



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

Republique Algerienne Democratique Et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

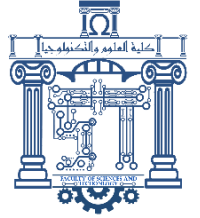
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة العربي التبسي - تبسة

Université Larbi Tébessi- Tébessa –

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie électrique



## MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de Master Académique

En : Automatique

Spécialité : Automatique et Système

Par :

Djedouani Safa  
Aouimeur Hafsia

Sujet

# COMMANDE PAR MODE GLISSANT FLOU D'UN SYSTEME DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE

Présenté et soutenu publiquement, le 14 /06 /2021, devant le jury composé de :

Mr khemassia Seddik  
Mr Thelaidjia Toufik  
Mr Kahla Sami  
Ms Yousfi Laatra

Prof  
MCB  
MRB  
MCB

Président  
Rapporteur  
Co-Rapporteur  
Examineur

Promotion : 2020/2021

## إهداء

إلى أمي التي كانت تدخر لي حبات البن لأنها تعلم أنني أعشق القهوة، إلى أمي التي كانت تخبئ لي كيسا بلاستيكيًا مملوء بحبات الطماطم و البطاطس كل نهاية أسبوع و أنا أرفض أن أحمله و بالرغم من ذلك تبقى مصرّة أن أخذه، إلى أمي التي كانت تقننم معي كل مصاريفها، إلى أمي التي لم تقرأ و ليس لها القدرة على فهم

مذكرتي و كتاباتي و التي أقسمت أن أبدء باسمها كل أعمالي احترامًا و إجلالًا لها

إلى أبي الأعلى من نفسي التي بين جوانحي، و أحبّ إليّ من روعي التي تسري في جسدي إلى سندي في هذه

الحياة إلّمن زرعنيّ طموحاً صار يدفعني نحو الأمام إلى مستقبل ناجح

إلى أبي الذي رسمني و أمي التي لونتني

إلى كل إخوتي و أخواتي من كان لهم بالغ الأثر في كثير من الصعاب و العقبات "خالد حسين يوسف مريم

عقيلة حلّمة فاطمة سمّية الضاوية"

إلى سندي و بهجة قلبي إلّقوتي و فرحتي و راحتي "عبد الجليل"

إلى صديقتي و رفيقتي دربي منذ الصغر أدامهم الله و حفظهم "شيماء سليبي شيماء برهوم"

إلى رفيقتي المشوار اللاتي قاسمتني لحظاته رعاهم الله و وفقهم "بسمة و فاطمة"

إلى كل من كان لهم أثر على حياتي و إلى كل من أحبهم قلبي و نسيهم قلبي

شكرا لكل من دعمني بكلمة طيبة أو بدعاء في ظهر الغيب أو بموقف

شكرا لكل من كان سندا و تمنى لي الخير و التوفيق

و لازالت الأحلام تتحقق

## *Dédicace*

*A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études, spécialement, à ma chère mère,*

*A ma belle sœur et mes chers frères pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral,*

*A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,*

*A ma BFF yassou,*

*Je vous dédie ce mémoire, merci d'être toujours là pour moi.*

*safa*

## *Remerciement*

*Après avoir rendu grâce à Dieu le tout puissant et le miséricordieux qui nous avoir donné le courage et la patience. Nous tenons à remercier vivement tous ceux qui de près et de loin ont participé à la rédaction de ce travail.*

*Nous remercions le co-encadreur de thèse Dr. KAHLA. S, docteur à centre de recherche en technologies industrielles d'Alger pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils et de tout en nous accordant sa confiance. Aussi, tous les remerciements et respect Dr. THELAIDJIA. T l'encadreur de travail, Docteur à l'université de Tébessa.*

*Nous remercions les membres du jury Pr. KHÉMAISSIA.S, professeur à l'université de Tébessa et Dr. YOUSFI.L, Docteur à l'université de Tébessa d'avoir accepté l'évaluation de ce travail.*

*Enfin, nous remercions nos familles et amis qui ont toujours été là pour nous. Leur soutien inconditionnel et leurs encouragements ont été d'une grande aide.*

## Liste des symboles et acronymes

### Symboles :

$v(t), v_s(t), v_t(t)$	Vitesse du vent totale, moyenne et turbulente [m/s]
$\rho$	Masse volumique de l'air [kg/m <sup>3</sup> ]
$I_t$	Intensité de la turbulence [-]
$L_t$	Longueur de la turbulence [m]
$A=\pi.R^2$	Surface balayée par les pales du rotor [m <sup>2</sup> ]
$R$	Rayon du rotor [m]
$P_v$	Puissance du vent [W]
$P_m$	Puissance mécanique [W]
$\Gamma_a$	Couple aérodynamique [Nm]
$\Gamma_{wt}$	Couple de la turbine [Nm]
$\Gamma_{ls}$	Couple ramené sur l'arbre lent [Nm]
$\Gamma_{hs}$	Couple ramené sur l'arbre rapide [Nm]
$\Gamma_{em}$	Couple électromagnétique de la génératrice [Nm]
$C_p$	Coefficient de puissance
$C_q$	Coefficient de couple
$C_{pmax}$	Limite de Betz du coefficient de puissance
$C_{popt}$	Coefficient de puissance optimal
$\lambda$	Vitesse spécifique
$\lambda_{opt}$	Vitesse spécifique optimale

## Liste des symboles

---

$\Omega_l$	Vitesse angulaire de l'arbre lent [rad/s]
$\Omega_h$	Vitesse angulaire de l'arbre rapide [rad/s]
$G$	Rapport de transmission du multiplicateur [-]
$J_r$	Inertie des masses du côté du rotor [Kg.m <sup>2</sup> ]
$J_g$	Inertie des masses du côté de la génératrice [Kg.m <sup>2</sup> ]
$J_t$	Inertie de la turbine ramenée sur l'arbre lent [Kg.m <sup>2</sup> ]
$J_{th\ s}$	Inertie de la turbine ramenée sur l'arbre rapide [Kg.m <sup>2</sup> ]
$K_{ls}$	Coefficient de frottements visqueux internes de l'arbre lent [-]
$K_r$	Coefficient de frottements visqueux externes du rotor [-]
$K_g$	Coefficient de frottements visqueux externes de la génératrice [-]
$K_t$	Coefficient de frottements externes de la turbine sur l'arbre lent [-]
$K_{th\ s}$	Coefficient de frottements externes de la turbine sur l'arbre rapide [-]
$B_{ls}$	Coefficient de torsion de l'arbre lent [-]
$i_s, i_r$	Courants du stator et du courant respectivement [A]
$i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}, i_{rq}$	Composantes (d, q) des courants du stator et du rotor [A]
$V_s, V_r$	Tensions du stator et du courant respectivement [V]
$V_{sd}, V_{sq}, V_{rd}, V_{rq}$	Composantes (d, q) des tensions du stator et du rotor [V]
$R_s, R_r$	Résistances du stator et du courant respectivement [ $\Omega$ ]
$L_s, L_r, L_m$	Inductances du stator, rotor et mutuelle [H]
$p$	Nombre de pôles

$S_{xx}(\omega)$  Densité spectrale de puissance du x

## Acronymes

CRO	Caractéristique de régime optimal
CSV	Commande à structure variable
FLC	Fuzzylogic control
GACE	Génératrice asynchrone à cage d'écureuil
GADA	Génératrice asynchrone à double alimentation
HCS	Hill Climb Control
MPPT	Maximum Power Point Tracking
OTC	Optimal torque control
PFO	Point de fonctionnement optimal
PI	Proportionnel Intégral
P&O	Perturbation & Observation
PSF	Power Signal Feedback
SCEE	Système de conversion d'énergie éolienne
SMC	Sliding mode control
TSR	Tip Speed Ratio

## Liste des tableaux

Tableau 2.1: Comparaison de l'algorithme MPPT décrit en fonction de différentes caractéristiques. ....	41
Tableau 4.1: Paramètres de SCEE de faible puissance (6 kW) équipé par GACE. ....	58



## Liste des figures

Figure 1.1: Composants d'une éolienne.....	5
Figure 1.2: Le modèle spectral de Van der Hoven de la vitesse du vent [13].....	8
Figure 1.3: Les spectres de Von Karman pour le sol lisse et différentes $v_s$ [13]. ....	9
Figure 1.4: Schéma simplifié pour la synthèse de la vitesse du vent. ....	9
Figure 1.5: Vitesse du vent non stationnaire. ....	10
Figure 1.6: Principe d'extraction de l'énergie cinétique du vent. ....	11
Figure 1.7: Vitesse spécifique du rotor. ....	12
Figure 1.8: Schéma du dispositif d'entraînement à deux masses [32]. ....	14
Figure 1.9: Modèle à une masse du dispositif d'entraînement ramené sur l'arbre lent. ....	16
Figure 1.10: Modèle à une masse du dispositif d'entraînement ramené sur l'arbre rapide. ....	18
Figure 1.11: Passage d'un système triphasé à un système diphasé.....	19
Figure 1.12: Dispositif d'entraînement rigide [41]. ....	22
Figure 1.13: Schémas d'un dispositif d'entraînement flexible [41]. ....	23
Figure 2.1: Stratégie de contrôle des éoliennes basée sur quatre régions de vitesse.....	27
Figure 2.2: MPPT avec la vitesse spécifique optimale (TSR). ....	30
Figure 2.3: MPPT avec le profil de puissance. ....	31
Figure 2.4: MPPT avec un couple optimal (Optimal torque control - OTC). ....	32
Figure 2.5: Organigramme de l'algorithme MPPT basé sur INC.....	34
Figure 2.6: Caractéristiques de la puissance de la turbine par rapport au courant $I_{dc}$ pour différentes vitesses de vent.....	35
Figure 2.7: MPPT basé sur la logique floue.....	37
Figure 2.8: MPPT basé sur un réseau neuronal (NN). ....	38
Figure 3.1: Commande par mode glissant floue pour MPPT.....	54
Figure 4.1: Schéma bloc de simulation de commande par mode glissant et mode glissant flou. ....	58
Figure 4.2: Changement d'échelon de la vitesse du vent.....	59
Figure 4.3: Coefficient de puissance $C_p(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant. ....	60
Figure 4.4: Vitesse de génératrice $\Omega_h(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et $\Omega_{hopt}(t)$ .....	60
Figure 4.5: Zoom sur la vitesse de génératrice $\Omega_h(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et $\Omega_{hopt}(t)$ .....	60
Figure 4.6: Vitesse spécifique $\lambda(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus le contrôleur par mode glissant. ....	61
Figure 4.7: Couple électromagnétique $T_{em}(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et $T_{emopt}(t)$ .....	61
Figure 4.8: Zoom sur le couple électromagnétique $T_{em}(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus le contrôleur par mode glissant et $T_{emopt}(t)$ . ....	61
Figure 4.9: Puissance mécanique en fonction de vitesse de la turbine $P_m(\Omega)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant. ....	62

Figure 4.10: Vitesse du vent stochastique à faible turbulence. ....	63
Figure 4.11: Coefficient de puissance $C_p(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant. ....	63
Figure 4.12: Vitesse de génératrice $\Omega_h(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et $\Omega_{hopt}(t)$ . ....	63
Figure 4.13: Zoom sur la vitesse de génératrice $\Omega_h(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et $\Omega_{hopt}(t)$ . ....	64
Figure 4.14: Vitesse spécifique $\lambda(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant. ....	64
Figure 4.15: Couple électromagnétique $T_{em}(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et $T_{emopt}(t)$ . ....	64
Figure 4.16: Zoom sur le couple électromagnétique $T_{em}(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et $T_{emopt}(t)$ . ....	65
Figure 4.17: Puissance mécanique en fonction de vitesse de la turbine $P_m(\Omega_l)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant. ....	65
Figure 4.18: Vitesse du vent stochastique à haute turbulence. ....	66
Figure 4.19: Coefficient de puissance $C_p(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant. ....	66
Figure 4.20: Vitesse de génératrice $\Omega_h(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et $\Omega_{hopt}(t)$ . ....	66
Figure 4.21: Zoom sur la vitesse de génératrice $\Omega_h(t)$ pour un contrôleur glissant flou versus glissant et $\Omega_{hopt}(t)$ . ....	67
Figure 4.22: Vitesse spécifique $\lambda(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant. ....	67
Figure 4.23: Couple électromagnétique $T_{em}(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et $T_{emopt}(t)$ . ....	67
Figure 4.24: Zoom sur le couple électromagnétique $T_{em}(t)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et $T_{emopt}(t)$ . ....	68
Figure 4.25: Puissance mécanique en fonction de vitesse de la turbine $P_m(\Omega_l)$ pour un contrôleur par mode glissant flou versus contrôleur par mode glissant. ....	68

## Résumé

Le travail actuel vise principalement à introduire un contrôle par mode glissant flou pour contrôler le couple électromagnétique d'un système de conversion d'énergie éolienne. Plusieurs études théoriques ont largement démontré l'efficacité de la commande par mode glissant. Cependant, lorsque le phénomène de chattering provoqué par la partie discontinue de la commande apparaît, ce qui peut avoir un effet négatif sur les actionneurs, le système est soumis à un contrôle élevé à tout instant pour assurer sa convergence vers l'état.

Pour surmonter ces problèmes, il est possible d'utiliser un contrôle par mode glissant à bande limite, qui consiste à remplacer la fonction de commutation par une fonction de saturation en combinant logique floue et mode glissant avec gain adaptatif pour produire un contrôle robuste. Lorsque la vitesse du vent est prise en compte, l'objectif est de maximiser le suivi des points de puissance éolienne tout en réduisant les charges mécaniques. Ce concept a le potentiel d'amener le système de conversion au point de fonctionnement optimal, résolvant ainsi le problème des composants commutés de la stratégie de commande de mode glissant standard. Les résultats obtenus sont comparés à ceux fournis par la stratégie de contrôle de mode glissant standard, démontrant que notre méthode peut assurer un meilleur comportement dynamique du système de conversion d'énergie éolienne.

### Mots clés :

Eolienne, modélisation, GACE, MPPT, Commande par Mode glissant, Logique floue, commande par mode glissant flou.

## ملخص:

يهدف العمل الحالي بشكل أساسي إلى إدخال التحكم في وضع الانزلاق الضبابي للتحكم في عزم الدوران الكهرومغناطيسي لنظام تحويل طاقة الرياح. أظهرت العديد من الدراسات النظرية بشكل واضح فعالية التحكم في وضع الانزلاق. ومع ذلك، عندما تظهر ظاهرة الترتة الناتجة عن الجزء المتقطع من عنصر التحكم، والتي يمكن أن يكون لها تأثير سلبي على المشغلات، يكون النظام تحت سيطرة عالية في جميع الأوقات لضمان تقاربها مع الحالة.

للتغلب على هذه المشكلات، من الممكن استخدام التحكم في وضع انزلاق النطاق المحدود، والذي يتضمن استبدال وظيفة التبديل بوظيفة التشبع من خلال الجمع بين المنطق الضبابي ووضع الانزلاق مع الكسب التكيفي لإنتاج تحكم قوي. عندما يتم أخذ سرعة الرياح في الاعتبار، يكون الهدف هو تعظيم تتبع نقاط طاقة الرياح مع تقليل الأحمال الميكانيكية. هذا المفهوم لديه القدرة على جلب نظام التحويل إلى نقطة التشغيل المثلى، وبالتالي حل مشكلة المكونات المحولة لاستراتيجية التحكم في وضع الانزلاق القياسي. تتم مقارنة النتائج التي تم الحصول عليها مع تلك المقدمة من خلال استراتيجية التحكم في وضع الانزلاق القياسي، مما يدل على أن طريقتنا يمكن أن تضمن سلوكاً ديناميكياً أفضل لنظام تحويل طاقة الرياح..

### الكلمات المفتاحية :

توربينات الرياح، SCEE، GACE، نمذجة، MPPT، التحكم في وضع الانزلاق SMC، المنطق الضبابي، التحكم في وضع الانزلاق.

## **Abstract:**

The current work is mainly aimed at introducing fuzzy sliding mode control to control the electromagnetic torque of a wind power conversion system. Several theoretical studies have amply demonstrated the effectiveness of control in sliding mode. However, when the chattering phenomenon caused by the discontinuous part of the control appears, which can have a negative effect on the actuators, the system is under high control at all times to ensure its convergence to the state. .

To overcome these problems, it's possible to use limit-band sliding mode control, which involves replacing the switching function with a saturation function by combining fuzzy logic and sliding mode with adaptive gain to produce robust control. When wind speed is taken into account, the goal is to maximize the tracking of wind power points while reducing mechanical loads. This concept has the potential to bring the conversion system to the optimum operating point, thereby solving the problem of the switched components of the standard sliding mode control strategy. The results obtained are compared with those provided by the standard sliding mode control strategy, demonstrating that our method can ensure better dynamic behaviour of the wind energy conversion system.

### **Keywords:**

Wind Turbine, SCIG, MPPT, Sliding Mode Control, Fuzzy Logic, Fuzzy Sliding Mode Control

# Table des matières

Liste des symboles et acronymes .....	i
Liste des tableaux .....	iv
Liste des figures .....	v
Résumé.....	vii
Table des matières .....	x
<b>Introduction générale.....</b>	<b>1</b>
<b>CHAPITRE I : MODELISATION D'UN SYSTEME DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE.....</b>	<b>3</b>
1. Introduction.....	4
2. Conception d'une éolienne .....	4
3. Aérodynamique d'éolienne.....	5
3.1 Modélisation de vent.....	5
3.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	10
4. Dispositif d'entraînement.....	14
4.1 Modèle à deux masses .....	14
4.2 Modèle à une masse.....	15
5. Modélisation de générateur électrique .....	18
5.1 Génératrice asynchrone à cage d'écureuil (GACE).....	18
6. Modélisation de dispositif d'entraînement.....	21
6.1 Dispositif d'entraînement rigide.....	21
6.2 Dispositif d'entraînement flexible .....	23
7. Conclusion .....	24
<b>CHAPITRE II : UN ETAT DE L'ART SUR LES ALGORITHMES MPPT CONVENTIONNELS ET AVANCES POUR LES SYSTEMES D'ENERGIE EOLIENNE.....</b>	<b>25</b>
1. Introduction.....	26
2. Différentes méthodes MPPT .....	29
2.1 Algorithme MPPT basé sur CPI .....	29
2.2 Algorithme MPPT basé sur CPD.....	32
2.3 Algorithme MPPT basé sur l'intelligence artificiel.....	36
3. Analyse comparative et discussion .....	40

4. Conclusion .....	42
<b>CHAPITRE III : COMMANDE PAR MODE GLISSANT FLOU D'UN SYSTEME DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE (SCEE) .....</b>	<b>44</b>
1. Introduction.....	45
2. Définition du mode glissant .....	45
3. Commande par mode glissant.....	46
4. Principe de base de la commande par mode glissant.....	47
4.1 Théorie de la commande par mode glissant.....	47
4.2 Contrôle par mode glissant d'un système SISO (Single input-Single output) .....	48
4.3 Contrôle par mode glissant d'un système MIMO (Multi input-Multi output) .....	48
5. Contrôle du mode glissant pour l'optimisation énergétique avec réduction des charges mécaniques .....	49
6. Commande par mode glissant flou d'un SCEE.....	53
7. Conclusion .....	55
<b>CHAPITRE IV : RESULTATS DES SIMULATIONS .....</b>	<b>56</b>
1. Cas étudiés .....	57
1.1 Changement d'échelon de la vitesse du vent.....	58
1.2 Vitesse du vent stochastique à faible turbulence .....	62
1.3 Vitesse du vent stochastique à haute turbulence.....	65
2. Conclusion .....	68
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>70</b>
<b>References .....</b>	<b>71</b>

## Introduction générale

L'énergie joue un rôle essentiel dans le développement des pays. L'augmentation rapide de la population et de l'urbanisation a entraîné une augmentation de la demande d'énergie dans le monde entier [1-2]. En raison de l'épuisement des combustibles fossiles, de nombreux pays ont du mal à combler l'écart entre l'offre et la demande. De plus, les combustibles fossiles ont un impact négatif important sur l'environnement, comme l'effet de serre [3]. La prise en compte de l'énergie dépend principalement de facteurs tels qu'énergie abordable, accessible et écologique. La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables est qualifiée de nécessaire et alternative pour les combustibles fossiles [4].

La conversion de l'énergie éolienne est la source d'énergie à la croissance la plus rapide parmi les nouvelles sources de production d'électricité dans le monde. Maintenant, l'énergie éolienne se développe rapidement en une source d'énergie principale dans de nombreux pays du monde, avec plus de 60 000 MW de capacité installée dans le monde. Dans le cadre d'une projection avancée de croissance de l'énergie éolienne, associée à des économies d'énergie ambitieuses, l'énergie éolienne pourrait fournir 29,1 % de l'électricité mondiale d'ici 2030 et 34,2 % d'ici 2050 [5]. Exploitation de l'énergie éolienne pour la production d'énergie électrique est un domaine d'intérêt de recherche et de nos jours, l'accent est mis sur l'utilisation rentable de cette énergie visant la qualité et la fiabilité de la fourniture d'électricité [6], [7]. Au cours des deux dernières décennies, des tailles d'éoliennes ont été développées de 20 kW à 2 MW, tandis que des éoliennes encore plus grandes sont en cours de conception. De plus, de nombreux concepts différents ont été développés et testés [8].

Au cours des dernières années, de nombreux chercheurs se sont concentrés sur le contrôle de des éoliennes à vitesse variable dans la littérature. Ces études ont débutés avec des contrôleurs classiques tels que le contrôleur proportionnel intégral (PI) pour contrôler le couple générateur [9] et le contrôleur linéaire quadratique gaussien (LQG) pour assurer un comportement dynamique optimal du SCEE autour du point de fonctionnement [10]. Malheureusement, les stratégies de contrôle ci-dessus nécessitaient un modèle linéaire dans lequel la robustesse par rapport aux incertitudes des systèmes ne peut être garantie en raison de la forte dynamique non linéaire des SCEE.

A cet égard, les contrôleurs de synthèse basés sur la stratégie de commande à structure variable ont été suggérés afin d'éviter les inconvénients ci-dessus. Les contrôleurs obtenus ont



la capacité de maximiser la puissance du générateur asynchrone et de superposer le suivi de la valeur de couple électromagnétique optimale [11]. Cependant, un inconvénient commun de ces stratégies apparaît dans l'étape de définition de composante de commutation. Pour éviter ce problème, plusieurs techniques ont été proposées pour réduire l'effet de la composante de commutation tel que la fonction tangente hyperbolique et d'autres lois de contrôle continu, dans lesquelles la fonction de signe est substituée [12]. Au cours des dernières années, le contrôle par logique floue (FLC) a été largement combiné avec l'approche conventionnelle pour contrôler les SCEE non-linéaires.

Notre travail va porter sur la modélisation le contrôle et la simulation d'une chaîne de conversion éolienne. Il sera réparti en quatre chapitres. Le premier chapitre a été consacré à la conception d'un système éolien et son principe de fonctionnement sont brièvement décrits, les concepts de base et les relations entre la vitesse du vent et la puissance capturée par les pales. Il présente aussi la modélisation de générateur électrique asynchrone.

Le deuxième chapitre portera sur le principe de fonctionnement de divers algorithmes MPPT et à discuter de leurs avantages et inconvénients. Nous avons décrit les algorithmes MPPT basés respectivement sur CPI et CPD, Nous avons également discuté d'autres algorithmes MPPT avancés. En outre, une présentation comparative des algorithmes MPPT sera discutée.

Le troisième chapitre concerne un rappel sur la théorie des systèmes à structure variable et comment l'efficacité énergétique peut être atteinte dans le fonctionnement des systèmes d'énergie éolienne au moyen du contrôle par mode glissant. Nous avons également combiné le contrôle de la logique floue et le contrôle par le mode glissant.

Enfin, le quatrième chapitre de ce mémoire constitue la performance de SCEE de faible puissance (6KW) par les contrôleurs par mode glissant et mode glissant flou dans les trois cas de vitesse du vent et une interprétation des résultats.

Dans la dernière partie, une conclusion résume l'ensemble des travaux présentés

# **CHAPITRE I : MODELISATION D'UN SYSTEME DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE**

## 1. Introduction

Le système de conversion d'énergie éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique à partir des pales de rotor, puis un générateur la transforme en énergie électrique. L'éolienne est composée des plusieurs principales parties responsables à la conversion d'énergie sa description est donnée dans ce chapitre. La conception d'un système éolien et son principe de fonctionnement sont brièvement décrits, on y présente les modèles mathématiques qui découlent des lois de la mécanique et de l'aérodynamique, avec la représentation à une ou à deux masses. Par conséquent, ce chapitre présente les concepts de base et les relations entre la vitesse du vent et la puissance capturée par les pales. Présente aussi la modélisation de générateur électrique asynchrone.

## 2. Conception d'une éolienne

Une éolienne est une machine qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie électrique ou mécanique. Il existe deux grandes familles d'éoliennes : les éoliennes à axe horizontal et les éoliennes à axe vertical. La configuration d'une éolienne à axe horizontal, face au vent, est représentée sur la Figure. 1.1.

Une éolienne de production d'électricité comprend trois composants majeurs:

- **La nacelle**

C'est le cœur de l'éolienne, elle contient les éléments de transmission mécanique entre le rotor et le générateur comprenant le multiplicateur et le système de freinage de sécurité ainsi que les équipements de mesures du vent. Elle est liée à la tour par une liaison de type pivot motorisée permettant de choisir son orientation et éventuellement de positionner l'éolienne au vent.

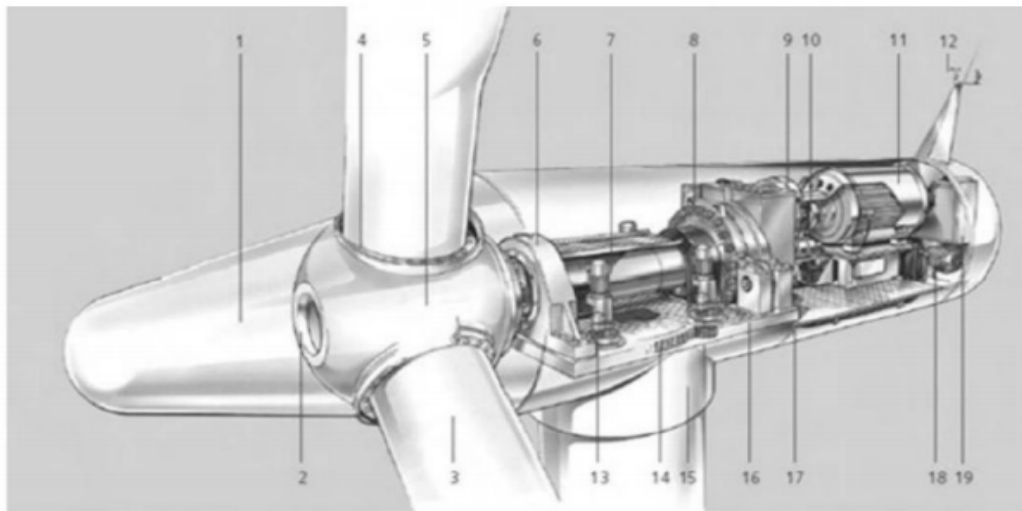
- **Le rotor**

Il permet de transférer une partie de la puissance du vent à l'arbre lent de l'éolienne. Son diamètre détermine la puissance qui pourra être récupérée. Il est composé d'un moyeu auquel sont accouplées des pales. Les matériaux entrants dans la composition des pales sont essentiellement à base de composites comme la fibre de verre, la fibre de carbone ou encore la résine d'époxy afin de résister aux nombreuses contraintes mécaniques (torsion et flexion)

ainsi qu'au phénomène d'abrasion auquel s'ajoute un phénomène de corrosion en milieu marin. Les pales peuvent être articulées sur leur axe totalement ou partiellement, ou encore être conçues afin de décrocher aérodynamiquement sous des vitesses de vent excessives.

