

Université Mohamed Khider – Biskra

Faculté des Sciences et de la technologie

Département : **Génie Electrique**

Ref : .....



جامعة محمد خيضر بسكرة  
كلية العلوم و التكنولوجيا  
قسم: الهندسة الكهربائية  
المرجع: .....

Thèse présentée en vue de l'obtention  
Du diplôme de  
**Doctorat en sciences en : Génie Electrique**  
Spécialité (option) : Electrotechnique

**Contribution aux Contrôles des  
Générateurs Synchrones à Aimants  
Permanents**

Présentée par :  
**RAHOUA Naima**

Soutenue publiquement le : 26/11/2019

**Devant le jury composé de :**

ALOUI Lotfi	Professeur	Président	Université de Biskra
ABDESSEMED Rachid	Professeur	Directeur	Université de Batna2
TERKI Amel	MCA	Co-directrice	Université de Biskra
BENAGGOUNE Said	Professeur	Examineur	Université de Batna2
HARBOUCHE Youcef	MCA	Examineur	Université de Batna2

# Dédicaces

*Je Dédie ce modeste Travail :*

*A mes parents et mon mari*

*A ma sœur et mes frères*

*A toute la famille et à mes amis*

## *Remerciements*

Au terme de cette étude, je remercie avant tout Dieu le Tout Puissant, de m'avoir donné la foi et le courage et de m'avoir guidé pour l'accomplissement de ce travail.

Je souhaite exprimer mes remerciements à mon directeur de recherche Monsieur **Rachid Abdessamed**, Professeur au département de l'électrotechnique à l'université de **Batna2** d'avoir accepté la direction de cette thèse. Son expérience dans ce domaine de recherche, ses conseils et ses encouragements m'ont été très précieux et m'ont permis de mener à bien mon travail. Je le remercie également pour la confiance qu'il m'a toujours témoignée et pour la liberté scientifique dont j'ai disposée.

Je tiens à remercier aussi mon co-rapporteur Madame **Amel Terki**, Maitre de Conférences au département de Génie Electrique à l'université de **Biskra** d'avoir accepté le co-encadrement de cette thèse ; je la remercie pour ses suggestions, son ouverture d'esprit, sa compréhension et son soutien accordé tout au long de ce parcours académique.

Je tiens à remercier très vivement Monsieur **Lotfi Alloui** Professeur à l'Université de Biskra pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury et pour ses remarques judicieuses.

J'exprime également mes vifs remerciements à Monsieur **Said Benaggoune**, Professeur à l'Université de **Batna2** et Monsieur **Youcef Harbouche**, Maitre de Conférences à l'Université de **Batna2** pour avoir accepté d'être examinateurs de cette thèse.

Je tiens également à remercier l'ensemble des personnels administratifs et enseignants du département de Génie Electrique de l'Université de Biskra.

Aussi, je souhaite remercier tous ceux qui m'ont aidé d'une façon ou d'une autre, ou encouragé au cours de l'élaboration de ma thèse.

A tous, je dis Merci

## Résumé :

Aujourd'hui les énergies éoliennes sont introduites comme source de production de l'énergie électrique. Ce travail présente un système isolé de conversion éolienne à vitesse variable basée sur une génératrice synchrone à aimants permanents qui alimente un moteur synchrone à aimants permanents d'entraînement pour le pompage d'eau. Le pompage d'eau est une nécessité universelle en agriculture, et l'usage du système de conversion éolienne est un choix naturel pour une telle application. Dans ce travail de recherche, on étudie un système de conversion éolien à vitesse maximale qui alimente le moteur synchrone à aimants permanents pour mettre l'accent sur l'effet de la vitesse du vent sur ce dernier, parce que la vitesse de ce moteur est une fonction de la vitesse du vent pour extraire le maximum de puissance. Le système proposé contient le système de conversion de l'énergie éolienne en utilisant une G.S.A.P, redresseur, onduleur de tension triphasé et un moteur synchrone à aimants permanents couplé avec une pompe centrifuge. Les stratégies de contrôle proposent la maximisation de la puissance MPPT pour contrôler la vitesse de la G.S.A.P, la commande de la tension du bus continu, l'onduleur de tension pour alimenter le M.S.A.P lorsque la vitesse de vent varie. Deux techniques de contrôle sont appliquées pour réajuster la vitesse du moteur : le contrôle vectoriel et le contrôle adaptatif. Le système de contrôle adaptatif utilise le contrôle de modèle de référence adaptatif M.R.A.C basé sur la théorie d'hyperstabilité de Popov. On a validé par des simulations sous Matlab/Simulink pour voir les performances du contrôle. Les résultats de simulation obtenus côté charge justifient le choix de la stratégie de contrôle adaptatif, parce qu'elles paraissent adéquates pour le pompage de l'eau par rapport au contrôle vectoriel.

**Mots clés :** énergie éolienne, GSAP, MPPT, commande vectoriel, commande adaptative, pompage d'eau.

## ملخص:

برزت اليوم طاقة الرياح كطاقة بديلة لتوليد الكهرباء. و يعرض هذا العمل شبكة التحويل الهوائي المستقلة ذات السرعة المتغيرة القائمة على ماكنة تزامنية ذات مغناطيس دائم التي تغذي المحرك المتزامن ذو المغناطيس الدائم لنظام ضخ المياه. ضخ المياه يعتبر حاجة عالمية من اجل الزراعة، واستخدام شبكة التحويل الهوائي خيار طبيعي لمثل هذه الاستخدامات. سيتم من خلال هذا العمل دراسة شبكة تحويل طاقة الرياح عالية السرعة التي تغذي المحرك المتزامن ذو المغناطيس الدائم. ستتم دراسة شبكة تحويل طاقة الرياح بغية تسليط الضوء حول تأثير سرعة الرياح على هذا النظام الذي يغذي المحرك المتزامن ذو المغناطيس الدائم حيث سرعة هذا المحرك هي دالة لسرعة الرياح من أجل إستخراج أقصى طاقة ممكنة. النظام المقترح يحتوي على شبكة تحويل طاقة الرياح باستخدام ماكنة تزامنية ذات مغناطيس دائم ، محول مقوم ، موج توتر ثلاثي الاقطاب ، و المحرك المتزامن ذو المغناطيس الدائم المقترن بمضخة

مياه الطرد المركزي. استراتيجيات التحكم المقترحة تركز على تعقب نقطة القوة القصوى من أجل التحكم بسرعة الماكنة التزامنية ذات المغناطيس الدائم ، و ضبط فولطية طابق الجهد المستمر. يتم التحكم كذلك في موج التوتر ثلاثي الاقطاب لتغذية المحرك المترامن ذو المغناطيس الدائم المتغير حسب سرعة الرياح؛ لذا سيتم تطبيق نوعين من التحكم التقني لتعديل سرعة الالة: التحكم الشعاعي، و التحكم المكيف. نظام التحكم المكيف المستعمل هو التحكم المكيف ذو المرجعية النموذجية المرتكز على نظرية بوبوف للاستقرار الفائق. لقد قمنا بالتحقق من صحة ذلك باستخدام المحاكاة التي تمت تحت ماتلاب/سيمولينك لرؤية أداء التحكم. نتائج المحاكاة المتحصل عليها على جهة الحمولة تبرر اختيار استراتيجية التحكم المكيف؛ اذ تبدو انها مناسبة تماما لنظم انتاج طاقة الرياح من اجل ضخ المياه مقارنة بالتحكم الشعاعي.

**الكلمات المفتاحية:** طاقة الرياح، ماكنة تزامنية ذات مغناطيس دائم، تعقب نقطة القوة القصوى، التحكم الشعاعي، و التحكم المكيف، ضخ المياه.

### **Abstract :**

Today wind energy has emerged as an alternative energy source for power generation. This work presents a standalone variable speed Wind Energy Conversion System based on Permanent Magnet Synchronous Generator that supplies permanent magnet synchronous motor drive for water pumping system. Pumping water is a universal need for agriculture and the use of wind energy conversion system is a natural choice for such applications. In this research work, the high speed wind energy conversion system that powers PMSM drive is investigated. The WECS application is prospected in order to highlight the wind speed effect on the WECS feeding the PMSM, where the speed of a PMSM drive is a function of wind speed to extract the maximum of power. The proposed system consists of WECS using PMSG, a rectifier converter, a three phase VSI and a PMSM coupled with a centrifugal water pump. The proposed control strategies focus on Maximum Power Point Tracking for PMSG speed control and DC-bus voltage management. Three phases VSI is also controlled to supply PMSM under change in wind speed; so two technical controls are applied to adjust the speed of the machine: the field oriented control and the adaptive control. The adaptive control system used is Model Reference Adaptive Control based on Popov's theory of hyperstability. To show the control strategies performances, some simulations are done using Matlab / Simulink software. The results of the obtained simulations on the load side justify the choice of adaptive control strategy; it seems to be well suited for wind energy production systems for pumping water compared to vector control.

**Key Words:** Wind energy, GSAP, MPPT, Vector control, Adaptive control, Pumping water.

## Liste des Symboles

$C_p$	Coefficient de puissance aérodynamique
$P$	Masse volumique de l'air
$S$	Surface active de l'éolienne
$V_v$	Vitesse du vent
$\Omega$	Vitesse angulaire de rotation
$\lambda$	Rapport de la vitesse périphérique en bout de pale et la vitesse du vent
$R$	Rayon de la surface balayée en m
$\Omega_t$	Vitesse de la turbine
$J$	L'inertie totale ramenée sur l'arbre de la génératrice.
$C_{em}$	Couple électromagnétique développé par la génératrice.
$C_r$	Couple résistant
$C_g$	Couple issu du multiplicateur.
$a_k$	Amplitude de l'harmonique de l'ordre K
$i$	Rang du dernier harmonique retenu dans le calcul du profil du vent
$F$	Coefficient de frottement total du couplage mécanique
$\omega_n$	Pulsation propre
$\lambda_m$	Flux inducteur
$i_d$	Courant statorique selon l'axe d
$i_q$	Courant statorique selon l'axe q
$P$	Nombre de paires de pôles
$R_s$	Résistance d'une phase d'enroulement statorique
$G$	Gain du multiplicateur
$C$	Condensateur du bus continu
$J_t$	Moment d'inertie de la turbine
$\lambda_{opt}$	Valeur optimale de la vitesse relative
$v_d, v_q$	Tensions statoriques de la MSAP dans le repère de Park
$V_{dc}$	Tension redressée
$L_d$	Inductance statorique sur l'axe d
$L_q$	Inductance statorique sur l'axe q
$e_d$	F.e.m de la machine sur l'axe d
$e_q$	F.e.m de la machine sur l'axe q
$P(\theta)$	Transformation de Park
$P(\theta)^{-1}$	Transformation inverse de Park
$P$	Nombre de paires de pôles de la machine
$S_{abc}$	Grandeurs booléennes de commande des bras de l'onduleur
$A$	Matrice d'évolution du système
$A_m$	Matrice d'évolution du modèle de référence
$B$	Matrice de commande du système
$B_m$	Matrice de commande du modèle de référence
$E$	Erreur de sortie
$I$	Matrice identité
$R$	Entrée de référence u Loi de commande

$X$	Vecteur d'état du système
$X_m$	Vecteur d'état du modèle de référence
$Y$	Sortie du système
$Y_m$	Sortie du modèle de référence
$M$	Masse de l'air
$P_m$	Puissance mécanique
$C_t$	Couple de la turbine
$C_{mec}$	Couple mécanique
$C_g$	Couple de la génératrice
$\theta$	Angle entre le repère statorique et le repère rotorique

## Liste des Figures

### Chapitre I

<b>Figure I.1</b> : Origine du vent.....	7
<b>Figure I.2</b> : Bateau égyptien (Fresque murale 1422-1411 av. J.-C.).....	7
<b>Figure I.3</b> : Moulin à vent. ....	8
<b>Figure I.4</b> : Eolienne de Poul La Cour en 1891.....	8
<b>Figure I.5</b> : La puissance éolienne mondiale installée. ....	9
<b>Figure I.6</b> : Les pays les plus productifs.....	10
<b>Figure I.7</b> : Parts de marché des 10 premiers fabricants d'éoliennes. ....	10
<b>Figure I.8</b> : Eolienne de 100 kW de Grand Vent.....	11
<b>Figure I.9</b> : Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent en (m/s) en Algérie.....	12
<b>Figure I.10</b> : La ferme éolienne de 10MW à Kabertène (Adrar).....	13
<b>Figure I.11</b> : Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	13
<b>Figure I.12</b> : Correspondance taille-puissance des éoliennes.....	14
<b>Figure I.13</b> : Technologie éolienne à axe vertical. ....	15
<b>Figure I.14</b> : Schéma de principe du rotor de Savonius. ....	16
<b>Figure I.15</b> : éolienne type Darrieus.....	16
<b>Figure I.16</b> : Technologie éolienne à axe horizontale. ....	17
<b>Figure I.17</b> : Différentes structures d'éoliennes à axe horizontal. ....	18
<b>Figure I.18</b> : Eléments constituant une éolienne à axe horizontal.....	19
<b>Figure I.19</b> :Tour d'une turbine. ....	20
<b>Figure I.20</b> : Principales composantes intérieures de la nacelle d'une turbine éolienne....	21
<b>Figure I.21</b> : Puissance d'une éolienne typique en fonction de la vitesse de la machine et celle du vent. ....	22
<b>Figure I.22</b> : Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.....	23
<b>Figure I.23</b> : Tube de courant d'air autour du rotor éolien.....	25

<b>Figure I.24</b> : Coefficient de puissance.....	26
<b>Figure I.25</b> : Coefficient de puissance aérodynamique en fonction de $\lambda$ et de l'angle de pas des Pales.....	26
<b>Figure I.26</b> : Classification des génératrices électriques couramment utilisées dans les grandes éoliennes.....	30
<b>Figure I.27</b> : Génératrice asynchrone à cage à vitesse fixe.....	32
<b>Figure I.28</b> : Génératrice asynchrone à cage à vitesse variable.....	33
<b>Figure I.29</b> : Génératrice asynchrone à double alimentation avec convertisseurs MLI.....	33
<b>Figure I.30</b> : Machine synchrone à rotor bobiné à pôles saillants.....	34
<b>Figure I.31</b> : Systèmes éoliens basés sur la Machine Synchrone à Aimants Permanents GSAP avec convertisseurs.....	35
<b>Figure I.32</b> : Machine synchrone avec redresseur à diodes.....	36
<b>Figure I.33</b> : Machine synchrone connectée à un redresseur à diodes et hacheur dévolteur.....	37
<b>Figure I.34</b> : Machine synchrone avec convertisseur à diodes et hacheur en pont.....	38
<b>Figure I.35</b> : Machine synchrone connectée à un redresseur à MLI.....	38
<b>Figure I.36</b> : Stator et rotor de la machine synchrone à aimants permanents.....	40
<b>Figure I.37</b> : Exemple de structures à rotor interne et à rotor externe.....	41
<b>Figure I.38</b> : Structure à aimants déposés en surface (rotor interne).....	42
<b>Figure I.39</b> : Structure à aimants encastrés.....	42
<b>Figure I.40</b> : Structure à aimants enterrés : (a) avec concentration de flux, (b) structure classique.....	43
<b>Figure I.41</b> : Structure à flux axial simple avec un rotor et un stator.....	44
<b>Figure I.42</b> : Structure à flux axial avec double rotor et un stator.....	44
<b>Figure I.43</b> : Structure à aimantation axiale avec double stator et un rotor.....	44
<b>Chapitre II</b>	
<b>Figure II.1</b> : Synoptique du système de production d'énergie éolienne à base de la génératrice synchrone à aimant permanent.....	47
<b>Figure II.2</b> : Schéma de la turbine éolienne.....	48

<b>Figure II.3</b> : Modèle mécanique simplifié de la turbine. ....	49
<b>Figure II.4</b> : Évolution du coefficient de puissance de la turbine utilisée.....	51
<b>Figure II.5</b> : Modèle mécanique du multiplicateur. ....	51
<b>Figure II.6</b> : Schéma bloc du modèle de la turbine. ....	53
<b>Figure II.7</b> : Courbes de simulation obtenues à l'aide du modèle de la Figure (II.6). ....	54
<b>Figure II.8</b> : Schéma équivalent de la machine synchrone à aimants permanents dans les référentiels (a,b,c) et (d,q) .....	56
<b>Figure II.9</b> : Schéma équivalent en mode moteur de la machine PMSM dans le plan dq.	57
<b>Figure II.10</b> : Schéma bloc de la MSAP. ....	58
<b>Figure II.11</b> : Résultats de simulation de la MSAP alimentée par un réseau triphasé. ....	59
<b>Figure II.12</b> : Schéma équivalent en mode génératrice de la machine PMSG dans le plan dq. ...	60
<b>Figure II.13</b> : Bloc de simulation GSAP. ....	61
<b>Figure II.14</b> : GSAP à vide.....	62
<b>Figure II.15</b> : GSAP sur une charge séparée. ....	64
<b>Figure II.16</b> : Schéma d'un redresseur triphasé. ....	65
<b>Figure II.17</b> : Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur MLI. ....	67
<b>Figure II.18</b> : Schéma fonctionnel du redresseur dans les coordonnées triphasées normales .....	68
<b>Figure II.19</b> : Evolution de la tension continue à la sortie du redresseur.....	69
<b>Figure II.20</b> : Schéma de l'onduleur triphasé.....	70
<b>Figure II. 21</b> : Tension de sortie de l'onduleur.....	72
<b>Figure II.22</b> : Schéma équivalent pour le circuit du bus continu. ....	72
<b>Figure II.23</b> : Pompe centrifuge. ....	73
<b>Figure II.24</b> : Coupe de la construction de base d'une pompe centrifuge. ....	74
<b>Figure II.25</b> : Caractéristique débit – vitesse d'une pompe centrifuge. ....	75
<b>Figure II.26</b> : Caractéristiques couple – vitesse d'une pompe centrifuge.....	76
<b>Figure II.27</b> : Caractéristiques de la pompe HMT(Q) et du réseau.....	77
<b>Figure II.28</b> : Point de fonctionnement du moteur avec la pompe.....	77

<b>Figure II.29</b> : Modèle en Simulink d'un pompe centrifuge. ....	78
<b>Figure II.30</b> : Résultats de simulation de la pompe centrifuge. ....	79
<b>Chapitre III</b>	
<b>Figure III.1</b> : Synoptique de contrôle du system de conversion éolien. ....	82
<b>Figure III.2</b> : Ligne de puissance optimale et points MPPT pour diverses vitesses de.... vent .....	84
<b>Figure III.3</b> : Stratégies de commande de la turbine étudiée. ....	85
<b>Figure III.4</b> : Schéma bloc de la maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse.....	85
<b>Figure III.5</b> : Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse.....	87
<b>Figure III.6</b> : Principes de fonctionnement de Modulateur MLI à bande d'hystérésis.....	89
<b>Figure III.7</b> : Commande parHystérésis.....	90
<b>Figure III.8</b> : Représentation des vecteurs des tensions réalisables par l'onduleur. ....	91
<b>Figure III.9</b> : Reconstitution des signaux de commande. ....	91
<b>Figure III.10</b> : Schéma fonctionnel de la boucle d'asservissement de vitesse.....	93
<b>Figure III.11</b> : Structure de contrôle de la tension du bus continue à base du régulateur PI.....	94
<b>Figure III.12</b> : Schéma global de la commande vectorielle de la MSAP alimente par la GSAP.....	95
<b>Figure III.13</b> : Boucle de régulation des courants $i_d$ $i_q$ . ....	97
<b>Figure III.14</b> : Profil du vent.....	99
<b>Figure III.15</b> : Coefficient de puissance $C_p$ . ....	99
<b>Figure III.16</b> : Contrôle de la vitesse mécanique de la génératrice.....	100
<b>Figure III.17</b> : Tension de sortie de la GSAP(phase `a'). ....	100
<b>Figure III.18</b> : Contrôle de la tension du bus continu .....	100
<b>Figure III.19</b> : Résultat de contrôle de la vitesse de la MSAP.....	100
<b>Figure III.20</b> : Couple électromagnétique de la MSAP .....	100
<b>Figure III.21</b> : Courants dans le repère dq de la MSAP.....	100

<b>Figure III.22</b> : Débit de la pompe .....	101
<b>Figure III.23</b> : Profil du vent.....	102
<b>Figure III.24</b> : Coefficient de puissance $C_p$ .....	102
<b>Figure III.25</b> : Contrôle de la vitesse mécanique de la génératrice.....	102
<b>Figure III.26</b> : Tension de sortie de la GSAP(phase `a`)' .....	103
<b>Figure III.27</b> : Contrôle de la tension du bus continu .....	103
<b>Figure III.28</b> : Résultat de contrôle de la vitesse de la MSAP.....	103
<b>Figure III.29</b> : Couple électromagnétique de la MSAP .....	103
<b>Figure III.30</b> : Courants dans le repère dq de la MSAP .....	103
<b>Figure III.31</b> : Débit de la pompe .....	103
<b>Figure III.32</b> : Profil du vent.....	104
<b>Figure III.33</b> : Résultat de contrôle de la vitesse de la MSAP.....	104
<b>Figure III.34</b> : Couple électromagnétique de la MSAP .....	104
<b>Figure III.35</b> : Courants dans le repère dq de la MSAP.....	104
<b>Figure III.36</b> : Puissance hydraulique .....	105
<b>Figure III.37</b> : Le débit de la pompe .....	105
<b>Chapitre IV</b>	
<b>Figure IV.1</b> : Schéma de commande adaptative à modèle de référence .....	108
<b>Figure IV.2</b> : Structure d'une commande basée sur l'optimisation.....	109
<b>Figure IV.3</b> : Schéma d'une commande basée sur la théorie de l'hyperstabilité .....	115
<b>Figure IV.4</b> : Schéma bloc de la commande adaptative à modèle de référence pour MSAP.....	120
<b>Figure IV.5</b> : Commande adaptative à modèle de référence simplifié.....	121
<b>Figure IV.6</b> : Schéma global de la commande adaptative du système.....	123
<b>Figure IV.7</b> : Profil du vent .....	124
<b>Figure IV.8</b> : Résultat de contrôle de la vitesse de la MSAP .....	124
<b>Figure IV.9</b> : Courants dans le repère dq de la MSAP .....	124

<b>Figure IV.10</b> : Couple électromagnétique de la MSAP.....	124
<b>Figure IV.11</b> : Débit de la pompe.....	124
<b>Figure IV.12</b> : Puissance hydraulique .....	124
<b>Figure IV.13</b> : Comparaison entre la commande adaptative et vectorielle .....	125

## Liste des Abréviations

MPPT	Maximum power point tracking
SVM	Space vector modulation
PMSM	Permanent magnet synchronous machines
WECS	Wind energy conversion system
GSAP	Générateur synchrone à aimants permanents
MSAP	Machine synchrone à aimants permanents
VAWT	Vertical axis wind turbine
HAWT	Horizontal axis wind turbine
MAS	Machine asynchrone
GIEC	Groupe Intergouvernemental d'experts sur l'Évolution du Climat
CEEG	Compagnie de l'Engineering de l'Électricité et du Gaz
SCGI	Générateur asynchrone à cage d'écureuil
MADA	Machine asynchrone à double alimentation
IG	Générateur à Induction
SG	Générateur synchrone
DC	Direct current
PWM	Pulse width modulation
DSP	Digital Signal Processing
FPGA	Field Programmable Gate Array
CCM	Convertisseur côté machine
PMSG	Permanent magnet synchronous generator
MAS	Machine asynchrone
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
FEM	Force électromotrice
FOC	Flux oriented control
TSR	Tip speed ratio
CCM	Convertisseur côté machine
CCG	Convertisseur côté génératrice
PI	Régulateur Proportionnel Intégral
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables
GES	Gaz à Effet de Serre
MRAC	Contrôle Adaptatif à Modèle de Référence
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21 <sup>st</sup> Century

## Liste des Tableaux

<b>Tableau I.1 :</b> Classification des éoliennes selon leur puissance nominal .....	14
<b>Tableau I.2 :</b> Avantages et inconvénients d'une éolienne à vitesse fixe et à vitesse variable....	23
<b>Tableau I.3 :</b> Avantages et inconvénients des génératrices.....	39
<b>Tableau II.1 :</b> Les huit états possibles des interrupteurs .....	67
<b>Tableau IV.1 :</b> Comparaison entre la commande adaptative et la commande vectorielle Classique (PI) .....	125

---



---

## *Sommaire*

<b>Liste des Symboles</b> .....	vi
<b>Liste des Figures</b> .....	viii
<b>Liste des Abréviations</b> .....	xiv
<b>Liste des Tableaux</b> .....	xv
<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>Chapitre I – Aperçu sur les systèmes éoliens</b>	
I.1 Introduction.....	6
I.2 Le gisement éolien.....	7
I.3 Historique et croissance de l'exploitation de l'énergie éolienne.....	7
I.3.1 L'évolution de l'énergie éolienne dans le monde.....	9
I.3.2 L'éolien en Afrique.....	10
I.4 Système de production d'électricité éolien.....	13
I.4.1 Définition.....	13
I.4.2 Conversion cinétique – mécanique.....	15
I.4.2.1 Eoliennes à axe vertical.....	15
I.4.2.2 Eoliennes à axe horizontal.....	17
I.4.2.3 Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal.....	19
I.4.2.4 Modes d'exploitation de l'énergie éolienne.....	22
I.4.2.5 Notions théoriques sur l'éolienne à axe horizontal.....	24
I.4.2.6 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	27
I.4.2.7 Application des éoliennes.....	28
I.4.3. Conversion mécanique électrique.....	29
I.4.3.1 Choix des génératrices pour application éolienne.....	30
I.4.3.1.1 Systèmes utilisant la génératrice asynchrone.....	30

I.4.3.1.2 Systèmes utilisant la machine synchrone.....	34
I.4.4 Différentes structures de machines synchrones à aimants permanents. ....	40
I.5 Conclusion.....	44

## **Chapitre II – Modélisation d’une chaîne de conversion éolienne en mode isolé**

II.1 Introduction.....	47
II.2 Modélisation globale de la chaîne de conversion éolienne basée sur une GSAP.....	48
II.2.1 Modélisation de la partie mécanique.....	48
II.2.1.1 Modèle du vent.....	49
II.2.1.2 Modèle de la turbine.....	49
II.2.1.3 Modèle du multiplicateur.....	51
II.2.1.4 Équation dynamique de l’arbre.....	52
II.2.2 Modélisation de la partie électrique.....	55
II.2.2.1 Modélisation de la machine synchrone à aimant permanent.....	55
II.2.2.1.1 Mode moteur.....	57
II.2.2.1.2 Mode génératrice.....	60
II.2.2.1.3 Simulation de la GSAP.....	61
II.2.2.2 Modélisation de redresseur MLI.....	65
II.2.2.3 Modélisation de l’onduleur de tension.....	69
II.2.2.4 Modélisation du bus continu.....	72
II.2.3 Modélisation de la charge.....	73
II.3 Conclusion.....	79

## **Chapitre III – Commande d’une chaîne de conversion éolienne en mode isolé**

III.1 Introduction.....	82
III.2 Extraction du maximum de la puissance du vent.....	83
III.2.1 Méthodes de recherche du point maximum de puissance.....	83

III.2.1.1 Techniques d'extraction du maximum de la puissance .....	84
III.3 Les Techniques MLI.....	88
III.3.1 MLI à bande d'hystérésis (HBCC) .....	89
III.3.2 MLI vectorielle (SVM) .....	90
III.4 Principe général de la commande vectorielle de la MSAP .....	91
III.5 Stratégies de contrôle de la chaîne de conversion .....	92
III.5.1 Contrôle de la vitesse de la GSAP .....	93
III.5.2 Contrôle de la tension du bus continu cotée génératrice.....	93
III.5.3 Stratégie de contrôle côté charge .....	94
III.6 Résultats de la simulation .....	98
III.6.1 Profil du Vent en Echelons .....	98
III.6.2 Profil du Vent aléatoire .....	101
III.6.3 Profil du Vent constant .....	104
III.7 Conclusion .....	105
<b>Chapitre IV – Commande adaptative à modèle de référence côté charge</b>	
IV.1 Introduction .....	107
IV.2 Optimisation des méthodes du MRAC.....	109
IV.3 Méthode basée sur la stabilité approche de Lyapunov .....	111
IV.4 Approche de l'hyperstabilité .....	115
IV.5 Application de la commande adaptative .....	119
IV.5.1 Commande adaptative a modèle de référence simplifié .....	120
IV.5.2 Résultats de simulation .....	122
IV.6 Conclusion.....	126
<b>Conclusion Générale</b> .....	127
<b>Bibliographie</b> .....	130
<b>Annexe</b> .....	145

## *Introduction Générale*

Les sociétés modernes ne peuvent de nos jours se passer de l'énergie électrique qui s'est vue se développer en étant un facteur essentiel pour leur épanouissement que cela soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie, ou sur le développement des activités industrielles.

En effet, sa souplesse d'utilisation et la multiplicité des domaines d'activité de son utilisation la hissent à jouer un rôle plus important. Elle est devenue une forme d'énergie indispensable à la vie quotidienne de l'être humain. Selon les perspectives internationales sur le développement énergétique, on s'attend à ce que la consommation électrique mondiale continuera à être la forme d'énergie la plus rapidement croissante. Elle atteindra des niveaux de consommation mondiale colossale, surtout en ce qui concerne les pays en voie de développement.

En effet, selon le rapport élaboré par REN21, la consommation mondiale d'énergie finale (carburants, électricité, etc.) est dominée par l'énergie d'origine fossile (le pétrole, le gaz naturel et le charbon) d'environ 78,3%, en 2013 [1].

