idéal pour alimenter les systèmes de pompage d'eau, notamment dans les zones isolées, il est marginal pour répondre aux besoins en grande puissance. Les sites présentant des perspectives intéressantes se trouvent dans la région de l'Adrar, au sud, et au nord-ouest d'Oran.

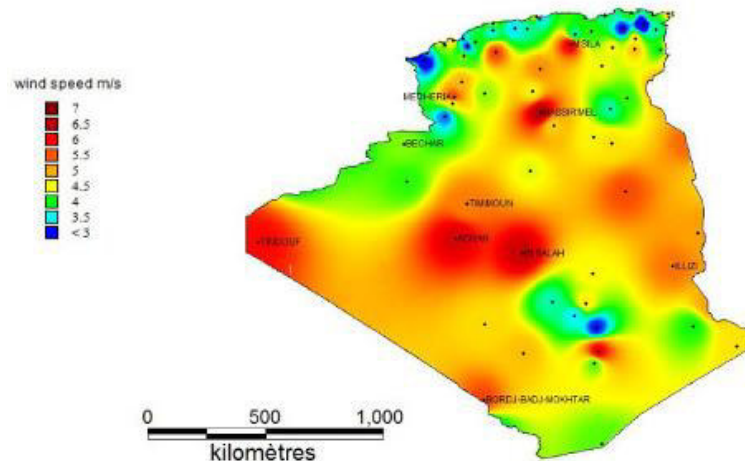


Fig. 1.12 Carte du gisement éolien en Algérie [IEA,21]

La carte présentée par la figure 1.12 ci-dessus montre que le Sud Algérien est caractérisé par des vitesses de vent plus élevées que le Nord, en particulier dans le Sud-Est, où les vitesses dépassent 7 m/s et atteignent plus de 8 m/s dans la région de Tamanrasset.

En ce qui concerne le Nord, la vitesse moyenne du vent est globalement peu élevée. Cependant, il existe des microclimats sur les sites côtiers, sur les hauts plateaux (6 à 7 m/s), et dans le Grand Sud (>8m/s). Un certain nombre de sites le long de la côte ont des vitesses moyennes de vent supérieures à 5 m/s, atteignant plus de 8,5 m/s à 80m.

5. Position du bâtiment dans la maîtrise de l'énergie électrique

5.1. Impact du secteur bâtiment

La consommation d'énergie dans le secteur du bâtiment représente une part importante de la consommation mondiale d'énergie, juste après le secteur industriel. Le secteur résidentiel et tertiaire est considéré, avec le transport, comme étant le plus important gisement d'économies et de modulation d'énergie [Miss,12]. Par conséquent, le secteur du bâtiment est celui sur lequel il est le plus intéressant de se concentrer, car il représente le plus gros consommateur d'énergie électrique.

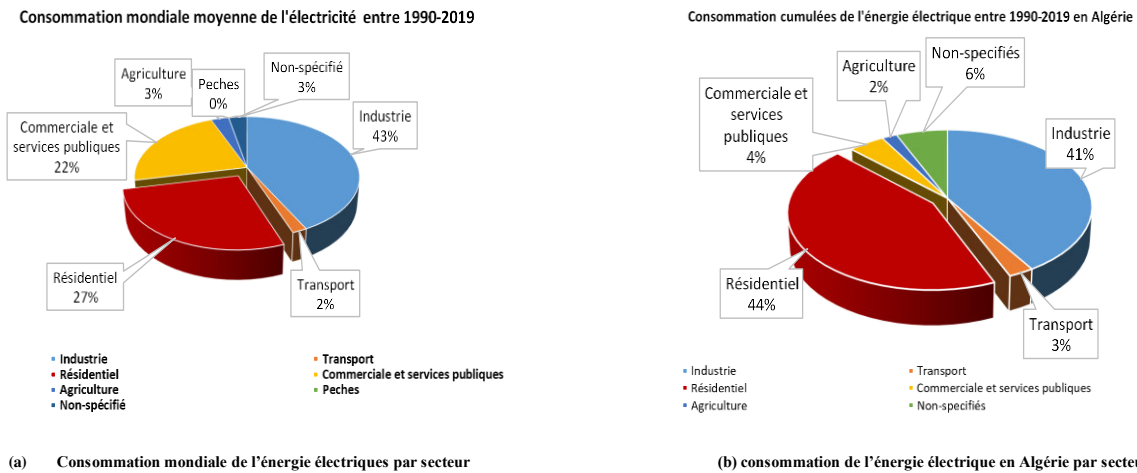


Fig.1.13 La consommation moyenne d'électricité par secteur en Algérie et dans le monde (IEA,2021)

La consommation d'énergie électrique dans le secteur du bâtiment représente plus de 27% de la consommation électrique totale dans le monde. En Algérie, ce secteur représente 44% de la consommation énergétique totale du pays, dépassant ainsi la consommation du secteur industriel.

La croissance du nombre de bâtiments est un facteur explicatif de la croissance de la consommation d'électricité dans le secteur tertiaire. Selon l'Observatoire de l'Energie, l'augmentation de la consommation électrique dans le secteur résidentiel/tertiaire est principalement due à l'évolution du mode de vie humain et à la multiplication des équipements électriques utilisés

Malgré les actions de maîtrise de la demande qui sont engagées par tous les gouvernements au niveau mondial afin de réduire la croissance de la consommation du secteur du bâtiment, qui est passée de 9,07 millions de Téra joules en 1990 à 21,86 millions de Téra joules en 2019 selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), ce secteur reste un secteur de forte croissance de la consommation.

Vu l'importance de la consommation du secteur du bâtiment, il est nécessaire de favoriser la réduction et la maîtrise de sa consommation. Cela implique de concevoir des bâtiments plus performants, "bâtiments de basse consommation", munis d'un système de gestion énergétique et, si possible, intégrant un système de production locale de sources d'énergie diversifiées.

5.2. Bâtiment Intégrateur de sources renouvelables

L'essor des énergies renouvelables a permis la transition des bâtiments à basse consommation vers les bâtiments à énergie positive, pour lesquels la quantité d'énergie renouvelable produite sur l'année est supérieure à la consommation d'énergie primaire. Ces bâtiments seront autonomes et produiront plus d'énergie qu'ils n'en consomment pour leurs activités. Cet objectif ne peut être atteint qu'en intégrant des moyens de production d'énergie locale basés sur des sources renouvelables, tels que le photovoltaïque, le solaire thermique, l'éolien urbain et même des éléments de stockage.

Beaucoup d'études ont proposé des solutions technologiques qui permettent d'intégrer des systèmes de production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables au bâtiment [Men,07]. Elles ont mis en évidence la nécessité de développer la production d'électricité décentralisée dans le secteur du bâtiment.

6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents défis énergétiques mondiaux à travers la description du contexte énergétique mondial. Nous avons exposé en chiffres la production d'électricité à partir des différentes sources ainsi que la consommation dans les différents secteurs, en particulier le secteur du bâtiment qui représente une part importante de la consommation mondiale

Nous avons vu que l'énorme potentiel des énergies renouvelables, en particulier l'énergie éolienne et solaire, encourage le passage au bâtiment à énergie positive grâce à l'intégration de systèmes de production d'énergie renouvelable locale et à la mise au point d'un système de gestion de l'énergie performant.

La structure, la commande et la gestion des systèmes renouvelables destinés à l'approvisionnement en énergie électrique des bâtiments à énergie positive sont abordées dans les chapitres qui suivent.

7. Références

- [Abr,09] Abras, Shadi. *"Système domotique Multi-Agents pour la gestion de l'énergie dans l'habitat."* Thèse de l'institut polytechnique de Grenoble (2009).
- [Che,06] A.N.Cheigui. *"Les Energies du Future en Algérie : Sécurité, Enjeux et Perspectives "*. Université Joseph Fourier de Grenoble, Rapport Projet Maghreb-Europe,2006
- [Cro,13] Croci, Lila. *"Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/super-condensateurs. "* Thèse de Doctorat. Université de Poitiers, 2013.
- [Duy,07] HA, Duy Long. *'Un système avancé de gestion d'énergie dans le bâtiment pour coordonner production et consommation.'* 2007. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
- [Gui,18] GUICHI, Amar, TALHA, Abdelaziz, BERKOUK, El Madjid, et al. *'Energy management and performance evaluation of grid connected PV-battery hybrid system with inherent control scheme.'* Sustainable cities and society, 2018, vol. 41, p. 490-504.
- [Kho,18] KHOUDIRI, Saïd. *'Commande et Optimisation d'un Système Énergétique Hybride (SEH): Application à l'Énergie Renouvelable.'* 2018. Thèse de doctorat. Université Mohamed Khider Biskra.
- [Men,07] C. Ménézo , J.-B. Saulnier, D. Lincot, et G. Guarracino, *"Energy, domotics, materials welcome to the home of the future"*. CNRS international magazine, vol 5, pp 18_27, (2007).
- [Men,15] DAHMANE, Menad. *Gestion, 'Optimisation et conversion des énergies pour habitat autonome'*. Thèse de doctorat. Université de Picardie Jules Verne. 2015.

- [Miss,12] BADREDDINE, Rim Missaoui. "*Gestion Énergétique optimisée pour un bâtiment intelligent multi-sources multi-charges: différents principes de validations.*" 2012. Thèse de doctorat. Université de Grenoble.
- [Mou,19] MOUSSA, Lawan Gaptia Maï. '*Gestion optimale d'énergie électrique à partir des sources d'énergies renouvelables dédiées aux sites isolés.*' 2019. Thèse de doctorat. Normandie Université.
- [MUL,06] MULTON, Bernard, SEIGNEURBIEUX, Julien, RUELLAN, Marie, et al. '*Energie et développement durable*'. l'ENSET/ENS de Cachan, 2006.
- [Sta,11] A. B. Stambouli. "*Promotion of Renewable Energies in Algeria: Strategies and perspectives*". Renewable and Sustainable Energy Reviews v15, pp.1169-1181, 2011
- [Tai,20] LE, Tai. '*Architectures électriques optimales de centrales photovoltaïques linéaires et services contribués au réseau.*' 2020. Thèse de doctorat. Université Grenoble.

Chapitre II :

Modélisation et commande du Système de conversion de l'énergie photovoltaïque.

Résumé :

Dans ce chapitre, nous présentons une chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque qui va assurer l'alimentation d'un bâtiment raccordé au réseau électrique. L'objectif de cette alimentation, destinée à être intégrée dans un système hybride à sources renouvelables, est de réduire la dépendance au réseau conventionnel et d'augmenter l'autonomie énergétique du bâtiment. Un contrôleur MPPT flou est proposé et implémenté sur le convertisseur boost pour maintenir la puissance du panneau photovoltaïque à sa valeur optimale, quelles que soient les variations climatiques et la variation de la charge du bâtiment. L'onduleur côté réseau est contrôlé par des régulateurs à hystérésis afin de transférer l'énergie totale produite, dans le but de remplacer partiellement voire complètement l'énergie fournie par le réseau.

Sommaire :

1. Introduction	28
2. Topologie des systèmes de conversion de l'énergie photovoltaïques	28
2.1. Système autonome	28
2.2. Système raccordé au réseau	29
2.3. Description du système à étudier	29
3. Modélisation du système de production de l'énergie photovoltaïque	30
3.1. Principe et modélisation du générateur photovoltaïque	30
3.2. Modélisation du convertisseur DC/DC (hacheur Boost)	34
4. Extraction de la puissance maximale du panneau photovoltaïque	35
4.1. Méthode de l'incrément de conductance	36
4.2. Optimisation de la puissance du GPV par la technique MPPT floue	37
5. Contrôle du convertisseur côté réseaux	41
5.1. Stratégie de commande du flux de puissance injecté	41
5.2. Régulation de la tension du bus continu	42
6. Simulation du système photovoltaïque et résultats	43
7. Conclusion	46
8. Références	47

1. Introduction

Actuellement, l'énergie photovoltaïque suscite un grand intérêt et s'impose dans le domaine de la production décentralisée d'énergie électrique pour remplacer les productions traditionnelles (fossiles) coûteuses et accompagnées d'émissions de gaz polluants ayant un impact négatif sur l'environnement. Dans ce contexte, les systèmes photovoltaïques offrent des solutions concurrentielles avec des avantages considérables tels que l'absence de la pollution et la disponibilité de cette source primaire sur l'ensemble de la planète [DL+, 17] [AD+, 16].

Dans la littérature, on trouve de nombreux travaux sur les systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque PVECS alimentant une charge isolée [LRJ,20] [HYE,19], avec des batteries de stockage [YKB,18] [TNU,15], connectés au réseau [TNU,15] [SJJ,14] [GRR,20], ou comme source d'énergie renouvelable dans un réseau intelligent [DL+,17].

Ce chapitre porte sur l'étude d'une chaîne de production photovoltaïque liée à un bâtiment à consommation positive représentant une charge alternative et variable. L'ensemble est raccordé au réseau de distribution. En raison du caractère intermittent de l'ensoleillement et des variations de la demande en énergie électrique du bâtiment, la puissance produite par le générateur photovoltaïque doit être optimisée. Pour cela, nous avons implémenté un algorithme d'optimisation MPPT flou pour la poursuite du point de puissance maximale. L'étude consiste également à appliquer une commande au convertisseur DC/AC pour transférer efficacement la puissance au réseau, avec un facteur de puissance unitaire et un rendement optimal.

2. Topologie des systèmes de conversion de l'énergie photovoltaïque

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque sont classés en deux grandes catégories : les systèmes autonomes et les systèmes connectés au réseau [DL+,17] [Ger,02] [MR+,20]

2.1. Système autonome : Ils sont conçus pour satisfaire la demande d'un consommateur isolé du réseau électrique. Dans ce cas, l'énergie produite par les panneaux est utilisée immédiatement par l'abonné ou peut être stockée dans des batteries pour une utilisation ultérieure. La configuration de ce type de système est présentée dans la figure 2.1. [Hri,14]

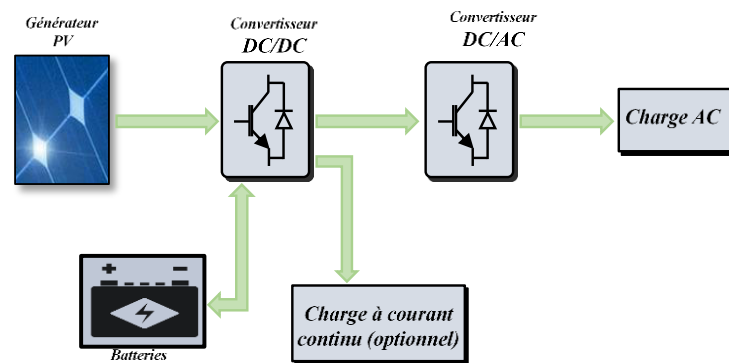


Fig. 2.1. Structure d'un système photovoltaïque autonome

2.2. Système raccordé au réseau électrique : La configuration de ces systèmes est illustrée par la figure 2.2 suivante. Ce type de système injecte l'énergie produite par les panneaux solaires dans le réseau de distribution en régime alternatif selon deux modes de fonctionnement :

- L'injection de la totalité de l'énergie produite pendant des périodes d'injection qui correspondent aux périodes de production.
- L'injection de surplus d'énergie produite, comme dans le cas des installations photovoltaïques domestiques où l'énergie issue des générateurs PV est immédiatement autoconsommée et tout surplus de production par rapport à la consommation instantanée est injecté dans le réseau. Dans ce cas, le réseau est utilisé pour l'alimentation en cas de manque d'énergie photovoltaïque.

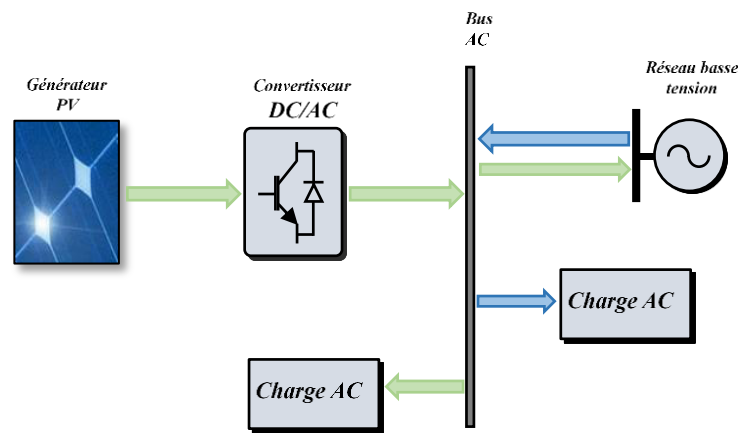


Fig. 2.2. Structure d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique

2.3. Description du système à étudier

Le système de conversion photovoltaïque à étudier est un système connecté au réseau électrique, tel qu'il est représenté sur la figure 2.3

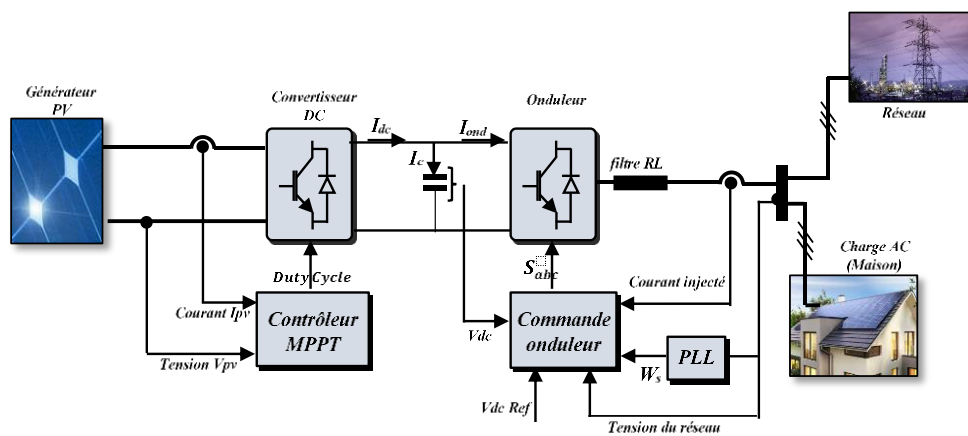


Fig. 2.3. Schéma synoptique du système de production photovoltaïque.

Le système se compose d'un générateur photovoltaïque connecté à un étage d'adaptation, qui comprend un convertisseur DC/DC (Boost) assurant la poursuite du point de puissance maximale. L'ensemble est connecté au réseau de distribution (basse tension) par un onduleur triphasé commandé pour transférer toute l'énergie générée par les panneaux solaires au bâtiment, supposé de basse consommation, afin de répondre à ses besoins en énergie électrique. Tout excédent d'énergie produite sera injecté dans le réseau.

3. Modélisation du système de production de l'énergie photovoltaïque

3.1. Principe et modélisation du générateur photovoltaïque.

3.1.1. Effet photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque est l'élément de base d'un générateur photovoltaïque. Elle est fabriquée à partir de matériaux semi-conducteurs susceptibles de libérer un électron de leur atome une fois excité par les photons provenant d'un rayonnement solaire, comme illustré sur la figure 2.4(a). Ce courant donne naissance à une force électromotrice (FEM) aux bornes du semi-conducteur, correspondant ainsi à ce phénomène physique appelé effet photovoltaïque [Cab,08][Moh,16].

Les cellules photovoltaïques sont reliées entre elles en configuration série ou parallèle pour constituer un panneau ou module photovoltaïque.

Le panneau photovoltaïque est constitué de l'association d'un nombre N_s , de cellules connectées en série et d'un nombre N_p de string en parallèle afin d'obtenir les caractéristiques électriques désirées telles que la tension, le courant et la puissance en adéquation avec la charge à approvisionner.

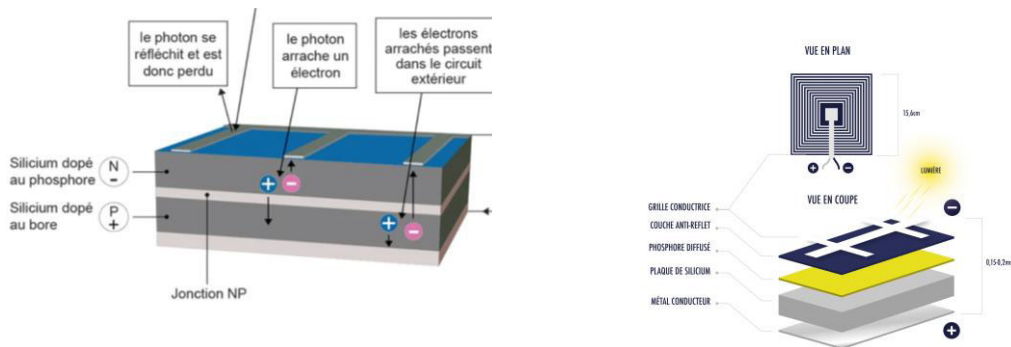


Fig. 2.4 (a) Principe de l'effet photovoltaïque Fig. 2.4 (b) Structure de la cellule photovoltaïque.

3.1.2. Modélisation du générateur photovoltaïque

Pour modéliser le générateur photovoltaïque, on doit se baser sur le comportement d'une cellule photovoltaïque. Comparable à une jonction semi-conductrice PN d'une diode utilisée classiquement en électronique, elle est modélisée comme un générateur de Norton dont l'intensité du courant dépend de l'éclairement et des pertes dans les conducteurs de connexion représentées par la résistance R_s . Plusieurs circuits équivalents sont proposés dans la littérature [Moh,16] [Aki,05].

- ❖ Le modèle idéal est illustré par le circuit de la figure 2.5, composé d'une seule diode, en négligeant le courant de fuite au niveau de la jonction, et caractérisé par une résistance shunt R_{sh} qui est omise dans ce modèle.

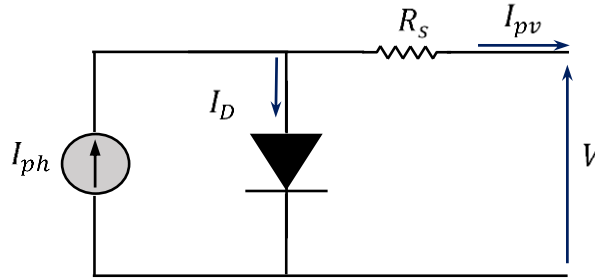


Fig. 2.5 Circuit équivalent idéal d'une cellule photovoltaïque

Le courant du module constitué de (N_s, N_p) cellules est donné par l'équation suivante :

$$I_{pv} = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_{rs} * \left(e^{\left(\frac{q \left(\frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{N_s + N_p} \right)}{a \cdot K \cdot T} \right)} - 1 \right) \quad (2.1)$$

où q représente la charge de l'électron ($1,6 \times 10^{-9}$ C), K est la constante de Boltzmann, a est le facteur d'idéalité de la diode, T est la température de la cellule en Kelvin et V_{pv} la tension du module photovoltaïque.

I_{rs} est le courant de saturation inverse de la cellule à la température T , il varie en fonction de la température selon l'équation suivante:

$$I_{rs} = I_0 \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \cdot e^{\left[\frac{E_g}{a \cdot K} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (2.2)$$

Où I_0 est le courant de saturation inverse à la température de référence T_r de la cellule et E_g est l'énergie de bande interdite du semi-conducteur utilisé dans la

cellule. Le courant photonique I_{ph} varie en fonction de la température et le rayonnement de la cellule comme suit:

$$I_{ph} = [I_{sc0} + k_i(T - T_r)] * \frac{G}{1000} \quad (2.3)$$

I_{sc0} est le courant de court-circuit à la température et à l'éclairement de référence, G correspond au rayonnement instantané ($Watt/m^2$) et G_{ref} est l'éclairement de référence. k_i est le coefficient de température du matériau.

- ❖ Le modèle à une seule diode et avec une résistance shunt caractérisant les pertes de courant est le plus couramment utilisé pour modéliser la conversion de l'énergie photovoltaïque dans une cellule. Le circuit équivalent est représenté par la figure 2.6.

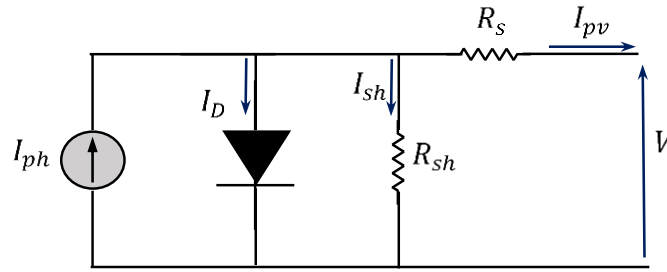


Fig. 2.6 Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque à une seule diode

Le courant généré par le module photovoltaïque est régi par la relation suivante :

$$I_{pv} = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_{rs} * \left(e^{\left(\frac{q \left(\frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{N_s} \right)}{a \cdot K \cdot T} \right)} - 1 \right) - \frac{N_p}{R_p} \left(\frac{V_{pv}}{N_s} + \frac{R_s \cdot I_{pv}}{N_p} \right) \quad (2.4)$$

- ❖ Le modèle à deux diode, représenté par le circuit de la figure 2.7, permet d'améliorer les modèles précédents du fait qu'il tient en compte les pertes résistives dans les circuits et ainsi que le mécanisme de recombinaison des électrons dans la jonction des semi-conducteurs.

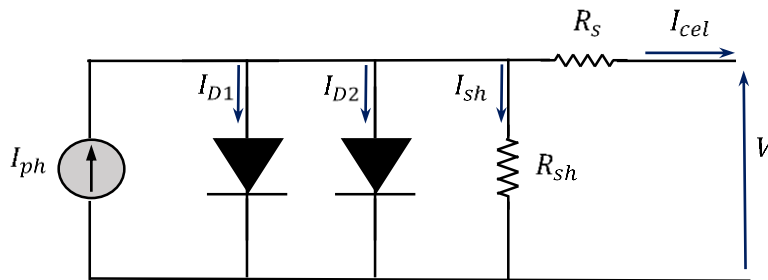


Fig. 2.7 Circuit équivalent à deux diodes

Le courant de la cellule dépend des deux courants des diodes, ce qui peut être exprimé par l'équation suivante :

$$I_{cel} = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - \left(\frac{V - R_s \cdot I_{cel}}{R_{sh}} \right) \quad (2.5)$$

où :

$$I_{D1} = I_{rs1} \cdot \left(e^{\left(\frac{V - R_s \cdot I_{cel}}{n_1 \cdot V_{T1}} \right)} - 1 \right) \quad (2.6)$$

$$I_{D2} = I_{rs2} \cdot \left(e^{\left(\frac{V - R_s \cdot I_{cel}}{n_2 \cdot V_{T2}} \right)} - 1 \right) \quad (2.7)$$

I_{D1} et I_{D2} sont les courants de saturation inverse des diodes D_1 et D_2 , V_{T1} et V_{T2} sont les tensions thermiques de D_1 et D_2 respectivement, et a_1 et a_2 sont leurs facteurs d'idéalité.

3.1.3. Caractéristiques du générateur photovoltaïque :

Les paramètres électriques du module photovoltaïque BP SX150 utilisé dans notre étude sont récapitulés dans l'Annexe A. [Aki_,05]

Les courbes des caractéristiques $I - V$ et $P - V$ de courant et de la puissance en fonction de la tension du panneau photovoltaïque sont représentées sur la figure 2.8. Elles illustrent les variations de tous les points remarquables : puissance maximale, tension en circuit ouvert et courant de court-circuit en fonction des changements atmosphériques de l'éclairement dans la figure 2.8(a) et de la température sur la figure 2.8(b), respectivement.

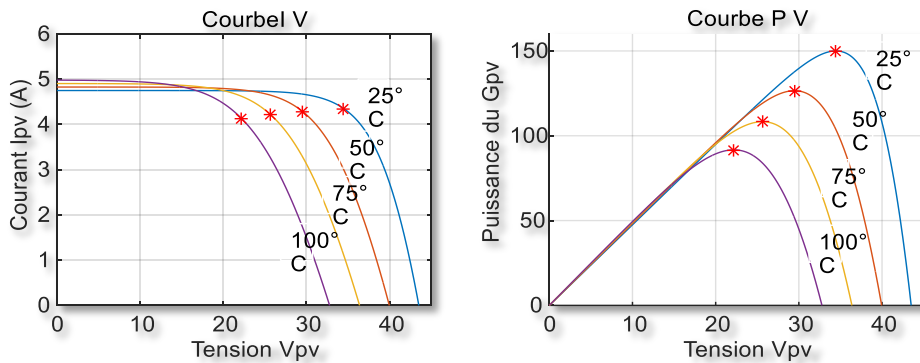


Fig. 2.8(a) Influence de la température sur les caractéristiques du GPV

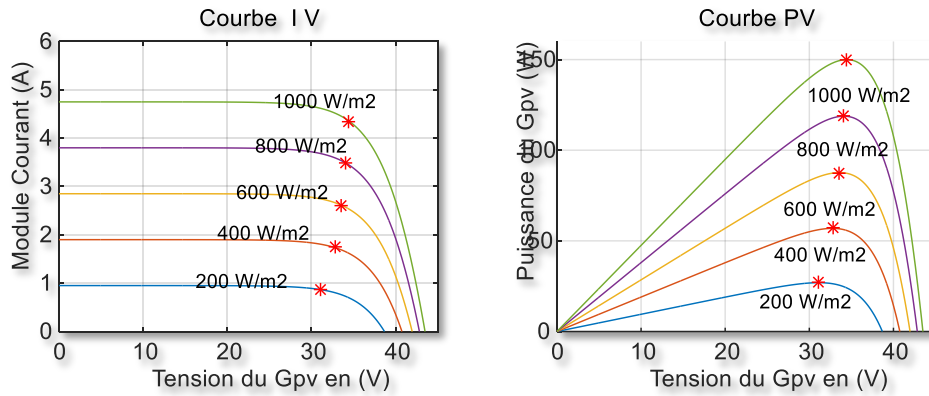


Fig. 2.8 (b) Effet de l'éclairement sur les caractéristiques du GPV

À partir des courbes de la figure 2.8(b), on observe une forte influence de l'éclairement sur le courant débité, ce qui se traduit par une augmentation de la puissance disponible dans le panneau photovoltaïque à chaque augmentation de l'éclairement. En revanche, l'augmentation de la température du panneau se traduit par une baisse considérable de la puissance du panneau, comme on peut le voir sur les courbes de la figure 2.8(a).

3.2. Modélisation du convertisseur DC/DC (Hacheur Boost)

C'est l'étage d'adaptation qui est constitué d'un ou plusieurs convertisseurs, de type élévateur dans notre étude (Boost). Il est introduit entre la charge et le générateur photovoltaïque (GPV) dans le but d'adapter la tension du système photovoltaïque à la tension de la charge et d'implémenter les algorithmes de poursuite du point de fonctionnement maximal. Le schéma de principe du convertisseur Boost est présenté dans la figure 2.9 ci-dessous :

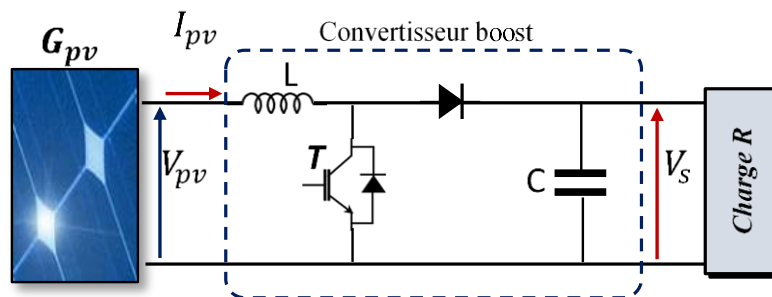


Fig. 2.9 Circuit du convertisseur DC-DC Boost

Le modèle mathématique est obtenu en appliquant les lois de Kirchoff sur le circuit précédent en considérant le régime de fonctionnement et l'état de l'interrupteur 'T'. [MR+,20]:

$$\begin{cases} L \frac{dI_{pv}}{dt} = V_{pv} - (1-\alpha)V_s \\ C \frac{dV_s}{dt} = (1-\alpha)I_{pv} - \frac{V_s}{R} \end{cases} \quad (2.8)$$

α : étant le rapport cyclique.

Les équations dynamiques du courant dans l'inductance et de la tension aux bornes du condensateur sont réécrites dans l'espace d'état, en posant $x_1 = I_{pv}$ et $x_2 = V_s$, sous la forme $X = AX + BU$ comme suit :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1-\alpha}{L} \\ \frac{1-\alpha}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \cdot V_{pv} \quad (2.9)$$

Les variables d'états dans cette représentation sont le courant dans l'inductance et la tension de sortie aux borne du condensateur 'C'. Les résultats de simulation de la régulation de la tension V_s avec un contrôle du courant dans la bobine moyennant deux boucles de commande en cascade et par le mode de glissement (Sliding Mode Control SMC) sont représentés sur la figure 2.10 [HYE,19]. (Annexe B).

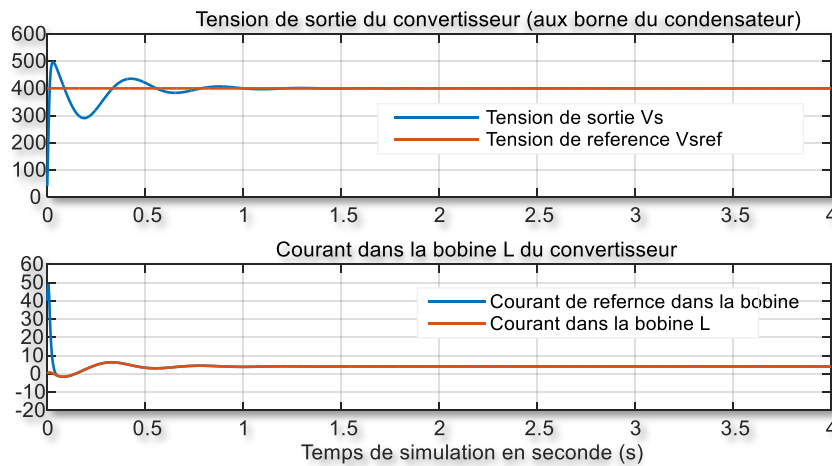


Fig. 2.10 Résultats de simulation du contrôle par mode glissant

4. Extraction de la puissance maximale du panneau photovoltaïque

Les caractéristiques $P = f(V)$ d'un panneau photovoltaïque de la figure 2.8 présentent un point de puissance maximale qui dépend fortement des conditions climatiques de température et d'éclairement. Cependant, le point de fonctionnement du système est lié à la charge connectée et aux conditions climatiques. Afin que le système fonctionne au point de puissance maximale indépendamment des variations climatiques et de la charge, des techniques d'extraction de la puissance maximale

disponible dans le panneau photovoltaïque sont implémentées à travers des convertisseurs statiques. Leur principe est de définir une suite récursive fonction de la puissance à optimiser, qui converge toujours vers le point maximal malgré les variations climatiques. L'ensemble de ces méthodes est regroupé dans deux catégories [BHF,15] :

- Des méthodes indirectes sont souvent spécifiques à chaque type de panneau et ne peuvent être généralisées. Elles utilisent une base de données qui regroupe les caractéristiques du panneau photovoltaïque dans différentes conditions climatiques, parmi lesquelles la méthode d'ajustement de courbe, la méthode de la table de correspondance 'Look-up table' et la méthode de la tension en circuit ouvert du générateur, etc
- Des méthodes directes sont basées sur la mesure en permanence de la tension et du courant du panneau, dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures. Parmi ces méthodes les plus utilisées, on cite la méthode Perturb&Observ et la méthode de l'incrément de conductance.

Afin d'illustrer le fonctionnement de l'algorithme de recherche du point de puissance maximale dans un panneau photovoltaïque, nous allons brièvement expliquer le principe à travers de la méthode de l'incrément de conductance.

4.1. Méthode de l'Incrément de conductance (Inc-Cond).

Cette technique est basée sur la connaissance de la variation de la conductance du GPV et ses conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport au point de puissance maximale (PPM) [Cab,08]. Cette conductance, qui est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV, ainsi que sa variation élémentaire (incrément) sont données respectivement par les équations (2.10) et (2.11) suivantes :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (2.10)$$

$$dG = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (2.11)$$

D'autre part l'évolution de la puissance du générateur photovoltaïque renseigne sur la position du point de fonctionnement. Lorsque sa dérivée par rapport à la tension du GPV est nulle, cela indique que le point de fonctionnement du panneau est situé sur le PPM de la courbe de puissance [Cab,08], comme indiqué sur la figure 2.8.

La relation entre l'incrément de conductance donné par l'équation (2.11) et la dérivée de la puissance est décrite par l'équation suivante :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv} \cdot V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (\text{nulle au PPM}) \quad (2.12)$$

On peut écrire alors :

$$-\frac{I_{pv}}{V_{pv}} = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (2.13)$$

Le maximum de puissance peut être suivi en comparant constamment la valeur de la conductance $\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ avec celle de l'incrément de conductance $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$. Ainsi, des conditions peuvent être établies sur la variation de la conductance pour localiser le point de fonctionnement par rapport au PPM, que l'on peut résumer par les relations suivantes :

- Si $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ le point de fonctionnement est à gauche du PPM.
- Si $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ le point de fonctionnement est sur le PPM.
- Si $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ le point de fonctionnement est à droite du PPM.

L'organigramme de cette technique est donné dans l'annexe C.

La figure 2.11 montre les performances de cette méthode qui a été implémentée sur le convertisseur Boost connecté à un panneau photovoltaïque de 150 W et simulée pour les variations d'éclairement sur une journée supposée claire.

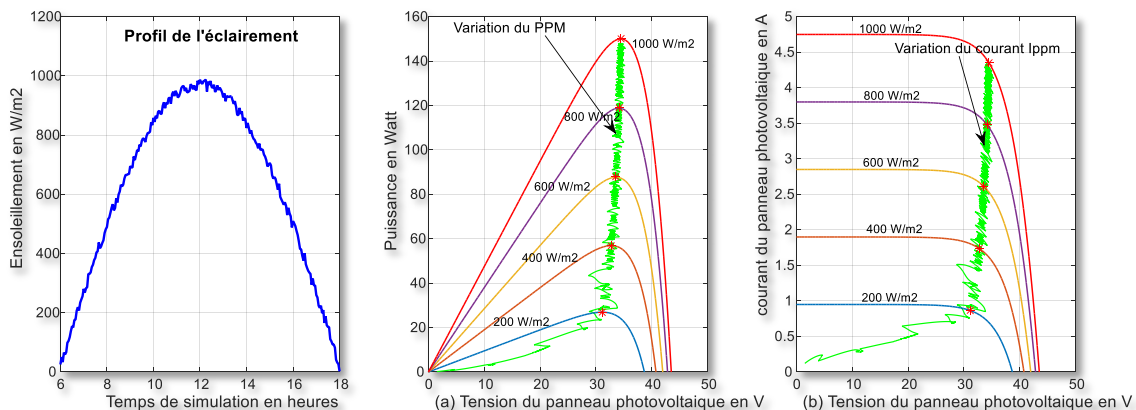


Fig. 2.11 Poursuite du point de puissance maximale par la méthode Incrément de conductance

4.2. Optimisation de la puissance du GPV par la technique MPPT floue

Récemment, la commande par la logique floue est utilisée pour la poursuite du point de puissance maximale (MPPT) dans les systèmes photovoltaïques. L'avantage de cette technique est qu'elle ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle à

contrôler qui est généralement très complexe. Elle est basée sur la connaissance parfaite du comportement du système, permettant ainsi d'établir les règles d'inférence du contrôleur flou 'FLC'.

4.2.1. Structure du contrôleur flou :

La structure du contrôleur par logique floue repose sur l'utilisation d'ensembles flous, où une variable peut être membre d'un ou plusieurs ensembles avec un degré d'appartenance spécifié. L'avantage de l'utilisation de la logique floue est qu'elle permet d'émuler le processus de raisonnement humain par les ordinateurs, de quantifier des informations imprécises et de prendre des décisions basées sur des informations vagues [JK+,11].

Le schéma de principe de l'algorithme MPPT basée sur la logique floue est illustré sur la fig.2.12. [MR+,20][SGM,12].

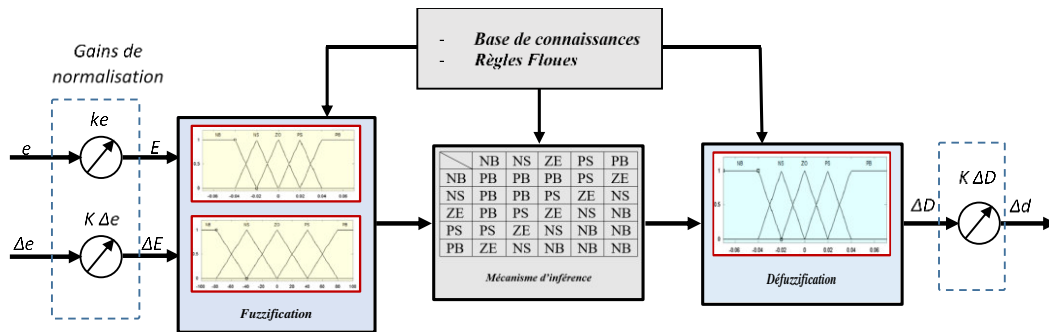


Fig. 2.12 Structure du contrôleur MPPT flou

Cet algorithme est basé sur deux variables d'entrée : l'erreur E et la variation de cette erreur ΔE. La variable de sortie D est le rapport cyclique à appliquer au convertisseur DC/DC, tel que spécifié dans [SJG, 14].

$$E = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \quad (2.14)$$

$$\Delta E = E(k) - E(k-1) \quad (2.15)$$

Le schéma de la figure précédente contient les blocs suivants :

- **La Fuzzification** : elle consiste à convertir toutes les variables d'entrée et de sortie physiques en variables linguistiques. Chaque variable linguistique divise son univers de discours en plusieurs intervalles pour former des ensembles flous. La valeur de vérité de la variable est mesurée par son degré d'appartenance sur l'ensemble flou.