- **La tour**

Bien que plusieurs types de tour existent suivant la puissance de l'éolienne (pylône en treillis métalliques, mât haubané, etc), la plupart des éoliennes de forte puissance sont conçues avec une tour autoporteuse en structure acier solidement ancrée à une fondation en béton ferraillé. Dans le cas des aérogénérateurs offshore, l'ancrage de la tour est assuré par un élément de transition immergé qui peut être de plusieurs types.



- |                             |  |  |
|-----------------------------|--|--|
| 1 cône du rotor             | 8 multiplicateur                                   | 15 tour                                  |
| 2 support cône du rotor     | 9 frein à disque                                   | 16 support de la nacelle                 |
| 3 pale                      | 10 couplage  | 17 chassis de la nacelle                 |
| 4 système de calage de pale | 11 génératrice                                     | 18 ventilateur de la génératrice         |
| 5 moyeu des pales           | 12 capteurs météorologiques : anémomètre/girouette | 19 système de refroidissement de l'huile |
| 6 palier principal          | 13 moteur d'orientation en lacet                   |  |
| 7 arbre lent                | 14 couronne d'orientation en lacet                 |  |

**Figure 1.1:** Composants d'une éolienne.

### 3. Aérodynamique d'éolienne

#### 3.1 Modélisation de vent

Les caractéristiques de la ressource éolienne sont importantes dans différents aspects de l'exploitation de l'énergie éolienne. La première étape dans chaque projet d'énergie éolienne

est l'identification des sites appropriés et la prédiction de la viabilité économique du projet éolien.

Le vent est très variable, à la fois dans l'espace et dans le temps. L'importance de cette variabilité devient critique puisqu'elle est amplifiée par la relation cubique de l'énergie disponible [13]. Les vitesses du vent définissent le fonctionnement de l'éolienne et sont mesurées couramment avec un anémomètre ou une station météorologique en (m/s) ou (km / h).

Les modèles habituels sont [14] :

- Distribution de Weibull.
- Distribution hybride de Weibull.
- Distribution de Rayleigh.

- **Distribution de Weibull**

C'est le modèle général qui décrit les variations de vitesse du vent. Ce modèle optimise la conception de la turbine pour minimiser les coûts de production d'électricité. Le coefficient de Weibull reflète la distribution des vitesses du vent et il est déterminé par la courbe de distribution de Weibull. La fonction de densité de probabilité de Weibull est donnée par [14]:

$$f(v) = k \cdot c^{-k} v^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1.1)$$

Où la densité de probabilité  $f(v)$  est la distribution de fréquence des vitesses mesurées,  $c$  est le paramètre d'échelle de Weibull, avec des unités égales aux unités de vitesse du vent,  $k$  est le paramètre de forme de Weibull sans unité,  $v$  est la vitesse du vent.

Les deux paramètres de Weibull  $k$  et  $c$  sont utilisés pour le calcul de la vitesse moyenne du vent  $\bar{v}$ . On utilise l'expression suivante [14]:

$$\bar{v} = c \cdot \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (1.2)$$

Où  $\Gamma$  est la fonction gamma.

- **Distribution hybride de Weibull**

La distribution Weibull hybride est utilisée lorsque la fréquence calme est supérieure ou égale à 15%. En général, cette proportion ne peut être négligée et doit être prise en compte lors de la caractérisation du site en termes de vent. Cette répartition est la suivante :

$$f(v) = (1 - ff_0) \cdot \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{pour } v > 0 \quad (1.3)$$

$$f(v) = ff_0 \quad \text{pour } v < 0 \quad (1.4)$$

Où  $ff_0$  est la fréquence calme.

- **Distribution de Rayleigh**

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull lorsque le facteur de forme  $k$  est égal à 2, sa densité de probabilité est donnée par:

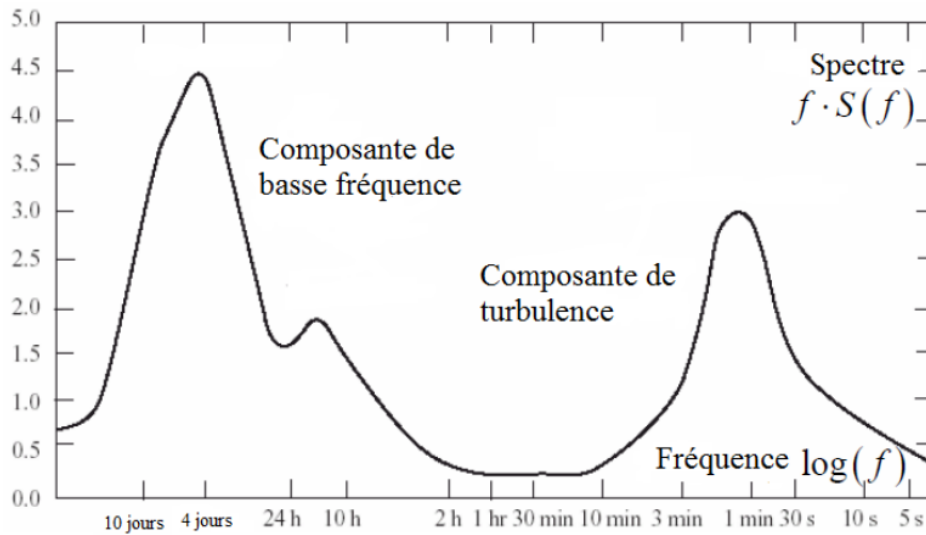
$$f(v) = 2 \cdot \frac{v}{c^2} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} \quad (1.5)$$

La dynamique du vent résulte de la combinaison de conditions météorologiques avec des caractéristiques particulières d'un site de vent donné. Ainsi, la vitesse du vent est modélisée dans la littérature comme un processus aléatoire non stationnaire, cédée en superposant deux composants [15]:

$$v(t) = v_s(t) + v_t(t) \quad (1.6)$$

Où  $v_s(t)$  est la composante de basse fréquence (décrivant à long terme, les variations de basse fréquence) et  $v_t(t)$  est la composante de turbulence (correspondant à des variations rapides et à haute fréquence). Les mêmes deux composantes peuvent également être identifiées dans le modèle de grande bande de Van der Hoven (Figure. 1.2). La pause spectrale d'environ 0,5 mHz permet de modéliser la composante de turbulence comme un processus aléatoire moyen nul.

La composante basse fréquence correspond aux variations très lentes de la vitesse du vent et caractérise le site du vent du point de vue énergétique. Il peut être modélisé comme une distribution Rayleigh (Equation (1.5)). La valeur de cette composante a influencé l'amplitude de la turbulence, mais son évolution n'est pas cruciale pour le comportement dynamique à court et à moyen terme du SCEE.



**Figure 1.2:**Le modèle spectral de Van der Hoven de la vitesse du vent [13].

Les variations rapides de la vitesse du vent (typiquement en dix minutes) sont modélisées par le composant de turbulence. Ceci est décrit mathématiquement comme une distribution normale moyenne nulle ayant un écart type,  $\epsilon$  en fonction de la valeur actuelle de la moyenne horaire  $v_s(t)$ . L'intensité de la turbulence est une mesure du niveau global de turbulence, dépend de la rugosité de la surface du sol et se définit comme suit:

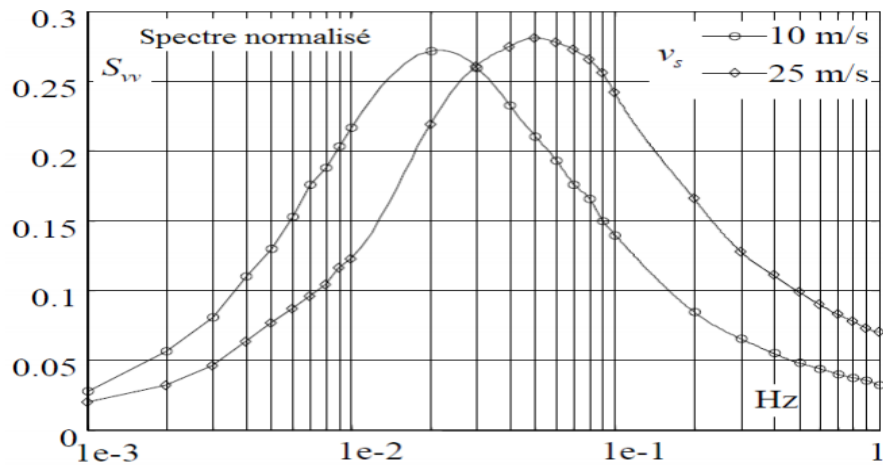
$$I_t = \frac{\epsilon}{v_s(t)} \tag{1.7}$$

La description mathématique des propriétés dynamiques de la turbulence,  $v_t(t)$ .est réalisée par une variété de modèles spectrales, dérivé de la théorie de la dynamique des fluides de Kolmogorov. Parmi ces modèles, le modèle de Von Karman est très populaire [13]; Il fournit l'expression de la densité spectrale de puissance de la vitesse du vent:

$$S_{vv}(\omega_v) = \frac{0.475 \epsilon^2 L / v_s}{[1 + (\omega_v L / v_s)^2]^{5/6}} \tag{1.8}$$

Où  $L$  est la longueur de turbulence, spécifique au site du vent (rugosité de surface), et  $\omega_v$  est la fréquence.

L'augmentation de la vitesse du vent de basse fréquence (moyenne),  $v_s$  et de la rugosité du sol, détermine la turbulence, c'est-à-dire une déviation spectrale de  $v_t(t)$  à grande fréquence (voir Figure. 1.3); De ce résultat, le caractère non stationnaire de cette composante.



**Figure 1.3:** Les spectres de Von Karman pour le sol lisse et différentes  $v_s$  [13].

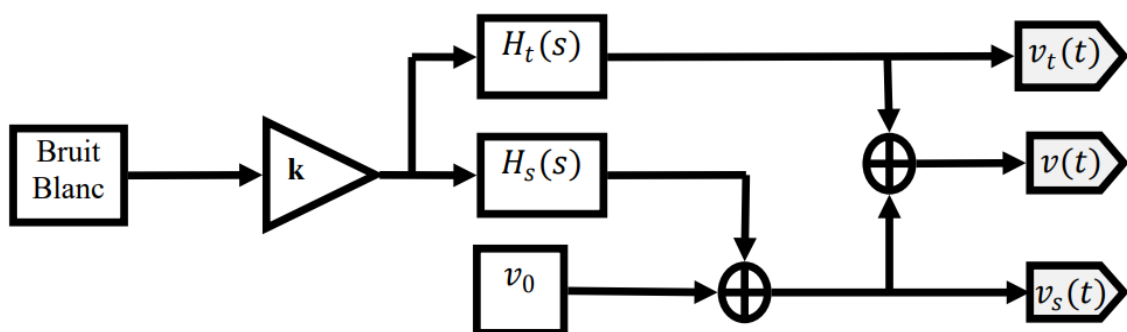
La composante de turbulence,  $v_t(t)$  est généralement synthétisée en alimentant un filtre de mise en forme approprié,  $H_t(j\omega_v)$ , avec un bruit blanc. Cette procédure est basée sur la relation fondamentale de la dynamique statistique des systèmes linéaires [16]:

$$S_{vv}(\omega_v) = S_{wn}(\omega_v) \cdot H_t(j\omega_v) \tag{1.9}$$

Où  $S_{wn}(\omega_v) = \text{constante}$  est la densité spectrale de puissance du bruit blanc. Étant un processus naturel, la réponse en fréquence du filtre a la forme suivante [17]:

$$H_t(j\omega_v) = \frac{K_F}{(1+j\omega_v T_F)^{5/6}} \tag{1.10}$$

Où les paramètres  $K_F$  et  $T_F$  dépendent de la vitesse du vent à basse fréquence:  $T_F = \frac{L}{v_s}$ .



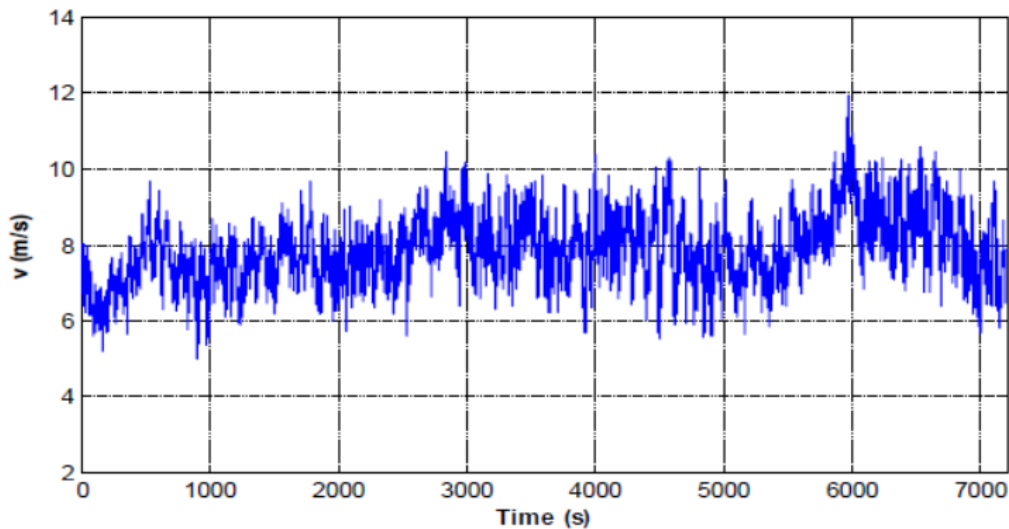
**Figure 1.4:** Schéma simplifié pour la synthèse de la vitesse du vent [4].

La vitesse du vent peut être synthétisée au moyen du diagramme de la Figure 1.4, où le signal d'entrée est un bruit blanc Gaussien de variance unitaire moyenne zéro. La valeur  $v_0$  est une moyenne quotidienne de la vitesse du vent et est constante pendant un temps de



simulation. Les conditions atmosphériques sont modélisées par  $k$  et  $v_0$ , alors que la rugosité du sol par les paramètres des deux filtres.

La simulation effectuée sur le schéma de la Figure .1.4, en utilisant  $H_t(s) = \frac{k_t}{T_{ts}+1}$  et  $H_s(s) = \frac{k_s}{T_{ss}+1}$  présente l'évolution de la vitesse du vent, calculée avec la procédure présentée ci-dessus, peut être vu à la Figure .1.5. Il couvre une plage de temps de 2 heures.



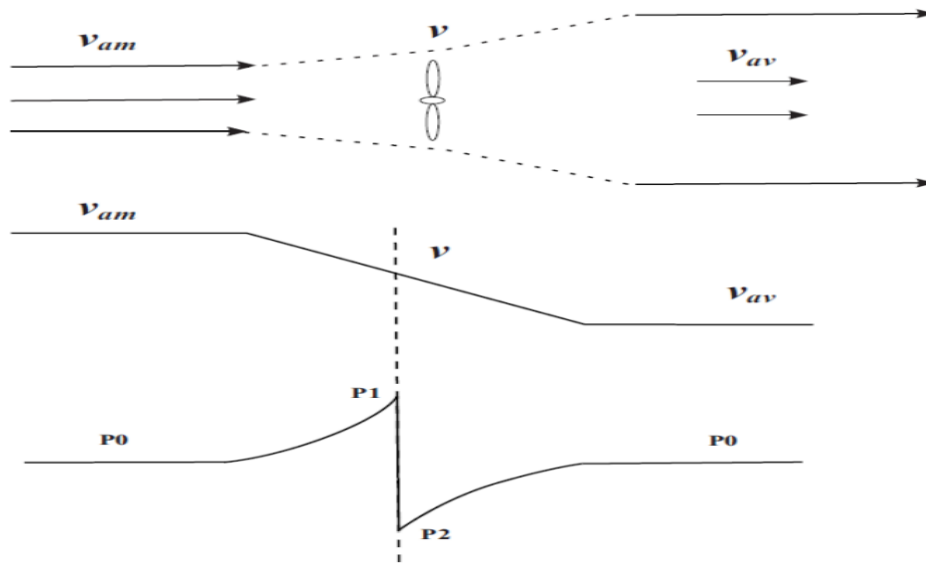
**Figure 1.5:** Vitesse du vent non stationnaire [4].

### 3.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent

Les pales de l'éolienne balayent le champ des vitesses du vent qui varie dans le temps et autour du disque rotorique, modifiant ainsi localement la pression et la vitesse de l'air. Décrivons brièvement l'échange d'énergie entre le vent et l'aéro-turbine.

Soit un tube d'air se déplaçant avec une vitesse exerce une pression statique  $P_0$  sur le rotor. La force du vent qui s'exerce sur la turbine est freinée graduellement. Sa vitesse décroît quand cette masse se rapproche du rotor, ce qui crée un élargissement du tube d'air. Ceci induit en amont une augmentation de la pression statique de l'air jusqu'à un maximum  $P_1$  en face du rotor (Figure. 1.6).

Une partie de l'énergie cinétique du vent est transformée en énergie potentielle pour produire cette augmentation de la pression. La pression chute ensuite pour atteindre une valeur  $P_2$  en dessous de la pression atmosphérique sur la face arrière du rotor [18].



**Figure 1.6:** Principe d'extraction de l'énergie cinétique du vent.

- **Puissance aérodynamique**

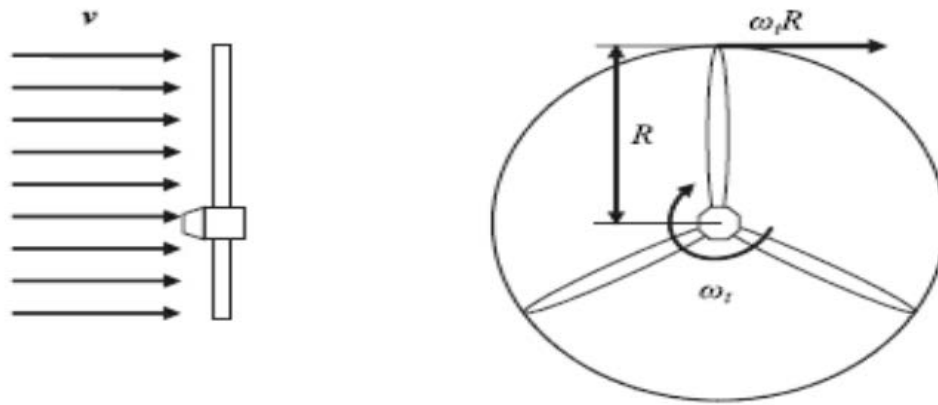
La puissance aérodynamique  $P_a$  extraite par le rotor en fonction du facteur de puissance  $C_p$  [19] est donnée par:

$$P_a = \frac{1}{2} \rho S v^3 C_p \tag{1.11}$$

Le paramètre  $C_p$  est sans dimension, il exprime la capacité de la turbine à extraire de l'énergie du vent. Ce paramètre caractéristique de l'éolienne est une fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$ , et du calage  $\beta$  et est appelé coefficient de puissance, on a

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v} \tag{1.12}$$

$\omega_t R$  : Désigne la vitesse tangentielle du bout de la pale, R étant le rayon de l'aire balayée par le rotor (Figure. 1.7).



**Figure 1.7:** Vitesse spécifique du rotor.

La puissance aérodynamique  $P_a$  est ainsi une fonction non linéaire de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation du rotor et de l'angle de calage:

$$P_a = \frac{1}{2} \rho S v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1.13)$$

Avec:

$S = \pi R^2$  : L'aire de la surface balayée par le rotor.

$\rho$  : La masse volumique de l'air.

- **Coefficient de puissance aérodynamique**

Le coefficient de puissance  $C_p(\lambda, \beta)$  dépend du nombre de pales du rotor et de leurs formes géométriques et aérodynamiques (longueur, profil des sections) [20]. Celles-ci sont conçues en fonction des caractéristiques d'un site, puissance nominale souhaitée, type de régulation (en pitch ou par décrochage) et du type de fonctionnement (à vitesse fixe ou variable).

$C_p(\lambda, \beta)$  peut être obtenu, par exemple, par des essais en soufflerie. Il se présente sous la forme d'une fonction non linéaire de  $\lambda$  et  $\beta$ , tabulée [21], décrite par une famille de polynômes ou des splines [22]. La limite supérieure théorique du coefficient de puissance  $C_{pmax}$  est fournie par la loi de Betz [23],

$$C_{pmax} = \frac{16}{27} \approx 0.5926 \quad (1.14)$$

En pratique, les frottements et la force de traînée réduisent cette valeur à environ 0.5 pour les éoliennes de grande taille. On peut aussi calculer une expression analytique de  $C_p(\lambda)$  pour

différentes valeurs de  $\beta$ . Une seule interpolation par rapport à  $\beta$  est alors suffisante. Pour un angle de calage  $\beta$  donné, l'expression analytique généralement utilisée est une régression polynômiale [24]:

$$C_p(\lambda) = \sum_{i=0}^{n_c} a_i \lambda^i \quad (1.15)$$

Winkelman [25] et Abdin [26] proposent une forme sinusoïdale, qui a été reprise par El Aimani dans [27]. Heier [28] suggère une expression plus complexe

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left( \frac{c_2}{\lambda} - c_3 \beta - c_4 \right) \exp\left(\frac{-c_5}{\lambda}\right) + c_6 \lambda \quad (1.16)$$

Où

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3}$$

- **Couple aérodynamique**

L'énergie cinétique du vent capturée par l'aéroturbine se transforme en énergie mécanique qui se traduit par un couple moteur  $T_a$  faisant tourner le rotor à une vitesse  $\omega_t$ . En termes de puissance, on peut écrire

$$P_a = T_a \omega_t \quad (1.17)$$

Où encore :

$$T_a = \frac{P_a}{\omega_t} \quad (1.18)$$

En substituant l'expression de  $P_a$  dans l'expression de  $T_a$  on peut réécrire l'expression du couple aérodynamique sous la forme :

$$T_a = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot v^2 \cdot R^3 \cdot C_\Gamma(\lambda) \quad (1.19)$$

Où

$$C_\Gamma(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (1.20)$$

$C_\Gamma(\lambda, \beta)$  est le coefficient du couple aérodynamique.

Ce coefficient est utile pour estimer la valeur du couple en différents points de fonctionnement.

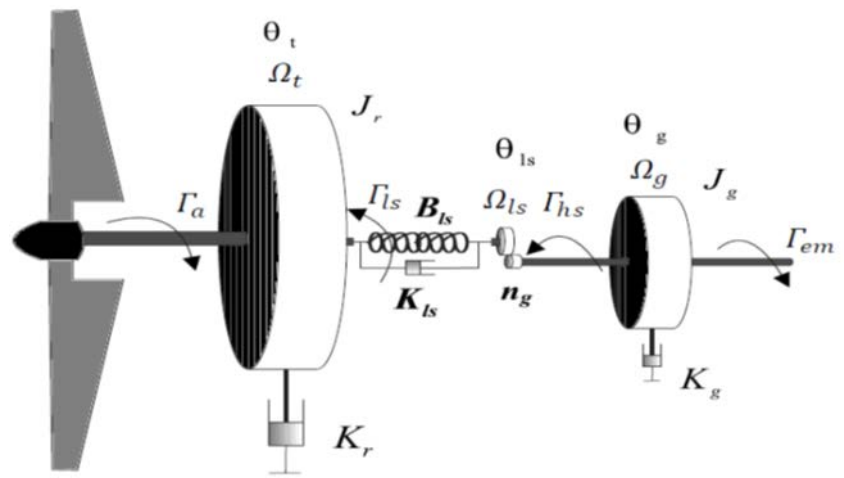
Comme  $C_p$ , il dépend de la vitesse du vent  $v$ , de la vitesse de rotation de la turbine  $\omega_t$  et de l'angle de calage. Il est aussi exprimé, le plus souvent, en fonction de  $\lambda$  et  $\beta$ .

## 4. Dispositif d'entraînement

Le dispositif d'entraînement est destiné à transformer la vitesse de rotation lente du côté rotor en une vitesse de rotation rapide du côté générateur. Ceci permet d'utiliser des générateurs de taille plus compacte.

### 4.1 Modèle à deux masses

Le modèle à deux masses pour le dispositif d'entraînement est très employé dans la Littérature [29], [30], [31]. Son schéma est illustré sur la Figure. 1.8.



**Figure 1.8:** Schéma du dispositif d'entraînement à deux masses [32].

Avec :

$J_r$	inertie des masses du côté du rotor	[kg. m <sup>2</sup> ]
$J_g$	inertie des masses du côté de la génératrice	[kg. m <sup>2</sup> ]
$K_{ls}$	coefficient de frottements sur l'arbre lent	[Nm/rad /s]
$K_r$	coefficient de frottements externes du rotor	[Nm/rad /s]
$K_g$	coefficient de frottements externes de la génératrice	[Nm/rad /s]
$B_{ls}$	coefficient de torsion sur l'arbre lent	[Nm/rad]
$\Gamma_{ls}$	couple de l'arbre lent	[Nm]
$\Gamma_{hs}$	couple de l'arbre rapide	[Nm]
$\Gamma_{em}$	couple électromagnétique de la génératrice	[Nm]
$\Omega_t$	vitesse du rotor	[rad/s]

$\Omega_{ls}$	vitesse de l'arbre lent	[rad/s]
$\Omega_g$	vitesse de la génératrice	[rad/s]
$n_g$	rapport de transmission du multiplicateur	

La dynamique du rotor est caractérisée par l'équation différentielle de premier ordre :

$$J_r \dot{\Omega}_t = \Gamma_a - \Gamma_{ls} - K_r \Omega_t \quad (1.21)$$

Le couple de l'arbre lent  $\Gamma_{ls}$  résulte des effets de torsion et de frottement dus à la différence entre  $\Omega_t$  et la vitesse de l'arbre lent  $\Omega_{ls}$ . Ce couple agit comme un couple de rupture sur le rotor.

$$\Gamma_{ls} = B_{ls} (\theta_t - \theta_{ls}) + K_{ls} (\Omega_t - \Omega_{ls}) \quad (1.22)$$

En utilisant le multiplicateur de vitesse  $G$ , le couple et la vitesse de l'arbre lent sont prévus pour générer un couple sur l'arbre rapide,

$$\Gamma_{hs} = \frac{\Gamma_{ls}}{G} \quad (1.23)$$

Car la vitesse et la position angulaire du générateur sont :

$$\begin{aligned} \theta_g &= G \cdot \theta_{ls} \\ \Omega_g &= G \cdot \Omega_{ls} \end{aligned} \quad (1.24)$$

Pratiquement, nous avons

$$\Gamma_{hs} = \frac{\Gamma_{ls}}{G} \quad (1.25)$$

Grâce à le multiplicateur de vitesse, la vitesse de l'arbre lent  $\Omega_{ls}$  est augmentée par le rapport multiplicateur de vitesse pour obtenir la vitesse  $\Omega_g$  du générateur, tandis que le couple de l'arbre lent  $\Gamma_{ls}$  est augmenté. Si nous supposons un multiplicateur de vitesse idéale avec un rapport, on peut écrire ce qui suit :

$$G = \frac{\Gamma_{ls}}{\Gamma_{hs}} = \frac{\Omega_g}{\Omega_{hs}} = \frac{\theta_g}{\theta_{hs}} \quad (1.26)$$

Le générateur est entraîné par le couple de l'arbre rapide  $\Gamma_{hs}$  et freiné par le couple électromagnétique  $\Gamma_{em}$ . Sa dynamique est donnée comme suit :

$$J_g \dot{\Omega}_g = \Gamma_{hs} - K_g \Gamma_g - \Gamma_{em} \quad (1.27)$$

#### 4.2 Modèle à une masse

Dans le cas des grandes éoliennes, l'arbre lent du dispositif d'entraînement peut être considéré comme parfaitement rigide. Le modèle à deux masses décrit au paragraphe

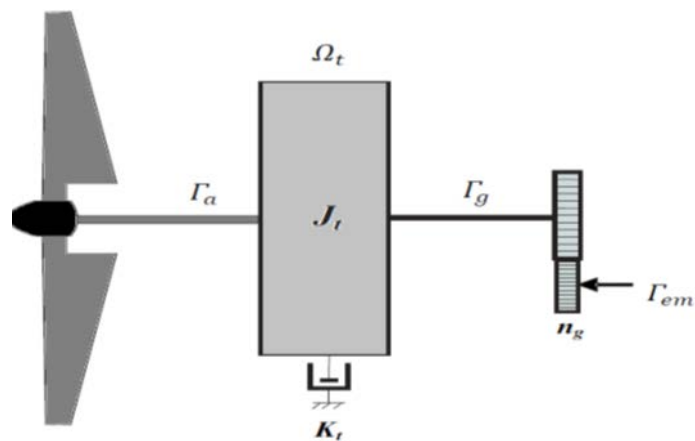
précédent peut alors se ramener à un modèle à une masse ; constitué d'une seule inertie [33], [34] et d'un seul coefficient de frottement regroupant tous les coefficients de frottements externes, moyennant certaines hypothèses :

- Les arbres de transmission sont parfaitement rigides,
- Le multiplicateur de vitesse est idéal,
- L'inertie de la génératrice  $J_g$  peut être négligée devant celle de la turbine  $J_r$  ou ramenée du côté de l'arbre lent.