La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution et l'incidence de cette augmentation sur le réchauffement climatique, alors le dernier rapport du GIEC confirme avec une plus grande certitude (95%) le lien entre l'activité humaine et le changement climatique, et évalue l'augmentation de la température moyenne à la surface de la terre de 0,85°C entre 1880 et 2012. Le GIEC affirme que si aucune action n'est engagée, la température pourrait augmenter d'environ 5°C d'ici à 2100 [2]. D'autre part les ressources d'énergie conventionnelles ont une durée de vie limitée. En raison de ces problèmes et de la diminution des réserves en combustibles fossiles, il s'avère nécessaire de faire appel à d'autres sources d'énergie non polluantes et sans danger pour l'homme et l'environnement.

A cet effet, les énergies renouvelables sont une solution (alternative) aux sources d'énergies conventionnelles. En vertu du Protocole de Kyoto, l'Union Européenne s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 8% en dessous de leurs niveaux

de 1990 sur la période 2008-2012[3]. Les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie hydroélectrique et la biomasse doivent jouer un rôle important pour atteindre cet objectif.

L'énergie éolienne a connu la plus forte expansion lors de la dernière décennie elle est bien répartie dans presque toutes les régions du monde. Contrairement à l'usage néfaste des énergies fossiles, l'énergie éolienne est inépuisable et répond aux préoccupations environnementales soulevées préalablement. Certaines études l'estiment suffisante pour subvenir à l'ensemble des besoins actuels en énergie [4,5]. Un autre facteur favorable au développement de l'éolien est son coût qui, pour l'éolien onshore celle installée sur terre, est l'un des plus faibles parmi ceux des différentes sources d'énergie renouvelables [6].

Aujourd'hui la plupart des éoliens sont des grands systèmes industriels de production d'énergie, ils constituent des parcs connectés en réseau qui produisent directement de l'électricité à partir du vent. Par contre il y a des petits systèmes de production bien qu'ils ont une rentabilité nettement plus faible que l'éolien industriel mais elles représentent l'un des secteurs les plus dynamiques. Les petites éoliennes individuelles (domestiques) , sont très utilisées pour alimenter en énergie électrique des sites isolés dont les besoins énergétiques sont réduits, exploitants dans le domaine agricole pour pomper de l'eau à moindre coût et d'une façon plus silencieuse qu'avec un moteur thermique.

Alors son utilisation au niveau du pompage s'est répandue rapidement surtout dans les régions rurales et sahariennes. L'ampleur de l'utilisation de l'énergie éolienne nous amène à étudier un système de pompage éolien d'eau composé d'un générateur synchrone à aimants permanents et des convertisseurs statiques couplés directement à un moteur synchrone à aimants permanents qui entraîne une pompe centrifuge.

L'objectif de ce travail est d'apporter une contribution à l'étude de systèmes de commande d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP) à vitesse variable. Ce choix est justifié par l'intérêt que portent les chercheurs et les industriels à ce type de structures d'éoliennes. En effet, les génératrices synchrones à aimants permanents, avec différentes structures, ont pris de plus en plus la prédominance sur les autres machines électriques. Ce développement s'explique par la caractéristique d'auto-excitation des aimants permanents qui leur permet de fonctionner avec un facteur de puissance élevé et un bon rendement, qui les rend intéressantes dans les applications de conversion d'énergie éolienne. Pour ce faire,

l'étude en détails d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne à base d'une GSAP est effectuée pour le cas d'un site isolé au niveau du pompage d'eau qui s'est répandu rapidement surtout dans les régions rurales et sahariennes. L'ampleur de l'utilisation de l'énergie éolienne nous amène à étudier un système de pompage éolien d'eau composé d'une GSAP et des convertisseurs statiques couplés directement à un moteur synchrone à aimants permanents qui entraîne une pompe centrifuge. Les éoliennes de pompage électrique ne comprennent pas de batteries. L'eau est stockée dans un réservoir qui sert de réserve d'énergie [7,8]. Le fonctionnement en générateur autonome se distingue par ses contraintes et ses spécificités qui sont autres que celles rencontrées dans le cas des centrales éoliennes connectées au réseau de distribution électrique. En effet, la préoccupation principale de ce type de fonctionnement est le maintien de l'amplitude et la fréquence de la tension générée à des valeurs constantes, quelles que soient la vitesse de rotation de l'éolienne et la puissance demandée.

Pour entamer cette étude, nous avons réparti notre travail en quatre chapitres, résumés comme suit :

Le premier chapitre est consacré à la présentation de l'état de l'art sur les chaînes de conversion de l'énergie éolienne. En premier lieu, on aborde une description de l'énergie éolienne dans le monde ainsi qu'en Algérie et les paramètres de classification d'un capteur éolien, en second lieu, on décrit les différentes architectures adoptées dans les systèmes éoliens connectés au réseau électrique et isolés ( autonomes). L'intérêt de l'utilisation de la machine synchrone à aimants permanents dans la chaîne de conversion de l'énergie éolienne est abordé minutieusement.

Le second chapitre consiste en la modélisation séparée des éléments de la chaîne de conversion en mode isolé destinée pour le pompage d'eau. Elle est constituée d'une turbine de petite puissance, une génératrice synchrone à aimants permanents, un convertisseur statique (redresseur MLI) et un onduleur pour commander un moteur synchrone à aimants permanents, qui fait tourner à son tour une pompe centrifuge. Des résultats de simulation sont obtenus. Cette simulation est importante, car elle permet de tester les parties du modèle indépendamment afin de comprendre le comportement de chaque élément.

Ensuite, le troisième chapitre est dédié à la commande de la chaîne de conversion éolienne en mode isolé fonctionnant en vitesse variable. Différentes techniques de

commande, agissant sur l'interface de l'électronique de puissance, sont appliquées. Des résultats de simulation ont été présentés et interprétés.

Dans le quatrième chapitre, on s'est intéressé à la commande adaptative et à l'étude de sa robustesse côté charge. Une comparaison entre les commandes vectorielle et adaptative a été effectuée .

Enfin, ce travail est clôturé par une conclusion générale qui résume les résultats obtenus et des perspectives pour la continuité future de ce travail.

# Chapitre I : Aperçu sur les systèmes éoliens

## Sommaire

---

<b>I.1. Introduction</b>	<b>6</b>
<b>I.2. Le gisement éolien</b>	<b>7</b>
<b>I.3. Historique et croissance de l'exploitation de l'énergie éolienne</b>	<b>7</b>
<b>I.3.1. L'évolution de l'énergie éolienne dans le monde</b>	<b>9</b>
<b>I.3.2. L'éolien en Afrique</b>	<b>10</b>
<b>I.4. Système de production d'électricité éolien</b>	<b>13</b>
<b>I.4.1. Définition</b>	<b>13</b>
<b>I.4.2. Conversion cinétique – mécanique</b>	<b>15</b>
<b>I.4.3. Conversion mécanique électrique</b>	<b>29</b>
<b>I.4.4. Différentes structures de machines synchrones à aimants permanents</b>	<b>40</b>
<b>I.5. Conclusion</b>	<b>44</b>

---

## **I.1 Introduction**

Les sources d'énergie renouvelables (soleil, du vent, des cours d'eau, et de la biomasse), permettant une production décentralisée de l'électricité, peuvent contribuer à résoudre le problème de l'électrification des sites isolés où un grand nombre d'individus est dépourvu de tout apport énergétique. Faisant appel à des sources d'énergie universellement répandues, nécessitant un minimum de maintenance, la solution éolienne représente le plus souvent le choix économique et technologique idéal pour les régions ou installations isolées [9].

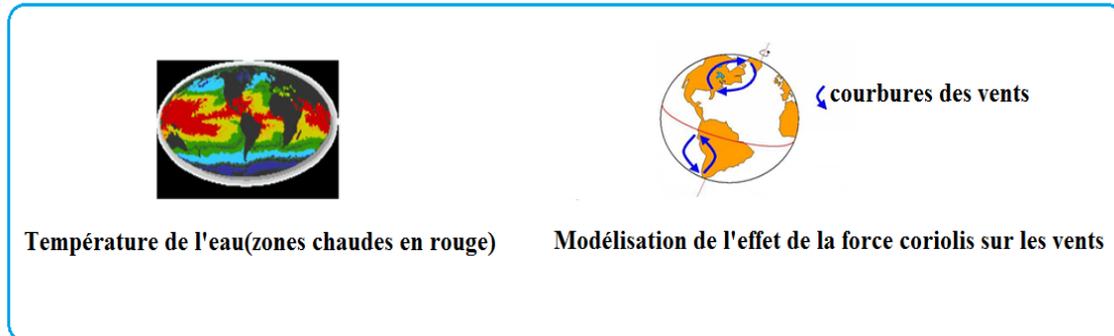
L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m et plus pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences. Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière [10].

Depuis, la technologie des aérogénérateurs a évidemment évolué. Ceci a permis à l'énergie éolienne de devenir ces dernières années une alternative aux sources d'énergie traditionnelles. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Leurs stratégies de commande permettent de capter un maximum d'énergie sur une grande plage de variation de vitesse de vent afin d'améliorer la rentabilité des systèmes éoliens. La recherche a un rôle important à jouer dans ce sens où on peut notamment y introduire plus d'intelligence.

Dans ce présent chapitre, les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants de l'aérogénérateur sont présentés. Les différents types, les stratégies de fonctionnement (vitesse fixe, vitesse variable) et les différentes topologies utilisées pour la conversion éolienne sont abordées. Vu ses avantages incontestés pour la conversion éolienne, la machine synchrone à aimants permanents est particulièrement étudiée en détail dans ce chapitre.

## I.2 Le gisement éolien

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement (le vent) [11].

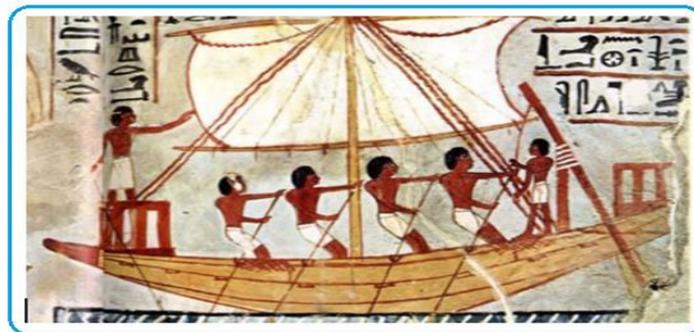


**Figure I.1 :** Origine du vent<sup>1</sup>

La rotation de la terre dévie le mouvement de l'air à sa surface donnant ainsi des vents de surface exploités par les éoliennes.

## I.3 Historique et croissance de l'exploitation de l'énergie éolienne

Le vent, comme étant une source d'énergie traditionnelle non polluante, a été exploitée depuis plusieurs siècles pour la propulsion des navires (avant 3000 ans environ), on retrouve ces premières traces en Égypte.



**Figure I.2:** Bateau égyptien (env. 1500-1000 av. J.-C.)<sup>2</sup>

Aussi pour l'entraînement des moulins (environ 200000 moulins à vent en Europe vers le milieu du 19<sup>ème</sup> siècle) (figure I.3), le pompage d'eau et le forgeage des métaux dans

<sup>1</sup> Source: <http://blog.seatronic.fr/fiches-pratiques/energie/production/eolienne/le-vent/>

<sup>2</sup> Source: <https://www.mer-ocean.com/la-navigation-au-coeur-de-la-vie-et-de-la-mort-dans-legypte-ancienne/>

l'industrie. Ces dernières utilisations sont toutes basées sur la conversion de l'énergie du vent captée par des hélices en énergie mécanique exploitable. Ce n'est qu'après l'évolution de l'électricité comme forme moderne de l'énergie et les recherches successives sur les génératrices électriques, que le danois Poul La Cour a construit pour la première fois en 1891 une turbine à vent générant de l'électricité [12]( figureI.4).



**Figure I.3** : Moulin à vent<sup>3</sup>



**Figure I.4** : Eolienne de Poul La Cour en 1891<sup>4</sup>

Après la fabrication du premier aérogénérateur, les ingénieurs danois ont amélioré cette technologie durant la 1ère et la 2ème guerres mondiales avec une grande échelle.

C'est principalement la crise pétrolière de 1974 qui relança les études et les expériences avec une échelle plus élevée, ce qui oblige plusieurs pays de commencer l'investissement pour améliorer et moderniser la technologie des aérogénérateurs. Parmi ces investissements, on cite le premier marché important de la Californie entre 1980 et 1986, notamment au début avec des turbines de moyenne puissance (55 kW), puis 144 machines (avec un total de 7 MW) en 1981 et 4687 machines d'une puissance totale de (386 MW) en 1985 [13].

Après ces années, le marché européen a réellement décollé, ce qui a permis un développement important de cette industrie de l'éolienne et surtout dans des pays comme l'Allemagne, l'Espagne et le Danemark. Ces pays ont une contribution importante au marché mondial qui atteint 10000 MW en 1998 et environ 47000 MW en 2004 [13].

<sup>3</sup> Source : [https://fr.wikipedia.org/wiki/Moulin\\_%C3%A0\\_vent](https://fr.wikipedia.org/wiki/Moulin_%C3%A0_vent)

<sup>4</sup> Source : <http://ele.aut.ac.ir/~wind/en/res/lacour1a.jpg>

Le coût global de l'énergie nécessaire à la production d'électricité à partir du vent est maintenant concurrentiel avec les sources d'énergie traditionnelles comme les combustibles fossiles.

Cette réduction du coût de l'électricité est le résultat de progrès importants de la technologie utilisée par cette industrie (amélioration des conceptions aérodynamiques, amélioration des matériaux utilisés) [14].

Actuellement, l'énergie éolienne est bien implantée parmi les autres sources d'énergie avec une croissance très forte.

### I.3.1 L'évolution de l'énergie éolienne dans le monde

La puissance éolienne mondiale a atteint 591 GW à la fin de l'année 2018. La figure I.5 illustre la capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne pendant la période 2008–2018.

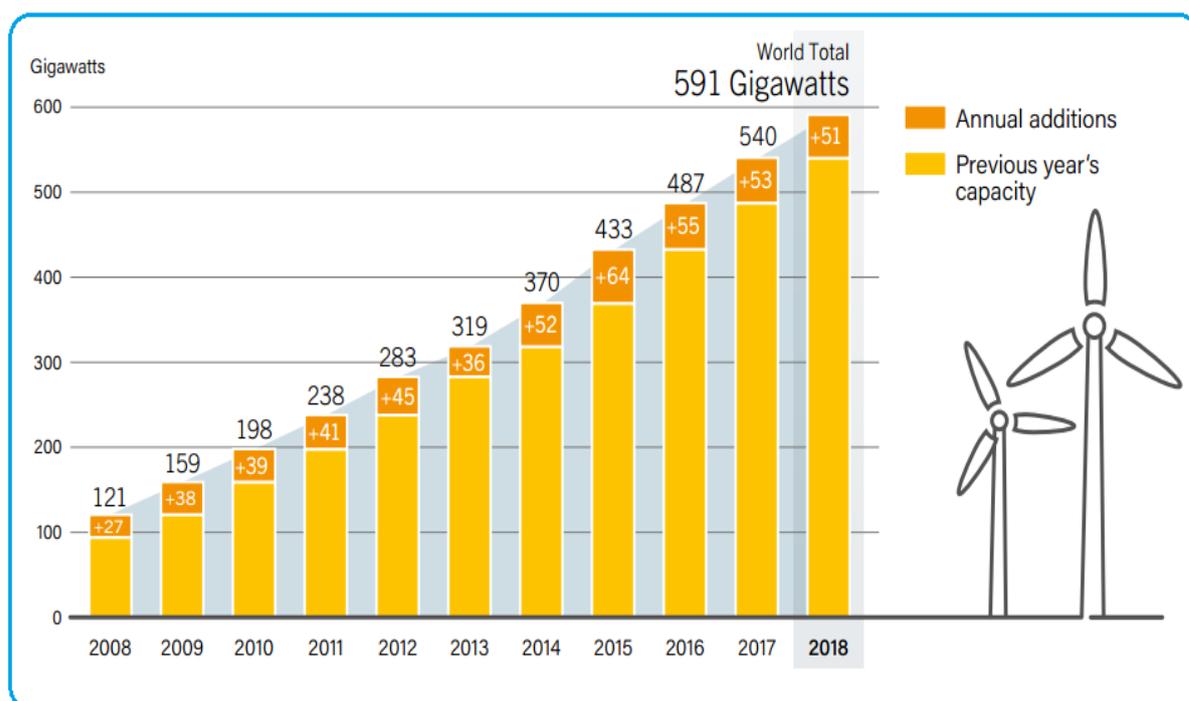


Figure I.5 : Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne [15]

- Capacité et ajouts d'énergie éolienne des 10 premiers pays pendant l'année 2018 sont représentés sur la figure I.6

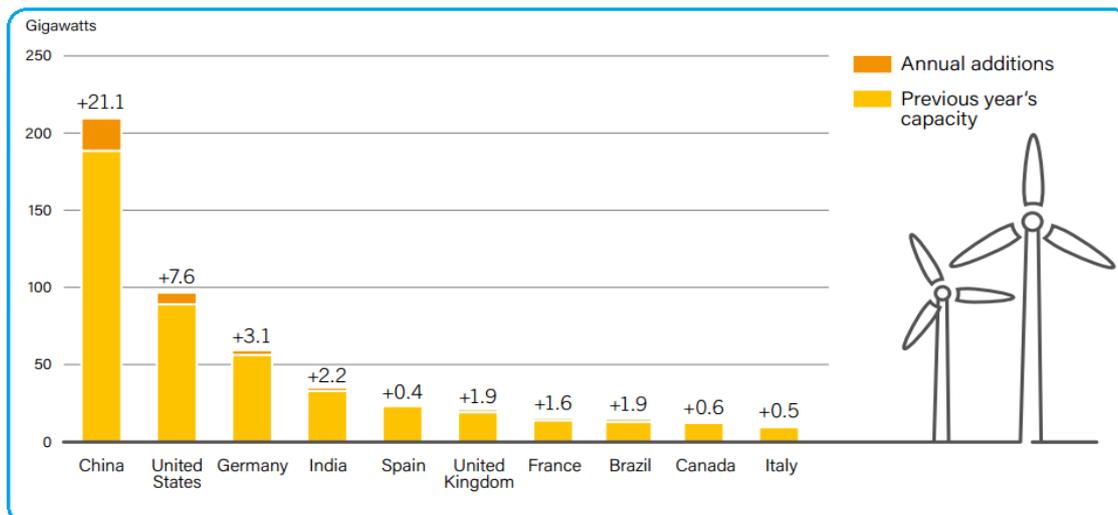


Figure I.6 : Capacité et ajouts d'énergie éolienne des 10 premiers pays [15]

- Les 10 premiers fabricants d'éoliennes en 2018 sont montrés sur la figure I.7

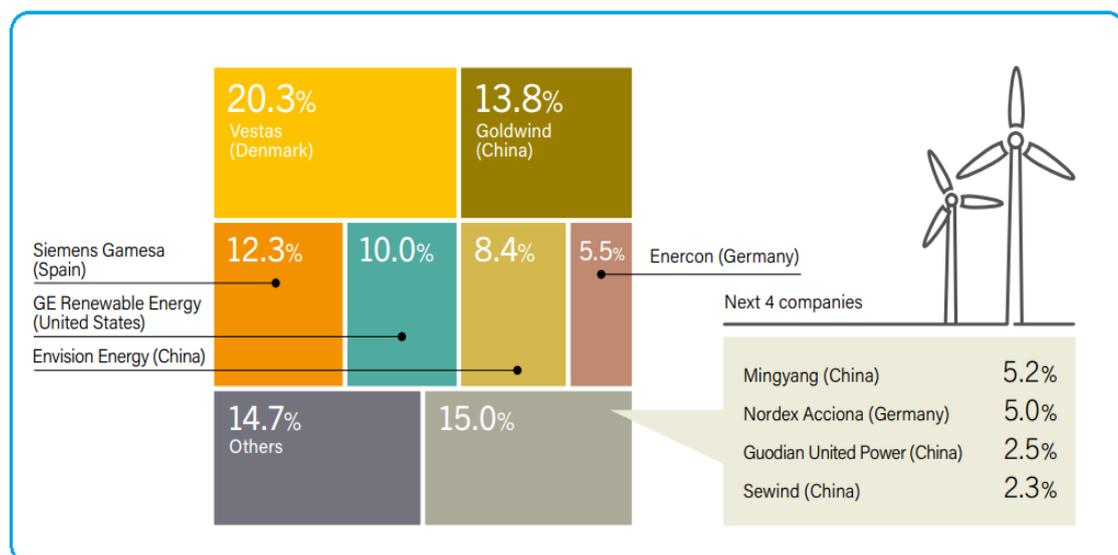


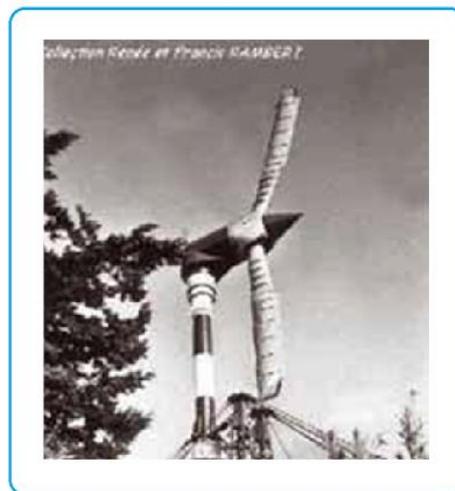
Figure I.7 : Parts de marché des 10 premiers fabricants d'éoliennes [15]

### I.3.2 L'éolien en Afrique

La puissance éolienne installée en Afrique a progressé de 58 % en 2014, passant de 1612 MW fin 2013 à 2545 MW fin 2014 ; le Maroc a pris la première place sur le continent africain en termes de puissance installée avec 1157 MW répartis en 15 parcs ; l'Égypte se place au deuxième rang en Afrique par 610 MW fin 2014, en progression de 60 MW [16].

L'Afrique du Sud se place au troisième rang avec 570 MW installés fin 2014, après avoir mis une décennie pour installer ces premiers 10 MW d'éoliennes, elle est en train de développer 3000 MW à 5000 MW de projets éoliens, dont 636 MW en construction et 562 MW proches de leur bouclage financier ; le plan directeur énergétique (Power Sector Integrated Resource Plan 2010-2030) prévoit 9000 MW éoliens d'ici 2030.

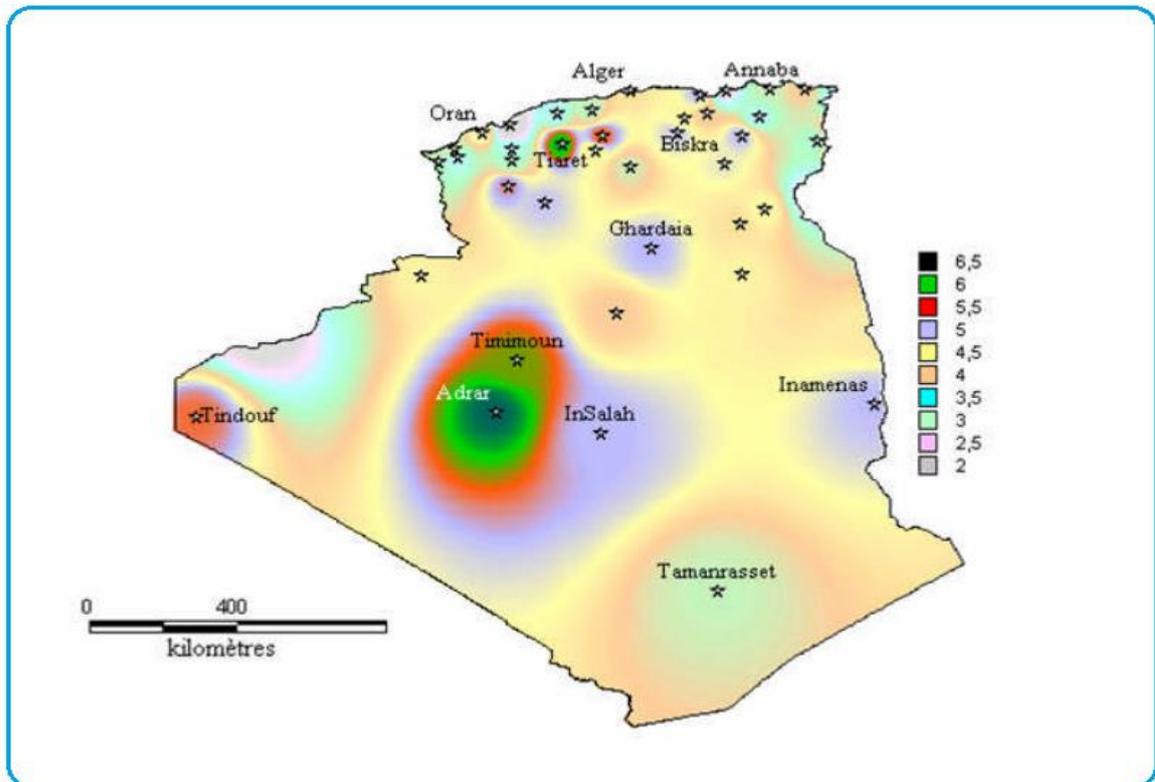
Les pas de l'Algérie dans le domaine des énergies éoliennes restent toujours réservés ou encore très lents comparativement au développement rapide connue dans le monde. Cependant, elle dispose de tous les atouts nécessaires pour le développement des énergies éoliennes, elle présente un potentiel éolien considérable qui peut être exploité pour la production d'énergie électrique. En Algérie, la première tentative de raccorder les éoliennes au réseau de distribution d'énergie électrique remontent à 1957, avec une installation d'un aérogénérateur de 100 kW sur le site des Grands Vents (Alger) présenté sur la figure I.8 ; conçu par l'ingénieur français ANDREAU. Ce prototype avait été installé initialement à St-Alban en Angleterre. Ce bipale de type pneumatique à pas variable, de 30 m de hauteur et d'un diamètre de 25 m fut racheté par Electricité et Gaz d'Algérie puis démontée et installée en Algérie [17].



**Figure I.8 :** Eolienne de 100 kW de Grand Vent [17]

L'Algérie présente un potentiel éolien considérable qui peut être exploité pour la production d'énergie électrique, surtout dans le sud où les vitesses de vents sont élevées et peuvent dépasser les 4m/s, plus particulièrement au sud-ouest, avec des vents qui dépassent les 6m/s dans la région d'Adrar.

La figure I.9, présente la carte des vents en Algérie établie par le centre de développement des énergies renouvelables CDER, division énergie éolienne.



**Figure I.9 :** Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent en (m/s) en Algérie [18]

Les ressources énergétiques de l'Algérie ont déjà été estimées par le CDER (Centre de Développement des Énergies Renouvelable) depuis les années 90 à travers la production des Atlas de la vitesse du vent et du potentiel énergétique éolien disponible en Algérie. Ceci a permis l'identification de huit zones ventées susceptibles de recevoir des installations éoliennes :

- deux zones sur le littoral ;
- trois zones sur les hauts plateaux ;
- trois zones en sites sahariens.

Le potentiel éolien de ces régions a été estimé à 172 TWh/an dont 37 TWh/an économiquement exploitable soit l'équivalent de 75 % des besoins nationaux en 2007. Les trois régions situées au sud-ouest du Sahara (Tindouf, In Salah et Adrar) semblent être les plus favorables à l'installation de fermes éoliennes, car elles cumulent à elles seules un potentiel économique approchant les 24 TWh/an [19].

La réalisation de la première ferme éolienne en Algérie, d'une puissance de 10 MW à Adrar (sud-ouest), a été confiée Janvier en 2010 au groupe français VERGNET (Figure I.10). Ce dernier a été retenu par la Compagnie de l'Engineering de l'Électricité et du Gaz (CEEG), filiale du groupe SONELGAZ [20].



Figure I.10 : La ferme éolienne de 10MW à Kabertène (Adrar)<sup>5</sup>.

#### I.4 Système de production d'électricité éolien

##### I.4.1 Définition

Un système de production d'électricité éolienne, quel que soit sa technologie, convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique fournie à la charge ou au réseau.