- **L'inférence** : C'est la logique de prise de décision. Elle consiste, d'une part, à calculer le degré de vérité des différentes règles du système et, d'autre part, à associer à chacune de ces règles une valeur de sortie. Une règle floue est définie comme étant l'ensemble d'implications qui exprime le lien entre les variables linguistiques d'entrée et celles de la sortie. La forme typique d'une règle floue est :

Si <Conditions liées par des opérateurs flous> Alors <Action >.

L'ensemble des conclusions des règles floues proposées sont regroupées dans le tableau suivant :

E	NB	NS	ZE	PS	PB
ΔE					
NB	PB	PB	PB	PS	ZE
NS	PB	PB	PS	ZE	NS
ZE	PB	PS	ZE	NS	NB
PS	PS	ZE	NS	NB	NB
PB	ZE	NS	NB	NB	NB

Tab. 2.1 Table des règles d'inférence.

- **La défuzzification** : Elle est connue comme le processus de conversion de la quantité floue en quantité nette. Il existe de nombreuses méthodes disponibles pour la défuzzification. La plus courante est la méthode du centre de gravité, qui est donnée par la formule suivante [SGM,12]

$$\Delta d = \frac{\sum_{i=1}^n u_i m f_i}{\sum_{i=1}^n u_i} \quad (2.16)$$

Avec u_i est le degré d'appartenance de la sortie $m f_i$.

4.2.2. Résultat de simulation du contrôleur MPPT flou

Pour notre étude nous avons simulé, dans l'environnement Matlab-Simulink, le contrôleur MPPT flou face à des variations de l'éclairement et des changements de la charge du bâtiment connectée au générateur photovoltaïque, comme illustré par la figure 2.3 précédente.

A partir des résultats de la figure 2.13, nous pouvons voir que le point de fonctionnement est optimal (au PPM) malgré les changements de l'éclairement G à $t = 0,25$ s et à $t = 0,5$ s. De plus, le générateur photovoltaïque fonctionne toujours à son point de puissance maximal lorsque nous appliquons une variation dans la charge à $t = 0,75$ s tout en maintenant les mêmes conditions météorologiques.

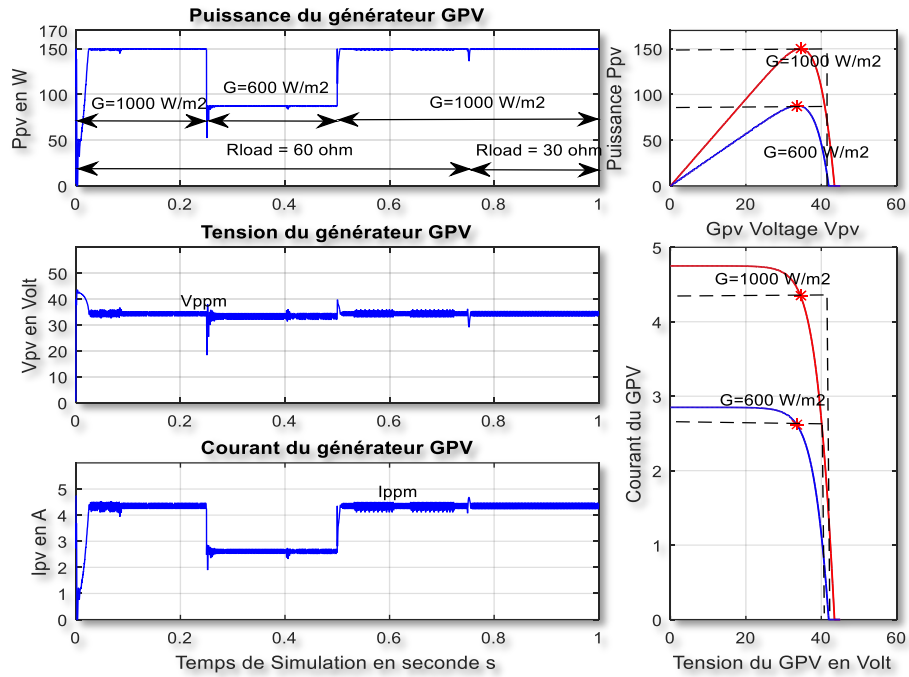


Fig. 2.13 Performances du contrôleur MPPT flou

Afin de comparer les performances des deux algorithmes MPPT (classique - IncCond et par la logique floue - MPPT), la simulation a été réalisée dans les mêmes conditions climatiques et avec le même profil de charge, comme illustré sur la figure 2.14.

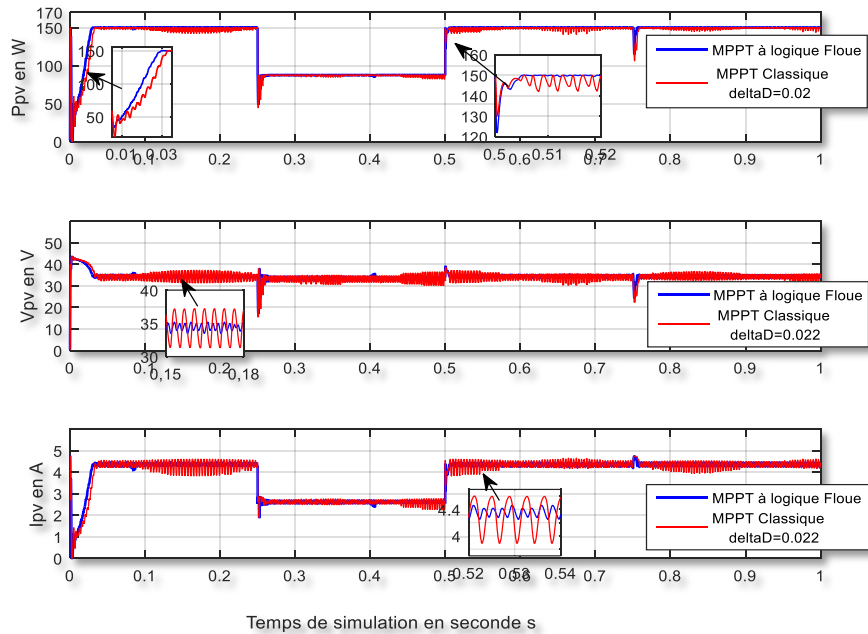


Fig. 2.14 Comparaison des MPPT flou avec MPPT classique Inc-Cond

Sur la figure 2.14, il est clairement montré que le temps nécessaire pour atteindre le PPM avec la technique MPPT classique est plus long que dans le cas de la MPPT basée sur la logique floue. Cela est dû au fait que la vitesse de l'algorithme Incrément de conductance dépend inversement du pas du rapport cyclique Δd . Nous pouvons également observer que les courbes de courant, de tension et de puissance générée du GPV pour la méthode du contrôleur à logique floue sont plus stables et présentent moins d'oscillations par rapport à la méthode classique de l'Incrément de Conductance.

5. Contrôle du convertisseur côté réseau électrique :

5.1. Stratégie de commande du flux de puissance injecté :

Lorsqu'il fonctionne à facteur de puissance unitaire, le système PV n'injecte que de la puissance active dans le réseau. Le but de la stratégie de contrôle du convertisseur côté réseau est de transférer toute l'énergie électrique générée par le générateur photovoltaïque vers la charge et le réseau. Pour cela, il est nécessaire de contrôler l'équilibre de l'échange énergétique au niveau du bus continu

Le courant régulé I_{ond} définit l'amplitude I_{max} des courants de référence de l'onduleur. Ces courants qui seront synchronisés à la fréquence du réseau ω_s qui est déterminée à partir de la boucle de verrouillage de la phase PLL (phase-locked loop) comme le présente la figure 2.15 suivante : [EZ,03][CGK,10]

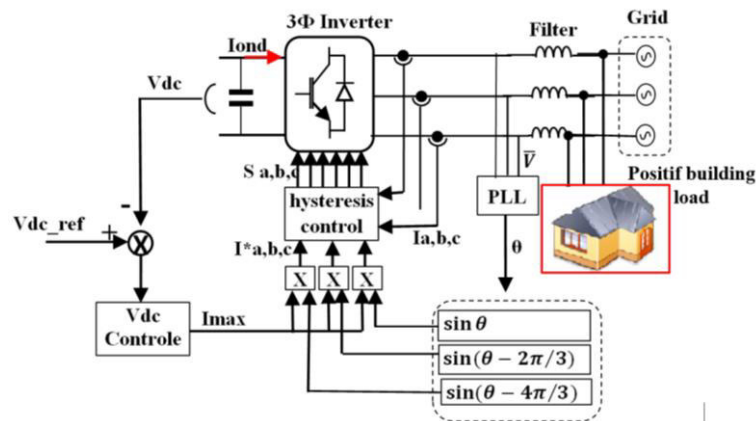


Fig. 2.15 Contrôle du convertisseur côté réseau.

l'amplitude I_{max} des courants de référence est proportionnelle au courant I_{ond} tel que :

$$I_{max} = m \cdot I_{ond} \quad (2.17)$$

Où I_{ond} est l'amplitude du courant requis pour maintenir l'équilibre entre les puissances actives au niveau du condensateur du bus continu, exprimée par la relation suivante [CGK,10][Cha,11]:

$$dE_{dc} = C \cdot V_{dcref} \cdot dV_{dc} = \frac{3}{\sqrt{2}} \cdot V_s \cdot I_{ond} \cdot dt \quad (2.18)$$

Avec V_s est la valeur efficace de la tension simple du réseau et au point de raccordement du bâtiment (charge). V_{dcref} est la tension de référence du bus continu à laquelle la tension continue V_{dc} doit être asservie. Ainsi, à partir de l'équation (2.18) nous pouvons déduire la fonction de transfert entre la sortie V_{dc} et la grandeur d'entrée I_{ond} et suivante:

$$\frac{V_{dc}}{I_{ond}} = \frac{3 \cdot V_s}{\sqrt{2} \cdot C \cdot V_{dcref} \cdot s} = \frac{1}{K \cdot s} \quad (2.19)$$

Avec : $s = \frac{d}{dt}$, et $K = \frac{\sqrt{2} \cdot C \cdot V_{dcref}}{3 \cdot V_s}$.

Les régulateur à hystérésis comparent ces courants synchronisés de référence avec les courants mesurés du côté du réseau pour générer les signaux de commutation (S_a, S_b, S_c) appliqués aux interrupteurs de l'onduleur.

5.2. Régulation de la tension du bus continu

Tout déséquilibre entre la puissance générée par le système photovoltaïque et la puissance transmise par l'onduleur se traduit par une variation de l'énergie accumulée dans le condensateur du bus continu et, par conséquent, une variation notable de la tension V_{dc} . Cette tension doit être contrôlée et maintenue constante à sa valeur de référence, quelle que soit la variation de l'échange énergétique entre le GPV et le réseau électrique.

La boucle de régulation simplifiée de la tension du bus continu est représentée par le schéma de la figure 2.16 ci-dessous, qui correspond à l'équation dynamique (2.19) de la tension V_{dc} précédemment présentée [CGK,10].

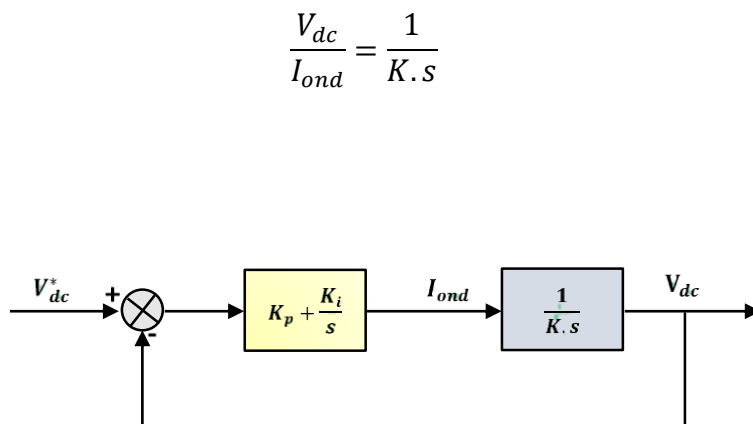


Fig. 2.16 Boucle de régulation de la tension du bus continu.

Par identification de l'équation caractéristique de la fonction de transfert en boucle fermée avec la forme générale d'un système linéaire du deuxième ordre, les paramètres K_p et K_i seront données par :

$$K_p = 2 \cdot \xi \omega_n \cdot K \quad \text{et} \quad K_i = K \cdot \omega_n^2$$

ξ et ω_n : sont respectivement le coefficient d'amortissement et la pulsation naturelle. Ils sont choisis afin de réaliser un bon compromis entre les paramètres dynamiques et statiques.

6. Simulation du système photovoltaïque et résultats

Afin de valider l'algorithme d'optimisation et la stratégie de contrôle du flux de puissance produite dans le système de conversion photovoltaïque complet présenté dans la figure 2.3, ce système est simulé dans Matlab-Simulink. Le générateur photovoltaïque du système est constitué de 36 panneaux 'BP SX150' de 150 Watts, montés en série/parallèle pour délivrer une puissance totale de 5,4 kW. La charge demandée par le bâtiment est considérée variable entre 3 et 8 kW.

Les tests de simulation sont réalisés pour différentes variations de l'éclairement, avec des changements de la charge demandée :

- L'énergie demandée du bâtiment subit une variation de 8 kW à 3 kW après 0,5 s du temps de simulation.
- Une diminution de l'éclairement de 1000 W/m² à 600 W/m² est supposée entre 0.5 s et 1.0 s du temps de simulation.

Le profil de variation de l'éclairement et le changement effectué sur le profil de la charge sont représentés sur la figure 2.17. Les résultats de simulation sont présentés par les figures 2.18 à 2.21 qui suivent :

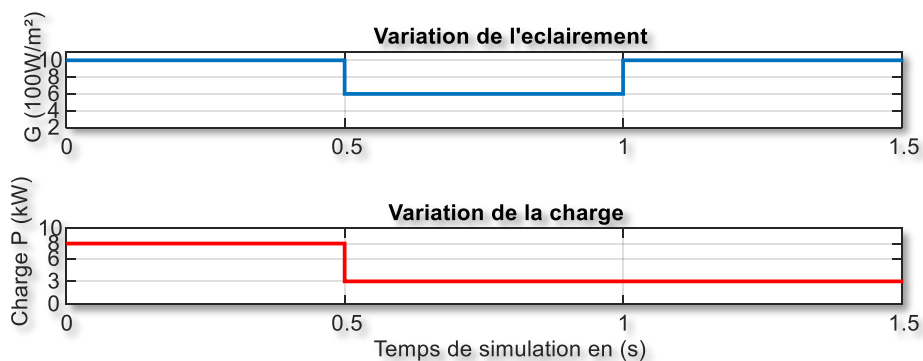


Fig. 2.17 Profil de variation de la charge et de l'éclairement.

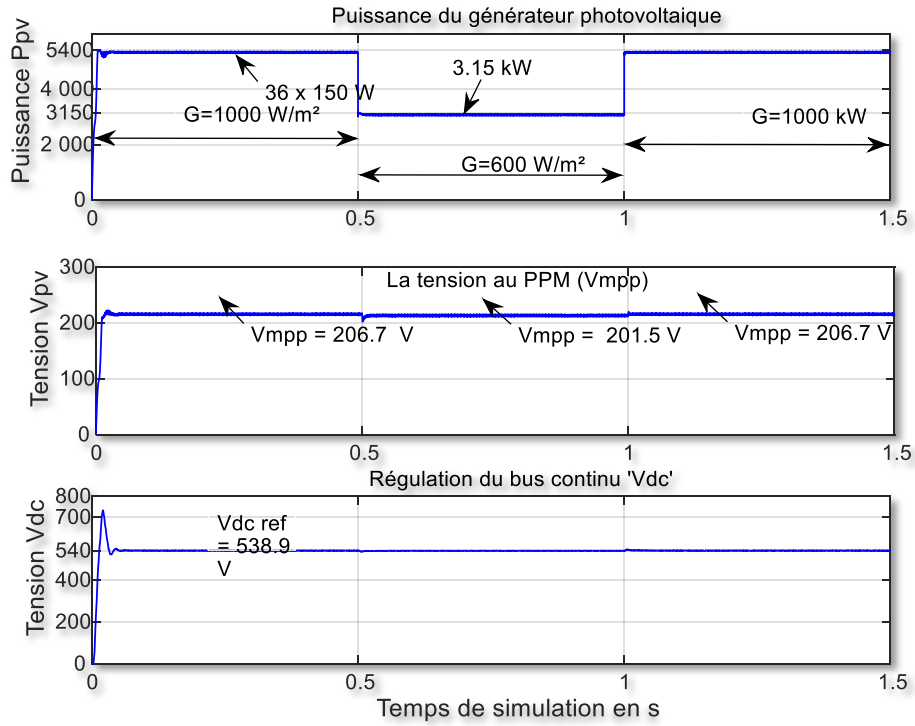


Fig. 2.18 Puissance générée, tension du GPV et Régulation de la tension Vdc

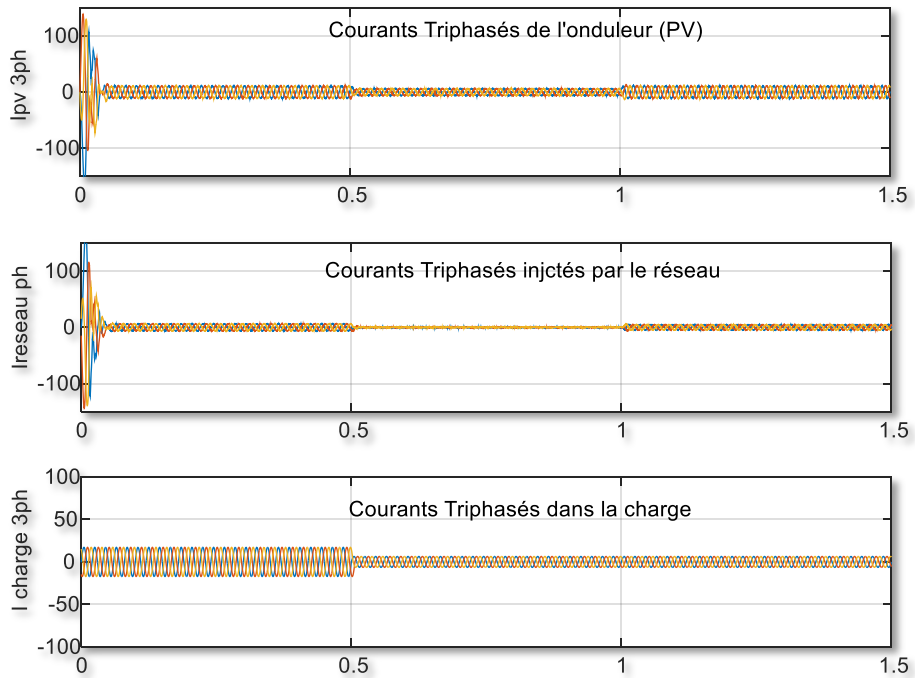


Fig. 2.19 Les courants dans le système étudié.

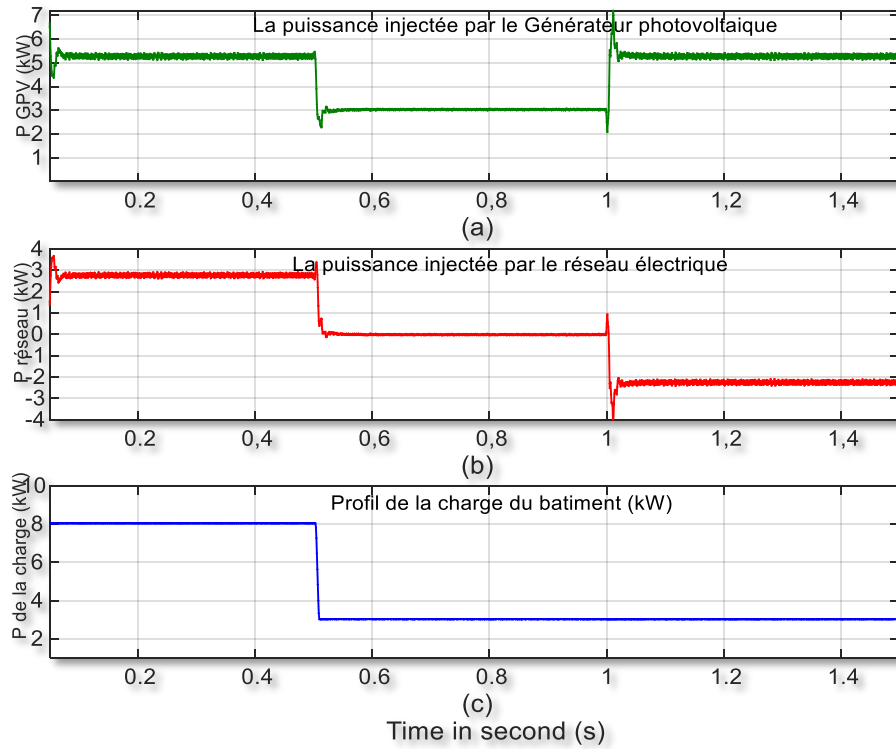


Fig. 2.20 Puissance générée, tension d GPV et Régulation de la tension Vdc.

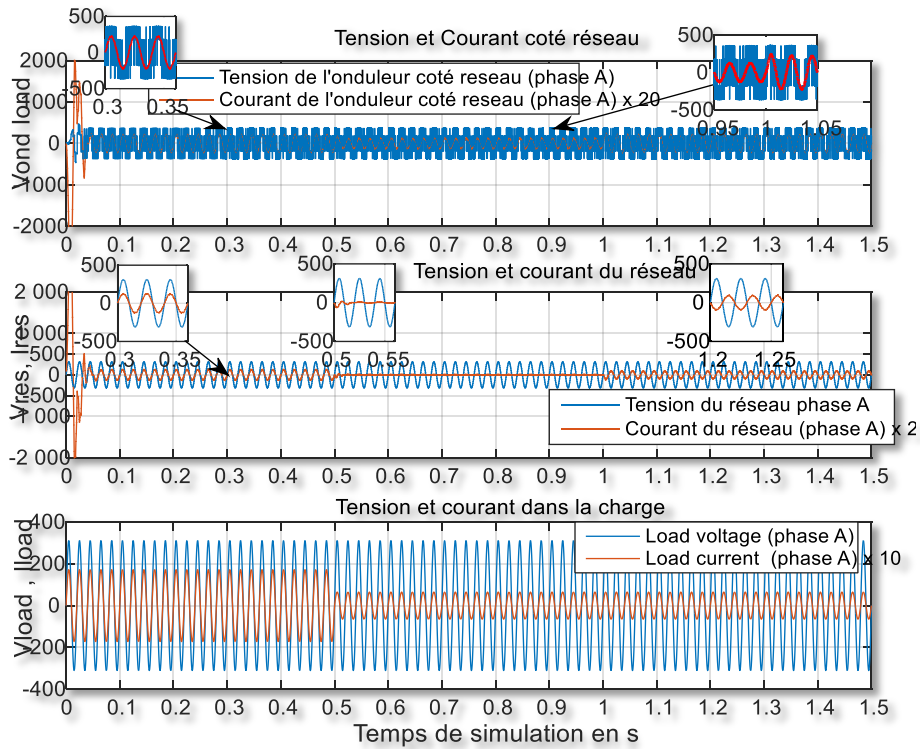


Fig. 2.21 Puissance générée, tension du GPV et Régulation de la tension Vdc.

D'après les figures 2.18 (a) et (b), nous observons que l'évolution de la tension du générateur photovoltaïque V_{pv} garde toujours la valeur V_{ppm} , ce qui signifie que le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque est maintenu au point de puissance maximale par le contrôleur flou proposé. La figure 2.18 (c) montre une parfaite régulation de la tension du bus continu à la valeur de référence souhaité.

La figure 2.19 présente l'évolution des différents courants dans le système qui apparaissent sous forme sinusoïdale et non déformées. Ils nous renseignent sur le flux de puissance dans chaque élément dans ce système. De plus, il est clair que la fréquence des grandeurs délivrées par l'onduleur est synchronisée et fixée à la fréquence du réseau détectée dans la boucle de verrouillage de phase.

La figure 2.20 illustre la répartition des flux de puissance dans les trois phases de la simulation pour chaque composant du système : générateur photovoltaïque, charge et réseau électrique. On observe la contribution du réseau lorsqu'il doit fournir de l'énergie supplémentaire au bâtiment (première phase de 0 à 0.5 s), alors que la demande en énergie du bâtiment est supérieure à la puissance générée par les panneaux photovoltaïques. En revanche, lorsque la puissance générée par le GPV est supérieure à la puissance demandée, la puissance nette devient positive et le bâtiment est entièrement alimentée par le GPV, tandis que le réseau reçoit l'excès de puissance photovoltaïque générée, indiqué par la valeur négative de sa puissance sur la courbe dans la troisième phase de la simulation (1.0 s – 1.5 s)."

Sur la dernière figure 2.21, nous avons tracé les courbes d'une seule phase (phase a) pour chaque élément du système PVS. Elles exposent clairement la contribution du réseau et du GPV dans l'alimentation du bâtiment pour $t < 0.5$ s. Lorsque la charge baisse à 3 kW dans la deuxième étape de la simulation ($0.5 < t < 1$ s) et sous un éclairage plus au moins faible 600 Watt/m², soit une puissance maximale du GPV de 3.15 kW), on constate que le courant du réseau est pratiquement négligeable et que la demande du bâtiment est totalement satisfaite à partir de l'énergie photovoltaïque.

Le troisième essai de simulation, lorsque $t > 1$ s, le GPV atteint de nouveau sa puissance électrique maximale 5.4 kW sous un éclairage de 1000 W/m². L'énergie demandée dans le bâtiment (3kW) est assurée à partir d'une partie de l'énergie photovoltaïque produite, tandis que le reste de la puissance générée sera injectée dans le réseau. Ce flux, dans le sens inverse, est indiqué par l'opposition de phase entre le courant et la tension du réseau.

7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation et la simulation du système de production d'énergie renouvelable photovoltaïque pour alimenter un

bâtiment connecté au réseau électrique basse tension (charge alternative). Le générateur photovoltaïque est connecté via un convertisseur statique continu (boost), tel qu'un étage d'adaptation, afin d'extraire la puissance maximale disponible.

L'emploi du contrôleur flou pour optimiser la puissance du GPV a prouvé sa robustesse face aux variations climatiques et aux perturbations de la demande en énergie du bâtiment.

Dans le but de transférer la puissance générée vers le bâtiment et le réseau électrique de manière efficace, une stratégie de commande simple à implémenter a été présentée. Cette stratégie est basée sur le contrôle par hystérésis des courants de référence de l'onduleur, qui sont calculés sur la base du maintien de l'équilibre énergétique et de la tension du bus continu. Les contrôleurs PI et à hystérésis du convertisseur AC permettent de maintenir l'équilibre énergétique entre le bâtiment et le réseau électrique, tout en régulant la tension du circuit continu.

Dans des conditions climatiques favorables, le PVS peut satisfaire le besoin en énergie électrique du bâtiment, et remplacer complètement l'apport du réseau classique ce qui réduira la dépendance aux sources d'énergie fossiles traditionnelles.

Dans des conditions climatiques favorables, le PVS peut satisfaire intégralement les besoins en énergie électrique du bâtiment et remplacer complètement l'apport du réseau électrique, réduisant ainsi la dépendance aux sources d'énergie fossiles traditionnelles. En revanche, durant les périodes de faible éclairage ou lors d'une augmentation considérable de la charge du bâtiment, il est nécessaire de recourir au réseau électrique pour assurer l'approvisionnement du bâtiment et maintenir l'équilibre énergétique. Cela impose la diversification des sources d'énergie renouvelable.

8. Références

- [AD+,16] *T. Alnejaili, S. Drid, D. Mehdi and L. Chrifi-Alaoui*, A Developed energy management strategy for a stand-alone hybrid power system for medium rural health building, the International Transactions on Electrical Energy Systems, Vol. 26, N°. 4, pp.713–729, 2016.
- [Aki,05] *A. OI*, Design and simulation of photovoltaic water pumping system, Ph.D. dissertation, California Polytechnic State University, 2005.
- [BHF,15] *B. Bendib, h. Belmili, f. Krim*, A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 45, pp. 637-648, 2015.

- [Cab,08] *C. Cabal*, Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque, Ph.D. dissertation, University of Toulouse III-Paul Sabatier, 2008.
- [CGK,10] *A. Chaoui, JP. gaubert, F. Krim*, Power quality improvement using DPC controlled three-phase shunt active filter, *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no 6, pp. 657-666, 2010.
- [DL+,17] *Virgil DUMBRAVA, George Cristian LAZAROIU, et al*, "Photovoltaic production management in stochastic optimized microgrids", *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering*, Vol. 79, Iss. 1, 2017, pp. 225-244, ISSN 2286 – 3540.
- [EZ,03] *Ma. Eltawil, z.zhao*, MPPT techniques for photovoltaic applications, *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 25, pp. 793-813, 2013.
- [Ger,02] *O. GERGAUD*, Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur, Ph.D dissertation, Ecole Normale Supérieure De Cachan, 2002.
- [GRR,20] *G. Ramya, R. Ramaprabha*, "Performance analysis of photovoltaic fed grid tied modular multilevel converter", *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering*, Vol. 82, Iss. 3, 2020, pp. 195-210, ISSN 2286-3540.
- [Hri,14] *KANCHEV, Hristiyan*. "Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain". Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille, 2014.
- [HYE,19] *H. Yatimi, Y. Ouberri and E. Aroudam*, Enhancement of Power Production of an Autonomous PV System based on robust MPPT technique, *Procedia Manufacturing*, vol. 32, pp. 397-404, 2019.
- [JK+,11] *J. Kang et al.*, "A Novel MPPT Control of photovoltaic system using FLC algorithm", 11th International Conference on Control, Automation and Systems, pp.434-439, 2011.
- [Kha,11] *KHALIFA, Ahmed Said*, "Control and interfacing of three phase grid connected photovoltaic systems", Thèse de maîtrise, University of Waterloo, 2011.
- [LRJ,20] *L. Xu, R. Cheng and J. Yang*, "A New MPPT Technique for Fast and Efficient Tracking under Fast Varying Solar Irradiation and Load Resistance", *International Journal of Photo energy*, vol. 2020, pp. 1-18, 2020.
- [Moh,16] *AL ANFAF, Mohamed Mladjao Mouhammad*, "Contribution à la modélisation et à l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges ", Thèse de doctorat, Université de Lorraine, 2016.
- [MR+,20] *MM. REFAAT, et al*, "Adaptive Fuzzy Logic Controller as MPPT Optimization Technique Applied to Grid-Connected PV Systems. In: Modern Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Energy Systems", Springer, Cham. pp. 247-281, 2020.
- [SGM,12] *S. Vasantharaj, G. Vinodhkumar, M. Sasikumar*, "Development of a Fuzzy Logic based, Photovoltaic Maximum Power Point tracking control system using boost converter", IET Chennai 3rd International conference on Sustainable Energy and Intelligent Systems, 2012.

- [SJG,14] *S. Jain, I. Goyal*, “Current control methodology for PV in both standalone & Grid connected mode”, IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE). IEEE, pp. 1-7, 2014.
- [SM+,16] *Srivastava, Manaswi et Saxena, Apoorva*, “Direct and quadrature axis voltage and current control of a three phase grid connected PV system with Adaptive Fuzzy Logic MPPT Controller”. In: 2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES). IEEE, 2016. pp. 1-5.
- [TNU,15] *N.g.m. Thao, Nguyen, k. Uchida*, “A novel fuzzy-based control strategy for grid-connected large-scale solar farm with supporting the grid-frequency regulation”, 10th Asian Control Conference (ASCC). IEEE, 2015. pp. 1-8, 2015.
- [YKB,18] *U. Yilmaz, a. Kircay, 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.

Chapitre III :

Modélisation et optimisation du Système de conversion de l'énergie éolienne.

Résumé :

Les générateurs synchrones à aimants permanents (PMSG) sont une solution privilégiée pour les éoliennes résidentielles en raison de leur nature à vitesse variable, de leur efficacité et de leur fiabilité élevée. Cette partie étudie la chaîne de conversion éolienne à base de la machine synchrone à aimant permanent en vue de son intégration dans un système hybride de conversion d'énergie photovoltaïque et éolienne destiné à l'alimentation de sites résidentiels. La modélisation des éléments du système de conversion éolien (WECS) est développée, suivie d'une description détaillée de la technique de poursuite du point de puissance maximale avec asservissement de vitesse (TSR) et des lois de commande du flux de puissance transféré au bâtiment et au réseau. Ces commandes ont permis d'optimiser les performances du système complet dans les régimes statique et dynamique ainsi que dans différents modes de fonctionnement.

Sommaire :

1. Introduction	51
2. Etude simplifiée de la conversion de l'énergie éolienne	51
2.1. Principe de la conversion éolienne	51
2.2. Courbe de puissance et Zones de fonctionnement	53
2.3. Intérêt de la vitesse variable d'une éolienne	53
2.4. Différentes conceptions de chaînes de conversion éolienne	54
3. Description du système de conversion éolien étudié	57
4. Modélisation de la chaîne de production de l'énergie éolienne.	58
4.1. Modélisation de la turbine	58
4.2. Modélisation de la génératrice synchrone à aimant permanent	60
5. Stratégie de commande du système de conversion éolien	61
5.1. Maximisation de la puissance extraite du vent dans la turbine de l'éolienne	61
5.1.1. Commande MPPT sans asservissement de la vitesse	62
5.1.2. Commande MPPT avec asservissement de la vitesse	63
5.1.3. Commande vectorielle de la vitesse de rotation la GSAP	64
5.2. Commande du convertisseur côté du réseau et de la charge	66
5.2.1. Contrôle des puissances active et réactive injectées	66
5.2.2. Régulation du bus continu	68
5.2.3. Estimation de l'angle électrique (ω) - PLL	68
6. Simulation et Résultats	69
7. Conclusion	72
8. Référence	72

1. Introduction

Au cours des dernières années, l'énergie éolienne est devenue une source d'énergie attrayante en raison de ses nombreux avantages, notamment le fait qu'elle est propre, durable, inépuisable et sûre [HS+, 19]. En outre, le développement de la technologie des aérogénérateurs a permis de la rendre une alternative viable aux sources d'énergie traditionnelles, en particulier pour l'alimentation de sites isolés ou raccordés au réseau électrique de distribution, grâce à des éoliennes de petite taille et de faible puissance [Mok, 13].

L'intégration des énergies renouvelables dans les bâtiments à basse consommation est devenue une alternative incontournable. L'installation d'un système de production d'énergie éolienne sur le bâtiment permet d'ajouter une source d'énergie supplémentaire au système de production d'électricité. Ce système à énergie renouvelable peut remplacer une partie, voire la totalité, de l'énergie provenant du réseau électrique. Ces bâtiments peuvent ainsi répondre à leurs besoins en énergie et le surplus peut être injecté dans le réseau électrique, qui devient ainsi une vaste coopérative de sources de production décentralisées.

En général, un système de conversion d'énergie éolienne WECS (Wind Energy Conversion System) utilise des générateurs à induction à double alimentation DFIG ou une génératrice synchrone à aimant permanent GSAP. Cette dernière présente de nombreux avantages par rapport à un WECS basé sur une DFIG. Les pertes dans une GSAP représentent environ 65 % des pertes dans une DFIG, ce qui se traduit par un rendement plus élevé, une densité de puissance supérieure et une meilleure compatibilité avec le réseau électrique [AT+,02].

Ce chapitre est consacré à l'étude détaillée du système de conversion de l'énergie éolienne à base d'une MSAP en vue de son intégration dans le système hybride qui alimentera un bâtiment raccordé au réseau de distribution. La modélisation des différents constituants de ce système sera établie. Ensuite, pour extraire le maximum de puissance disponible dans le vent, des commandes d'optimisation seront développées, incluant le contrôle de la vitesse de la machine.

Pour démontrer l'efficacité des techniques de commande appliquées au système éolien étudié, la chaîne de conversion est simulée sous MATLAB-Simulink avec différentes contraintes et scénarios."

2. Etude simplifiée sur la conversion de l'énergie éolienne

2.1. Principe de la conversion éolienne :

Un aérogénérateur, également appelé une éolienne, est un dispositif qui convertit une partie de l'énergie cinétique du vent en une énergie mécanique disponible sur son arbre. Cette énergie est ensuite transformée en énergie électrique au moyen d'une génératrice électrique [Mok,13] [Nic,05]. Cette conversion se fait en deux étapes :

- Au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique.
- Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise ensuite au réseau électrique.

La figure 3.1 suivante illustre les étapes des transformations de l'énergie au niveau de chaque élément de la chaîne éolienne.

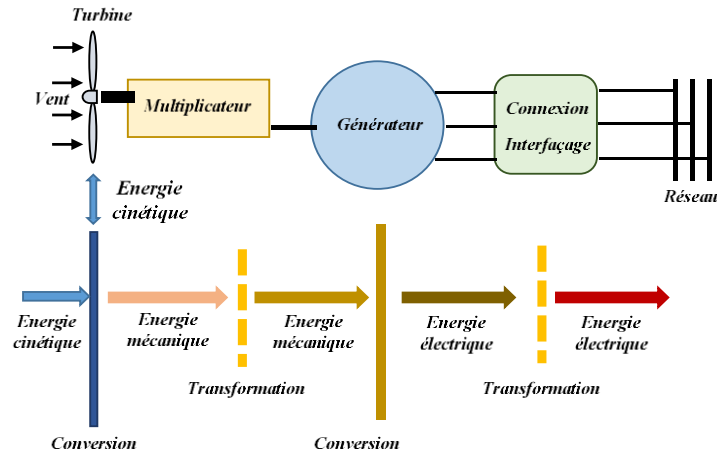


Fig.3.1 Principe de la conversion de l'énergie éolienne

L'énergie du vent est convertie en énergie mécanique par l'éolienne selon la relation suivante [Moh,16] :

$$P_m = C_p \cdot P_w \quad (3.1)$$

Où P_w exprime l'énergie éolienne instantanée disponible dans une surface de section S , balayée par les pales de la turbine, perpendiculaire au flux du vent qui se déplace à la vitesse V (m/s) et ayant une densité de l'air ρ telle que :

$$P_w = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (3.2)$$

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine [Yac,20]. Il dépend des caractéristiques aérodynamiques de l'éolienne :

- β est l'angle de calage des pales
- λ est le rapport de vitesses appelée souvent la vitesse relative et défini par :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V} \quad (3.3)$$

Avec R est le rayon de l'hélice, Ω la vitesse de rotation de l'éolienne (rad/s) et $R\Omega$ la vitesse linéaire périphérique en bout des pâles.

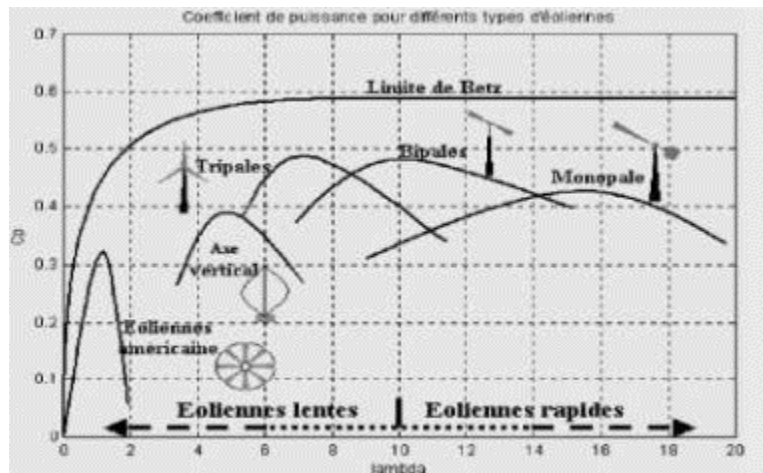


Fig.3.2 Le Coefficient de puissance pour différents type d'éolienne.

Le coefficient de puissance dépend de la vitesse de rotation de la turbine et de la vitesse du vent. Il est plus avantageux de l'exprimer en fonction de la vitesse spécifique λ . Sa courbe a la forme d'une cloche ayant un point de fonctionnement optimal maximisant la puissance de l'éolienne. Le C_p peut atteindre différentes valeurs selon le type de la turbine utilisée, comme présenté sur la figure 3.2. Cependant, il ne peut dépasser la valeur maximale absolue représentant la limite de BETZ de 0.59 [Cro,13].

2.2. La courbe de puissance et zones de fonctionnement

Une turbine est généralement conçue pour développer une puissance nominale P_n . Cette puissance correspond à une vitesse nominale du vent V_n au-delà de laquelle la turbine doit être contrôlée afin d'éviter sa destruction et de maintenir sa vitesse de rotation pratiquement constante [Oli,02] [Moh,16].

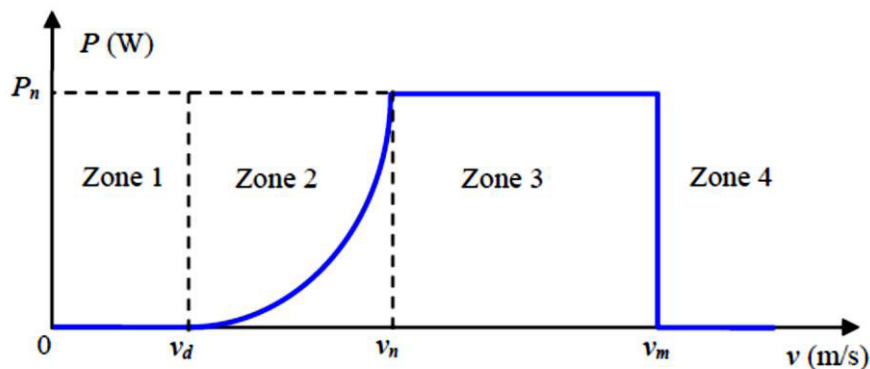


Fig.3.3 Diagramme de la puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent.