En effet, l'inertie du multiplicateur et celle de la génératrice peuvent être, en première approximation, négligées devant celle du rotor. Elles représentent en moyenne entre 5% et 10% de l'inertie de la turbine [22]. Selon Leithead [35], cette conception peut omettre certaines propriétés du couplage mécanique, car elle ne prend pas en compte la flexibilité du dispositif d'entraînement.

**- Modèle à une masse ramenée sur l'arbre lent**

Dans la plupart des modèles à une masse, l'inertie de la turbine est ramenée sur l'arbre lent [20], [33], [34], [36].



**Figure 1.9:** Modèle à une masse du dispositif d'entraînement ramené sur l'arbre lent.

Puisque l'arbre lent est infiniment rigide (coefficient de torsion sur l'arbre lent  $B_{ls}$  est infini), alors:

$$\theta_t = \theta_{ls} \text{ et } \Omega_t = \Omega_{ls} \tag{1.28}$$

On obtient

$$G = \frac{\Gamma_{ls}}{\Gamma_{hs}} = \frac{\Omega_g}{\Omega_t} = \frac{\theta_g}{\theta_t} \quad (1.29)$$

$$\begin{aligned} J_r \dot{\Omega}_t &= \Gamma_a - G \cdot \Gamma_{hs} - K_r \Omega_t \\ G \cdot J_g \dot{\Omega}_t &= \Gamma_{hs} - G \cdot K_g \Omega_t - \Gamma_{em} \end{aligned} \quad (1.30)$$

En multipliant la seconde expression de l'équation (1.30) et en sommant membre à membre les deux équations, on obtient:

$$J_t \dot{\Omega}_t = \Gamma_a - K_t \Omega_t - \Gamma_g \quad (1.31)$$

Avec

$$J_t = J_r + G^2 J_g \quad (1.32)$$

$$K_t = K_r + G^2 K_g \quad (1.33)$$

$$\Gamma_g = G \cdot \Gamma_{em} \quad (1.34)$$

$J_t$ ,  $K_t$  et  $\Gamma_g$  sont respectivement l'inertie, le coefficient de frottements externes de la turbine et le couple électromagnétique de la génératrice ramenés du côté de l'arbre lent.

L'inertie de la génératrice ramenée sur l'arbre lent est très souvent négligée devant celle du rotor. Ce modèle est généralement utilisé dans la commande de l'aéroturbine.

Le modèle à une masse du dispositif d'entraînement est illustré sur la Figure. 1.9.

### - Modèle à une masse ramenée sur l'arbre rapide

Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale constituée de l'inertie de la génératrice et de celle de la turbine rapportées sur l'arbre rapide (arbre de la génératrice) [27], comme représenté sur la Figure. 1.10. Nous utilisons les mêmes hypothèses pour le modèle réduit à arbre bas, les équations devenues:

$$\frac{J_r}{G} \dot{\Omega}_g = \Gamma_a - G \Gamma_{ls} - \frac{K_r}{G} \Gamma_g \quad (1.35)$$

$$J_g \dot{\Omega}_g = \Gamma_{hs} - K_g \Omega_g - \Gamma_{em} \quad (1.36)$$

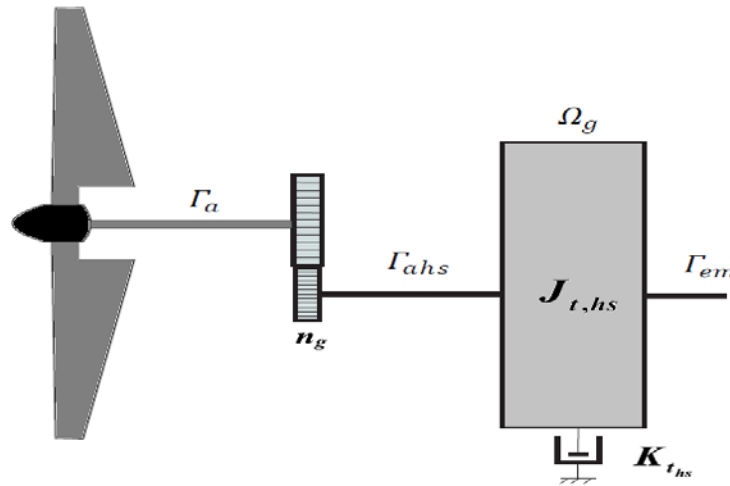
En divisant l'équation de (1.34) par  $G$  et en sommant les deux équations (1.35) et (1.38), on obtient :

$$J_{t_{hs}} \dot{\Omega}_g = \Gamma_{a_{hs}} - K_{t_{hs}} \Omega_g - \Gamma_{em} \quad (1.37)$$



Avec

$$\begin{cases} J_{t,hs} = J_g + \frac{J_r}{G^2} \\ K_{t,hs} = K_g + \frac{K_r}{G^2} \\ \Gamma_{a,hs} = \frac{\Gamma_a}{G} \end{cases} \quad (1.38)$$



**Figure 1.10:** Modèle à une masse du dispositif d’entraînement ramené sur l’arbre rapide.

Où  $J_{t,hs}$ ,  $K_{t,hs}$  et  $\Gamma_{a,hs}$  sont l’inertie, le coefficient de frottements externes de la turbine et le couple aérodynamique ramenés du côté de l’arbre rapide. L’inertie de la génératrice est très faible par rapport à l’inertie de la turbine.

Le modèle à une masse ramené sur l’arbre rapide est généralement utilisé dans la commande de la génératrice.

## 5. Modélisation de générateur électrique

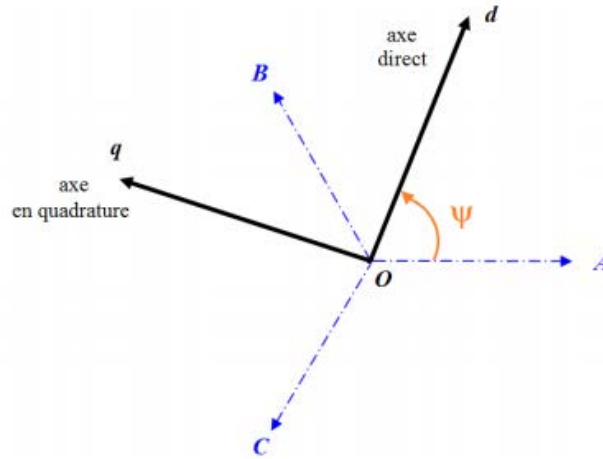
Les générateurs électriques sont des systèmes qui produisent l’énergie électrique en partant d’une autre forme d’énergie dans la partie puissance. Il peut être soit synchrone, soit asynchrone.

### 5.1 Génératrice asynchrone à cage d’écureuil (GACE)

Le générateur asynchrone est beaucoup plus rare que l’alternateur, mais on le trouve dans quelques applications de puissance limitée comme les microcentrales hydrauliques, il occupe surtout la plus grande part du marché des éoliennes, le plus souvent avec des machines à cage d’écureuil pour les puissances modestes, mais aussi avec des machines à rotor bobiné pour les installations plus importantes [37].

### 5.1.1 Transformation de Park

La transformée de Park est un outil mathématique utilisé en électrotechnique, et en particulier pour la commande vectorielle, afin de modéliser un système triphasé grâce à un modèle diphasé. Il s'agit d'un changement de repère. Les deux premiers axes dans la nouvelle base sont traditionnellement nommés d, q. Les grandeurs transformées sont généralement des courants, des tensions ou des flux [38].



**Figure 1.11:** Passage d'un système triphasé à un système diphasé.

$$I_{dq0}(\theta) = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (1.39)$$

La transformation de Park modifiée est pour la conservation de l'énergie, la puissance et le couple électromagnétique. Notre système de grandeurs triphasées est équilibrée (déphasage :  $\frac{2\pi}{3}$  amplitude :  $A_a=A_b=A_c=A$ ), alors :

$$I_{dq0}(\theta) = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (1.40)$$

Et le même par rapport à la tension.

$$\text{Donc on définit : } i_s = \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix}, i_r = \begin{bmatrix} i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix}, V_s = \begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix}, V_r = \begin{bmatrix} V_{rd} \\ V_{rq} \end{bmatrix}$$

Où

$i_s, i_r$  : courants de stator et rotor dans le repère (d,q) respectivement.

$V_s, V_r$  : tensions de stator et rotor dans le repère (d,q) respectivement.

$\theta$  : L'angle.

La matrice inverse :

$$I_{abc}(\theta) = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (1.41)$$

Le couple électromagnétique de la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) est exprimé dans le repère de Park (d, q) comme [39]:

$$\Gamma_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot L_m \cdot (i_{sq} \cdot i_{rd} - i_{rq} \cdot i_{sd}) \quad (1.42)$$

Avec  $p$  le nombre de paires de pôles,  $L_m$  est l'inductance mutuelle,  $i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}$  et  $i_{rq}$  sont les composantes (d, q) du courant du stator et du rotor, respectivement, obtenues en intégrant les équations différentielles suivantes:

$$\begin{cases} \frac{di_{sd}}{dt} = \frac{V_{sd}}{L_s} - \frac{R_s}{L_s} \cdot i_{sd} - \frac{L_m}{L_s} \cdot \frac{di_{rd}}{dt} + \omega_s \cdot (i_{sq} + \frac{L_m}{L_s} \cdot i_{rq}) \\ \frac{di_{sq}}{dt} = \frac{V_{sq}}{L_s} - \frac{R_s}{L_s} \cdot i_{sq} - \frac{L_m}{L_s} \cdot \frac{di_{rq}}{dt} - \omega_s \cdot (i_{sd} + \frac{L_m}{L_s} \cdot i_{rd}) \\ \frac{di_{rd}}{dt} = \frac{V_{rd}}{L_r} - \frac{R_r}{L_r} \cdot i_{rd} - \frac{L_m}{L_r} \cdot \frac{di_{sd}}{dt} + (\omega_s - \omega) \cdot (i_{rq} + \frac{L_m}{L_r} \cdot i_{sq}) \\ \frac{di_{rq}}{dt} = \frac{V_{rq}}{L_r} - \frac{R_r}{L_r} \cdot i_{rq} - \frac{L_m}{L_r} \cdot \frac{di_{sq}}{dt} - (\omega_s - \omega) \cdot (i_{rd} + \frac{L_m}{L_r} \cdot i_{sd}) \end{cases} \quad (1.43)$$

Où

$\omega = p \cdot \Omega_h$  est la vitesse en radians par seconde (où  $\Omega_h$  est la vitesse de rotation du générateur),  $\omega_s = d\theta_s/dt$  (rad/s) est la fréquence du champ du stator,  $R_s, R_r$  sont les résistances du stator et du rotor,  $L_s, L_r$  sont les inductances du stator et du rotor;

$V_{sd}, V_{rd}, V_{sq} = V_{rq} = 0$  sont les composantes de tension du stator et du rotor, respectivement dans le repère (d, q);  $\Phi_{rd} = L_r \cdot i_{rd}$ ,  $\Phi_{rq} = L_r \cdot i_{rq}$  sont les composantes (d, q) du flux du rotor.

En adoptant la notation

$$\begin{cases} x = [x_1(t) & x_2(t) & x_3(t) & x_4(t)]^T = [i_{sd} & i_{sq} & i_{rd} & i_{rq}]^T \\ u = [V_{sd} & V_{sq} & V_{rd} & V_{rq}]^T \end{cases} \quad (1.44)$$

Le modèle d'état de GADA peut être présenté comme un modèle de quatrième ordre:

$$\begin{cases} \dot{x} = A(\Omega_h).x + B.u \\ y \equiv \Gamma_{em} = \frac{3pL_m}{2}(x_2x_3 - x_1x_4) \end{cases} \quad (1.45)$$

Où  $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$  et

$$\left\{ \begin{array}{l} A(\Omega_h) = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{\sigma L_s} & \omega_s + \frac{p\Omega_h L_m^2}{\sigma L_s L_r} & \frac{L_m R_r}{\sigma L_s L_r} & \frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_s} \\ -\omega_s + \frac{p\Omega_h L_m^2}{\sigma L_s L_r} & -\frac{R_s}{\sigma L_s} & -\frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_s} & \frac{L_m R_r}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{L_m R_s}{\sigma L_s L_r} & -\frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_r} & -\frac{R_r}{\sigma L_r} & \omega_s - \frac{p\Omega_h}{\sigma} \\ \frac{p\Omega_h L_m}{\sigma L_r} & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} & \frac{p\Omega_h}{\sigma} - \omega_s & -\frac{R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \\ B = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} & 0 \\ 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad (1.46)$$

Dans le cas de notre modèle (Génératrice asynchrone à cage d'écureuil (GACE)), en définissant  $V_{rd} = V_{rq} = 0$ , on obtient les vecteurs suivants :

$$\begin{cases} x = [x_1(t) & x_2(t) & x_3(t) & x_4(t)]^T = [i_{sd} & i_{sq} & i_{rd} & i_{rq}]^T \\ u = [V_{sd} & V_{sq}]^T \end{cases} \quad (1.47)$$

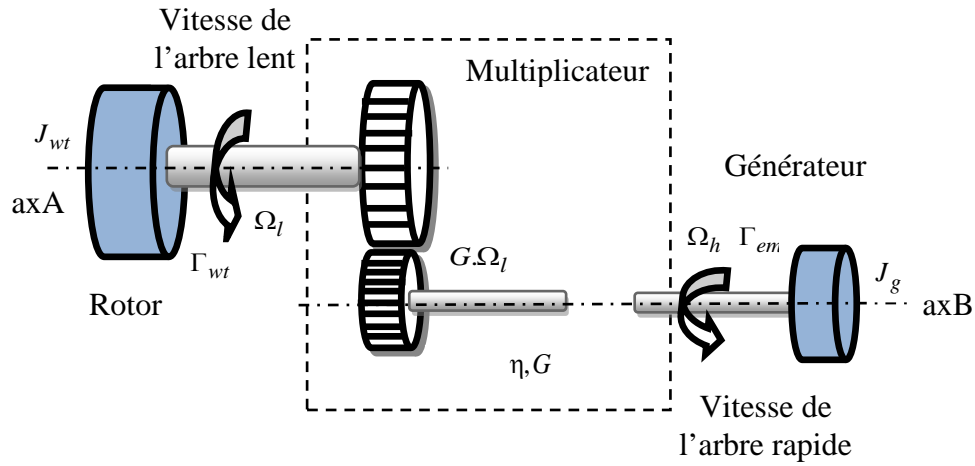
Avec la matrice  $A(\Omega_h)$  est la même que la matrice de MADA et :

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & \frac{-L_m}{\sigma L_s L_r} \end{bmatrix} \quad (1.48)$$

## 6. Modélisation de dispositif d'entraînement

### 6.1 Dispositif d'entraînement rigide

L'élément principal d'un train d'entraînement rigide est le multiplicateur de vitesse à couplage rigide à un étage, de rapport  $G$  (fixe) et d'efficacité  $\eta$  (Figure 1.12). Dans ce cas, le modèle consiste en une équation de mouvement du premier ordre, rendue soit à la vitesse de l'arbre lent, soit à la vitesse de l'arbre rapide [40].



**Figure 1.12:** Dispositif d'entraînement rigide [41].

En raison du multiplicateur de vitesse, le générateur subit un couple  $G$  fois réduit et une vitesse  $G$  fois augmentée,  $\Omega_h = G \cdot \Omega_l$ ; l'inertie équivalente du système est réduite lorsqu'elle est rendue au niveau de l'arbre à grande vitesse,  $J_h$  [40]. Selon les hypothèses de modélisation précédemment énoncées, la dynamique du SCEE peut être exprimée rendue au l'arbre rapide (HSS) ou au l'arbre lent (LSS) sous deux formes équivalentes [17-15]:

$$J_h \cdot \frac{d\Omega_h}{dt} = \frac{\eta}{G} \cdot \Gamma_{wt}(\Omega_l, v) - \Gamma_G(\Omega_l, c) \quad (1.49)$$

$$J_l \cdot \frac{d\Omega_l}{dt} = \Gamma_{wt}(\Omega_l, v) - \frac{G}{\eta} \cdot \Gamma_G(\Omega_h, c) \quad (1.50)$$

Où

$\Gamma_{wt}(\Omega_l, v)$  est le couple aérodynamique, paramétré par la vitesse du vent  $v$ .

$\Gamma_G(\Omega_h, c)$  est le couple électromagnétique, paramétré par un générique appelé variable de charge, notée  $c$ .

$J_h, J_l$  sont des inerties rendues respectivement en HSS et LSS, calculées comme

$$J_h = (J_1 + J_{wt}) \cdot \frac{\eta}{G^2} + J_2 + J_g \quad (1.51)$$

$$J_l = J_{wt} + J_1 + (J_g + J_2) \cdot \frac{G^2}{\eta} \quad (1.52)$$

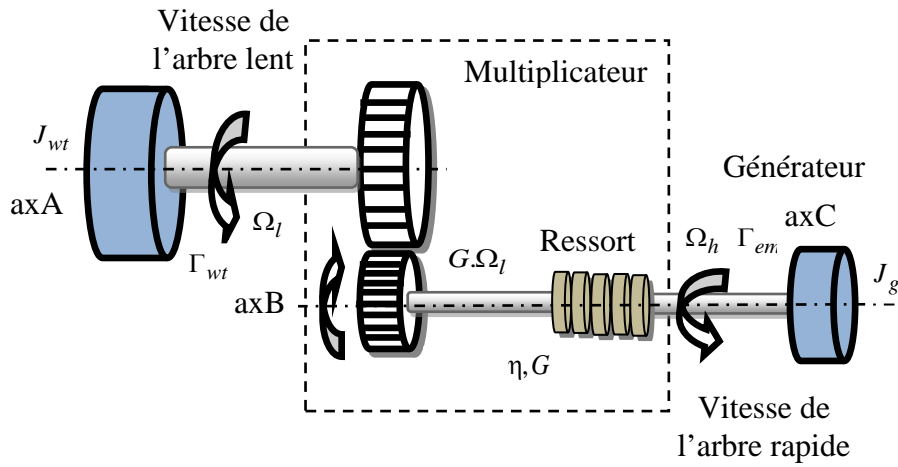
Où

$J_1, J_2$  sont les inerties des engrenages multiplicateurs;

$J_{wt}, J_g$  sont respectivement les inerties du rotor de turbine et du générateur électrique.

### 6.2 Dispositif d'entraînement flexible

Les éléments d'un dispositif d'entraînement flexible sont représentés sur la Figure 1.14.



**Figure 1.13:** Schémas d'un dispositif d'entraînement flexible [41].

À la différence de l'accouplement rigide, les deux parties de l'arbre à grande vitesse, axB et axC sur la Figure 1.14, tournent maintenant à des vitesses différentes, respectivement  $G \cdot \Omega_l$  et  $\Omega_h$ , où  $G$  est le rapport de transmission de la boîte de vitesses. Les variations d'énergie élastique donnent une nouvelle variable d'état, le couple interne,  $\Gamma$ . En désignant par  $J_g$  l'inertie de axC et par  $J_B$  l'inertie de axB, on retient que

$$J_B = \eta / G^2 \cdot J_{wt}$$

Où  $\eta$  est le rendement de la transmission et  $J_{wt}$  est l'inertie de l'arbre à vitesse lent. Le modèle de transmission flexible est composé d'équations de mouvement axB et axC et de la dynamique du couple interne [40]:

$$\begin{cases} \dot{\Omega}_l = 1/J_{wt} \cdot \Gamma_{wt} - G/(J_{wt} \cdot \eta) \cdot \Gamma \\ \dot{\Omega}_h = 1/J_g \cdot \Gamma - 1/J_g \cdot \Gamma_G \\ \dot{\Gamma} = K_s \cdot (G \cdot \Omega_l - \Omega_h) + B_s \cdot (G \cdot \dot{\Omega}_l - \dot{\Omega}_h) \end{cases} \quad (1.53)$$

Enfin, il en résulte un modèle linéaire du troisième ordre, ayant  $x = [\Omega_l \quad \Omega_h \quad \Gamma]^T$  comme états,  $u = [\Gamma_{wt} \quad \Gamma_G]^T$  comme entrées et  $y = [\Omega_l \quad \Omega_h]^T$  comme sorties:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{\mathbf{x}} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -\frac{1}{G.J_B} \\ 0 & 0 & \frac{1}{J_g} \\ G.K_s & -K_s & -B_s \cdot \left( \frac{1}{J_B} + \frac{1}{J_g} \right) \end{bmatrix} \cdot \mathbf{x} + \begin{bmatrix} \frac{1}{J_{wt}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{J_g} \\ \frac{G.B_s}{J_{wt}} & \frac{B_s}{J_g} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{u} \\ \mathbf{y} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{x} \end{array} \right. \quad (1.54)$$

Où  $K_s$  et  $B_s$  sont respectivement la rigidité et les coefficients d'amortissement du ressort [40].

## 7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation du système de conversion d'énergie éolienne, nous nous sommes intéressés à la modélisation des différents constituants du système éolien. En effet, les modèles analytiques des différents constituants du système éolien ont été établis à savoir le profil du vent appliqué, le dispositif d'entraînement, ainsi que la modélisation des deux parties mécanique et électrique a été développées, Nous avons également parlé de la modélisation de dispositif d'entraînement. Avec une explication de dispositif d'entraînement rigide et dispositif d'entraînement flexible.

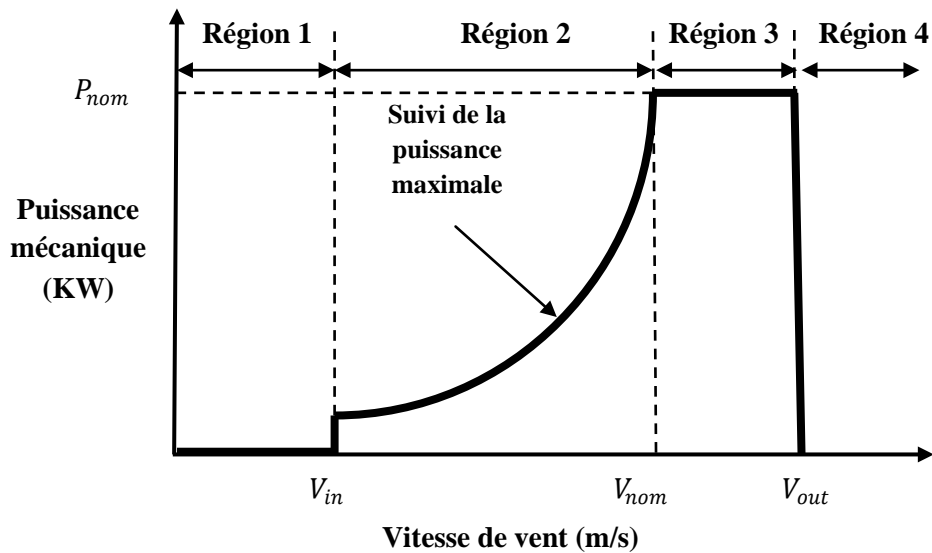
**CHAPITRE II : UN ETAT DE L'ART SUR LES  
ALGORITHMES MPPT CONVENTIONNELS ET  
AVANCES POUR LES SYSTEMES D'ENERGIE  
EOLIENNE**



## 1. Introduction

Dans le SCEE, l'énergie électrique est générée à partir du vent utilisant une éolienne et un générateur électrique. L'éolienne est couplée au moteur principal soit directement, soit par une configuration de boîte de vitesses. Le moteur principal est couplé à l'arbre du rotor du générateur, tandis que le stator est relié soit à des charges autonomes, soit au réseau électrique public par une interface électronique de puissance appropriée [42-43]. Cette configuration convertit l'énergie mécanique en énergie magnétique et plus tard en énergie électrique pour le réseau électrique public. La puissance de sortie de l'éolienne peut être contrôlée pour fonctionner plus efficacement dans une plage spécifique de vitesses du vent limitée par les vitesses d'enclenchement ( $V_{in}$ ) et de coupure ( $V_{out}$ ). En dehors de cette plage, la turbine ne doit pas fonctionner pour la sécurité de l'éolienne. La puissance nominale ( $P_{nom}$ ) est obtenue à partir de l'éolienne à une vitesse de vent spécifique ( $V_{nom}$ ). Par conséquent, il existe quatre principales régions opératoires, comme le montre la Figure 2.1 [44-45].

La première et la quatrième région sont respectivement en dessous de  $V_{in}$  et au-dessus de  $V_{out}$ , où la turbine doit être arrêtée et déconnectée du réseau pour éviter qu'elle ne soit entraînée par le générateur. La deuxième région est entre  $V_{in}$  et  $V_{nom}$ , où un contrôleur d'éolienne commence à fonctionner pour extraire l'énergie autant que possible par l'algorithme MPPT. La troisième région est entre  $V_{nom}$  et  $V_{out}$ , où il est nécessaire de restreindre la génération d'énergie mécanique à la puissance nominale pour éviter d'endommager la turbine. Ainsi, l'algorithme MPPT doit se concentrer sur la deuxième région.



**Figure 2.1:** Stratégie de contrôle des éoliennes basée sur quatre régions de vitesse.

Bien qu'il existe différents types d'éoliennes, reposant sur une vitesse du vent fixe ou variable, l'énergie maximale ne peut être extraite que par des éoliennes à vitesse variable (WTVV). Contrairement aux éoliennes à vitesse fixe (WTVF), WTVV à besoin d'un convertisseur de puissance d'ordre partiel ou complet pour le contrôle du flux de puissance, le contrôle MPPT et la fourniture d'une puissance de haute qualité [43]. Étant donné que ces turbines peuvent faire varier leur vitesse de rotation pour suivre la variation instantanée de la vitesse du vent, elles sont capables de conserver un rapport constant de la vitesse de rotation à la vitesse du vent, appelé la vitesse spécifique (TSR) pour lequel la puissance extraite est maximisée [46].

En plus de cela, WTVV peut être contrôlé pour minimiser les contraintes sur la structure de la tour, les engrenages et l'arbre de l'éolienne (WG), car les pales absorbent les pics de couple WT pendant la variation de la vitesse de rotation WG, ce qui prolonge la durée de vie de l'installation du SCEE [3]. Dans le système WTVV, les générateurs électriques tombent principalement soit dans un générateur synchrone soit dans un générateur asynchrone [46-47], dans lequel le moteur principal et ensuite le rotor tournent à une vitesse synchrone et super-synchrone respectivement pour le mode de génération. Les générateurs de type à aimant permanent sont considérés sous générateur synchrone et sous générateur asynchrone, les générateurs de type à cage d'écureuil, et Double alimentation sont considérés.

Selon la maximisation de la puissance capturée, les algorithmes MPPT sont largement classés en contrôleur de puissance indirect (CPI) et contrôleur de puissance directe (CPD).