Cette conversion se fait en deux étapes :

- la conversion de l'énergie cinétique en énergie mécanique au niveau de la turbine,
- la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique au niveau du générateur

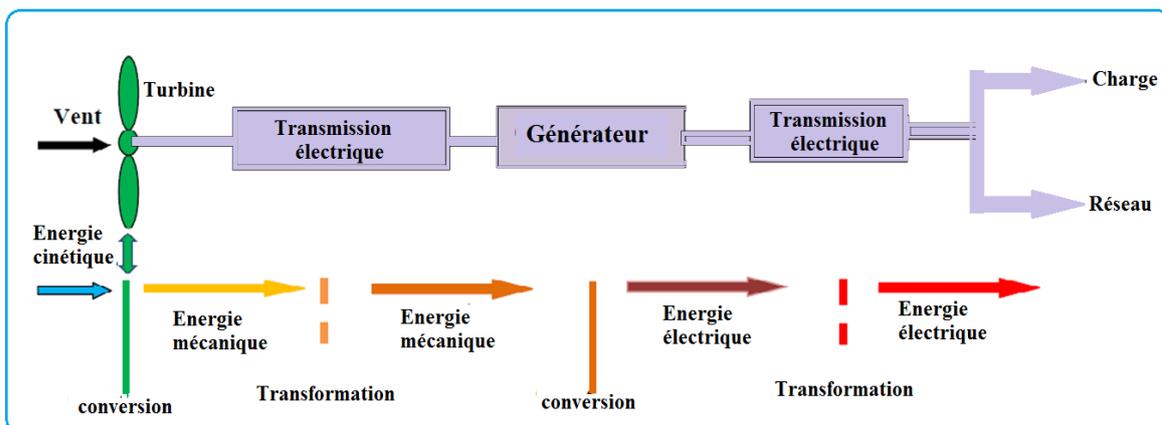


Figure I.11: Conversion de l'énergie cinétique du vent

<sup>5</sup> Source : <http://era.dz/2014/wp-content/uploads/2014/11/CEEG.pdf>

Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale :

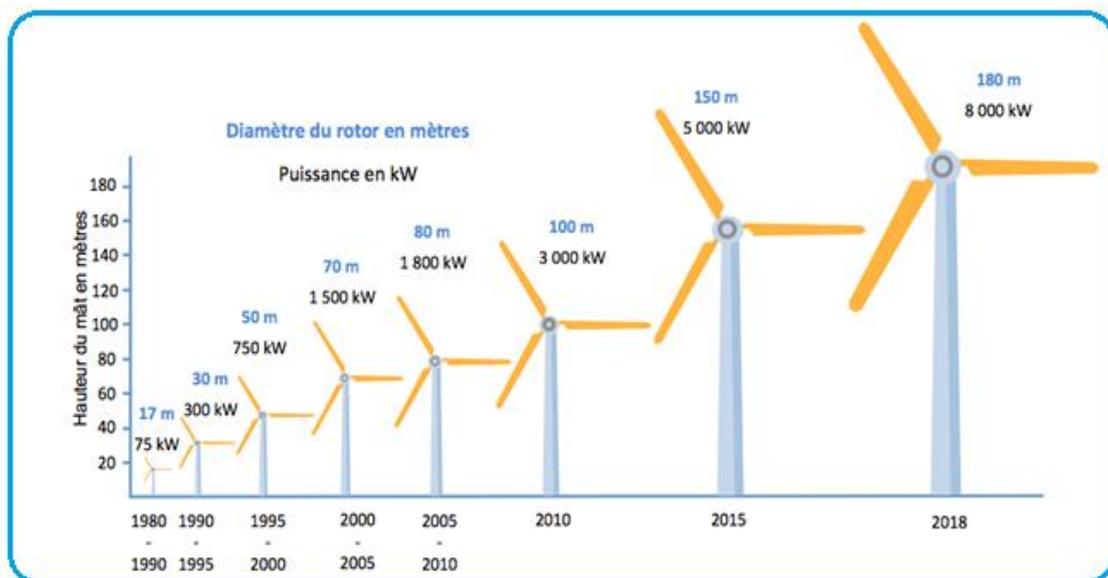
- ✚ Eoliennes de petite puissance ;
- ✚ Eoliennes de moyenne puissance ;
- ✚ Eoliennes de forte puissance .

A titre de comparaison, le tableau ci-dessous propose une classification de ces turbines selon la puissance qu’elles délivrent et le diamètre de leur hélice [21].

Eolienne	Diamètre de l’hélice	Puissance
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 KW
Moyenne	12 m à 45 m	De 40 KW à 1 MW
Grande	46 m et plus	1MW et plus

**Tableau I.1 :** Classification des éoliennes selon leur puissance nominale

La figure I.12 illustre la correspondance taille-puissance des éoliennes.



**Figure I.12 :** Correspondance taille-puissance des éoliennes<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Source : <https://www.journal-eolien.org/>

## I.4.2 Conversion cinétique – mécanique

Une éolienne est une machine qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie électrique ou mécanique. Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. Elles exploitent donc la différence de pression qui créent une force de portance pour mettre en rotation la turbine et ainsi extraire une partie de l'énergie cinétique du vent. Il existe différentes façons de classer les turbines éoliennes mais celles-ci appartiennent principalement à deux groupes selon l'orientation de leur axe de rotation : les éoliennes à axe vertical et celles à axe horizontal.

### I.4.2.1 Eoliennes à axe vertical

Elles ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. De nombreuses technologies ont été testées dont seulement deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation ; le rotor de Savonius et le rotor de Darrieus. De nos jours, ce type d'éoliennes est plutôt marginal et son utilisation est beaucoup moins répandue.

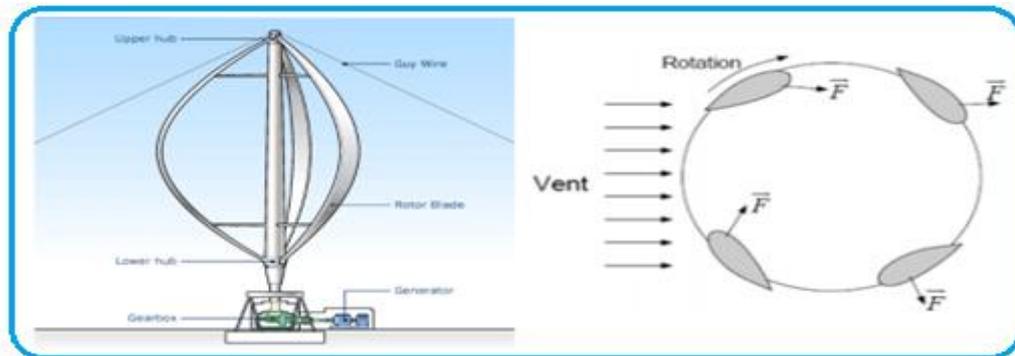


Figure I.13 : Technologie éolienne à axe vertical [22]

Les deux types des structures d'éoliennes à axe vertical les plus répandues reposent sur les principes de traînée différentielle ou de la variation cyclique d'incidence :

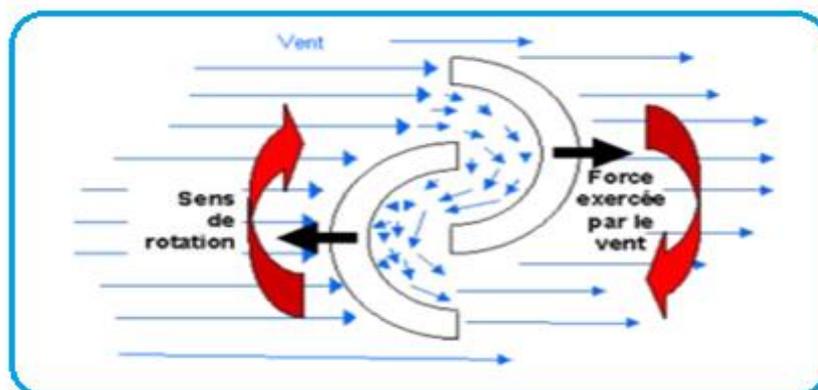
- l'aérogénérateur de type Darrieus repose sur l'effet de portance subi par un profil soumis à l'action d'un vent relatif ; effet qui s'exerce sur l'aile d'un avion. Ce type d'aérogénérateur est basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensités variables selon l'orientation

de ce profil. La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif [22,23].



**Figure I.14:** Eolienne type darrieus. [23]

- l'aérogénérateur de type Savonius, constitué schématiquement de deux ou plusieurs godets demi-cylindriques légèrement désaxés présente un grand nombre d'avantages. Outre son faible encombrement, qui permet d'intégrer l'éolienne aux bâtiments sans en dénaturer l'esthétique, il est peu bruyant. Il démarre à de faibles vitesses de vent et présente un couple élevé quoique variant de façon sinusoïdale au cours de la rotation. Il existe une variante, appelée Savonius hélicoïdal (ou twisted Savonius en anglais), qui permet d'augmenter le rendement en proposant de façon continue une surface d'accroche au vent. Au lieu d'avoir des demi-cylindres verticaux, ceux-ci sont tordus de façon hélicoïdale autour de l'axe de rotation. Du fait de leur faible encombrement au sol, de leur bon rendement et du besoin d'un très faible vent, ils sont utilisés en ville sur les toits des maisons [23].



**Figure I.15 :** Schéma de principe du rotor de Savonius [24]

### ✚ Avantages

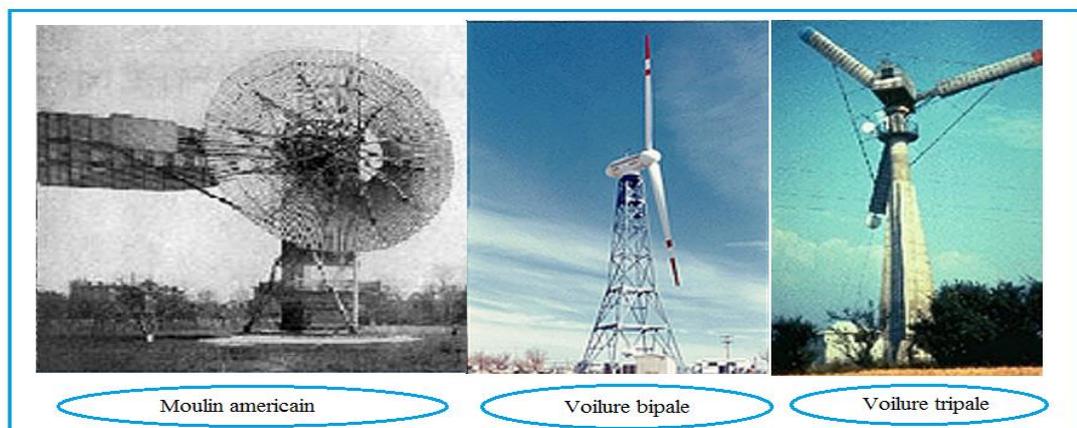
- La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande directement au sol [25].
- Son axe vertical possède une symétrie de révolution ce qui permet de fonctionner quel que soit la direction du vent sans avoir à orienter le rotor [26].
- Sa conception est simple, robuste et nécessite peu d'entretien [27].

### ✚ Inconvénient

- Elles sont moins performantes que celles à axe horizontal.
- La conception verticale de ce type d'éolienne impose qu'elle fonctionne avec un vent proche du sol, donc moins fort car freiné par le relief [28].
- Leur implantation au sol exige l'utilisation des tirants qui doivent passer au-dessus des pales, donc occupe une surface plus importante que l'éolienne à tour.
- L'éolienne ne démarre pas automatiquement. Cependant, ceci ne constitue qu'un inconvénient mineur dans le cas d'une éolienne raccordée au réseau, étant donné qu'il est alors possible d'utiliser la génératrice comme un moteur absorbant du courant du réseau pour démarrer l'éolienne).

#### I.4.2.2 Eoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur le principe des moulins à vent. Elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales, les tripales constituent un bon compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien ainsi que l'aspect esthétique par rapport aux bipales [29].



**Figure I.16:** Technologie éolienne à axe horizontale [30]

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical. Elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et ont un coût moins important. Il existe deux catégories d'éoliennes à axe horizontal [31] :

- Structure en Amont

Le vent souffle sur le devant des pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif.

- Structure en Aval

Le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto-orientable.

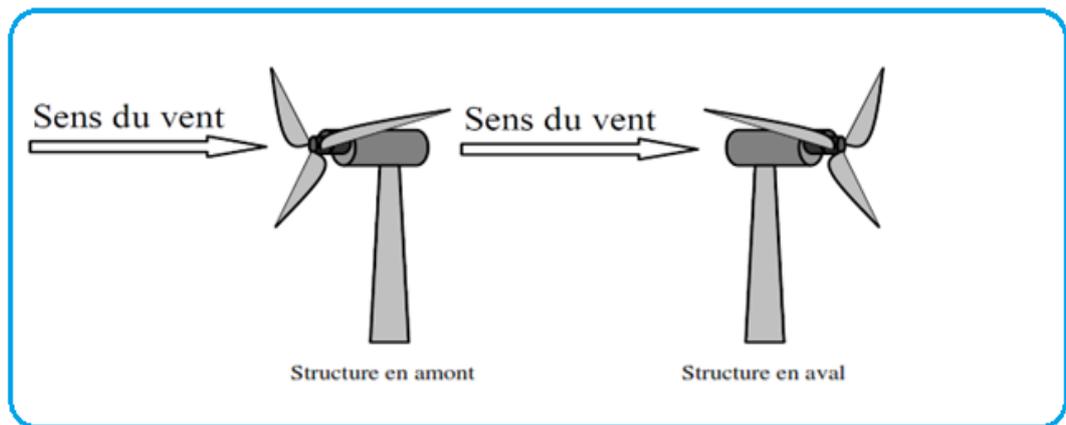


Figure I.17: Différentes structures d'éoliennes à axe horizontal [31]

#### ✚ Avantages

- Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical.
- Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol.
- Le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour.

Ainsi, il n'est pas nécessaire de rajouter un local pour l'appareillage [32].

#### ✚ Inconvénient

- Coût de construction très élevé.
- L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident [33].

### I.4.2.3 Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux représentés sur la figure I.18:



**Figure I.18:** Eléments constituant une éolienne à axe horizontal [34]

**La fondation :** Une très bonne fondation est nécessaire pour soutenir la tour et les différentes parties d'une éolienne qui pèse lourdement.

**Le mât ou la tour :** supporte la nacelle et le rotor. C'est un élément rigide vertical, généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, il doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur (exemple : éolienne NORDEX N90 2,3 MW: diamètre de 90m, mât de 80 m / 100 m / 105 m de hauteur) [35].



Figure I.19: Tour d'une turbine<sup>7</sup>

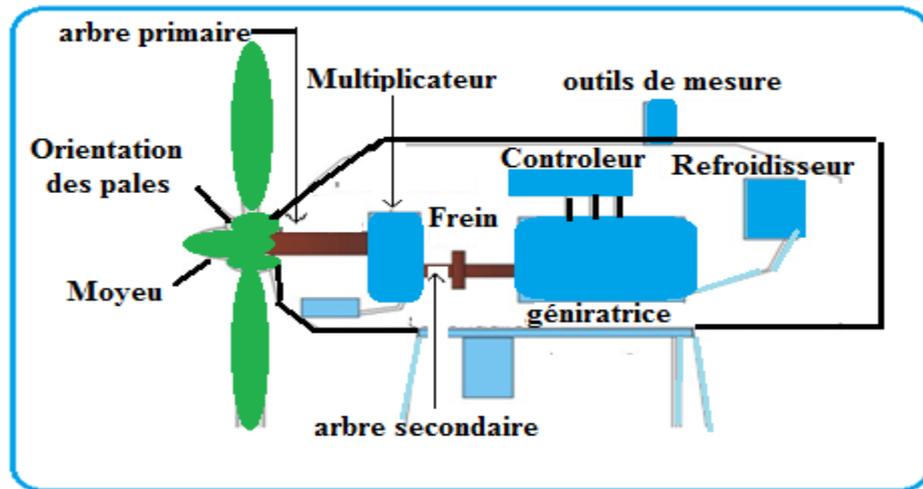
La tour doit être suffisamment solide pour supporter non seulement la nacelle et le rotor, mais aussi les charges puissantes provoquées par le vent : d'une part la puissance exercée par le vent directement sur la tour, d'autre part la puissance transmise par le rotor.

**Le rotor** : aussi appelé hélice, c'est la partie tournante de l'éolienne. Il est composé des pales (en général 3) est relié à la nacelle par le moyeu, elle transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Les pales sont aujourd'hui faites de matériaux composites à la fois légers et assurant une rigidité et une résistance suffisantes : polyester renforcé de fibre de verre ou fibre de carbone. Leur longueur atteint actuellement entre 30 et 55 mètres, soit un diamètre du rotor compris entre 60 et 110 mètres. La puissance de l'éolienne est proportionnelle au carré du diamètre du rotor [36].

**La nacelle** : installée en tête de mât, elle comporte l'ensemble des éléments mécaniques, pneumatiques et certains composants électriques et électroniques nécessaires au fonctionnement de la machine. Le transport de l'électricité produite dans la nacelle jusqu'au sol est assuré par des câbles électriques descendant à l'intérieur du mât de l'éolienne [36].

Les différents composants d'une nacelle sont représentés sur la Figure I.20 [36,37] :

<sup>7</sup> Source : <https://www.westerntechnologylights.com/inside-wind-turbine-tower/>



**Figure I.20:** Principales composantes intérieures de la nacelle d'une turbine Eolienne [37]

Le multiplicateur de vitesse : il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique ;

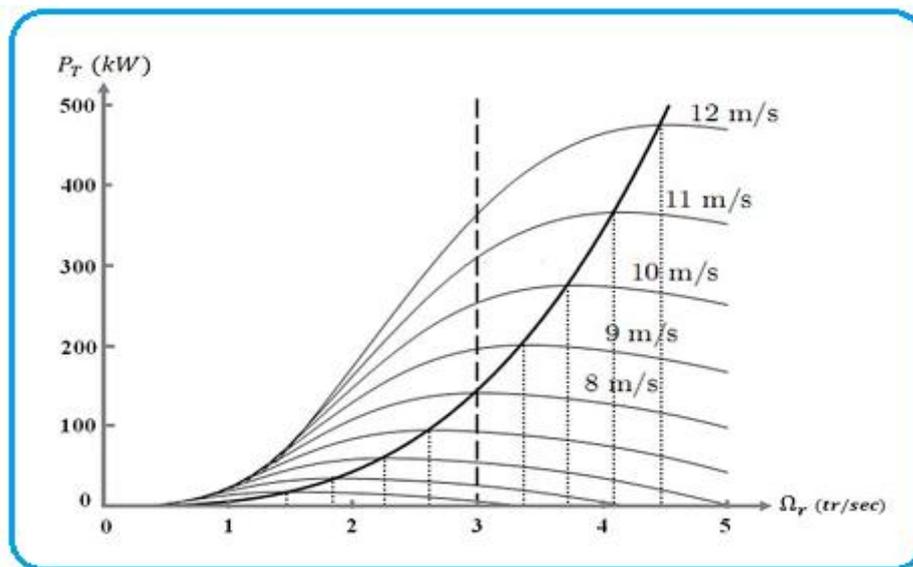
- l'arbre secondaire comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine ;
- la génératrice : c'est elle qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique ;
- un contrôleur électronique chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble « rotor plus nacelle » face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle. Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir ;
- divers dispositifs de refroidissement (génératrice, multiplicateur) par ventilateurs, radiateurs d'eau ou d'huile.

#### I.4.2.4 Modes d'exploitation de l'énergie éolienne

En vue de l'exploitation de l'énergie fournie par le vent, plusieurs systèmes peuvent être utilisés. Nous pouvons les classer en deux catégories :

- ✚ les systèmes à vitesse fixe;
- ✚ les systèmes à vitesse variable.

La figure I.21 ci-dessous illustre les différents abaques de puissance en fonction de quelques vitesses de vent en (m/s) et celles de la machine en (tr/s). Une éolienne fonctionnant à vitesse fixe, consiste à imposer une vitesse constante par le convertisseur électromécanique (générateur), en fixant cette vitesse à ' $\Omega_r = 3$  tr/sec' soit (180 tr/min), on remarque que la puissance extraite du vent n'est optimale que si la vitesse du vent est au voisinage de '8 m/sec' (figure I.21); ainsi on parle d'une éolienne à vitesse fixe. L'éolienne à vitesse variable consiste à faire tourner la machine à une vitesse de telle sorte que la puissance extraite sera toujours maximisée. Il suffit pour cela de suivre le tracé parabolique de la figure I.21. En se référant à la figure ci-dessous, pour une vitesse de vent égale à 12 m/s, nous devons fixer la vitesse du générateur à 4.5 tr/sec soit 270 tr/min, pour une vitesse de vent de 10 m/s le générateur doit tourner à une vitesse égale à 3,65 tr/sec soit 219 tr/min et ainsi de suite. On parle alors d'un algorithme de poursuite du point maximal (maximisation de puissance), encore appelé algorithme de (MPPT).



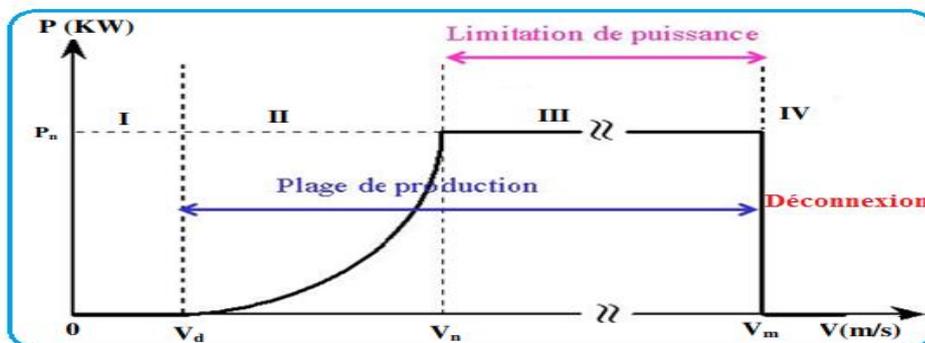
**Figure I.21:** Puissance d'une éolienne typique en fonction de la vitesse de la machine et celle du vent [38]

A titre de comparaison, le tableau ci-dessous présente les avantages et les inconvénients entre une éolienne à vitesse fixe et une éolienne à vitesse variable

	Avantages	Inconvénients
Vitesse fixe	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Simplicité d'implantation</li> <li>2. Plus grande fiabilité.</li> <li>3. Pas besoin de système électronique de commande.</li> <li>4. Moins cher.</li> </ol>	Le maximum théorique de puissance n'est pas atteint
Vitesse variable	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Optimisation de l'énergie captée grâce à la possibilité de contrôler la vitesse du rotor.</li> <li>2. contrôle du transfert de puissance et énergie propre envoyée au réseau.</li> <li>3. Réduction des contraintes mécaniques subites par le train de puissance. Les turbulences et rafales de vent peuvent être absorbée du vent est donc emmagasinée dans l'inertie mécanique de la turbine, réduisant aussi les oscillations de couple.</li> <li>4. Génération d'une puissance électrique de meilleure qualité.</li> <li>5. Ce type d'éolienne offre une constante de temps plus grande du système de contrôle de l'angle de calage, ce qui réduit sa complexité.</li> <li>6. Réduction des bruits acoustiques.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Coûts supplémentaires plus importants (convertisseur, commande,..)</li> <li>2. Complexité des convertisseurs de puissance utilisés.</li> <li>3. Gestion de transfert de puissance entre les convertisseurs, et placement au point de puissance optimum de l'éolienne.</li> </ol>

**Tableau I.2 :** Avantages et inconvénients d'une éolienne à vitesses fixe et variable

La courbe typique donnant la puissance aérodynamique d'un aérogénérateur, fonctionnant à vitesse variable, en fonction de la vitesse de vent est illustrée par la figure I.22



**Figure I.22 :** Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent [39]

On peut définir quatre zones de fonctionnement :

- la zone I : le vent n'est pas suffisant pour faire fonctionner la turbine ;
- la zone II : la puissance fournie par l'arbre va dépendre de la vitesse du vent ;
- la zone III : la vitesse de rotation est maintenue constante par régulation de la vitesse et la puissance  $P$  fournie reste égale à  $P_n$  ;
- la zone IV : la vitesse de vent est trop importante, pour ne pas détériorer le générateur éolien, les pales de la turbine sont mises en drapeaux ( $\beta = 90^0$ ).

#### I.4.2.5 Notions théoriques sur l'éolienne à axe horizontal

##### ✚ Coefficient de puissance $C_p$ (loi de Betz)

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure I.18 sur lequel on a représenté la vitesse du vent  $V_{v1}$  en amont de l'aérogénérateur et la vitesse  $V_{v2}$  en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne  $V_{v1}$  et la vitesse du vent après passage à travers le rotor  $V_{v2}$  soit  $\frac{V_{v1} + V_{v2}}{2}$ , la masse d'air en mouvement de densité  $\rho$  traversant la surface  $S$  des pales en une seconde est [40,41] :

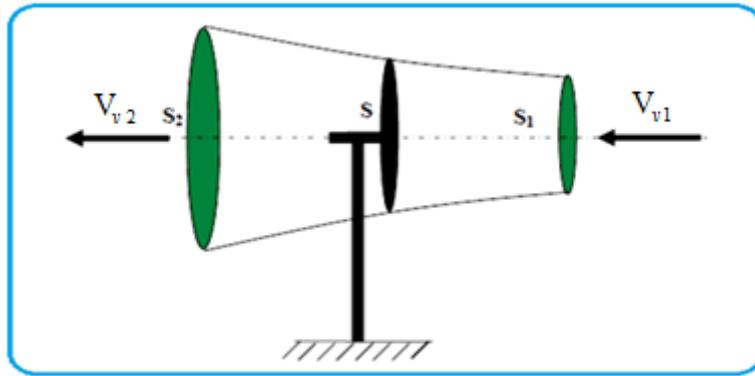
$$m = \frac{\rho S (V_{v1} + V_{v2})}{2} \quad (\text{I-1})$$

La puissance  $P_m$  alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$P_m = \frac{m (V_{v1}^2 - V_{v2}^2)}{2} \quad (\text{I-2})$$

Soit en remplaçant  $m$  par son expression dans (I-1):

$$P_m = \frac{\rho S (V_{v1} + V_{v2}) (V_{v1}^2 - V_{v2}^2)}{4} \quad (\text{I-3})$$



**Figure I.23 :** Tube de courant d'air autour du rotor éolien.

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface  $S$  sans diminution de vitesse, soit à la vitesse  $V_v$ , la puissance  $P_v$  correspondante serait alors :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S V_v^3 \quad (\text{I-4})$$

Le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_v} = \frac{\left[ 1 + \left( \frac{V_v}{V_{v2}} \right) \right] \left[ 1 - \left( \frac{V_v}{V_{v2}} \right)^2 \right]}{2} \quad (\text{I-5})$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (figure I.24), on s'aperçoit que le ratio  $P_m / P_v$  appelé aussi coefficient de puissance  $C_p$  présente un maxima de  $16/27$  soit  $0,59$ . C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative  $\lambda$  représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

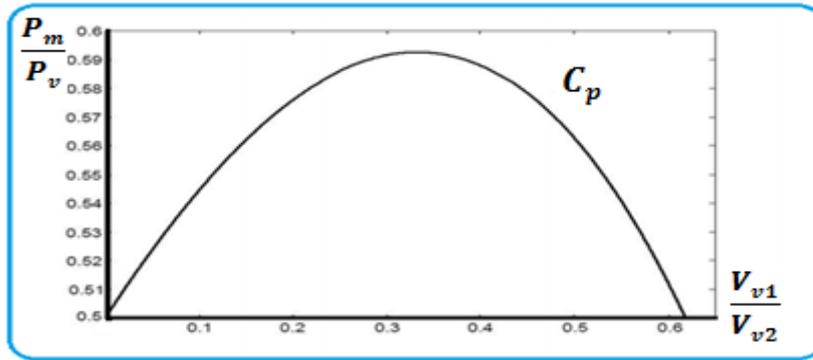


Figure I.24 : Coefficient de puissance [41].

**✚ Rendement énergétique d'une éolienne**

Figure I.25, montre les caractéristiques typiques du coefficient de puissance aérodynamique  $C_p$  pour les différents types de rotor, on remarque dans un premier temps que les aérogénérateurs à axe horizontal et à axe vertical de type Darrieux ont un meilleur rendement aérodynamique. De plus, leur coefficient de puissance décroît lentement lorsque la vitesse augmente. D'un côté la valeur maximale du coefficient  $C_p$  selon Betz indiquée comme limite supérieur d'une éolienne parfaitement idéale est représentée, de plus la correction du coefficient  $C_p$  apportée par Schmitz tenant compte de l'effet du sillage. La différence est notable dans la région des faibles rapports de vitesses  $\lambda$ , comme calculé par Schmitz et avant par Glauert. Sur la figure I.25 sont présentées les courbes du facteur  $C_p$  des prétendues éoliennes de différents rotors, éolienne à axe verticale (Darrieux) et des éoliennes à axe horizontal de 3 pales, 2 ou une pale.

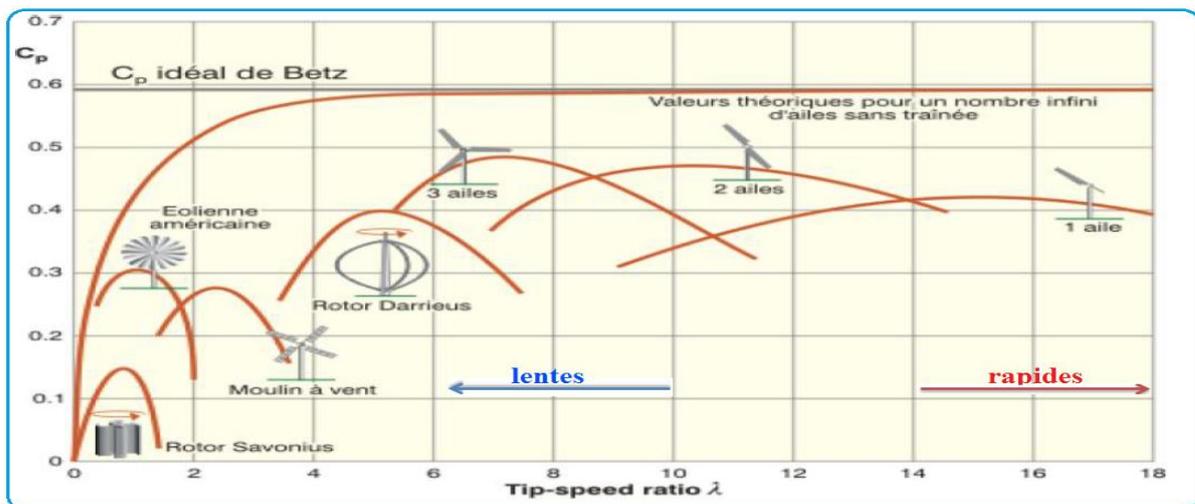


Figure I.25 : Coefficient de puissance aérodynamique en fonction de  $\lambda$  [41,42].