La courbe de puissance d'une éolienne, représentée par la figure 3.3, permet de définir quatre zones de fonctionnement pour l'éolienne suivant la vitesse du vent :

- Zone 1 : ($V \leq V_d$), La vitesse du vent est trop faible . La turbine peut tourner mais l'énergie disponible est très faible pour faire démarrer l'éolienne.
- Zone 2 : ($V_d < V \leq V_n$), dans cette zone, la puissance maximale doit être extraite pour chaque vitesse du vent. La puissance développée est optimale et dépend de la vitesse du vent.
- Zone 3 : ($V_n < V \leq V_m$), la puissance disponible est très importante a cause de la vitesse élevée du vent. La puissance extraite doit être limitée et maintenue proche de sa valeur nominale par le contrôle mécanique de l'angle d'orientation des pales β .
- Zone 4 : ($V > V_m$), lorsque la vitesse du vent atteint sa valeur maximale, le système de sécurité intervient pour arrêter la turbine en mettant ses pales en drapeaux ($\beta=90^\circ$) afin d'éviter sa destruction."

2.3. Intérêt de la vitesse variable d'une éolienne

Il est clair d'après les courbes de puissance d'une turbine présentées sur la figure 3.4 que pour chaque valeur de la vitesse du vent, la courbe possède un point de fonctionnement maximal correspondant à une seule valeur de la vitesse de rotation de la machine. En effet, si la génératrice électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplée au réseau, leur vitesse de rotation est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut donc être maximal que pour une seule vitesse de vent (λ_{opt}) [Oli,02].

Compte tenu de la nature stochastique de la vitesse du vent, une configuration avec une machine à vitesse variable apporte beaucoup plus en termes de rendement énergétique. En effet, un réglage de la vitesse est nécessaire pour optimiser les transferts énergétiques d'un aérogénérateur.

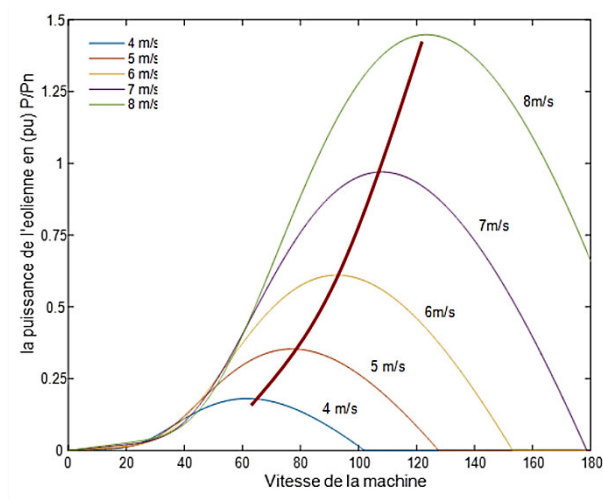


Fig.3.4 Puissance de la turbine en fonction de la vitesse du vent et de sa vitesse de rotation

2.4. Différentes conceptions de chaînes de conversion éolienne

Les éoliennes peuvent être classées selon différents critères, tels que le type, la puissance, le type de machine électrique utilisée, le mode d'exploitation de la puissance électrique générée et le mode d'exploitation de l'énergie aérodynamique [Yac,20]. On distingue donc :

- Selon le type, les éoliennes peuvent être à axe horizontal ou à axe vertical.
- Selon la puissance, on trouve des éoliennes de petites puissances (pour des puissances inférieures à 50 kW), de moyennes puissances (entre 50 kW et 1 MW) et de grandes puissances (au-delà de 1 MW)
- Selon le mode d'exploitation de la puissance électrique générée, on peut avoir des éoliennes isolées ou raccordées au réseau électrique.
- Selon le mode d'exploitation de l'énergie aérodynamique, les éoliennes peuvent être à vitesse fixe ou à vitesse variable.

2.3.1. Éolienne à vitesse fixe

Conformément au concept du modèle danois de turbines éoliennes, qui consiste à connecter le générateur directement au réseau via un transformateur, l'énergie du vent est transformée en énergie électrique à l'aide d'un générateur asynchrone à cage d'écureuil directement connecté au réseau électrique triphasé. Dans cette configuration, la vitesse de rotation lente des pales de la turbine est transmise à la génératrice par l'intermédiaire d'une boîte de vitesses à rapport fixe, comme illustré sur la figure 3.5.

Cette boîte de vitesses est requise pour adapter la vitesse de rotation de l'arbre principal de la turbine à celle de l'arbre secondaire connecté directement à la génératrice, qui tourne à une vitesse établie par la fréquence du réseau [Moh,16] [Mok,13].

En raison de la nature fluctuante de la vitesse du vent, qui est toujours différente de la vitesse de fonctionnement de la génératrice, celle-ci tourne dans une plage de variation très

étroite autour de sa vitesse nominale. C'est la raison pour laquelle ce type d'éolienne est connu sous le nom de turbine à vitesse fixe.

Les systèmes à vitesse fixe présentent l'avantage d'être simples et peu coûteux. Cependant, ils ont l'inconvénient de nécessiter de la puissance réactive pour les générateurs asynchrones à cage d'écureuil, qui leur est fournie par des condensateurs de compensation.

Cette configuration est principalement utilisée pour les parcs éoliens de grande puissance, de l'ordre de plusieurs mégawatts pour chaque turbine. Cependant, elle est de plus en plus abandonnée en raison des inconvénients qu'elle présente.

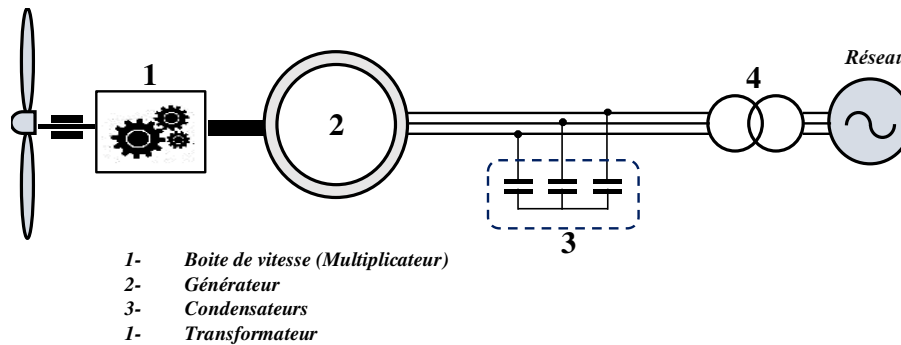


Fig.3.5 Système de conversion d'énergie éolienne à vitesse fixe.

2.3.2. Éolienne à vitesse Variable

Le terme "vitesse variable" désigne le fait que la vitesse de la turbine est indépendante de la fréquence du réseau électrique. Actuellement, ces éoliennes sont les plus utilisées dans l'industrie en raison de leur aptitude à maximiser l'énergie disponible dans le vent, tout comme leurs homologues à vitesse fixe. En fait, les éoliennes à vitesse variable ont démontré qu'elles peuvent capturer entre 8 et 15 % de puissance en plus que les machines à vitesse constante [Mok,13] [Moh,16].

Parmi les éoliennes à vitesse variable, on distingue les systèmes en ligne directe à générateur synchrone à aimant permanent (Figure 3.7) et les systèmes à générateur d'induction à double alimentation (MADA) (Figure 3.6).

a) Éolienne à base de générateur asynchrone à double alimentation (GADA)

Comme le montre la Figure 3-6, le stator du générateur est directement connecté au réseau via un transformateur, tandis que le rotor est alimenté à travers deux convertisseurs de puissance back-to-back. L'avantage de cette configuration par rapport à la précédente est que le générateur peut fournir de la puissance électrique à des vitesses supérieures et inférieures à la vitesse de synchronisme. Ce système ne nécessite pas de condensateurs ou de compensateur d'énergie réactive, car le convertisseur peut contrôler à la fois la puissance active et réactive fournie au réseau [Mok,13] [Moh,16].

Les deux convertisseurs montés back-to-back via un bus continu réalisent d'une part la poursuite du point de fonctionnement optimal de la turbine et le contrôle du transfert de l'énergie active et réactive au réseau, et maintiennent la tension fixe du bus continu d'autre part.

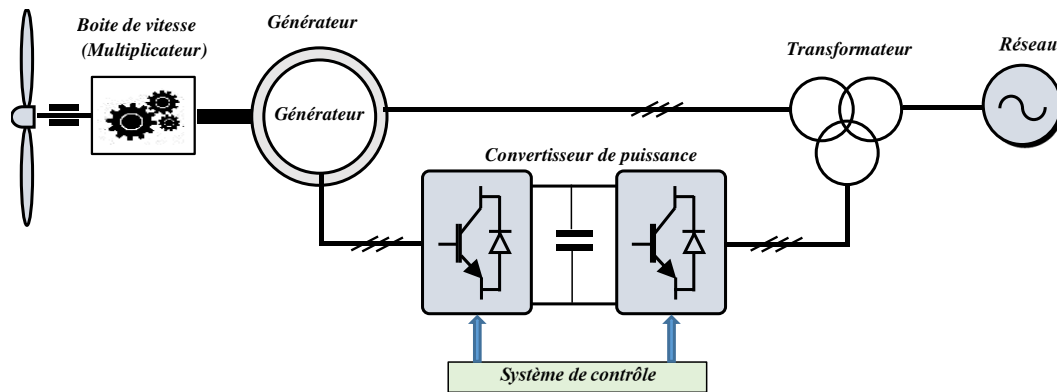


Fig.3.6 Eolienne à base de la générateur asynchrone double alimenté (MADA)

b) Eolienne à base d'une génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP)

Ce système, appelé "ligne directe", repose sur l'utilisation généralement d'une génératrice synchrone à aimants permanents qui est directement entraînée par l'arbre de la turbine (sans boîte de vitesses). Elle est connectée au réseau via des convertisseurs de puissance à grande échelle, dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice. Cette configuration présente un inconvénient en termes de coût et de complexité, mais offre également des avantages en termes de contrôle de l'éolienne (Figure 3.7).

En effet, l'injection dans le réseau est entièrement contrôlée par le convertisseur connecté côté réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de régler la vitesse de la turbine et ainsi la puissance générée.

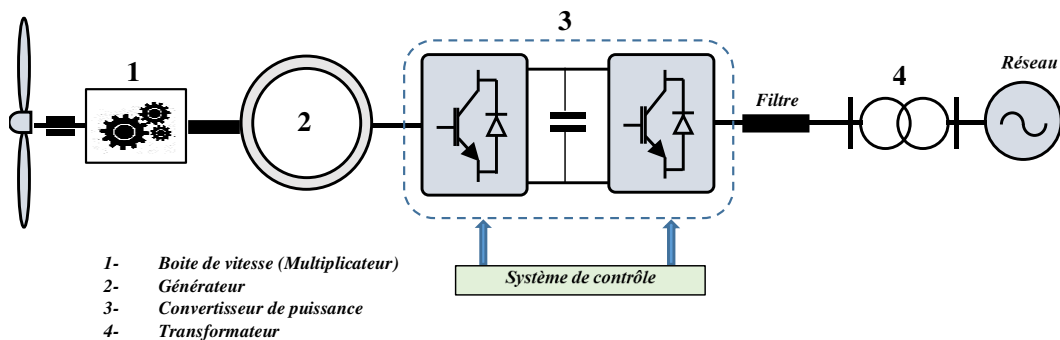


Fig.3.7 Eolienne à base de la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP)

Les deux technologies d'éoliennes à vitesse variable sont devenues les types d'éoliennes les plus installées au cours des dernières années, car elles sont considérées comme les plus performantes.

Le tableau 3.1 suivant résume les avantages et les inconvénients de chaque technologie.

Type d'éolienne	Avantages	Inconvénients
<u>Vitesse fixe</u> MAS	<ul style="list-style-type: none"> - Machine robuste. - Pas de convertisseurs de l'électronique de puissance - Faible coût. 	<ul style="list-style-type: none"> - Puissance extraite non optimisée. - Maintenance de la boîte de vitesse. - Magnétisation de la machine par des condensateur
<u>Vitesse Variable</u> GADA	<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement à vitesse variable. - Puissance extraite optimisée. - L'électronique de puissance dimensionnée à 30 % de la puissance nominale. - Production de la puissance en dehors de la vitesse du synchronisme. - 	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance de la boîte de vitesse. - Complexité de la commande. - Problèmes des bagues-balais. - Coût élevé de l'électronique de puissance.
<u>Vitesse Variable</u> GSAP	<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement sur toute la plage de vitesse. - Absence de la boîte de vitesse. - Puissance extraite optimisée. - Simple topologie de connexion de la machine. 	<ul style="list-style-type: none"> - Taille de la machine. - Commande plus au moins Complexe. - Coût élevé de l'électronique de puissance dimensionnée à la puissance nominale de la machine.

Tab.3.1 Comparaison des différentes conceptions d'éoliennes

3. Description du système de conversion éolien étudié.

Le système de conversion d'énergie éolienne considéré, dont la structure est illustrée dans la figure 3.8, est principalement constitué d'une turbine reliée au rotor d'une génératrice synchrone à aimants permanents. Le stator de cette génératrice est connecté à un redresseur à modulation de largeur d'impulsion (MLI) pour contrôler la vitesse de rotation de la turbine et optimiser ainsi la puissance disponible dans le vent.

Un onduleur est monté dos à dos avec le redresseur via un bus continu de tension régulée à une valeur constante. Ce convertisseur relie la génératrice, la source de production, au bâtiment de charge triphasée ainsi qu'au réseau de distribution. L'onduleur est commandé pour répondre à la demande en énergie du bâtiment et injecter l'excédent sur le réseau électrique."

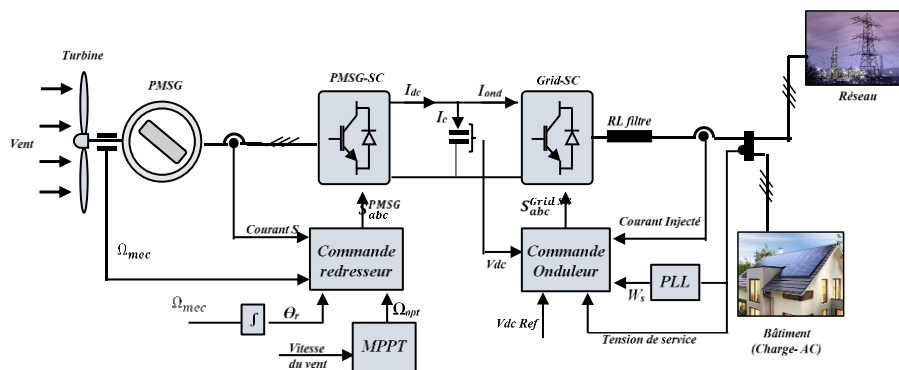


Fig .3.8 Configuration du système de conversion de l'énergie éolienne SCEE.

NB : Il est à noter que les deux systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque (SCEPV) et éolien (SCEE) étudiés sont destinés à être intégrés dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable (SHSER) que nous étudierons dans le chapitre 4 et le chapitre 5

4. Modélisation de la chaîne de production de l'énergie éolienne

Le développement d'un modèle dépend des objectifs envisagés, de la précision souhaitée et de la complexité acceptée. Un modèle peut ainsi permettre de comprendre, de prévoir ou de commander le système étudié. Il est généralement basé sur des lois physiques et/ou des données expérimentales.

Divers auteurs ont proposé différents modèles pour prévoir la performance des éoliennes, qui peuvent être classés en deux catégories [Moh,16] :

- Les modèles basés sur des équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent
- Les modèles basés sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne.

4.1. Modélisation de la turbine

Les courbes de puissance des éoliennes prennent plusieurs formes en fonction de leur conception et de leur puissance nominale. La puissance que peut produire une éolienne à une vitesse de vent donnée dépend de ses propres caractéristiques ainsi que de sa courbe de puissance fournie par son fabricant.

Comme cela a été vu précédemment, la puissance extraite par une éolienne est déterminée par les équations (3.1) et (3.2), qui permettent de réécrire l'équation de la puissance mécanique développée sur l'arbre de la turbine de la manière suivante :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S V^3 \quad (3.4)$$

Le coefficient de puissance C_p , qui est défini comme le rapport entre la puissance éolienne extraite et celle théoriquement disponible pour un vent non confronté à un obstacle, est obtenu par une expression empirique.

Plusieurs approximations numériques ont été développées pour déterminer l'expression de C_p . Parmi elles, l'expression (3.5) qui est couramment rencontrée dans différents travaux scientifiques et qui fait partie de la bibliothèque Matlab-Simulink. Cette équation permet de calculer le C_p , spécifique à une turbine donnée :

$$C_p = 0.5176 \left(\frac{116}{\lambda'} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda'}} + 0.0036 \cdot \lambda \quad (3.5)$$

Avec :

$$\frac{1}{\lambda'} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^2 + 1} \quad (3.6)$$

Cette expression de C_p est maintenue pour la modélisation de la turbine éolienne étudiée dans cette thèse.

Les courbes de la figure 3.9 (a) représentent le coefficient de puissance C_p de la turbine pour différentes valeurs de l'angle β et pour plusieurs vitesses de vent. La courbe présente un maximum de 0,48 qui détermine la puissance maximale disponible dans l'énergie du vent qu'on

peut obtenir avec cette turbine lorsque le C_p et λ sont optimaux, à savoir $C_p = 0.48$ et $\lambda_{opt} = 8.1$.

Les courbes de la figure 3.9 (b) illustrent la puissance mécanique développée par la turbine pour différentes vitesses du vent et pour un angle de calage $\beta=0$ qui est retenu dans l'ensemble de ce travail.

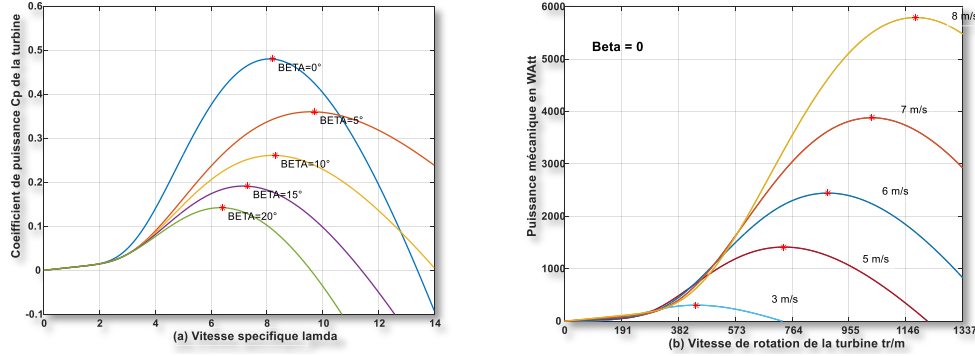


Fig. 3.9 Coefficient C_p et puissance mécanique sur l'arbre de la turbine

- Pour le multiplicateur de vitesse, l'énergie mécanique sur l'arbre de la turbine (à une vitesse lente Ω_t) est transmise à l'arbre de la génératrice (à la vitesse rapide Ω) avec un rapport de multiplication k_{red} . Mathématiquement, cela est exprimé par les équations suivantes :

$$\Omega = k_{red} * \Omega_T \quad (3.7)$$

$$C_T = k_{red} * C_{aer} \quad (3.8)$$

Où C_T représente le couple mécanique de la turbine et C_{aer} représente le couple mécanique exercé sur l'arbre de la génératrice.

- Le couple mécanique de la turbine est calculé à partir de l'expression de la puissance mécanique de la turbine en utilisant la relation (5) :

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{1}{2} * C_p(\lambda, \beta) * \rho * \pi * R^3 * V^2 / \lambda \quad (3.9)$$

- L'équation dynamique décrivant l'évolution de la vitesse de rotation de l'ensemble mécanique (turbine + générateur synchrone à aimant permanent) est obtenue à partir des principes de la mécanique, et est donnée par l'équation suivante :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = C_{aer} - C_{em} - f\Omega \quad (3.10)$$

Tel que : $J = (\frac{J_t}{k_{red}^2} + J_m)$, $f = (\frac{f_t}{k_{red}^2} + f_m)$ représentent respectivement l'inertie totale et le coefficient de frottement total de l'ensemble turbine et génératrice.

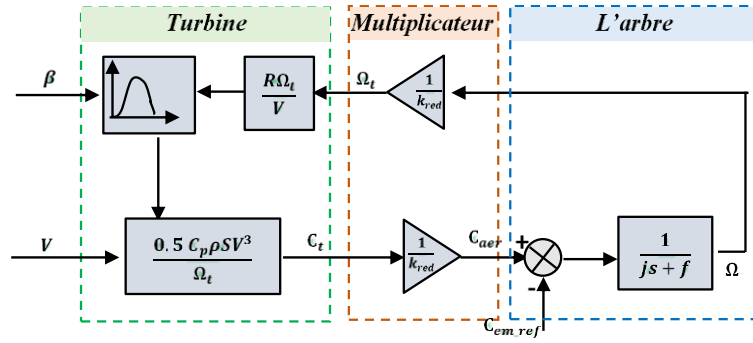


Fig. 3.10 Schéma bloc de la turbine

L'ensemble des équations de modélisation précédentes peut être regroupé dans un schéma-bloc représentant le modèle complet de la turbine, illustré dans la figure 3.10 ci-dessus.

4.2. Modélisation de la génératrice synchrone à aimant permanent

Dans ce travail, une machine synchrone à aimant permanent est utilisée pour la conversion électromagnétique dans le système. Elle est directement couplée à l'arbre de la turbine sans multiplicateur de vitesse.

La modélisation de la GSAP consiste à établir un modèle mathématique qui décrit les phénomènes électromagnétiques et mécaniques qui régissent son fonctionnement. Cela permet d'étudier de manière pertinente l'évolution des différentes grandeurs, tant en mode dynamique qu'en mode statique, et d'exploiter ce modèle dans le développement des lois de commande de la machine [Abd, 18] [Yac, 20]

- Les équations des tensions statoriques V_d , V_q , dans le repère de Park (dq) liées au rotor, sont formulées comme suit [DM+,13] :

$$\begin{cases} V_d = R_s I_d + \frac{d\varphi_d}{dt} - w_r \varphi_q \\ V_q = R_s I_q + \frac{d\varphi_q}{dt} + w_r \varphi_d \end{cases} \quad (3.11)$$

$$\text{et} \quad w_r = p \cdot w \quad (3.12)$$

Avec :

- I_d et I_q sont les courants statoriques dans le repère (dq).
- R_s est la résistance des enroulements statoriques supposées symétriques.
- p le nombre de pair de pôles dans la génératrice et w la vitesse de rotation du rotor.

φ_q , φ_d les flux totaux circulant dans les enroulements statoriques, représenté dans le repère de Park, et s'expriment comme suit :

$$\begin{cases} \varphi_d = L_d \cdot I_d + \phi_f \\ \varphi_q = L_q \cdot I_q \end{cases} \quad (3.13)$$

L_d et L_q sont les inductances sur l'axe direct (longitudinale) et en quadrature (transversale) et ϕ_f est le flux de l'aimant permanent.

En remplaçant ces équations (3.13) dans les système d'équations (3.11) on aboutit au système d'équations électriques de la GSAP suivantes :

$$\begin{cases} V_d = R_s I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} - \omega_r \cdot L_q \cdot I_q \\ V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} - \omega_r \cdot L_d \cdot I_d + \omega_r \cdot \phi_f \end{cases} \quad (3.14)$$

• Expression de la puissance : avec la transformation de Park utilisée, la puissance électrique dans la machine est conservée dans les deux repères (abc) et (dq) . Ainsi, l'expression de la puissance instantanée totale dans la machine est donnée par :

$$P(t) = \frac{3}{2} (V_d \cdot I_d + V_q \cdot I_q) \quad (3.15)$$

En remplaçant les expressions des tensions V_d, V_q , on obtient :

$$P(t) = \frac{3}{2} R_s (I_d^2 + I_q^2) + \frac{3}{2} \left(I_d \frac{d\phi_d}{dt} + I_q \frac{d\phi_q}{dt} \right) + \frac{3}{2} p \cdot \omega_r (\phi_d \cdot I_q - \phi_q \cdot I_d) \quad (3.16)$$

- Le premier terme dans l'équation précédente correspond aux pertes joule dans la machine.
- Le deuxième terme représente la variation l'énergie emmagasinée dans les enroulements du stator, et qui s'annule en régime permanent.
- La puissance électromagnétique qui se transforme en travail utile est exprimée par le troisième terme

• Le couple électromagnétique est déduit de l'expression de la puissance électromagnétique. Son expression est donnée dans le repère (dq) par l'équation suivante :

$$C_{em} = \frac{3}{2} p [I_q \cdot \phi_d + I_d \cdot \phi_q]$$

$$\text{D'où :} \quad C_{em} = \frac{3}{2} p I_q [\phi_f + (L_d - L_q) I_d] \quad (3.17)$$

5. Stratégie de commande du système de conversion éolienne

Le procédé de commande est constitué de deux unités de commande principales, comme le montre la figure 3.8 précédente :

- L'unité de commande qui agit sur le convertisseur côté machine (redresseur à MLI) afin de contrôler la vitesse de rotation de la machine et d'assurer le fonctionnement de la turbine au point de puissance maximale (MPPT).
- Unité de commande de l'onduleur côté réseau pour contrôler l'échange d'énergie entre la PMSG, le Bâtiment et le réseaux électrique, ainsi que maintenir la tension constante du bus continu.

5.1 Maximisation de la puissance extraite de la turbine de l'éolienne

Nous avons déjà vu que la puissance générée par une éolienne dépend directement du coefficient de puissance de la turbine qui l'entraîne selon les équations 3.1 et 3.4. Sa courbe en fonction de la vitesse de rotation présente un sommet : point de puissance maximale (PPM), qui est atteint en ramenant le C_p de la turbine à sa valeur maximale. Cela n'est obtenu que pour une valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} .

Plusieurs stratégies de commande ont été développées dans la littérature pour maximiser la puissance électrique générée par une éolienne à vitesse variable [Mok,13] [Yac,20]. Le

contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation et le contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation sont les deux stratégies de commande les plus couramment utilisées.

5.1.1. Commande MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation

Cette structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Ce qui permet d'écrire l'équation mécanique 3.10 comme suit [Mok,13] [Yac,20] :

$$0 = C_{aer} - C_{em} - f\Omega \quad (3.18)$$

Donc en négligeant l'effet du couple de frottement on obtient :

$$C_{em} = C_{aer} \quad (3.19)$$

Le couple électromagnétique de référence est déterminé à partir d'une estimation du couple de la turbine :

$$C_{em_ref} = \frac{C_T}{k_{red}} \quad (3.20)$$

En remplaçant la valeur du couple de la turbine donnée par l'équation (3.9) il vient :

$$C_{em_ref} = \frac{C_p(\lambda,\beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 V^2}{2 \cdot \lambda \cdot k_{red}} \quad (3.21)$$

L'estimation de la vitesse du vent peut être donnée par l'expression suivante :

$$V = \frac{R \cdot \Omega_T}{\lambda} \quad (3.22)$$

On trouve l'expression du couple électromagnétique de référence :

$$C_{em_ref} = \frac{C_p(\lambda,\beta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \Omega^2}{2 \cdot \lambda^3 \cdot k_{red}^3} \quad (3.23)$$

Pour un fonctionnement au point de puissance maximale, il est nécessaire de fixer la vitesse spécifique à la valeur λ_{opt} qui correspond au coefficient de puissance maximal C_{p_max} .

Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante :

$$C_{em_ref} = \frac{C_{p_max} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \Omega^2}{2 \cdot \lambda_{opt}^3 \cdot k_{red}^3} \quad (3.24)$$

Le schéma bloc de cette commande MPPT est donnée par la figure 3.11 suivante :

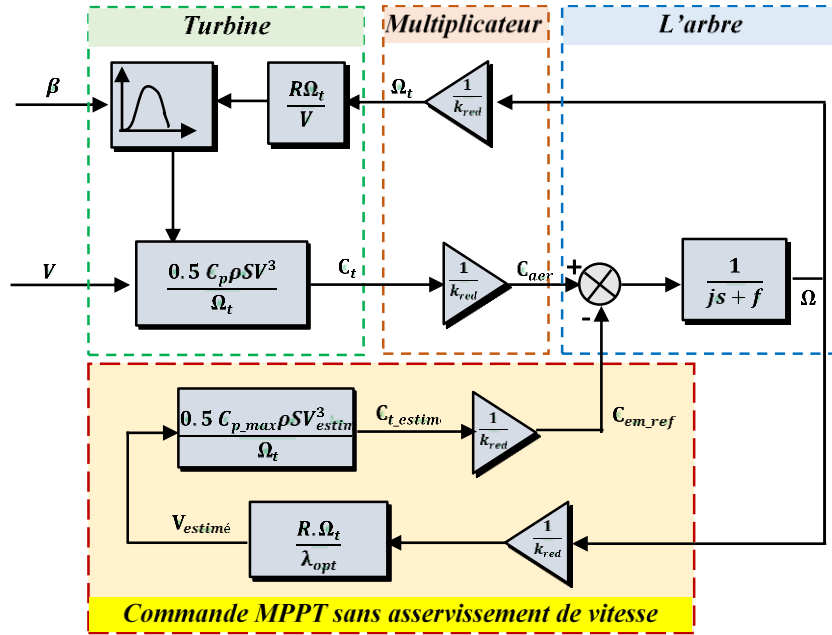


Fig. 3.11 Schéma bloc de la commande MPPT sans régulation de vitesse

5.1.2. Commande MPPT avec asservissement de la vitesse

La technique utilisée dans notre travail pour optimiser la puissance extraite du vent dans la turbine est appelée 'Tip Speed Ratio' (TSR). Cette technique repose sur la variation de la vitesse de la machine, en maintenant sa vitesse à une valeur optimale de référence pour chaque vitesse de vent [LKV,13] [MBM,16] [DM+,13].

La vitesse optimale de référence correspondant à une vitesse spécifique optimale ' λ_{opt} ' va permettre de ramener le coefficient de puissance à sa valeur maximale $C_{p,max}$. Elle est calculée selon l'équation (3.3) comme suit :

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} V}{R} \quad (3.25)$$

Le modèle de fonctionnement global de la commande MPPT avec asservissement de vitesse de la turbine, ainsi que les équations correspondantes, sont présentés dans le schéma synoptique de la figure suivante, Fig. 3.12.

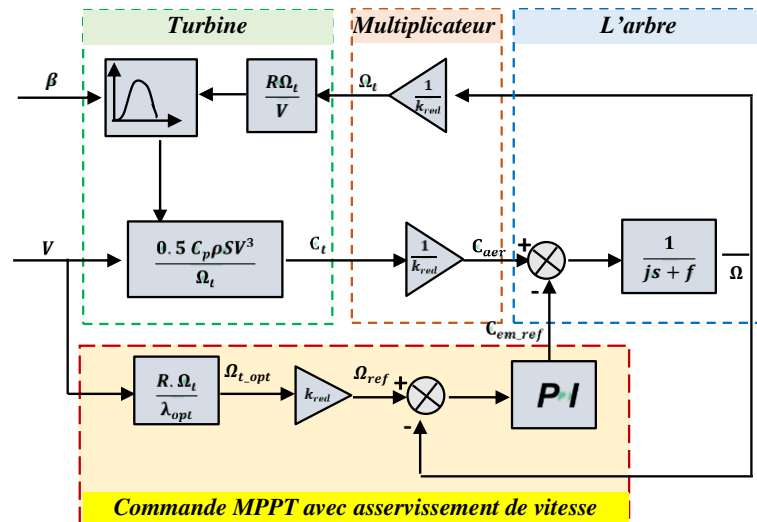


Fig. 3.12 Schéma bloc de la commande MPPT avec asservissement de vitesse

Selon l'équation mécanique (3.10), la vitesse de la turbine est influencée par la somme des couples appliqués sur son arbre. Ainsi, en contrôlant le couple électromagnétique développé par la MSAP, on peut asservir la vitesse de la turbine pour la maintenir à une valeur optimale.

Ceci est obtenu en utilisant un asservissement approprié de la vitesse de la MSAP pour développer le couple électromagnétique de référence.

Le couple électromagnétique de référence est défini comme suit :

$$C_{em_ref} = Reg. (\Omega_{ref} - \Omega) \quad (3.26)$$

Où *Reg* est le régulateur PI de la boucle de régulation de la vitesse.

5.1.3 Commande Vectorielle de la vitesse de rotation de la GSAP

"L'expression (3.17) qui donne le couple électromagnétique développée dans la modélisation de la génératrice GSAP montre un couplage et une dépendance de cette grandeur aux courants statoriques direct et en quadrature I_{sd} et I_{sq} . Il est donc nécessaire de procéder à une commande qui permet d'assurer un découplage entre les variables internes de la machine.

La commande vectorielle consiste à orienter le vecteur courant sur l'axe (q) et ainsi avoir un comportement découplé de la machine. Cette orientation entraîne l'annulation du courant direct ($I_{sd} = 0$). Ainsi, l'expression du couple électromagnétique de la machine ne dépend que de la composante du courant I_q . Elle est simplifiée dans l'expression linéaire suivante [DM+,13] [LK+,13]:

$$C_{em} = \frac{3}{2} p I_{sq} \phi_f \quad (3.27)$$

Lorsqu'on applique cette commande pour maximiser la puissance extraite du vent dans la turbine, les courants statoriques doivent être asservis à leurs références données par les expressions suivantes :

$$\begin{cases} I_{sd_ref} = 0 \\ I_{sq_ref} = \frac{2 \cdot C_{em_ref}}{3 \cdot p \cdot \phi_f} \end{cases} \quad (3.29)$$

Le couple de référence est obtenu à partir de la boucle externe de régulation de la vitesse de rotation de la GSAP, simplifiée par l'équation de régulation (3.26) précédente, dont la vitesse de rotation de référence correspond à la vitesse optimale donnée par :

$$\Omega_{ref} = \frac{\lambda_{opt} V}{R} \quad (3.30)$$

Le schéma détaillé de la commande appliquée au convertisseur du côté de la GSAP est représenté sur la figure suivante :

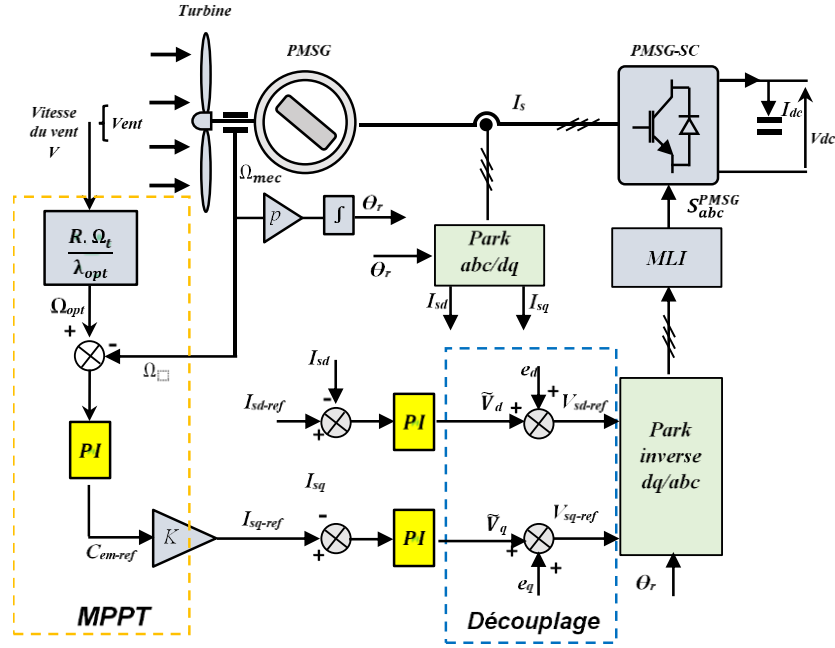


Fig. 3.13 Schéma bloc détaillé de la commande du convertisseur côté GSAP

- Afin de mettre en évidence le contrôle de ces deux courants, reprenons les équations dynamiques des courants du système (3.14). On constate qu'il y a un couplage entre l'axe d et l'axe q dans ces équations que nous réécrivons comme suit :

$$\begin{cases} V_{sd} + w_r \cdot L_q \cdot I_{sq} = R_s I_{sd} + L_d \frac{dI_{sd}}{dt} \\ V_{sq} + w_r \cdot L_d \cdot I_{sd} - w_r \cdot \phi_f = R_s I_{sq} + L_q \frac{dI_{sq}}{dt} \end{cases} \quad (3.31)$$

On définit les termes de découplage par compensation sur les deux axes du repère (dq) :

$$\begin{cases} e_d = -w_r \cdot L_q \cdot I_{sq} \\ e_q = -w_r \cdot L_d \cdot I_{sd} + w_r \cdot \phi_f \end{cases} \quad (3.32)$$

Les équations du système (3.31) définissent les transferts mono-variable exprimés avec les nouvelles entrées comme suit :

$$\begin{cases} R_s I_{sd} + L_d \frac{dI_{sd}}{dt} = V_{sd} - e_d = \tilde{V}_d \\ R_s I_{sq} + L_q \frac{dI_{sq}}{dt} = V_{sq} - e_q = \tilde{V}_q \end{cases} \quad (3.33)$$

D'où les fonctions de transfert s'écrivent :

$$\begin{cases} \frac{I_{sd}}{\tilde{V}_d} = \frac{1}{L_d \cdot s + R_s} \\ \frac{I_{sq}}{\tilde{V}_q} = \frac{1}{L_q \cdot s + R_s} \end{cases} \quad (3.34)$$

Le contrôle des courant est établie par des régulateur PI dont les paramètre sont calculés par la méthode de compensation des pôles. Les gains de des régulateurs PI sont rapportés dans le tableau 3.2 [Yac,20]:

		Paramètres des régulateurs	
		k_p	k_i
Composantes du courant statorique I_s	I_{sd}	50	2.1209e+03
	I_{sq}	20	1.4917e+03

 Tableau 3.2. Paramètres des régulateurs des courants I_{sd} ; i_{sq}

t_r : Étant le temps de réponse en boucle fermée qui sera fixée suivant les performances désirées.

Les tensions de référence V_{sd_ref} et V_{sq_ref} sont reconstituées à la sortie du régulateur en ajoutant le terme de compensation approprié (figure 3.14). Les tensions de références, une fois transformées du biphasé au triphasé avec la transformation de Park, sont comparées à un signal triangulaire de haute fréquence pour générer les signaux de modulation de largeur d'impulsion appliqués aux interrupteurs du redresseur.

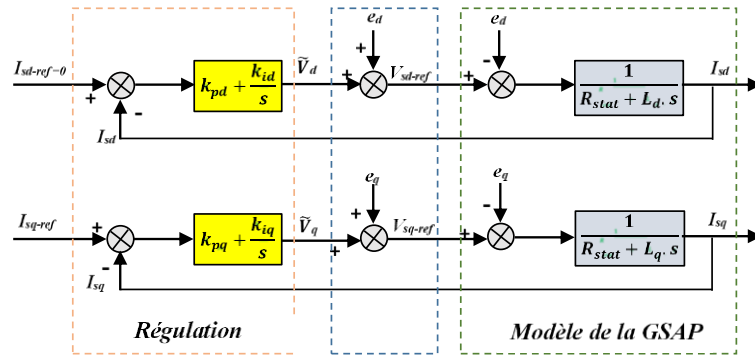


Fig. 3.14 Les boucles de régulation des courants dans la GSAP

5.2. 5.2. Commande du convertisseur côté du bâtiment et du réseau électrique

Dans cette étape, nous nous intéressons à la commande du convertisseur qui relie le système de production éolien étudié au bâtiment (charge alternative triphasée) et au réseau électrique. L'objectif de la commande côté réseau consiste à transférer l'intégralité de la puissance active générée par l'aérogénérateur vers la charge et le réseau électrique. D'autre part, il s'agit de maintenir la tension du bus continu, récupérée à la sortie du redresseur côté génératrice, à une valeur de référence constante [Hay,21]."

5.2.1. Contrôle des puissances active et réactive injectées

Les puissances active et réactive transmises vers la charge et le réseau via l'onduleur de tension (à deux niveaux) sont exprimées dans le repère synchrone (dq) par les équations suivantes. Ces équations sont déterminées au niveau d'un filtre RL installé entre l'onduleur et le point de connexion de la charge, assurant un filtrage supplémentaire des harmoniques de hautes fréquences :

$$\begin{cases} P_{inv} = V_{gd} \cdot I_{gd} + V_{gq} \cdot I_{gq} \\ Q_{inv} = V_{gq} \cdot I_{gd} - V_{gd} \cdot I_{gq} \end{cases} \quad (3.35)$$

Avec P_{inv} , Q_{inv} les puissances délivrées à la sortie du convertisseur, (V_{invd} , V_{invq}) et (I_{gd} , I_{sq}) sont les composantes directe et en quadrature de la tension et du courant à la sortie du filtre respectivement.