CPI maximise l'énergie éolienne mécanique capturée ( $P_{mec}$ ), pas la puissance électrique de sortie ( $P_e$ ), où comme le DPC maximise directement  $P_e$ . La relation entre  $P_e$  et  $P_{mec}$  est définie dans l'équation. (2.1), où  $\eta_g$  et  $\eta_c$  sont respectivement les rendements du générateur et du convertisseur et varient avec la vitesse du rotor. Par conséquent, même lorsque le  $P_{mec}$  optimal est obtenu, il ne peut garantir le  $P_e$  optimal [48].

$$P_e = \eta_g \eta_c P_{mec} \quad (2.1)$$

Sous CPI, trois types différents d'algorithme MPPT ont été considérés. Le premier type de MPPT est l'algorithme de la vitesse spécifique (TSR) [46]. Cela nécessite un anémomètre qui, cependant, est imprécis en raison de la turbulence des pales WT et de la variation de la vitesse du vent sur la longueur de la pale [49]. Les deux autres algorithmes sont le retour de signal de puissance (PSF) [48-50] et l'algorithme MPPT de couple optimal (OT) [51] qui n'ont pas besoin de l'anémomètre, mais nécessitent toujours les paramètres d'une éolienne spécifique.

La recherche Hill Climbing (HCS), conductance incrémentale (INC) et les algorithmes MPPT basés sur une relation optimale (ORB) sont considérés sous CPD. Ces algorithmes sont également des méthodes sans capteur qui localisent le MPP en analysant la variation de puissance basée sur une courbe du système pré-obtenue, sont largement utilisées en raison de sa simplicité et de ses flexibilités intrinsèques [14]. Cependant, HCS doit effectuer un ajustement entre la taille du pas et la vitesse de suivi, et en plus un ajustement entre la direction de perturbation et la capacité de suivi à travers les changements de vent [48]. L'étape fixe et adaptative HCS et l'algorithme HCS modifié atténuent les problèmes de l'algorithme HCS traditionnel tout en suivant le MPP [52]. L'algorithme INC pourrait fournir une meilleure extraction de la puissance maximale que l'algorithme HCS en ce qui concerne l'efficacité énergétique [53]. Les performances, la vitesse de convergence et la précision du système de l'algorithme INC sont améliorées dans l'algorithme INC modifié [54]. L'algorithme ORB dans [55], nécessite la connaissance des paramètres du système et de la courbe optimale, qui sont difficiles à calculer et peuvent varier dans des applications réelles [47].

En dehors des algorithmes mentionnés ci-dessus, un algorithme MPPT adaptatif dans [56] a presque tous les avantages du MPPT, en particulier une excellente capacité de suivi pendant les changements de vent. Compte tenu de la maximisation de la production d'énergie

dans un parc éolien, l'algorithme MPPT multi-variable perturbe and observe (MVPO) est décrit dans [57], ce qui réduit le besoin de capteurs de courant et d'unités de contrôle. Réseau Neuronal (RN) ont été augmentés indépendamment ou avec d'autres méthodes pour obtenir le MPP est représenté dans [58]. En excluant les méthodes mentionnées ci-dessus, un certain nombre d'autres stratégies MPPT control [59] ont en outre été proposées récemment pour se débarrasser de leurs inconvénients.

Dans ce chapitre, les auteurs visent à passer en revue le principe de fonctionnement de divers algorithmes MPPT et à discuter de leurs avantages et inconvénients. La première section décrit les algorithmes MPPT basés respectivement sur CPI et CPD. D'autres algorithmes MPPT avancés sont traités dans la troisième sous-section. La comparaison et la discussion des travaux d'examen des algorithmes MPPT discutés sont présentées dans la section 3 et les remarques finales sont présentées dans la section 4.

## 2. Différentes méthodes MPPT

### 2.1 Algorithme MPPT basé sur CPI

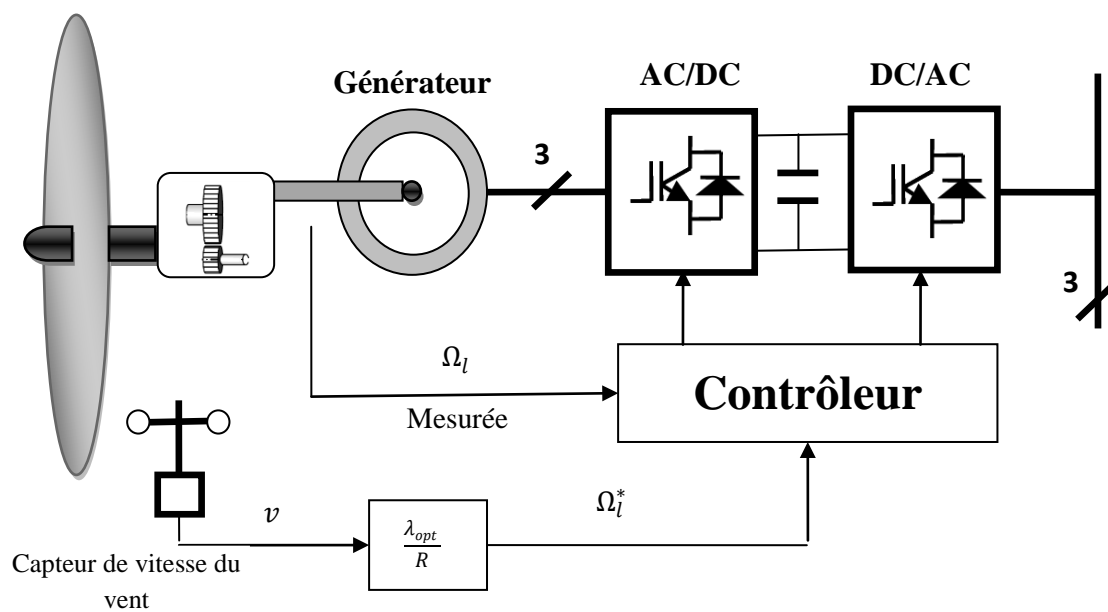
#### 2.1.1 MPPT avec la vitesse spécifique optimale (Tip Speed Ratio - TSR)

Afin d'avoir une puissance maximale possible, la turbine doit toujours fonctionner à  $\lambda_{opt}$ . La vitesse de vent et la vitesse de rotation de la turbine sont mesurées pour calculer  $\lambda$ . C'est pour cette valeur optimale de ce rapport ( $\lambda_{opt}$ ) que le coefficient de puissance est égal à sa valeur maximale ( $C_{p-max}$ ). Le but est de rester constamment au point ( $\lambda_{opt}, C_{p-max}$ ). Il s'agit donc de faire varier la vitesse de rotation de la turbine  $\Omega_h$  en fonction des variations dans la vitesse du vent  $v$ . La Figure 2.2 montre le schéma de principe de SCEE avec la méthode TSR [60].

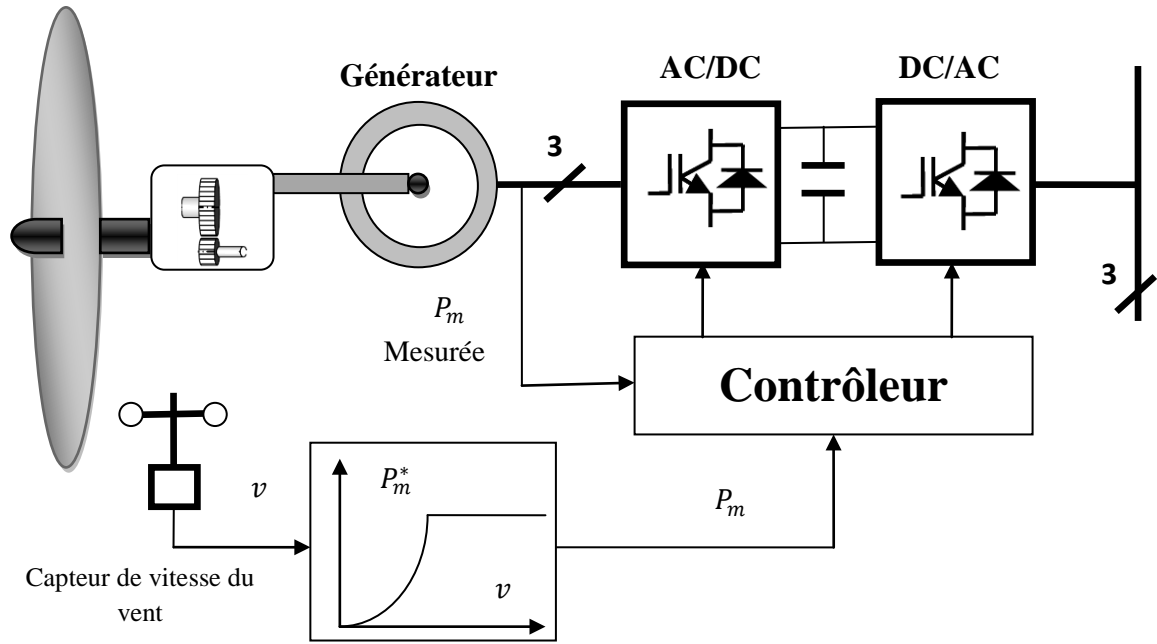
#### 2.1.2 MPPT avec le profil de puissance (PSF)

L'une des méthodes de suivi du point de puissance maximum est basée sur la courbe de puissance et de vitesse du vent fournie par le fabricant pour une éolienne donnée. La courbe de puissance définit la puissance maximale qui peut être produite par la turbine à différentes vitesses du vent. Un diagramme de blocs de contrôle simplifié avec cette méthode est illustré à la Figure 2.3. La vitesse du vent est mesurée en temps réel par un capteur de vitesse du vent.

Selon le profil MPPT fourni par le fabricant, la référence de puissance  $P_m^*$  est générée et envoyée au système de commande du générateur, ce qui compare la référence de puissance avec la puissance mesurée  $P_m$  du générateur pour produire les signaux de commande pour les convertisseurs de puissance. Grâce à la commande des convertisseurs de puissance et du générateur, la puissance mécanique  $P_m$  du générateur sera égale à sa référence en régime permanent, à laquelle l'opération de puissance maximale est atteinte. Il est noté que les pertes de puissance de la boîte de vitesses et du train d'entraînement dans l'analyse ci-dessus sont négligées et, par conséquent, la puissance mécanique du générateur est égale à la puissance mécanique produite par la turbine.



**Figure 2.2:** MPPT avec la vitesse spécifique optimale (TSR).



**Figure 2.3:** MPPT avec le profil de puissance.

### 2.1.3 MPPT avec un couple optimal (Optimal torque control - OTC) :

Sans mesures de la vitesse du vent, l'objectif de l'efficacité de conversion maximale peut être réalisé en produisant une référence de couple optimale en utilisant l'équation (2.1) qui repose uniquement sur quelques paramètres de turbine et des mesures simples de la vitesse du générateur  $\Omega_h$  comme illustré à la Figure 2.4.

$$T_{em}^* = K_{opt} \Omega_{h-opt}^2 \quad (2.1)$$

Avec

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \frac{C_{p-opt}(\Omega_h) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{\lambda_{opt}^3(\Omega_h) \cdot G^3} \quad (2.2)$$

$$\Omega_{l-opt} = \frac{v \cdot \lambda_{opt}}{R} \quad (2.3)$$

$$\Omega_l = \frac{\Omega_h}{G} \quad (2.4)$$

La puissance extraite par une éolienne est exprimée comme

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda) \quad (2.5)$$

D'après l'expression de la puissance extraite par une éolienne, il s'ensuit que

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda) = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda)}{\lambda^3} \rho \pi R^5 \Omega_l^3 \quad (2.5)$$

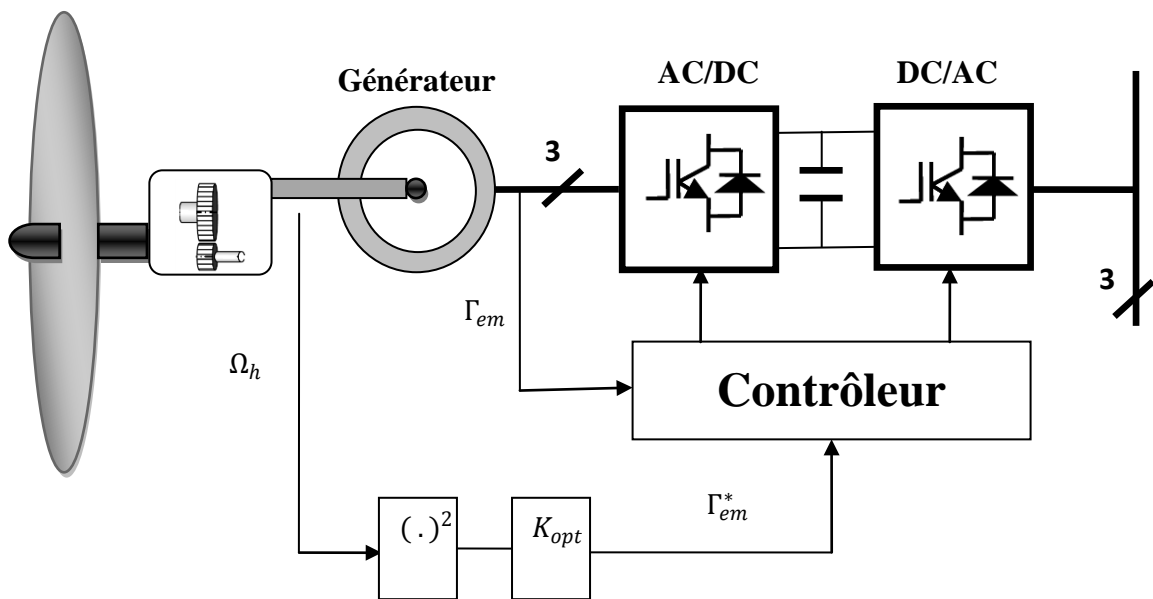
En remplaçant  $\lambda(t) = \lambda_{opt}$  et  $C_p = C_p(\lambda_{opt})$ , on obtient la référence de puissance pour la deuxième région de la courbe de puissance- vitesse de vent:

$$P_m = P_m^* = K \cdot \Omega_l^3 \tag{2.6}$$

Où

$$K = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3} \rho \pi R^5 \tag{2.7}$$

Dans cette méthode, le couple du générateur est commandé à son optimum afin d'obtenir la valeur maximum du coefficient de puissance et, par conséquent, un rendement énergétique maximal [61]. La commande de couple permet de se rapprocher rapidement de l'optimum à l'aide des mesures simples, c'est-à-dire sans utilisation de capteur de la vitesse du vent. En revanche cette commande exige la connaissance de la courbe de puissance maximale de l'éolienne.



**Figure 2.4:** MPPT avec un couple optimal (Optimal torque control - OTC).

## 2.2 Algorithme MPPT basé sur CPD

### 2.2.1 MPPT avec perturbation et observation (P&O) ou (Hill Climb - HC)

La technique de contrôle Hill Climb nommée aussi perturbation et observation est un algorithme qui se base sur la recherche du point de fonctionnement optimal par la perturbation

du point de fonctionnement et l'observation de l'effet de cette perturbation sur la puissance débitée. Une consigne de commande est alors élaborée en fonction de l'observation.

Dans le système éolien. Le principe de cette technique consiste à perturber la vitesse de rotation d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance qui en résulte. Ainsi, on peut déduire que si une incrémentation positive de la vitesse engendre un accroissement de la puissance, cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du  $P_{m\_max}$ . Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le  $P_{m\_max}$ . La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximal est atteint.

Cette méthode, basée sur un algorithme relativement simple, nous permet d'effectuer une recherche du point maximal de la puissance sans utilisation du capteur de la vitesse du vent et sans la connaissance de la courbe des caractéristiques aérodynamiques [62]. Malgré ses avantages, cet algorithme de commande n'est pas efficace dans les systèmes éoliens à moyenne et à grande puissance [63].

### 2.2.2 Algorithme MPPT de conductance incrémentale (INC) :

Cet algorithme est indépendant de l'exigence des capteurs et les spécifications de la turbine et du générateur, ce qui améliore la fiabilité et réduit le coût du système [64]. La puissance de sortie de la turbine peut être représentée en fonction de la tension du circuit intermédiaire ( $V_{dc}$ ) [65]. Il existe également un maximum  $V_{dc}$  ( $V_{ref}$ ) qui maximise la puissance de sortie du générateur en analysant immédiatement à l'aide de l'algorithme INC. Comme la puissance est égale au produit du courant  $I_{dc}$  et de la tension  $V_{dc}$ , le calcul de cette pente est donné par:

$$\frac{dP_{dc}}{dV_{dc}} = \frac{d(V_i)_{dc}}{dV_{dc}} = I_{dc} + V_{dc} \frac{dI_{dc}}{dV_{dc}} \quad (2.8)$$

L'expansion de cette dérivée pour MPP est donnée par:

$$\frac{I_{dc}}{V_{dc}} + \frac{dI_{dc}}{dV_{dc}} = 0 \quad (2.9)$$



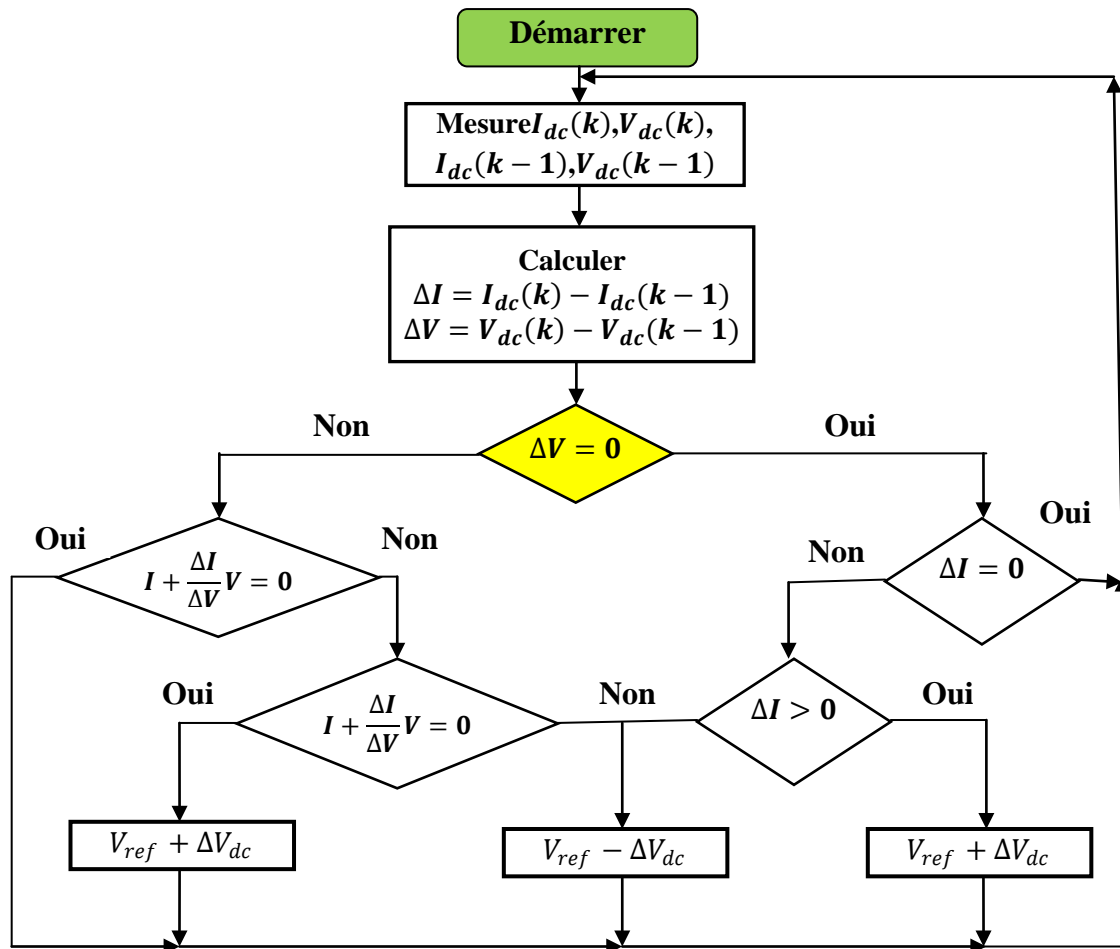


Figure 2.5: Organigramme de l'algorithme MPPT basé sur INC.

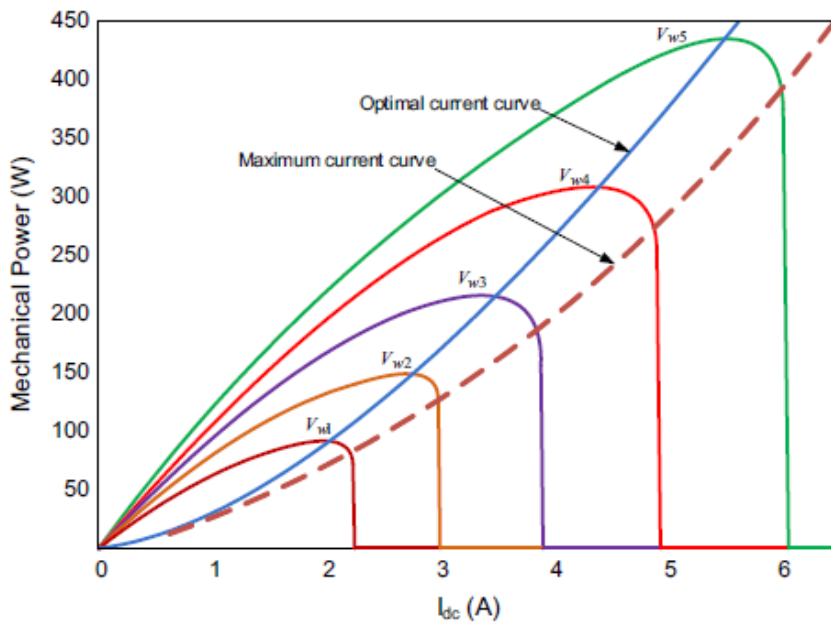
Le principe de base est défini comme la pente tangente  $(\frac{I}{V} + dI/dV)$  de la caractéristique puissance-tension doit être nulle à MPP, positive sur le côté gauche et négative sur le côté droit de MPP comme décrit dans la Figure 2.5. Ce qui précède les équations signifient qu'au lieu d'observer les paramètres dépendant de la météo comme la vitesse et la direction du vent, le MPP peut être suivi en recherchant la puissance de sortie du redresseur.

L'algorithme INC modifié améliore les performances de l'algorithme INC en considérant un pas variable pour les variations de  $V_{dc}$  comme le montre la Figure 2.5. Il ajuste automatiquement la taille de pas pour suivre le MPP dans le SCEE [66], ce qui conduit à l'amélioration du système en précision et la vitesse de convergence. La mise en œuvre du contrôle prédictif dans le contrôleur MPPT d'éoliennes améliore la vitesse et la fiabilité, et atténue également le problème des oscillations autour de MPP [67]. La plage des variations de  $V_{dc}$  a été limitée, ce qui change en fonction des paramètres de conception du système et de la taille du générateur. L'introduction d'étapes variables dans cet algorithme permet au point de

fonctionnement d'atteindre plus rapidement la puissance de crête et de réduire les fluctuations de puissance autour du MPP.

**2.2.3 Algorithme MPPT basé sur une relation optimale (ORB) :**

Cet algorithme MPPT dépend de relations optimales entre des grandeurs telles que la vitesse du vent, la puissance de la turbine, la tension continue du convertisseur, le courant, la puissance, etc. [68]. Il a l'avantage de ne pas avoir besoin de capteur pour les mesures de vitesse, ni là est un besoin de la table de recherche. Il fonctionne sur la base d'une courbe de système pré-obtenu [69]. Les courbes de courant continu en fonction de la puissance de la Figure 2.6 montrent clairement que le MPP peut être suivi en travaillant sur la courbe de courant optimale à tout moment [70]. Il est également montré sur la Figure 2.6 que la commande actuelle pour une vitesse de vent spécifique ne doit pas dépasser la courbe de courant maximum pour continuer la génération [68].



**Figure 2.6:** Caractéristiques de la puissance de la turbine par rapport au courant  $I_{dc}$  pour différentes vitesses de vent.

Lorsque le système est à MPP, la relation approximative entre le courant optimal côté le bus continu ( $I_{dc-opt}$ ) et la tension continue optimale ( $V_{dc-opt}$ ) est la suivante [69]:

$$I_{dc-opt} = kV_{dc-opt}^2 \tag{2.10}$$

$$k = \frac{I_{dc-peak}}{V_{dc-peak}^2} \tag{2.11}$$

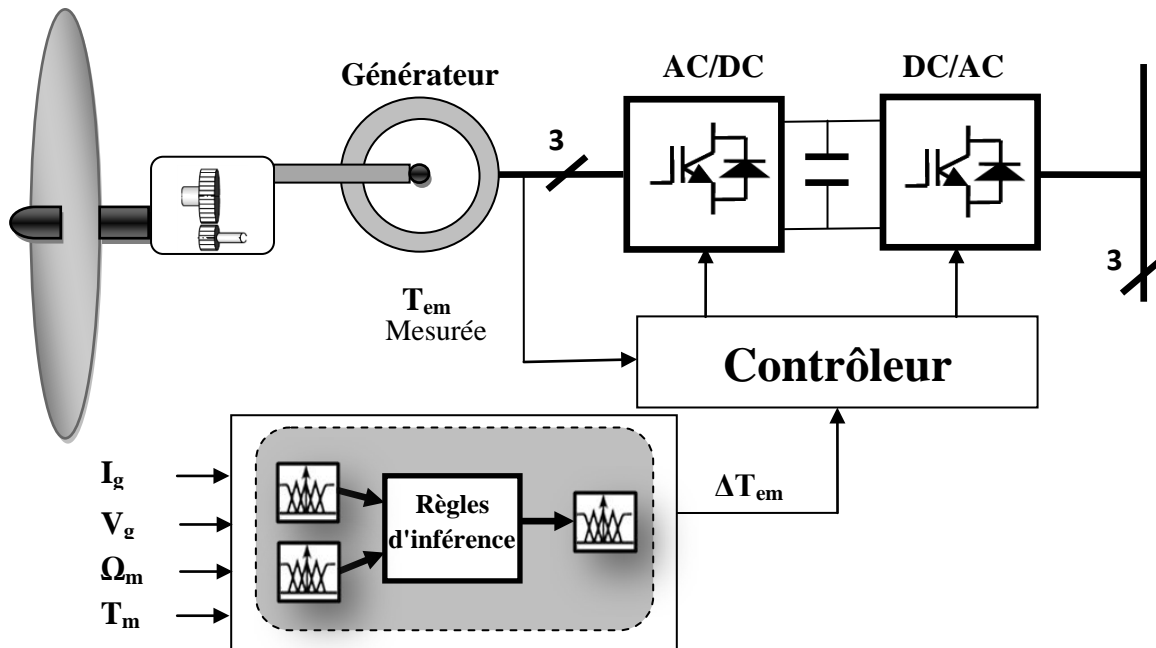
Où  $I_{dc-peak}$  et  $V_{dc-peak}$  sont le courant continu et la tension continue correspondant au MPP à une vitesse de vent spécifique. C'est clair d'après les équations. (2.10) et (2.11) que si  $k$  est connu par l'action de commande, alors il est possible d'obtenir la courbe optimale et de mettre en œuvre efficacement l'algorithme ORB MPPT.

### **2.3 Algorithme MPPT basé sur l'intelligence artificiel**

Outre les algorithmes mentionnés ci-dessus, plusieurs autres stratégies de contrôle MPPT [71] comme l'intelligence artificiel et les algorithmes adaptatifs jouent un rôle essentiel pour l'extraction de puissance maximale car ces techniques ne nécessitent aucun modèle mathématique du système et sont indépendantes des paramètres du système [72]. Dans le cas d'un parc éolien, l'algorithme MPPT de perturbation et d'observation multi variables (MVPO) est très efficace pour rechercher le point de puissance maximale.