Les éoliennes à axe horizontal ont une meilleure interaction avec le vent avec un coefficient  $C_p$  important par rapport à d'autres types d'éoliennes. Les rotors de trois pales sont actuellement prédominants dans tous les systèmes modernes d'énergie éolienne. Ces rotors sont conçus pour des valeurs de  $\lambda$  situées dans une plage de 4 à 9 [43].

#### I.4.2.6 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne a des avantages propres permettant sa croissance et son évolution entre les autres sources d'énergie, ce qui va lui donner un rôle important dans l'avenir à condition d'éviter l'impact créé par ses inconvénients cités ci-après [23,44, 45].

##### Avantages

L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement :

- l'énergie éolienne est une énergie renouvelable contrairement aux énergies fossiles;
- l'énergie éolienne est une énergie propre. Elle n'a aucun impact néfaste sur l'environnement comme les autres sources d'énergie qui ont causé un changement radical du climat par la production énorme et directe du  $CO_2$ ;
- l'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs;
- les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace;
- c'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales;
- le mode d'exploitation des éoliennes et la possibilité de les arrêter à n'importe quel moment, leur donne l'avantage d'avoir un bon rendement, contrairement aux modes de fonctionnement continus de la plupart des centrales thermiques et nucléaires;
- La durée de vie des éoliennes modernes est maintenant de 20 à 25 ans, ce qui est comparable à de nombreuses autres technologies de production d'énergie conventionnelle respectueuse des territoires : les activités agricoles/industrielles peuvent se poursuivre aux alentours.

### Inconvénients

L'énergie éolienne possède aussi des inconvénients qu'il faut citer :

- l'impact sur les parcours migratoires des oiseaux et l'impact visuel;
- le bruit aérodynamique lié à la vitesse de rotation du rotor. La source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne;
- les systèmes éoliens coûtent généralement plus cher à l'achat que les systèmes utilisant des sources d'énergie classiques, comme les groupes électrogènes à essence, mais à long terme, ils constituent une source d'énergie économique et ils demandent peu d'entretien.

#### I.4.2.7 Application des éoliennes

Un système éolien peut être utilisé en trois applications distinctes:

- ❖ systèmes isolés;
- ❖ systèmes hybrides;
- ❖ systèmes reliés au réseau.

### Systèmes isolés

L'énergie éolienne est aussi utilisée pour fournir de l'énergie à des sites isolés; par exemple pour produire de l'électricité dans les îles, pour le pompage de l'eau dans des champs, ou encore pour alimenter en électricité des voiliers, des phares et des balises. Les systèmes isolés en général utilisent quelques formes de stockage d'énergie. Ce stockage peut être fait par des batteries : il faut alors un dispositif pour contrôler la charge et la décharge de la batterie. Le contrôleur de charge a comme principal objectif d'éviter qu'il y ait des dommages au système de batterie par des surcharges ou des décharges profondes. Pour l'alimentation d'équipements qui opèrent avec un réseau alternatif, il est nécessaire d'utiliser un onduleur [46]. Pour faire fonctionner des stations météo ou toutes autres installations électriques isolées à faible consommation, une éolienne de petite taille peut fournir cette énergie tout au long de l'année.

### ✚ Systèmes hybrides

Un système hybride de production d'énergie dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles interconnectées entre elles pour fournir l'alimentation électrique. Il existe plusieurs combinaisons de systèmes hybrides, à savoir : éolien-diesel, éolien-photovoltaïque-diesel,... etc. Ces mêmes sources d'énergie peuvent être combinées avec d'autres sources de stockage d'énergie, tel que des batteries électrochimiques, le stockage utilisant l'hydrogène, des volants d'inertie,...etc. La combinaison de l'énergie éolienne avec des éléments de stockage et des groupes électrogènes, permet d'optimiser les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique, de manière à profiter pleinement de l'énergie éolienne et réduire au minimum la consommation du carburant.

L'utilisation de plusieurs formes de génération d'énergie électrique augmente la complexité du système et exige l'optimisation de l'utilisation de chacune des sources. Dans ces systèmes, il faut réaliser un contrôle de toutes les sources pour maximiser la livraison de l'énergie à l'utilisateur [46].

### ✚ Systèmes liés au Réseau

Plus de 95% de la capacité mondiale d'énergie éolienne est raccordée à des grands réseaux de puissance [47]. Ceci s'explique par les nombreux avantages du fonctionnement des centrales éoliennes sur les réseaux:

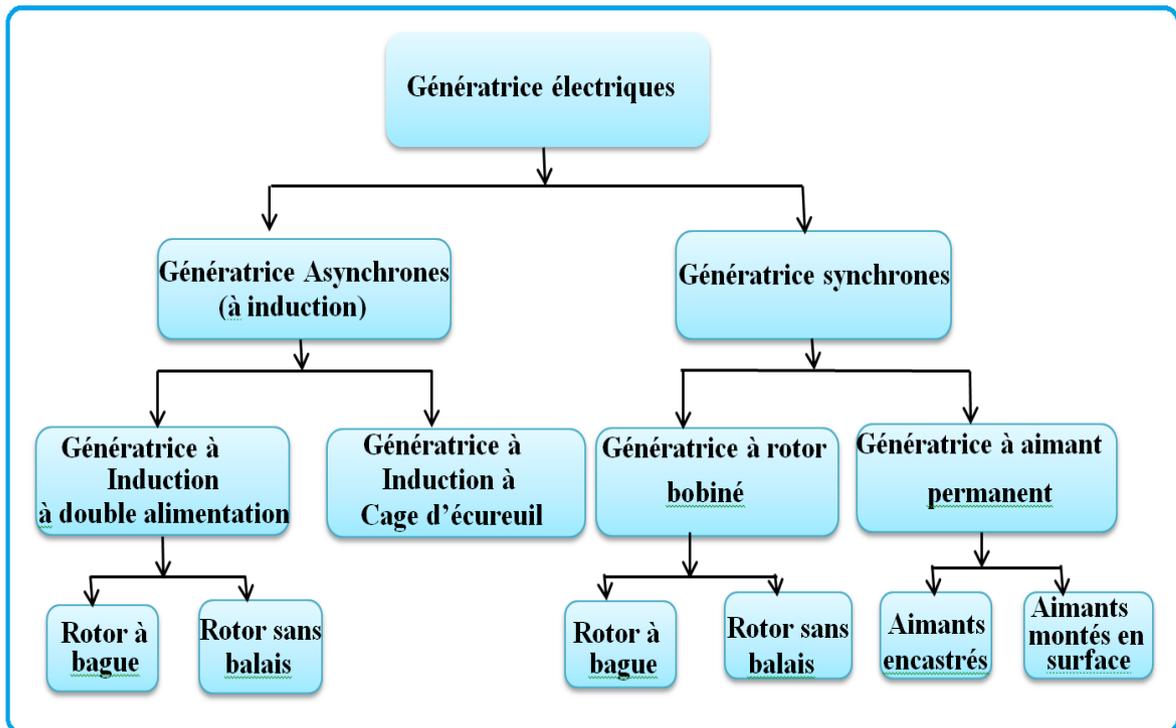
- ❖ la puissance des turbines éoliennes ne doit pas être nécessairement commandée en fonction de la demande instantanée d'un client spécifique;
- ❖ le manque de puissance délivrée par les éoliennes est compensé par les centrales conventionnelles; ainsi, le fonctionnement des turbines éoliennes connectées aux réseaux est techniquement moins complexe que son application individuelle isolée [47].

### I.4.3 Conversion mécanique électrique

Il existe plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système éolien qui demande des caractéristiques très spécifiques. Le cahier des charges pour une génératrice éolienne varie selon le type et les dimensions géométriques de la voilure. Des facteurs techniques et économiques fixent le type de machine pour chaque application.

### I.4.3.1 Choix des génératrices pour application éolienne

L'évolution de la technologie de conversion de l'énergie éolienne a conduit au développement de différents types de configurations d'éoliennes qui font usage d'une variété de générateurs électriques. Une classification des générateurs électriques les plus courants dans les systèmes de conversion de l'énergie éolienne [48,49, 50] est présentée à la figure I-26.



**Figure I.26:** Classification des génératrices électriques couramment utilisées dans les éoliennes

Selon leur principe de construction et d'exploitation, les éoliennes sont divisées en deux groupes principaux: à base des génératrices asynchrones ou à induction (IG) et des génératrices synchrones (SG). Les deux génératrices à induction et synchrones sont à rotors bobinés et sont alimentés par des bagues collectrices à balais ou par un excitateur électromagnétique sans balai.

#### I.4.3.1.1 Systèmes utilisant la génératrice asynchrone

Le générateur à induction est largement utilisé dans les turbines éoliennes de moyenne et grande puissance en raison de sa robustesse, sa simplicité mécanique et son coût réduit.

Son inconvénient majeur est la consommation d'un courant réactif de magnétisation au stator.

#### ✚ Machine asynchrone à cage d'écureuil :

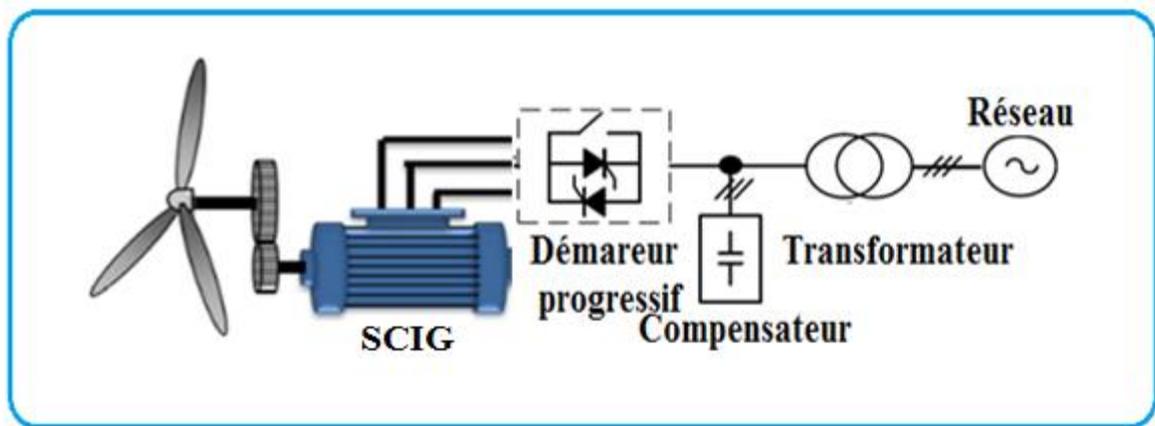
Les premières éoliennes de grande puissance mises en œuvre reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique, sa vitesse de rotation est déterminée par la fréquence du réseau et le nombre de pôles de l'enroulement du stator [50]. Grâce à ses qualités de robustesse et de faible coût la rendent tout à fait appropriée pour l'utilisation dans les conditions parfois extrêmes que présente l'énergie éolienne.

À des vitesses de vent différentes, la vitesse du générateur varie dans 1% de sa vitesse nominale [50]. La plage de vitesse du générateur est si faible que ce système est souvent connu sous le nom, système de conversion d'énergie éolienne à vitesse fixe. Une boîte de vitesses est normalement nécessaire pour adapter la vitesse entre la turbine et le générateur de telle sorte à ce que la génératrice puisse fournir sa puissance nominale à la vitesse nominale du vent et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales. La machine fonctionne alors en hyper synchronisme. La rotation des pales par des actionneurs, électriques ou hydrauliques, permet l'augmentation de l'angle de calage. La puissance peut alors être limitée à la puissance nominale de la génératrice.

En cas d'un fort vent, cette technique permet la mise en drapeau des pales ( $\beta=90^\circ$ ). Ce type de convertisseurs électromécaniques est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine, ce qui détériore le facteur de puissance global du réseau. Celui-ci peut-être toutefois amélioré par l'adjonction de capacités représentées sur la figure I-27, qui deviennent la seule source de puissance réactive dans le cas d'un fonctionnement autonome de l'éolienne [51]. Cette configuration nécessite un démarreur progressif pour limiter les courants d'appel élevés au démarrage du système, mais le démarreur progressif est court circuité par un interrupteur après que le système est démarré [52]. En fonctionnement normal, le système n'a pas besoin de convertisseur de puissance. Un banc de condensateur triphasé est généralement utilisé pour compenser la puissance réactive absorbée par la génératrice. Les principaux inconvénients sont:

- le système fournit la puissance nominale de réseau seulement pour une vitesse de vent donnée puisque l'éolienne doit fonctionner à une vitesse constante [50,53], conduisant à un faible rendement de conversion d'énergie pour d'autres vitesses du vent;
- la puissance délivrée au réseau varie avec la vitesse du vent, ce qui provoque des perturbations sur le réseau [50,54].

Malgré ses inconvénients, ce système d'énergie éolienne est encore largement accepté dans l'industrie avec une puissance nominale jusqu'à quelques mégawatts.



**Figure I.27 :** Génératrice asynchrone à cage à vitesse fixe.

La génératrice asynchrone à cage peut fonctionner à vitesse variable grâce à l'emploi des convertisseurs de puissance, et peut générer une production de puissance électrique sur une vaste gamme de vitesse de vent (figure I.28) :

L'emploi de deux convertisseurs de puissance permet de découpler la fréquence du réseau de la fréquence variable des courants de la machine par la création d'un bus continu intermédiaire. Avec une telle structure, les fluctuations rapides de la puissance générée peuvent être filtrées par le condensateur en autorisant une variation de la tension du bus continu sur une plage donnée. Ces convertisseurs sont dimensionnés pour 100 % de la puissance nominale de la génératrice, ceci augmente significativement le coût de l'installation et les pertes [55].

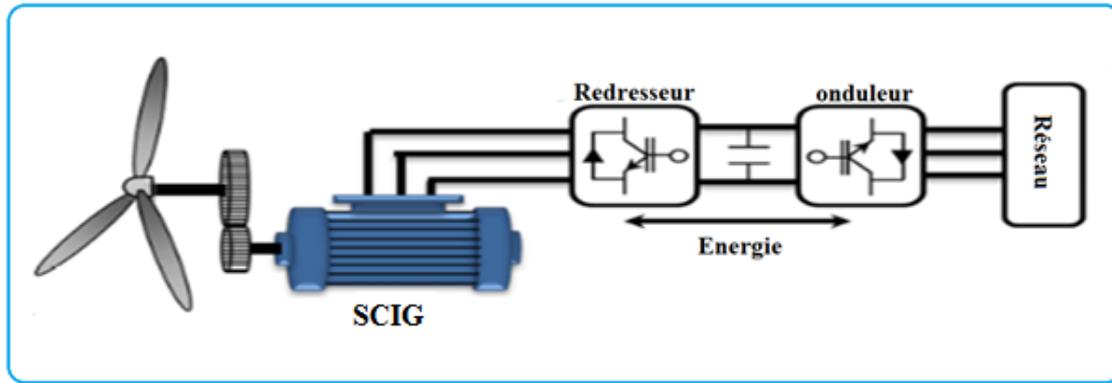


Figure I.28 : Génératrice asynchrone à cage à vitesse variable.

#### ✚ Machine Asynchrone à Double Alimentation(MADA) :

La machine asynchrone à double alimentation est un générateur à induction. Les enroulements du stator sont connectés directement au réseau triphasé. Les enroulements du rotor sont reliés à des convertisseurs de puissance bidirectionnels en courant. Le condensateur entre ces deux convertisseurs représente le bus continu. Le transformateur élévateur de tension permet le raccordement au réseau de distribution. Contrairement à certaines machines synchrones qui ont des convertisseurs traversés par 100 % de la puissance nominale, les convertisseurs de la MADA sont dimensionnés pour laisser passer 25 % de la puissance nominale seulement. Ils coutent moins chers et sont moins encombrants. Ils permettent de piloter la MADA par le rotor en réglant sa vitesse de rotation mécanique. En effet la MADA permet un fonctionnement en génératrice hyposynchrone et hypersynchrone [56].

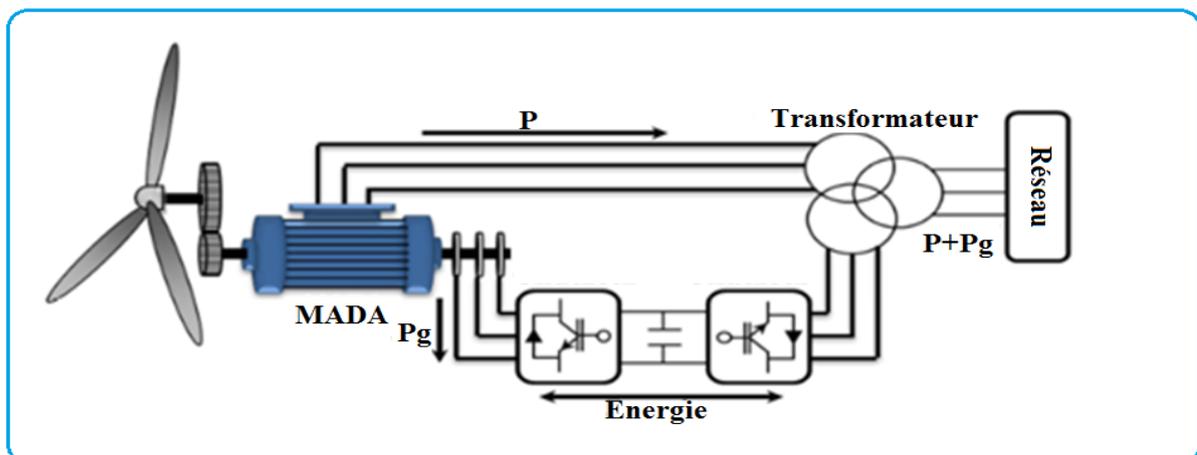


Figure I.29 : Génératrice asynchrone à double alimentation avec convertisseurs MLI.

### I.4.3.1.2 Systèmes utilisant la machine synchrone

L'avantage du générateur synchrone sur le générateur asynchrone est l'absence de courant réactif de magnétisation. Le champ magnétique du générateur synchrone peut être obtenu par des aimants ou par un bobinage d'excitation conventionnel. Si le générateur possède un nombre suffisant de pôles, il peut être utilisé pour les applications d'entraînement direct qui ne nécessitent pas de boîte de vitesses. Le générateur synchrone est toutefois mieux adapté à la connexion indirecte au réseau de puissance à travers un convertisseur statique, lequel permet un fonctionnement à vitesse variable. Pour des unités de petites tailles, le générateur à aimants permanents est plus simple et moins coûteux. Au-delà de 20 kW (environ), le générateur synchrone est plus coûteux et complexe qu'un générateur asynchrone de taille équivalente [46,57]. Les différents types de la machine synchrone ainsi que les topologies utilisées seront abordées ci-dessous.

#### ✚ Machine synchrone à rotor bobiné :

Ce genre de machine est constitué d'un rotor qui comporte des bobines. Ces bobines sont alimentées par des courants continus par l'intermédiaire de contacts glissant balais-bagues pour générer le flux magnétique inducteur dans l'entrefer. Il y a deux types de machines synchrones à rotor bobiné : les machines à pôles lisses et les machines à pôles saillants. La machine à pôles lisses a une inductance constante quelle que soit la position du rotor. Par contre, la machine à pôles saillants a un entrefer magnétique variable suivant la position des pôles, ce qui entraîne une variation d'inductance. L'alternateur d'automobile à griffes est considéré comme une machine à pôle saillant [58].

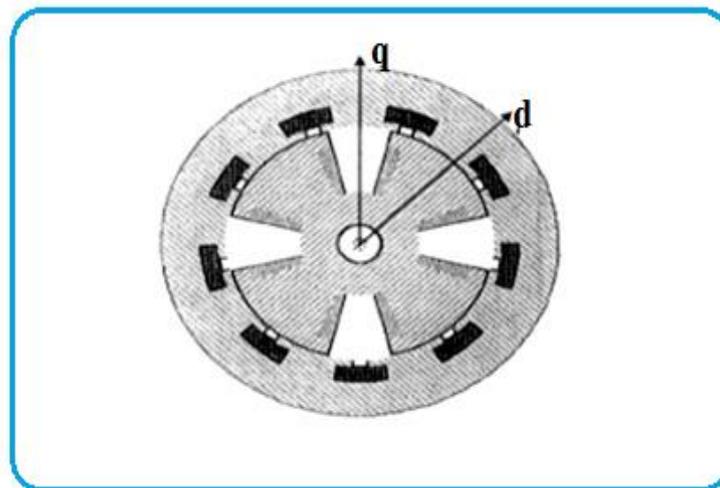
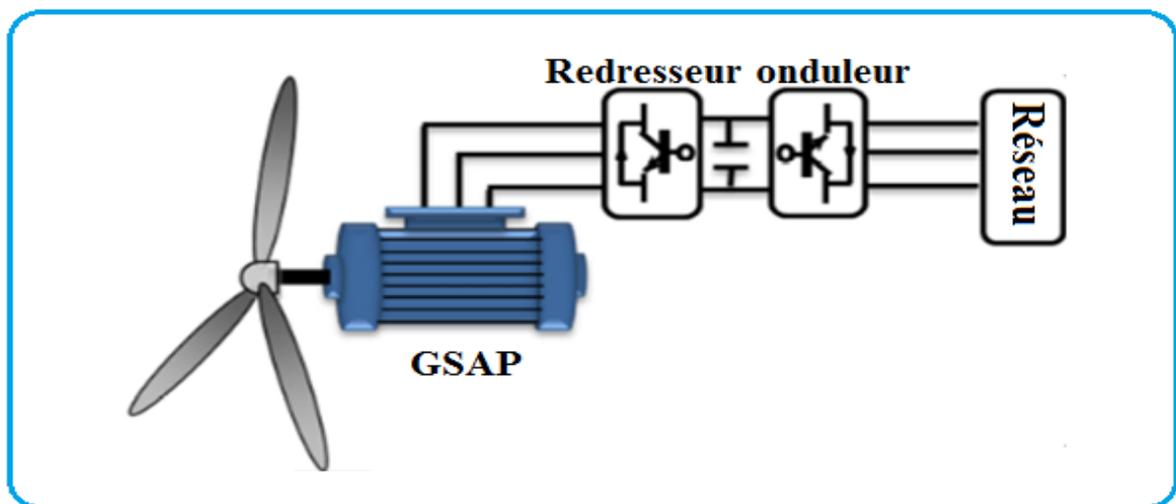


Figure I.30 : Machine synchrone à rotor bobiné à pôles saillants [58].

### ✚ Générateur synchrone à aimants permanents connecté au réseau électrique

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction des machines synchrones à aimants permanents à des coûts compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) ou génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur [59,60].

La solution la plus intéressante consiste à coupler le stator de la génératrice synchrone à aimants permanents à travers deux onduleurs à MLI triphasés, l'un en mode redresseur, l'autre en mode onduleur réseau (figure. I.31). Dans ce cas, l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que celui connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci. De plus, ce type de configuration permet d'assurer un découplage entre le comportement du générateur éolien et le comportement du réseau [58]. Toutefois, les deux convertisseurs doivent être dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice, ce qui constitue le principal inconvénient de cette configuration [61].



**Figure I.31:** Systèmes éoliens basés sur la Machine Synchrone à Aimants Permanents GSAP avec convertisseurs.

### ✚ Les éoliennes à base de la génératrice synchrone à aimants permanents en fonctionnement isolé et autonome

La génératrice synchrone à aimants permanents est une solution très intéressante dans les applications éoliennes isolées et autonomes vu ses avantages cités précédemment (un bon rendement et un bon couple massique) et l'absence d'une source d'alimentation pour le circuit d'excitation. Ces qualités sont contrebalancées par un coût plus élevé que les machines asynchrones. Toutefois, différentes structures de machines synchrones à aimants permanents alimentant des charges autonomes à travers des dispositifs d'électronique de puissance existent [58,61].

#### ➤ Structure avec redresseur à diodes

Cette configuration est la plus simple et trouve ses applications dans le cas de très petites puissances [62]. Elle est basée sur l'association directe d'une batterie en aval du pont redresseur à diodes comme illustré sur la figure I.32. Dans ce cas, il n'y a aucun composant commandé, pas ou peu de capteurs et le coût de l'équipement est alors minimal. Le fonctionnement est « naturel » mais nécessite un choix très précis de tous les paramètres (paramètres machine et tension continue) [58,61].

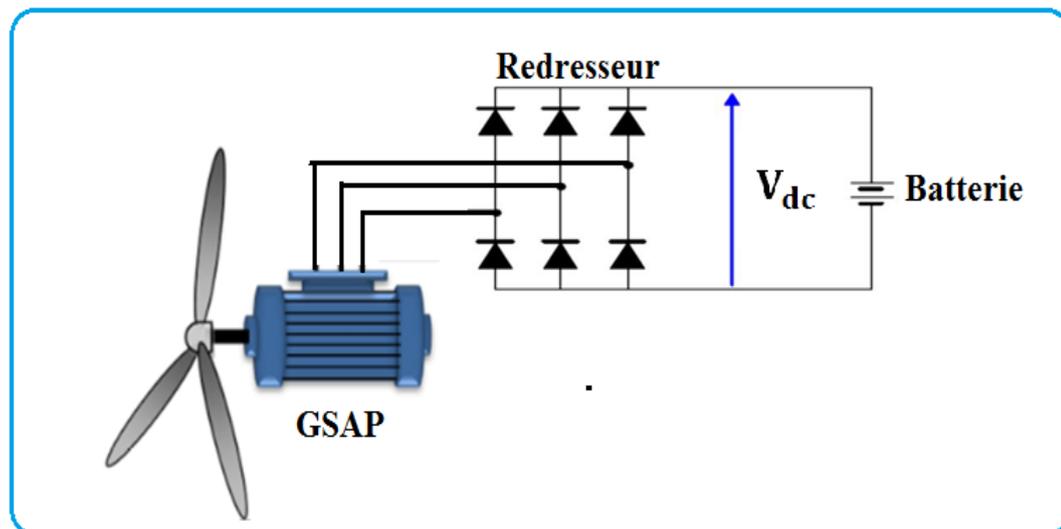
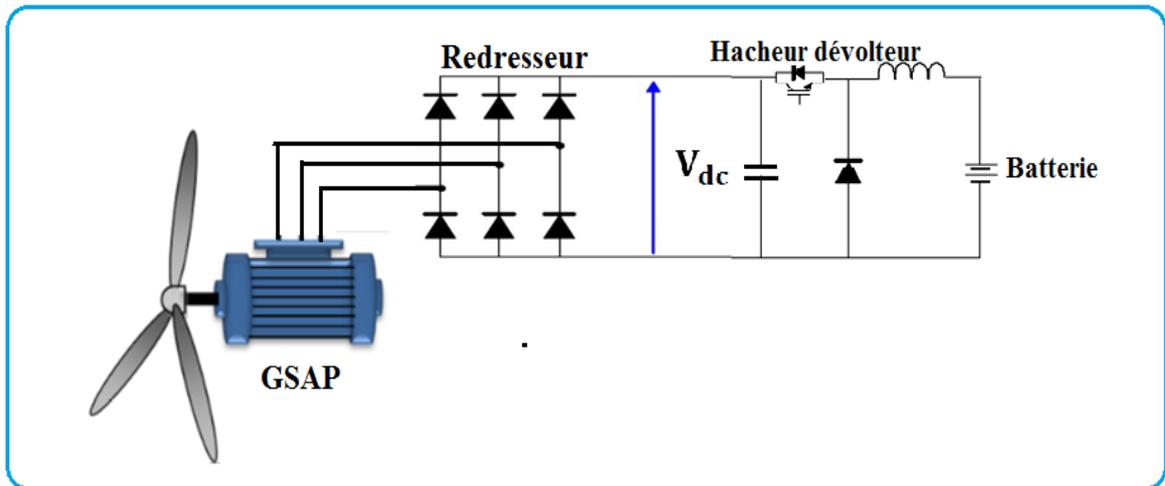


Figure I.32 : Machine synchrone avec redresseur à diodes

#### ➤ Structure avec redresseur à diodes et hacheur dévolteur

Le système de conversion d'énergie dédié à l'éolien doit permettre le fonctionnement à une puissance électrique maximale de façon à optimiser le rendement énergétique quel que

soit le régime de vent. C'est le principe du Maximum Power Point Tracking (M.P.P.T). L'association d'un pont redresseur à diodes avec une génératrice synchrone à aimants permanents comporte cependant quelques limitations ne permettant pas toujours d'atteindre ce but. Afin de pouvoir y remédier, un hacheur dévolteur, débitant sur une batterie de stockage, est disposé à la suite du pont de diodes (figure I.33) [58,62].



**Figure I.33 :** Machine synchrone connectée à un redresseur à diodes et hacheur dévolteur

➤ **Structure avec redresseur à diodes et hacheur en pont**

Toujours dans la même optique d'optimisation du rendement énergétique, une structure en pont à commande différentielle permet de fonctionner avec un rapport cyclique proche de 0,5 en commandant les deux interrupteurs T1 et T2. Cette configuration est avantageuse en termes de sûreté de fonctionnement mais nécessite deux fois plus de composants, d'où un coût conséquent et des pertes plus élevées [61,62].