On observe que ces puissances dépendent des deux composantes de courant et de tension présentant un couplage entre les deux axes du repère. Une commande découplée des

puissances active et réactive est appliquée. Elle est basée sur l'orientation du repère tournant (dq) selon le vecteur de tension du réseau de manière à ce que sa composante en quadrature soit nulle [Yac,20] ; ainsi, il en résulte : $V_{inv} = V_{invd}$ et $V_{invq} = 0$.

$$\begin{cases} P_{inv} = V_{invd} \cdot I_{gd} \\ Q_{inv} = -V_{invd} \cdot I_{gq} \end{cases} \quad (3.36)$$

Selon ces équations (3.36) les puissances active et réactive transitées sont contrôlables par les composantes du courant direct et en quadrature respectivement.

Le modèle dynamique des tensions de l'onduleur dans le repère synchrone (dq) est donné par le système d'équations suivant [Abd,18]:

$$\begin{cases} V_{invd} = R_f \cdot I_{gd} + L_f \frac{dI_{gd}}{dt} - \omega_s L_f I_{gq} + V_{gd} \\ V_{invq} = R_f \cdot I_{gq} + L_f \frac{dI_{gq}}{dt} + \omega_s L_f I_{gd} + V_{gq} \end{cases} \quad (3.37)$$

Deux boucles de régulation doivent être implémentées. Les courants sont asservis par deux correcteurs proportionnels intégrateurs (PI) qui génèrent les tensions de référence à appliquer et produisent les signaux de commande nécessaires pour les commutations des interrupteurs de l'onduleur [Yac,20]. Le schéma-bloc correspondant au contrôle est représenté sur la Figure 3.15.

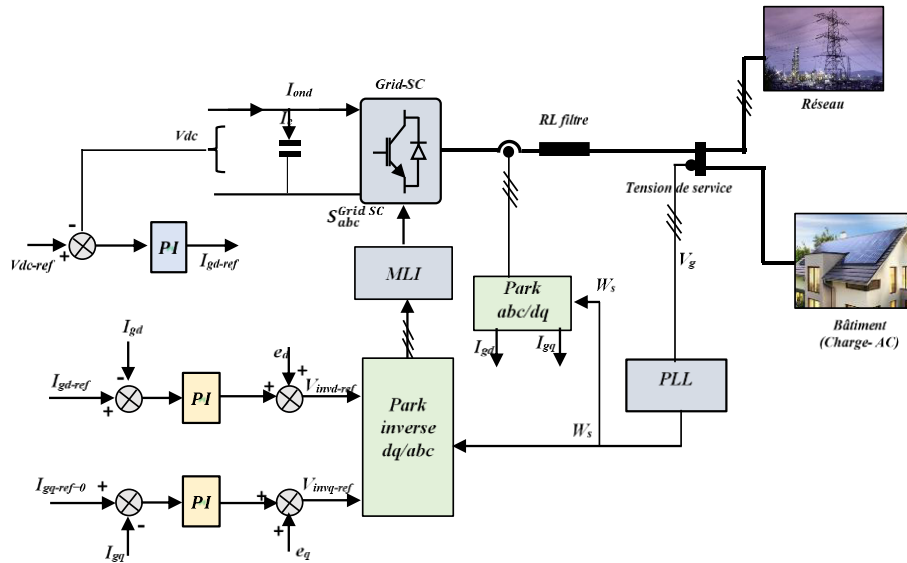


Fig. 3.15 Schéma bloc de la commande de de l'onduleur côté réseau

Le courant sur l'axe en quadrature est utilisé pour contrôler la puissance réactive qu'on impose à zéro ($Q_c = 0$), tout en assurant un fonctionnement à facteur de puissance unitaire. Celui sur l'axe direct est utilisé pour maintenir la tension du bus continu constante et, par conséquent, permettre un transfert total de la puissance active.

Similaire aux équations de la commande de la GSAP présentées dans le paragraphe (5.2.1) précédent, les équations de transfert de chaque composante du courant exigent un découplage par des termes de compensation définis par :

$$\begin{cases} e_d = -\omega_s L_f I_{gq} + V_{gd} \\ e_q = +\omega_s L_f I_{gd} + V_{gq} \end{cases} \quad (3.38)$$

D'où les fonctions de transfert du premier ordre des deux courants ayant la même dynamique sont données par :

$$\begin{cases} G_1(s) = \frac{I_{gd}}{V_{invd}-e_d} = \frac{1/R_f}{1+L_f/R_f} \\ G_2(s) = \frac{I_q}{V_{invq}-e_q} = \frac{1/R_f}{1+L_f/R_f} \end{cases} \quad (3.39)$$

Des régulateurs de type proportionnel intégrale (PI) peuvent garantir de meilleures performances de cette asservissement.

5.2.2. Régulation du bus continu

La boucle de régulation du bus continu V_{dc} est en fait une boucle externe à la boucle de régulation du courant id. la consigne de référence du courant Id est obtenue pour une régulation de la tension (V_{dc}) à une valeur de référence ($V_{dc_{ref}}$) afin de maintenir l'équilibre entre la puissance générée du côté de la génératrice et la puissance transmise via l'onduleur vers la charge et vers le réseau.

Le calcul du régulateur pour cette boucle est similaire à celui déjà expliqué au chapitre précédent pour le système de conversion photovoltaïque. (CH 2 section 5.2).

5.2.3 Estimation de l'angle électrique (w) - PLL

Pour réaliser un échange de l'énergie de qualité et générer des tension et courant sinusoïdaux de fréquence identique à celle du réseau, l'onduleur doit toujours être synchronisé avec le réseau. La fréquence w est estimée à partir du système des tensions du réseau électrique mesurées au point de raccordement avec le système de production éolien. Pour ce faire, une boucle de verrouillage de phase (PLL) triphasée réalise l'asservissement d'un angle de phase arbitraire à l'angle de phase des tensions mesurée du réseau. Cet angle est utilisé pour générer les tensions de référence de l'onduleur[Cha,18].

Les tension mesurées au point de connexion sont exprimées dans le repère biphasé (α, β) par les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} V_{g\alpha} \\ V_{g\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{2}V_{seff} \begin{bmatrix} \sin\theta \\ \cos\theta \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

En utilisant la transformation de Park sur la base d'un angle électrique estimé $\hat{\theta}$, on exprime les tension mesurées dans le repère synchrone par le système d'équations suivant :

$$\begin{bmatrix} V_{gd} \\ V_{gq} \end{bmatrix} = \sqrt{3}V_{seff} \begin{bmatrix} \sin(\theta - \hat{\theta}) \\ -\cos(\theta - \hat{\theta}) \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

Pour une faible différence entre l'angle estimé et l'angle physique, l'approximation suivante est vérifiée :

$$V_{gd} = \sqrt{3}V_{seff}(\theta - \hat{\theta}) \quad (3.42)$$

Et lorsque la différence ($\theta - \hat{\theta}$) est suffisamment petite on peut admettre que :

$$V_{gd} = 0$$

D'où la possibilité de contrôler l'angle θ par un asservissement de la composante directe V_d à la valeur zéro. Le schéma synoptique de cette régulation de phase (boucle de verrouillage de phase PLL) est illustré par la figure 3.16 suivante [Abd,21].

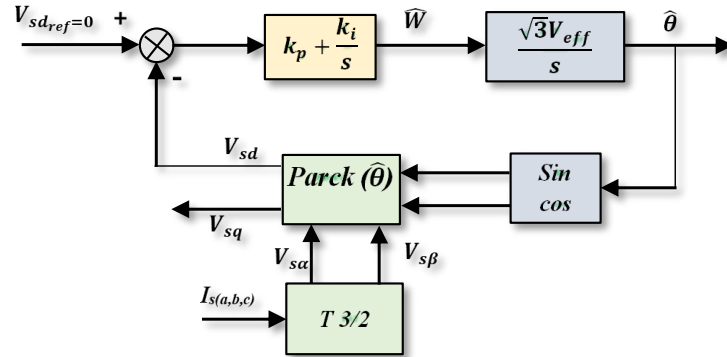


Fig. 3.16 Le schéma synoptique de la PLL

D'après le résultat de la figure 3.17, on observe que pour des tensions équilibrées du réseau de fréquence $f=50$ Hz, la PLL parvient à générer une position angulaire exacte caractérisée par des pentes linéaires sur des périodes $T = 0.02$ s.

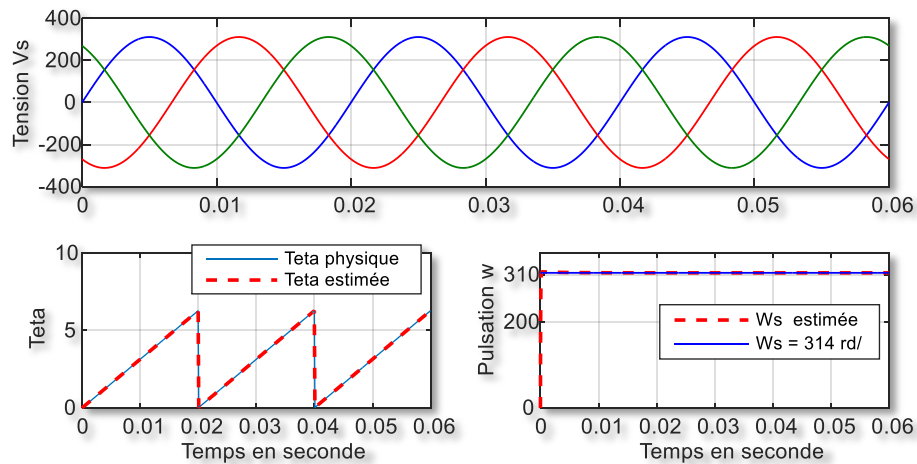


Fig. 3.17 Résultat test de la PLL

6. Simulation et Résultats

Dans Matlab-Simulink, le système représenté par le schéma bloc de la figure 3.8 a été implémenté pour effectuer une simulation vérifiant les différents cas et scénarios possibles de fonctionnement face aux variations de la vitesse du vent et de la puissance demandée dans le bâtiment. Les profils de variation du vent, supposé entre 3 et 7 m/s, et de la charge sont présentés sur la figure 3.18. L'ensemble des résultats sont donnés par les figures 3.19-3.22.

On observe à partir des courbes de la figure 3.19 que la commande choisie a réussi à contrôler la vitesse du rotor de la PMSG, et donc à optimiser parfaitement la puissance de la turbine. Cela est confirmé par la courbe du coefficient de puissance C_p qui a maintenu son point de fonctionnement maximal ($C_p = 0,48$) pendant toutes les étapes de la simulation.

Les courants dans le repère (dq) de la génératrice (dont les paramètres sont donnés dans l'annexe A3) sont contrôlés par des simples régulateurs PI. Ils suivent précisément leurs consignes en régime permanent après quelques oscillations d'un régime transitoire court et acceptable.

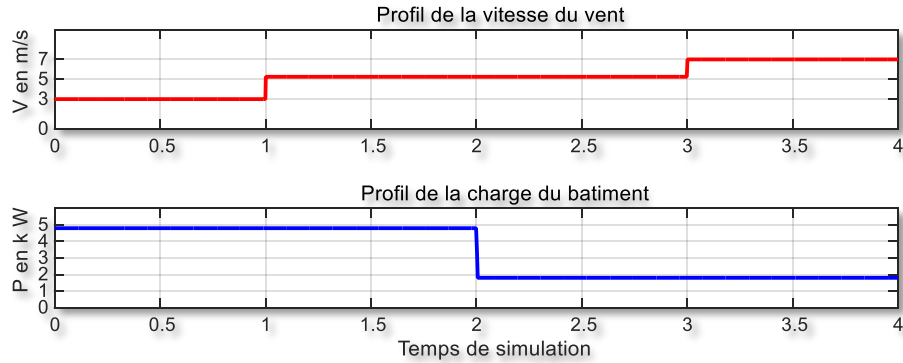


Fig. 3.18 Profil de la vitesse du vent et de la charge du bâtiment

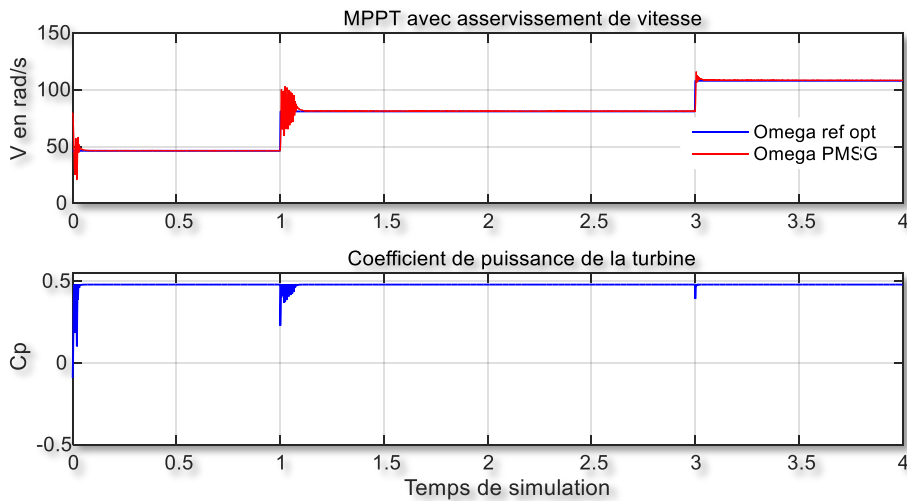


Fig. 3.19 (MPPT) avec asservissement de la vitesse et maximisation du C_p

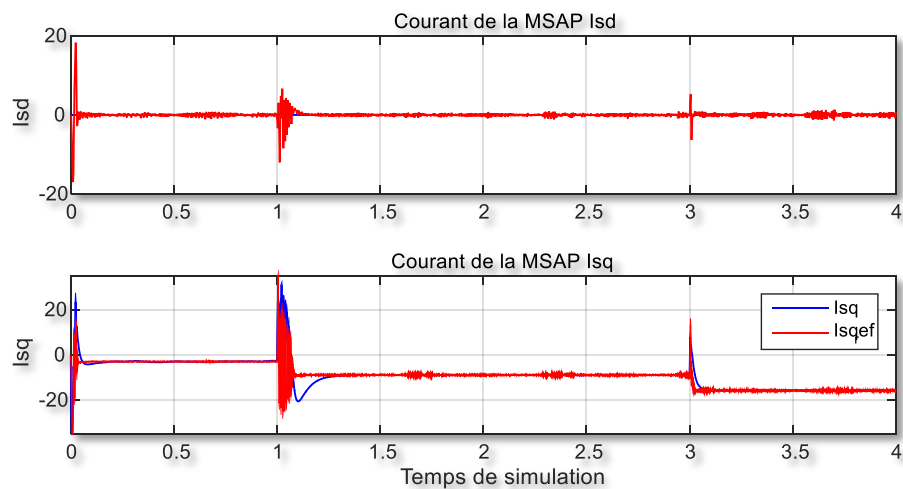


Fig. 3.20 Les courants I_d et I_q dans la MSAP

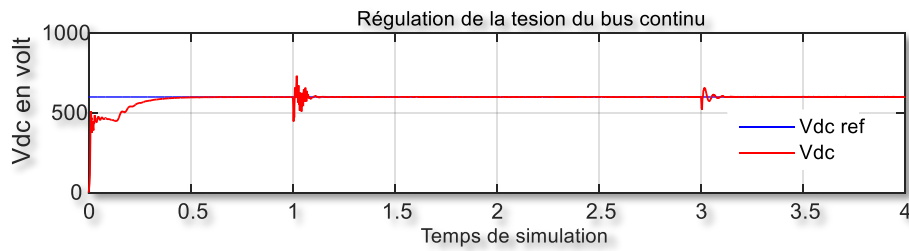


Fig. 3.21 Régulation de la tension du bus continu

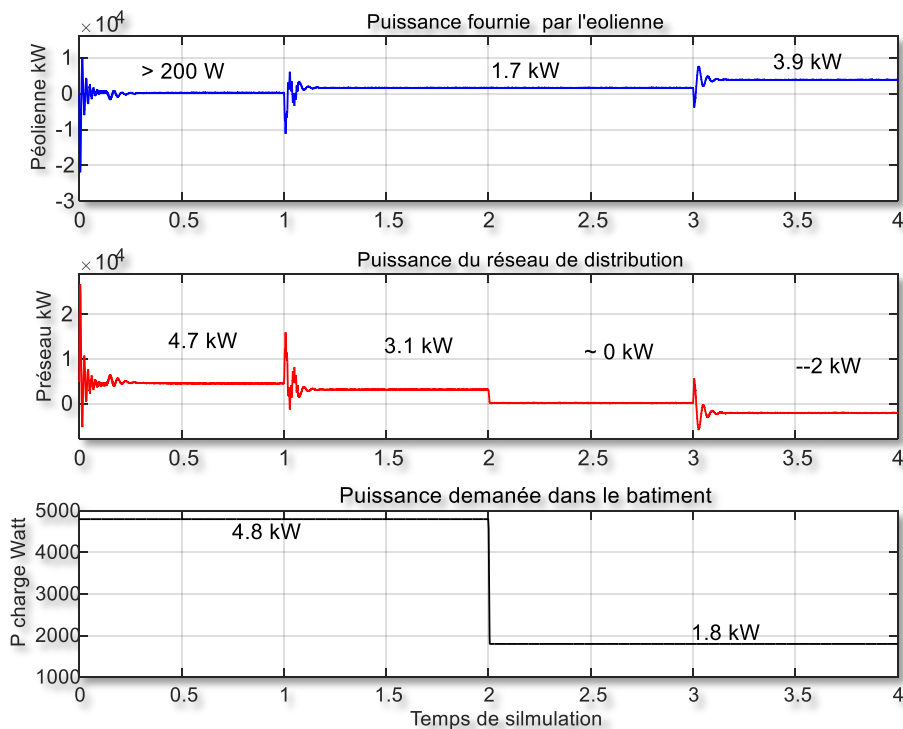


Fig. 3.22 Les puissances dans les différents éléments du système

Les résultats de la figure 3.20 montrent que l'éolienne ne peut produire une puissance significative que lorsque la vitesse du vent est supérieure à 3 m/s. Dans ce cas, la totalité de la demande du bâtiment est alimentée par le réseau classique. Lorsque la vitesse du vent est en moyenne de 7m/s, la GSAP fonctionne dans son régime nominal et génère suffisamment de puissance. Elle peut couvrir seule toute la puissance électrique demandée par ce bâtiment, économisant ainsi l'énergie conventionnelle produite dans le réseau.

Le bâtiment équipé de ce WECS est à énergie positive lorsqu'il produit plus d'énergie qu'il en consomme. Le dernier mode de simulation dans cette partie montre l'énergie excédentaire injectée dans le réseau lors d'une diminution de la demande du bâtiment. Le courant du réseau dans ce cas change de sens et se met en opposition de phase avec la tension du réseau, qui reçoit cette énergie.

7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à la modélisation des principaux constituants de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne. Cela nous a permis d'examiner l'évolution de chaque grandeur physique dans cette chaîne, notamment la puissance extraite et les courants dans chaque constituant. Ainsi, nous avons élaboré les lois de commande de la technique de maximisation de la puissance de la turbine avec asservissement de la vitesse, qui est effectuée avec la commande vectorielle de la GSAP. Une commande par orientation du vecteur de tension a été appliquée au convertisseur côté réseau et charge pour transférer la totalité de la puissance générée par la GSAP afin de répondre à la demande du bâtiment et pour l'injecter dans le réseau de distribution en cas de surplus.

Les résultats de simulation montrent une satisfaction en termes de contrôle de la vitesse et de régulation de la tension du bus continu, malgré les variations apportées sur la vitesse du vent et la charge du bâtiment.

La nature intermittente du vent fait que la puissance générée ne peut répondre seule aux besoins en énergie électrique du bâtiment et qu'elle doit être complétée par d'autres sources, constituant ainsi un système hybride de production d'énergie renouvelable.

Références :

- [Abd,18] El Kebir, Abdelkader, and Hafida Belhadj. *Commande intelligente d'une machine synchrone à aimant permanent*. Éditions universitaires européennes, 2018.
- [Cha,18] Chaoui, Abdelmadjid. *Filtrage actif triphasé pour charges non linéaires*. Thèse de Doctorat. Université Farhat Abbas-Setif, 2018.
- [Abd,21] ALIBI, Abdelaali, CHRIFI-ALAOUI, Larbi, LABDAI, Sami, et al. '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, 2021, vol. 83, no 4, p. 265-282.
- [AT+,02] CHUB, A., J. Tanel, A. Milczarek, A. Kallaste and M. Malinowski. *Grid integration issues of PMSG-based residential wind turbines*. In: *Electric Power Quality and Supply Reliability*. Conference (PQ). IEEE, 2014. pp. ISSN 978-1-4799-5022-5. <https://doi.org/147-154>. 10.1109/PQ.2014.6866800.
- [AT+,14] CHUB.A, J. Tanel, A. Milczarek, A. Kallaste and M. Malinowski. "Grid integration issues of PMSG-based residential wind turbines". In: *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*. IEEE, 2014. pp. ISSN 978-1-4799-5022-5. <https://doi.org/147-154>. 10.1109/PQ.2014.6866800.
- [Cro,13] Croci, Lila. *Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs*. Thèse de Doctorat. Université de Poitiers, 2013.
- [DM+,13] DAHBI, A., H. Mabrouk, N. Nait-said and M-S. Nait-said. *Realization and control of a wind turbine connected to the grid by using PMSG*. *Energy Conversion and Management*, 2014, vol. 84, pp. 346-353. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.03.085>
- [Gal,21] ABDEDDAIM, Sabrina. *Optimisation de deux systèmes de génération renouvelable (photovoltaïque et éolienne) connectés au réseau*. Thèse de Doctorat. Université Mohamed Khider-Biskra, 2013.
- [Hay,21] Gallas, Hayder. *Contribution à la Commande d'un Générateur de type Synchrone à Double Excitation dans le cas d'une Application Éolienne et Comparaison avec d'autres*

- Architectures*. Thèse de Doctorat. CY Cergy Paris Université ; Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax, 2021.
- [HS+,19] JOSHI, Hitesh, SWAMI, A. K., et MATIYALI, Kanchan. *Simulation and Modelling of a Wind Turbine using PMSG with Maximum Power Tracking Control*”, Institute of Technology Conference on Electrical and Computer Engineering (WITCON ECE). IEEE, 2019. p. 49-53.
- [LC+,11] LISERRE.M, R. Cárdenas, M. Molinas and J. Rodriguez. “*Overview of multi-MW wind turbines and wind parks*”. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2011, vol. 58, iss. 4, pp. 1081-1095. ISSN 1557-9948. .
- [LK+,13] GEVAERT, Louis FM., J.D.M De Kooning, Tine L. Vandoorn., et al. *Evaluation of the MPPT performance in small wind turbines by estimating the tip-speed ratio*. In: 2013 48th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC). IEEE, 2013. pp. 1-5. ISBN 978-1-4799-3254-2. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2013.6714990>.
- [LKV,13] GEVAERT, Louis FM., J.D.M De Kooning, Tine L. Vandoorn., et al. *Evaluation of the MPPT performance in small wind turbines by estimating the tip-speed ratio*. In: 2013 48th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC). IEEE, 2013. pp. 1-5.
- [MBM,16] MARMOUH, S., M. Boutoubat and L. Mokrani. *MPPT fuzzy logic controller of a wind energy conversion system based on a PMSG*. In: 2016 8th International Conference on Modelling, Identification and Control (ICMIC). IEEE, 2016. pp. 296-302. ISBN 978-0-9567157-7-7. <https://doi.org/10.1109/ICMIC.2016.7804126>
- [Moh,16] AL ANFAF, Mohamed Mladjao Mouhammad, “*Contribution à la modélisation et à l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges*”, Thèse de doctorat, Université de Lorraine, 2016.
- [Mok,13] SMAILI Mokrane, “*Modélisation et commande d'un aérogénérateur à machine asynchrone à double alimentation en vue de simulation des problèmes de cogénération*”, Thèse de doctorat. Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, 2013.
- [Nic,05] LAVERDURE Nicolas, “*Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires*”, Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2005.
- [NR+,17] NIKOLIC Aleksandar B, M. Rivera, M. Bebic and S. Milosavljevic. “*Predictive control of a current source rectifier in wind energy conversion system with PMSG*”. In: 2017 IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC). IEEE 2017. pp. 1-6. ISSN 978-1-5090-6425-0. <https://doi.org/10.1109/SPEC.2017.8333671>.
- [Oli,02] Gergaud, Olivier. *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*. Diss. École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2002.
- [STD,18] TRIPATHI, S.M., A. N. Tiwari and D. Singh. *Grid-integrated permanent magnet synchronous generator based wind energy conversion systems: A technology review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015, vol. 51. pp. 1288-1305. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.060>.
- [Yac,20] Triki, Yacine. *Contribution à l'optimisation des systèmes hybrides de production d'énergies renouvelables*. Diss. Université de Haute Alsace – Mulhouse ; Université Mouloud Mammeri (Tizi-Ouzou, Algérie), 2020.
- [YMA,18] YOUSSEF, A., E. E.M.Mohamed and A. I.M Ali. *Model predictive control for grid-tie wind-energy conversion system based PMSG*. In: 2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE). IEEE, 2018. pp. 467-472. ISBN: 978-1-5386-0879-1 <https://doi.org/10.1109/ITCE.2018.8316668>.

Chapitre IV :

Commande Prédicative du Système hybride Photovoltaïque-éolien.

Résumé :

La stratégie de commande prédictive à états finis (FS-MPC) est proposée pour le contrôle du système hybride photovoltaïque-éolien, conçu pour répondre aux besoins en électricité d'un bâtiment tout en réduisant sa dépendance au réseau électrique. Cette commande s'appuie sur le caractère discret des convertisseurs statiques pour prédire l'état futur de la grandeur à contrôler. Le vecteur optimal à appliquer lors de l'étape suivante est celui qui minimise une fonction de coût prédéfinie, conduisant à une erreur minimale. Cette technique est appliquée aux convertisseurs de chaque module du système hybride (HSRES) : au hacheur boost pour maximiser la puissance du générateur photovoltaïque, au convertisseur côté machine pour optimiser l'énergie éolienne et au convertisseur côté réseau pour assurer un transfert parfait de l'énergie produite. Le principal avantage de cette commande est la possibilité de contrôler simultanément tous les convertisseurs du système avec la même fonction de coût.

Sommaire :

1. Introduction	75
2. Structure du système hybride à sources d'énergie renouvelable	75
2.1. Définition de l'hybridation	75
2.2. Classification des systèmes hybrides	76
2.1.1. Le système à couplage AC	76
2.1.2. Le système à couplage DC	77
2.1.3. Le système à couplage mixte DC/AC	77
3. Description du système hybride étudié	78
4. Commande du système hybride étudié	79
4.1. Structure du système de contrôle du SHSER	79
4.2. Structure du système de commande proposée.	83
4.3. Commande prédictive à états finis FS-MPC	85
4.3.1. Principe	85
4.3.2. Commande prédictive du convertisseur côté MSAP (redresseur MLI)	86
4.3.3. Commande prédictive du convertisseur côté réseau (onduleur)	88
4.3.4. MPPT à base de la commande prédictive	90
5. Simulations et Résultats	93
6. Conclusion	97
7. Références	98

1. Introduction

Dans les chapitres précédents, la modélisation et la commande de systèmes de conversion d'énergie photovoltaïque et éolienne ont été étudiées séparément. Différentes stratégies d'optimisation et de commande ont été appliquées à chaque source, indépendamment, basées sur le principe de maximisation de l'énergie primaire disponible dans son dispositif de conversion.

Nous avons également vu que le caractère intermittent des sources primaires d'énergie de ces systèmes fait que l'approvisionnement en énergie ne peut être assuré par une seule source renouvelable, même pour une charge locale.

Dans le but d'accroître leur fiabilité et d'améliorer leur rendement énergétique, ces sources renouvelables sont généralement associées les unes aux autres ou même à d'autres sources conventionnelles pour constituer un système multi-source communément appelé système hybride à sources d'énergie renouvelable (SHSER). Celui-ci permet de compenser le caractère intermittent et de maintenir un approvisionnement continu en énergie électrique tout en profitant des avantages de chaque source [Zuo,09] [Yac,20].

Dans ce chapitre, nous allons intégrer les deux sources ensemble dans le but de mettre en place une station locale, hybride et renouvelable de production d'énergie électrique qui peut fonctionner comme une source active pour satisfaire totalement la puissance demandée dans le bâtiment déjà décrit et même soutenir le réseau de distribution classique avec l'excédent d'énergie qui peut être produit.

2. Structure du Système hybride à sources d'énergies renouvelables 'SHSER'

2.1. Définition de l'hybridation

L'hybridation consiste à associer plusieurs sources d'énergie et unités de stockage dans un même système afin d'optimiser la production et la gestion de l'énergie [Cro,13].

Un système hybride à sources d'énergie renouvelables est généralement constitué de plusieurs sources d'énergie, dont au moins une est renouvelable. Ce système peut inclure (ou non) un dispositif de stockage [Lud,11].

Les SHSER sont souvent conçus pour fournir de l'énergie électrique à des consommateurs situés dans des zones éloignées qui n'ont pas accès aux réseaux de distribution électrique. Dans de telles conditions, ces systèmes sont dimensionnés en fonction de la demande de la charge connectée, en privilégiant toujours l'énergie renouvelable par rapport à celle fournie par les sources conventionnelles.

- *Le système d'alimentation hybride à sources renouvelables offre plusieurs avantages :*
 - *Permet la compensation des fluctuations de puissance des sources renouvelables intermittentes.*
 - *Pas d'émission des gaz à effet de serre.*
 - *Réduit la consommation d'énergie de pointe.*
 - *Doté d'un dispositif de stockage, il peut continuer à alimenter en cas de perte d'approvisionnement par la source principale.*

- Un système d'alimentation hybride avec stockage d'énergie peut fonctionner efficacement comme une alimentation sans coupure (UPS).
- Le SHSER est le mieux adapté pour l'électrification des sites isolés.
- Une autre option précieuse offerte par les SHSER est la possibilité de réintroduire dans ce système énergétique : des batteries, des panneaux solaires ou d'autres sources d'énergie locales.

2.2. Classification des systèmes hybrides

Selon le régime de fonctionnement, les SHSER sont divisés en deux grandes catégories [Men,15] [Cro,13] [Yac,20] :

- SHSER non connecté au réseau : qui fonctionnent totalement isolés du réseau public. Comme ils génèrent de l'énergie sans avoir besoin de l'assistance du réseau électrique, ils sont considérés autonomes.
- SHSER connecté au réseau : travaillant en parallèle avec le réseau électrique au quel ils sont interfacés par des convertisseur statique. Cette configuration permet au réseau d'alimenter les charges connectées au SHSER en cas de l'incapacité de ce dernier à répondre à leurs besoins énergétiques.

L'association des différentes sources n'est pas faite de façon fortuite, mais elle est choisie de manière à répondre au mieux aux exigences de la charge tout en minimisant le coût de l'installation. Par conséquent, il existe différents modes de couplage possibles pour les systèmes hybrides [Men,15] [Cro,13]. Ces types peuvent être classés en trois groupes : le couplage à un bus à courant continu 'DC', le couplage à un bus à courant alternatif 'AC' et le couplage mixte DC-AC. Les topologies les plus utilisées sont regroupées dans l'organigramme de la figure 4.1 suivante :

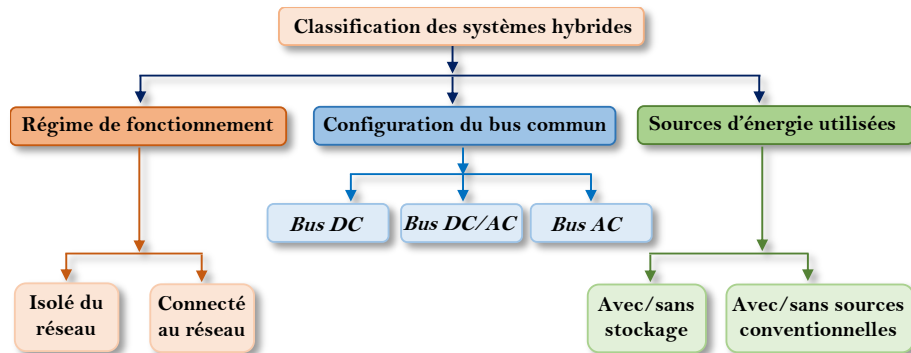


Fig.4.1 Classification des systèmes hybrides

2.2.1. Le système à couplage AC :

Chaque source est raccordée au bus à courant alternatif à travers son propre convertisseur statique (DC/AC ou AC/AC), illustrée par la figure 4.2. Cette configuration

permet de lier directement le SHSER au réseau public et aux charges alternatives en réalisant un système constitué d'un ensemble de composants modulaires [Yac,20].

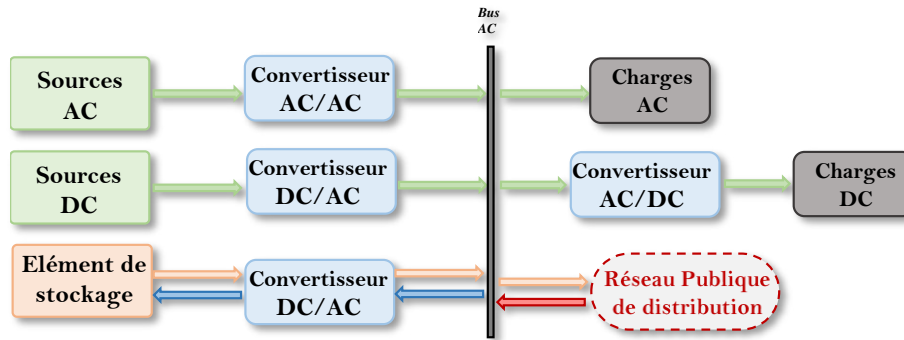


Fig.4.2 Topologie d'un SHSER à bus commun AC

2.2.2. Le système à couplage DC :

Dans cette topologie, toutes les sources de production sont reliées à un bus commun à courant continu DC. Lorsqu'une source est de type alternatif, elle est reliée au bus DC via un convertisseur statique redresseur. Des convertisseurs bidirectionnels sont installés pour assurer l'échange énergétique entre les composants de nature double tels que les batteries de stockage et le réseau public, comme illustré sur la figure 4.3.

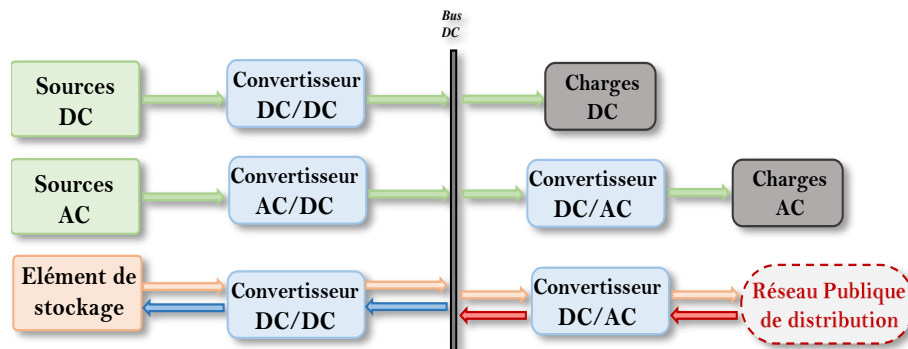


Fig.4.3 Topologie d'un SHSER à bus commun DC

2.2.3. Le couplage mixte DC/AC

Pour cette topologie, deux bus communs sont installés. Les sources DC ainsi que les charges DC sont connectées au bus DC, alors que les sources AC et les charges AC sont connectées au bus AC, comme illustré dans la figure 4.4. Dans ce cas, les charges DC sont alimentées par le bus DC via un convertisseur DC/DC, tandis que les charges AC sont alimentées par le bus AC via des convertisseurs AC. Cela permet de limiter les pertes d'énergie dues à la conversion d'une forme à une autre.

Un convertisseur DC/AC bidirectionnel est utilisé pour assurer les échanges d'énergie entre les deux bus.

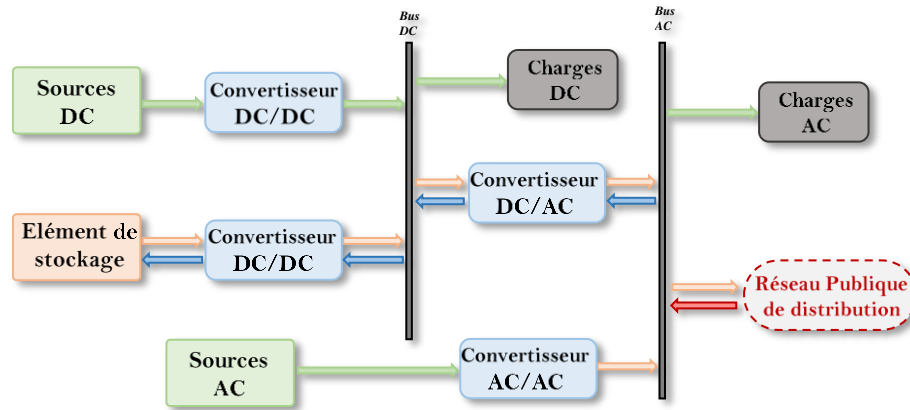


Fig.4.4 Topologie d'un SHSER à bus mixte DC/AC

Les principaux avantages et inconvénients des différents couplages des systèmes hybrides sont résumés dans le tableau 4.1 ci-dessous :

Configuration	Avantages	Inconvénients
<u>Couplage</u> DC	<ul style="list-style-type: none"> • Simple et ne nécessite aucune synchronisation. • Moins de pertes donc bien adapté pour les transmissions de longue distance. • Connexion à un seul câble. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problème de compatibilité de tension. • Défaillance du convertisseur DC/AC de la charge conduit à la perte totale de l'approvisionnement. • Problème de la corrosion des électrodes de connexion DC.
<u>Couplage</u> AC	<ul style="list-style-type: none"> • Fiabilité élevée. • Raccordement souple au réseau électrique. • Structure modulaire 	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessité de Synchronisation pour le couplage des sources au bus AC. • Plus de pertes en particulier pour les longues distances. • Nécessité de correction du facteur de puissance.
<u>Couplage Mixte</u> AC/DC	<ul style="list-style-type: none"> • Efficacité très élevée • Bien adapté pour les micro réseau • Pertes par conversion de la forme de l'énergie limitée. 	<ul style="list-style-type: none"> • Plus complexe à contrôler. • Cout plus élevé.

Tableau 4.1. Avantages et inconvénients des différentes topologies des systèmes hybrides.

3. Description du système étudié

Dans le cadre de notre étude, nous avons choisi comme sources l'éolienne et les panneaux photovoltaïques, en raison de leur maturité technologique, de leur possibilité de dimensionnement pour des systèmes de petites puissances et de taille réduite.

Ce système, raccordé dans une topologie mixte DC-AC, consiste en une source d'énergie photovoltaïque connectée au bus commun DC à travers un convertisseur DC/DC de type élévateur (Boost) et d'une éolienne, basée sur une génératrice synchrone à aimant permanent de petite puissance, reliée au bus commun DC via un redresseur à MLI. Le bâtiment comme charge alternative ainsi que le réseau de distribution sont reliés au bus AC à travers un onduleur de tension. La figure 4.5 suivante illustre la configuration du système étudié.

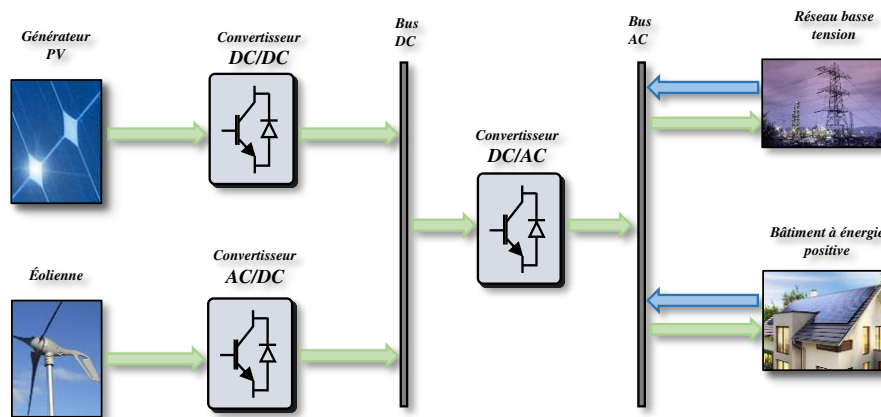


Fig.4.5 Topologie et constituants du SHSER étudié.

4. Commande du système hybride étudié

4.1. Structure du système de contrôle du SHSER

Dans les deux précédents chapitres, nous avons détaillé les stratégies de commande des deux systèmes de conversion d'énergie renouvelable photovoltaïque et éolienne afin de les intégrer dans le SHSER décrit dans le paragraphe précédent.

Nous avons retenu pour le contrôle du SHSER les commandes étudiées et simulées précédemment. Pour l'éolienne, la stratégie d'optimisation de la puissance aérodynamique de la turbine avec asservissement de la vitesse est accomplie par la commande vectorielle. Pour le générateur photovoltaïque, nous appliquons un algorithme MPPT classique (P&O ou Inc-Cond) pour son efficacité et sa simplicité. Le contrôle de l'onduleur du côté du réseau est commandé via une commande découplée de puissances par orientation de la tension 'VOC' décrite au paragraphe 5.2 du chapitre 3.

Les commandes sont appliquées séparément pour chaque élément à travers les convertisseurs statiques installés [Cro,13]. Nous rappelons que l'objectif de ces commandes est d'extraire le maximum de puissance disponible dans les sources d'énergie renouvelable utilisées et de contrôler le flux de puissance transféré vers le bâtiment et vers le réseau.