#### **2.3.1 Algorithme MPPT basé sur la logique floue**

De nombreuses stratégies de contrôle [73] ont été proposées qui utilisent le Fuzzy Logic Control (FLC) pour les applications MPPT indépendamment ou conjointement avec d'autres méthodes. Le principal avantage de ces contrôleurs est que les paramètres du contrôleur peuvent être modifiés très rapidement en réponse aux changements dans la dynamique du système sans estimation des paramètres. Lorsque les conditions climatiques changent, les performances d'un algorithme MPPT basé sur la logique floue sont fortes, cependant, leur force dépend beaucoup de la connaissance de l'utilisateur dans le choix de l'erreur appropriée, des niveaux de fonctions d'appartenance et la sélection de la base de règles. L'exigence de mémoire pose également des limites dans sa mise en œuvre.



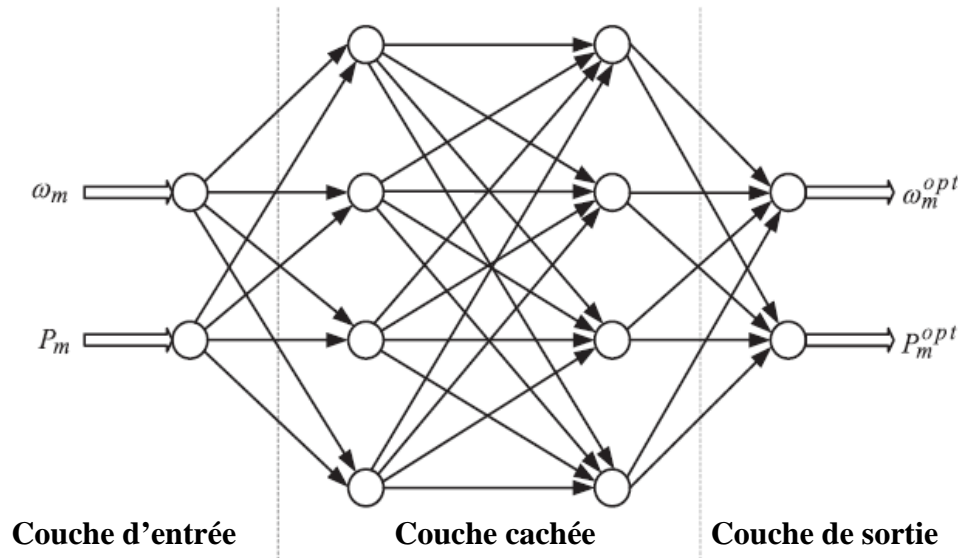
**Figure 2.7:** MPPT basé sur la logique floue.

La littérature [74] utilise la différence entre  $P_{max}$  &  $P_{out}$  et la dérivée de ce signal en tant qu'entrées avec des fonctions d'appartenance triangulaires standard à la fois pour l'entrée et la sortie. La puissance du générateur et la variation du couple de sortie sont utilisées comme entrées dans [75] avec des fonctions d'appartenance triangulaires et sept bases de règles. Une vitesse de rotation et un observateur de couple aérodynamique sont considérés comme des valeurs d'entrée du MPPT à base logique flou comme décrit sur la Figure 2.7. Deux autres paramètres d'entrée,  $\Delta\Gamma_a$  et  $\Delta\Omega_m$ , sont utilisés pour limiter les variations de couple et de vitesse. Ces paramètres d'entrée sont convertis en fonctions d'appartenance prédéfinies et les envoient à un FLC. Le FLC calcule le paramètre de sortie, c'est-à-dire : couple de sortie en utilisant la base de règles et la méthode de défuzzification.

### 2.3.2 Algorithme MPPT basé sur un réseau neuronal (NN) :

Semblable au contrôleur de logique floue, le réseau neuronal (NN) est devenu populaire et s'est développé avec le développement de la technologie d'intelligence artificiel [76]. L'architecture d'un réseau neuronal se compose de trois couches: les couches d'entrée, cachées et de sortie et le nombre de nœuds dans chaque couche varie et dépend de l'utilisateur [77] comme le montre la Figure 2.8. Les variables d'entrée peuvent être l'angle de calage, le terminal tension, couple de sortie, vitesse du vent, vitesse du rotor, etc. ou toute combinaison de ces variables. La sortie est généralement un signal de référence comme la puissance de

référence, la vitesse du rotor, le couple de référence, etc. qui est utilisé pour entraîner le circuit électronique de puissance du vent à proximité du MPP. La convergence du point de fonctionnement vers le point de crête dépend des poids attribués aux couches, du type d'algorithme utilisé par la couche cachée et de l'apprentissage donné au réseau de neurones pour un système particulier pour différents modèles d'entrée-sortie.



**Figure 2.8:** MPPT basé sur un réseau neuronal (NN).

La Figure 2.8 montre un algorithme MPPT sans capteur de vitesse du vent basé sur NN [76] pour des éoliennes, dans lequel il utilise la vitesse du rotor et la puissance de sortie de la turbine comme variables d'entrée. En raison de l'inertie du système, la vitesse du rotor ne peut pas changer brusquement. Par conséquent, la sortie du NN doit changer progressivement, à partir de laquelle la vitesse optimale du rotor, pour le mode de commande de vitesse est obtenue, puis il est réglé pour commander le générateur pour obtenir la puissance optimale, pour le mode de commande de puissance. A partir du processus ci-dessus,  $\Omega_m$  et  $P_m$  peuvent être utilisés pour obtenir directement  $\Omega_m^{opt}$  et  $P_m^{opt}$ . Ces relations sont apprises par le NN à l'aide des données d'entraînement. La procédure ci-dessus réduit le temps de réponse de la vitesse, de sorte que le système se stabilise plus rapidement que le mode de contrôle de puissance et fournit une transition de puissance plus douce en mode de contrôle de vitesse pendant la variation de vitesse du vent. Par conséquent, ce MPPT représente un meilleur compromis en termes de réponse dynamique de vitesse et de puissance du système.

### 2.3.3 Algorithme MPPT adaptatif :

Les techniques de calcul souple peuvent surmonter le problème des entrées indéfinies et des paramètres de système variables comme mentionné dans l'algorithme MPPT flou et basé sur NN, cependant, la réponse optimale observée dans ces algorithmes n'est pas très précise [78]. Mais, l'algorithme MPPT adaptatif fournit une réponse optimale précise et peut mesurer les paramètres incertains du système.

Un algorithme MPPT adaptatif est présenté dans [79]. La référence [80] propose une linéarisation par retour d'état adaptative pour estimer les paramètres incertains de système et changeants pour un générateur asynchrone. L'algorithme nécessite la mesure de la vitesse du vent et la connaissance des paramètres du système pour générer la référence de vitesse à partir d'une table de consultation. De plus, les performances de l'algorithme dépendent fortement de la sélection de la loi adaptative pardonnant la référence de couple nécessaire. Dans [79], un contrôleur de pas adaptatif est proposé pour maximiser la capture d'énergie et réduire les charges mécaniques avec un contrôleur flou pour améliorer les caractéristiques d'amortissement du système d'énergie éolienne.

### 2.3.4 Algorithme MPPT multi-variable perturbe et observe (MVPO) :

Le but de cet algorithme est de maximiser la puissance de sortie générée par le parc éolien, en réduisant les besoins en unités de contrôle et en capteurs [81]. Une telle solution rend les systèmes éoliens économiquement solides, car la puissance extraite est la même que celle des parcs éoliens classiques, mais le nombre de composants requis est réduit dans l'algorithme MVPO. Pour maximiser la puissance de sortie du parc éolien, une extension de l'algorithme P&O est adoptée pour optimiser les courants de tous les générateurs présents dans le parc éolien [82]. Dans cet algorithme, le courant du premier générateur est perturbé tandis que la puissance de sortie agrégée augmente, puis, lorsque la puissance est diminuée, le courant du deuxième générateur est perturbé dans le sens opposé par rapport à la dernière perturbation effectuée sur ce générateur. La procédure est répétée de manière itérative pour couvrir tous les générateurs disponibles dans le parc éolien.

### 3. Analyse comparative et discussion

À partir de l'analyse ci-dessus des différentes techniques MPPT, un tableau comparatif a été préparé en termes de complexité, de vitesse de convergence, de mesure de la vitesse du vent, de performances, de mémoire requise et de formation préalable. L'objectif principal de l'algorithme MPPT est de suivre le point de puissance optimal de l'éolienne à vitesse variable. Le choix d'une technique MPPT appropriée est une tâche difficile. En comparaison, les algorithmes basés sur le contrôle indirect de la puissance tels que TSR, OT et PSF sont simples et rapides, mais ils maximisent la puissance éolienne mécanique capturée au lieu de la puissance électrique de sortie. Le contrôle TSR a de bonnes performances avec une réponse rapide et un rendement élevé. Un anémomètre précis est nécessaire, en raison des rafales et des turbulences, ce qui est coûteux et ajoute un coût supplémentaire au système, en particulier pour les SCEE à petite échelle.

La mise en œuvre pratique de cet algorithme est difficile car la vitesse du vent à proximité de la turbine est différente de la vitesse du courant libre. La méthode OT est simple, rapide et efficace sans capteur de vitesse du vent. Cependant, il ne mesure pas directement la vitesse du vent, par conséquent, la variation de la vitesse du vent ne se reflète pas instantanément et de manière significative sur le couple de référence, ce qui rend l'efficacité de cet algorithme moindre par rapport à l'algorithme TSR. Les algorithmes PSF et OT sont à peu près similaires en termes de complexité et de performances. Cet algorithme fournit un contrôle MPPT robuste et rentable pour les SCEE.

Les techniques de contrôle basées sur la puissance directe telles que HCS, INC et ORB sont simples et les besoins en mémoire sont également moindres. Ces techniques calculent directement la puissance électrique optimale sans mesure de la vitesse du vent. Cependant, les performances de ces algorithmes ne sont pas satisfaisantes lors des variations de vent et leur application est donc limitée dans des conditions de vent variables. Ce sont également des algorithmes sans capteur, ce qui le rend moins cher et plus fiable. L'algorithme HCS est courant et simple à mettre en œuvre car il ne nécessite aucune mesure des grandeurs mécaniques telles que la vitesse du rotor, la vitesse de la turbine ou la vitesse du vent. L'algorithme est indépendant du système et son suivi n'est pas affecté par les changements de paramètres de la turbine ou du générateur. En utilisant l'algorithme HCS, la puissance maximale correspondant à n'importe quelle vitesse du vent peut être capturée. Mais le temps

nécessaire pour atteindre MPP est long et une perte de puissance considérable a lieu pendant la phase de suivi. Cela peut également provoquer le décrochage des petites éoliennes. L'algorithme HCS modifié surmonte les inconvénients de l'algorithme HCS, qui sont une réponse lente et une directionnalité incorrecte sous un changement de vent rapide. Le HCS entraîne également un suivi plus lent si la taille de pas est trop faible et une oscillation autour du MPP si la taille de pas est trop élevée, ces problèmes sont atténués par l'algorithme HCS à pas fixe et adaptatif.

**Tableau 2.1:** Comparaison de l'algorithme MPPT décrit en fonction de différentes caractéristiques.

Algorithme	Complexité	Vitesse de convergence	Mémoire nécessaire	Mesure de la vitesse du vent	Performance
<b>TSR</b>	Simple	Rapide	Non	Oui	Modérer
<b>OT</b>	Simple	Rapide	Non	Non	Modérer
<b>PSF</b>	Simple	Rapide	Oui	Oui	Modérer
<b>HCS</b>	Simple	Lente	Non	Non	Modérer
<b>INC</b>	Simple	Lente	Non	Non	Modérer
<b>ORB</b>	Simple	Moyen	Non	Non	Modérer
<b>MPPT-FLC</b>	Haute	Moyen	Oui	Dépend	Très bon
<b>MPPT-RN</b>	Haute	Moyen	Oui	Dépend	Très bon
<b>Adaptative</b>	Haute	Moyen	Oui	Dépend	Très bon
<b>MVPO</b>	Haute	Lente	Non	Non	Bon

Les méthodes HCS et INC ne nécessitent de capteurs supplémentaires pour mesurer la vitesse du vent ou du rotor. En ce qui concerne l'efficacité énergétique, la méthode INC pourrait théoriquement fournir un meilleur suivi du MPP que l'algorithme HCS. Les deux algorithmes présentent les avantages de la simplicité et de la flexibilité élevée, mais les fluctuations autour du MPP réduisent l'efficacité du système éolien. Afin d'améliorer les performances MPPT et également d'améliorer la vitesse de convergence et la précision du système, un algorithme INC modifié est utilisé, qui ajuste automatiquement la taille du pas pour suivre le point de puissance maximum du système éolien.



L'algorithme MPPT basé sur ORB est très simple car seules les mesures de la tension continue et du courant continu sont nécessaires. Comme il ne nécessite aucune connaissance préalable du système énergétique, ni des capteurs mécaniques, cet algorithme est simple, indépendant et flexible, de plus, il est précis et efficace dans le suivi maximal de la puissance éolienne.

L'autre algorithme MPPT comme l'algorithme adaptatif et l'algorithme basé sur l'intelligence artificiel tels que le réseau neuronal et la logique floue prédisent très efficacement la puissance optimale et gèrent la non-linéarité du système, mais des connaissances préalables sur le système sont nécessaires. Cependant, le temps de calcul dépend du nombre de règles dans le contrôleur qui est basé sur la complexité du système. Le contrôle MPPT basé sur NN représente un meilleur compromis en termes de vitesse dynamique du système et de réponses de puissance. L'efficacité des stratégies de contrôle NN est généralement bonne, car la plupart des pièces mécaniques ont des caractéristiques variables avec le vieillissement et dans des conditions environnementales différentes. Le réseau neuronal doit être périodiquement formé pour garantir un MPPT précis.

L'algorithme MPPT adaptatif présente des avantages significatifs par rapport aux autres algorithmes, car il est plus adaptatif, robuste et précis, en particulier sous le changement inattendu de la vitesse du vent et de la demande de puissance. MVPO nécessite uniquement la puissance totale du parc éolien, au lieu de la puissance de chaque générateur, ce qui entraîne une réduction des capteurs de courant par rapport à la solution classique. De plus, cet algorithme nécessite un seul contrôle, car il optimise le point de fonctionnement de tous les générateurs à la fois. Par conséquent, l'approche MVPO réduit considérablement le coût d'installation des parcs éoliens.

#### **4. Conclusion**

En raison de la pénétration croissante de l'éolienne dans le réseau électrique du système, il est nécessaire d'extraire le maximum d'énergie éolienne. À cette fin, un algorithme MPPT approprié est nécessaire. Ce chapitre présente un examen et une discussion complets des différents algorithmes MPPT utilisés dans le SCEE. Les algorithmes ont été classés en trois catégories: contrôleur de puissance indirecte, contrôleur de puissance directe et contrôleur par l'intelligence artificiel. Cette classification est basée sur l'approche du signal de commande

---

utilisé pour optimiser la puissance électrique directement ou indépendamment. De l'étude comparative, il a été observé que les algorithmes TSR, OT et PSF répondent très rapidement respectivement aux algorithmes HCS, INC et ORB, mais ces derniers les algorithmes sont extrêmement fiables et le coût de mise en œuvre est très faible.

De cette étude, il a été observé que les performances de l'algorithme MPPT basé sur la méthode adaptative et intelligente sont les plus prometteuses en raison d'une efficacité et d'une flexibilité plus élevées. La plupart des caractéristiques importantes du MPPT sont discutées et résumées dans ce chapitre. Les dernières remarques mettent en évidence le manque de méthodologie claire pour déterminer quelle est la meilleure architecture et technique MPPT pour une installation donnée. Par conséquent, il est nécessaire de développer des méthodologies, des lignes directrices et / ou des critères de sélection, pour aider les concepteurs du SCEE à choisir la meilleure architecture et technique MPPT une fois que les caractéristiques de l'application spécifique ont été définies.

**CHAPITRE III : COMMANDE PAR MODE  
GLISSANT FLOU D'UN SYSTEME DE  
CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE (SCEE)**

## 1. Introduction

Dans ce chapitre, nous décrivons, comment l'efficacité énergétique peut être atteinte dans le fonctionnement des systèmes d'énergie éolienne au moyen du contrôle par mode glissant.

De manière générale, le contrôle en mode glissant (SMC) est un algorithme de contrôle non linéaire robuste qui utilise un contrôle discontinu pour forcer les trajectoires des états du système à se trouver sur une surface de glissement prescrite. Largement utilisée pour sa robustesse à modéliser les incertitudes des paramètres et les perturbations externes, la méthodologie SMC a eu un grand succès dans une grande variété d'applications pratiques en raison de sa facilité de mise en œuvre et de ses propriétés de robustesse favorables. On peut affirmer, en fait, que cette tendance à une application réussie (une tendance appréciée par seulement quelques méthodologies de conception non linéaires) a donné naissance à plusieurs nouveaux domaines de recherche active dans le domaine général de la SMC.

La commande à structure variable (CSV) en tant que méthode non linéaire est particulièrement adapté au contrôle des SCEE à vitesse variable, fourni la nature non linéaire du système. De plus, sa robustesse aux perturbations et aux incertitudes paramétriques rend inutile une connaissance précise du système. La conception du SMC soulève certaines difficultés en ce qui concerne la définition d'une surface de glissement avec des propriétés garanties d'attractivité et de stabilité. Le SMC a été utilisé sur diverses configurations de SCEE, pour réguler la puissance générée, ou pour l'optimisation multi-usage, par exemple, la conception d'un compromis entre la maximisation de la puissance capturée et la minimisation de l'effort de contrôle.

## 2. Définition du mode glissant

La technologie des modes glissants consiste à amener la trajectoire d'état d'un système vers la surface de glissement et de la faire commuter à l'aide d'une logique de commutation appropriée autour de celle-ci jusqu'au point d'équilibre, d'où le phénomène de glissement [83].

Parmi les propriétés des modes glissants :

- La trajectoire d'état du système en mode de glissement appartient à une surface de dimension inférieure à celle de l'espace d'état, par conséquent l'ordre des équations

différentielles régissant le fonctionnement du système en mode de glissement est réduit.

- La théorie des modes glissants s'adapte bien pour les systèmes dont la commande est discontinue.
- La dynamique du système en mode de glissement est déterminée uniquement par le choix des coefficients de la surface de glissement.

### 3. Commande par mode glissant

La commande par mode glissant a été étudiée de manière intensive pour une commande robuste non linéaire afin d'assurer une stabilité soumise à des contraintes de paramètres. Une fois que le contrôle par mode glissant (SMC) est applicable pour les problèmes de structure variable, il peut endurer un problème de bavardage. En général, la commande par mode glissant présente un couple d'inconvénients tels qu'une erreur d'état stable transitoire et nulle. Cependant, grâce à une conception appropriée du dispositif de commande par anticipation et de la surface de glissement, le claquement peut être résolu [84-85]. Dans [86], les auteurs ont introduit un SMC intégral avec une méthode de commutation fixe pour un onduleur triphasé en mode de fonctionnement de réseau lié. Le problème de bavardage a été résolu en optimisant les coefficients de mode de glissement de l'ondulation de la sortie du système sur la base de PWM avec une surface de glissement intégrée supplémentaire pour supprimer l'erreur de suivi. L'application pratique de la commande par mode glissant est la régulation de tension pour l'onduleur en raison d'une fluctuation du fonctionnement lié. SMC est conçu au moyen d'une commande de puissance directe pour produire la puissance de sortie souhaitée et régulière [85]. De plus, le contrôle direct de la puissance et le SMC avaient été travaillés ensemble pour éliminer les imprécisions dans l'évaluation de la puissance réelle et inutile en l'absence de schéma de contrôle actuel [87]. Récemment, un SMC totalement robuste adaptatif a été introduit pour un micro réseau autonome. Le contrôleur proposé était très fiable contre les incertitudes et les perturbations ainsi que les dispositifs d'énergie de stockage. Ainsi, SMC peut stabiliser et supporter les charges locales à la fois en mode réseau isolé et lié [88].

SMC pour les éoliennes à vitesse variable a été mis en œuvre pour maximiser la puissance avec des mesures de vitesse du vent inconnues. Ici, le contrôleur SMC de retour de sortie optimise la vitesse angulaire pour le rotor [89]. Dans [90], les auteurs ont développé un

contrôleur SMC non linéaire robuste pour les générations distribuées en présence d'écarts de paramètres. Il a été démontré que le contrôleur par mode glissant peut garantir de meilleures performances et la stabilité du système. Dans [86], un SMC résonnant intégral a été implémenté pour les onduleurs connectés au réseau. Un contrôleur SMC discret proposé a amélioré le mécanisme de vitesse de suivi et les performances transitoires [84-91].

Dans [85], Shang et al. a abordé la question de la fluctuation du réseau de transport sur des onduleurs connectés au réseau à l'aide d'un SMC. En outre, [92] a introduit un tour de défaut SMC de second ordre robuste pour une éolienne avec plusieurs perturbations. La conception de la surface de glissement est très importante pour étudier un contrôleur robuste.

#### 4. Principe de base de la commande par mode glissant

Dans les problèmes de contrôle pratiques, il y aura une discordance entre l'installation réelle et son modèle mathématique développé utilisé à l'objectif de contrôle. Ces inadéquations proviennent d'incertitudes dues à des modifications des paramètres de modèle ou à des perturbations externes. La performance de tout système dynamique non linéaire qui présente de telles incertitudes devient une tâche difficile pour l'ingénierie de contrôle; une méthode de contrôle robuste est développée pour résoudre ce problème que l'on appelle contrôle par mode glissant ou la commande à structure variable [93-94] est utilisée pour construire la surface par mode glissant; et, par conséquent, le contrôleur par mode glissant pour une classe de systèmes dynamiques non linéaires qui peuvent s'écrire:

##### 4.1 Théorie de la commande par mode glissant

Considérons le système dynamique non linéaire suivant:

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, t) + g(x, t)u \\ y = h(x, t) \end{cases} \quad (3.1)$$

Où  $y$  et  $u$  désignent la variable de sortie et d'entrée,  $x$  est le vecteur d'état. La commande de mode glissant fait en sorte que la sortie  $y$  suit une référence d'entrée souhaitée  $y_r$ , de sorte que le mouvement du système soit maintenu sur la surface  $\sigma$  S, qui est défini par:

$$\sigma(x, t) = 0 \quad (3.2)$$

$\sigma$  représente la surface du mode glissant; et, par conséquent, les variables d'état doivent être amenées à la surface de revêtement afin d'obtenir la loi de commande  $u$ ; qui est donnée par:

$u^{eq}$ : est le vecteur de contrôle équivalent, qui est obtenu à partir de dérivée de l'équation (3.2).

$u^n$ : est le vecteur de contrôle discontinu (le facteur de correction) qui est donné par:

$u^n = -k_p \text{sign}(\sigma)$ , où  $k_p$  est un gain contrôlé,  $\text{sgn}$  est la fonction signe  $\sigma = \frac{\sigma}{|\sigma|}$ .

La forme de la surface par mode glissant  $\sigma$  prend la forme suivante:

$$\sigma = \left( \frac{d}{dt} + k \right)^{r-1} e \quad (3.3)$$

Où  $r$  est le degré relatif du système,  $e$  est l'erreur entre le vecteur de sortie et l'entrée de référence souhaitée;  $k$  est un paramètre positif qui peut être choisi arbitrairement où en utilisant une méthode simple qui pourrait conduire au choix approprié.

#### 4.2 Contrôle par mode glissant d'un système SISO (Single input-Single output)

La loi de commande par mode glissant pour les systèmes SISO peut être obtenue en utilisant la loi de commande équivalente et de commutation comme suit:

La loi de commande équivalente: est donnée en mettant à zéro la dérivée de la surface du mode glissant comme suit:

$$\dot{\sigma} = 0 \quad (3.4)$$

Et puis résolvez la loi d'entrée de commande  $u$  qui sera la commande équivalente

La commande de commutation est donnée par l'équation suivante:

$$u^n = \dot{\sigma} = -k_p \text{sgn}(\sigma) \quad (3.5)$$

Par conséquent, la loi de contrôle globale  $u = u^{eq} + u^n$  est alors donnée en fixant:

$$\frac{d}{dt} \left( \left( \frac{d}{dt} + k \right)^{r-1} e \right) = -k_p \text{sgn}(\sigma) \quad (3.6)$$

#### 4.3 Contrôle par mode glissant d'un système MIMO (Multi input-Multi output)

Considérons le système non linéaire MIMO donné par:

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x) + \sum_{i=1}^n g_i u_i \\ y_1 = h_1(x) \\ y_2 = h_2(x) \\ \vdots \\ y_n = h_n(x) \end{cases} \quad (3.7)$$

Le système non linéaire (3.7) a un vecteur de degré relatif  $r_1, \dots, r_n$  et a une sortie vectorielle  $h_i$ . Nous attribuons une surface de glissement pour chaque sortie; une commande par mode glissant pour les systèmes MIMO est obtenue en suivant les étapes décrites pour les systèmes SISO.

La loi de commande par mode glissant MIMO est obtenue en définissant les dérivées des surfaces de glissement égales aux surfaces de commutation comme indiqué:

$$\begin{aligned} \dot{\sigma}_1 &= -K_{p_1} \operatorname{sgn}(\sigma_1) \\ \dot{\sigma}_2 &= -K_{p_2} \operatorname{sgn}(\sigma_2) \\ &\vdots \\ \dot{\sigma}_n &= -K_{p_n} \operatorname{sgn}(\sigma_n) \end{aligned} \quad (3.8)$$

En substituant la surface de mode glissant donnée en (3.3) à (3.8) donne:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \left( \left( \frac{d}{dt} + k_1 \right)^{r_1-1} e_1 \right) &= -K_{p_1} \operatorname{sgn}(\sigma_1) \\ \frac{d}{dt} \left( \left( \frac{d}{dt} + k_2 \right)^{r_2-1} e_2 \right) &= -K_{p_2} \operatorname{sgn}(\sigma_2) \\ &\vdots \\ \frac{d}{dt} \left( \left( \frac{d}{dt} + k_n \right)^{r_n-1} e_n \right) &= -K_{p_n} \operatorname{sgn}(\sigma_n) \end{aligned} \quad (3.9)$$

Où  $k_1, k_2, \dots, k_n$  et  $K_{p_1}, K_{p_2}, \dots, K_{p_n}$  sont des paramètres contrôlés,  $e_1, e_2, \dots, e_n$  sont les erreurs de sortie du système. La loi de contrôle est ensuite obtenue en résolvant l'équation (3.9) pour le contrôle vectoriel  $u_i$ .

## 5. Contrôle du mode glissant pour l'optimisation énergétique avec réduction des charges mécaniques

Cette section propose une approche en mode glissant pour le suivi de l'optimum énergétique d'un SCEE à vitesse variable. La surface de glissement est systématiquement dérivée d'imposer une dynamique désirée d'ordre réduit et permet le fonctionnement de l'éolien plus proche ou moins de la caractéristique des régimes optimaux (CRO), selon un compromis imposé entre l'ondulation de couple (entrée de commande) et le suivi optimal. De



cette manière, par le contrôle du couple du générateur, une optimisation multifonctionnelle (énergie-fiabilité) est effectivement réalisée.

La modélisation est faite sous l'hypothèse du modèle à une masse et du domaine fréquentiel limité de la vitesse du vent [95]. La courbe du coefficient de puissance est considérée comme connue et la dynamique structurelle est négligeable. Le générateur électrique est idéal, c'est-à-dire qu'il a des paramètres constants. Les pertes de puissance induisent une efficacité constante pour le domaine de la vitesse du vent. À partir de l'équation du mouvement de l'arbre rapide, les équations du système s'écrivent :

$$\begin{cases} \dot{\Omega}_h(t) = \frac{\Gamma_t(G, \Omega_h, v)}{(G J_t)} - \frac{\Gamma_{em}}{J_t} \\ \dot{\Gamma}_{em}(t) = -\frac{\Gamma_{em}}{T_G} + \frac{u}{T_G} \end{cases} \quad (3.10)$$

Avec  $J_t$  étant l'inertie de l'arbre rapide (égale à  $J_{wt}/G^2$ , où  $J_{wt}$  est l'inertie du rotor) et  $u$  étant la référence du couple électromagnétique,  $\Gamma_{em}^* = u$ .