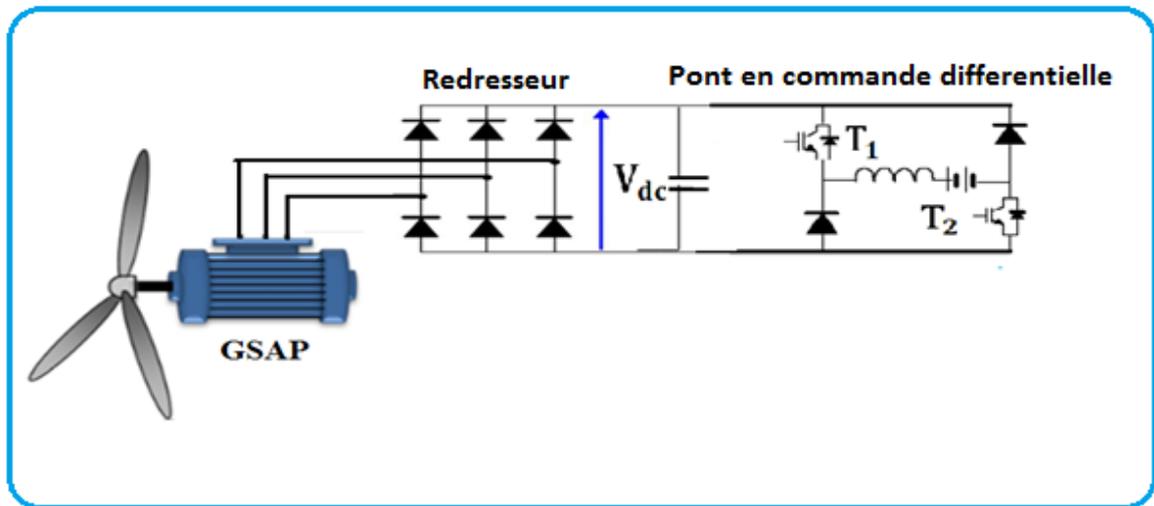


Figure I.34 : Machine synchrone avec convertisseur à diodes et hacheur en pont

➤ Structure avec redresseur à MLI

La configuration de référence est évidemment celle mettant en œuvre un redresseur triphasé à MLI. Dans le cas du montage de la figure I.35, il est possible d'effectuer un contrôle dynamique et fiable en vitesse ou en couple de la génératrice synchrone ce qui permet facilement de déplacer le point de fonctionnement sur toute la plage des vitesses de rotation. Par contre, elle nécessite un montage plus complexe, trois bras complets donc six interrupteurs, et une commande qui requiert généralement un capteur mécanique de position [58,62].

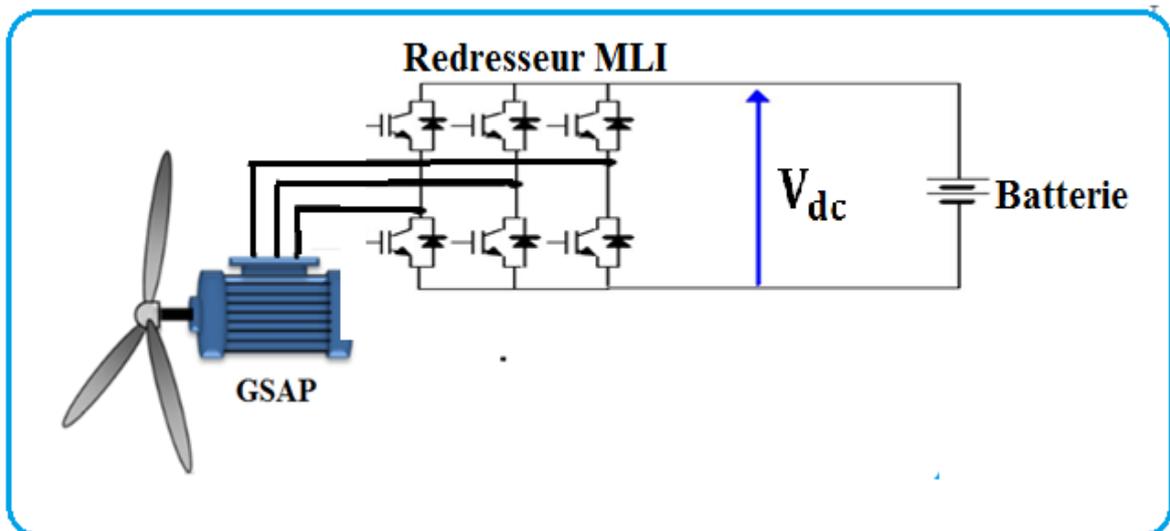


Figure I.35 : Machine synchrone connectée à un redresseur à MLI

Le tableau suivant illustre les avantages et les inconvénients des génératrices asynchrones (à rotor bobiné ou à bagues et à cage d'écureuil) et des génératrices synchrones (génératrice à aimants permanents).

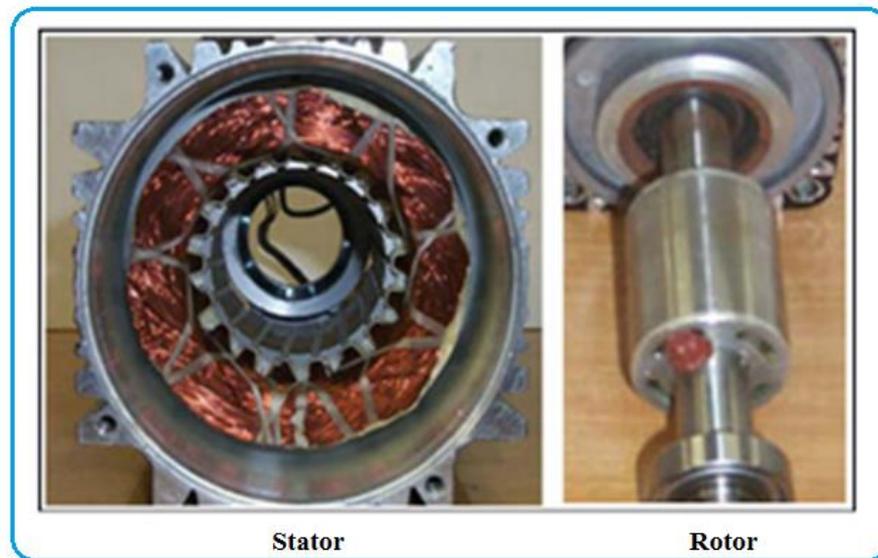
	Avantages	Inconvénients
Génératrices asynchrone(à rotor bobiné ou à bagues et à cage d'écureuil)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Système simple et utilisé depuis longtemps.</li> <li>2. Economiquement plus intéressant</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Perte d'énergies dues au multiplicateur.</li> <li>2. Vibrations plus importantes.</li> <li>3. Bruit plus important.</li> <li>4. Usure de pièces plus importante (maintenance plus importante).</li> <li>5. Fuite d'huile du multiplicateur.</li> <li>Risque d'incendie plus élevé.</li> <li>7. L'énergie électrique produite est de moindre qualité et entraîne des perturbations sur le réseau.</li> </ol>
Génératrices synchrones (Génératrices synchrones à aimants permanents)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Gain important en poids(pas de multiplicateur).</li> <li>2. Réduction du nombre de pièces en rotation : (moins de bruit, réduction de la charge, augmentation de la durée de vie de la machine, diminution de la maintenance</li> <li>3. Coûts de maintenance. Relativement faibles.</li> <li>4. Les aimants étaient beaucoup moins chers que les bobinages de cuivres.</li> <li>5. Bon rendement.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Nécessite une conversion électrique afin de garder une fréquence constante (Courant alternatif → Courant continu → Courant alternatif).</li> <li>2. La construction de la génératrice requière des aimants permanents particulièrement gourmands en terres rares (lanthanides).</li> </ol>

**Tableau I.3 :** Avantages et inconvénients des génératrices

Suite à ces avantages, les génératrices synchrones à aimants permanents sont très intéressantes dans les applications aux systèmes de conversion d'énergie éolienne [48]. Cette étude bibliographique nous a permis de conclure que les turbines éoliennes à base des génératrices synchrones à aimants permanents sont très adaptées pour l'application des éoliennes fonctionnant à des vitesses variables.

#### I.4.4 Différentes structures de machines synchrones à aimants permanents

La machine synchrone à aimant est constituée de deux parties, une partie mobile ou rotor constituant l'inducteur, et une partie fixe ou stator portant des enroulements constituant l'induit (figure I.36). La mince zone localisée entre ces deux éléments est appelée entrefer. Le stator est similaire à celui de la machine asynchrone. Il se compose d'un bobinage triphasé représenté par les trois axes (a, b, c) déphasés, l'un par rapport à l'autre, de  $120^\circ$  électriques. Les forces électromotrices générées par la rotation du champ rotorique soient sinusoïdales ou trapézoïdales, Le rotor se compose d'aimants permanents. Les aimants permanents présentent l'avantage d'éliminer les balais et les pertes rotoriques, ainsi que la nécessité d'une source pour fournir le courant d'excitation.



**Figure I.36** : Stator et rotor de la machine synchrone à aimants permanents

Les structures des machines synchrones à aimants permanents sont classées suivant la disposition des aimants sur le rotor. Leurs différentes configurations incluent les machines à flux radial (RFPM) et à flux axial (AFPM) [63].

### ✚ Structures à flux radial (RFPM) :

La machine synchrone à flux radial (RFPM) est la machine à aimants la plus conventionnelle. Elle est employée couramment pour l'entraînement direct. Son stator est identique à celui d'une machine d'induction classique. Ces structures peuvent se présenter, soit avec un rotor placé à l'intérieur ou à l'extérieur (figure I.37). Les différents types de rotor de machines à flux radial sont munis d'aimants montés soit en surface, soit encastrés ou enterrés [64].

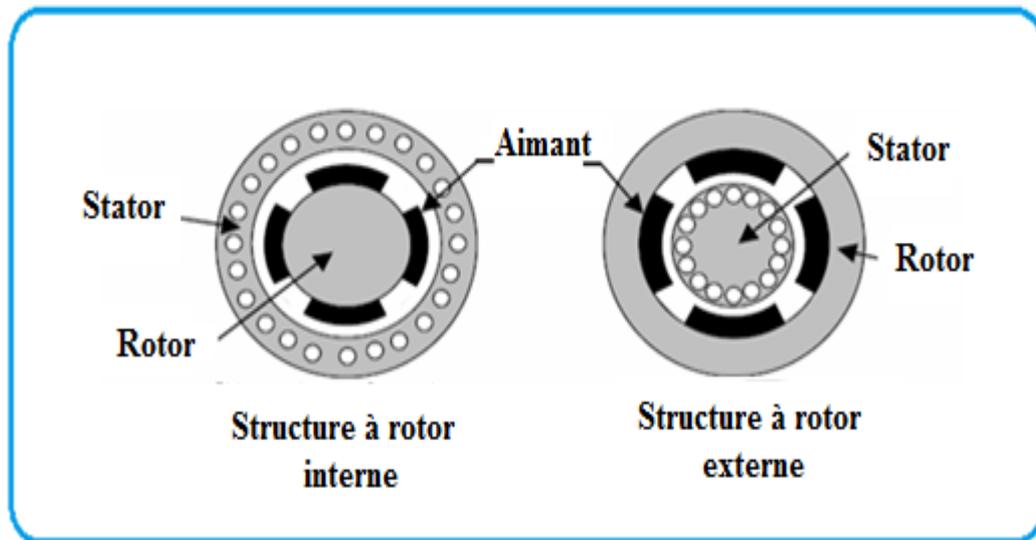


Figure I.37 : Exemple de structures à rotor interne et à rotor externe

### ✚ Structures à aimants déposés en surface

Elles sont appelées machines à inducteur lisse en raison de leurs aimants disposés au niveau de l'entrefer sur un noyau ferromagnétique lisse (figure I.38). L'induction  $B_e$  dans l'entrefer est celle des aimants  $B_a$ . Leur aimantation peut être radiale, tangentielle ou combinée. La topologie à rotor interne est généralement la plus utilisée en raison de sa simplicité et son faible coût de réalisation. Cependant elle présente quelques inconvénients. En effet, les aimants permanents sont exposés aux champs de démagnétisation et sont sujets à des forces centrifuges pouvant causer leur détachement du rotor [65].

La topologie à rotor externe est moins utilisée car plus difficile à réaliser et nécessite plus de volume d'aimant, présente les avantages suivants :

- un diamètre du rotor, plus grand que pour les machines conventionnelles à flux radial, permettant d'avoir un nombre plus élevé de pôles et un couple plus grand;

- une meilleure qualité de collage des aimants sur le rotor grâce à la force centrifuge qui pousse les aimants vers l'extérieur, rendant leur détachement presque impossible.

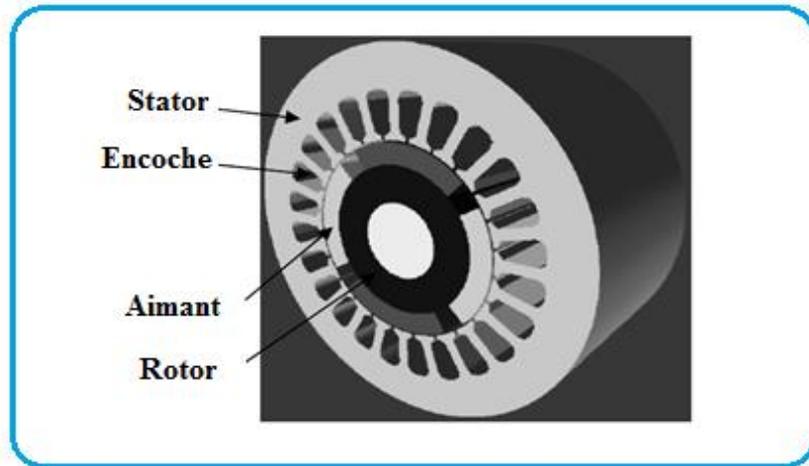


Figure I.38 : Structure à aimants déposés en surface (rotor interne)

#### ✚ Structures à aimants encastrés

Des aimants de forme simple sont insérés à la surface du rotor, ce qui leur permet d'avoir une bonne tenue mécanique (figure I.39). L'espace entre les aimants est couvert par des dents rotoriques créant une saillance inversée ( $X_d < X_q$ ) [66]. Cette saillance produit un couple de réluctance aussi important que le couple d'interaction dû aux aimants permanents.

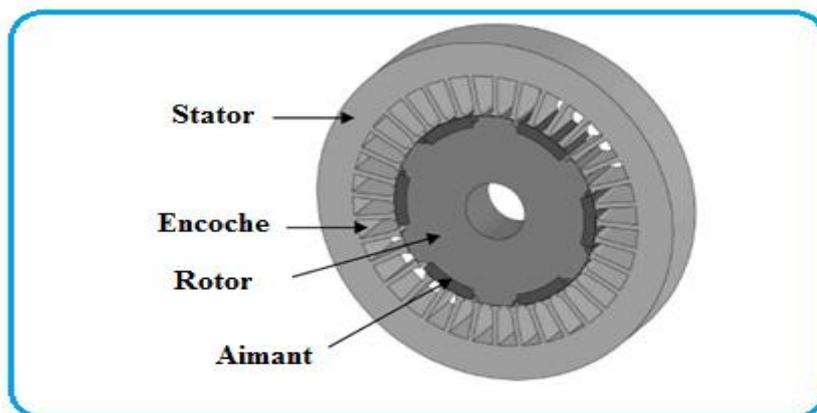


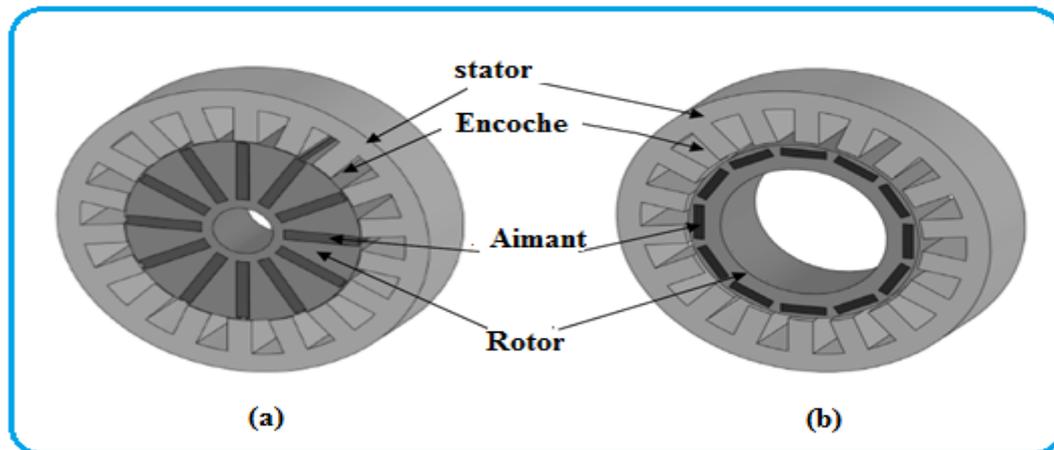
Figure I.39 : Structure à aimants encastrés

#### ✚ Structures à aimants enterrés

La structure des inducteurs de ce type de machine est à géométrie complexe. Les aimants sont enterrés à l'intérieur du rotor. La robustesse mécanique de ce type de rotor

permet d'atteindre de très grandes vitesses pour des puissances importantes. Deux configurations du rotor peuvent être distinguées (figure I.40), l'une est à concentration de flux et l'autre à structure classique.

L'avantage de ces deux configurations réside dans la possibilité de concentrer le flux produit par ces aimants, permettant ainsi d'assurer des niveaux d'inductions élevées dans l'entrefer [64]. De plus, les aimants enterrés sont bien protégés contre la démagnétisation.



**Figure I.40** : Structure à aimants enterrés : (a) avec concentration de flux, (b) structure classique

#### ✚ Structures à flux axial (AFPM)

Ces machines dites « discoïdales » ou AFPM représentent une autre solution possible pour les entraînements directs à basse vitesse. Elles comportent un ou plusieurs disques fixes bobinés et un ou plusieurs disques mobiles supportant les aimants permanents. Leur principal avantage est l'optimisation de la surface utile de génération du couple, qui se traduit par une puissance volumique importante [67]. Cependant, leur assemblage est très compliqué, à cause des contraintes mécaniques liées aux poussées axiales [68].

Comparées à la structure à flux radial, ces machines se caractérisent par un plus grand diamètre et une longueur axiale relativement plus courte [69]. Le flux provenant des aimants est axial tandis que le courant est dans la direction radiale. Différentes configurations à flux axial existent: celle à structure simple avec un seul rotor associé à un seul stator (figure I.41) et celles à double entrefer avec soit, un seul stator inséré entre deux rotors (figure I.42) ou un seul rotor inséré entre deux stators (figure I.43) [70]. L'exploitation de ces machines dans le domaine de traction (vélo électrique et voiture hybride) est très prometteuse [64].

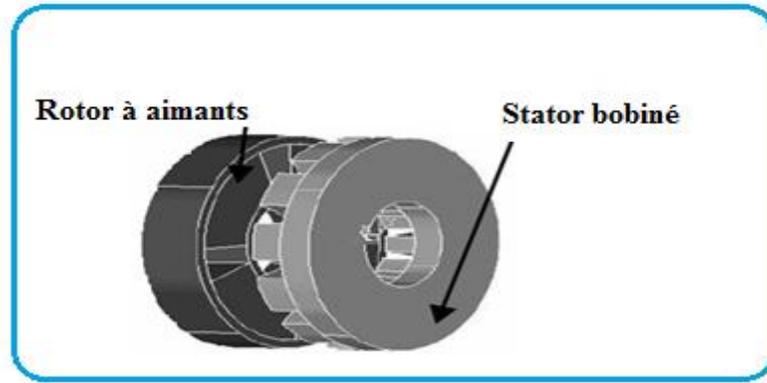


Figure I.41 : Structure à flux axial simple avec un rotor et un stator

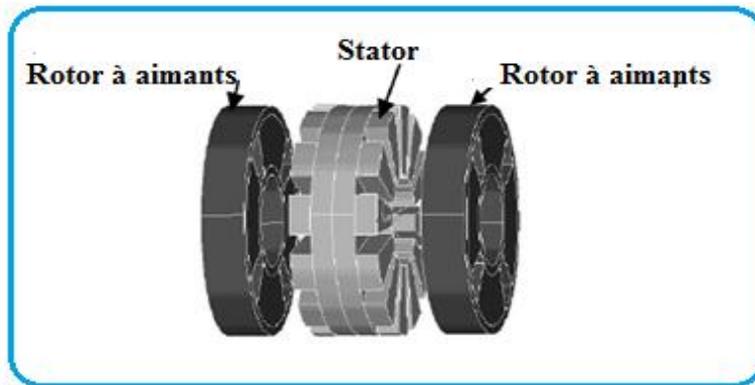


Figure I.42 : Structure à flux axial avec double rotor et un stator

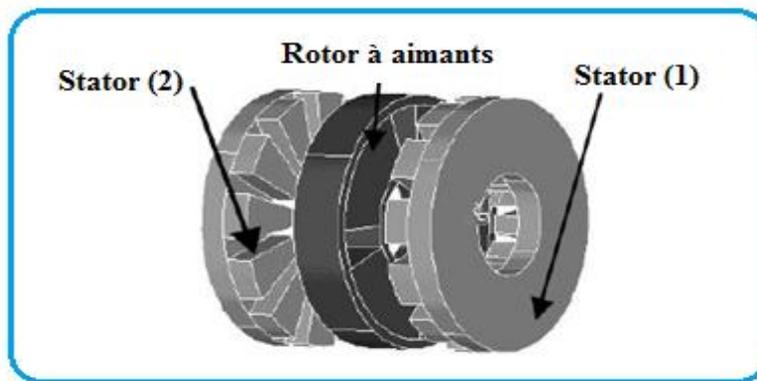


Figure I.43 : Structure à aimantation axiale avec double stator et un rotor

## I.5 Conclusion

Dans ce chapitre, on a donné un aperçu sur l'énergie éolienne, son historique et son évolution dans le monde et en Algérie, puis un bref aperçu sur les différents types d'éoliennes, à savoir les éoliennes à vitesses fixe et variable.

La dernière partie de ce chapitre présente les machines électriques et leurs convertisseurs associés, adaptables à un système éolien. Deux grandes machines sont présentées : machines asynchrones et machines synchrones.

Au chapitre suivant, nous allons nous intéresser à la présentation et la modélisation mathématique des différentes parties constituant une chaîne de conversion d'énergie éolienne basée sur une GSAP fonctionnant à vitesse variable.

# Chapitre II : Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne en mode isolé

## Sommaire

---

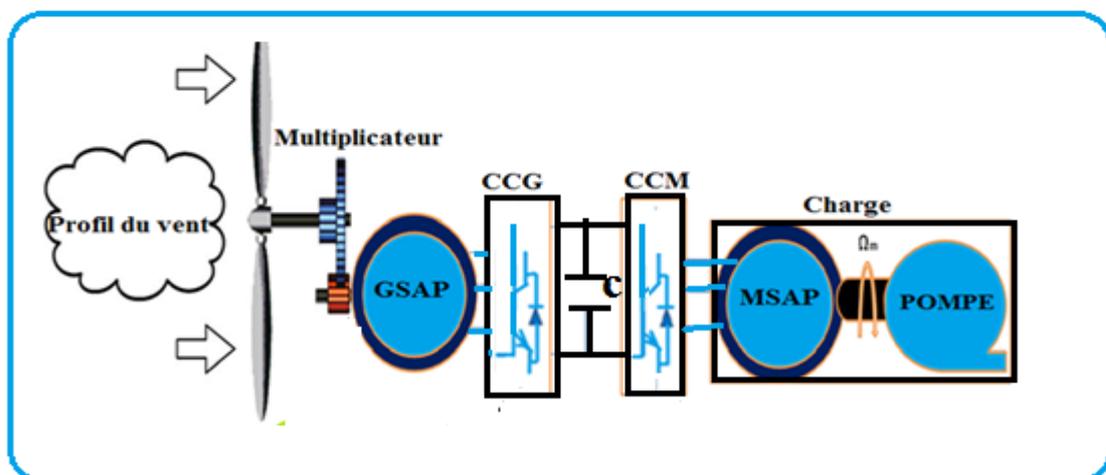
<b>II.1. Introduction</b>	<b>47</b>
<b>II.2. Modélisation globale de la chaîne de conversion éolienne basée sur une GSAP</b>	<b>48</b>
<b>II.2.1. Modélisation de la partie mécanique</b>	<b>48</b>
<b>II.2.2. Modélisation de la partie électrique</b>	<b>55</b>
<b>II.2.3. Modélisation de la charge</b>	<b>73</b>
<b>II.3. Conclusion</b>	<b>79</b>

---

## II.1 Introduction

Les éoliennes constituent une forme d'énergie renouvelable et propre de plus en plus répandue. Ces dernières présentent la source d'électricité idéale pour de nombreuses applications. Après l'étude du principe de fonctionnement d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne, ce chapitre est consacré à la modélisation de cette chaîne en mode isolé destiné pour le pompage d'eau. La structure du système éolien adoptée dans notre étude est illustrée sur la figure II.1. Il est constitué d'une turbine éolienne à trois pales, une génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP), un bus continu (DC), deux convertisseurs statiques de puissance, et une charge (un moteur synchrone à aimants permanents et une pompe centrifuge).

Puisque ce système de conversion de l'énergie éolienne est complexe, alors sa modélisation est une étape primordiale pour sa compréhension. Cette étape permet en premier lieu de comprendre le comportement dynamique et l'interaction électromécanique de la génératrice. Notre choix se porte sur la génératrice synchrone à aimants permanents, car elle offre une grande flexibilité pour répondre aux différentes exigences techniques dans les systèmes de conversions d'énergie éolienne[71]. Aussi, elle est la machine à vitesse variable la plus couramment utilisée dans les systèmes éoliens de moyenne et faible puissances pour les sites isolés. Dans ce chapitre, nous modéliserons et simulerons le système éolien et le fonctionnement de chaque élément indépendamment de l'autre, pour le préparer à la simulation de la chaîne éolienne complète avec les différentes commandes pour le chapitre suivant.



**Figure II. 1 :** Synoptique du système de production d'énergie éolienne à base de la génératrice synchrone à aimants permanents

## II.2 Modélisation globale de la chaîne de conversion éolienne basée sur une GSAP :

### II.2.1 Modélisation de la partie mécanique

L'éolienne capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en un couple qui fait tourner les pales du rotor. Trois facteurs déterminent le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor : la densité de l'air, la surface balayée par le rotor et la vitesse du vent. La densité de l'air et la vitesse du vent sont des paramètres climatologiques qui dépendent du site [72].

La partie mécanique de la turbine qui sera étudiée comprend trois pales de longueur  $R$ . Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement, tournant à une vitesse  $\Omega_t$ , relié à un multiplicateur de gain  $G$ . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique (figure II.2).

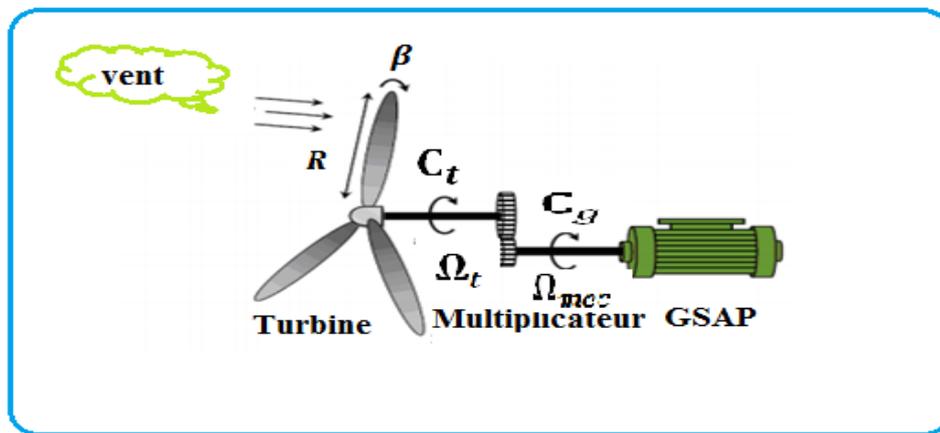


Figure II.2 : Schéma de la turbine éolienne

#### ✚ Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

Les modèles les plus fréquemment rencontrés dans le cadre d'étude électromécanique sont relativement simples et obéissent aux hypothèses simplificatrices suivantes [61,73] :

- les pales sont considérées à conception identique avec les mêmes paramètres d'inertie, d'élasticité et de frottement ;
- les coefficients de frottements des pales par rapport à l'air et par rapport au support sont très faibles et peuvent être ignorés ;
- la vitesse du vent est supposée à répartition uniforme sur toutes les pales, ce qui permet de considérer l'ensemble des pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de tous les systèmes mécaniques.

On obtient alors un modèle mécanique simple (figure II.3).