La structure hiérarchique de la commande appliquée au système hybride est donnée par le schéma bloc de la figure suivante :

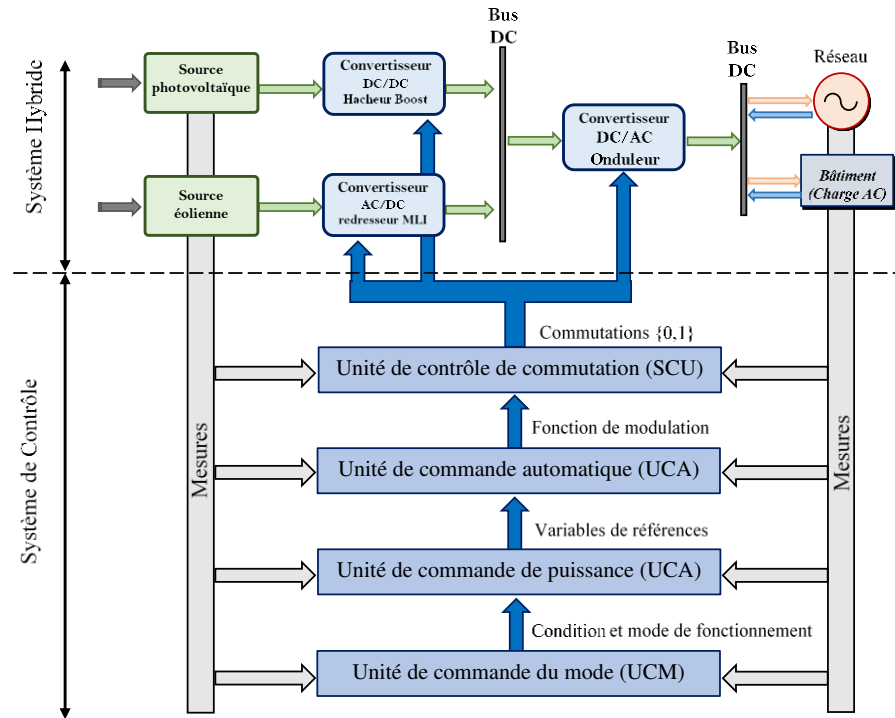


Fig.4.6 Structure de système de contrôle du SHSER

Toutes les sources sont connectées au bus continu par le biais de différents convertisseurs statiques. Le système de commande est divisé en quatre niveaux de contrôle. Il contient trois unités de contrôle de commutation (SCU - switching control unit), unités de contrôle automatique (UCA), une unité de commande de puissance (UCP) commune et une unité de mode de contrôle (UMC) [Hau,99]. Le rôle de chaque unité est brièvement expliqué ci-dessous [Zuo,09].

- **Unité de contrôle de commutation (SCU)** : conçue pour chaque convertisseur afin de générer les signaux ON/OFF des interrupteurs à partir de la fonction de commutation $\{0,1\}$ qui est déterminée par les éléments de modulations (PWM, SVWM...).
- **Unités de commande automatique (UCA)** : elles sont conçues pour chaque système de conversion de puissance d'une source d'énergie. C'est le bloc de régulation des grandeurs physiques et des algorithmes de contrôle qui déterminent les fonctions de modulation pour chaque convertisseur.
- **Unité de commande de puissance (UCP)** : conçue pour maintenir l'équilibre de puissance instantané dans l'ensemble du SHSER. Certains algorithmes sont implémentés pour coordonner cette mission pour les différentes sources d'énergie.
- **Unité de contrôle du mode (UMC)** : cette unité est désignée à la gestion intégrale du SHSER. Elle considère l'état de génération des sources, les conditions climatiques et l'état de stockage de l'énergie, pour émettre des décisions idéales. (Elle fait l'objet du chapitre cinq).

Les SCU ne sont pas la préoccupation principale de cette étude, nous ne les détaillerons donc pas ici. Nous allons plutôt présenter les techniques de commande utilisées dans les unités

de commande automatique et les grandeurs physiques qui sont exploitées pour tout contrôle dans les différentes sources.

4.1.1. Unité de contrôle automatique

Le schéma synoptique de l'unité de contrôle automatique montrant les différents contrôles effectués pour chaque source est illustré par la figure suivante :

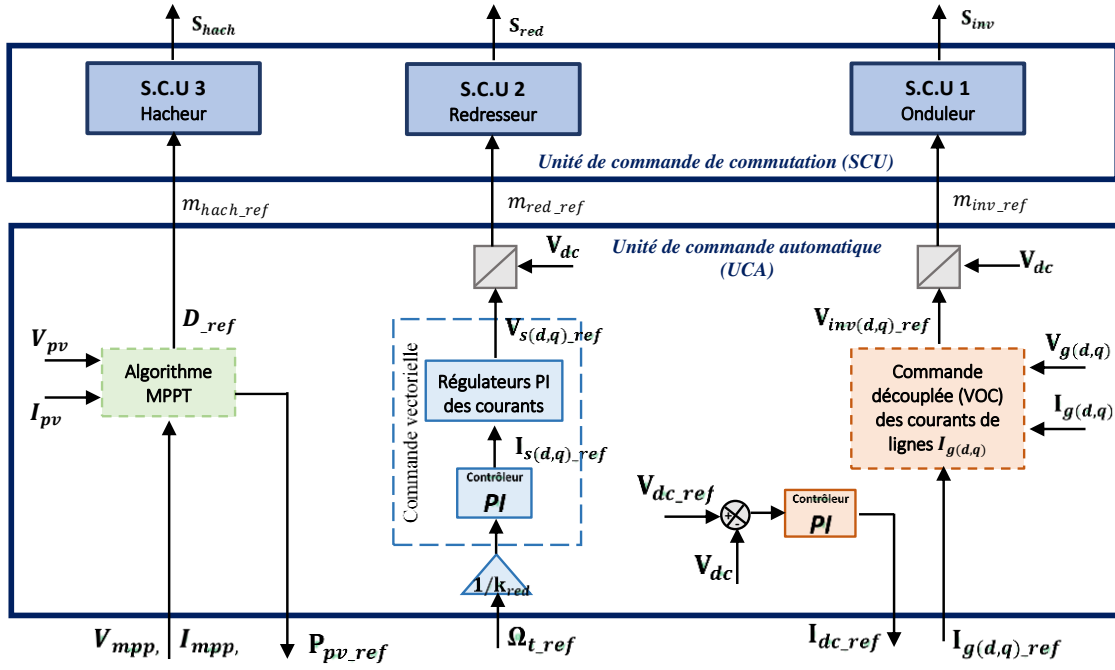


Fig.4.7 diagramme de l'unité de contrôle automatique du système hybride photovoltaïque éolien.

Nous ne détaillerons pas de nouveau les commandes utilisées, celles-ci sont expliquées en détail dans les chapitres 2 et 3 précédents. Nous allons simplement indiquer les variables, les équations et les relations utilisées dans chaque contrôle :

- L'optimisation de la puissance éolienne est réalisée à l'aide de la commande vectorielle appliquée à la GSAP. Des régulateurs PI sont utilisés pour la régulation des courants statoriques pour qu'ils suivent leurs références données par le système d'équations (3.29).
 - Le couple de référence C_{em_ref} est déterminé dans la boucle de régulation proportionnelle intégrale de la vitesse de la machine qui tourne à la vitesse optimale Ω_{opt} donnée par l'équation 3.25.
 - La vitesse de référence correspond à la puissance maximale est calculée dans l'unité de commande de puissance.
 - Les tensions de référence $V_{s(d,q)_ref}$ issues de ce contrôle sont calculées par les systèmes d'équations 3.31 et 3.32 du chapitre 3, déterminant ainsi les fonctions de modulation du redresseur données par l'équation suivante [Zuo,09]:

$$m_{red_ref} = \frac{1}{V_{dc}} V_{s_ref} \quad (4.1)$$

- Le contrôle du flux de puissance injecté par l'onduleur au bâtiment et au réseau est effectué par une commande découplée des courants de ligne contrôlés dans deux boucles PI internes, suivant les équations dynamiques du système (3.37).
 - Les courants de référence sont déterminés en assurant l'équilibre de puissance entre les sources de production d'un côté et la charge et le réseau de l'autre côté. Cela revient à maintenir la tension du bus continu constante à l'aide d'un régulateur proportionnel intégral PI.
 - Les tensions de référence que doit délivrer l'onduleur sont rétablies conformément aux équations 3.37 et selon le schéma de commande présenté dans la figure 3.15 du chapitre précédent.
- L'optimisation de l'énergie photovoltaïque est assurée par l'algorithme MPPT implanté dans un étage de conversion continu-continu (boost). Le rapport cyclique de référence permet de déterminer la fonction de modulation à utiliser dans l'unité de commande de commutation de l'hacheur.

4.1.2. Unité de contrôle de puissance

Le maintien de l'équilibre de puissance dans un système hybride joue un rôle important dans le système de contrôle des système hybride et assure leur stabilité [Zuo,09]. Tous les échanges de puissance s'effectuent via le bus continu et ont un impact sur la tension V_{dc} .

La variation de l'énergie dans le bus continu est donnée par la relation :

$$\frac{dE}{dt} = CV_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = V_{dc} I_{dc} = P_{sources} - P_{inj} = P_{wind} + P_{pv} - P_{inj} \quad (4.2)$$

Avec : P_{wind} , P_{pv} représentent les puissances injectées dans le condensateur du bus continu respectivement par la génératrice de l'éolienne et par le générateur photovoltaïque. P_{inj} Représente la puissance extraite du bus continu et transféré au bâtiment et au réseau électrique.

Cette échange de puissance est illustré par le schéma suivant :

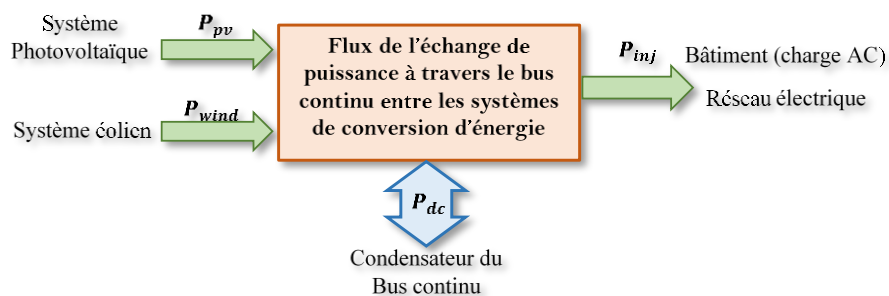


Figure 4.8: Echange de puissance à travers le bus continu

- La valeur de la vitesse optimale est calculée en fonction de la vitesse spécifique optimale correspondant à la puissance maximale de l'énergie extraite dans la turbine (équation 3.25).

- La régulation des courants de ligne (du filtre RL) permet de contrôler la puissance totale transférée à la charge et au réseau. Les courants de références sont calculés en fonction des puissances de référence de sorte que le facteur de puissance soit unitaire donc $Q_{ref} = 0$, d'où $I_{invq} = 0$ suivant l'équation 3.36.
- La référence de la puissance transférée par l'onduleur P_{inj_ref} est obtenue en considérant la puissance du bus continu pour la régulation de la tension continue et la puissance générée par les sources renouvelables, comme suit :

$$P_{inj_ref} = P_{sources} - P_{dc_ref} = P_{wind_ref} + P_{pv_ref} - P_{dc_ref} \quad (4.3)$$

- La puissance P_{wind_ref} est estimée à partir de la vitesse de rotation optimale Ω_{opt} donnée par l'algorithme MPPT. De même, la puissance P_{pv_ref} est obtenue en appliquant l'algorithme MPPT choisi.

Le schéma de l'unité de contrôle de puissance est donné dans la figure suivante :

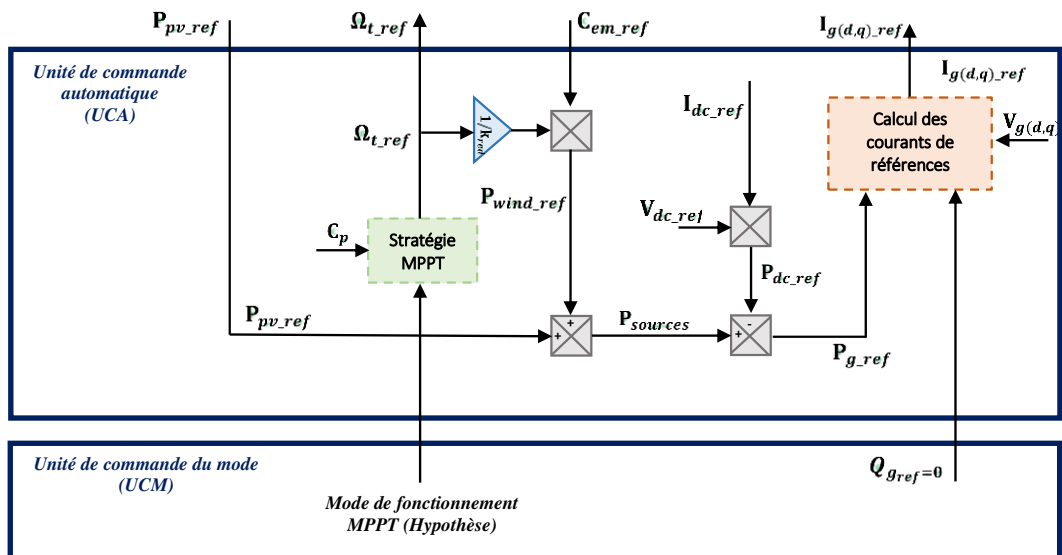


Figure 4.9. Diagramme de l'unité de contrôle de puissance

4.2. Structure du système de commande proposée.

Des lois de commande linéarisées ou non linéaires ont été développées pour les générateurs photovoltaïques et éoliens, dans des systèmes souvent non hybrides. De récentes études ont proposé des commandes non linéaires pour les hacheurs régissant les panneaux photovoltaïques [Cro,13]. Cependant, d'autres travaux ont proposé l'utilisation d'une commande prédictive, également appelée Model Predictive Control (MPC). Cette technique, inventée en 1978, consiste à utiliser un modèle interne du processus à commander afin de prédire une trajectoire future idéale de ses sorties pour des entrées connues [KK,11]. Une fonction de coût est ensuite définie en fonction de l'écart entre les variables et leurs valeurs de référence, des critères à suivre et des contraintes du système. Le vecteur de commande est

défini par la résolution du problème de minimisation de la fonction coût sur un horizon donné (pas d'échantillonnage) [Ric,97].

Cette commande est jugée très puissante du fait qu'elle est basée sur la nature discrète des convertisseurs statiques. Elle permet un suivi optimal de la trajectoire des grandeurs à contrôler, ce qui est nécessaire face aux références dynamiques fournies par les algorithmes MPPT. La structure du système de commande utilisant la commande prédictive est illustrée par le schéma synoptique de la figure suivante :

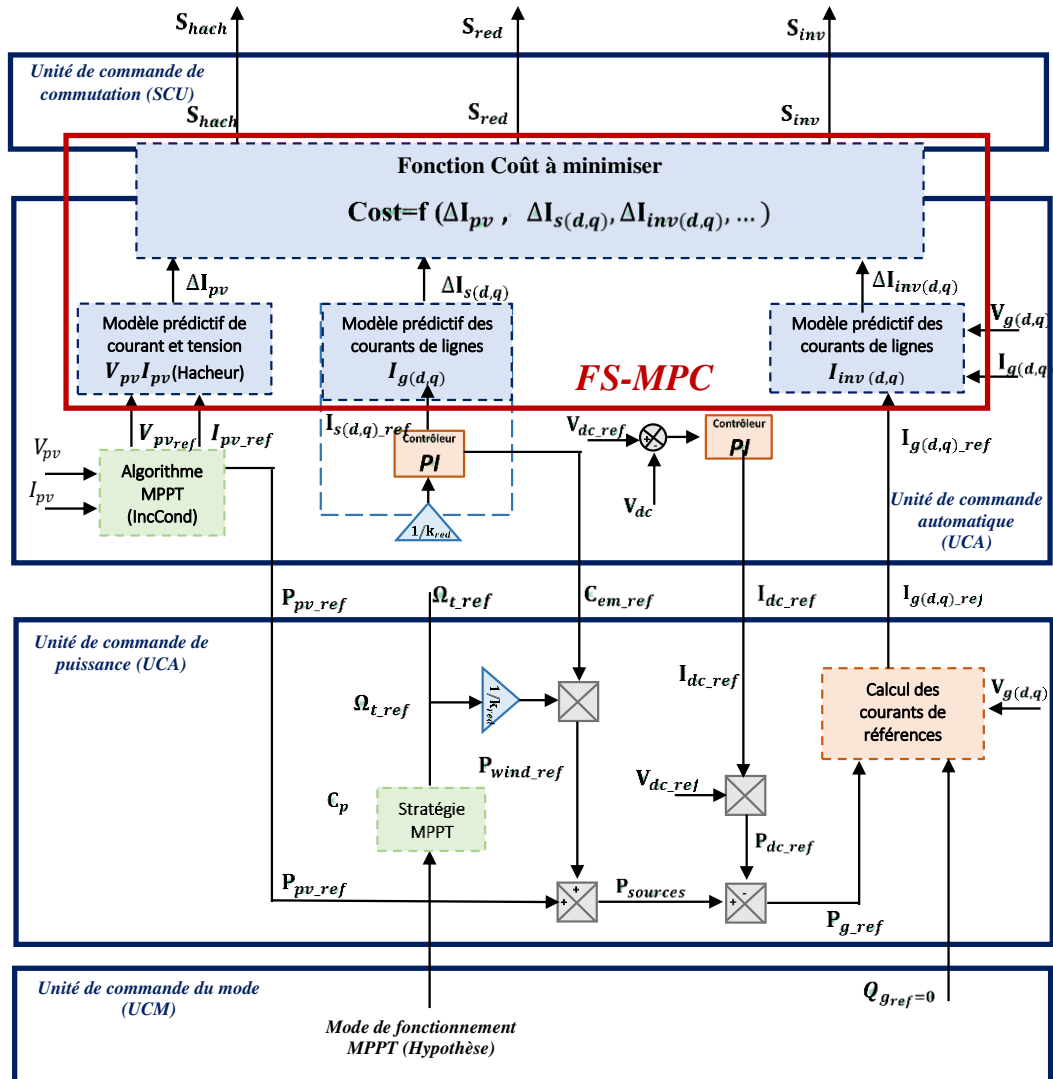


Figure 4.10. Structure du système de commande du SHSER à base de la FS-MPC

Dans la suite, nous allons maintenir les algorithmes de commande pour déterminer les courants de référence injectés (du filtre RL), la technique de maximisation de la puissance TSR pour déterminer le couple de référence de la turbine, ainsi que l'algorithme MPPT Incrément de Conductance pour déterminer les consignes optimales du panneau photovoltaïque V_{mpp} , I_{mpp} . Des modèles internes de prédiction seront établis afin :

- D'éliminer tous les régulateurs PI dans les boucles de régulation internes des courants du stator de la GSAP et des courants du filtre RL injectés par l'onduleur.
- Pour l'unité de commutation, on n'aura plus besoin de fonction de modulation (pas besoin de MLI). Le vecteur de commande, défini par l'état de commutation possible $\{0,1\}$, sera choisi en fonction de la fonction de coût minimisée.

4.3. Commande prédictive à états finis (FS-MPC)

4.3.1. Principe :

La stratégie de commande prédictive à état fini, comme son nom l'indique, est basée sur le fait que seul un nombre fini d'états de commutation possibles peut être généré par un convertisseur de puissance statique, et que le modèle mathématique du système peut être utilisé pour prédire le comportement des variables du système pour chaque état de commutation des interrupteurs du convertisseur [RP+,07].

Cette technique, basée sur la nature discrète des convertisseurs statiques, consiste à estimer, pour tous les états de commutation possibles, le vecteur à appliquer lors du prochain pas d'échantillonnage. Pour choisir l'état de commutation adéquat à appliquer aux interrupteurs du convertisseur, il est nécessaire de définir un critère de sélection. Ce critère de sélection prend la forme d'une fonction objective appelée « fonction coût », qui est évaluée pour les valeurs prédites des variables à contrôler. Le vecteur optimal de commutations sélectionné doit satisfaire la minimisation de cette fonction coût prédéfinie [RP+,07] [SY+,17].

Le principal avantage de la méthode FS-MPC, en plus de sa simplicité de mise en œuvre, est la suppression des régulateurs linéaires (ou non linéaires) dans les boucles internes de régulation. D'autre part, elle n'a pas besoin de la MLI pour générer les impulsions appliquées aux interrupteurs des convertisseurs. De plus, grâce à sa flexibilité, toutes les contraintes dans chaque convertisseur statique du système seront prises en compte et définies par des critères à intégrer simultanément dans la fonction coût. Ceci représente le point fort de cette commande.

Pour développer le modèle utilisé dans la prédiction des variables du système, nous avons besoin d'une parfaite connaissance du modèle et des paramètres du système. D'autre part, le vecteur d'état doit être accessible et mesurable à tout moment.

Les principales étapes pour concevoir un contrôle prédictif sont les suivantes :

- Elaborer un modèle discret est nécessaire pour prédire l'état futur de la variable à contrôler (X) et avoir une formule de récurrence d'Euler comme suit :

$$\frac{dX}{dt} = \frac{X(k)-X(k-1)}{T_s} \quad (4.4)$$

Avec T_s est le pas d'échantillonnage .

- Modélisation du convertisseur et détermination du vecteur de sortie pour tous les états de commutation possibles.

- Définition de la fonction objective à minimiser en fonction des performances souhaitées.

Le diagramme général de la commande prédictive à états finis est présenté dans la figure 4.11.

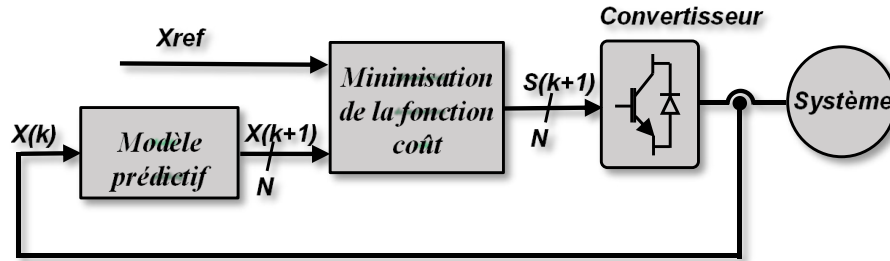


Fig.4.11 Schéma de principe de la commande prédictive

La commande FS-MPC a émergé comme une approche très attrayante dans le contrôle des convertisseurs de puissance, en raison de sa prise en compte de la nature réelle (non linéaire) du système pour produire les modèles de prédiction des grandeurs à contrôler. [ARM,17] [INM,16] [RYB,19] et [RP+,07].

Dans ce chapitre, cette commande sera appliquée à l'ensemble des convertisseurs statiques du système SHSER décrit précédemment : l'hacheur boost connecté au module photovoltaïque pour optimiser la puissance, le redresseur à MLI du côté de la GSAP pour entraîner sa vitesse de rotation à la vitesse optimale, et l'onduleur du côté du réseau et du bâtiment pour assurer un transfert de puissance optimal avec un facteur de puissance unitaire.

4.3.2. Commande prédictive du convertisseur côté machine (redresseur MLI)

Le modèle de commande prédictif appliqué au convertisseur du côté de la machine 'GSAP-SC' est développé dans le schéma fonctionnel de la Figure 4.12.

On calcule les valeurs du vecteur de tension à appliquer pendant le prochain temps d'échantillonnage, qui peuvent minimiser l'erreur de poursuite entre les quantités de courants statoriques (I_{sd} , I_{sq}) et leurs références (I_{sd_ref} , I_{sq_ref}) dans le repère (d, q).

A partir de la commande découplée du couple électromagnétique de la GSAP déjà développée au chapitre précédent, la composante directe du courant I_{sd} est asservie à sa référence nulle ($I_{sd_ref} = 0$). Le courant de référence I_{sq_ref} est déterminé à partir du régulateur PI de la boucle de régulation externe de la vitesse de rotation de la génératrice, que nous avons exprimé par l'équation (3.24) au chapitre trois [ARM,17] [YMA,18] et [INM,16].

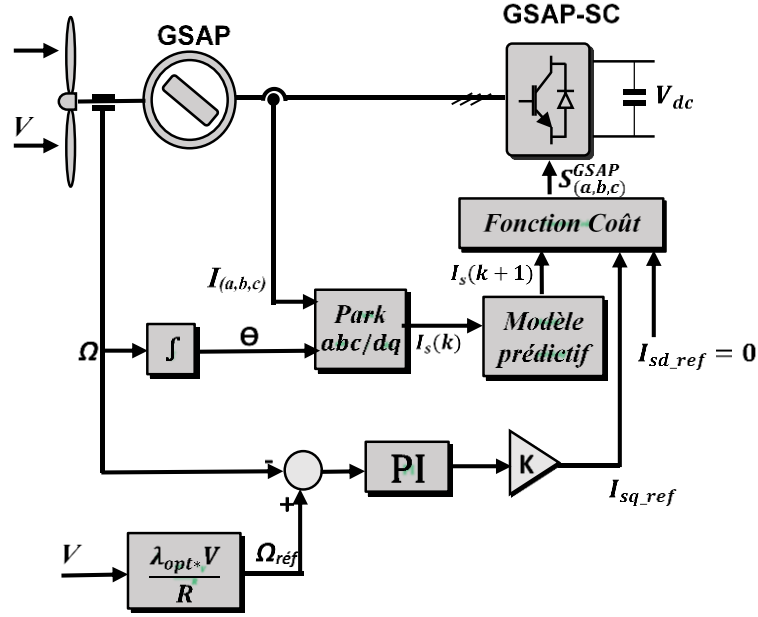


Fig.4.12 Schéma bloc du contrôle prédictif du redresseur MLI

En se basant sur le système d'équations dynamiques (3.31) des composantes directe et en quadrature du courant du stator de la génératrice, on peut déduire le modèle prédictif du courant statorique dans le repère (dq) comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dI_{sd}}{dt} = \frac{1}{L_d} (V_{sd} - R_s I_{sd} + w_r L_q I_{sq}) \\ \frac{dI_{sq}}{dt} = \frac{1}{L_q} (V_{sq} - R_s I_{sq} + w_r L_d I_{sd} - w_r \phi_f) \end{cases} \quad (4.5)$$

Les équations discrètes nécessaires pour prédire les courants (I_{sd}, I_{sq}) sont obtenues par la discrétisation des équations du système (4.5) précédent en utilisant la méthode d'approximation d'Euler. Elles sont exprimées par les équations suivantes [YMA,18] [RP+,07] :

$$\begin{cases} I_{sd}(k+1) = \frac{T_s}{L_d} V_{sd}(k) + \left(1 - T_s \frac{R_s}{L_d}\right) I_{sd}(k) + \frac{T_s}{L_d} w_r(k) L_q I_{sq}(k) \\ I_{sq}(k+1) = \frac{T_s}{L_q} V_{sq}(k) + \left(1 - T_s \frac{R_s}{L_q}\right) I_{sq}(k) + \frac{T_s}{L_q} w_r(k) L_d I_{sd}(k) + \frac{T_s}{L_q} w_r(k) \phi_f \end{cases} \quad (4.6)$$

Avec : $[I_{sd}(k), I_{sq}(k)]$ qui représentent les courants mesurés pendant le $k^{\text{ième}}$ temps d'échantillonnage, $[I_{sd}(k+1), I_{sq}(k+1)]$ sont les courants estimés au $(k+1)^{\text{ième}}$ période. Ces courants prédits dépendent fortement de la tension variable $V_{s(d,q)}(k)$ du convertisseur appliquée durant la $k^{\text{ième}}$ période de temps d'échantillonnage.

Les composantes V_{sd} et V_{sq} sont exprimées dans le repère (dq) en effectuant le changement de référentiel suivant [She,17] :

$$V_{s(d,q)}(k) = V_{s(\alpha,\beta)}(k) \cdot e^{-j\theta(k)} \quad (4.7)$$

Où $\theta(k) = \int W_r(k)$ et $V_{s(\alpha,\beta)}$ est le vecteur tension appliqué au convertisseur dans le repère (α, β) et qui peut prendre les différents états de commutations possibles donnés dans le tableau 4.2 suivant [AG+,19] [INM,16].

$S_a^{GSAP,inv}$	$S_b^{GSAP,inv}$	$S_c^{GSAP,inv}$	$V_{s\alpha}$	$V_{s\beta}$	V_s
0	0	0	0	0	V_0
1	0	0	$2V_{dc}/3$	0	V_1
1	1	0	$V_{dc}/3$	$V_{dc}/\sqrt{3}$	V_2
0	1	0	$-V_{dc}/3$	$V_{dc}/\sqrt{3}$	V_3
0	1	1	$-2V_{dc}/3$	0	V_4
0	0	1	$-V_{dc}/3$	$-V_{dc}/\sqrt{3}$	V_5
1	0	1	$V_{dc}/3$	$-V_{dc}/\sqrt{3}$	V_6
1	1	1	0	0	V_7

Tab .4.2 Etats de commutation possible du convertisseur

A chaque instant l'erreur estimée entre les composantes du courant $I_s(k+1)$ et leurs références du courant $I_s^{ref}(k)$ est calculée conformément aux expressions suivantes :

$$\begin{cases} \Delta I_{sd}(k+1) = |I_{sd}(k+1) - I_{sd}^{ref}(k)| \\ \Delta I_{sq}(k+1) = |I_{sq}(k+1) - I_{sq}^{ref}(k)| \end{cases} \quad (4.8)$$

$I_{sd}^{ref}(k), I_{sq}^{ref}(k)$ sont les courants de référence déterminés précédemment par l'équation (3.29) du chapitre trois.

La fonction coût qu'on doit minimiser est définie par l'erreur quadratique suivante :

$$Cost_{GSAP} = (\Delta I_{sd}(k+1))^2 + (\Delta I_{sq}(k+1))^2 \quad (4.9)$$

La fonction coût $Cost_{GSAP}$ est évaluée à chaque période d'échantillonnage pour les huit valeurs du vecteurs $V_{s(d,q)}$ données dans le Tableau 4.2. La combinaison optimale des commutations $S_{(a,b,c)opt}^{GSAP}(k+1)$ qui correspond à la fonction coût minimale est sélectionnée et appliquée au interrupteur du convertisseur.

4.3.3. Commande prédictive du convertisseur côté réseau (onduleur)

Rappelons que l'objectif de la commande du convertisseur reliant la charge et le réseau est de transférer toute la puissance produite par les deux sources renouvelables du SHSER pour répondre aux besoins en énergie du bâtiment. Le contrôle de la puissance délivrée est effectué en contrôlant les courants dans la ligne, représentée par les équations du filtre RL du système (3.37) précédent.

Pour élaborer un modèle de prédiction de ces courants, de la même façon que pour les équations de la GSAP, on discrétise les équations de ce système (3.33) et on obtient ce qui suit [AG+,19] [INM,16]:

$$\begin{cases} I_{gd}(k+1) = \left(1 - T_s \frac{R_f}{L_f}\right) I_{gd}(k) + w_s T_s I_{gq}(k) + \frac{T_s}{L_f} (V_{invd}(k) - V_{gd}(k)) \\ I_{gq}(k+1) = \left(1 - T_s \frac{R_f}{L_f}\right) I_{gq}(k) - w_s T_s I_{gd}(k) + \frac{T_s}{L_f} (V_{invd}(k) - V_{gd}(k)) \end{cases} \quad (4.10)$$

Où : $V_g(k)$ est la tension du réseau électrique mesurée au point de raccordement avec le SHSER et le bâtiment à la (*kième*) période du temps d'échantillonnage. $I_g(k)$, $I_g(k+1)$ sont les courants fournis par l'onduleur respectivement mesuré pendant le (*kième*) pas du temps d'échantillonnage et celui prédit pour le prochain pas.

$V_{inv}(k)$ est la tension de sortie de l'onduleur dans le repère (*dq*) qui correspond au vecteur des états de commutations possibles et donnés dans le tableau 4.1. Elles sont exprimées dans le repère (*dq*) après le changement de repère suivant [AG+,19] [INM,16] :

$$V_{inv(d,q)}(k) = V_{inv(\alpha,\beta)}(k) \cdot e^{-j\theta_s(k)} \quad (4.11)$$

Avec $\theta_s(k) = \int w_s(k)$, $w_s = 2 \cdot \pi \cdot f$: la fréquence du réseau électrique.

NB : Pour éviter toutes confusion, le vecteur des commutations correspondant au convertisseur relié à la GSAP porte l'indice 'GSAP' et celui qui correspond au convertisseur qui relie le réseau porte l'indice 'inv'.

Ces courants mesurés doivent être asservis par cette commande aux courants de référence qui leurs correspondent et que nous avons déterminé dans le chapitre 3 précédent dont la boucle de régulation du bus continu détermine la composante I_{gd_ref} . La composante $I_{gq_ref} = 0$ afin d'obtenir un flux de puissance à facteur de puissance unitaire.

Le schéma de commande prédictif de ce convertisseur est illustré par la figure 4.13 suivante :

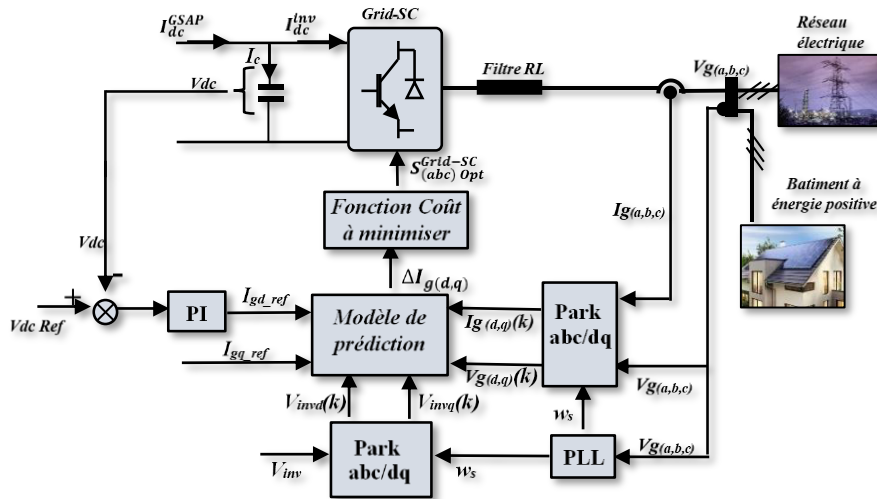


Fig.4.13 Schéma bloc du contrôle prédictif de l'onduleur (côté réseau)

De même, les termes de la fonction coût choisis sont l'erreur quadratique entre les composantes du courant prédites au $(k+1)^{ième}$ période d'échantillonnage et leurs références aux $(k^{ième})$ pas du temps de simulation. Ils sont donnés par les équations :

$$\begin{cases} \Delta I_{gd}(k+1) = |I_{gd}(k+1) - I_{gd_ref}(k)| \\ \Delta I_{gq}(k+1) = |I_{gq}(k+1) - I_{gq_ref}(k)| \end{cases} \quad (4.12)$$

$$Cost_{inv} = (\Delta I_{gd}(k+1))^2 + (\Delta I_{gq}(k+1))^2 \quad (4.13)$$

Le vecteur optimal de la combinaison des commutation qui sera appliqué à ce convertisseur est celui qui correspond au minimum de la fonction coût $Cost_{inv}$.

4.3.4. MPPT à base de la commande prédictive

La commande prédictive (FS-MPC) a été utilisée comme une méthode très puissante pour contrôler l'énergie électrique en utilisant des convertisseurs de puissance [SP+,08]. Ce type de contrôle a également été utilisé pour maximiser la production d'énergie des sources renouvelables, notamment les générateurs photovoltaïques.

Dans ce cas les variables de prédiction sont le courant $I_{pv}(k+1)$ et la tension $V_{pv}(k+1)$ du générateur photovoltaïque. Ils doivent être calculés pour tous les états de commutation possibles du convertisseur utilisé. La fonction coût est minimisée sur la base de l'erreur entre ces variables estimées d'avance et leurs valeurs de références [AS+,17].

Dans ce cas, les variables de prédiction sont le courant $I_{pv}(k)$ et la tension $V_{pv}(k)$ du générateur photovoltaïque. Ils doivent être calculés pour tous les états de commutation possibles des interrupteurs du convertisseur utilisé. La fonction de coût est minimisée sur la base de l'erreur entre ces variables estimées et leurs valeurs de référence calculée par l'algorithme MPPT [AS+,17].

Le diagramme général de la commande MPPT basée sur la commande prédictive est présenté dans la figure 4.11 ci-dessous.

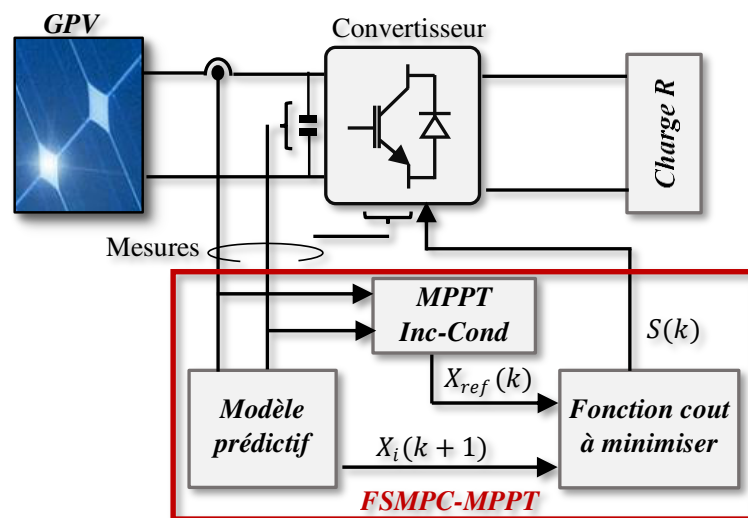


Figure .4.14. Diagramme de principe de MPPT prédictive FSMPC-MPPT

Conformément au modèle mathématique du convertisseur boost développé au chapitre 2 et dont le schéma de principe est présenté dans la figure 2.7, on peut écrire les équations du modèle dans ces deux états de fonctionnement comme suit :

$$\begin{cases} L \frac{dI_L}{dt} = V_{pv} \\ C_1 \frac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} - I_L \end{cases} \quad \text{pour } S=1 \quad (4.14)$$

$$\begin{cases} L \frac{dI_L}{dt} = V_{pv} - V_o \\ C_1 \frac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} - I_L \end{cases} \quad \text{pour } S=0 \quad (4.15)$$

Où : $S=\{1,0\}$ représente l'état de l'interrupteur commandé du hacheur respectivement fermé (ON , $S=1$) ou bien ouvert (OFF , $S=0$). I_L , V_o sont le courant dans l'inductance du hacheur et sa tension de sortie respectivement.

La discrétisation des équations précédentes donne le modèle de prédiction des variables (I_L, V_{pv}) nécessaire pour l'optimisation de la puissance P_{pv} du générateur photovoltaïque [SM+,14]. Lorsque l'interrupteur commandé est fermé nous avons :

$$\begin{cases} I_L(k+1) = I_L(k) + \frac{T_s}{L} V_{pv}(k) \\ V_{pv}(k+1) = V_{pv}(k) + [I_{pv}(k) - I_L(k)] \cdot \frac{T_s}{C_1} \end{cases} \quad \text{pour } S=1 \quad (4.16)$$

Dans le cas d'ouverture $S=0$ ce mode est régi par les équations :

$$I_L(k+1) = I_L(k) + \frac{T_s}{L} [V_{pv}(k) - V_o(k)] \quad (4.17)$$

$$V_{pv}(k+1) = V_{pv}(k) + [I_{pv}(k) - I_L(k)] \cdot \frac{T_s}{C_1} \quad (4.18)$$

En réarrangeant les équations précédentes pour réduire le nombre de variables et obtenir un modèle en fonction de la variable de commutation 'S', on obtient [SM+,14].

$$I_L(k+1) = I_L(k) + \frac{T_s}{L} [V_{pv}(k) - (1-S)V_o(k)] \quad (4.19)$$

$$V_{pv}(k+1) = 2 V_{pv}(k) - V_{pv}(k-1) \quad (4.20)$$

Les variables de référence sont celles qui entraînent le point de fonctionnement du GPV à son point de puissance maximale. Plusieurs méthodes classiques ont fait l'objet de plusieurs travaux de recherche. L'algorithme Inc-Cond est l'une des techniques les plus simples à implémenter et a prouvé son efficacité en termes d'erreur de poursuite et de fiabilité face aux variations climatiques. Cette technique est utilisée dans cet algorithme pour rechercher, à chaque pas d'échantillonnage, les valeurs de référence pour I_{L_ref} , V_{pv_ref} .

La technique MPPT à base de la commande prédictive procède par le modèle de prédiction, donnée par les équations 4.14 et 4.15, à estimer les variable de contrôle $I_L(k+1)$, $V_{pv}(k+1)$ et les compare à leurs références calculées par l'algorithme Inc_Cond. La

fonction cout formulée en fonction de l'erreur prédite entre ces variables pour chaque état de commutation sera minimiser pour décider sur la commutation de l'interrupteur à appliquer.

La technique MPPT basée sur la commande prédictive utilise le modèle de prédiction, donné par les équations 4.14 et 4.15, pour estimer les variables de contrôle $I_L(k+1)$, $V_{pv}(k+1)$ et les comparer à leurs références calculées par l'algorithme Inc_Cond. La fonction de coût, formulée en fonction de l'erreur prédite entre ces variables pour chaque état de commutation, sera minimisée pour décider quelle commutation d'interrupteur est à appliquer.