L'objectif est de trouver une surface de glissement permettant à la SCEE de fonctionner plus ou moins proche de RCO. Cela nécessite que la surface recherchée dépende de la vitesse du vent; son image dans le plan  $(\Omega_1, P_e)$  doit avoir une intersection non vide avec le CRO pour chaque valeur de la vitesse du vent. Les équations d'état (Equation (3.10)) peuvent être écrites dans la forme

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, t) + \mathbf{B}(\mathbf{x}, t) \cdot u \quad (3.11)$$

Où:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, t) = \begin{bmatrix} \frac{\Gamma_t}{(J_t \cdot G)} - \frac{\Gamma_{em}}{J_t} \\ -\frac{\Gamma_{em}}{T_G} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$\mathbf{B}(\mathbf{x}, t) = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ T_G \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

L'équation d'état est déjà sous la forme régulière [96]. Par conséquent, la dynamique de l'ordre réduit est exprimée par la première équation ci-dessous:

$$\begin{bmatrix} \dot{\Omega}_h \\ \dot{\Gamma}_{em} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Gamma_t}{(J_t \cdot G)} - \frac{\Gamma_{em}}{J_t} \\ -\frac{\Gamma_{em}}{T_G} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ T_G \end{bmatrix} \cdot u \quad (3.14)$$

Soit  $\sigma(x, u, t)$  la surface de glissement. Equation (3.14) et la condition  $\left(\frac{\partial \sigma}{\partial x} \cdot \mathbf{B}(x, t) \neq 0\right)$ , la condition d'existence du contrôle équivalent [97-98]), nécessitent que  $\frac{\partial \sigma}{\partial \Gamma_{em}} \neq 0$  ; soit  $\frac{\partial \sigma}{\partial \Gamma_{em}} = a_3 \neq 0$  par notation. Une première forme de la surface de commutation peut ainsi s'écrire:

$$\sigma(\Omega_h, \Gamma_{em}) = \sigma_1(\Omega_h) + a_3 \cdot \Gamma_{em} \quad (3.15)$$

L'égalité  $\sigma(\Omega_h, \Gamma_{em}) = 0$  implique que  $\sigma_1(\Omega_h) + a_3 \cdot \Gamma_{em} = 0$ , et enfin

$$\sigma_1(\Omega_h) = -a_3 \cdot \Gamma_{em} \quad (3.16)$$

La dynamique du mode glissant (c'est-à-dire sur la surface de glissement) peut être imposée comme équivalent à certaines dynamiques. De la relation (3.14) on peut obtenir:

$$\dot{\Omega}_h = \frac{(\frac{\Gamma_t}{G} - \Gamma_{em})}{J_h} \equiv [a_1 \quad a_2] \cdot [\Omega_h \quad \Gamma_{em}]^T \quad (3.17)$$

Où  $a_1$  et  $a_2$  correspondent à la dynamique du premier ordre sur la surface de glissement. De l'équation (3.17) on peut obtenir:

$$\Gamma_{em} = \frac{1}{1+a_2 \cdot J_h} \cdot (\frac{\Gamma_t}{G} - a_1 \cdot J_h \cdot \Omega_h) \quad (3.18)$$

Pour simplifier, soit  $a_3 = a_1 \cdot J_h \cdot \Omega_h$ . Les relations (3.16) et (3.18), combinées avec l'équation (3.15), donnent l'expression de la surface de glissement:

$$\sigma = a_1 \cdot J_h \cdot \Omega_h + \Gamma_{em} \cdot (1 + a_2 \cdot J_h) - \frac{\Gamma_t}{G} \quad (3.19)$$

Avec  $a_1$  et  $a_2$  sont la constante de temps inverse et du gain statique respectivement donné par les expressions suivantes:

$$a_1 = -1/T_{sm} \quad (3.20)$$

$$a_2 = -\frac{a_1 \Omega_{hopt}}{\Gamma_{emopt}} \quad (3.21)$$

Où  $J_h$  est l'inertie équivalente rendue à l'arbre rapide et  $T_{sm}$  est une constante de temps. Le paramètre  $a_1$  représente la constante de temps de la dynamique du mode glissant. Le régime permanent est imposé en choisissant le paramètre  $a_2$ ; de cette manière, l'équilibre sur la surface de glissement peut être caractérisé. Dans notre cas, à condition que l'optimisation énergétique soit intéressante, le point d'équilibre est fixé à l'optimum (c'est-à-dire sur le CRO). Par conséquent, la surface de commutation dépend de la dérivée d'une variable d'état (la vitesse de rotation), ce qui est un inconvénient pour la mise en œuvre en temps réel. Un filtre passe-haut de premier ordre, ayant la fonction de transfert  $\frac{S}{T_f \cdot S+1}$ , avec  $T_f = 0.1$  s, peut être utilisé pour estimer cette dérivée

Pour calculer la commande équivalente, la relation suivante est utilisée:

$$u^{eq} = - \left[ \frac{\partial \sigma}{\partial x} \cdot B \right]^{-1} \cdot \left[ \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \frac{\partial \sigma}{\partial x} \cdot f(x, t) \right] \quad (3.22)$$

Ensuite, les expressions impliquées seront calculées.

$$\frac{\partial \sigma}{\partial x} \cdot B = \begin{bmatrix} \frac{\partial \sigma}{\partial \Omega_h} & \frac{\partial \sigma}{\partial \Gamma_{em}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ T_G \end{bmatrix} = \frac{1}{T_G} \cdot \frac{\partial \sigma}{\partial \Gamma_{em}} \quad (3.23)$$

La dérivée partielle de la surface de glissement par rapport au couple électromagnétique et à la vitesse du rotor sont données respectivement par les expressions suivantes:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial \Gamma_{em}} = 1 + a_2 \cdot J_h \quad (3.24)$$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial \Omega_h} = a_1 \cdot J_h - \frac{1}{T_G} \cdot \frac{\partial \Gamma_t}{\partial \Omega_h} \quad (3.25)$$

D'après l'équation ( $\Gamma_{wt} = \frac{P_m}{\Omega_l} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot v^2 \cdot R^3 \cdot C_\Gamma(\lambda)$ ), la dérivée partielle du couple du vent par rapport à la vitesse du rotor:

$$\frac{\partial \Gamma_t}{\partial \Omega_h} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot v^2 \cdot R^3 \cdot \frac{\partial C_\Gamma(\lambda)}{\partial \Omega_h} = \frac{k v^2 R}{G} \left( \frac{\dot{C}_p(\lambda) \cdot \lambda - C_p(\lambda)}{\lambda^2} \right) \quad (3.26)$$

Avec  $k = 0.5 \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2$ ,  $\dot{C}_p(\lambda)$  est la dérivée du coefficient de puissance par rapport à  $\lambda$ . L'équation (3.16) peut réécrire:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial \Omega_h} = a_1 \cdot J_h - A(\lambda, v) \quad (3.27)$$

$$A(\lambda, v) = k \cdot v \cdot R^2 \cdot \left( \frac{\dot{C}_p(\lambda) \cdot \lambda - C_p(\lambda)}{\lambda^2 \cdot G^2} \right) \quad (3.28)$$

Alors l'expression la commande équivalente  $u^{eq}$  est donnée par:

$$u^{eq} = \Gamma_{em} - \frac{T_G}{1+a_2 \cdot J_h} (a_1 \cdot J_h \cdot \Omega_h + a_2 \cdot J_h \cdot \Gamma_{em}) (a_1 - A(\lambda, v)) \quad (3.29)$$

On peut essayer de modifier dynamiquement le paramètre  $a_2$  dans l'équation (3.21) en utilisant l'expression suivante:

$$a_2 = -a_1 \cdot \frac{\Omega_{hopt}}{\Gamma_{emopt} \left( 1 + k \cdot \frac{(\Omega_h - \Omega_{hopt})^2}{\Omega_{hopt}} \right)} \quad (3.30)$$

Avec  $k \geq 0$ . L'expression (3.30) n'a pas de valeur mais autour du point de fonctionnement optimal (PFO), sinon le paramètre  $a_2$  peut prendre des valeurs suffisamment grandes pour que le système quitte le régime de fonctionnement normal. La composante on-off de la loi de commande de glissement  $u^n$ , est obtenue en choisissant comme fonction de Lyapunov (énergie), le carré de la surface de glissement obtenue. On peut donc en déduire:

$$u^n = -\beta \text{sign}_h(\sigma) \quad (3.31)$$

Où  $\text{sign}_h(\cdot)$  est une fonction de signe hystérétique de largeur  $h$ .

La loi de commande par mode glissant total est la somme du composant équivalent et du composant de commande on-off :

$$u = u^{eq} + u^n \quad (3.32)$$

## 6. Commande par mode glissant flou d'un SCEE

La commande par mode glissant a largement prouvé son efficacité à travers plusieurs études théoriques. L'avantage que procure une telle commande qui la rend aussi importante, est sa robustesse vis-à-vis des perturbations et des incertitudes du modèle. Cependant, ces performances sont obtenues au prix de certains inconvénients: l'apparition du phénomène de chattering ou broutement provoqué par la partie discontinue de la commande qui peut avoir un effet néfaste sur les actionneurs, le système est soumis à chaque instant à une commande élevée afin d'assurer sa convergence vers l'état désiré.

Parmi les solutions proposées à ces problèmes on peut citer la commande par mode glissant à bande limite qui consiste à remplacer la fonction de commutation par une fonction de saturation. Mais, cette solution n'est qu'un cas particulier de la commande par mode glissant flou, d'où l'intérêt à utiliser une commande qui combine la logique floue et le mode glissant avec gain adaptatif afin d'obtenir une commande robuste.

Certains chercheurs [99] ont essayé de trouver une similitude entre la commande floue non linéaire et la commande par mode glissant et de combiner les deux lois de commande, c'est-à-dire la commande floue pour sa rapidité et sa facilité de mise en œuvre, et le régime glissant pour ses fondements théoriques rassurant du point de vue stabilité et robustesse [100-101].

Comment éviter le broutement est un aspect important pour le contrôle par mode glissant. Nous savons que la valeur de  $\beta$  dans l'équation (3.31) détermine l'amplitude du broutement du contrôleur. Si le coefficient du terme de commutation varie en fonction du temps, le phénomène de chattering sera affaibli. A cet effet, un système de contrôle flou est introduit ici. Les entrées sont  $\sigma$  et sa dérivée  $\dot{\sigma}$ , et la sortie est  $u^{flou}$ . La valeur absolue de la sortie prend la place du  $\beta$  fixe. Les univers du discours de  $\sigma$ , et  $u^{flou}$  sont respectivement  $[-k_1k_1], [-k_2k_2], [-k_3k_3]$ , où  $k_1, k_2, k_3$  sont des constantes positives. Chaque univers de discours est décomposé en quelques partitions floues (pour simplifier, nous prenons trois partitions floues, qui sont : Grande négative (GN), Zéros (Z), Grande positive (GP)).

Les règles floues sont:

- Règle 1: Si  $\sigma$  est GN et  $\dot{\sigma}$  est GN, alors  $u^{flou}$  est GN;
- Règle 2: Si  $\sigma$  est GN et  $\dot{\sigma}$  est Z, alors  $u^{flou}$  est GN;
- Règle 3: Si  $\sigma$  est GN et  $\dot{\sigma}$  est GP, alors  $u^{flou}$  est Z;
- Règle 4: Si  $\sigma$  est Z et  $\dot{\sigma}$  est GN, alors  $u^{flou}$  est GN;

Règle 5: Si  $\sigma$  est Z et  $\dot{\sigma}$  est Z, alors  $u^{flou}$  est Z;

Règle 6: Si  $\sigma$  est Z et  $\dot{\sigma}$  est GP, alors  $u^{flou}$  est Z;

Règle 7: Si  $\sigma$  est GP et  $\dot{\sigma}$  est GN, alors  $u^{flou}$  est Z;

Règle 8: Si  $\sigma$  est GP et  $\dot{\sigma}$  est Z, alors  $u^{flou}$  est Z;

Règle 9: Si  $\sigma$  est GP et  $\dot{\sigma}$  est GP, alors  $u^{flou}$  est GP;

Avec un singleton flou, un moteur d'inférence de produit et une défuzzification moyenne pondérée, nous établissons le système flou, qui est décrit par:

$$u^{flou} = \frac{\sum_{i=1}^9 \bar{y}^i u_{\sigma i} u_{\dot{\sigma} i}}{\sum_{i=1}^9 u_{\sigma i} u_{\dot{\sigma} i}} \quad (3.33)$$

Où  $\bar{y}^i$  est le contrôle singleton,  $u_{\sigma i}, u_{\dot{\sigma} i}$  sont les fonctions d'appartenance de  $\sigma, \dot{\sigma}$  respectivement et  $i$  est le nombre de règles. Ensuite, la commande de mode glissant du contrôleur (3.32) est décrite par

$$u^{new} = \Gamma_{em} - \frac{T_G}{1+a_2 J_h} (a_1 \cdot J_h \cdot \Omega_h + a_2 \cdot J_h \cdot \Gamma_{em}) (a_1 - A(\lambda, v)) + (|u^{flou}| \text{sign}(\sigma)) \quad (3.34)$$

La conception de contrôleur proposée sur la Figure 3.1 résout le problème de broutement de la stratégie de commande ci-dessus en utilisant la théorie de la logique floue dans la composante à haute fréquence.

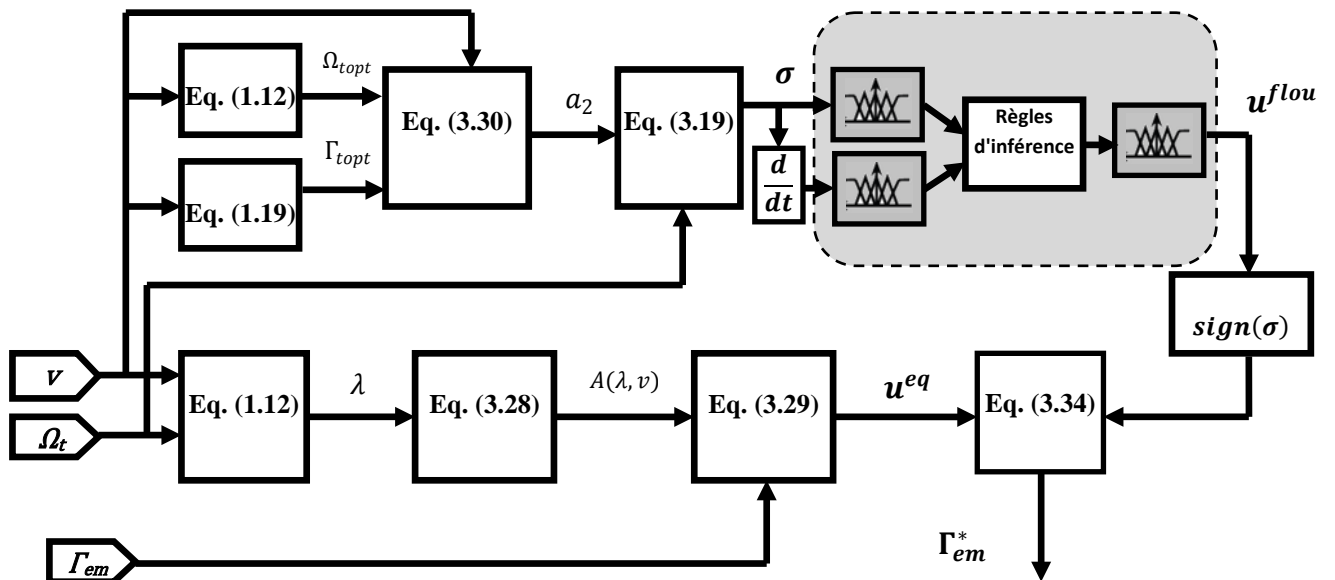


Figure 3.1: Commande par mode glissant flou pour MPPT.

## 7. Conclusion

Ce chapitre est un rappel de la théorie des systèmes à structure variable et des modes glissants. La commande par mode glissant était synthétisée pour le fonctionnement des systèmes non linéaires où les paramètres incertains et variables ne peuvent influencer la robustesse de cette technique. Par ailleurs, on peut choisir plusieurs formes de la surface de glissement, de même qu'on peut travailler sur plusieurs surfaces en même temps.

La commande par mode de glissant a connu un grand succès ces dernières années. Cela est dû à la simplicité de mise en œuvre et la robustesse par rapport aux incertitudes du système et des perturbations externes entachant le processus.

La commande par mode glissant consiste à ramener la trajectoire d'état vers la surface de glissement et de le faire évoluer dessus avec une certaine dynamique jusqu'au point d'équilibre.

La combinaison entre les deux lois de contrôle, contrôle par logique flou et la commande par mode glissant est l'une des solutions prometteuses pour gérer l'incertitude des systèmes, ainsi que les situations de non-linéarité, c'est-à-dire le contrôleur flou pour sa rapidité et sa mise en œuvre facile, et le mode glissant pour ses fondements théoriques rassurants le point de vue stabilité et robustesse.

Cette combinaison profite entre les incertitudes d'invariance et les perturbations du contrôle par mode glissant avec celles de la vitesse et du bon suivi du contrôleur flou.

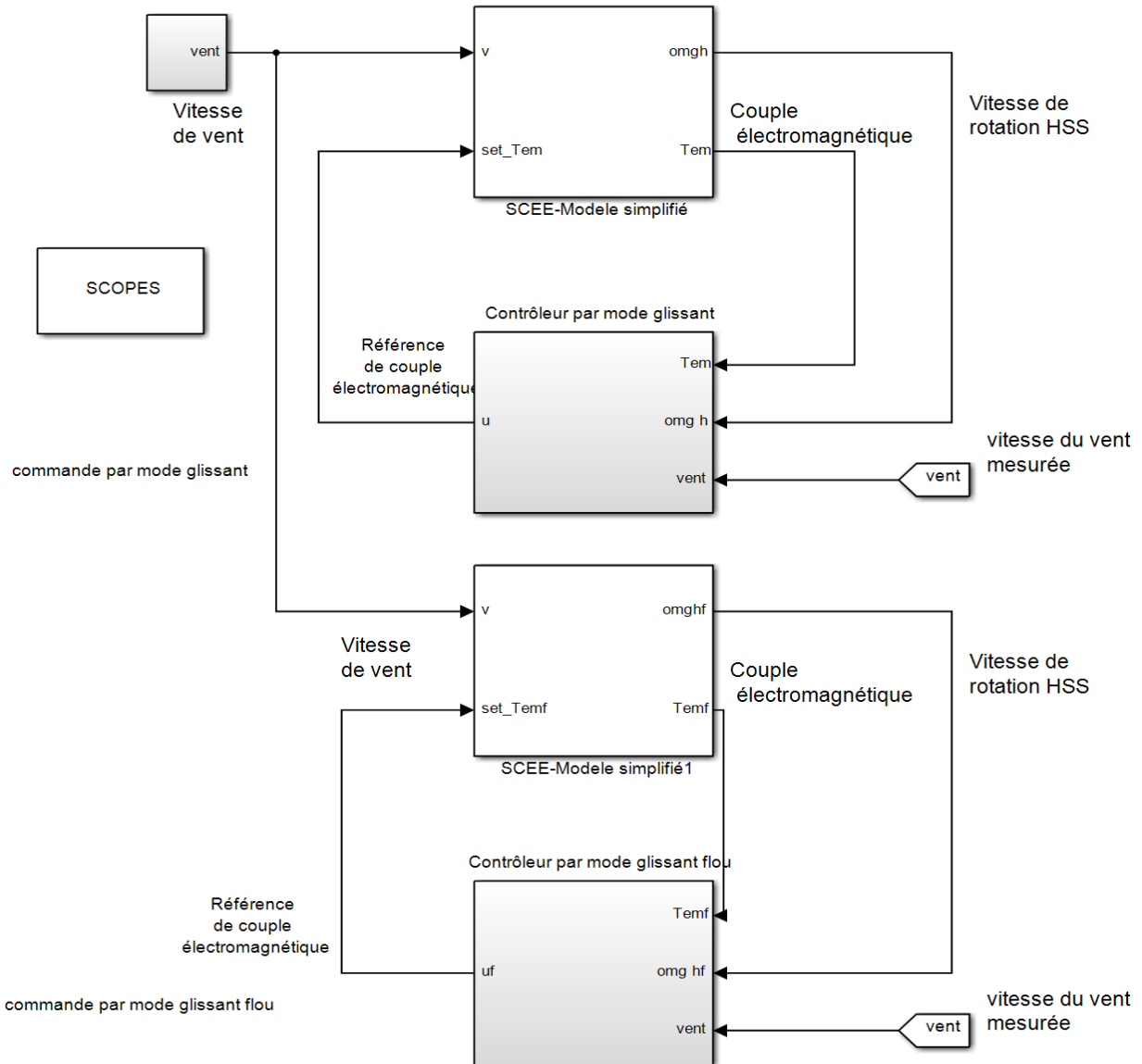
# **CHAPITRE IV : RESULTATS DES SIMULATIONS**

## 1. Cas étudiés

Ce chapitre constitue la performance de système de conversion d'énergie électrique de faible puissance (6KW) par deux contrôleurs : contrôleur par mode glissant et contrôleur par mode glissant flou représentés par la Figure 4.1.

Afin d'évaluer ces travaux, l'ensemble du système éolien et son système de contrôle proposé ont été implémentés dans l'environnement «MATLAB / Simulink» avec les paramètres GACE / SCEE fournis en Tableau 4.1. Des tests de simulation ont été menés sous trois profils de vent différents.





**Figure 4.1:** Schéma bloc de simulation de commande par mode glissant et mode glissant fluu.

**Tableau 4. 1:** Paramètres de SCEE de faible puissance (6 kW) équipé par GACE.

Rotor de turbine	Entraînement	GACE
Rayon du rotor : R=2.5m	Multiplicateur : G=6.25 J <sub>f</sub> = 3 Kg.m <sup>2</sup> Efficacité : η=0.95	p = 2, R <sub>s</sub> = 1.265 Ω, R <sub>r</sub> = 1.430 Ω L <sub>s</sub> = 0.1452 H, L <sub>r</sub> = 0.1452 H, L <sub>m</sub> = 0.1397 H T <sub>emmax</sub> = 50 N.m, V <sub>s</sub> = 220V, ω <sub>s</sub> = 157 rad/s

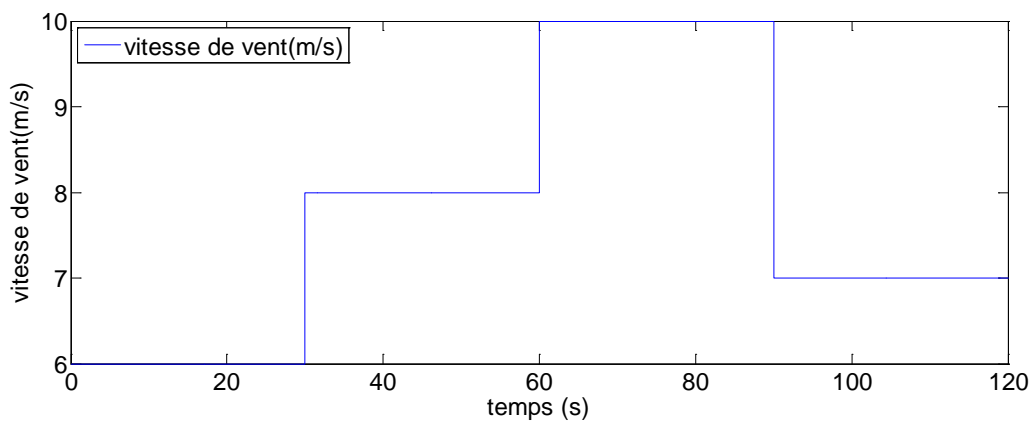
### 1.1 Changement d'échelon de la vitesse du vent

Une série de trois changements consécutifs de vitesse du vent sont appliqués pour imiter brièvement une rafale, c'est-à-dire 6-8 m / s, 8-10 m / s, 10-7 m / s, à t=30 s, 60 s, 90 s,

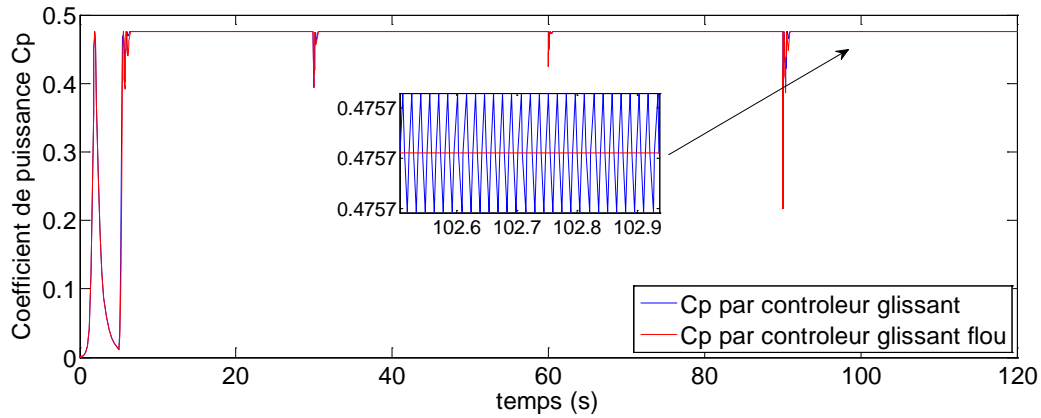
respectivement (Figure 4.2). Les performances MPPT de deux contrôleurs sont fournies dans les figures 4.3 à 4.9 respectivement. La Figure 4.3 illustre clairement que le contrôleur par mode glissant flou peut extraire l'énergie éolienne optimale car il peut maintenir le coefficient de puissance le plus proche de son optimum ( $C_p=0.475$ ), ainsi qu'une vitesse de rotation mécanique régulière et rapide par rapport à celle de SMC (Figure 4.4 et Figure 4.5). Nous avons représenté sur la Figure 4.6, la vitesse spécifique pour les deux méthodes MPPT : mode glissant et mode glissant flou. Ces résultats sont présentés lors de l'application d'un profil de vent moyen (8 m / s) qui comprend la région II. Les résultats montrent clairement l'efficacité de la commande par mode glissant flou proposé permet de maintenir avec plus de précision la vitesse spécifique autour de la valeur optimale ( $\lambda=7$ ) par rapport au mode glissant.

En termes d'efforts de commande représentés sur les Figures (4.7 et 4.8), la valeur maximale de  $T_{em}$  est de 25.5 N.m pour les différentes techniques, avec un minimum de 21 N.m environ pour la commande par mode glissant flou. Dans la Figure 4.8, l'ondulation de couple due aux variations de  $u^n$  est significativement diminuée dans le cas de l'utilisation d'une fonction floue, réduisant ainsi les contraintes mécaniques.

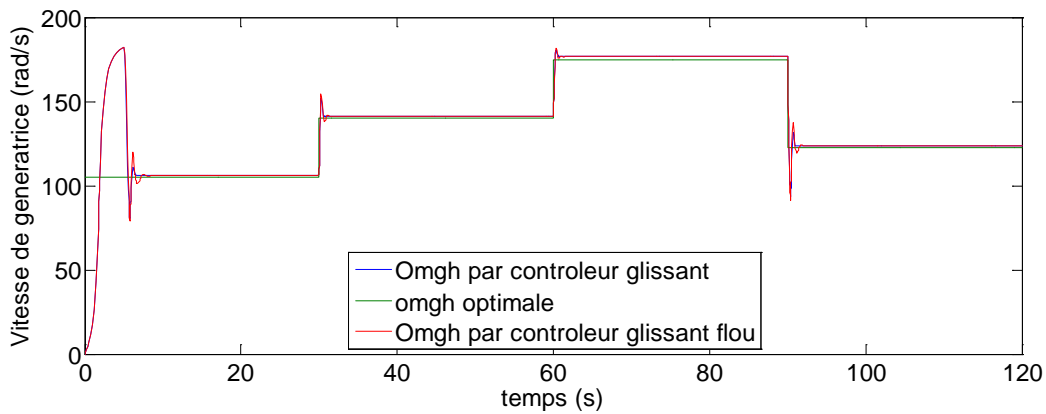
La Figure 4.9 présente les performances du système dans le suivi de caractéristique des régimes optimaux (CRO). La variance du point de fonctionnement autour de la CRO est satisfaisante (voir la Figure 4.9). La boucle fermée fonctionne mieux dans les forts vents que dans les faibles.