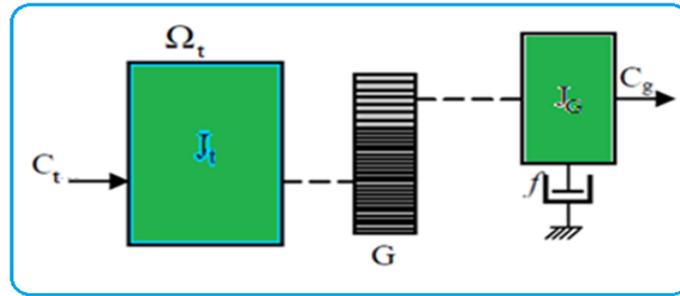


Figure II.3 : Modèle mécanique simplifié de la turbine

### II.2.1.1 Modèle du vent

La modélisation de l'éolienne exige la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pales, du générateur électrique, du convertisseur de puissance et du système de commande. Le vent est la variable d'entrée du système éolien. Sa mesure exacte à la hauteur du moyeu est assez complexe. Cependant, le vent peut être représenté par une grandeur stochastique définie par des paramètres statistiques. La modélisation du vent a déjà fait l'objet de nombreux travaux et par conséquent, elle ne sera pas détaillée dans ce travail. La vitesse du vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps :

$$V_v = f(t) \quad (\text{II-1})$$

La vitesse du vent sera modélisée, dans cette partie, sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques [74]:

$$V_v = A + \sum_{k=1}^i a_k \cdot \sin(b_k \cdot \omega_v \cdot t) \quad (\text{II-2})$$

Avec : -  $A$  : la valeur moyenne de la vitesse du vent

-  $a_k$  et  $b_k \cdot \omega_v$  sont respectivement l'amplitude et la pulsation de l'harmonique d'ordre  $k$ .

### II.2.1.2 Modèle de la turbine

Précédemment, on a vu que la puissance produite par un vent traversant une surface  $S$  dépend du cube de la vitesse du vent  $V_v$  et de la densité de l'air  $\rho$ . Cette puissance est donnée par [75]:

$$P_v = \frac{\rho S V_v^3}{2} \quad (\text{II-3})$$

avec :

$S$  : la surface balayée par l'éolienne ;

$\rho$  : la masse volumique de l'air ( $1.25 \text{Kg/m}^3$ );

$V_v$  : la vitesse du vent .

La puissance mécanique récupérée par une turbine éolienne peut s'écrire sous la forme [76] :

$$P_m = C_p . P_v = C_p (\lambda, \beta) . \frac{\rho S V_v^3}{2} \quad (\text{II-4})$$

Avec :

$C_p$  : le coefficient aérodynamique de puissance de la turbine;

$\beta$  : angle de calage des pales.

Le ratio de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent [77]:

$$\lambda = \frac{\Omega_r . R}{V_v} \quad (\text{II-5})$$

avec :

$\Omega$  : est la vitesse de rotation de la turbine avant multiplicateur;

$R$  : est le rayon de turbine.

Généralement les articles présentent le coefficient  $C_p$  par des graphiques. Le coefficient  $C_p$  est différent d'une turbine à l'autre, est généralement fournie par le fabricant et peuvent être utilisées pour définir une approximation mathématique de la courbe de puissance à l'aide de méthodes d'optimisation numériques. Le coefficient de puissance est généralement lié à la vitesse spécifique par des modèles empiriques, issus d'une interpolation. Pour notre application, l'équation (II-6) décrit le modèle de la voilure utilisée [78]:

$$C_p(\lambda) = a_5 \cdot \lambda^5 + a_4 \cdot \lambda^4 + a_3 \cdot \lambda^3 + a_2 \cdot \lambda^2 + a_1 \cdot \lambda + a_0 \tag{II-6}$$

Les constantes  $a_i (i=0 \dots 5)$  sont donnés en annexe A et l'angle de calage est considéré fixe.

La figure II.4 représente le tracé de la caractéristique  $C_p = f(\lambda)$  ou apparait un

Maximum  $C_{pmax} = 0.5475$  pour une valeur optimale de  $\lambda_{opt} = 6.5$

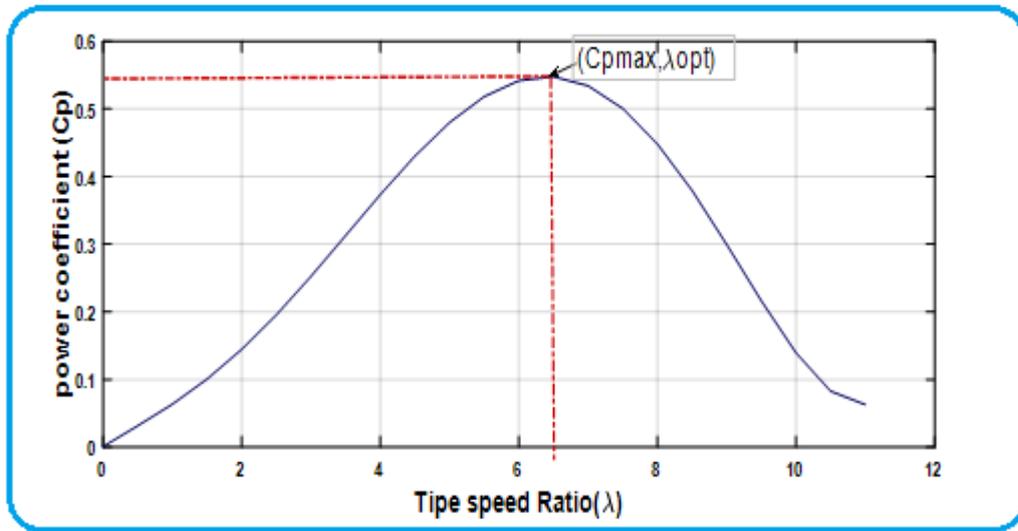


Figure II.4 : Évolution du coefficient de puissance de la turbine utilisée

### II.2.1.3 Modèle du multiplicateur

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple de la turbine est donc directement déterminé par :

$$C_t = \frac{P_m}{\Omega_t} = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_v^3}{2} \cdot \frac{1}{\Omega_t} \tag{II-7}$$



Figure II. 5 : Modèle mécanique du multiplicateur<sup>8</sup>

<sup>8</sup>Source: <https://heliciel.com/helice/eolienne%20hydrolienne/Composants%20eolienne.htm>

Le couple et la vitesse de la turbine se sont rapportés au côté du générateur par [79] :

$$C_g = \frac{C_t}{G} \quad (\text{II-8})$$

$$\Omega_t = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (\text{II-9})$$

où :

$C_g$  est le couple de générateur ;

$\Omega_{mec}$  est la vitesse de rotation du générateur ;

$G$  c'est le multiplicateur.

### II.2.1.4 Équation dynamique de l'arbre

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie  $J_t$  et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Dans le modèle mécanique proposé, l'inertie totale  $J$  est celle du générateur  $J_G$  et l'inertie de la turbine  $J_t$ , ramenée au rotor du générateur [80], où :

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_G \quad (\text{II-10})$$

L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total ( $C_{mec}$ ) appliqué au rotor :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (\text{II-11})$$

où :

$J$  : est l'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice.

Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique  $C_{em}$  produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux  $C_{vis}$  et le couple  $C_g$ .

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (\text{II-12})$$

Le couple résistant dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux  $f$  :

$$C_{vis} = f \Omega_{mec} \quad (\text{II-13})$$

En remplaçant (II-11) et (II-13) dans (II-12), nous aurons [81] :

$$C_g - C_{em} = J \frac{d \Omega_{mec}}{dt} + f \Omega_{mec} \tag{II-14}$$

où  $C_{em}$  est le couple électromagnétique du GSAP.

Le schéma synoptique du modèle dynamique de la turbine basé sur ces équations, est donné par la figure II.6.

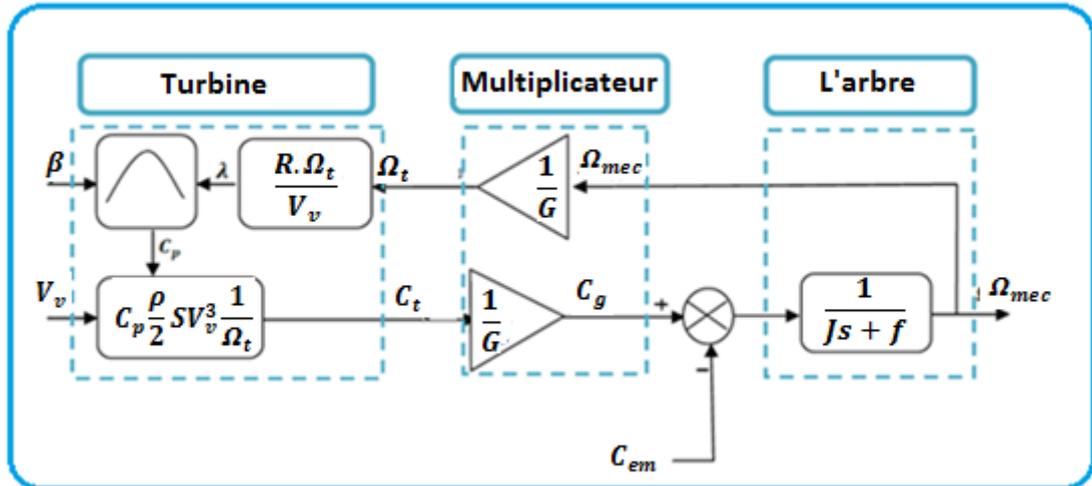
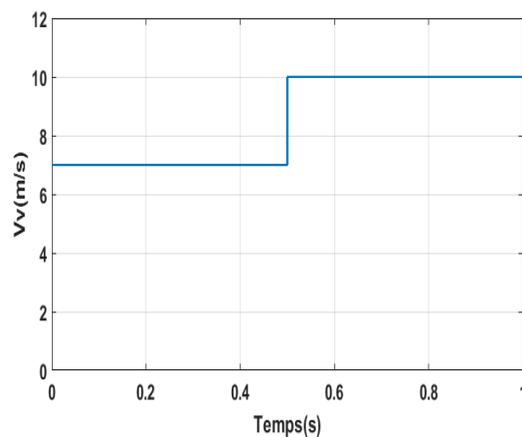
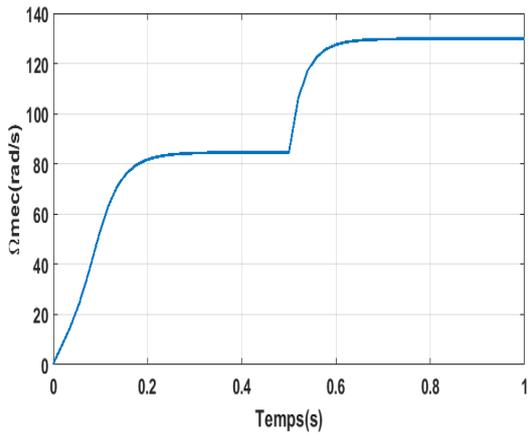


Figure II.6 : Schéma bloc du modèle de la turbine.

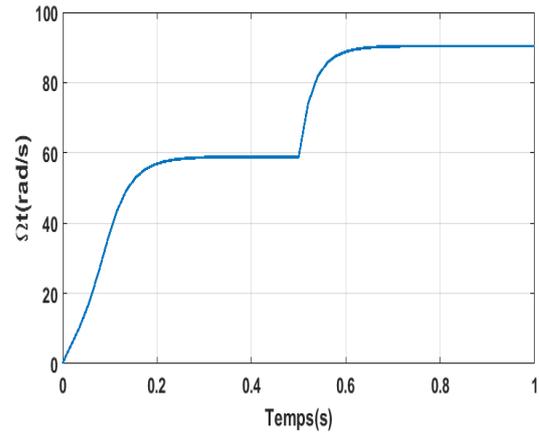
Nous présentons ci-dessous la simulation du fonctionnement de la partie mécanique de l'éolienne. Mais, l'hélice et le multiplicateur ne sont pas raccordés à la génératrice. Nous observons donc l'allure de la vitesse mécanique, le coefficient de puissance, le rapport d'avance en fonction de l'évolution du vent.



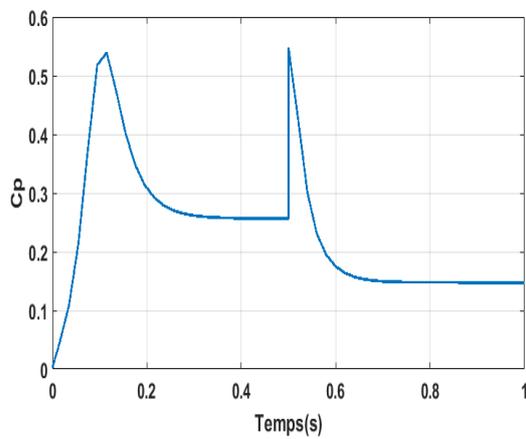
a : Profil du vent



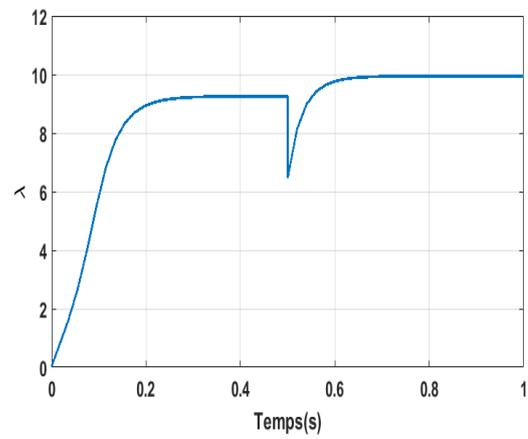
b : Vitesse de rotation sur l'axe rapide



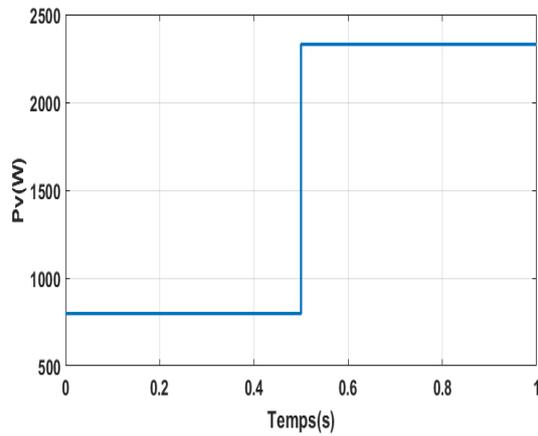
c : Vitesse de rotation de la turbine



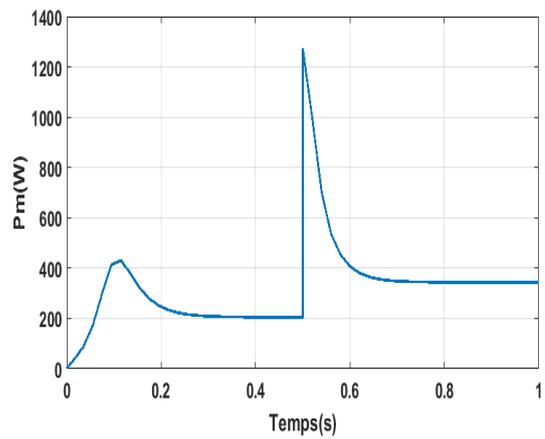
d : Coefficient de puissance



e : Rapport d'avance



f : Puissance du vent



g: Puissance mécanique

**Figure II.7** : courbes de simulation obtenues à l'aide du modèle de la figure II.6.

On remarque comme présenté sur les courbes de la figure II.7, l'évolution dans le temps des grandeurs, vitesse du vent, vitesses du rotor sur l'axe rapide et de la turbine, le coefficient de puissance mécanique et le rapport d'avance, puissance du vent et puissance mécanique. En effet, une augmentation de vent fait augmenter la vitesse de rotation, qui permet d'aboutir à des puissances plus importantes. Le coefficient de puissance n'arrive pas à atteindre sa valeur maximale. Alors on constate que les résultats de simulation sont très proches à ceux trouvés dans la théorie. Ce travail est un élément crucial dans la conversion éolienne.

## II.2.2 Modélisation de la partie électrique

### II.2.2.1 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents

Actuellement on témoigne d'un grand intérêt pour la MSAP dans la littérature. En effet, elle a une large utilisation dans le domaine de l'entraînement électrique à une vitesse variable. La structure de la machine synchrone à aimants permanents comporte un enroulement triphasé au stator, l'excitation rotorique est créée par des aimants permanents au rotor, ces aimants sont supposés rigides et de perméabilité voisine de celle de l'air. Son principe de fonctionnement repose sur la synchronisation entre les champs magnétiques produits par le stator et le rotor.

Les modèles des machines électriques les plus utilisés sont basés sur la théorie unifiée des machines électriques. Cette théorie est basée sur la transformation de Park, qui rapporte les équations électriques statoriques et rotoriques à un système cartésien d'axes,  $d$  et  $q$ .

Dans notre travail, nous décrivons la modélisation de la machine dans le repère lié au rotor (repère de Park)

#### Hypothèses simplificatrices

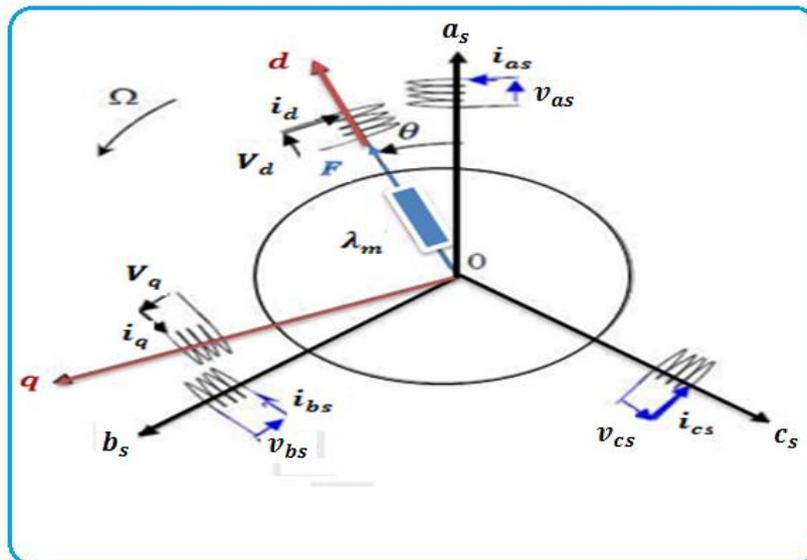
Le modèle mathématique de la machine synchrone électrique obéit à certaines hypothèses essentielles simplificatrices [82] :

- L'absence de saturation dans le circuit magnétique.
- La distribution sinusoïdale de la FEM créée par les enroulements du stator.
- L'hystérésis est négligée avec les courants de Foucault et l'effet de peau.
- L'effet d'encoche est négligeable.

- Les résistances des enroulements ne varient pas avec la température.

Ainsi, dans le repère classique il y a trois axes  $(a_s, b_s, c_s)$  orientés suivant les axes des trois enroulements statoriques de la machine synchrone à aimants permanents. D'habitude, l'axe  $a_s$  est considéré comme référence pour les transformations ultérieures. Quant aux rotors, on a un seul axe (F- correspondant à la direction de l'aimantation). Pour assurer la synchronisation, la connaissance de la position  $(\theta)$  du rotor de la machine est nécessaire. Elle définit en effet

la position de la direction (d) des aimants permanents, ainsi que la direction (q) en quadrature avec la direction (d). Ce fonctionnement peut être résumé par la figure II.8.



**Figure II.8 :** Schéma équivalent de la machine synchrone à aimants permanents dans les référentiels  $(a,b,c)$  et  $(d,q)$ .

Le modèle de la machine synchrone à aimants permanents qui sera développé dans notre travail est basé sur le schéma de la figure précédente. Alors les équations électriques des trois phases de la machine synchrone à aimants permanents dans le référentiel synchrone «d et q» peuvent être écrites en tenant compte des deux modes de fonctionnement :

II.2.2.1.1 Mode moteur

Le circuit équivalent de la machine en mode moteur (MSAP: moteur synchrone à aimants permanents) le long des axes "d" et "q" est donné par la figure II.9 [83].

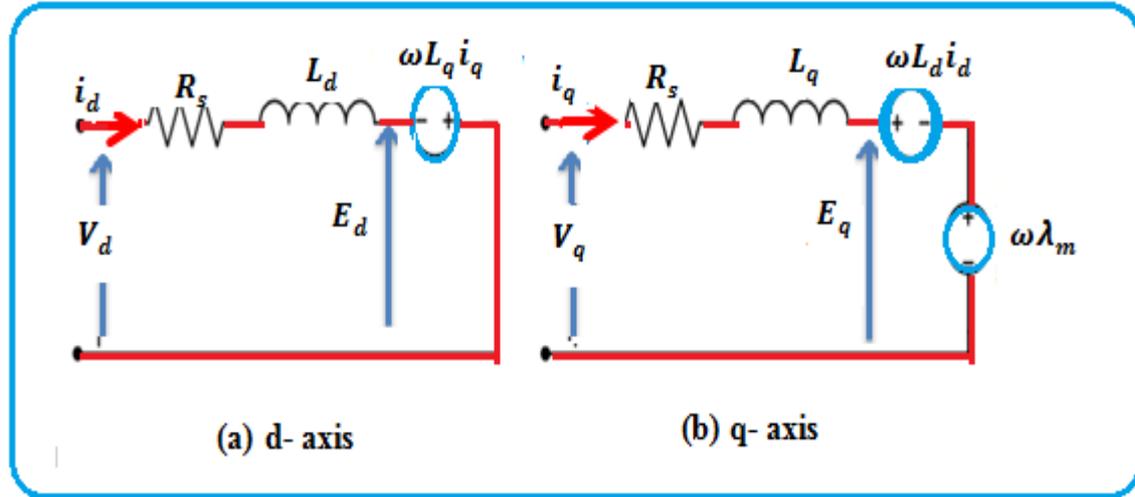


Figure II.9 : Schéma équivalent en mode moteur de la machine PMSM dans le plan dq

$$\begin{cases} V_d = R_s \cdot i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega \cdot L_q \cdot i_q \\ V_q = R_s \cdot i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega \cdot L_d \cdot i_d + \omega \cdot \lambda_m \end{cases} \quad (II-15)$$

$V_d, V_q, i_d, i_q$  : respectivement, les tensions et les courants statoriques de la machine dans le repère d-q de Park ;

$R_s, L_d, L_q$  : respectivement, la résistance statorique en ( $\Omega$ ) et les inductances cycliques statorique en ( $H$ ) dans le repère d-q de Park ;

$\omega, \lambda_m$  : respectivement, la vitesse de rotation de la machine, en ( $rad / s$ ) et le flux magnétique généré par la machine, en ( $Wb$ ).

Les forces électromotrices de la machine selon les axes dq de Park sont représentées comme suit :

$$E_d = -\omega \cdot L_q \cdot i_q \quad (II-16)$$

$$E_q = \omega \cdot L_d \cdot i_d + \omega \cdot \lambda_m \tag{II-17}$$

La puissance mécanique est exprimée comme suit:

$$P_m = \frac{3}{2} (E_d \cdot i_d + E_q \cdot i_q) \tag{II-18}$$

Sachant que :  $p \Omega = \omega$  et  $P_m = C_{em} \cdot \Omega$  (II-19)

Le couple électromagnétique est exprimé par la relation suivante :

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot (\lambda_m \cdot i_q - (L_d - L_q) i_d \cdot i_q) \tag{II-20}$$

La dynamique de la machine est donnée par l'équation mécanique suivante :

$$J \frac{d \Omega}{dt} = C_{em} - C_r - f \cdot \Omega \tag{II-21}$$

$C_{em}$  : le couple électromagnétique du moteur ;

$C_r$  : le couple résistif du moteur ;

$J$  : le moment d'inertie total de la machine ;

$f$  : le coefficient de frottement visqueux.

D'après ces équations on aboutit au schéma bloc suivant :

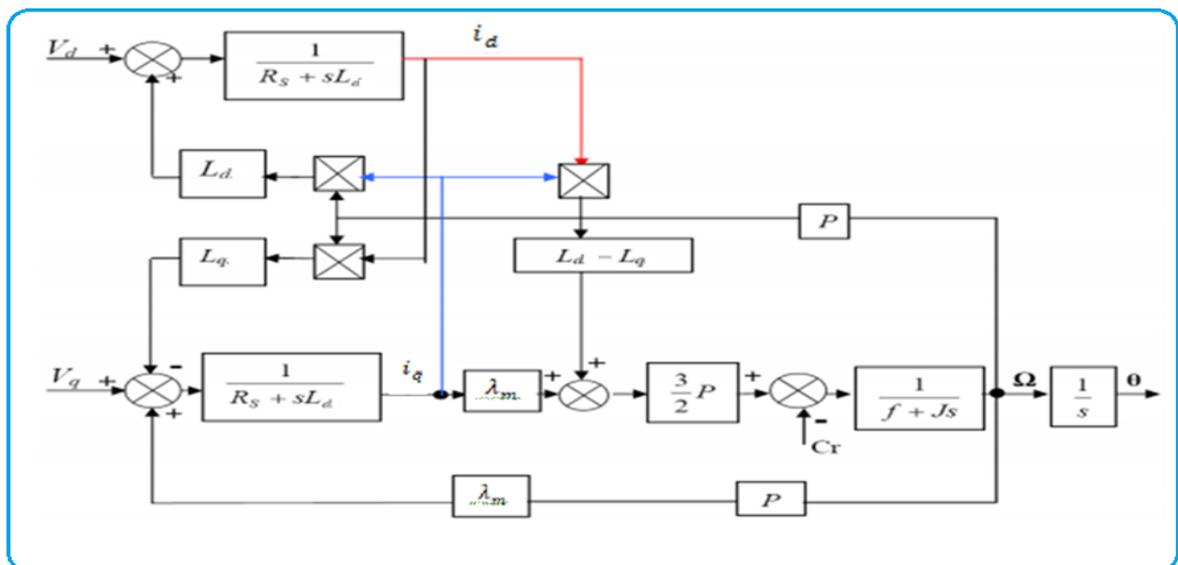
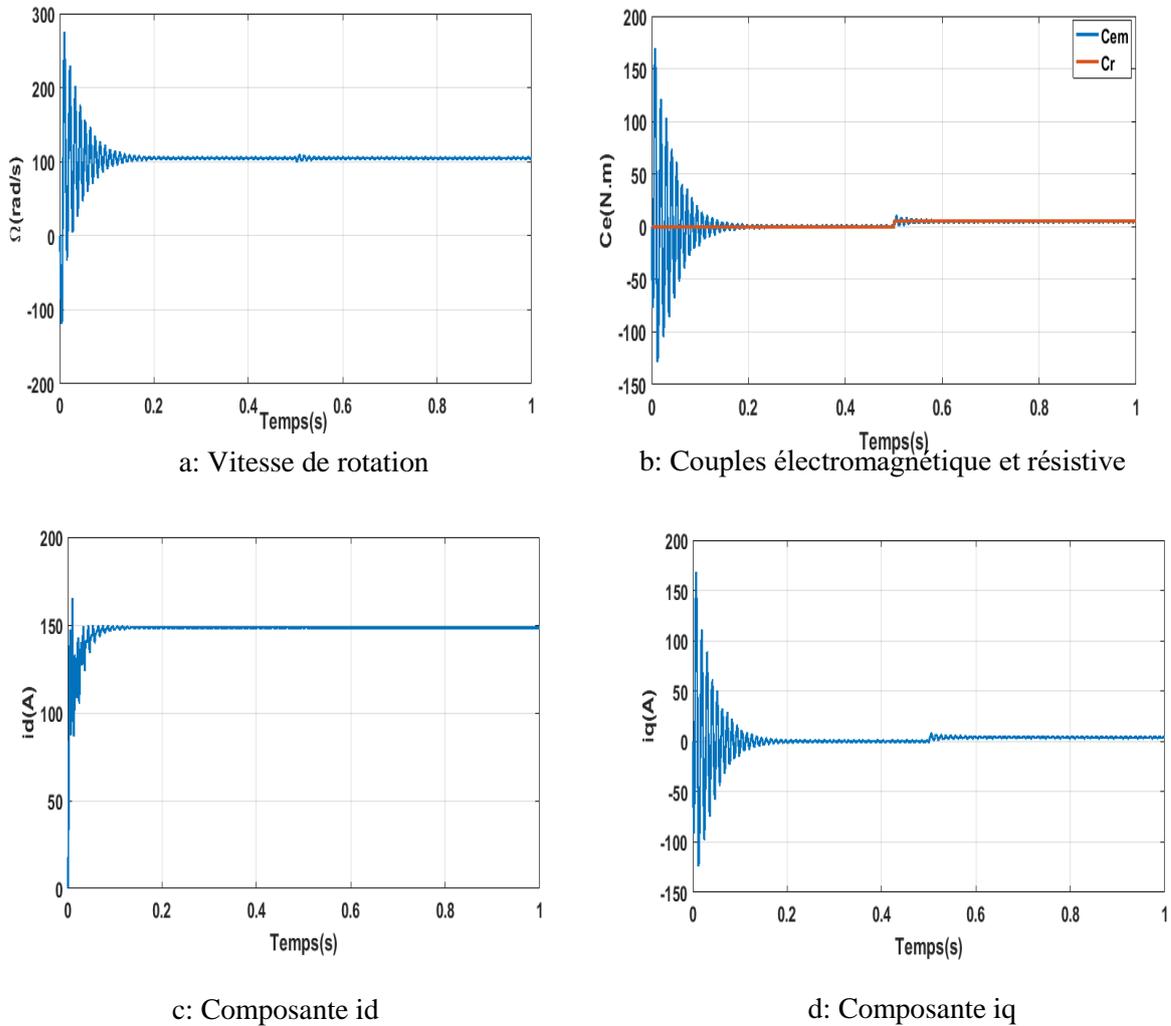


Figure II.10: schéma bloc de la MSAP

D'après le schéma bloc présentée précédemment, une simulation numérique est indispensable. Nous présentons ci-dessous la simulation de la MSAP alimentée par le réseau. En première étape pour un démarrage à vide sous une alimentation de tension  $V=220$  V et de fréquence 50 Hz. En deuxième étape on applique un couple résistant de 5 N.m à l'instant  $t = 0.5$ s.