Le terme de la fonction coût est donnée par l'équation suivante :

$$P_{pv}(k+1) = I_L(k+1) \cdot V_{pv}(k+1) \quad (4.21)$$

$$Cost_{MPPT} = |P_{pv}(k+1) - P_{pv_ref}(k)| \quad (4.22)$$

Où les puissance du GPV sont calculées comme suit : $\begin{cases} P_{pv_ref}(k) = I_{L_ref}(k) \cdot V_{pv_ref}(k) \\ P_{pv}(k+1) = I_L(k+1) \cdot V_{pv}(k+1) \end{cases}$

- **Fonction coût généralisée :**

La flexibilité de la commande prédictive réside spécialement dans la fonction de coût qui a l'habilité de regrouper un ensemble de critères des différents éléments du système à contrôler qui seront minimisés simultanément.

Pour notre système, la fonction de coût F_{cost} à optimiser réunit tous les termes des erreurs à minimiser et d'autres critères à minimiser, tels que le nombre de commutations des interrupteurs. Elle est exprimée par la relation suivante :

$$F_{cost} = C_1 \cdot (\Delta I_{sd}(k+1))^2 + C_2 \cdot (\Delta I_{sq}(k+1))^2 + C_3 \cdot (\Delta I_{gd}(k+1))^2 + \dots \\ \dots + C_4 \cdot (\Delta I_{gq}(k+1))^2 + C_5 \cdot (\Delta I_L(k+1))^2 + C_6 \cdot Sw \quad (4.23)$$

Les coefficients de pondération $C_{i=1:6}$ sont judicieusement choisis pour bien ajuster les termes de la fonction coût afin d'améliorer les performances de contrôle de chaque élément du système et, par conséquent, atteindre le minimum optimal."

Sw Représente la fonction d'optimisation du nombre de commutation des interrupteurs de tous les convertisseurs du système. Elle est majorée pour minimiser les pertes et protéger les convertisseurs [SM+,14] [RYB,19].

$$Sw = \sum_{j=a,b,c} (|S_j^{GSAP}(k) - S_{jopt}^{GSAP}(k-1)| + |S_j^{inv}(k) - S_{jopt}^{inv}(k-1)|) \quad (4.24)$$

On donne l'organigramme de cette commande applique sur le SHSER avec une seule fonction coût regroupant tous les critères à minimiser dans la figure 4.15 suivante :

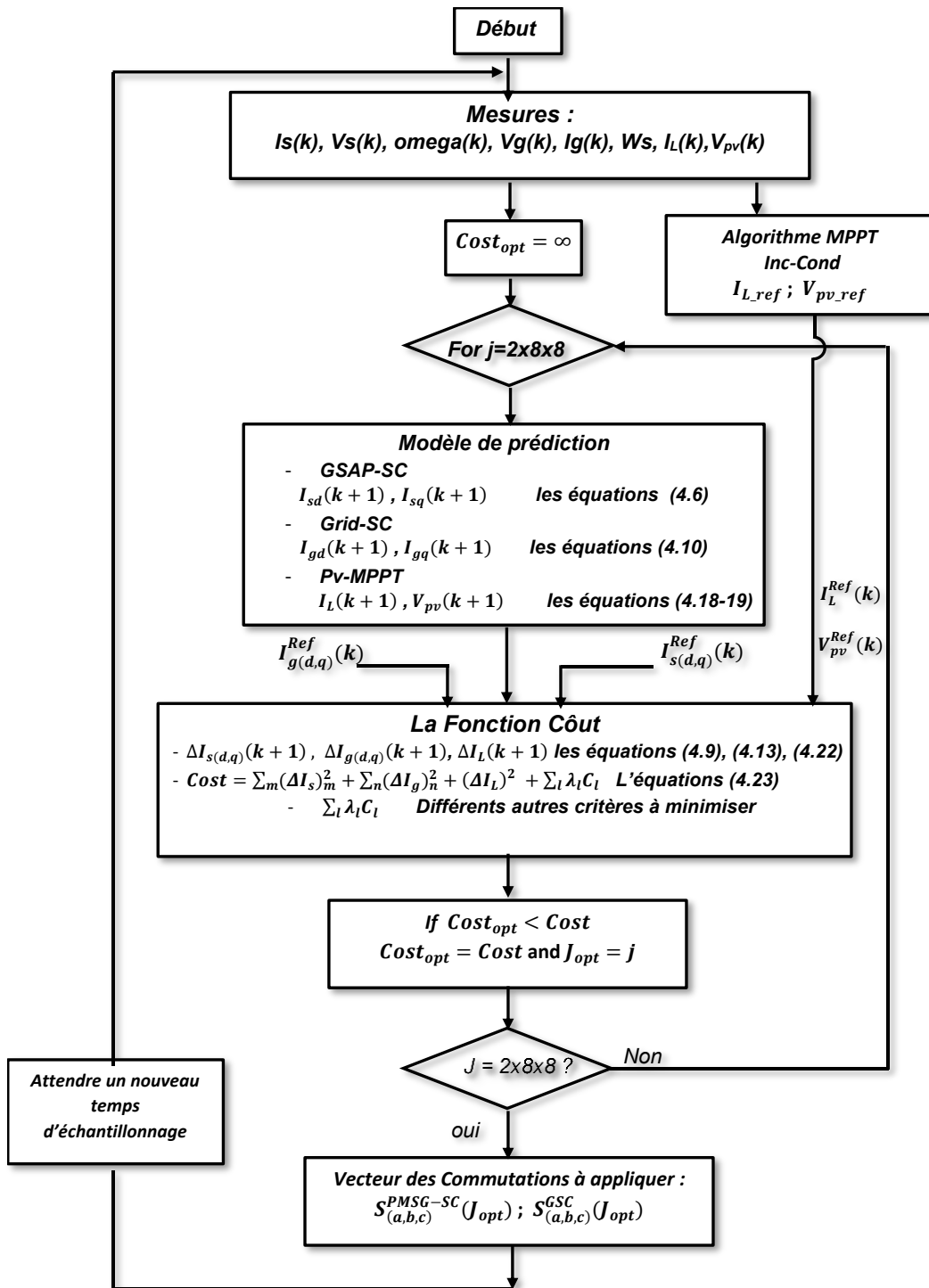


Fig.4.15 Organigramme de la commande prédictive FS-MPC

5. Simulation et Résultats

Le système hybride étudié et décrit dans la figure 4.5 est simulé dans Matlab-Simulink pour valider l'application de la commande prédictive pour le contrôle global du système.

Différents scénarios sont adaptés en faisant varier la puissance demandée dans le bâtiment, illustrée par la figure 4.16, tout en considérant les variations climatiques qui influencent les sources renouvelables utilisées, telles que le changement de l'éclairement pour l'énergie photovoltaïque et la variation de la vitesse du vent pour l'éolienne.

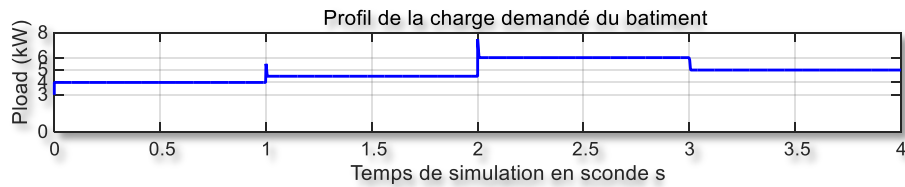


Fig.4.16 profil de la puissance demandée par le bâtiment

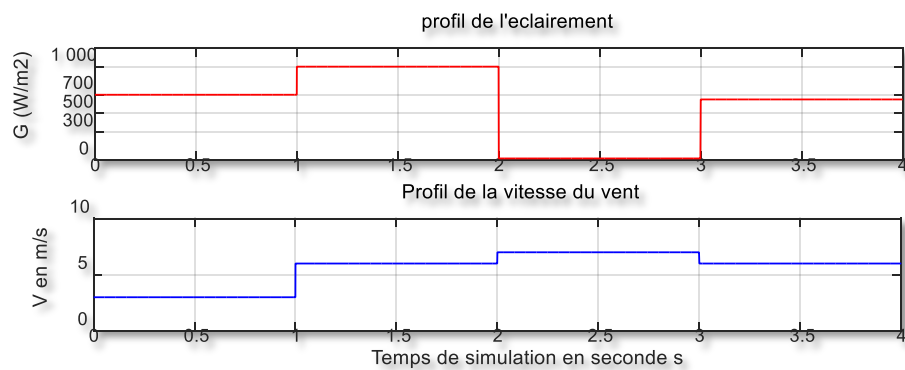


Fig.4.17 profils de l'éclairement solaire et de la vitesse du vent

Depuis les figure 4.16 et 4.17 les quatre modes de fonctionnement sont définis comme suit :

- Un premier mode de $[0, 1]$ s est considéré : une journée bien éclairée est prise en compte, avec un éclairement de $G = 700 \text{ W/m}^2$, ce qui permet une production importante d'énergie photovoltaïque. Dans ce mode, la vitesse du vent est supposée très faible ($v < 3 \text{ m/s}$), tandis que la charge est proche de la puissance moyenne demandée $P = 4 \text{ kW}$.
- Le deuxième mode $[1, 2]$ s : on suppose dans cette étape que l'ensoleillement est maximal, cependant, la puissance du générateur photovoltaïque est au maximum, $P_{pv} = 4.5 \text{ kW}$, et que le vent atteint une vitesse moyenne de 6 m/s , ce qui permet à l'éolienne de produire une énergie proche de sa valeur nominale. Une légère variation de la puissance demandée est considérée autour de sa moyenne, $P_{load} = 4.5 \text{ kW}$.
- Le troisième mode $[2, 3]$ s : ce mode simule le fonctionnement pendant la nuit avec un éclairement presque nul, mais dans ce cas on va supposer que le vent est à sa vitesse maximale et que la GSAP fonctionne en régime nominal et donne sa puissance

maximale $P_{wind} = 4 \text{ kW}$. Quant à la charge, dans ce régime, elle atteint son pic de consommation avec une valeur de $P_{load} = 6.0 \text{ kW}$ pour ce bâtiment.

- Le dernier mode $[3,4]$ s : est celui du fonctionnement idéal avec un éclaircissement moyen de l'ordre de 600 w/m^2 , une vitesse de vent moyenne de 6.5 m/s et la charge est considéré majorée de la demande moyenne d'une quantité tolérée (1 kW) donc $P_{load} = 5 \text{ kW}$.

Les résultats de simulations sont présentés dans les figures 4.18 – 4.22 qui suivent.

La figure 4.18 présente la vitesse de rotation de la génératrice GSAP et le coefficient de puissance C_p de la turbine dans les différents modes de simulation. La figure 4.19 illustre respectivement la puissance du générateur photovoltaïque, la puissance de l'éolienne et la contribution du réseau électrique au cours de la simulation. Les courants triphasés dans chaque partie du SHSER sont représentés dans la figure 4.21. L'évolution détaillée de la tension d'une phase et du courant injecté par l'onduleur au réseau électrique et à la charge du bâtiment est exposée par la figure 4.22.

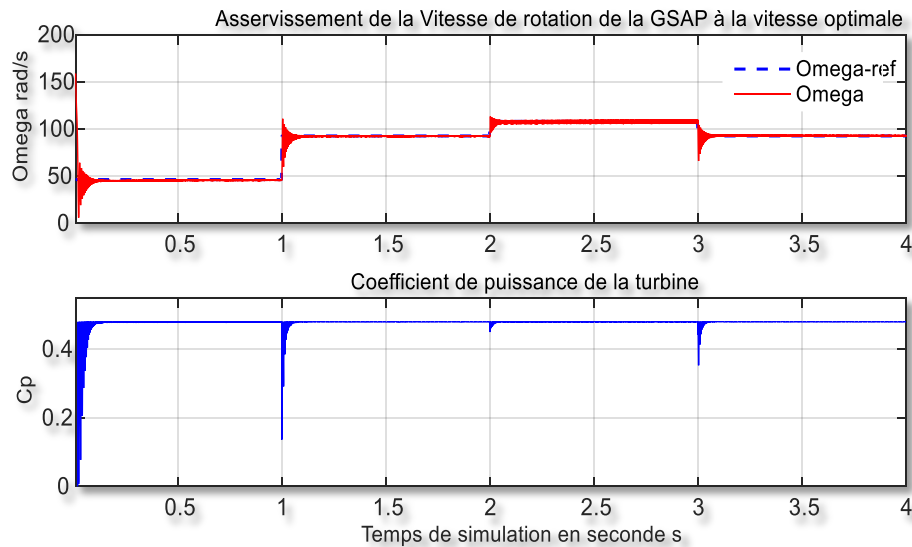


Fig.4.18 Asservissement de la vitesse de la GSAP et optimisation du C_p de la turbine

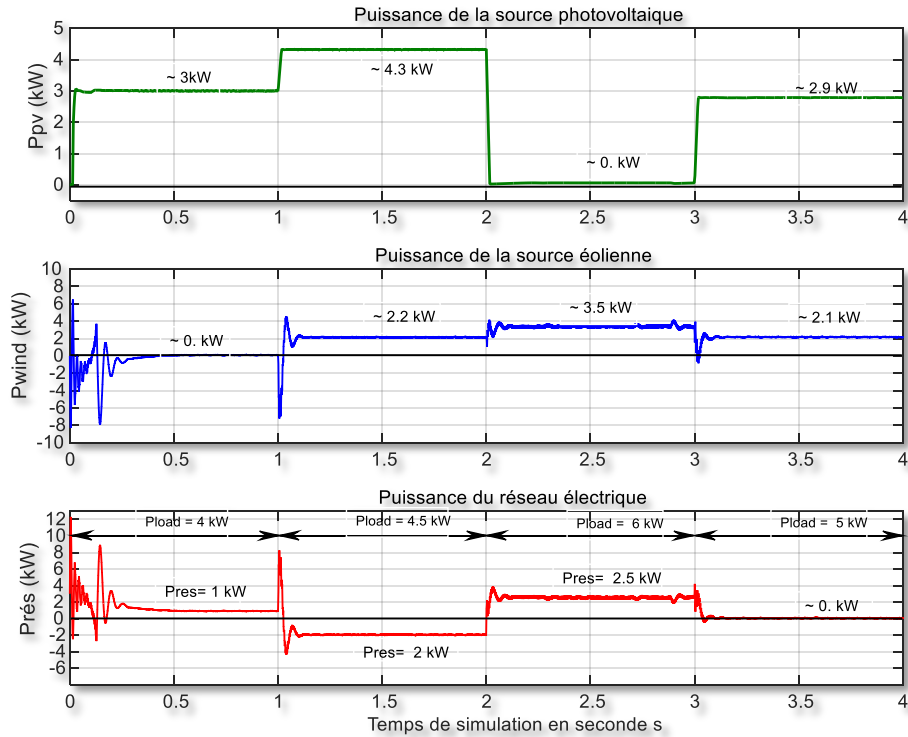


Fig.4.19 Evolution des différentes puissances dans SHSER étudié

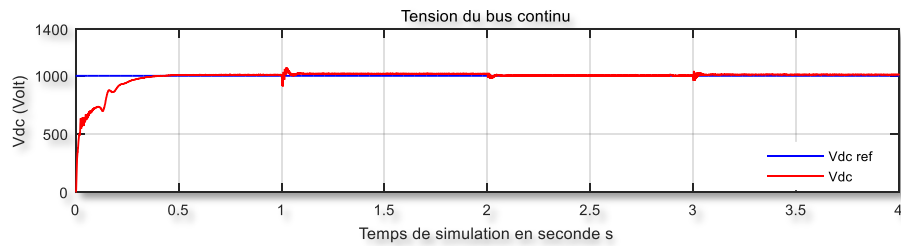


Fig.4.20 Evolution des différentes puissances dans SHSER étudié

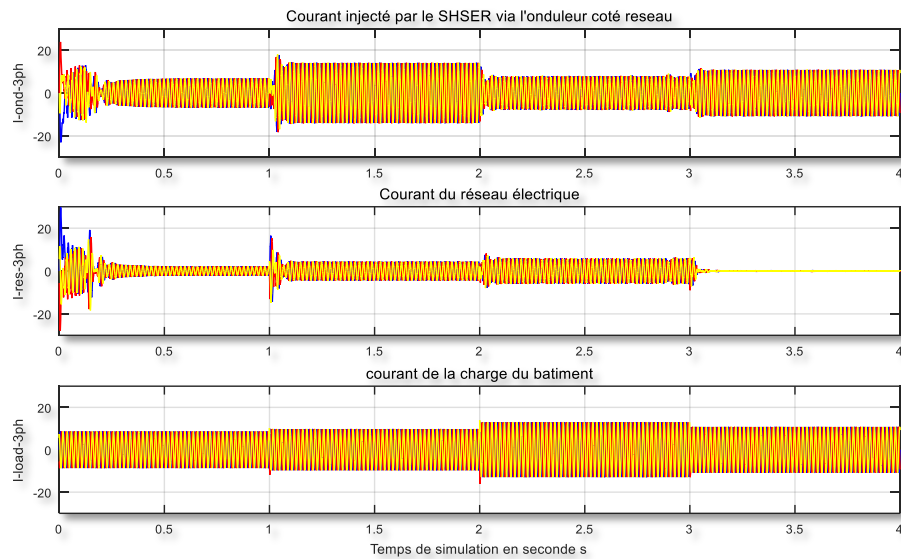


Fig.4.21 Courants triphasé dans les différents éléments du SHSER étudié

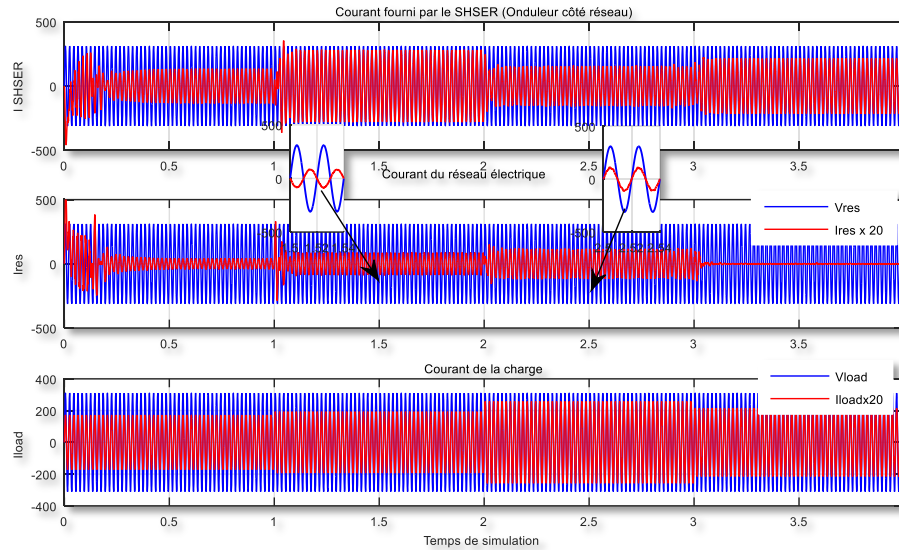


Fig.4.22 Courants de la phase 'a' et déphasage du courant / la tension

On observe, à partir des courbes de la Figure 4.18, que la commande appliquée a réussi à contrôler la vitesse de rotation du rotor de la génératrice, et par conséquent à optimiser la puissance aérodynamique de la turbine. Ceci est confirmé par la courbe du coefficient de puissance C_p qui maintient le point de fonctionnement optimal ($C_p = 0,48$) durant tous les modes de simulation.

La courbe de régulation de la tension du bus continu (Figure 4.20) montre que la tension V_{dc} reste à la valeur de référence requise, ce qui confirme le maintien de l'équilibre de puissance entre les sources de conversion d'énergie et le bâtiment raccordé au réseau électrique en tant que charge alternative

On constate également que le réseau électrique participe légèrement à l'approvisionnement du bâtiment dans le premier mode de simulation, du fait que la vitesse du vent ne permet pas une production d'énergie éolienne suffisante. En l'absence d'éléments de stockage d'énergie pour compenser l'énergie photovoltaïque qui est absente pendant la nuit et les journées totalement nuageuses, le réseau devient la source active dans ce mode de fonctionnement et contribue considérablement à l'alimentation du bâtiment. Cela souligne l'importance de l'installation d'éléments de stockage d'énergie électrique afin de restituer l'énergie emmagasinée lors des périodes de surplus d'énergie produite à partir de sources renouvelables, comme dans la phase 2

6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les systèmes hybrides à source d'énergie renouvelable comme une source active d'alimentation pour les bâtiments à énergie positive. Leurs structures et topologies ont été exposées.

Nous avons également développé la commande FS-MPC qui a été appliquée au système hybride à source d'énergie renouvelable photovoltaïque et éolienne. Ce système est le regroupement des deux sous-systèmes déjà étudiés en détail dans les chapitres 2 et 3. Cette technique a été utilisée pour commander simultanément l'ensemble des convertisseurs du système. L'objectif de la commande est d'optimiser l'énergie disponible dans les deux sources de conversion d'une part, et d'autre part, de contrôler le flux de puissance transmise pour répondre aux besoins du bâtiment et injecter l'énergie au réseau en cas de surplus.

Cette technique de commande est simple à mettre en œuvre. Elle est considérée comme une technique de modulation qui ne nécessite pas de modulation de largeur d'impulsion (MLI) et elle évite également l'utilisation de régulateurs linéaires dans les boucles internes, à l'exception de la boucle de régulation externe de la tension du circuit intermédiaire, le bus continu

Les différentes unités de contrôle sont réunies dans le même algorithme grâce à la fonction coût qui a permis de considérer toutes les contraintes non linéaires dans le système. La minimisation de l'erreur de poursuite entre les grandeurs du système détermine le vecteur des commutations optimal à appliquer aux convertisseurs. Les résultats de simulation de cette commande ont montré de meilleures performances en termes de temps de réponse et de précision dans la poursuite des références. Nous avons prouvé sa robustesse face aux variations de la demande du bâtiment et aux variations des paramètres atmosphériques d'éclairement et de vitesse du vent.

Nous avons montré aussi à travers cette étude que le système hybride étudié est capable seul de satisfaire les besoins d'un bâtiment à énergie positive et peut remplacer complètement la contribution du réseau électrique classique à condition qu'il sera soutenu par un dispositif de stockage de l'énergie électrique soumis à un algorithme de gestion fiable et sûre.

7. Références

- [AG+,19] ARAÚJO, J., GAMBOA, Paulo, CHAVES, Miguel, et al. '*Predictive Optimal Control for Back to Back Conversion System for PMSG: Grid Interface and Power Quality Assessment.*' In: IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IEEE, 2019. pp. 4758-4763. ISBN:978-1-7281-4878-6. <https://doi.org/10.1109/IECON.2019.8926993>.
- [ARM,17] NIKOLIC, Aleksandar B., M. Rivera, M. Bebic and S. Milosavljevic. '*Predictive control of a current source rectifier in wind energy conversion system with PMSG*'. In: 2017 IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC). IEEE 2017. pp. 1-6. ISSN 978-1-5090-6425-0. <https://doi.org/10.1109/SPEC.2017.8333671>.
- [AS+,17] Lashab, Abderezak, Dezso Sera, Josep M. Guerrero, Laszlo Mathe, and Aissa Bouzid. '*Discrete model-predictive-control-based maximum power point tracking for PV systems: Overview and evaluation.*' IEEE Transactions on Power Electronics 33, no. 8 (2017): 7273-7287.
- [Cro,13] Croci, Lila. *Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/super-condensateurs*. Thèse de Doctorat. Université de Poitiers, 2013.

- [Hau,99] Hautier, Jean-Paul, and Jean-Pierre Caron. *Convertisseurs statiques: méthodologie causale de modélisation et de commande*. Vol. 10. Editions Technip, 1999.
- [INM,16] MAAOUI BEN HASSINE, Ikram., M. W. Naouar and N. Mrabet-Bellaaj. 'Predictive control strategies for wind turbine system based on permanent magnet synchronous generator'. *ISA transactions*, 2016, vol. 62, pp. 73-80. <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2015.12.002>.
- [KK,11] Kakosimos, Panagiotis E., and Antonios G. Kladas. "Implementation of photovoltaic array MPPT through fixed step predictive control technique." *Renewable energy* 36.9. 2011 : 2508-2514.
- [Lud,11] STOYANOV, Ludmil. *Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables*. 2011. Thèse de doctorat. Université Pascal Paoli.
- [Men,15] DAHMANE, Menad. *Gestion, 'optimisation et conversion des énergies pour habitat autonome'*. Thèse de doctorat. Université de Picardie Jules Verne. 2015.
- [Ric,97] J. Richalet, "Commande prédictive", *Techniques de l'ingénieur R7423*, 1997 : 1–17.
- [RP+,07] RODRIGUEZ, J., PONTT, Jorge, SILVA, Csar A., et al. 'Predictive current control of a voltage source inverter'. *IEEE transactions on industrial electronics*, 2007, vol. 54, iss. 1, pp. 495-503. ISBN: 978-1-5386-0879-1 <https://doi.org/10.1109/ITCE.2018.8316668>.
- [RYB,19] REMACHE, S., A. Yahia-cherif, et K. Barra. *Optimal cascaded predictive control for photovoltaic systems: application based on predictive emulator*. *IET Renewable Power Generation*. 2019, vol. 13, iss. 15, pp. 2740-2751. ISSN: 1752-1424. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0068>.
- [She,17] SHEHATA, E.G. 'A comparative study of current control schemes for a direct-driven PMSG wind energy generation system. *Electric Power Systems Research*.' 2017, vol. 143, pp. 197-205. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.039>.
- [SM+,14] Shadmand, Mohammad B., et al. "An improved MPPT technique for high gain DC-DC converter using model predictive control for photovoltaic applications." 2014 *IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition-APEC 2014*. IEEE, 2014.
- [SP+,08] Kouro S, Cortés P, Vargas R, Ammann U, Rodríguez J. 'Model predictive control—A simple and powerful method to control power converters.' *IEEE Transactions on industrial electronics*. 2008 Nov 18;56(6):1826-38.
- [SY+,17] SONG, D., J. Yang, M. Dong and Y-H. Joo. 'Model predictive control with finite control set for variable-speed wind turbines.' *Energy*. 2017, vol. 126, pp. 564-572. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.149>.
- [Yac,20] Triki, Yacine. *Contribution à l'optimisation des systèmes hybrides de production d'énergies renouvelables*. Diss. Université de Haute Alsace – Mulhouse ; Université Mouloud Mammeri (Tizi-Ouzou, Algérie), 2020.
- [YMA,18] YOUSSEF, A., E. E.M.Mohamed and A. I.M Ali. *Model predictive control for grid-tie wind-energy conversion system based PMSG*. In: 2018 *International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)*. IEEE, 2018. pp. 467-472. ISBN: 978-1-5386-0879-1 <https://doi.org/10.1109/ITCE.2018.8316668>.
- [Zuo,09] Zhou, Tao. "Commande et Supervision Energétique d'un Générateur Hybride Actif Eolien incluant du Stockage sous forme d'Hydrogène et des Super-Condensateurs pour l'Intégration dans le Système Electrique d'un Micro Réseau", Thèse de doctorat. Ecole centrale de Lille, France, 2009.

Gestion des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable.

Résumé :

Le problème dans un système hybride à sources d'énergies renouvelables est la variation de la production d'énergie de temps à autre en raison de la nature intermittente des sources utilisées. L'absence d'adéquation entre la production et la demande d'énergie provoque un déséquilibre du système. Le flux de puissance doit être contrôlé et géré en fonction de la disponibilité de la puissance dans chaque module du système. Une stratégie de gestion est mise en œuvre, basée sur un superviseur flou afin de piloter la puissance de la batterie dans le système et en lui assurant l'équilibre énergétique. Cette approche s'appuie sur la différence de puissance et l'état de charge de la batterie pour augmenter, diminuer ou maintenir la puissance fournie par la batterie, permettant ainsi de maintenir l'état de charge de la batterie dans les limites autorisées. La stratégie proposée prend en compte l'état du réseau vis-à-vis de l'injection de l'excédent d'énergie et permet également le délestage d'une partie prédéfinie de la charge en cas de déficit non toléré.

Sommaire :

1. Introduction	101
2. Le système de stockage de l'énergie dans un SHSER	101
2.1. Dispositifs de stockage de l'énergie	102
2.2. Modélisation de la batterie (CIEMAT)	104
2.3. Modélisation du convertisseur bidirectionnel	106
3. Stratégie de gestion du système hybride	108
3.1. Formulation du problème de gestion	108
3.2. Différentes stratégies de gestion	109
4. Mode de fonctionnement du SHSER et stratégie de gestion proposée	110
4.1. Modes de fonctionnement du SHSER	111
4.2. Contrôle de l'impédance de décharge (Dump load)	113
4.3. Contrôle par délestage de la charge	114
4.4. Contrôleur flou de la puissance de la batterie	114
5. Simulations et Résultats	117
6. Conclusion	122
7. Références	123

1. Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons étudié un système hybride à sources d'énergie renouvelable, composé d'un générateur photovoltaïque et d'une petite éolienne, destiné à alimenter un bâtiment à basse consommation. Le système de contrôle a été développé et simulé sous Matlab-Simulink pour valider la commande proposée et évaluer l'efficacité énergétique de ce système.

Le système de contrôle avec la commande prédictive implémentée a réussi la maximisation de la puissance extraite dans chaque source. Cependant, les résultats de simulation du système dans les différents modes de fonctionnement ont montré la nécessité d'un dispositif de stockage afin de répondre au mieux à la demande en énergie du bâtiment, quelles que soient les variations climatiques et de puissance demandée, et ainsi améliorer le rendement énergétique du SHSER.

Un dispositif de stockage intégré dans le SHSER permet donc d'assurer un approvisionnement continu et sans interruption [Yac,20]. Sa présence et sa flexibilité permettent d'ajouter un degré de liberté énergétique en assurant une consommation de l'énergie produite d'une façon différée dans le temps et même dans l'espace [MH+,11]. Il permet également de découpler le fonctionnement énergétique des sources et des charges en compensant le déficit d'énergie ou bien en absorbant l'excédent de puissance dans sa phase de charge [Yac,20].

Afin de réaliser ces fonctions, le système de stockage est doté d'un système de gestion généralement centralisé qui est indispensable pour maîtriser le flux d'énergie entre les principaux éléments du SHSER : les éléments de production, les éléments de stockage et les sites de consommation.

Le superviseur d'énergie est considéré comme l'élément décisif dans un système hybride à sources d'énergies renouvelables. Il permet un dispatching adéquat des différentes quantités fournies par les différents modules, dans le but de satisfaire la demande et d'assurer une meilleure gestion des flux d'énergie entre les sources d'énergie renouvelables, le dispositif de stockage et les charges alimentées, tout en respectant les plages de fonctionnement de tous les éléments, en particulier les batteries.

Dans ce chapitre, nous allons exposer les différentes stratégies de gestion de l'énergie dans les systèmes hybrides. Notre étude se focalisera sur un superviseur flou installé dans le système hybride précédent, qui est muni d'une batterie d'accumulateurs raccordée au bus continu via un convertisseur statique bidirectionnel. Plusieurs modes de fonctionnement et différents scénarios seront simulés sous Matlab-Simulink afin d'observer le comportement du système complet et de pouvoir juger l'efficacité du système de gestion proposé

2. Le système de stockage de l'énergie dans un SHSER

Le système de stockage est un élément indispensable dans un système hybride à sources d'énergie renouvelable, qu'il soit connecté au réseau ou isolé. L'autonomie du SHSER ne peut être assurée en absence de cet élément, qui sert à stocker l'énergie produite en excès pour la restituer lorsque les sources ne produisent pas suffisamment d'énergie. Il permet une

alimentation ininterrompue de la charge et à compenser le manque de production lors d'un déficit dû à des conditions météorologiques défavorables. Mais au-delà de l'aspect d'un réservoir d'énergie, un dispositif de stockage est essentiel pour maintenir l'équilibre des puissances dans un réseau énergétique [Men,15].

Un système de stockage peut aussi être hybride par l'association de plusieurs éléments de technologies différentes. Il est généralement constitué d'un élément de stockage et d'un convertisseur statique connecté au bus continu. Sa structure générale est représentée par le schéma de la figure 5.1 suivante :

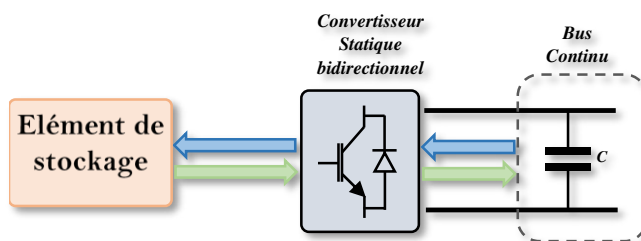


Fig.5.1. Structure du système de stockage dans les SHSER

2.1. Dispositifs de stockage de l'énergie

Il existe plusieurs technologies et types d'éléments de stockage qui peuvent être utilisés dans un système multi-source. Nous allons présenter, dans les paragraphes qui suivent, les dispositifs de stockage les plus utilisés dans un système multi-source.

2.1.1. Les Batteries d'accumulateurs

Les batteries d'accumulateurs sont la solution la plus utilisée pour un stockage électrochimique de faible dimension [Mos,03]. Malgré le nombre de cycles limité, les accumulateurs représentent aujourd'hui la solution qui a la plus grande maturité industrielle et qui offre le meilleur compromis coût-performance pour leur application dans les SHSER [Ger,02]

Une batterie ou un accumulateur est un système qui permet de convertir l'énergie électrique en énergie potentielle chimique durant la phase de charge et de convertir l'énergie potentielle chimique en énergie électrique lors de la décharge. Leur principe est basé sur une réaction d'oxydoréduction selon le principe de la pile pour emmagasiner l'énergie électrique qui sera restituée et utilisée lors de la phase de décharge (voir figure 5.1) [Ger,02] [Men,15].

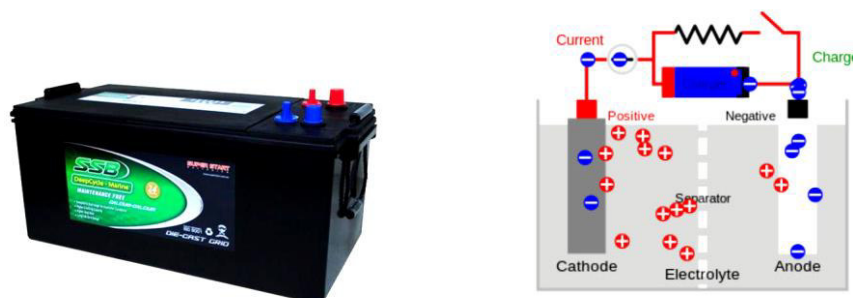


Fig.5.1. Batterie Electrochimique [Men,15]

La capacité de stockage d'énergie C_{bat} de la batterie varie en fonction de la technologie utilisée pour sa fabrication. Elle est définie comme étant la quantité d'énergie électrique que la batterie peut délivrer lors d'une décharge complète [Men,15]. Elle est calculée à partir de l'équation suivante :

$$C_{bat} = \int I_{bat}(t).dt \quad (5.1)$$

Avec : C_{bat} : la capacité de la batterie en Ampère-heure (Ah).

$I_{bat}(t)$: le courant de charge (ou de décharge) de la batterie en Ampère (A).

Une indication souvent rencontrée sur les batteries C_5 , C_{10} ,...qui indique la quantité d'électricité que cette batterie peut fournir au cours d'une décharge complète à un courant constant dans 5 heures, 10 heures,... Le courant de décharge pour une batterie $C_{10} = 100 \text{ Ah}$ est égale $I_{10} = 100 \frac{\text{Ah}}{10\text{h}} = 10\text{A}$. Cette même batterie se décharge complètement en 100 h avec un courant de 1 A.

Une autre caractéristique aussi importante est l'état de charge de la batterie (*SOC* : State Of Charge) qui est définie comme étant la quantité de charge que la batterie peut fournir avec un courant donné jusqu'à sa décharge complète. Elle est exprimée comme suit :

$$SOC = \frac{C_{bat,r}}{C_{bat}} = \frac{C_{bat} - C_{bat,u}}{C_{bat}} = 1 - \frac{C_{bat,u}}{C_{bat}} \quad (5.2)$$

Avec C_{bat} est la capacité nominale de la batterie en Ah, $C_{bat,r}$ est la capacité restante en Ah et $C_{bat,u}$ est la capacité utilisée en Ah.

2.1.2. Les Supercondensateurs

Ces dernières années, les supercondensateurs sont considérés comme des solutions alternatives aux batteries. Ils ressemblent à des condensateurs ayant une très grande capacité, pouvant aller de quelques farads à quelques milliers de farads [Cro,13]. En effet, cet élément de stockage peut absorber de très fortes variations de puissance sur un très grand nombre de cycles de décharges complets. Un supercondensateur est constitué de deux électrodes séparées par une membrane perméable aux ions et un électrolyte reliant électriquement les deux électrodes [Men,15].

La structure typique d'un supercondensateur est donnée par la figure suivante :

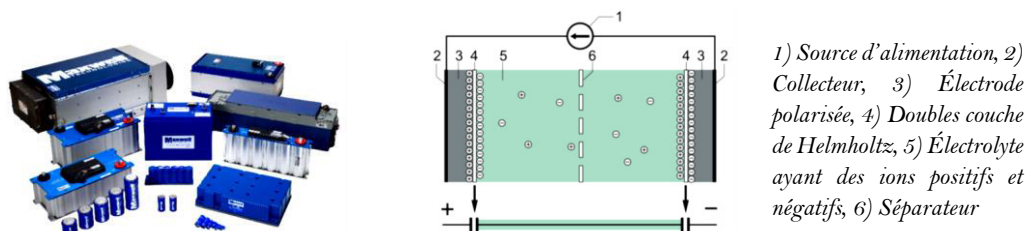


Fig.5.2. Le Supercondensateur [Men,15]

2.1.3. La Pile à combustible

Elle permet de stocker un combustible et de le faire réagir comme réducteur avec du dioxygène dans une réaction d'oxydoréduction, suivant le même mécanisme que celui d'une batterie [Cro,13]. Elle est constituée de deux électrodes séparées par un électrolyte. Son principe est basé sur la séparation de la réaction d'oxydation de l'hydrogène et celle de réduction de l'oxygène, comme illustré dans la figure 5.3.

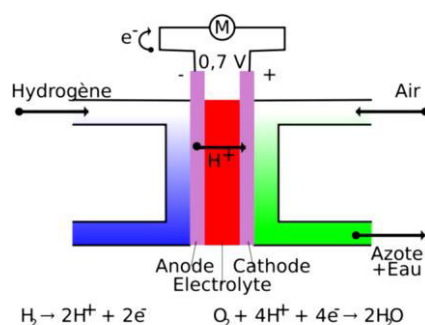


Fig.5.3. Diagramme de principe de la pile à combustible

La conversion d'énergie chimique en énergie électrique est réalisée par une réaction chimique de type oxydoréduction, qui produit simultanément de l'eau et de la chaleur [Men,15]. Le dihydrogène est utilisé comme réducteur, réagissant avec le dioxygène pour former de l'eau. Le dihydrogène peut être produit à partir de méthane ou par électrolyse de l'eau, ce qui en fait dans ce dernier cas une source d'énergie parfaitement propre. Les piles à combustible ont un rendement compris entre 30% et 60%, selon la technologie utilisée, et une énergie spécifique d'environ 30 kWh/kg. Elles sont considérées comme une solution de stockage d'avenir [Cro,13].

2.1.4. Les Volants d'inertie

Un volant d'inertie est un système de stockage d'énergie sous forme d'énergie cinétique de rotation. Il est constitué d'une masse cylindrique creuse ou pleine montée à l'extrémité d'une machine tournante.

Dans la phase de stockage de l'énergie, la machine fait tourner le volant et convertit l'énergie électrique fournie en énergie cinétique. Si l'on doit restituer l'énergie (phase de déstockage), la machine se met en mode génératrice pour produire un courant en freinant le volant [Cro,13].

2.2. Modélisation de la batterie (CIEMAT)

Les phénomènes électrochimiques complexes intervenant dans le fonctionnement des batteries au plomb rendent leur modélisation délicate. [AHM,12].

L'équation générale qui décrit le comportement de la batterie est l'équation de sa tension V_{bat} , écrite comme suit [BK+,18] [AHM,12]:

$$V_{bat} = E_{bat} \mp I_{bat} \cdot R_{bat} \quad (5.3)$$

Où E_{bat} est la tension en circuit ouvert et R_{bat} est sa résistance interne. Le courant de la batterie I_{bat} est, par convention, positif pendant la charge et négatif pendant la décharge. La résistance interne est variable et dépend d'autres paramètres tels que la capacité, le courant de charge/décharge, la température ...etc.