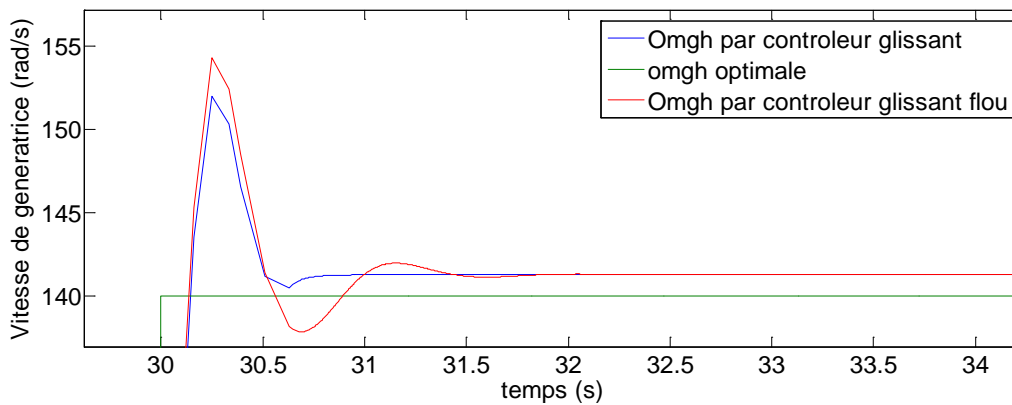
**Figure 4.2:** Changement d'échelon de la vitesse du vent..



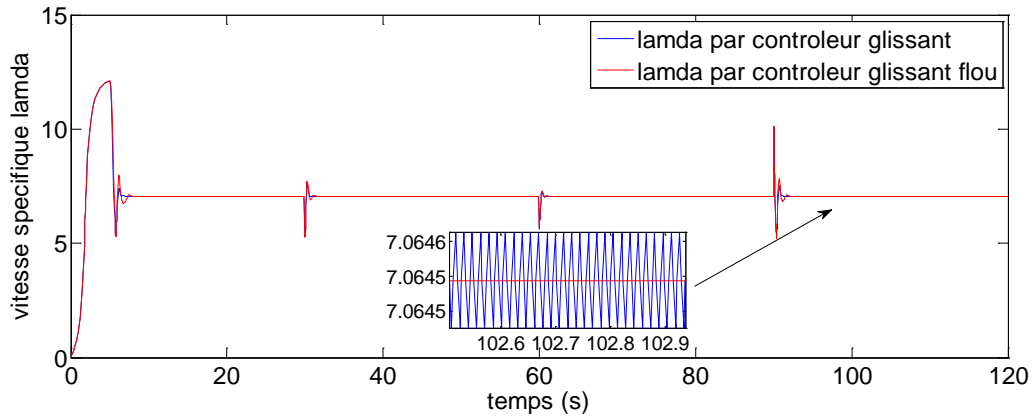
**Figure 4.3:** Coefficient de puissance  $C_p(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant.



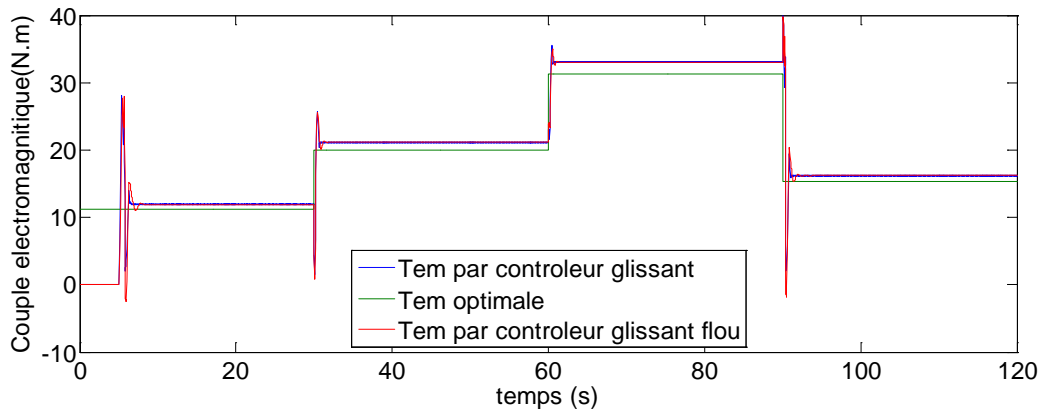
**Figure 4.4:** Vitesse de génératrice  $\Omega_h(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et  $\Omega_{hopt}(t)$ .



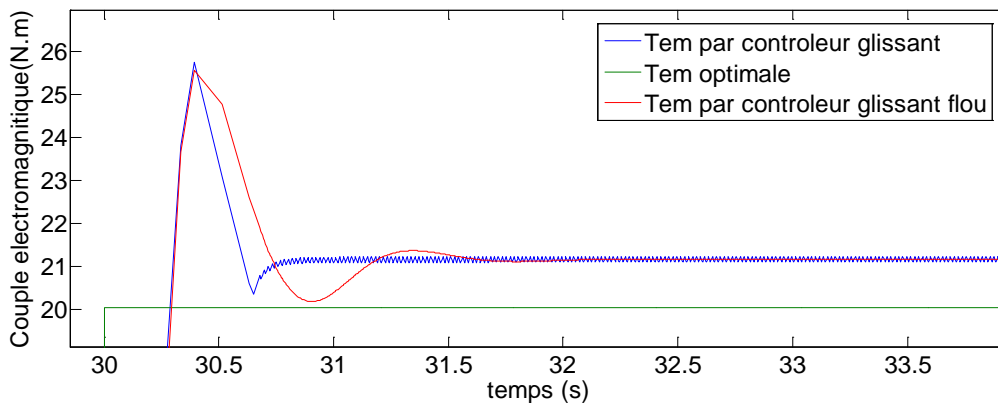
**Figure 4.5:** Zoom sur la vitesse de génératrice  $\Omega_h(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et  $\Omega_{hopt}(t)$ .



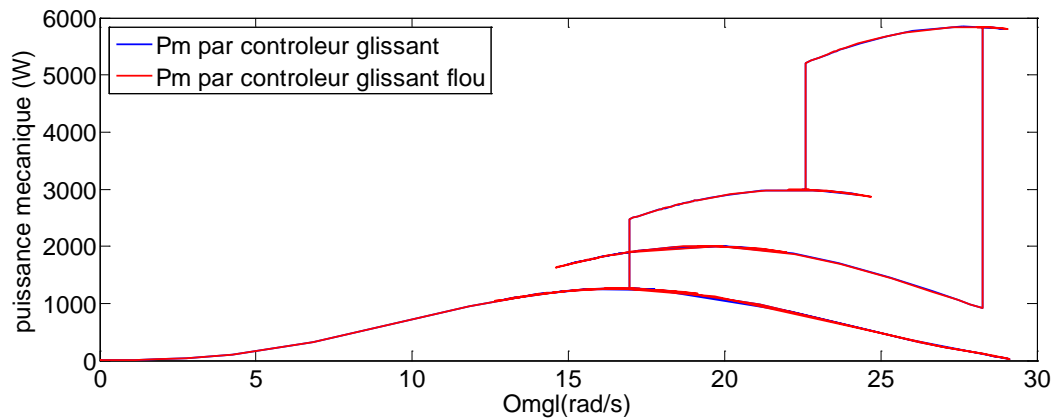
**Figure 4.6:** Vitesse spécifique  $\lambda(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus le contrôleur par mode glissant.



**Figure 4.7:** Couple électromagnétique  $T_{em}(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et  $T_{emopt}(t)$ .



**Figure 4.8:** Zoom sur le couple électromagnétique  $T_{em}(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus le contrôleur par mode glissant et  $T_{emopt}(t)$ .



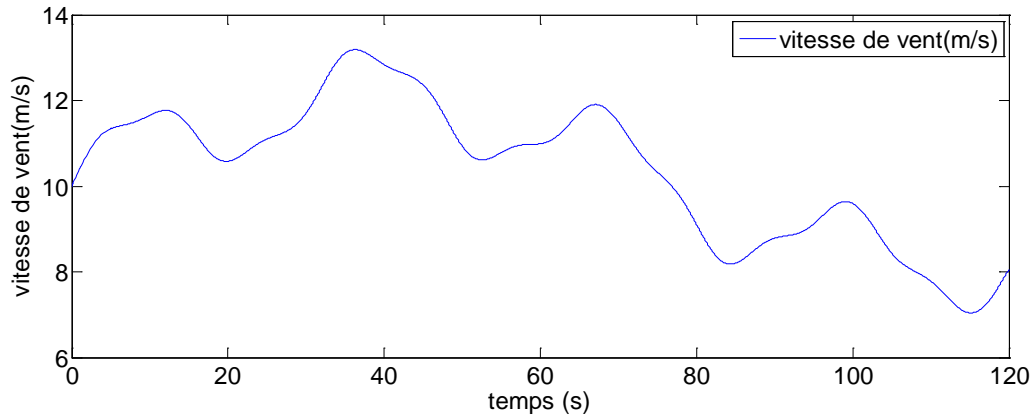
**Figure 4.9:** Puissance mécanique en fonction de vitesse de la turbine  $P_m(\Omega_l)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant.

## 1.2 Vitesse du vent stochastique à faible turbulence

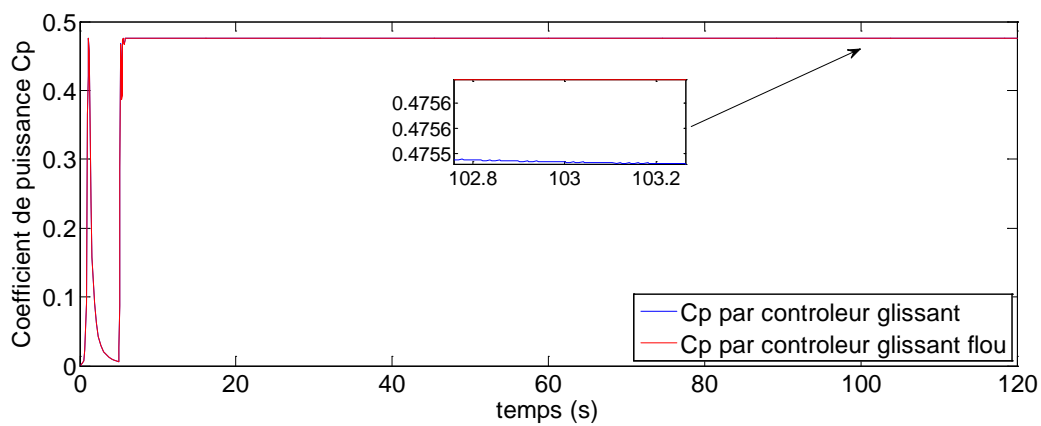
Une vitesse de vent stochastique à faible turbulence qui varie entre 7 et 13 m/s est étudiée pour imiter une variation générale du vent. Le profil du vent peut être modélisé par une somme de plusieurs harmoniques, comme :

$$v(t) = 10 + 0.2\sin(0.1047t) + 2\sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2\sin(3.6645t)$$

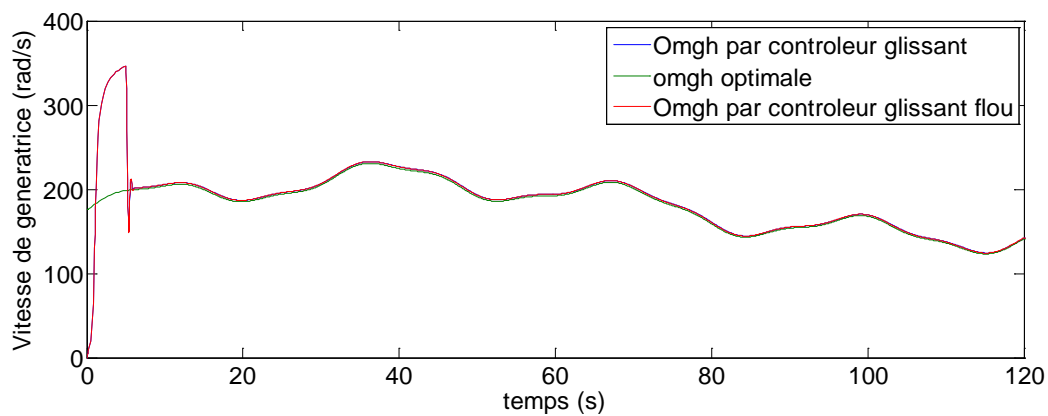
Les réponses de GACE correspondantes sont démontrées par les Figure 4.11- 4.17, à partir de les quelles on peut observer que le coefficient de puissance du contrôleur par mode glissant flou est le plus proche de l'optimum, de sorte qu'il peut extraire la puissance maximale du vent. En effet, la variation stochastique de la vitesse du vent peut être rapidement estimée par contrôleur par mode glissant et entièrement compensée par le contrôleur en temps réel. La Figure 4.12 montre un bon fonctionnement du GACE sur une vitesse de génératrice optimale avec une performance dynamique rapide. La Figure 4.15 compare les couples électromagnétiques fournis par les deux contrôleurs précédents; nous pouvons voir qu'un meilleur suivi de référence du couple électromagnétique est assuré en utilisant le contrôleur par mode glissant flou, la régulation par mode glissant flou montre sa supériorité en rejetant efficacement les effets des charges mécaniques, d'où le couple électromagnétique suivent leurs références parfaitement (Figure 4.16). La Figure 4.17 montre les performances obtenues du SCEE sur la base des contrôleurs par mode glissant et par mode glissant flou respectivement.



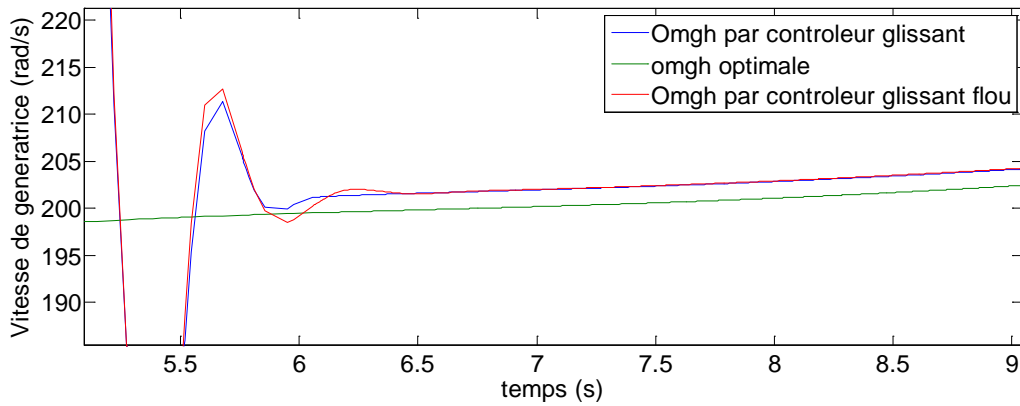
**Figure 4.10:** Vitesse du vent stochastique à faible turbulence.



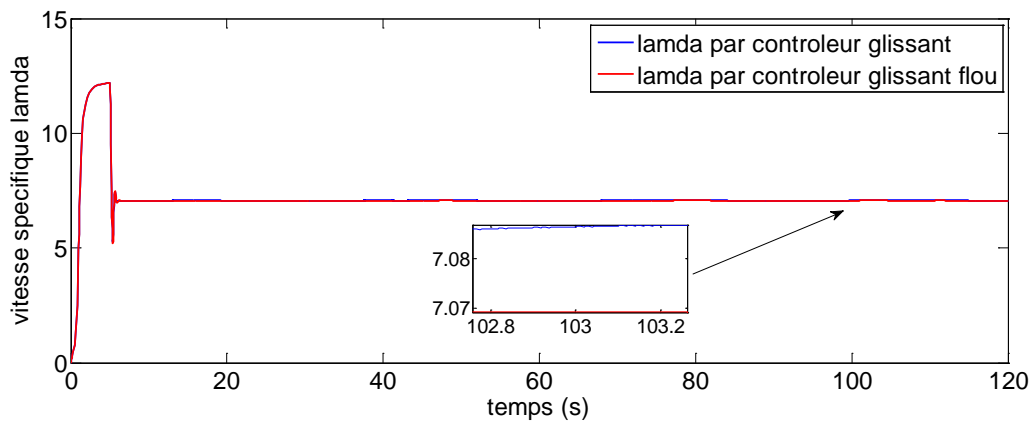
**Figure 4.11:** Coefficient de puissance  $C_p(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant.



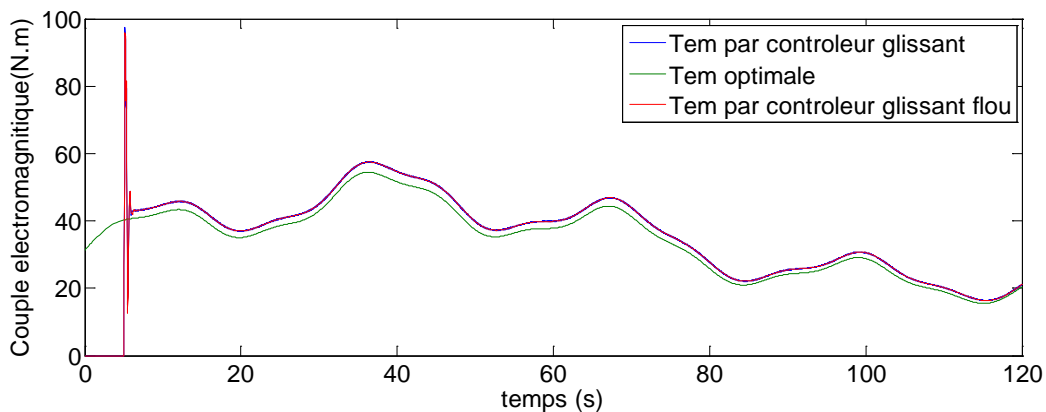
**Figure 4.12:** Vitesse de génératrice  $\Omega_h(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et  $\Omega_{hopt}(t)$ .



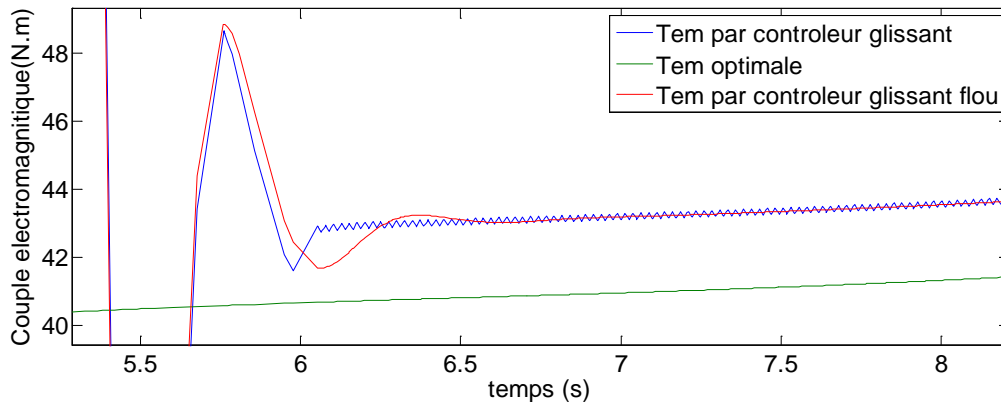
**Figure 4.13:** Zoom sur la vitesse de génératrice  $\Omega_h(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et  $\Omega_{hopt}(t)$ .



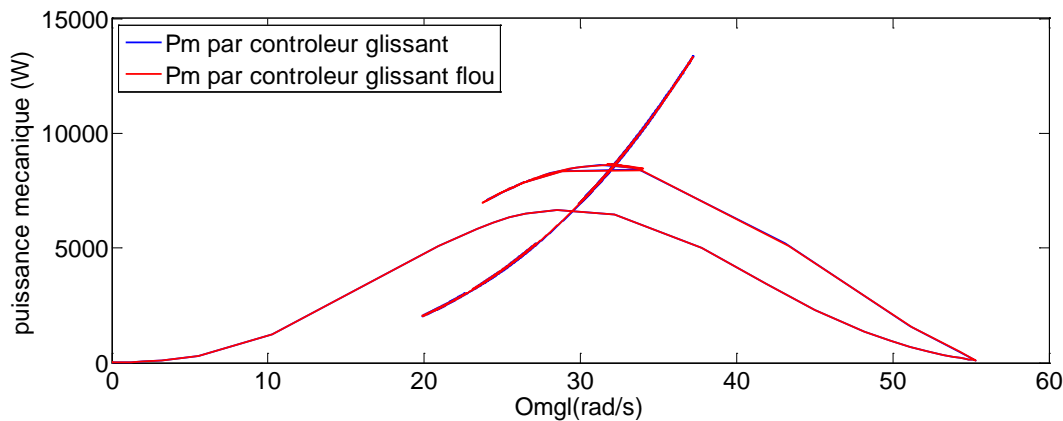
**Figure 4.14:** Vitesse spécifique  $\lambda(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant.



**Figure 4.15:** Couple électromagnétique  $T_{em}(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et  $T_{emopt}(t)$ .



**Figure 4.16:** Zoom sur le couple électromagnétique  $T_{em}(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et  $T_{emopt}(t)$ .



**Figure 4.17:** Puissance mécanique en fonction de vitesse de la turbine  $P_m(\Omega_l)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant.

### 1.3 Vitesse du vent stochastique à haute turbulence

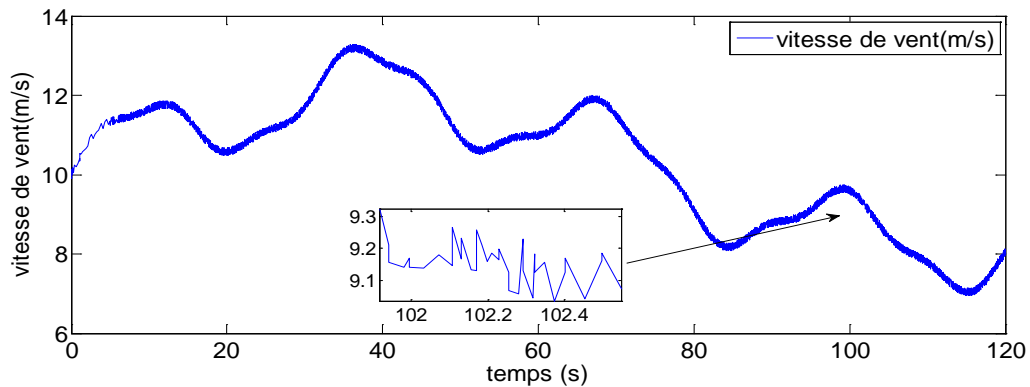
Dans certaines conditions météorologiques extrêmes, c'est-à-dire sur le plateau, la côte et le désert, la vitesse du vent peut changer considérablement, ce qui rend le MPPT une tâche très difficile car il nécessite une réponse rapide et opportune du contrôleur. Ici, une vitesse de vent stochastique à haute turbulence variant entre 6 et 13 m/seconde est testée pour étudier les performances MPPT de chaque approche. Le profil du vent peut être modélisé par une somme de plusieurs harmoniques, comme :

$$v(t) = 10 + 0.2\sin(0.1047t) + 2\sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2 \sin(3.6645t) + \text{bruit}$$

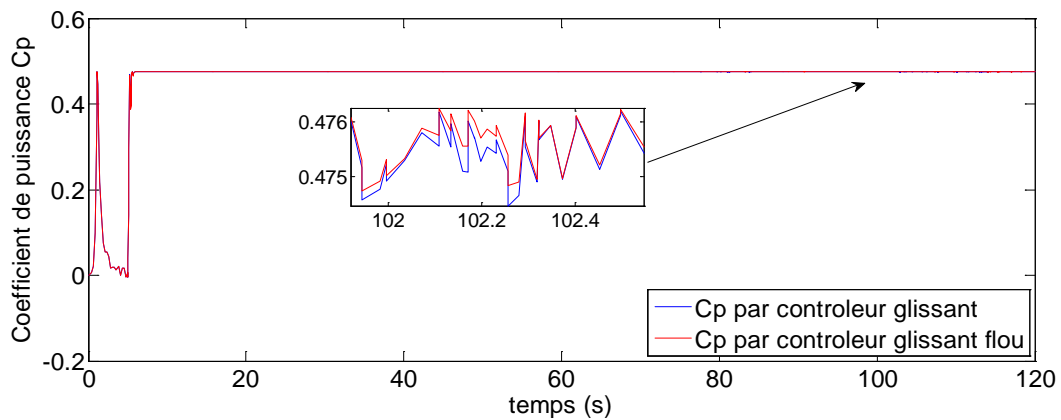
Les réponses de SCEE sont illustrées par les Figure 4.19-4..25, dans les quelles on peut constater que le contrôle par mode glissant flou peut toujours maintenir des performances de contrôle satisfaisantes et surpasser le contrôle par mode glissant associées à l'extraction de



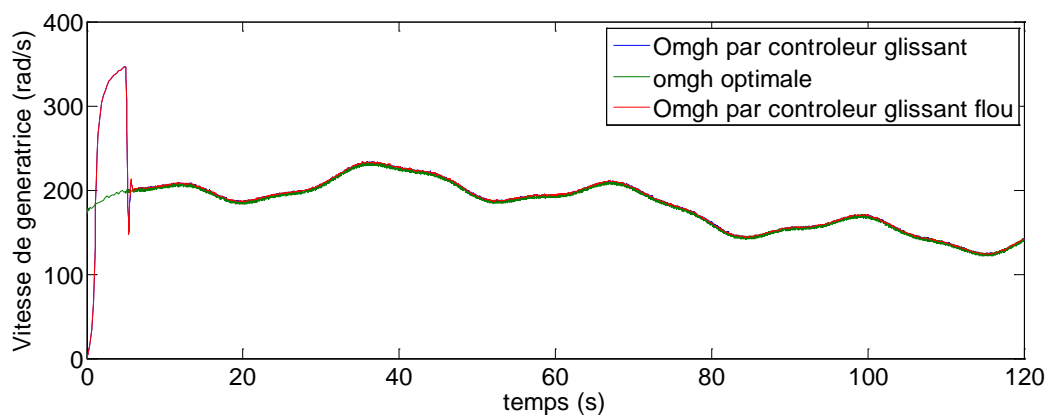
puissance maximale, au dépassement de puissance le plus faible et au taux de suivi le plus rapide.



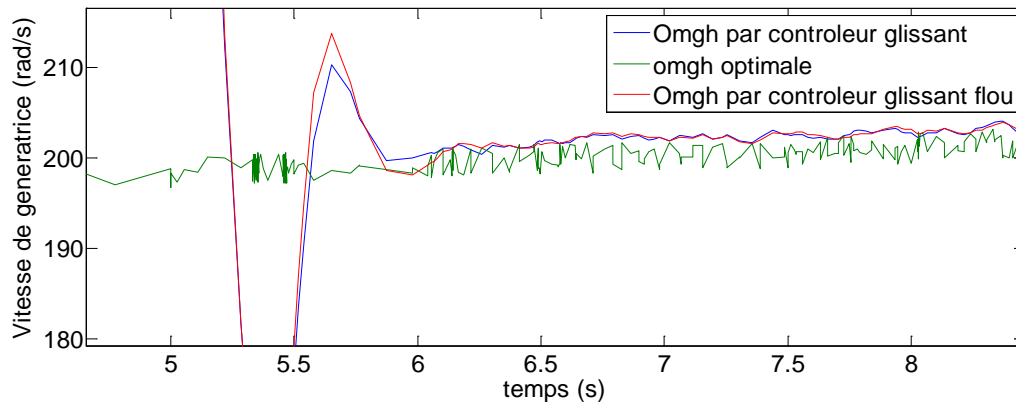
**Figure 4.18:** Vitesse du vent stochastique à haute turbulence.