**Figure II.11:** Résultats de simulation de la MSAP alimentée par un réseau triphasé

Les résultats présentés au dessus ne sont que des tests théoriques pour valider le modèle de la machine puisque en pratique la MSAP est toujours associée, lors de son fonctionnement, à un convertisseur statique .

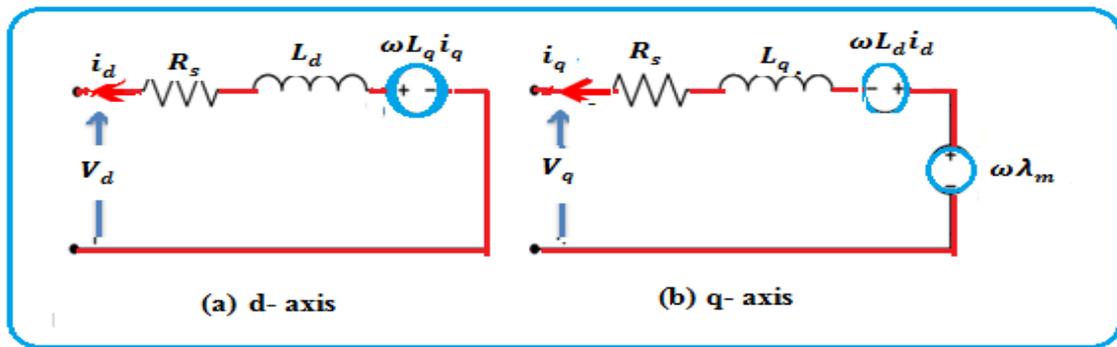
Ainsi, on remarque comme présenté sur les courbes de la figure II.11, pendant le régime transitoire, la vitesse est fortement pulsatoire, présentant au premier instant de démarrage

des battements importants, et atteint sa valeur nominale de 105 rad/sec. La contre réaction des masses tournantes tendant à ramener le moteur au repos fait apparaître des valeurs de vitesse négative très faible et de courte durée.

Aussi l'allure de la courbe du couple présente au démarrage des battements importants dans un intervalle de temps court, puis se stabilisé à zéro puisque la machine est à vide. Pour les courants  $i_d$  et  $i_q$  au début de démarrage on voit des pics de courant assez importants au démarrage ; ensuite, ils se stabilisent à leurs valeurs nominales après un temps assez court. A  $t=0.5s$ , on applique une charge de  $C_r = 5 N.m$ , on remarque que les caractéristiques suivent cette variation puis se stabilisent au régime permanent.

**II.2.2.1 .2 Mode génératrice**

Comme la machine est actionnée en mode génératrice, les courants dans l'enroulement du stator sont en sens inverse [84]. Selon le repère dq, le schéma équivalent de la machine en mode génératrice est représenté par la figure II.12.



**Figure II.12 :** Schéma équivalent en mode génératrice de la machine PMSG dans le plan dq

Les équations de tension selon le repère dq de Park en mode génératrice de la machine, PMSG peuvent être écrites comme suit:

$$\begin{cases} V_d = -R_s \cdot i_d - L_d \frac{di_d}{dt} + \omega \cdot L_q \cdot i_q \\ V_q = -R_s \cdot i_q - L_q \frac{di_q}{dt} - \omega \cdot L_d \cdot i_d + \omega \cdot \lambda_m \end{cases} \quad (II-22)$$

Les équations de la f.é.m. selon le repère dq de Park en mode génératrice de la machine sont exprimées par:

$$E_d = \omega.L_q . i_q \tag{II-23}$$

$$E_q = -\omega .L_d . i_d + \omega.\lambda_m \tag{II-24}$$

Le couple électromagnétique est formulé par la relation suivante :

$$C_{em} = \frac{3}{2}.p.\left(\lambda_m . i_q - (L_q - L_d ) i_d . i_q \right) \tag{II-25}$$

La dynamique de la machine est donnée par l'équation mécanique suivante :

$$J \frac{d \Omega}{dt} = C_m - C_{em} - f . \Omega \tag{II-26}$$

$C_m$  : le couple moteur appliqué sur la génératrice.

D'après ces équations, on aboutit au schéma bloc ci dessous :

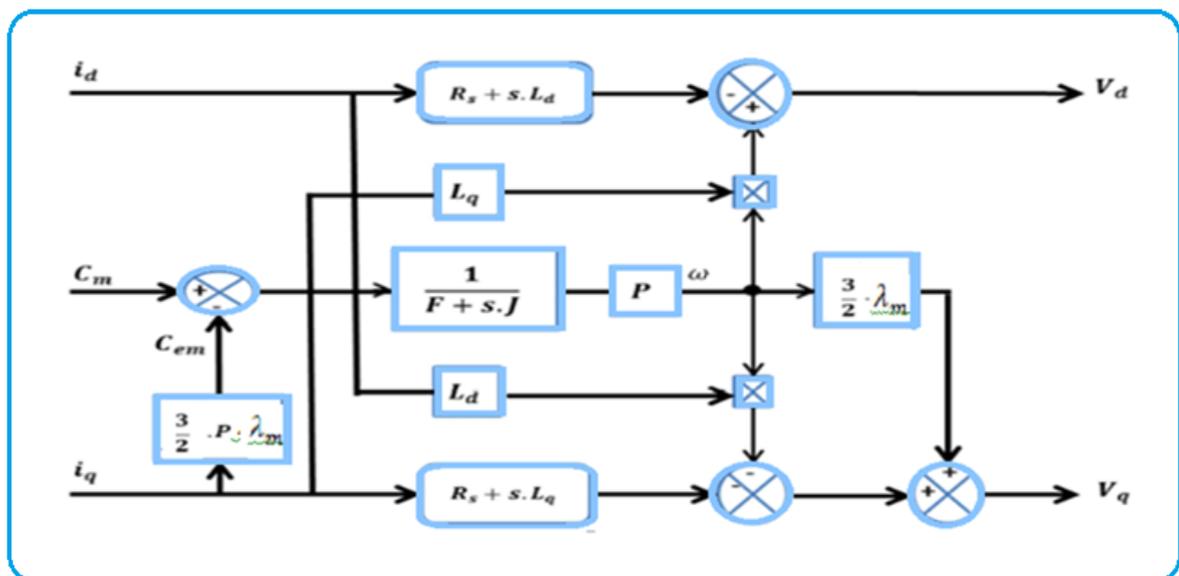


Figure II. 13 : bloc de simulation GSAP

### II.2.2.1 .3 Simulation de la GSAP

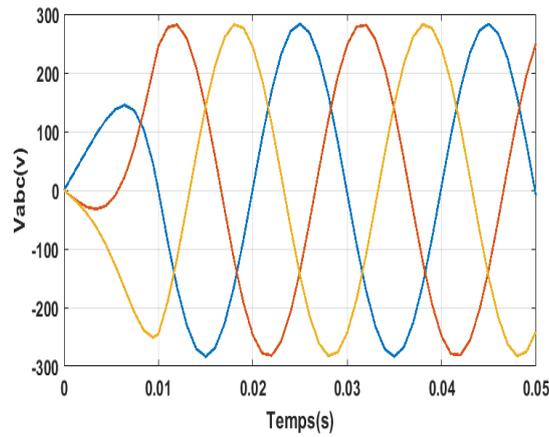
➤ GSAP à vide :

$$\begin{cases} i_d = 0 \\ i_q = 0 \end{cases} \tag{II-27}$$

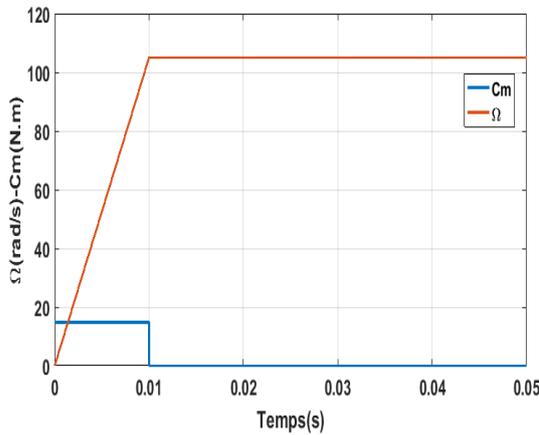
Les expressions des tensions et du couple deviennent

$$\begin{cases} V_d = 0 \\ V_q = \omega \cdot \lambda_m \\ C_{em} = 0 \end{cases} \quad (II-28)$$

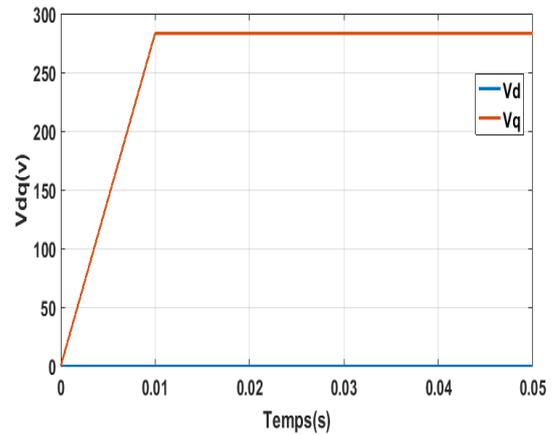
On fait lancer la génératrice par un couple moteur égale à 14.8 Nm pour une durée de 10(ms), puis, on la laisse tourner librement. Etant donné que le frottement considéré dans ce cas est nul, on constate sur la figure II.14 que la vitesse est stabilisée à une valeur de 105 (rad/s), alors que les tensions des phases sont parfaitement sinusoïdales en régime stable, avec une valeur crête de 283 (v) et une fréquence de 50(HZ)



a: Tensions statoriques



b: Vitesse de rotation et couple moteur



c: Composantes Vd et Vq

Figure II. 14 : GSAP à vide

$$R_s = 0.895\Omega; L_d = 0.012 \text{ H}; L_q = 0.0211 \text{ H}; J = 0.00141 \text{ kgm}^2;$$

$$f = 0.001 \text{ Nm / rd / s}; P = 3; \lambda_m = 0.9\omega b$$

➤ L'influence d'une charge séparée ( $R_{ch}, L_{ch}$ )

La GSAP alimente une charge montée en étoile ( $R_{ch}, L_{ch}$ ), le couple moteur initial est de 14.8 N.m et à 0.2 s il sera réduit à 6.2 N.m.

L'application des tensions sur la charge donne :

$$\begin{cases} V_d = R_{ch} \cdot i_d + L_{ch} \frac{di_d}{dt} + \omega \cdot L_{ch} \cdot i_q \\ V_q = R_{ch} \cdot i_q + L_{ch} \frac{di_q}{dt} + \omega \cdot L_{ch} \cdot i_d \end{cases} \quad (II-29)$$

En remplaçant les expressions de  $V_d, V_q$  dans (II-29), on obtient le système suivant :

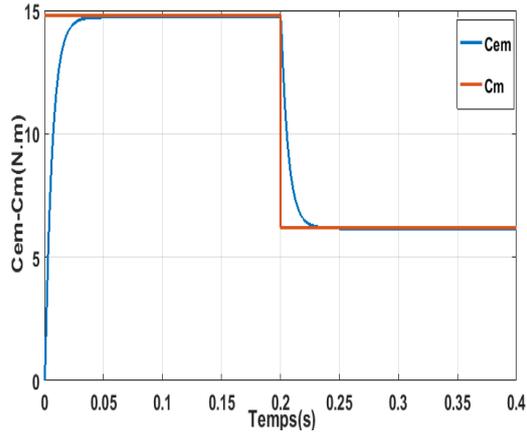
$$\begin{cases} 0 = -(R_s + R_{ch})i_d - (L_d + L_{ch})\frac{d}{dt}i_d + \omega(L_q + L_{ch})i_q \\ 0 = -(R_s + R_{ch})i_q - (L_q + L_{ch})\frac{d}{dt}i_q - \omega(L_d + L_{ch})i_d + \omega\lambda_m \end{cases} \quad (II-30)$$

ou bien

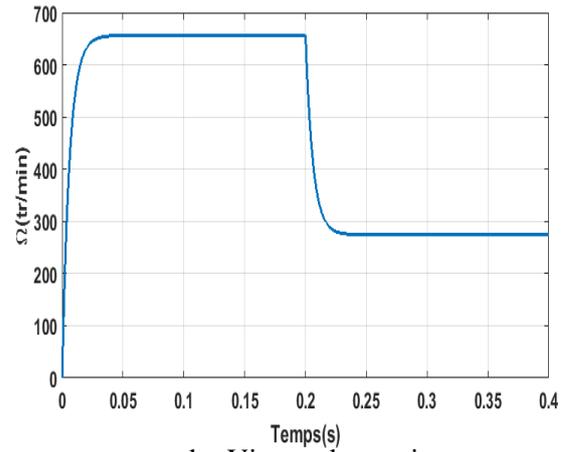
$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_d + L_{ch}} \left[ -(R_s + R_{ch})i_d + \omega(L_q + L_{ch})i_q \right] \\ \frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_q + L_{ch}} \left[ -(R_s + R_{ch})i_q - \omega(L_d + L_{ch})i_d + \omega\lambda_m \right] \end{cases} \quad (II-31)$$

Les équations (II-31) peuvent s'écrire sous la forme matricielle

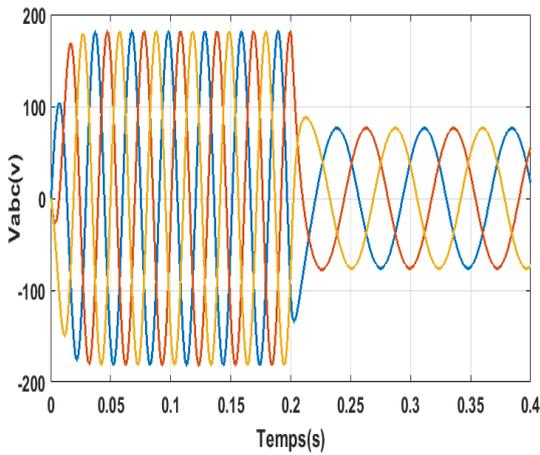
$$\begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & \omega \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\omega \frac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\omega\lambda_m}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \quad (II-32)$$



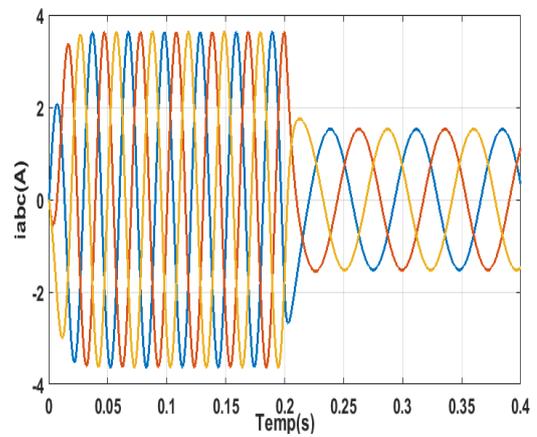
a : Couple électromagnétique et moteur



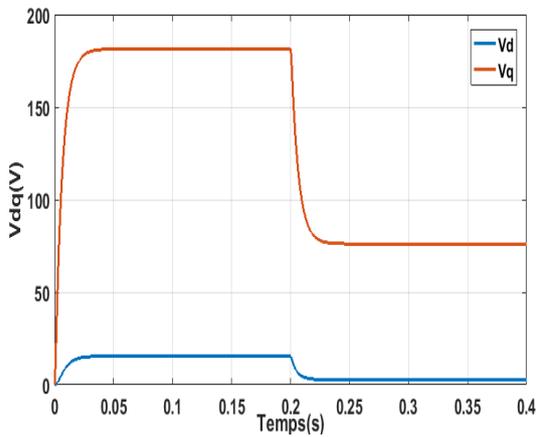
b : Vitesse de rotation



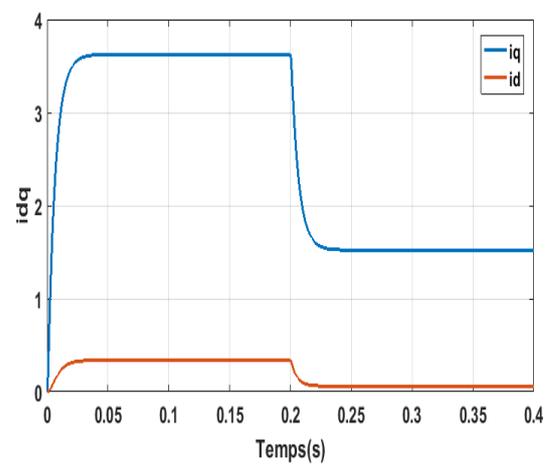
c : Tension statorique Vabc



d : Courant statorique iabc



e : Composantes Vdq



f : Composantes idq

**Figure II.15** : GSAP sur une charge séparée

$$R_s = 0.895\Omega; L_d = 0.012 \text{ H}; L_q = 0.0211 \text{ H}; J = 0.00141 \text{ kgm}^2;$$

$$f = 0.001 \text{ Nm / rd / s}; P = 3; \lambda_m = 0.9 \text{ wb}; R_{ch} = 50; L_{ch} = 0.002 \text{ H}$$

Pour déduire l'effet de la charge électrique sur le comportement de la génératrice en fonction de la puissance mécanique fournie, deux couples moteurs différents sont appliqués (figure II.15.a). On constate sur la figure II.15.b que l'allure de la vitesse de rotation suit parfaitement celle du couple, en remarque aussi que la vitesse de la génératrice est faible et loin de celle de synchronisme, ce qui se traduit par des faibles fréquences de tension et courant représentés sur les figures II.15.c et II.15.d. Ceci est expliqué par le fait que le couple moteur appliqué est insuffisant. En diminuant le couple moteur de 14.8 (N.m), à 6.2 (N.m), la vitesse mécanique varie de 656 (tr/min) jusqu'à 274 (tr/min). La tension et le courant diminuent respectivement de 181.5(v), à 76(v), et de 3.63(A) à 1.52(A). Il est clair donc, que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie.

### II.2.2.2 Modélisation de redresseur MLI

Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs MLI sont réalisés à l'aide de semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture. La possibilité de commande à l'ouverture permet un contrôle total du convertisseur, parce que les interrupteurs peuvent être commutés selon les besoins aussi bien à la fermeture qu'à l'ouverture avec une fréquence assez élevée [85]. Pour le modèle dynamique du système, on va diviser l'étude du convertisseur en trois parties: le côté alternatif (source), la partie discontinue composée par les interrupteurs (Redresseur MLI) et le côté continu comme représenté dans la figure.II.16 [86,87]. ( $l$  et  $r$ ) représentent respectivement l'inductance et la résistance de la source d'alimentation, c'est-à-dire l'enroulement statorique de la génératrice.

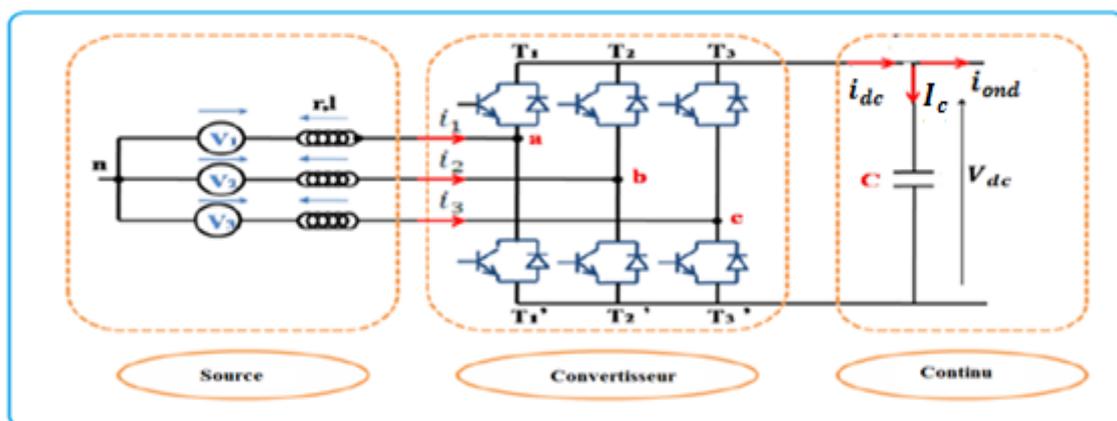


Figure II. 16 : Schéma d'un redresseur triphasé

En notant que,  $V_{an}$ ,  $V_{bn}$  et  $V_{cn}$  sont les tensions simples triphasées aux bornes du redresseur.  $V_1$ ,  $V_2$  et  $V_3$  présente les tensions induites dans les phases du stator de la génératrice. Alors notre modèle est présenté par le système d'équations suivant [88]:

$$\left\{ \begin{array}{l} l \frac{di_1}{dt} + ri_1 = V_1 - V_{an} \\ l \frac{di_2}{dt} + ri_2 = V_2 - V_{bn} \\ l \frac{di_3}{dt} + ri_3 = V_3 - V_{cn} \\ C \frac{dV_c}{dt} = i_{dc} - i_{ond} \\ i_{dc} = \sum_1^3 S_i \cdot i_i \end{array} \right. \quad (\text{II-33})$$

On désigne par  $S_i$  la fonction de commutation relative de l'interrupteur pour chaque bras. Celle-ci est prise :

$$S_i = 1, \text{ si } T_i \text{ est fermé et } T_i' \text{ est ouvert}$$

$$S_i = 0, \text{ si } T_i \text{ est ouvert et } T_i' \text{ est fermé}$$

A partir des états des interrupteurs présentés par les variables  $S_1, S_2$  et  $S_3$ , on peut observer huit états possibles de redresseur, comme c'est résumé dans la figure II.17 et le tableau II.1. Chaque configuration est déterminée par l'état des interrupteurs du commutateur du haut, et ceux du commutateur du bas étant à l'état opposé par principe de complémentarité [89].

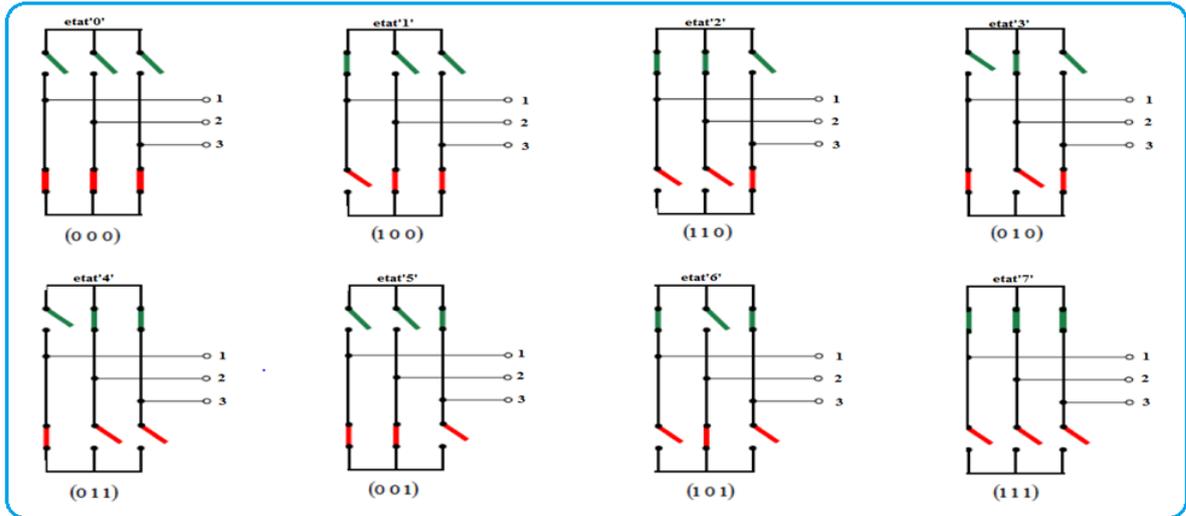


Figure II.17 : Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur MLI

On peut exprimer les huit états possibles de tensions simples à l'entrée du pont, comme il est indiqué dans le tableau II.1 :

$N^0$	$S_1$	$S_2$	$S_3$	$V_{an}$	$V_{bn}$	$V_{cn}$
0	0	0	0	0	0	0
1	1	0	0	$2V_{dc}/3$	$-V_{dc}/3$	$-V_{dc}/3$
2	1	1	0	$V_{dc}/3$	$V_{dc}/3$	$-2V_{dc}/3$
3	0	1	0	$-V_{dc}/3$	$2V_{dc}/3$	$-V_{dc}/3$
4	0	1	1	$-2V_{dc}/3$	$V_{dc}/3$	$V_{dc}/3$
5	0	0	1	$-V_{dc}/3$	$-V_{dc}/3$	$2V_{dc}/3$
6	1	0	1	$V_{dc}/3$	$-2V_{dc}/3$	$V_{dc}/3$
7	1	1	1	0	0	0

Tableau II.1 : les huit états possibles des interrupteurs

De cette table, on peut définir la matrice de connexion du pont redresseur [90].

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II-34})$$

où  $V_{dc}$  la tension continue à la sortie du redresseur à MLI.

A partir des relations (II-33), (II-34), on peut établir le schéma fonctionnel global du redresseur à MLI (figure II.18) ayant comme entrées la commande des gâchettes des interrupteurs du haut ( $S_1, S_2, S_3$ ) et comme sortie la tension redressée.

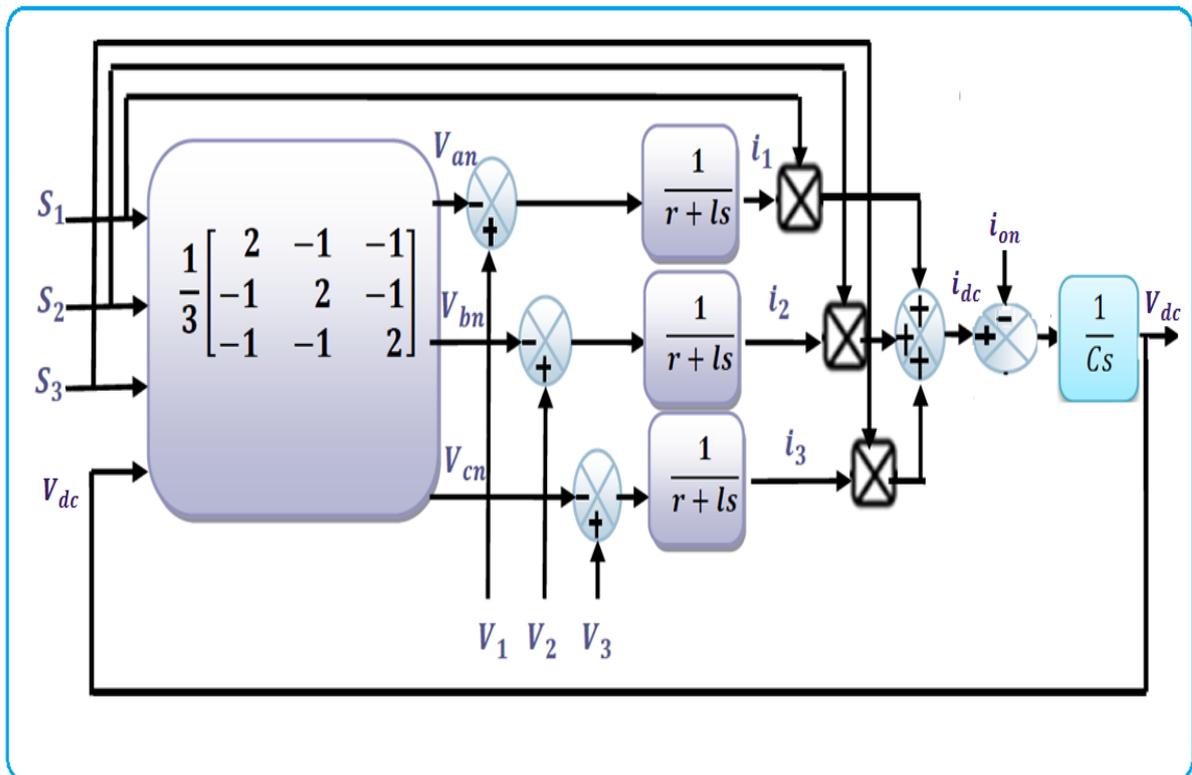
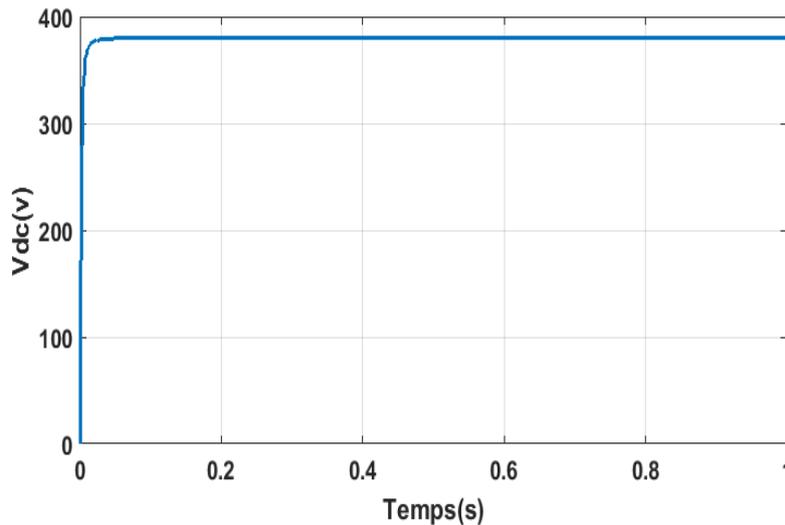


Figure II. 18: Schéma fonctionnel du redresseur MLI

La figure II.19 représente l'évolution de la tension continue issue du redresseur en fonction du temps. On peut conclure que l'allure de la tension est stable d'une valeur de  $V=380V$ .