La majorité des modèles développés pour décrire l'évolution de la tension aux bornes de la batterie sont basés sur l'identification expérimentale des paramètres internes pour chaque batterie. L'avantage du modèle CIEMAT est qu'il prend en charge une large gamme de batteries plomb-acide et ne nécessite que peu de paramètres technologiques et des données des fabricants [Ger,02], [AHM,12]. Ce modèle largement appliqué est basé sur le schéma électrique de la figure 5.4 suivante

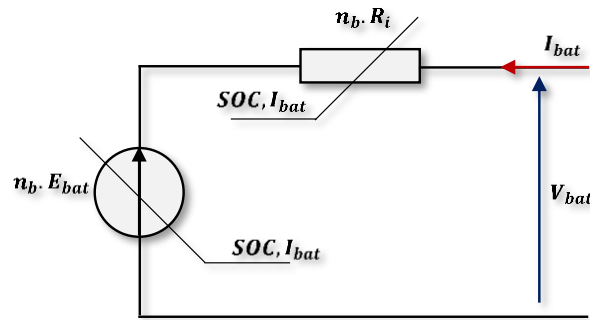


Fig.5.4. Circuit du modèle CIEMAT des batteries plomb-acide

Pour une batterie de n_b cellules en série, la tension à ces bornes est donnée comme suit :

$$V_{bat} = n_b E_{bat} \mp n_b I_{bat} \cdot R_{bat} \quad (5.4)$$

Selon le modèle CIEMAT, trois équations sont requises pour décrire les trois régimes de fonctionnement : le régime de charge, le régime de décharge et le régime de surcharge. Les trois équations dépendent de E_{bat} et R_{bat} , qui à leur tour dépendent de l'expression normalisée de la capacité de la batterie C_{bat} et de l'état de charge de la batterie SOC dans les régimes de charge ou de décharge [Ger,02].

a) Expression de la capacité de la batterie

Ce paramètre important, C_{bat} , donne la quantité d'énergie que peut restituer la batterie pour le courant de décharge moyen I_{bat} [Ger,02] [BK+,18]:

$$C_{bat} = \frac{1.67 C_{10}}{1 + 0.67 \left(\frac{I_{bat}}{I_{10}}\right)^{0.9}} (1 + 0.005 \Delta T) \quad (5.5)$$

Avec : I_{10} le courant nominal de la batterie (en A) qui est donné par le constructeur, C_{10} est la capacité nominale de la batterie (en Ah) en régime de décharge et à courant constant pendant 10 heures de temps. ΔT désigne l'échauffement de la batterie par rapport à la température ambiante 25°C.

- On rappelle que l'état de charge de la batterie donnée par l'équation 5.2 précédente dépend de la quantité de charge utilisé $C_{bat_u} = I_{bat} \cdot t$.

- Ils existent d'autres indicateurs qui caractérisent les batteries, la profondeur de décharge $DoD = (1 - SOC)$ qui est défini comme étant le rapport entre la capacité utile et la capacité nominale de la batterie.

b) Equation de décharge de la batterie

En régime de décharge la FEM et la résistance de la batterie sont exprimées par les équations suivantes [Ger,02] [BK+,18] :

$$E_{bat_déch} = 1.965 + 0.12 \times SOC \quad (5.6)$$

$$R_{bat_déch} = \frac{1}{C_{10}} \left(\frac{4}{1+|I_{bat}|^{1.3}} + \frac{0.27}{SOC^{1.5}} + 0.02 \right) (1 - 0.007\Delta T) \quad (5.7)$$

D'où l'équation (5.4) exprimant la tension de la batterie en état de décharge sera :

$$V_{bat_déch} = n_b(1.965 + 0.12 \times SOC) - n_b \frac{I_{bat}}{C_{10}} (1 - 0.007\Delta T) \left(0.02 + \frac{4}{1+|I_{bat}|^{1.3}} + \frac{0.27}{(1-SOC)^{1.5}} \right) \quad (5.8)$$

c) Equation de charge de la batterie

Dans l'hypothèse d'un régime de charge sans dégagement gazeux d'hydrogène et d'oxygéné (Gassing), la résistance et la FEM de la batterie deviennent [Ger,02] [BK+,18] :

$$E_{bat_ch} = 2 + 0.16 \times SOC \quad (5.9)$$

$$R_{bat_ch} = \frac{1}{C_{10}} \left(\frac{6}{1+|I_{bat}|^{0.86}} + \frac{0.48}{(1-SOC)^{1.2}} + 0.036 \right) (1 - 0.025\Delta T) \quad (5.10)$$

En remplaçant ces valeurs dans l'équation 5.5 on trouve l'expression de la tension de la batterie suivante :

$$V_{bat_ch} = n_b(2 + 0.16 \times SOC) + n_b \frac{I_{bat}}{C_{10}} \left(\frac{6}{1+|I_{bat}|^{0.86}} + \frac{0.48}{(1-SOC)^{1.2}} + 0.036 \right) (1 - 0.025\Delta T) \quad (5.11)$$

Remarque : Dans cette étude on considère que la batterie fonctionne en régime de charge loin du régime de Gassing et que le régime de surcharge n'est pas considéré.

2.3. Modélisation du convertisseur bidirectionnel

Le convertisseur connecté à l'unité de stockage dans un système hybride doit être bidirectionnel afin d'assurer la réversibilité du flux de puissance dans les deux régimes de fonctionnement : transférer la puissance depuis le bus continu vers la batterie en mode de charge dans le cas d'excès de production des sources d'énergie renouvelable, et inversement approvisionner la charge via le bus continu en cas de déficit d'énergie des sources renouvelables en mode de décharge de la batterie. La topologie du convertisseur bidirectionnel (Buck-Boost) est donnée par la figure 5.5 suivante [Dah,13] :

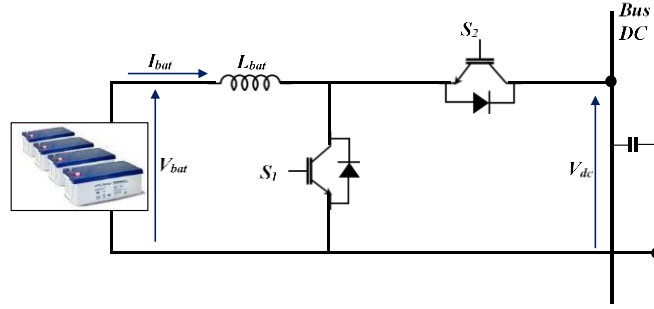


Fig.5.5. Structure du convertisseur bidirectionnel

Les deux modes de fonctionnement sont indépendants. Le convertisseur fonctionne comme hacheur élévateur boost en mode de décharge de la batterie et en tant qu'un hacheur abaisseur pendant la charge de la batterie.

La commande de ce convertisseur est associée à un simple contrôle qui permet le fonctionnement en mode boost en agissant sur l'interrupteur S1 et en annulant la commande sur S2. Le fonctionnement en mode buck est assuré par l'interrupteur S2 en neutralisant toute commande sur S1.

- Mode de charge de la batterie (buck)

Les équations qui donnent l'évolution du courant et de la tension de la batterie dans ce régime de fonctionnement sont données par le système d'équations suivant [Ben,12] [Dah,13] :

$$\begin{cases} \frac{dI_{bat}}{dt} = \frac{-V_{bat}}{L} + \frac{D_{buck}}{L} V_{dc} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{-D_{buck}}{C_{dc}} I_{bat} + \frac{1}{C_{dc}} I_{bus} \end{cases} \quad (5.12)$$

avec I_{bus} est la somme des courants des source renouvelable $I_{bus} = I_{pv} + I_{wind}$.

- Mode de décharge de la batterie (boost)

Le modèle du convertisseur dans ce mode de fonctionnement et d'injection du courant de la batterie dans le bus continu se résume par le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \frac{dI_{bat}}{dt} = \frac{-V_{bat}}{L} - \frac{(1-D_{boost})}{L} V_{dc} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{-1}{C_{dc}} I_{bus} + \frac{(1-D_{boost})}{C_{dc}} I_{bat} \end{cases} \quad (5.13)$$

En appliquant la loi de conservation de la puissance, nous pouvons exprimer le courant échangé avec le bus DC comme suit [Dah,13] :

$$I_{bus} = (1 - D_{boost}) I_{bat} \quad (5.14)$$

Le courant de charge de la batterie est donné par l'expression qui suit :

$$I_{bat} = -\frac{1}{D_{buck}} I_{bus} \quad (5.15)$$

3. Stratégies de gestion du système hybride

3.1. Formulation du problème de gestion

Vue le caractère intermittent des sources primaires utilisées (solaire et éolienne dans notre étude), un élément de stockage de l'énergie est intégré dans les SHSER pour faire face aux phases de faible production. Effectivement, les batteries sont installées pour stocker le surplus de puissance pendant les périodes de surproduction et utilisées comme une source secondaire pour combler le déficit d'énergie [Biz,14].

Plusieurs convertisseurs sont utilisés pour contrôler le transfert de puissance entre les différents éléments de production dans un SHSER ; et du fait du caractère bidirectionnel du flux de puissance, dans certaine module, l'ajustement qui permet l'équilibre du système électrique devient plus complexe (voir figure 5.6). Certaines décisions de contrôle doivent être prises avec des prévisions anticipées. Certains signaux de contrôles doivent être adaptés en fonction de la capacité de contrôle de chaque sous-système et en fonction de la disponibilité de l'énergie dans chaque module [Moh,16].

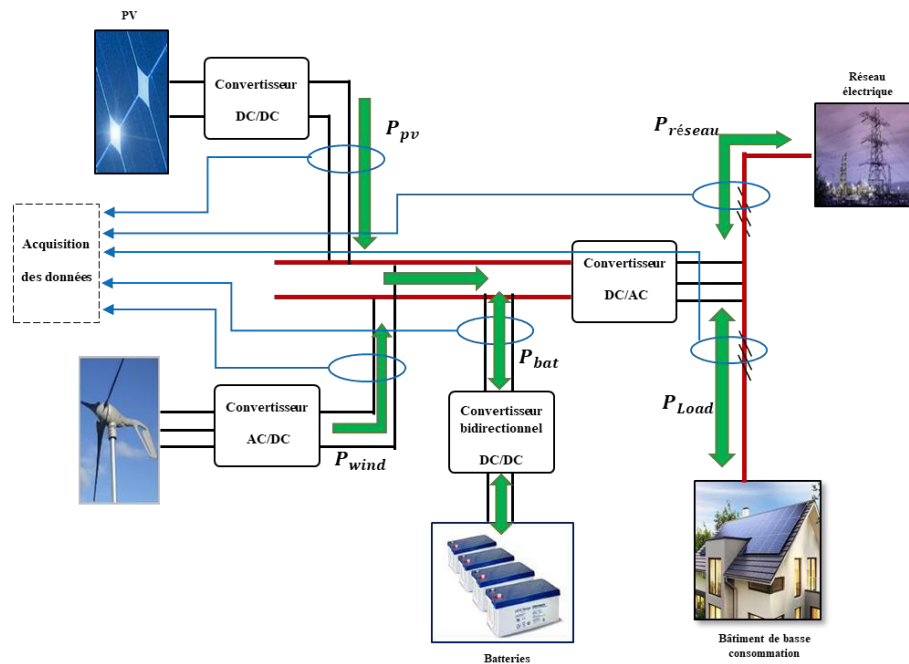


Fig.5.6. Synoptique du flux de puissance et du système de communication dans un SHSER

Il est nécessaire de concevoir une stratégie de gestion appropriée qui permet de gérer les flux de puissance échangés entre les différentes parties du système tout en garantissant l'autonomie du bâtiment et la stabilité du système. Il convient de prendre en compte les caractéristiques dynamiques et technologiques de chaque module.

L'algorithme de gestion doit exploiter de manière optimale les différents modules afin d'atteindre les objectifs pour lesquels le SHSER est conçu. Dans ce contexte, l'algorithme de gestion génère des consignes et des références en tenant compte de la demande du bâtiment, ainsi que de nombreux paramètres tels que la puissance disponible dans chaque partie du système, la variation maximale de puissance admissible par chaque système de conversion,

l'état de charge des batteries de stockage et la disponibilité du réseau électrique pour absorber l'énergie produite en excédent [Men,15]."

3.2. Différentes stratégies de gestion

Une stratégie de gestion fiable est essentielle pour optimiser l'exploitation des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable et garantir leur efficacité énergétique. En raison de la tendance croissante à l'utilisation de systèmes hybrides comme nouvelle alternative pour atteindre l'autonomie énergétique des bâtiments à consommation nulle, plusieurs stratégies de gestion et d'optimisation ont été développées et proposées dans la littérature.

Nous allons présenter de manière générale les principales approches de gestion. Ces stratégies de gestion sont classées en deux catégories : les stratégies basées sur des règles et les stratégies basées sur l'optimisation, comme illustré dans l'organigramme de la figure 5.7 [Sad,23] [Yac,20] [OL+,16].

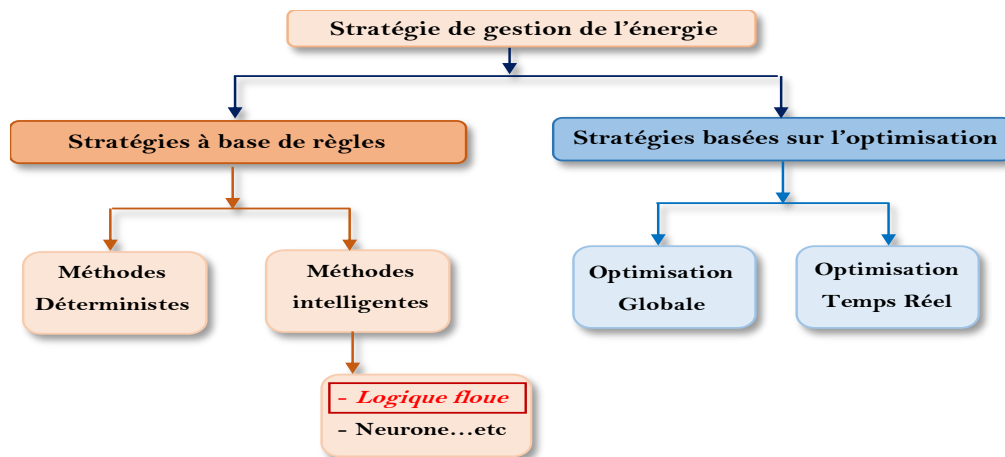


Fig.5.7. Différentes approches de gestion de l'énergie dans les SHSER

3.2.1. Stratégie à base de règles

Dans cette stratégie, les règles sont définies au préalable sur la base de l'expertise ou de modèles mathématiques, ainsi que de l'estimation ou de l'analyse du comportement des composants du SHSER. Elle permet un contrôle efficace du flux de puissance et une supervision en temps réel. Cependant, ce type de stratégie ne nécessite pas la connaissance du profil de puissance ou des conditions climatiques, ce qui fait que la solution obtenue n'est pas toujours optimale [Sad,23] [Yac,20].

Dans ce type de gestion, les règles sont définies en fonction d'un ou plusieurs objectifs, et elles peuvent être établies selon une approche déterministe ou basée sur la logique floue

- a) **Règles déterministes** : Ces règles sont définies en lien direct avec l'objectif, en se basant sur une expertise et en envisageant toutes les situations possibles. Les actions à entreprendre et les décisions pour chaque situation sont préalablement définies.

b) Règles floues : Ces règles, considérées comme une amélioration des règles déterministes, permettent de tolérer les imprécisions dans les mesures. Elles sont définies et gérées en utilisant la logique floue.

3.2.2. Stratégie sur la base d'optimisation

Cette stratégie de gestion utilise des méthodes d'optimisation afin de minimiser une fonction objectif, conçue en fonction des équations de puissance extraites et des équations de puissance demandées à satisfaire, formulées sous contraintes et critères définis par les objectifs du système. La minimisation de cette fonction coût permet de déterminer les décisions et références optimales à appliquer au système. On distingue deux catégories :

- a) Optimisation en temps réel :** Dans ce cas, les commandes et consignes optimales sont obtenues en temps réel et peuvent être appliquées sans nécessiter une connaissance préalable des profils de puissance. Certains critères doivent être minimisés, ce qui peut affecter l'optimisation instantanée [Sad,23].

- b) Optimisation globale :** Cette approche exige la connaissance préalable des profils de fonctionnement. Elle permet l'optimisation d'une solution en prenant en compte plusieurs contraintes et critères. Sa complexité rend difficile son application en temps réel. Elle est destinée à la résolution de problèmes d'optimisation complexes et avec contraintes. Cependant, elle est très utile pour ajuster d'autres stratégies de gestion.

4. Modes de fonctionnement du SHSER et stratégie de gestion proposée

Le système hybride décrit dans le chapitre précédent, représenté par la figure 4.5, est soutenu par l'installation d'un système de stockage composé d'une batterie électrochimique (plomb-acide) connectée au bus continu à travers un convertisseur statique bidirectionnel (buck-boost). Sa fonction principale est de compenser le manque d'énergie produite par les sources renouvelables en cas de conditions climatiques défavorables, et de réduire la dépendance au réseau électrique conventionnel en assurant la continuité de l'alimentation du bâtiment.

Le système SHSER est également équipé d'une résistance de de décharge (dump load). Celle-ci est connectée au bus continu via un convertisseur abaisseur (Buck). Son rôle est d'absorber l'excès d'énergie produite dans le cas où le réseau national ne peut accepter l'injection de cet excédent d'énergie afin d'éviter des perturbations de stabilité.

Le système hybride global, avec le système de gestion proposé, est représenté par la figure 5.8 suivante :

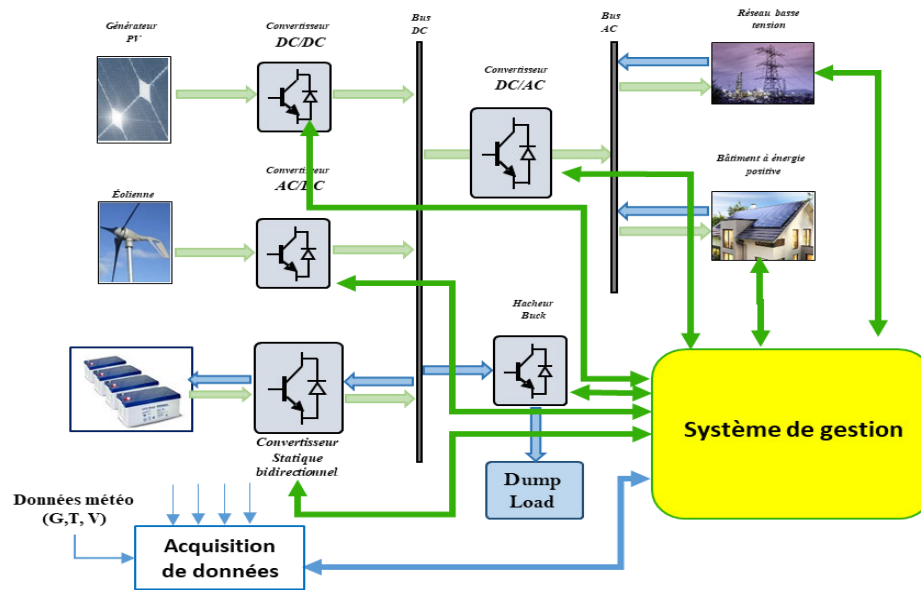


Fig.5.8 Structure du SHSER avec élément de stockage et de gestion

4.1. Modes de fonctionnement du SHSER

La stratégie de gestion proposée dans notre système vise à répondre à la demande fluctuante du bâtiment en exploitant principalement la puissance générée par les sources renouvelables photovoltaïques et éoliennes, indépendamment des conditions météorologiques (vent, rayonnement, température). Le flux de puissance est piloté entre les différentes parties du système afin de réduire au minimum l'utilisation du réseau électrique conventionnel, en maximisant l'utilisation des sources d'énergie renouvelable pour satisfaire les besoins du bâtiment.

Dans le but de prolonger la durée de vie du système et garantir un fonctionnement efficace des différents modules, l'algorithme de gestion doit exploiter de manière optimale ces sources, en accordant une attention particulière à l'énergie stockée dans la batterie [KZ+,18] [BM+,20] [DA,18]. Le niveau de charge de la batterie doit être maintenu dans les limites prédéfinies, spécifiques à sa technologie de conception.

En effet, en fonction de la puissance disponible des sources renouvelables, de la demande du bâtiment et de l'état de charge SOC de la batterie de stockage, plusieurs scénarios de fonctionnement sont possibles. Pour tous ces modes, la production totale d'énergie est exprimée par la relation $P_{gen} = P_{pv} + P_{wind}$ (énergie photovoltaïque et éolienne). Cette production est mesurée et comparée à la charge demandée P_{load} . On définit ensuite la puissance nette $P_{net} = P_{gen} - P_{load}$, qui est le paramètre essentiel dans la gestion de l'énergie.

En fonction de la puissance P_{net} , de la mesure de l'état de charge de la batterie SOC et d'autres critères définis dans un cahier des charges du système hybride, les modalités de fonctionnement suivantes sont définies :

- Mode 1 : Dans ce mode, on suppose que la puissance totale générée par les sources d'énergie éolienne et photovoltaïque P_{gen} est suffisante pour satisfaire la demande du bâtiment, et l'excédent est utilisé selon l'état de charge SOC pour charger les batteries ou être injecté dans le réseau avec :

$$P_{net} = (P_{gen} - P_{load}) \quad (5.16)$$

- Mode 2 : Dans ce mode, l'état de charge de la batterie est inférieur à la limite maximale $SOC < 80\%$ et la puissance nette est positive. La puissance générée par les sources renouvelables est supérieure à la puissance demandée par la charge. Dans ce cas, la puissance de charge de la batterie est donnée par :

$$P_{bat_ref} = -P_{net} = -(P_{gen} - P_{load}) \quad (5.17)$$

- Mode 3 : Le mode de décharge de la batterie est activé lorsque la puissance nette est négative. Cela se produit lorsque la puissance totale générée par les sources renouvelables n'est pas suffisante pour répondre à la demande du bâtiment. Dans ce cas, il est nécessaire de puiser dans l'énergie stockée dans la batterie si son état de charge le permet $SOC > 20\%$.

$$P_{bat_ref} = P_{net} = (P_{gen} - P_{load}) \quad (5.18)$$

- Mode 4 : C'est le mode accompli par le réseau électrique conventionnel en cas de déficit de puissance générée, y compris celle de la batterie. La puissance fournie par le réseau sera égale à :

$$P_{res} = P_{gen} + P_{bat} - P_{load} \quad (5.19)$$

- Mode 5 Mode de délestage des charges de deuxième priorité : Dans ce mode, la puissance générée est insuffisante et la batterie est déchargée $SOC < 20\%$ avec un taux de déficit très important. Il est nécessaire de déconnecter les charges moins importantes afin de préserver l'état de la batterie tout en assurant l'alimentation d'une grande partie du bâtiment.
- Mode 6 : Ce mode est activé lorsque la puissance générée est en excès, la batterie est complètement chargée mais le réseau électrique ne peut accepter l'injection du surplus. La résistance de décharge est utilisée pour absorber cet excès d'énergie.

Remarque : Dans cette stratégie de gestion, les sources photovoltaïque et éolienne sont la principale source d'approvisionnement du bâtiment, tandis que le réseau public est utilisé en dernier recours pour compenser le déficit d'énergie total, y compris celui de la batterie.

Les modes de fonctionnement du système hybride étudiés sont résumés dans le schéma de la figure ci-dessous :

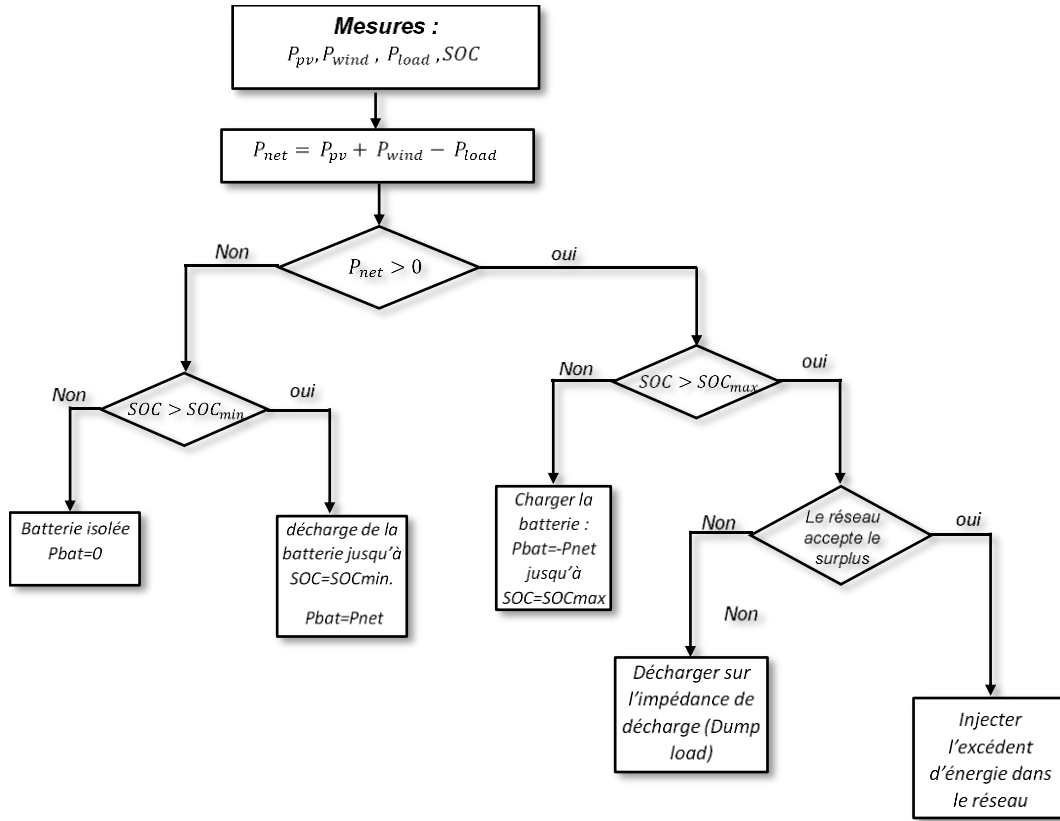


Fig.5.9 Organigramme de la Stratégie de gestion proposée du SHSER

4.2. Contrôle de la résistance de décharge (Dump Load)

La résistance de décharge est une résistance constante connectée au bus continu du SHSER. Elle est conçue pour absorber l'excès de puissance générée lorsque le réseau électrique ne peut supporter le surplus d'énergie. La puissance de décharge est calculée en prenant la différence entre la puissance maximale générée par les sources renouvelables dans des conditions optimales et la demande minimale de puissance enregistrée dans le bâtiment [DAK,20]. Elle est reliée au bus continu à travers un convertisseur Buck, où la valeur de sa résistance est fixe mais sa tension varie dans le temps.

La fonction de commutation du hacheur dépend de la puissance en excès à absorber, P_{dump} . Le rapport cyclique du hacheur Buck est déterminé par l'équation suivante [SAK,18]:

$$D_{dump} = \frac{V_{dump}}{V_{bus}} = \sqrt{\frac{R_{dump} \cdot P_{dump}}{V_{bus}^2}} \quad (5.20)$$

Avec : V_{dump} est la tension aux bornes de la résistance de décharge R_{dump} , V_{bus} est la tension du bus continu et P_{dump} est la puissance excédentaire à absorber.

$$P_{dump} = P_{gen} - P_{load} \quad (5.21)$$

Le schéma synoptique de génération du rapport cyclique du convertisseur Buck pour transférer l'excédent de puissance à la résistance de décharge est illustré par la figure suivante

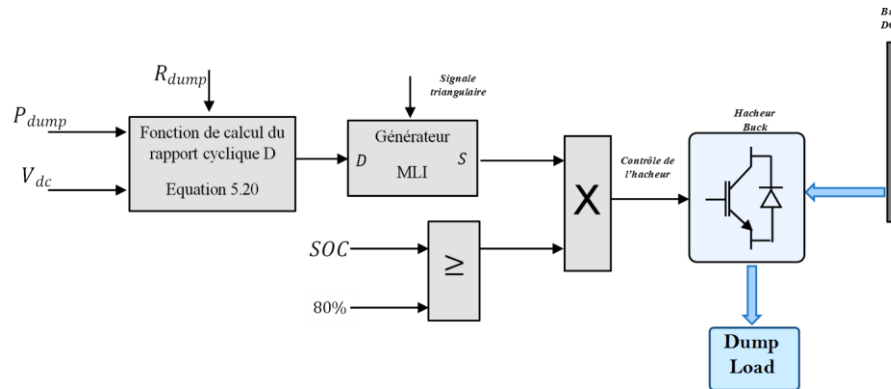


Fig.5.10 Schéma de commande du convertisseur de la résistance de décharge (Dump Load)

4.3. Contrôle de la charge par délestage

Le délestage d'une partie de la charge du bâtiment est effectué dans un mode de fonctionnement dégradé où la puissance totale générée ($P_{pv}+P_{wind}$) est nettement inférieure à la puissance demandée, avec un état de charge de la batterie est très faible ($SOC < 20\%$).

La charge programmée à déconnecter n'est pas de première nécessité (ex : éclairage externe...etc.). Sa puissance est calculée en fonction de la puissance totale générée la plus faible et de la puissance demandée la plus élevée possible.

L'activation de l'action de délestage se fait en comparant le taux de déficit à un seuil défini dans un cahier des charges préalable, donné par la relation suivante :

$$\eta_{déficit} = \frac{P_{gen} - P_{load}}{P_{gen}} > \eta_{déficit_ref} \quad (5.22)$$

Où $\eta_{déficit_ref}$ est la valeur du taux de déficit limite, dans notre étude est considéré 75 %.

4.4. Contrôleur flou de la puissance de la batterie

Ces dernières années, plusieurs études ont adopté le contrôle basé sur la logique floue pour améliorer la gestion de l'énergie dans les systèmes hybrides isolés ou connectés au réseau électrique [OL+,16]. L'incertitude et la nature de la variabilité temporelle de la vitesse du vent, du rayonnement solaire et de la puissance demandée par la charge, ainsi que la complexité du modèle de la batterie utilisé pour mesurer son état de charge, font du contrôleur flou un outil plus adapté pour la gestion des SHSER [YY+,18]

L'objectif du superviseur flou proposé est de contrôler le flux de puissance entre les différents modules du système. Il détermine la quantité de puissance que la batterie doit fournir pour assister les sources renouvelables. Lorsque l'état de charge de la batterie est dégradé, il évite sa décharge tout en maintenant l'équilibre énergétique dans le système et en

préservant son état de charge dans les limites sécurisées. La figure 5.10 présente le schéma de commande du contrôleur flou pour la charge/décharge de la batterie [SAK,18].

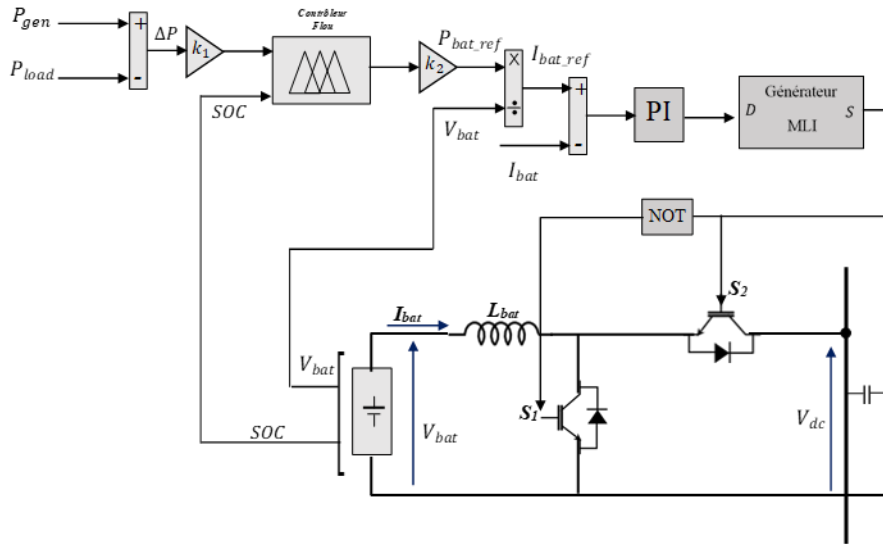


Fig.5.11 Schéma de commande du contrôleur flou pour Charge/décharge de la batterie

La différence entre la puissance demandée par le bâtiment et la puissance générée par les sources renouvelables ($P_{pv} + P_{wind}$) ainsi que l'état de charge de la batterie SOC sont les entrées du contrôleur flou. Les fonctions d'appartenance de chaque variable sont obtenues sur la base des principes statistiques floues, et elles sont réparties en plusieurs ensembles flous. La variable floue puissance nette $P_{net} = P_{gen} - P_{load}$ est divisée en cinq ensembles flous : négative grande (NG), négative moyenne (NM), négative petite (NP), zéro (ZE), positive petite (PP), positive moyenne (PM) et positive grande (PG). L'état de charge de la batterie SOC est converti en trois ensembles flous : faible niveau de charge $SOC < 20\%$ (L, low), moyen $20\% < SOC < 80\%$ (M, Medium), et élevé $SOC > 80\%$ (H, High). La variable de sortie P_{bat} , également floue, est répartie en : négative grande (NG), négative moyenne (NM), négative petite (NP), zéro (ZE), positive petite (PP), positive moyenne (PM), positive grande (PG).

Les fonctions d'appartenance d'entrée et de sortie sont illustrées par la figure suivante :

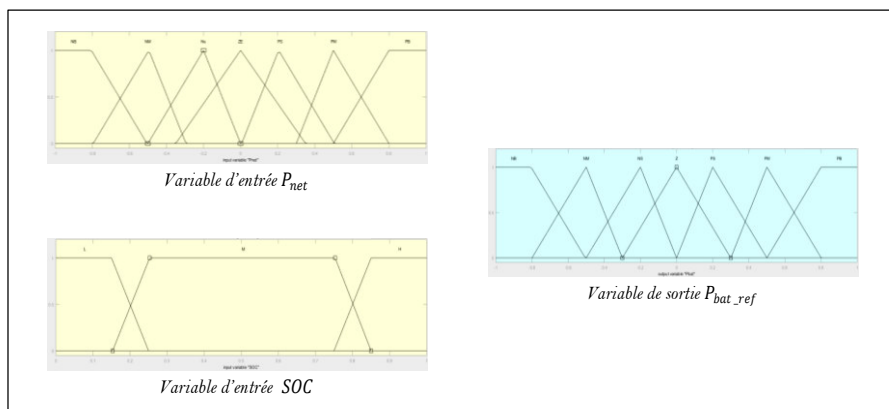


Fig 5.12 Fonctions d'appartenance des variables Floues

Relativement aux mesures des variables d'entrée P_{net} et SOC , quatre modes de fonctionnement de la batterie, déjà décrits dans le paragraphe précédent, sont possibles et que nous reprenons ci-dessous [SAK,18] [YY+,18]:

Mode 1 : Dans ce mode, lorsque la puissance générée est supérieure à la puissance demandée ($P_{net} > 0$) et que la batterie n'est pas complètement chargée ($SOC < 80\%$). La batterie doit se charger à travers le convertisseur bidirectionnel fonctionnant en mode Buck. Le courant de charge de référence est donné par l'équation :

$$I_{bat_ref} = \frac{P_{bat_ref}}{V_{bat}} \quad (5.22)$$

Mode 2 : La puissance générée est supérieure à la puissance demandée dans le bâtiment ($P_{net} > 0$) avec un état de charge maximale de la batterie ($SOC > 80\%$). Dans ce cas, le contrôleur doit protéger la batterie contre la surcharge, ce qui signifie que la puissance à délivrer à la batterie est nulle ($P_{bat_ref} = 0$).

Mode 3 : Dans ce mode, la puissance nette est négative ($P_{net} < 0$) et l'état de charge de la batterie est supérieur à 20% ($SOC > 20\%$). La batterie doit se décharger à travers le convertisseur qui fonctionne en mode boost. La puissance P_{bat_ref} est calculée comme la différence entre la puissance demandée par la charge et la puissance générée par les sources renouvelables, soit :

$$P_{bat_ref} = P_{load} - P_{gen} \quad (5.23)$$

Le courant de référence de la batterie est déterminé donc par la relation suivante :

$$I_{bat_ref} = -\frac{P_{bat_ref}}{V_{bat}} \quad (5.24)$$

Mode 4 : la puissance net est négative ($P_{net} < 0$) et ($SOC < 20\%$) la batterie ne doit pas fournir l'énergie. $P_{bat_ref}=0$ d'où le courant $I_{bat_ref} = 0$.

Mode 4 : Dans ce mode, la puissance nette est négative ($P_{net} < 0$) et l'état de charge de la batterie est très faible ($SOC < 20\%$). La batterie ne doit pas fournir d'énergie, donc P_{bat_ref} est égal à zéro ($P_{bat_ref} = 0$), ce qui signifie que le courant de référence de la batterie est également nul ($I_{bat_ref} = 0$).

En fonction des degrés d'appartenance aux ensembles flous des variables d'entrée, le moteur d'inférence (utilisant la méthode de Mamdani dans cette étude) décide quelle règle doit être activée. Quinze règles sont définies dans la table de vérité du tableau suivant [SAK,18]:

P_{bat}		$P_{net} = \Delta P = P_{gen} - P_{load}$						
		PG	PM	PP	ZE	NP	NM	NG
SOC	L	NG	NM	NP	ZE	ZE	ZE	ZE
	Z	NG	NM	NP	ZE	PP	PM	PG
	H	ZE	ZE	ZE	ZE	PP	PM	PG

Tableau 5.1 : Table des règles floues pour le contrôle de la charge et de la décharge de la batterie

En fonction des valeurs d'entrée, ce contrôleur génère la valeur de référence de la puissance souhaitée échangée avec la batterie. Cette puissance de référence est ensuite utilisée pour obtenir le courant de référence correspondant de la batterie. Le courant instantané de celle-ci batterie I_{bat} est alors comparé au courant de référence pour générer les signaux de commutation des interrupteurs du convertisseur statique.

5. Simulation et résultats

Le système hybride photovoltaïque éolien avec la batterie de stockage et la résistance de décharge (Dump load), illustré dans la figure 5.7, est simulé dans l'environnement Simulink de Matlab. Plusieurs scénarios de fonctionnement ont été supposés et traités afin de valider la stratégie de gestion appliquée à ce SHSER, qui regroupe trois sous-systèmes : le système de gestion de la batterie, le système de contrôle de la puissance absorbée dans la résistance de décharge R_{dump} et le système de délestage d'une partie de la charge en cas de déficit flagrant dans la production de l'énergie renouvelable.

Le tableau suivant résume les scénarios et modes de fonctionnement simulée dans le SHSER alimentant un bâtiment qui est raccordé au réseau public et considéré comme source de secours. Les modes hypothétiques dépendent essentiellement des deux paramètres principaux déjà définis : la différence de l'énergie entre la production des sources renouvelables et la puissance demandée P_{net} et l'état de charge de la batterie SOC .

Le tableau suivant résume les scénarios et les modes de fonctionnement simulés avec le SHSER qui alimente le bâtiment raccordé au réseau conventionnel considéré comme source de réserve. Les modes hypothétiques dépendent essentiellement des deux paramètres principaux déjà définis : la différence d'énergie entre la production des sources renouvelables et la puissance demandée (P_{net}), ainsi que l'état de charge de la batterie SOC .

	Scénario 1 [0-1]s	Scénario 2 [1-2]s	Scénario 3 [2-3]s	Scénario 4 [3-4]s	Scénario 5 [4-4.5][4.5-5]s	Scénario 6 [5-6]s	Scénario 7 [6-7] s
P_{net}	$P_{net} < 0$	$P_{net} < 0$	$P_{net} > 0$	$P_{net} = 0$	$P_{net} < 0$	$P_{net} > 0$	$P_{net} > 0$
SOC	$SOC > 20$	$SOC < 20$	$SOC < 80$	$SOC < 80$	$[4-4.5] SOC > 20$ $[4-4.5] SOC < 20$	$SOC < 80$	$SOC > 80$
P_{bat}	$P_{bat} = P_{net}$	$P_{bat} = 0$	$P_{bat} = -P_{net}$	$P_{bat} = 0$	$P_{bat} = -net$ $P_{bat} = 0$	$P_{bat} = -p_{net}$	$P_{bat} = 0$
Action	Décharge de la batterie.	Délestage d'une partie de la charge de classe B	Charge de la batterie.	$P_{gen} = P_{dem}$ $P_{res} = 0$	Décharge de la batterie jusqu'à $SOC = 20$	Contribution du réseau nulle $P_{res} = 0$ Charger la batterie.	Décharge sur l'impédance R_{dump} $P_{dump} = P_{net}$ (pas d'injection sur le réseau).

Tableau 5.2. Les modes de fonctionnement proposés du SHSER

Le profil de la charge demandée dans le bâtiment est supposé variable autour de la puissance moyenne demandée de 4 kW. Il est représenté dans la figure 5.13 suivante :

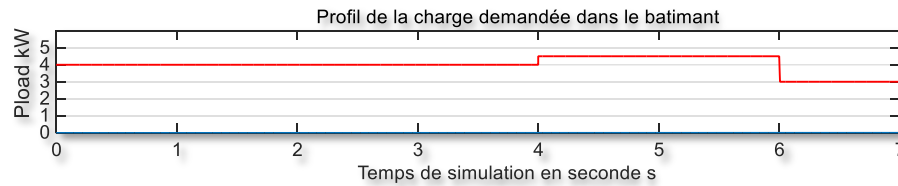


Fig.5.13 Profil de la charge demandée dans le bâtiment

Les variations climatiques sont supposées suivre les profils d'éclairage et de vitesse du vent illustrés par la figure 5.14.