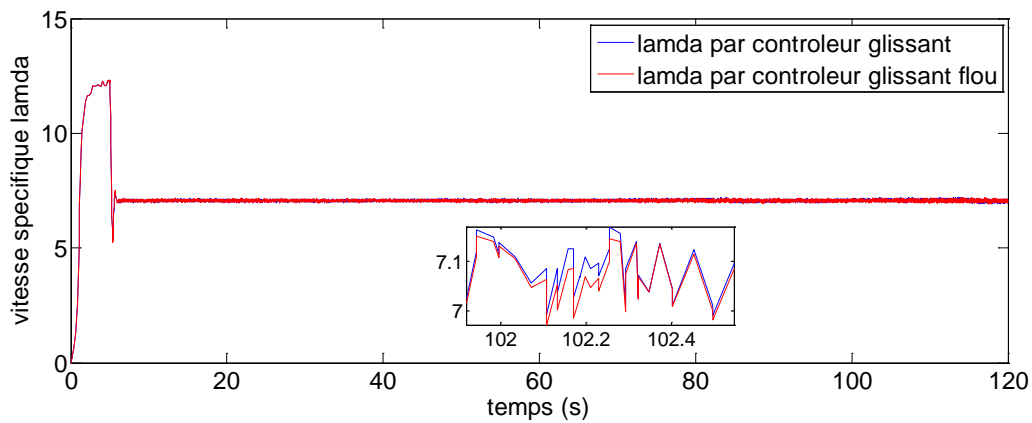
**Figure 4.19:** Coefficient de puissance  $C_p(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant.



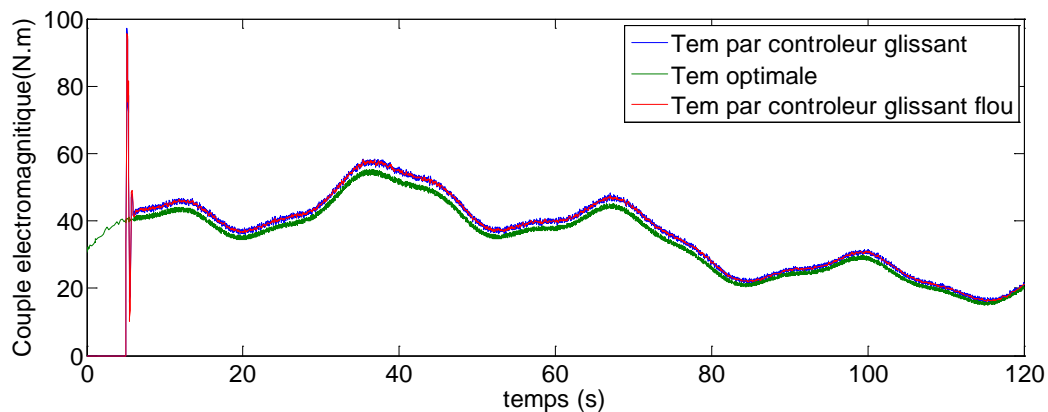
**Figure 4.20:** Vitesse de génératrice  $\Omega_h(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et  $\Omega_{hopt}(t)$ .



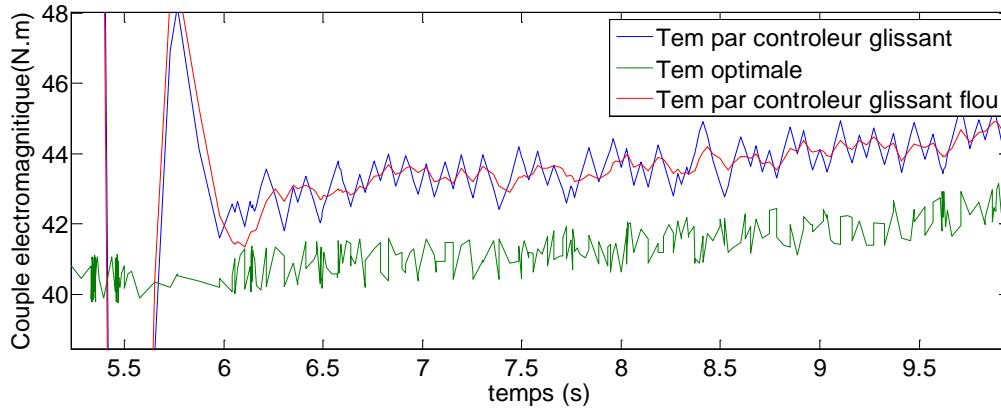
**Figure 4.21:** Zoom sur la vitesse de génératrice  $\Omega_h(t)$  pour un contrôleur glissant flou versus glissant et  $\Omega_{hopt}(t)$ .



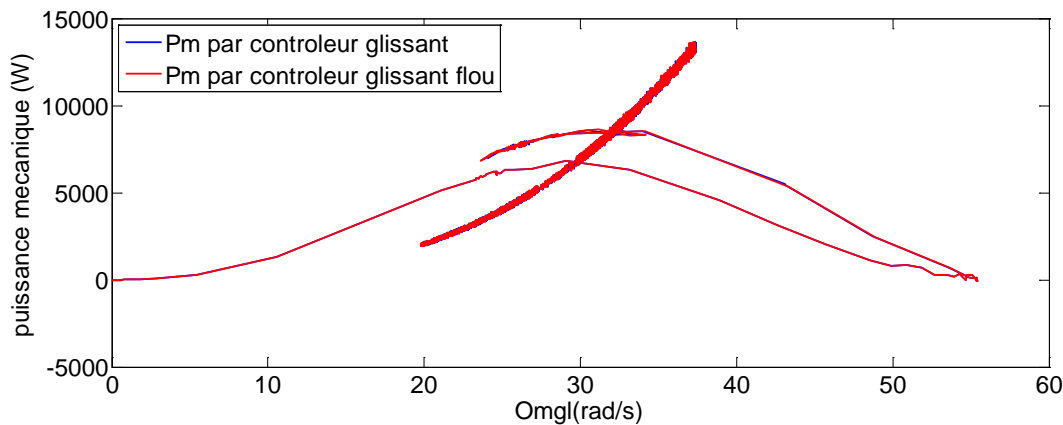
**Figure 4.22:** Vitesse spécifique  $\lambda(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant.



**Figure 4.23:** Couple électromagnétique  $T_{em}(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et  $T_{emopt}(t)$ .



**Figure 4.24:** Zoom sur le couple électromagnétique  $T_{em}(t)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus un contrôleur par mode glissant et  $T_{emopt}(t)$ .



**Figure 4.25:** Puissance mécanique en fonction de vitesse de la turbine  $P_m(\Omega_l)$  pour un contrôleur par mode glissant flou versus contrôleur par mode glissant.

## 2. Conclusion

Ce chapitre vise à présenter de différentes approches de contrôle dédiées à la capture de la puissance maximale en régime de charge partielle (inférieure à la vitesse nominale du vent) en utilisant une vitesse variable. Les approches présentées utilisent des modèles d'éoliennes simples et fiables selon un ensemble raisonnable d'hypothèses de modélisation dans le but de développer des contrôleurs de SCEE. Pour surmonter les inconvénients éventuellement induits par une "mauvaise modélisation", certaines techniques de contrôle avancées ont été employées, conférant de la robustesse au SCEE contrôlé résultant.

Une loi de contrôle floue a été proposée afin de résoudre le problème de claquement du contrôleur par mode glissant standard où ses performances sont améliorées. Le contrôleur

proposé fournit la référence du couple électromagnétique dans lequel le suivi du point de puissance est maximisé pour le cas de vitesse du vent variable. La combinaison entre les deux lois de contrôle, le contrôle par logique floue et la commande par mode glissant est l'une des solutions prometteuses pour gérer l'incertitude des systèmes, ainsi que les situations de non-linéarité, c'est-à-dire le contrôleur flou pour sa rapidité et sa mise en œuvre facile, et le mode glissant pour ses fondements théoriques rassurants le point de vue stabilité et robustesse. Cette combinaison profite entre les incertitudes d'invariance et les perturbations du contrôle par mode glissant avec celles de la vitesse et du bon suivi du contrôleur flou.

## Conclusion générale

Le travail effectué dans ce mémoire avait comme objectif le contrôle de la production d'électricité dans les éoliennes à vitesse variable. À cette fin, une stratégie de contrôle par mode glissant et mode glissant flou a été proposée pour assurer la stabilité et pour imposer la solution de contrôle malgré les incertitudes du modèle.

Une version de la méthode de contrôle fiable appelée Maximum Power Point Tracking (MPPT), nécessitant une connaissance minimale du système, a été proposée. Basée sur le principe de recherche extrême, cette méthode vise à amener le point de fonctionnement moyen de la turbine vers le point optimal, assurant ainsi un régime de conversion optimal, en utilisant la composante de turbulence de la vitesse du vent comme signal de recherche.

La stratégie de commande par mode glissant proposée présente des caractéristiques intéressantes telles que la robustesse aux incertitudes paramétriques de la turbine et du générateur ainsi qu'aux perturbations du réseau électrique. L'approche de contrôle par mode glissant proposée a été simulée sur une éolienne à faible puissance de 6 KW pour évaluer sa cohérence et ses performances.

Les résultats de la simulation montrent que la stratégie de contrôle proposée est efficace en termes d'extraction d'énergie et de régulation, résultant en la réduction des contraintes mécaniques de la chaîne cinématique et des fluctuations de puissance de sortie.

La mise en œuvre de ces approches de contrôle sur les installations d'éoliennes dans le monde réel est un dernier mais non le moindre objectif à considérer comme développement futur de ce travail.

## References

- [1] Valipour, M (2015). A comprehensive study on irrigation management in Asia and Oceania. *Archives of Agronomy and Soil Science*;61(9):1247–1271.
- [2] Yannopoulos, S.I., Lyberatos, G., Theodossiou, N., Li, W., Valipour, M., Tamburrino, A., Angelakis, A.N (2015) . Evolution of water lifting devices (pumps) over the centuries world-wide. *Water* ;7(9):5031–5060.
- [3] Saravanan, S., Babu, N.R (2016). Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system—A review.*RenewSustainEnergy Rev*;57:192–204.
- [4] Kahla.S, (2018), Modélisation et commande d’un système éolien,Thèse de doctorat, p1-35
- [5] GWEC. (2006, Sep.)“Global wind energy outlook,” in Global Wind Energy Council Report [Online]. Available: <http://www.gwec.net/>
- [6] L. Soder, L. Hofmann, A. Orths, H. Holttinen, Y. Wan, and A. Tuohy, “Experience from wind integration in some high penetration areas,” *IEEETrans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 1, pp. 4–12, Mar. 2007.
- [7] G. M. J. Herbert, S. Iniyan, E. Sreevalsan, and S. Rajapandian, “A review of wind energy technologies,” *Renew. Sustainable Energy Rev.*, vol. 11,no. 6, pp. 1117–1145, Aug. 2007.
- [8] Y. Amirat, M. E. H. Benbouzid, B. Bensaker, and R. Wamkeue, “The state of the art of generators for wind energy conversion systems,” presented at the ICEM’2006, Chania, CreteIsland, Greece.
- [9] Van Wingerden, J.W., Hulskamp, A., Barlas, T., Houtzager, I., Bersee, H., van Kuik, G., Verhaegen, M (2011). Two-degree-of-freedom active vibration control of a prototyped “smart” rotor. *IEEE Trans. Cont. Sys. Tech*, 19: 284-296.
- [10] Boukhezzar, B., Lupu, L., Siguerdidjane, H., Hand, M (2007). Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines. *Ren. Energy*, 32: 1273-1287.

- [11] Soufi, Y., Kahla, S., Bechouat, M (2016). Particle swarm optimization based sliding mode control of variable speed wind energy conversion system. *Inter. Jour. Hyd. Ener*, 41(45): 20956-20963.
- [12] Tang, Y., Zhang, X., Zhang, D., Zhao, G., Guan, X (2013). Fractional order sliding mode controller design for antilock braking systems. *Neuro comp*, 111: 122-130.
- [13] Burton T, D., Sharpe N., Jenkins , E. Bossanyi. (2001). *Wind Energy Handbook*, Wiley.
- [14] Abdullah M.A., Yatim A.H.M., Tan C.W. and Saidur, R. (2012). A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 16:3220–3227.
- [15] Nichita C., Luca, D., Dakyo, B. and Ceangă, E. (2002). Large Band Simulation of the Wind Speed for Real Time Wind Turbine Simulators. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 17(4), 523-529.
- [16] Dampier R.I. (1995). *Introduction to Discrete – Time Signals and Systems*. Chapman and Hall.
- [17] Welfonder E., Neifer, R. and Spanner, M. (1997). Development and Experimental Identification of Dynamic Models for Wind Turbines. *Control Engineering Practice* 5(1), 63-73.
- [18] Ekelund T. (1994). Speed control of wind turbines in the stall region. In *Proceedings of the Third IEEE Conference on Control Applications*, volume 1, pages 227–232, August 24-26.
- [19] Johnson G.L.(2001). *Wind Energy Systems*. Manhattan, KS, electronic edition, December.
- [20] Camblong H. (2004). *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éoliennes dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable*. Thèse de Doctorat, ENSAM Bordeaux.
- [21] Connor B., Leithead W.(1996). Investigation of control strategy for 1 MW variable speed wind turbine. Tech.rep, Univ. of Denmark.

- [22] Vihriälä H. (1998). Permanent magnet generator in wind power plants. Master's thesis, Tampere University of technology.
- [23] Fox R.W., McDonald A.T., Pritchard P.J. (2003). *Introduction to Fluid Mechanics*. Wiley, 6th edition.
- [24] Poitiers F., Machmoum M., and Le Doeuff R. (2003). Simulation of wind energy conversion system based on a doubly-fed induction generator. In *10th European Conference on Power Electronics and Applications*, Toulouse, France.
- [25] Winkelman J.R., David S.H. (1983). Control design and performance analysis of a 6 MW wind turbine generator. *IEEE Transaction on PAS*, 102(5):1340–1347.
- [26] Abdin E.S., Xu W. (2000). Control design and dynamic performance analysis of a wind turbine-induction generator unit. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 15(1):91–96.
- [27] El Aimani S. (2004). Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau moyenne tension. Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille-Université des Sciences et Technologies de Lille 1.
- [28] Heier S. (1998). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. John Wiley & Sons Ltd.
- [29] Bongers P.M.M. (1994). *Modeling and Identification of Flexible Wind Turbines and a Factorizational Approach to Robust Control*. PhD thesis, Delft University of Technology.
- [30] Novak P., Jovik I., Schmidtbauer B. (1994). Modeling and identification of drive-system dynamics in a variable-speed wind turbine. In *Proceedings of the Third IEEE Conference on Control Applications*, volume 1, pages 233–238.
- [31] Sørensen P., Hansen A.D., Janosi L., Bech J., Bak-Jensen B. (2001). Simulation of interaction between wind farm and power systems. Risø Report R-1281(EN), Risø National Laboratory, Roskilde.
- [32] Kesraoui, M., Korichi, N., Belkadi, A (2011). Maximum power point tracker of wind energy conversion system. *Renew Energy* 36:2655–2662.



- [33] Cardenas-Dobson R. (1996). *Control of Wind Turbines Using a Switched Reluctance Generator*. PhD thesis, University of Nottingham.
- [34] Ekelund T. (1997). *Modeling and Linear Quadratic Optimal Control of Wind Turbines*. PhD thesis, Chalmers University of Technology, Sweden.
- [35] Leithead W.E., Connor B. (2000). Control of variable speed wind turbines: Dynamic models. *International Journal of Control*, 73(13):1173–1188.
- [36] Vihriälä H. (2002). *Control of Variable Speed Wind Turbines*. PhD thesis, Tampere University of technology.
- [37] Pierremayé « aide mémoire électrotechnique », livre. Mémoire master : Modélisation numérique d'un moteur asynchrone à cage d'écureuil (Mr. HAMADOU Adil, Mr. NESSISSEN Abdelkader).
- [38] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Transform%C3%A9\\_de\\_Park](https://fr.wikipedia.org/wiki/Transform%C3%A9_de_Park)
- [39] Bose, B.K. (2001). *Modern power electronics and AC drives*. Prentice–Hall, Englewood Cliffs, NJ, USA (Thèse de doctorat : Modélisation et commande d'un système éolien).
- [40] Munteanu I., Bratcu I.A., Cutululis N.A., Ceanga E. (2008). *Optimal Control of Wind Energy Systems: Towards a Global Approach*; 3:29-70.
- [41] <http://www.differencebox.com/engineering/difference-between-flexible-drive-and-rigid-drive/>.
- [42] Baroudi J. A., Dinavahi V., Knight A. M. (2007). A review of power converter topologies for wind generators. *Renew Energy*, 32:2369–85.
- [43] Chakraborty S., Kramer B., Kroposki B. (2009). A review of power electronics interfaces for distributed energy systems towards achieving low-cost modular design. *Renew Sustain Energy Rev*, 13:2323–35.
- [44] Bianchi F.D., Battista H.D., Mantz R.J. (2007). *Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design*. 1st ed. London: Springer-Verlag.

- [45] Xu F., Zhang J., Cheng M. (2011). Analysis of double objectives control for wind power generation system with frequency separation .4<sup>th</sup>IntConfElectrUtilDeregulRestruct Power Technol, 1366–1371.
- [46] Freris L.L (1990). Wind energy conversion systems. London, UK: Prentice Hall.
- [47] Li H., Chen Z. (2008). Overview of different wind generator systems and their comparisons. IET Renew Power Gener, 2:123.
- [48] Alnasir Z., Kazerani M. (2013). An analytical literature review of stand-alone wind energy conversion systems from generator viewpoint. Renew Sustain Energy Rev, 28:597–615.
- [49] Pao L.Y., Johnson K.E. (2009).A tutorial on the dynamics and control of wind turbines and wind farms. AmControlConf, 2076–89.
- [50] Hua G., Geng Y. (2006). A novel control strategy of MPPT taking dynamics of wind turbine into account.37thIEEEPowerElectronSpecConf, 1–6.
- [51] Morimoto S., Nakayama H., Sanada M., Takeda Y. (2005). Sensorless output maximization control for variable-speed wind generation system using IPMSG. IEEE TransIndAppl, 41:60–7.
- [52] Zhao Y., Wei C., Zhang Z., Qiao W. (2013). A review on position / speed sensorless control for permanent-magnet synchronous machine-based wind energy conversion systems.IEEEJEmergSelTopPower Electron; 1:203–16.
- [53] Yaoqin J., Zhongqing Y., Binggang C.(2002). A new maximum power point tracking control scheme for wind generation. IntConfPowerSystTechnol,144–8.
- [54] Hohm D.P., Ropp M.E. (2000). Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed.Conf Rec Twenty-Eighth IEEE PhotovoltSpec Conf,1699–702.
- [55] Yu K.N., Liao C.K. (2015). Applying novel fractional order incremental conductance algorithm to design and study the maximum power tracking of small wind power systems. J ApplRes Technol;13:238–44.

- [56] Hui J., Bakhshai A., Jain P. (2015). A sensor-less adaptive maximum power point extraction method with voltage feedback control for small wind turbines in off-grid applications. *IEEEJ EmergSelTop Power Electron*;67771–1.
- [67] Ramos-Paja C.A., Saavedra-Montes A.J., Arango E.(2012). Maximum power point tracking in wind farms by means of a multivariable algorithm.*WorkEngAppl*, 1–6.
- [58] Li H., Shi K.L., McLaren P.G. (2005). Neural-network-based sensorless maximum wind energy capture with compensated power coefficient. *IEEE Trans IndAppl*; 41:1548–56.
- [59] Daili Y., Gaubert J-P., Rahmani L. (2015). Implementation of a new maximum power point tracking control strategy for small wind energy conversion systems without mechanical sensors. *Energy Convers Manag*; 97:298–306.
- [60] Hui J., Bakhshai A (2008). A fast and effective control algorithm for maximum power point tracking in wind energy systems. In: *Proceedings of the 2008 world wind energy conference*,1–10.
- [61] Maurizio M., Marcello P. (2011). Growing neural gas (GNG)-based maximum power point tracking for high-performance wind generator with an induction machine. *IEEE Trans IndAppl* 47(2):861–872.
- [62] Qu L., Qiao, W. (2011).Constant Power Control of DFIG Wind Turbines with Super capacitor Energy Storage. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 47, no. 1, pp. 359-367.
- [63] Ou T0C., Hong C-M. (2014). Dynamic operation and control of micro grid hybrid power systems. *Energy*, 66:314-323.
- [64] Mirbagheri S.Z., Mekhilef S., Mirhassani S.M. (2013). MPPT with Inc.Cond method using conventional interleaved boost converter. *Energy Procedi*; 42:24–32.
- [65] Bendib B., Belmili H., Krim F. (2015). A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems. *Renew Sustain Energy Rev*; 45:637–48.
- [66] Chun S., Kwasinski A. (2011) .Analysis of classical root-finding methods applied to digital maximum power point tracking for sustainable photovoltaic energy generation. *IEEE Trans Power Electron*; 26:3730–43.

- [67] Punitha K., Devaraj D., Sakthivel S. (2013). Artificial neural network based modified incremental conductance algorithm for maximum power point tracking in photovoltaic system under partial shading conditions. *Energy*; 62:330–40.
- [68] Zhang H.B., Fletcher J., Greeves N., Finney S.J., Williams B.W. (2011). One-power-point operation for variable speed wind / tidal stream turbines with synchronous generators. *IET Renew Power Gener*; 5:99.
- [69] Xia Y., Ahmed K.H., Williams B.W. (2013). Wind turbine power coefficient analysis of a new maximum power point tracking technique. *IEEE Trans Ind Electron*; 60:1122–32.
- [70] Carrillo C., Obando. Montaña F., Cidrás J., Díaz-Dorado E. (2013). Review of power curve modeling for wind turbines. *Renew Sustain Energy Rev*; 21:572–81.
- [71] Agarwal V., Aggarwal R. (2010). A novel scheme for rapid tracking of maximum power point in wind energy generation systems. *IEEE Trans Energy Convers*; 25:228–36.
- [72] Nahid-Al-Masood Yan R., Saha T.K. (2015). A new tool to estimate maximum wind power penetration level: In perspective of frequency response adequacy. *Appl Energy*; 154:209–20.
- [73] Calderaro V., Galdi V., Piccolo A., Siano P. (2008). A fuzzy controller for maximum energy extraction from variable speed wind power generation systems. *Electr Power Syst Res*; 78:1109–18.
- [74] Zhang X., Cheng J., Wang W. (2008). The intelligent control method study of variable speed wind turbine generator. *IEEE IntConf Sustain Energy Technol*, 173–7.
- [75] Chen Z., Gomez S.A., McCormick M. (2000). A fuzzy logic controlled power electronic system for variable speed wind energy conversion systems. *Eighth IntConf Power Electron Var Speed Drives*, 114–9.
- [76] Ata R. (2015). Artificial neural networks applications in wind energy systems: a review. *Renew Sustain Energy Rev*; 49:534–62.
- [77] ESRAM T., Chapman P.L. (2007). Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Trans Energy Convers*; 22:439–49.

- [78] Mullane A., Lightbody G., Yacamini R. (2001). Adaptive control of variable speed wind turbines. *Rev EnergRen Power Eng*, 101–10.
- [79] Chedid R., Mrad F., Basma M. (1999). Intelligent control of a class of wind energy conversion systems. *IEEE Trans Energy Convers*; 14:1597–604.
- [80] Valenciaga F. (2000). An adaptive feedback linearization strategy for variable speed wind energy conversion systems. *IntJ Energy Res*; 24:151–61.
- [81] Abdel-Salam M., Ahmed A., Abdel-Sater M. (2010). Maximum power point tracking for variable speed grid connected small wind turbine. In: *Proceedings of the IEEE International Energy Conference Exhibition*; 600–5.
- [82] Peña J.C.U., Brito M.A.G.D.E., Melo G.D.A., Canesin C.A. (2011). A comparative study of MPPT strategies and a novel single-phase integrated buck-boost inverter for small wind energy conversion systems. In: *Proceedings of the Brazilian Power Electronics Conference*; 458–65.
- [83] Z, Yamina. 2010. « Commande par mode glissant des courants statoriques de la machine asynchrone ». Thèse de magister. *Universiteferhatabbas de setif*.
- [84] Jung SL, Ying-Yu T. Discrete sliding-mode control of a PWM inverter for sinusoidal output wave form synthesis with optimal sliding curve. *IEEE Trans Power Electron* 1996; 11:567–77.
- [85] Shang L, Sun D, Hu J. Sliding-mode-based direct power control of grid connected voltage-sourced inverters under unbalanced network conditions. *Power Electron IET* 2011; 4:570–9.
- [86] Xiang H, Xu Y, Ruiliang X, Lang H, Tao L, Yang L. A fixed switching frequency integral resonant sliding mode controller for three-phase grid-connected photovoltaic inverter with LCL-filter. In: *IEEE ECCE asiadownunder (ECCEAsia)*; 2013. p. 793–8.
- [87] Jiabing H, Bin H. Direct active and reactive power regulation of grid connected voltage source converters using sliding mode control approach. In: *IEEE international symposium on industrial electronics (ISIE)*; 2010. p. 3877–82.
- [88] Su X, Han M, Guerrero JM, Sun H. Micro grid stability controller based on adaptive robust total SMC. *Energies* 2015;8(3):1784–801.

- [89] Mrida J, Aguilar L, Dvila J. Analysis and synthesis of sliding mode control for large scale variable speed wind turbine for power optimization. *Renew Energy* 2014; 71:715–28.
- [90] Bouzid AM, Guerrero JM, Cheriti A, Bouhamida M, Sicard P, Benghanem M. A survey on control of electric power distributed generation systems for micro grid applications. *RenewSustainEnergyRev* 2015;44:751–66.
- [91] Sofla MA, King R. Control method for multi-micro grid systems in smart grid environment – stability, optimization and smart demand participation. In: *IEEE PES innovative smart grid technologies (ISGT)*; 2012. p. 1–5.
- [92] Bouzid M et al. Second-order sliding mode control for DFIG-based wind turbines fault ride-through capability enhancement. *ISA Trans* 2014; 53 (3):827–33.
- [93] Itkis, U (1976). *Control System of Variable Structure*, Wiley, New York.
- [94] Edwards, C., Spurgeon, S (1998). *Sliding Mode Control: Theory and Applications*, Taylor and Francis, London.
- [95] Wilkie, J., Leithead, W.E., Anderson, C (1990). Modelling of wind turbines by simple models. *Wind Engineering* 4:247-274.
- [96] De Carlo, R.A., Zak, S.H., Drakunov, S.V (1996). Variable structure, sliding-mode controller design. In: Levine WS (ed.) *The Control Handbook*. CRC Press, IEEE Press, pp 941-951.
- [97] Levine, W.S (1996). *The Control Handbook*. CRC Press, 941-951.
- [98] Young, K.D., Utkin, V.I. and Ozguner, U.(1999). A control engineer's guide to sliding mode control. *IEEE Transactions on Control System Technology* 7(3), 328-342.
- [99] Lo, J.C., Kuo, Y. H (1998). Decoupled Fuzzy Sliding-Mode Control. *IEEE transactions On Fuzzy systems* 6(3), 426-435.
- [100] Levant, A (1993). Sliding order and sliding accuracy in sliding mode control. *International Journal of Control* 58(6): 1247–1263.
- [101] Fridman, L., Levant, A (2002). *High-Order Sliding Modes Control in Engineering*, Ed. W. Perruquetti, J.P. Barbot, M. Dekker, Inc. New York.