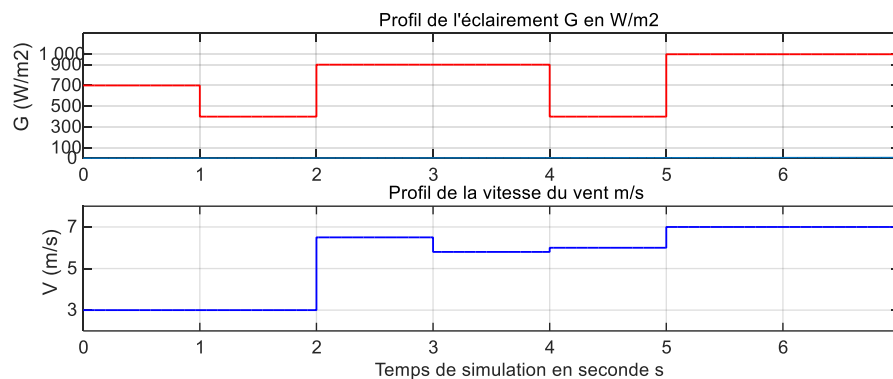


Fig.5.14 Profil de l'éclairage et de la vitesse du vent

Les modes de fonctionnement résumés dans le tableau précédent sont développés comme suit :

- Mode 1 [0-1] s : Dans ce mode, la puissance P_{net} , qui exprime l'équilibre entre la production d'énergie des sources renouvelables et la puissance demandée, est négative. Cela signifie que la puissance demandée est supérieure à la puissance générée par les sources renouvelables (PV et éolien). L'état de charge de la batterie est supérieur au seuil minimal (20% dans notre étude), ce qui nous permet d'utiliser la batterie pour alimenter le bâtiment en contrôlant sa décharge.
- Mode 2 [1-2] s : C'est le mode de fonctionnement dégradé où la puissance générée est toujours insuffisante ($P_{net} < 0$) et la batterie est en dessous du niveau de charge autorisé. Étant donné l'importance du déficit, il est recommandé d'activer l'action de délestage d'une partie de la charge prédéfinie.
- Mode 3 [2-3] s : La quantité d'énergie produite devient plus importante, ce qui entraîne un écart de puissance positif ($P_{net} > 0$), tandis que l'état de charge de la batterie est très faible. Dans ce cas, il est nécessaire de commander le convertisseur bidirectionnel pour fonctionner en mode Buck afin de charger la batterie avec l'excédent de puissance.
- Mode 4 [3-4] s : Dans ce mode, la puissance générée coïncide avec la puissance demandée, $P_{net}=0$. On se limite, dans ce cas, à maintenir cet équilibre entre la

production et la demande en alimentant la charge directement, sans utiliser la puissance stockée dans la batterie.

- Mode 5 [4-5] s : C'est le cas où la batterie se décharge, afin de compenser le manque d'énergie produite, jusqu'à atteindre son état de charge minimal $SoC_{min} = 20\%$. La puissance de la batterie s'annule et le réseau prend en charge la compensation de l'énergie manquante.
- Mode 6 [5-6] s : La puissance nette est positive et l'état de charge de la batterie est supérieur au seuil minimal $SoC_{min} > 20\%$. La batterie est commandée pour se décharger et compenser le reste de l'énergie, et le réseau reste sans aucune contribution.
- Mode 7 [6-7] s : C'est le dernier scénario où la batterie est complètement chargée et la puissance générée est maximale, tandis que la demande dans le bâtiment a significativement diminué. Dans ce mode, on suppose que le réseau ne peut pas absorber l'excès d'énergie produit. Une action est entreprise sur le hacheur Buck pour absorber cet excès à travers la résistance de décharge "Dump load"

Les résultats de simulation sont présentés dans les figures suivantes : 5.15 - 5.18.

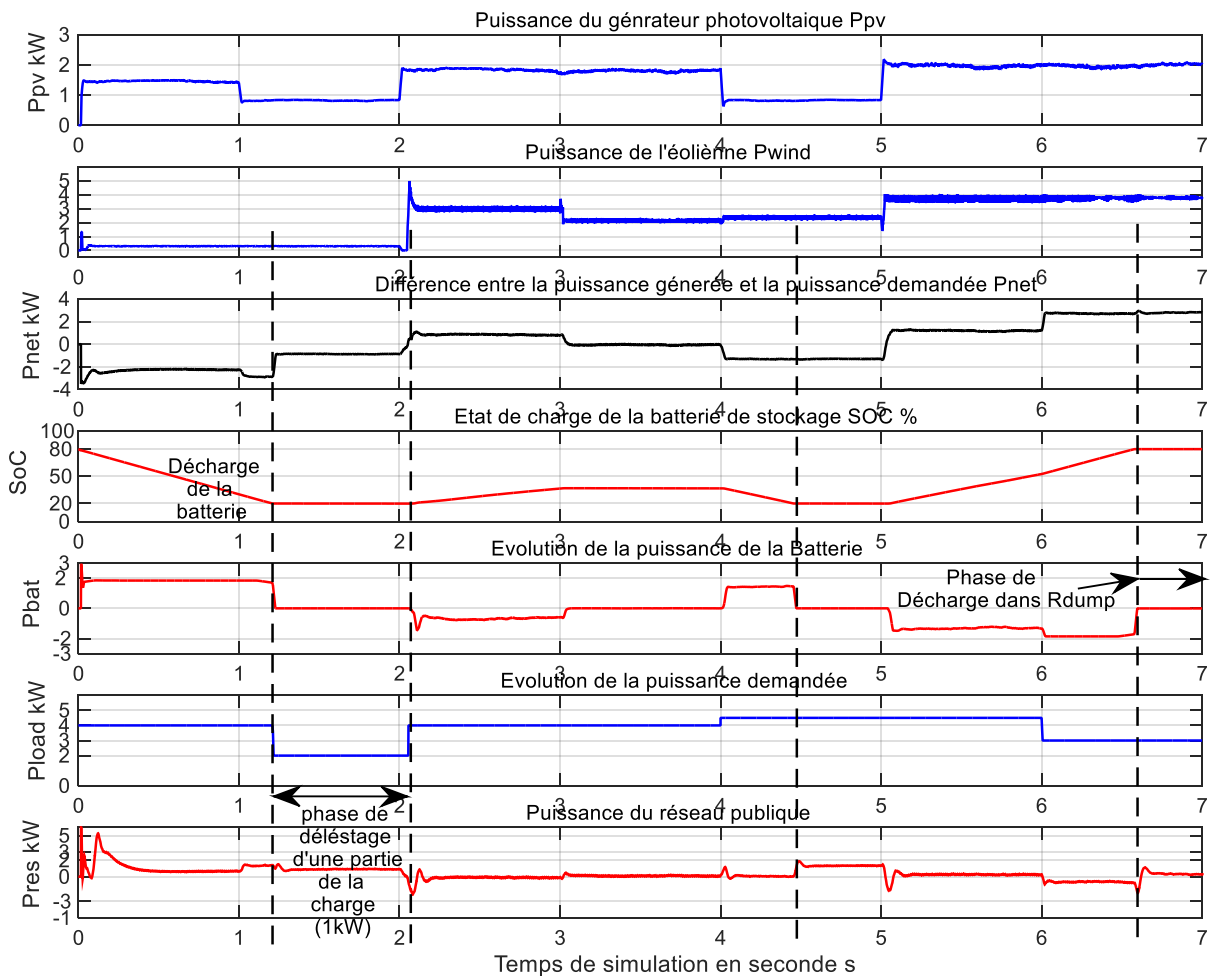


Fig.5.15 Evolution des puissances dans tous les éléments du SHSER

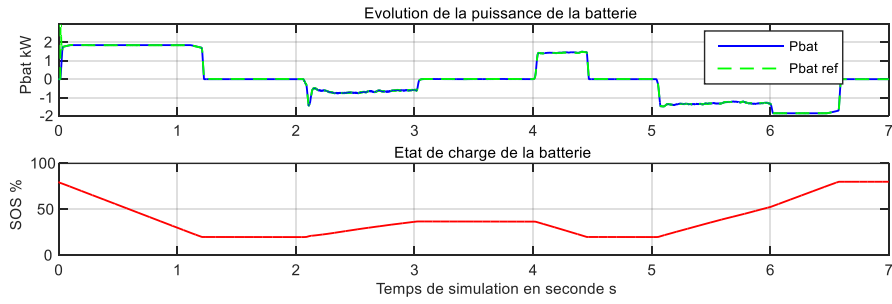


Fig.5.16 La régulation de la puissance de la batterie par le contrôleur flou

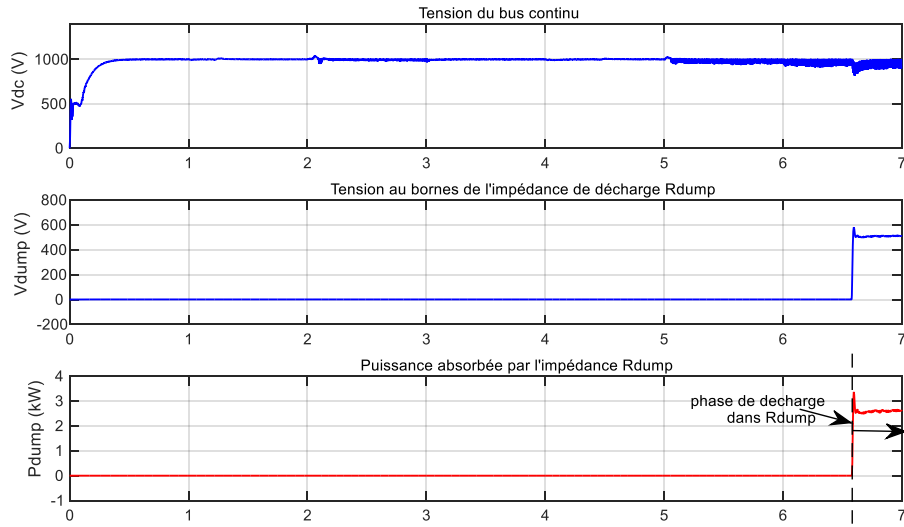


Fig.5.17 La régulation de tension du bus continu V_{dc} , et le contrôle de la puissance absorbée dans la résistance R_{dump}

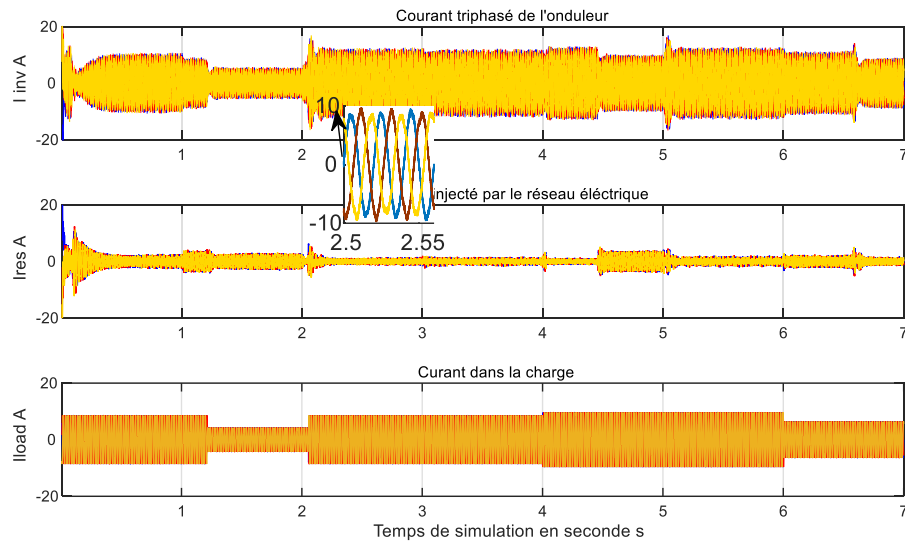


Fig.5.18 Les courants triphasés dans le SHSER

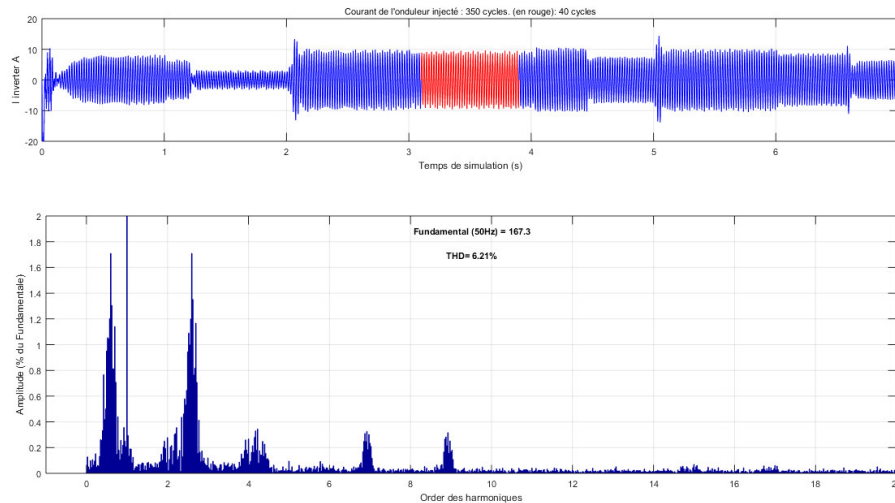


Fig.5.19 Analyse harmonique du courant injecté par l'onduleur à la charge et au réseau

La figure 5.15 présente l'évolution des puissances dans tous les éléments du SHSER étudié. Les courbes prouvent une gestion efficace du flux de puissance entre ses composants, assurant une alimentation sans coupure du bâtiment et minimisant autant que possible la contribution du réseau public, considéré comme une source de secours.

On observe également l'efficacité de cette stratégie de gestion dans sa branche de gestion de la charge. Un délestage est effectué au moment prévu lorsque la batterie atteint son niveau de décharge minimal en présence d'un important déficit d'énergie entre la première et la deuxième seconde [1s-2s] de la simulation.

Sur la même figure, on peut clairement observer la contribution du réseau électrique dans l'alimentation du bâtiment, notamment pendant la période [1,3] s où la vitesse du vent est très faible, ce qui n'a pas permis l'amorçage de la génératrice et la contribution de l'éolienne. De plus, lors du pic de puissance demandée entre 4s et 5s et après l'épuisement de la puissance de la batterie, le recours au réseau devient une solution incontournable en l'absence d'autres sources de secours.

Le réseau étant dans une période ne supportant pas l'injection de l'excédent de puissance produite, dans le cas d'une forte baisse de charge avec une production nominale d'énergie par les sources renouvelables installées, la commande de résistance de décharge a résolu ce problème en absorbant l'intégralité du surplus d'énergie. Cela est confirmé dans la dernière partie de la simulation, dans l'intervalle [6,7] s, et est également illustré par la courbe de la figure 5.17.

Dans la figure 5.16, nous avons montré l'efficacité du contrôleur flou dans la commande de la charge et de la décharge de la batterie. La courbe de puissance montre qu'elle est asservie avec de meilleures performances en termes de poursuite de la puissance de référence et d'erreur statique en régime permanent.

L'algorithme de gestion et le système de commande mis en œuvre dans ce SHSER ont atteint les objectifs qui leur sont assignés sans compromettre la qualité de l'énergie fournie.

Les courbes 5.18 et 5.19 illustrent la forme sinusoïdale des courants délivrés par l'onduleur avec un taux de distorsion harmonique total (THD) acceptable.

6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à l'étude des stratégies de gestion appliquées au SHSER. Tout d'abord, nous avons abordé une étude sur les systèmes de stockage d'énergie utilisés dans les systèmes hybrides, en particulier les batteries électrochimiques. Le modèle CIEMAT, qui peut être adapté à la plupart des batteries électrochimiques, a été développé en détail en considérant les différents modes de fonctionnement de la batterie. Ces régimes de charge et de décharge sont contrôlés à l'aide d'un convertisseur bidirectionnel qui permet deux modes de fonctionnement indépendants : le mode Boost pour charger la batterie et le mode Buck pour la décharger dans le bus continu du SHSER.

La deuxième partie de ce chapitre a traité la stratégie de gestion proposée basée sur le contrôle flou. Cette stratégie, basée sur des règles déterministes, est appliquée au SHSER dans le but d'optimiser l'utilisation de l'énergie produite dans chaque module du système hybride et de garantir une alimentation fiable du bâtiment malgré sa courbe de charge variable et quelles que soient les conditions atmosphériques de l'éclairage et de la vitesse du vent.

La stratégie de gestion proposée vise à maîtriser le flux de puissance entre les différents éléments du système et à garantir un approvisionnement continu du bâtiment en maintenant l'équilibre et la stabilité du système. Elle se compose de trois sous-systèmes : le premier est le contrôleur flou chargé de réguler la puissance de la batterie en fonction de l'énergie disponible et de l'état de charge de la batterie ; le deuxième concerne le contrôle de la puissance absorbée par la résistance de décharge R_{dump} , qui est connectée au bus continu via un hacheur Buck. Cette impédance est utilisée pour éviter les excès de puissance produite lorsque le réseau ne peut pas admettre d'injection de puissance depuis une source externe. Enfin, un algorithme est mis en place pour gérer la charge dans le bâtiment en procédant au délestage d'une partie de celle-ci qui est d'une priorité secondaire.

Les résultats de simulation de la stratégie de gestion appliquée démontrent l'efficacité énergétique des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable dans l'alimentation des bâtiments de base consommation et connectés au réseau électrique. Ces résultats prouvent qu'en utilisant une stratégie de gestion adéquate et bien développée, il est possible de réduire la dépendance à l'énergie conventionnelle (à base de sources fossiles) en installant localement des sources hybrides renouvelables telles qu'une source photovoltaïque et une source éolienne, et qui seront pourvues d'un système de stockage efficace. De plus, ces systèmes peuvent être intégrés au réseau conventionnel, contribuant ainsi à soulager la demande énergétique sur celui-ci.

7. Références

- [AHM,12] ACHAIBOU, N., HADDADI, M., et MALEK, A. 'Modelling of lead acid batteries in PV systems.' Energy procedia, 2012, vol. 18, p. 538-544.
- [Ben,12] Benamara, Vincent. 'Étude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphérique de stockage'. Diss. École de technologie supérieure, 2012.
- [Biz,14] BIZON, Nicu. 'Load-following mode control of a standalone renewable/fuel cell hybrid power source'. Energy conversion and management, 2014, vol. 77, p. 763-772.
- [BK+,18] Bi, Bati Ernest Boya, et al. "Modélisation Des Composants D'un Système Hybride Panneaux Photovoltaïque–Stockage D'énergie Via L'hydrogène–Batteries". European Scientific Journal 14.3 (2018) : 545.
- [BM+,20] Benlahbib, Boualam, et al. "Experimental investigation of power management and control of a PV/wind/fuel cell/battery hybrid energy system microgrid." International Journal of Hydrogen Energy 45.53 (2020) : 29110-29122.
- [Bou,19] BENLAHBIB, Boualam. 'Supervision d'un système hybride éolienne-photovoltaïque connecté au réseau électrique'. Thèse de doctorat, USTHB Algérie, 2019.
- [Cro,13] Croci, Lila. *Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/super-condensateurs*. Thèse de Doctorat. Université de Poitiers, 2013.
- [DA,18] Das, Somnath, and Ashok Kumar Akella. "A control strategy for power management of an isolated micro hydro-PV-battery hybrid energy system." 2018 4th international conference on electrical energy systems (ICEES). IEEE, 2018.
- [Dah,13] Dahmane, Menad, et al. "Renewable energy management algorithm for stand-alone system." 2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA). IEEE, 2013.
- [DAK,20] Das, Somnath, and A. K. Akella. "A fuzzy logic-based frequency control scheme for an isolated AC coupled PV-wind-battery hybrid system." International Journal of Modelling and Simulation 40.4 (2020) : 308-320.
- [Dha,12] Abbes, Dhaker. "Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome." Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs-Poitiers (2012).
- [Ger,02] Gergaud, Olivier. 'Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur.' Diss. École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2002.
- [KZ+,18] Kermadi, Mostefa, Zainal Salam, and El Madjid Berkouk. "A rule-based power management controller using state flow for grid-connected PV-battery energy system supplying household load." 2018 9th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). IEEE, 2018.
- [Men,15] DAHMANE, Menad. *Gestion, 'optimisation et conversion des énergies pour habitat autonome'*. Thèse de doctorat. Université de Picardie Jules Verne. 2015.
- [MH+,11] Nehrir, M. H., et al. "A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: Configurations, control, and applications." IEEE transactions on sustainable energy 2.4 (2011): 392-403.
- [Moh,16] AL ANFAF, Mohamed Mladjao Mouhammad, "Contribution à la modélisation et à l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges", Thèse de doctorat, Université de Lorraine, 2016.
- [Mos,03] R. Mosdale, "Transport électrique routier - batteries pour véhicules électriques", Techniques de l'Ingénieur (2003), no. D5565.

- [OL+,16] Olatomiwa, Lanre, et al. *"Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review."* Renewable and Sustainable Energy Reviews 62 (2016): 821-835.
- [Sad,23] SADOUN, Redha. *'Intérêt d'une Source d'Energie Electrique Hybride pour véhicule électrique urbain–dimensionnement et tests de cyclage'*. 2013.
- [SAK,18] Das, Somnath, and Ashok Kumar Akella. *"Power flow control of PV-wind-battery hybrid renewable energy systems for stand-alone application"*. International Journal of Renewable Energy Research (IJRER) 8.1 (2018): 36-43.
- [YY+,18] Yuan, Yupeng, et al. *"A fuzzy logic energy management strategy for a photovoltaic/diesel/battery hybrid ship based on experimental database."* Energies 11.9 (2018): 2211.

Conclusion générale et perspectives

Les travaux de cette thèse s'inscrivent dans le cadre de l'optimisation et de la gestion des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable destinés à l'alimentation du secteur du bâtiment. Ces dernières années, les gouvernements des pays développés ont mis en place des lois, des règles et des outils visant à maîtriser la consommation d'énergie électrique et à réduire les émissions de gaz polluants résultant de l'exploitation des énergies fossiles, qui sont vouées à s'épuiser à court terme. Ces objectifs seront atteints non seulement par la réduction de la consommation et la gestion de la demande d'énergie électrique, mais également par l'intégration de sources d'énergie propres et renouvelables, ainsi que par la diversification des sources primaires non fossiles dans la production d'énergie électrique

Tout d'abord, une revue de l'état de l'art est réalisée sur la consommation d'énergie électrique dans différents secteurs à travers le monde, avec une brève analyse des courbes de production tant pour la production mondiale conventionnelle à partir d'énergies non renouvelables que pour la production à partir de sources renouvelables. Des chiffres sur les émissions de gaz associées, ayant un impact écologique négatif, leur sont également associés. Cela nous a permis de comprendre le contexte énergétique mondial et a justifié cette étude portant sur un système d'alimentation hybride comprenant des panneaux photovoltaïques, une éolienne et une batterie électrochimique de stockage. Ce système hybride est destiné à assurer l'alimentation en électricité d'un bâtiment supposé à énergie positive, qui est raccordé au réseau électrique conventionnel considéré comme une source d'appoint.

Les systèmes de conversion de l'énergie photovoltaïque offrent une solution compétitive pour l'alimentation des sites isolés et les applications domestiques. La modélisation des éléments constituant une chaîne photovoltaïque a été développée dans le deuxième chapitre. L'optimisation de la puissance extraite des panneaux photovoltaïques a été réalisée à l'aide d'un contrôleur MPPT flou, qui a prouvé de meilleures performances par rapport aux algorithmes MPPT classiques grâce à sa robustesse face aux variations climatiques et à la variation de la charge du bâtiment. Le transfert et le contrôle du flux de puissance vers le bâtiment et vers le réseau ont été réalisés avec succès grâce à une commande simple des courants injectés basée sur des régulateurs à hystérésis.

Le troisième chapitre a traité de la chaîne de production d'énergie éolienne basée sur une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP), conçue pour être associée au système de conversion photovoltaïque afin de constituer un système hybride à sources renouvelables diversifiées et destiné à l'alimentation du bâtiment. Les modèles de la turbine et de la GSAP dans le repère synchrone ont été détaillés. L'optimisation de la puissance disponible dans le vent en utilisant la technique de maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse (TSR - Tip Speed Ratio) basée sur la vitesse spécifique de la turbine, ainsi que le contrôle

vectorel de la vitesse de rotation de la GSAP entraînée à la vitesse optimale de référence, ont été étudiés et simulés dans ce chapitre.

La commande VOC (Vector Oriented Control) appliquée à l'onduleur installé du côté du bâtiment et du réseau a donné satisfaction en termes de contrôle du flux de puissance transféré et de régulation de la tension du bus continu. En fonctionnement optimal, la puissance demandée par ce bâtiment est satisfaite chaque fois que la vitesse du vent est maximale. Faute de quoi, le déficit est compensé en faisant appel au réseau national.

Dans cette étude sur le système hybride photovoltaïque-éolien, nous avons proposé d'utiliser une commande globale pour les différents modules du système, en utilisant la commande FS-MPC appliquée à tous les convertisseurs. Cela inclut le hacheur boost chargé de maximiser la puissance des panneaux solaires, le redresseur MLI associé à la machine synchrone pour réguler sa vitesse à la vitesse optimale de référence, ainsi que l'onduleur du côté de la charge et du réseau pour assurer le contrôle du flux de puissance transféré.

Cette technique de commande, basée sur le caractère discret des convertisseurs statiques, permet de prédire l'évolution future des courants contrôlés. Ainsi, le vecteur de commande optimal à appliquer au prochain temps d'échantillonnage correspond au minimum de la fonction de coût prédéfinie. Cette dernière représente l'un des principaux avantages de cette commande, grâce à sa flexibilité de prendre en considération toutes les contraintes non linéaires du système et d'introduire différents critères à minimiser simultanément.

La commande FS-MPC, considérée comme une technique de modulation, nous permet de nous passer de l'utilisation du bloc MLI, tout en évitant également l'utilisation de régulateurs linéaires PI dans les boucles internes de régulation des courants.

Les résultats de simulation de cette commande ont prouvé son efficacité dans le contrôle et l'optimisation de l'énergie dans les systèmes multi-sources utilisés comme sources de production décentralisée et raccordés au réseau électrique. Ces résultats ont également montré de meilleures performances en termes de temps de réponse et de précision dans la poursuite des valeurs de référence des grandeurs commandées.

La simulation de ce système hybride a également montré qu'il est capable de répondre aux besoins en électricité du bâtiment et de lui assurer son autonomie. Il est même possible de transformer ce bâtiment à faible consommation en un bâtiment à énergie positive en injectant l'excédent d'énergie dans le réseau électrique, à condition qu'il soit soutenu par un système de stockage d'énergie électrique piloté par un algorithme de gestion fiable et sûr.

Dans le dernier chapitre, nous nous sommes concentrés sur l'implémentation d'un superviseur d'énergie dans le système hybride étudié. Le système de gestion proposé est basé sur un contrôleur flou qui commande la puissance stockée dans la batterie électrochimique en fonction de la puissance générée par les sources renouvelables et la puissance demandée dans le bâtiment. L'objectif principal est de maintenir l'équilibre des puissances entre les sources de conversion en tant que producteur d'énergie et le bâtiment en tant que consommateur.

Le superviseur agit non seulement sur l'énergie de la batterie, en contrôlant sa charge ou sa décharge à travers le convertisseur bidirectionnel, mais il gère également la charge du bâtiment que nous avons classée en deux catégories en fonction de leur ordre de priorité. La charge de deuxième nécessité sera délestée en cas de déficit dépassant le seuil prédéfini. Elle sera rétablie dès que cette situation se dissipera. En outre, le superviseur gère la possibilité d'injecter l'excédent d'énergie dans le réseau en dirigeant cette énergie vers une impédance de décharge (dump load) connectée au bus continu via le hacheur Buck.

Les résultats de simulation du système hybride complet, équipé du superviseur flou et de la stratégie de gestion de l'énergie proposée, ont confirmé l'efficacité énergétique du système hybride à sources d'énergies renouvelables (SHSER) dans l'alimentation de ce bâtiment. Ces résultats nous ont convaincus de l'intégration des systèmes hybrides à sources d'énergies renouvelables dans le secteur du bâtiment et de leur capacité à assurer l'autonomie énergétique de ce secteur à forte consommation énergétique. Le déploiement à grande échelle de ces systèmes permettra de réduire la dépendance aux réseaux électriques conventionnels basés sur les énergies fossiles, contribuant ainsi à minimiser les émissions de gaz polluants et à atténuer les principales causes du réchauffement climatique.

Perspectives

Selon nos observations, de nombreux travaux demeurent nécessaires au-delà de cette thèse. On peut citer, par exemple :

- La diversification des sources renouvelables en ajoutant une pile à combustible afin d'améliorer l'autonomie du bâtiment.
- L'hybridation du système de stockage en ajoutant d'autres éléments de stockage tels qu'un volant d'inertie, qui serait alimenté en cas de surplus d'énergie au lieu d'utiliser des impédances de décharge.
- La réalisation d'une étude sur un cas réel après avoir dimensionné le système à l'aide d'outils appropriés tels que le logiciel Homer, qui permet d'optimiser la configuration même du système hybride.
- Le développement d'un algorithme de supervision favorisant l'utilisation d'une source ou d'une autre selon des critères prédéfinis tels que la fiabilité et le coût d'exploitation.
- La mise en place d'une stratégie de gestion du flux de puissance basée sur les prévisions météorologiques et les prédictions de la charge du bâtiment

==== *Annexes :* =====

Annexes

Annexe A :

Paramètres des principaux éléments du système hybride étudié.

1. Paramètres du panneau photovoltaïque

Le panneau photovoltaïque utilisé dans cette étude est le BP SX150. Ses caractéristiques électriques dans les conditions standard ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$) sont données dans le tableau suivant :

Paramètres	Valeurs
Puissance Maximale	150 W
La tension du PPM (V_{mp})	34.5V
Le courant du PPM (I_{mp})	4.35A
La tension du circuit ouvert (V_{oc})	43.5V
Le courant de court-circuit (I_{sc})	4.75A
Le coefficient de température du courant I_{sc}	$0.065 \pm 0.015\% / \text{Co}$
Le coefficient de Température de la tension V_{oc}	$-160 \pm 20 \text{ mV} / \text{Co}$
Le coefficient de température de la puissance	$-0.5 \pm 0.05\% / \text{Co}$
NOCT	$47 \pm 2 \text{ Co}$
Le nombre de cellules en série N_s	72

2. Paramètres de la génératrice synchrone à aimant permanent

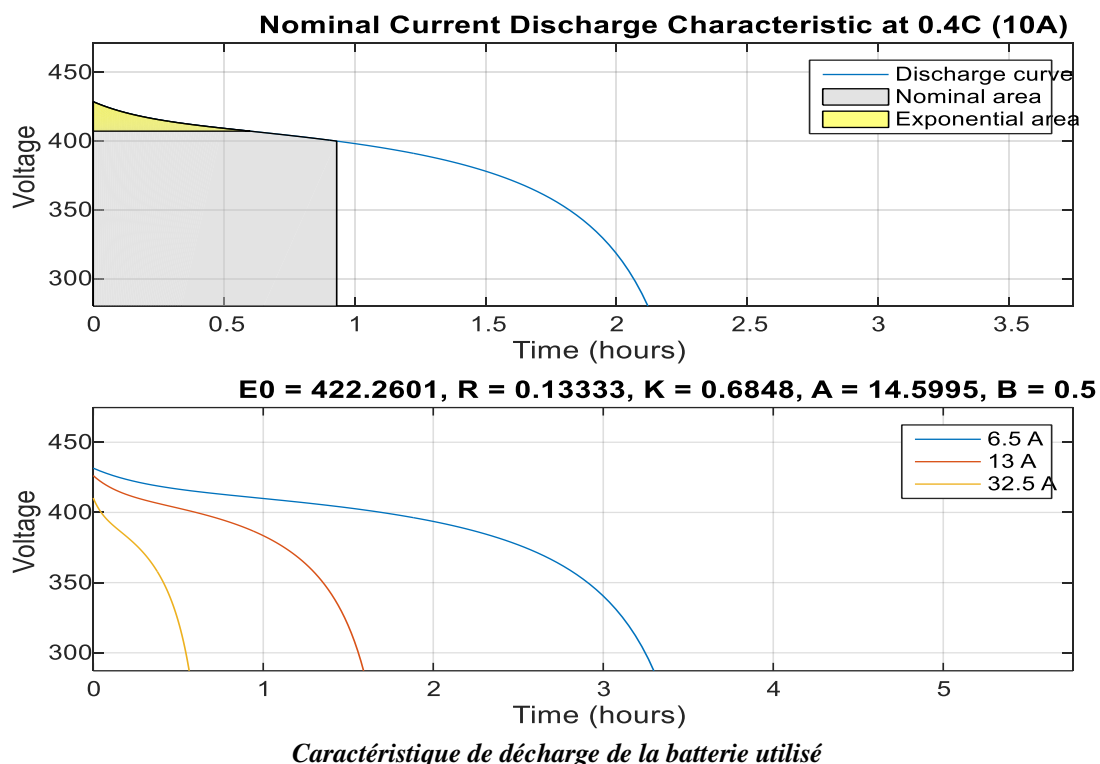
Paramètres	Valeurs
Le nombre de paires de pôles	3
La résistance statorique (R_s)	0.895 Ω
L'inductance directe (L_d) dans le repère (d, q)	0.0211 H
L'inductance en quadrature (L_q) dans le repère (d, q)	0.012 H
Le flux magnétique établi par l'aimant (Φ)	0.6194 Weber
Le moment d'inertie	0.00141 kg/m^2
Le coefficient de frottement (f)	0.001
La puissance nominal (P_n)	4 kW

3. Paramètres de la turbine

Paramètres	Valeurs
La masse volumique de l'air (ρ)	1.225 kg/m ³
Le nombre de pales	3
La longueur des pales	3 m
Le coefficient de puissance optimale (C_p)	0.48
La vitesse spécifique optimale (λ)	8.1

4. Paramètres de la batterie de stockage

Paramètres	Valeurs
Tension nominale	400 V
Capacité maximale (modifiée)	25 Ah
Résistance de la batterie R_{bat}	0.1333 Ω



Remarque : Les paramètres de la batterie (capacité maximale, courant nominal de décharge) ont été modifiés dans le but d'accélérer le processus de charge et de décharge de la batterie, ce qui nous a permis de simuler plusieurs scénarios en quelques secondes.

Annexes B :

Commande par mode de glissement de l'hacheur boost

Nous présentons dans cette annexe la commande par mode de glissement de la tension V_s de l'hacheur Boost, représenté dans la figure 2.7 du chapitre 2. Le courant interne I_{pv} de ce convertisseur est également contrôlé en utilisant la même technique de commande SMC dans une boucle en cascade.

En reprenant le modèle moyen de ce convertisseur donné par l'équation 2.9 du chapitre 2, on obtient le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \frac{dI_{pv}}{dt} = \frac{V_{pv}}{L} - \frac{(1-\alpha)}{L} V_s \\ \frac{dV_s}{dt} = \frac{(1-\alpha)}{C} I_{pv} - \frac{V_s}{RC} \end{cases} \quad (1)$$

Admettant que la commande est $U = (1-\alpha)$, pour des raisons de simplification, le système (1) devient :

$$\begin{cases} \frac{dI_{pv}}{dt} = \frac{V_{pv}}{L} - \frac{U}{L} V_s \\ \frac{dV_s}{dt} = \frac{U}{C} I_{pv} - \frac{V_s}{RC} \end{cases} \quad (2)$$

En commandant la tension $V_s = f(I_{pv})$ dans une boucle externe en fonction du courant d'entrée du hacheur, qui sera contrôlé à son tour dans une boucle interne $I_{pv} = f(U)$.

- Contrôle par mode de glissement du courant I_{pv} dans la boucle interne :

$$\dot{I}_{pv} = \frac{V_{pv}}{L} - \frac{U}{L} V_s \quad (3)$$

On choisit la surface de glissement S_i comme étant l'erreur du courant :

$$S_i = I_{pv} - I_{pv}^* \quad (4)$$

Si on suppose la fonction candidate de Lyapunov $F = \frac{1}{2} S_i^2$ définit positive

pour que $\dot{F} = S_i \dot{S}_i < 0$ donc $\dot{S}_i = -k_i S_i$ soit $\dot{F} = -k_i S_i^2 < 0$.

Donc :

$$\begin{aligned} \dot{I}_{pv} - I_{pv}^* &= -k_i S_i \\ \frac{V_{pv}}{L} - \frac{U}{L} V_s - I_{pv}^* &= -k_i S_i \end{aligned} \quad (5)$$

D'où la commande équivalente sera :

$$U_{eq} = \frac{L}{V_s} \left(\frac{V_{pv}}{L} + k_i S_i \right) \quad (6)$$

La commande par mode de glissement est : $U = U_{eq} + U_n$

$$U = \frac{L}{V_s} \left(\frac{V_{pv}}{L} + k_i S_i \right) + k'_i \cdot \text{sing}(S_i) \quad (7)$$

- La commande de la tension dans la boucle de régulation externe :

$$\frac{dV_s}{dt} = \frac{U}{C} I_{pv} - \frac{V_s}{RC} \quad (8)$$

La surface de glissement pour la commande de la tension est considérée l'erreur S_v :

$$S_v = V_s - V_s^* \quad \text{donc} \quad S_v \dot{=} V_s \dot{=} - \dot{V}_s^* \quad (9)$$

De la même manière : $\dot{S}_v = -k_v S_v$

$$\text{Donc} \quad S_v \dot{=} V_s \dot{=} - \dot{V}_s^* = \frac{U}{C} I_{pv} - \frac{V_s}{RC} - \dot{V}_s^* \quad (10)$$

La commande équivalente dans cette boucle est choisie comme étant le courant de référence I_{pv}^{ref} tel que :

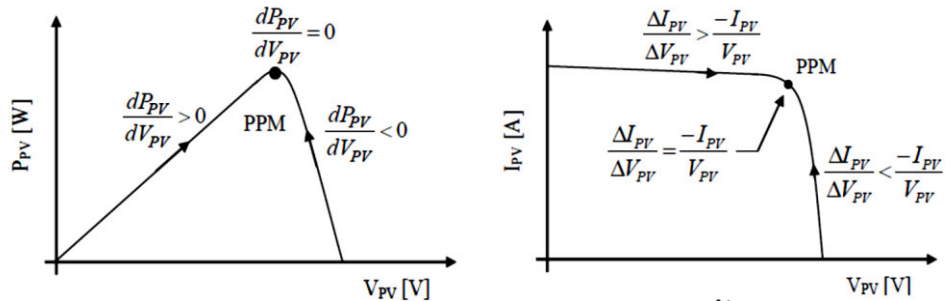
$$I_{pv}^{ref} = \frac{C}{U} \left(\frac{V_s}{RC} - k_v S_v \right) \quad (11)$$

La commande totale en mode de glissement est établie en ajoutant la commande non linéaire U_n :

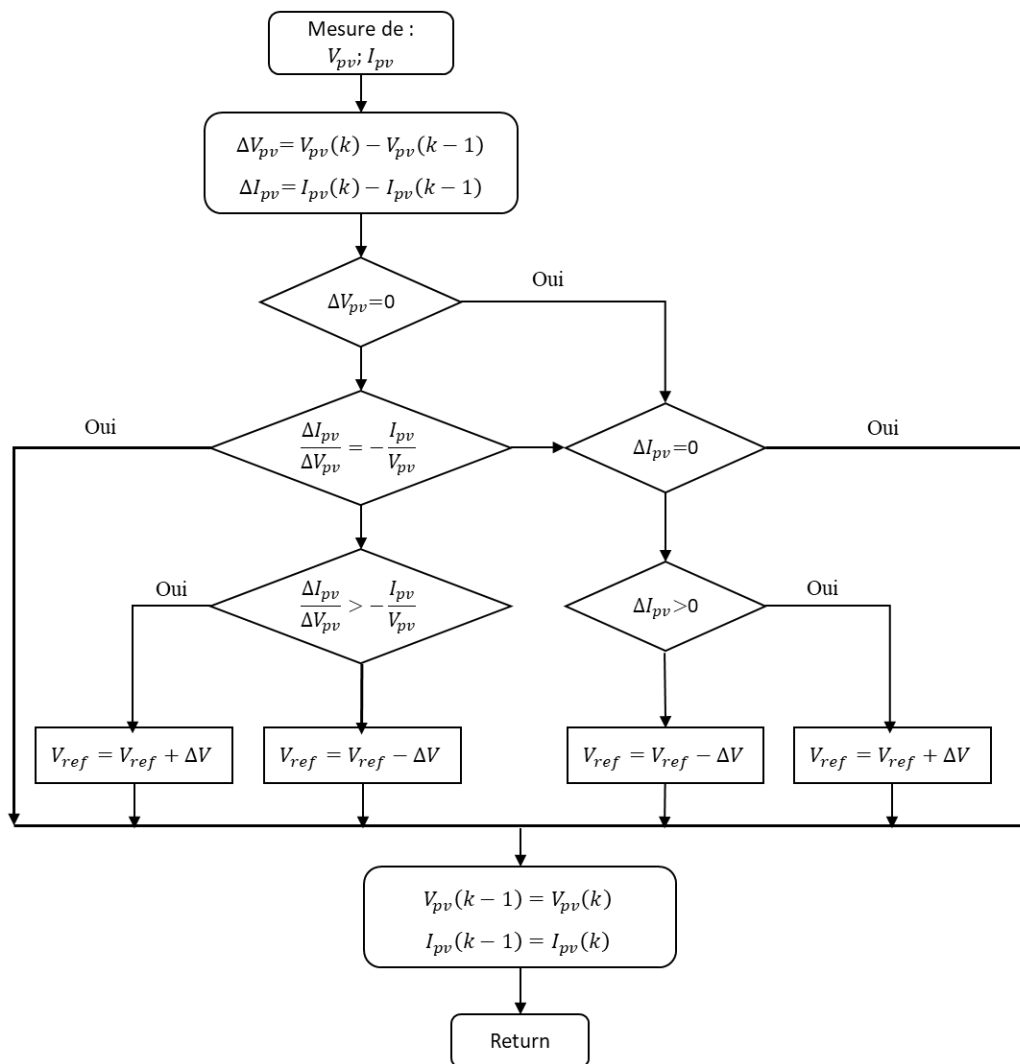
$$I_{pv}^{ref} = \frac{C}{U} \left(\frac{V_s}{RC} - k_v S_v \right) + k'_v \text{sing}(S_v) \quad (12)$$

Annexes C :

Algorithme de la commande MPPT basée sur la méthode Incrément de Conductance.



Positionnement du point de puissance maximal sur la caractéristique $P=f(v)$



Organigramme de la commande MPPT (méthode l'incrément de conductance)