**Figure II.19:** Evolution de la tension continue à la sortie du redresseur.

### II.2.2.3 Modélisation de l'onduleur de tension

Les onduleurs sont des convertisseurs statiques d'énergie électrique du continu en alternatif. Il s'agit d'un dispositif électrique qui accomplit la fonction inverse du redresseur. Alors pour faciliter la modélisation et réduire le temps de simulation on modélise l'onduleur par un ensemble d'interrupteurs idéaux (résistance nulle à l'état passant, résistance infinie à l'état bloqué, réaction instantanée aux signaux de commande), la charge triphasée, équilibrée est couplée en étoile avec un neutre isolé [91].

Le schéma structurel de l'onduleur triphasé à deux niveaux est illustré par la figure II.20, pour sa modélisation, on considère son alimentation comme une source parfaite, supposée être de deux générateurs de F.E.M égale à  $V_{dc} / 2$  connectés entre eux par un point noté  $n_0$ .

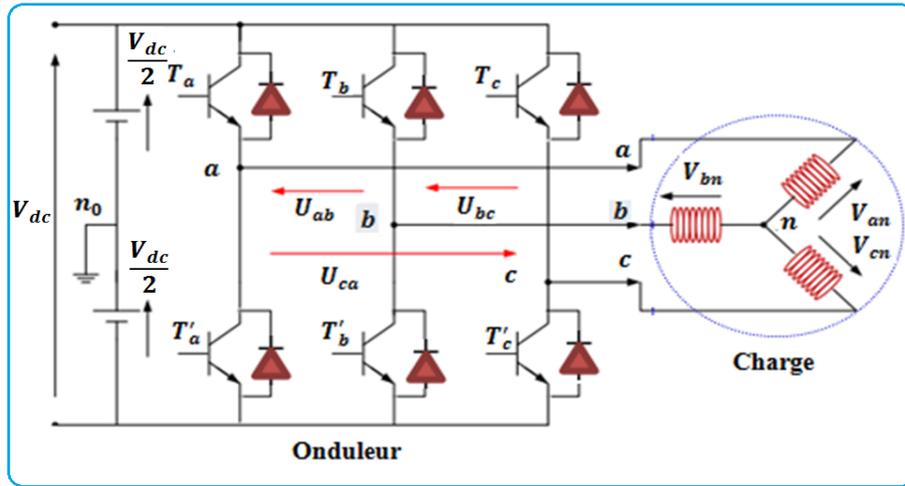


Figure II. 20: Schéma de l'onduleur triphasé à deux niveaux [91].

La charge a été modélisée à partir des tensions simples que nous notons  $V_{an}, V_{bn}, V_{cn}$ . L'onduleur est commandé à partir des grandeurs logiques  $S_i$ . On appelle  $T_i$  et  $T'_i$  les transistors (supposés des interrupteurs idéaux), on a :

- Si  $S_i = 1$ , Alors  $T_i$  est passant et  $T'_i$  est ouvert.
- Si  $S_i = 0$ , Alors  $T_i$  est ouvert et  $T'_i$  est passant.

Les tensions composées sont obtenues à partir des sorties de l'onduleur :

$$\begin{cases} U_{ab} = V_{an0} - V_{bn0} \\ U_{bc} = V_{bn0} - V_{cn0} \\ U_{ca} = V_{cn0} - V_{an0} \end{cases} \quad (\text{II-35})$$

Les tensions simples des phases de la charge issues des tensions composées ont une somme nulle, donc :

$$\begin{cases} V_{an} = (1/3)[U_{ab} - U_{ca}] \\ V_{bn} = (1/3)[U_{bc} - U_{ab}] \\ V_{cn} = (1/3)[U_{ca} - U_{bc}] \end{cases} \quad (\text{II-36})$$

Elles peuvent s'écrire à partir des tensions de sorties de l'onduleur en introduisant la tension du neutre de la charge par rapport au point de référence  $n_0$

$$\begin{cases} V_{an} + V_{m0} = V_{an0} \\ V_{bn} + V_{m0} = V_{bn0} \\ V_{cn} + V_{m0} = V_{cn0} \end{cases} \quad (\text{II-37})$$

Donc, on peut déduire que :

$$V_{m0} = (1/3)[V_{an0} + V_{bn0} + V_{cn0}] \quad (\text{II-38})$$

L'état des interrupteurs supposés parfaits  $\Leftrightarrow S_i$  ( $i = a, b, c$ ) on a :

$$V_{in0} = S V_{dc} - \frac{V_{dc}}{2} \quad (\text{II-39})$$

On a donc :

$$\begin{cases} V_{an0} = \left( S_a - \frac{1}{2} \right) V_{dc} \\ V_{bn0} = \left( S_b - \frac{1}{2} \right) V_{dc} \\ V_{cn0} = \left( S_c - \frac{1}{2} \right) U_{dc} \end{cases} \quad (\text{II-40})$$

En remplaçant (II-38) dans (II-37), on obtient :

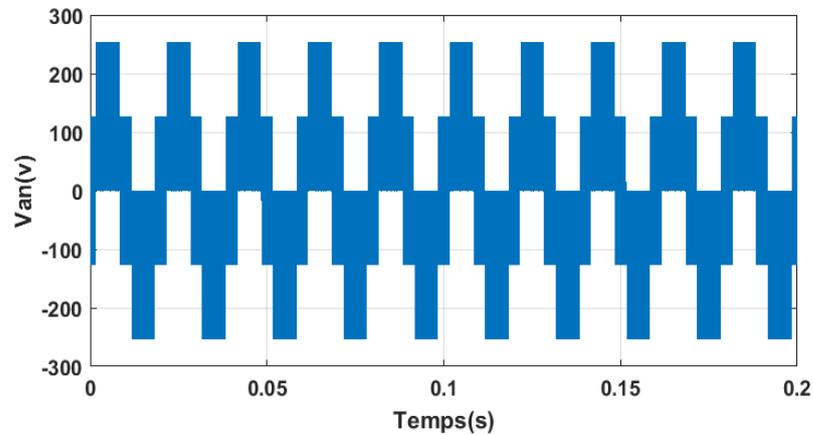
$$\begin{cases} V_{an} = \frac{2}{3} V_{an0} - \frac{1}{3} V_{bn0} - \frac{1}{3} V_{cn0} \\ V_{bn} = -\frac{1}{3} V_{an0} + \frac{2}{3} V_{bn0} - \frac{1}{3} V_{cn0} \\ V_{cn} = -\frac{1}{3} V_{an0} - \frac{1}{3} V_{bn0} + \frac{2}{3} V_{cn0} \end{cases} \quad (\text{II-41})$$

En remplaçant (II-40) dans (II-41), on a :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{II-42})$$

Pour avoir des tensions sinusoïdales à la sortie de l'onduleur (figure II.21), on utilise la technique de modulation de largeur d'impulsions (MLI ou PWM pour Pulse Width

Modulation en anglais), en appliquant aux interrupteurs des créneaux de commande de largeur variable avec une périodicité constante.



### II.2.2.4 Modélisation du bus continu

Les deux convertisseurs de la chaîne éolienne sont interconnectés par l'intermédiaire d'un bus continu qui permet le transfert de la puissance électrique entre la source et la charge (figure II.22).

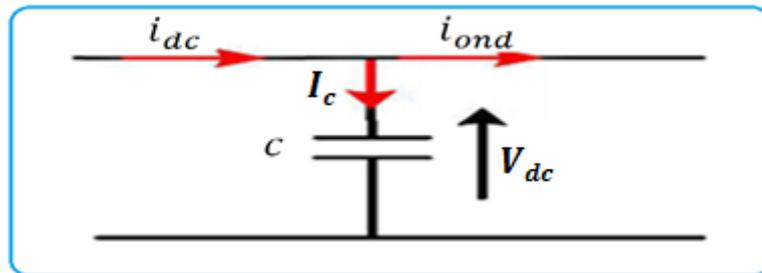


Figure II- 22 : schéma équivalent pour le circuit du bus continu

L'évolution temporelle de la tension du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant capacitif [92] :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{c} I_c \tag{II-43}$$

$$D'où : V_{dc} = \int \frac{dV_{dc}}{dt} + V_{dc}(t_0) \tag{II-44}$$

Où  $V_{dc}(t_0)$  est la valeur de la tension à l'instant initial  $t_0$  et  $c$  la capacité totale du bus continu.

Le courant du condensateur est issu d'un nœud où circulent deux courants modulés par chaque convertisseur. Finalement, on déduit l'équation de couplage entre côtés alternatif et continu:

$$I_c = i_{dc} - i_{ond} \quad (\text{II-45})$$

### II.2.3 Modélisation de la charge

Notre charge est constituée d'une pompe centrifuge accordée à un moteur synchrone à aimants permanents qui a été modélisé précédemment.

#### ✚ La pompe centrifuge :

La pompe centrifuge (figure II.23) transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou à ailettes. L'eau qui rentre au centre de la pompe sera poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. La pompe centrifuge est conçue pour une hauteur manométrique totale (HMT) relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à  $Q \cdot \text{HMT}$ , variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres) [93].



Figure II. 23 : pompe centrifuge<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Source : [https://www.123rf.com/stock-photo/centrifugal\\_pump.html](https://www.123rf.com/stock-photo/centrifugal_pump.html)

### ✚ Constitution d'une pompe centrifuge

Comme il est illustré sur la figure II.24 une pompe centrifuge se compose de :

- un distributeur, sorte de tubulure profilée, qui sert à conduire l'eau avec une vitesse et une direction convenable dans l'axe de la pompe;
- une roue constituée par un moyeu, et portée par un arbre muni d'aubes tournant à l'intérieur de deux coquilles formant ainsi le corps de la pompe.

La théorie de fonctionnement des pompes centrifuges montre qu'entre l'entrée et la sortie de la roue, l'énergie mécanique de la veine fluide est augmentée. Cette augmentation provient d'une part d'un accroissement de l'énergie de pression et aussi d'un accroissement cinétique.

Cette dernière est transformée en énergie de pression par ralentissement progressif, qui est obtenu dans une pièce placée à l'intérieur de la roue appelée limaçon. Celle-ci se termine par un cône divergent [93,94].

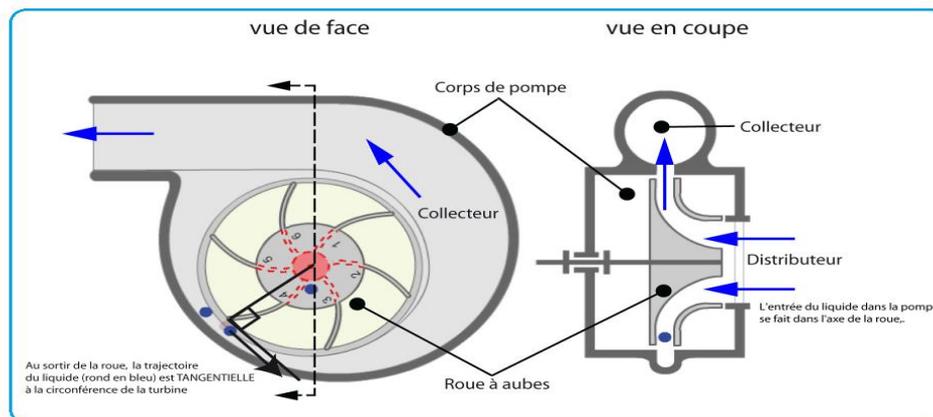


Figure II.24 : Coupe de la construction de base d'une pompe centrifuge<sup>10</sup>

### ✚ Modèle de la pompe centrifuge

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge est caractérisé par une surface ayant pour équation [94]:

$$F(H, Q, w) = 0 \quad (\text{II-46})$$

<sup>10</sup>Source: [http://gpi.cnam.fr/ressources-pedagogiques/ouvertes/hydraulique/co/pompe\\_centrifuge\\_les\\_composants\\_jpg.html](http://gpi.cnam.fr/ressources-pedagogiques/ouvertes/hydraulique/co/pompe_centrifuge_les_composants_jpg.html)

Ce système de représentation à trois dimensions étant assez compliqué, on préfère adopter un système à deux dimensions. On considère l'une des trois variables  $H, Q, \omega$  comme paramètre ; en général, on suppose la vitesse constante.

La hauteur totale du pompage est la somme de la hauteur statique et la hauteur dynamique.

$$H = H_s + H_d \quad (\text{II-47})$$

$H$  : hauteur totale du pompage ;

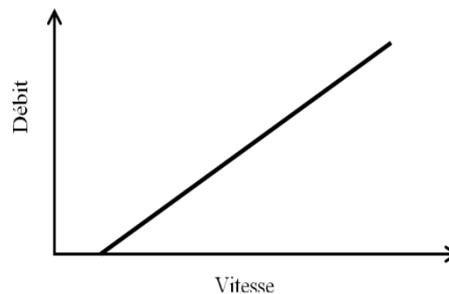
$H_s$  : hauteur statique qui est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puits jusqu'au point le plus élevé auquel on doit pomper l'eau ;

$H_d$  : est la somme des pertes linéaires et singuliers.

#### ✚ **Caractéristiques de la pompe centrifuge**

##### ➤ **Caractéristiques débit – vitesse**

Le débit de cette pompe est proportionnel à la vitesse de rotation du moteur. Toutefois, il faut une vitesse minimale à une  $H_m$  donnée pour obtenir un débit [95].



**Figure II.25 :** Caractéristique débit – vitesse d'une pompe centrifuge

##### ➤ **Caractéristiques couple – vitesse**

La pompe centrifuge est caractérisée principalement par un couple nécessaire (utile) pour l'entraînement de la pompe proportionnel au carré de sa vitesse, découvert par BRAUNSTEIN et KORNFELD en 1981[96, 97, 98].

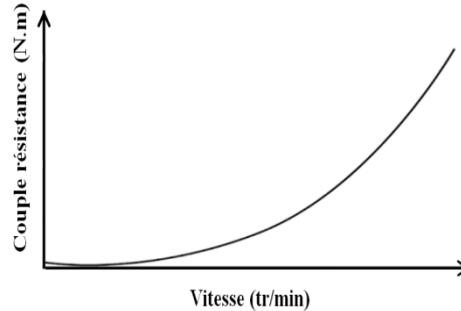
$$C_r = K_{ch} \omega^2 \quad (\text{II-48})$$

Où

$C_r$  : le couple utile pour l'entraînement de la pompe;

$K_{ch}$  : constante qui dépend de la pompe.

La caractéristique couple – vitesse d'une pompe centrifuge est représentée par la figure II.26



**Figure II.26 :** Caractéristiques couple – vitesse d'une pompe centrifuge.

L'équation de puissance mécanique de la pompe est aussi déterminée en fonction de la vitesse est donnée par la relation suivante [99] :

$$P_{mec} = K_{ch} \cdot \omega^3 \quad (\text{II-49})$$

#### ➤ **Caractéristiques débit – hauteur**

La courbe débit-hauteur, exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction de débit. Les constructeurs sont en mesure de fournir au client les courbes Q(HMT) maximale et minimale correspondant aux diamètres maximaux et minimaux possibles de la roue. Si la charge de moteur est une pompe émergée monocellulaire à roue radiale, elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale HMT en fonction du débit Q. En prenant comme paramètre la vitesse de rotation du moteur, le modèle utilisé est identifié par l'expression de « PELEIDER-PETERMAN » [99,100] :

$$HMT = A_0 \cdot \omega^2 + A_1 \cdot \omega Q + A_2 \cdot Q^2 \quad (\text{II-50})$$

Les constantes  $A_i$  ( $i = 0 \dots 2$ ) sont donnés en annexe .

La courbe HMT(Q) comme indiquée sur la figure II.27 est une parabole. Le point de rencontre de la courbe HMT(Q) avec l'axe des ordonnées est le point à débit nul. C'est le point à vanne fermé ou encore point de barbotage [95].

Le point de fonctionnement de la pompe est le point d'intersection des deux courbes :

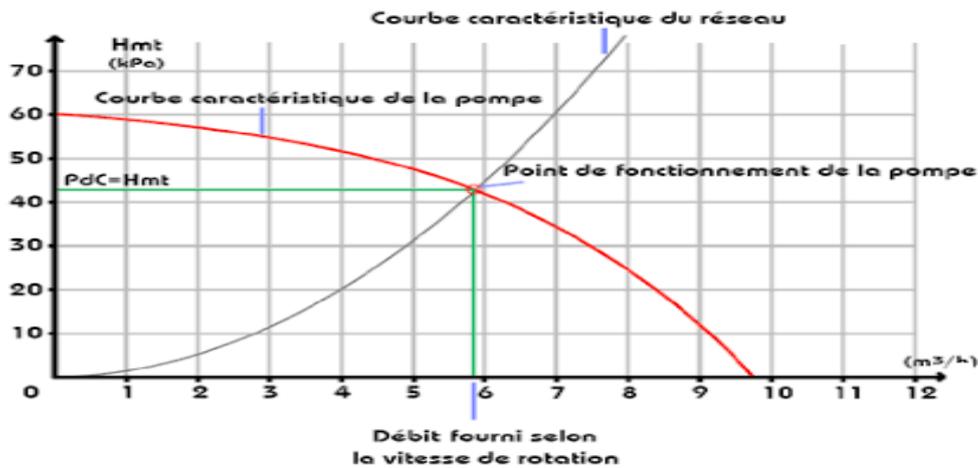


Figure II.27 : Caractéristiques de la pompe HMT(Q) et du réseau.

✚ Point de fonctionnement du moteur avec la pompe

La charge impose un couple résistant de moment  $C_r$  sur l'arbre qui tourne à la vitesse  $\omega$ . Le moteur doit fournir un couple utile de moment  $C_u$ , à l'équilibre  $C_u = C_r$ . Le point de fonctionnement du groupe moteur-charge (pompe) se situe à l'intersection des caractéristiques mécaniques  $C_u = f(\omega)$  et  $C_r = f(\omega)$  des deux machines (figure II.28).

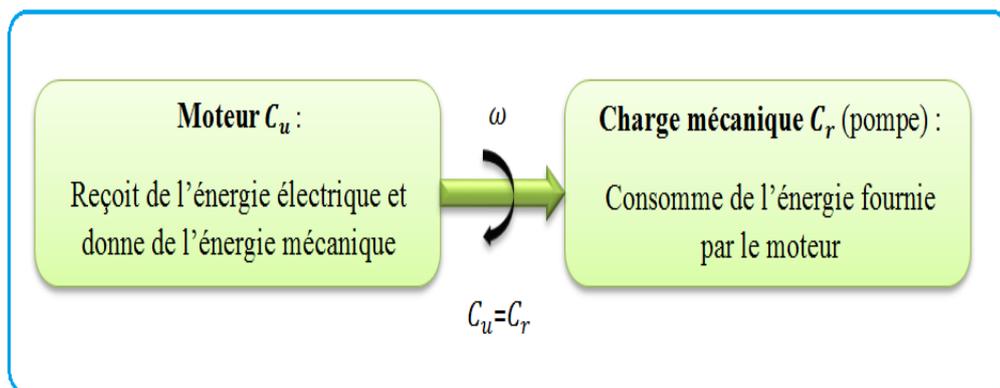


Figure II.28 : Point de fonctionnement du moteur avec la pompe

$C_u$  = couple moteur [N.m] ;

$C_r$  = couple résistant [N.m] ;

$\omega$  = vitesse angulaire [rad/s].

Il existe deux méthodes pour calculer le point de fonctionnement :

• **Méthode de résolution graphique**

On trace les deux caractéristiques mécaniques (moteur – pompe) sur le même repère et on détermine les coordonnées du point de fonctionnement.

• **Méthode de résolution par le calcul**

Si l'on connaît les relations mathématiques  $C_u = f(\omega)$  et  $C_r = f(\omega)$ , on résout l'équation  $C_u = C_r$ . Connaissant les performances d'une pompe centrifuge ( $Q, H$  et  $P$ ) pour la vitesse  $N$ , les lois de similitude permettent de déterminer les performances ( $Q', H'$  et  $P'$ ) pour une vitesse  $N'$  en utilisant les relations suivantes [101,102] :

$$Q' = Q \left( \frac{N'}{N} \right) \quad , \quad H' = H \left( \frac{N'}{N} \right)^2 \quad , \quad P' = P \left( \frac{N'}{N} \right)^3 \quad \text{(II-51)}$$

Avec  $Q$  et  $Q'$ , les débits correspondants respectivement à la vitesse  $N$  et  $N'$ ;  $H$  et  $H'$  les hauteurs manométriques totales correspondantes respectivement à la vitesse  $N$  et  $N'$ ; et  $P$  et  $P'$  sont les puissances du moteur correspondant respectivement à la vitesse  $N$  et  $N'$ .

La figure II.29 présente le modèle Simulink de la pompe centrifuge basé sur les équations mathématiques précédentes.

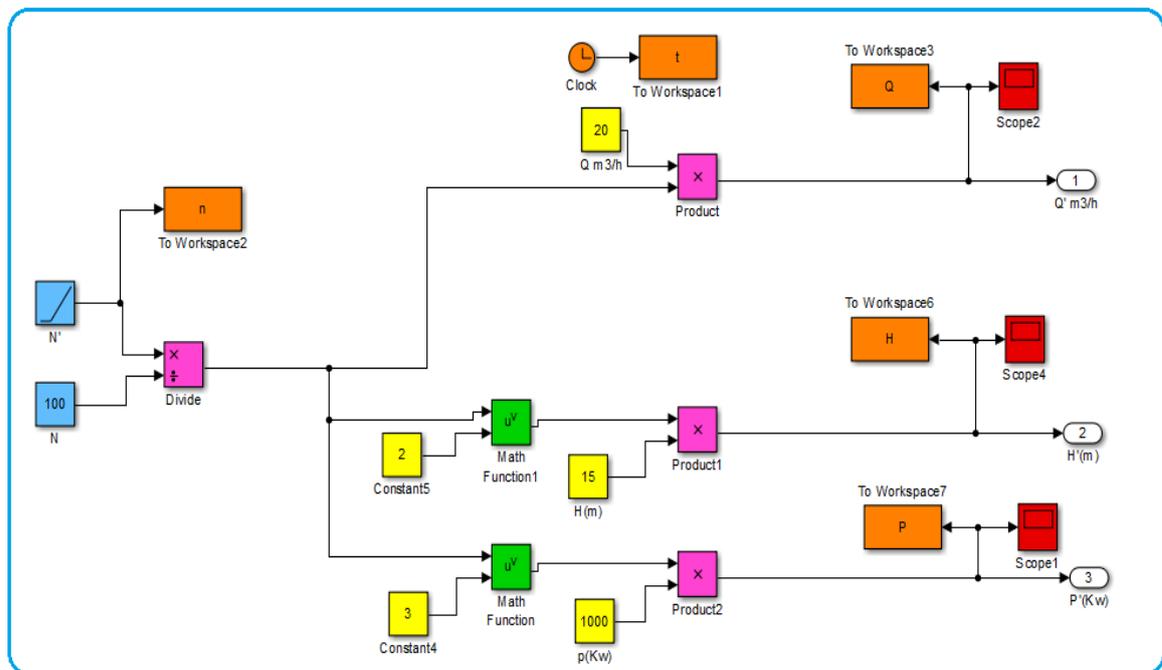
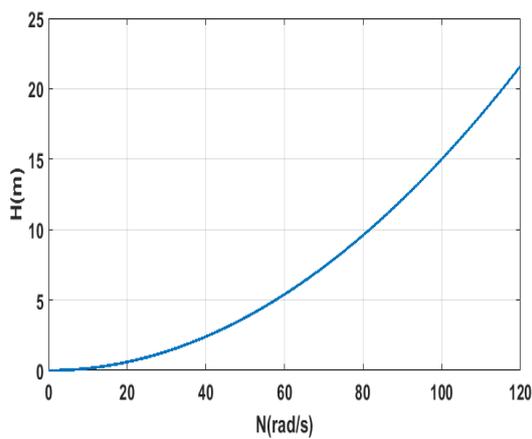
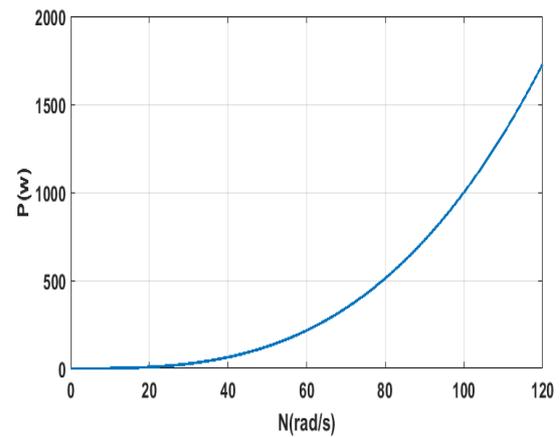


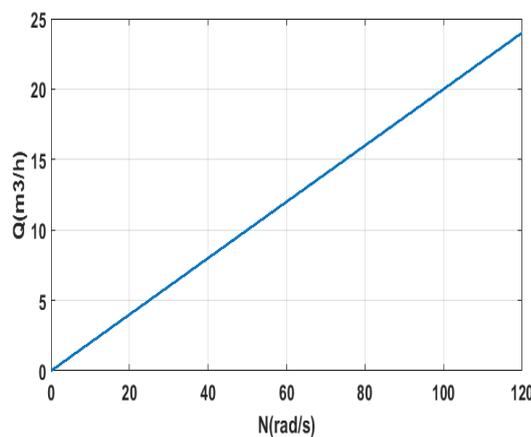
Figure II. 29 : Modèle en Simulink d'une pompe centrifuge.



a : Hauteur en fonction de la vitesse



b : Puissance en fonction de la vitesse



c : Débit en fonction de la vitesse

**Figure II. 30** : Résultats de simulation de la pompe centrifuge.

D'après ces résultats, on constate que l'augmentation de la vitesse de rotation influe sur la hauteur, la puissance et le débit, avec un départ lent pour la hauteur et très lent pour la puissance. La relation entre la vitesse et le débit est proportionnelle (la forme linéaire  $y = Ax$ ) (figure II. 30).

### II.3 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons décrit les trois parties essentielles du système de conversion éolienne avec simulation, la première représente la partie mécanique qui contient la turbine et l'arbre de la génératrice. Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous avons étudié la modélisation de la machine à aimants permanents, fonctionnement en

génératrice et en moteur. En se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle mathématique a été établi.

Nous avons constaté que le modèle de la machine synchrone à aimants permanents est un système à équations différentielles dont les coefficients sont des fonctions périodiques du temps, la transformation de Park nous a permis de simplifier ce modèle. Par la suite, nous avons présenté les modèles des convertisseurs statiques. En outre, une modélisation explicite du groupe motopompe utilisé a été décrite. Dans le chapitre qui suit nous présenterons le dispositif de commande du système de conversion éolien.

# Chapitre III : Commande d'une chaîne de conversion éolienne en mode isolé

## Sommaire

---

<b>III.1. Introduction</b>	<b>82</b>
<b>III.2. Extraction du maximum de la puissance du vent</b>	<b>83</b>
<b>III.2.1. Méthodes de recherche du point maximum de puissance</b>	<b>83</b>
<b>III.3. Les Techniques MLI</b>	<b>88</b>
<b>III.3.1. MLI à bande d'hystérésis (HBCC)</b>	<b>89</b>
<b>III.3.2. MLI vectorielle (SVM)</b>	<b>90</b>
<b>III.4. Principe général de la commande vectorielle de la MSAP</b>	<b>91</b>
<b>III.5. Stratégies de contrôle de la chaîne de conversion</b>	<b>92</b>
<b>III.5.1. Contrôle de la vitesse de la GSAP</b>	<b>93</b>
<b>III.5.2. Contrôle de la tension du bus continu cotée génératrice</b>	<b>93</b>
<b>III.5.3. Stratégie de contrôle côté charge</b>	<b>94</b>
<b>III.6. Résultats de la simulation</b>	<b>98</b>
<b>III.6.1. Profil du vent en échelons</b>	<b>98</b>
<b>III.6.2. Profil du vent aléatoire</b>	<b>101</b>
<b>III.6.3. Profil du vent constant</b>	<b>104</b>
<b>III.7. Conclusion</b>	<b>105</b>

---

### III.1 Introduction

Après avoir présenté le principe de la conversion de l'énergie éolienne et modélisé les parties essentielles qui sont la turbine, génératrice, motopompe(moteur MSAP plus la pompe centrifuge) et les convertisseurs statiques, nous nous attachons dans ce chapitre à présenter le dispositif de commande du système de conversion éolien, à base d'une GSAP représenté par la figure III.1. Les stratégies de contrôle proposées sont axées sur le suivi du point de puissance maximal(MPPT) pour le contrôle de la vitesse de la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP), la gestion de la tension du bus continu et la régulation de la vitesse du moteur MSAP où la vitesse qui l'entraîne est une fonction de la vitesse du vent. Sachant que le convertisseur côté génératrice (redresseur) est commandé pour maintenir la tension du bus continu à une valeur constante malgré le changement de la vitesse du vent, aussi le convertisseur cote charge (onduleur)a pour but de commander le moteur synchrone à aimants permanents grâce à la commande vectorielle qui gère la vitesse du moteur pour atteindre le fonctionnement maximum de la puissance .

Avant d'entamer la commande, on a présenté une étude théorique sur la technique d'extraction du maximum de la puissance avec une autre étude sur les techniques de commande MLI pour les convertisseurs statiques. Nous nous contenterons ici des concepts des techniques de MLI (Hystérésis ainsi la SVM) et de la présentation du principe de la commande vectorielle destinée à la MSAP. Pour montrer les performances des stratégies de contrôle, des simulations sont réalisées à l'aide du logiciel Matlab/simulink.

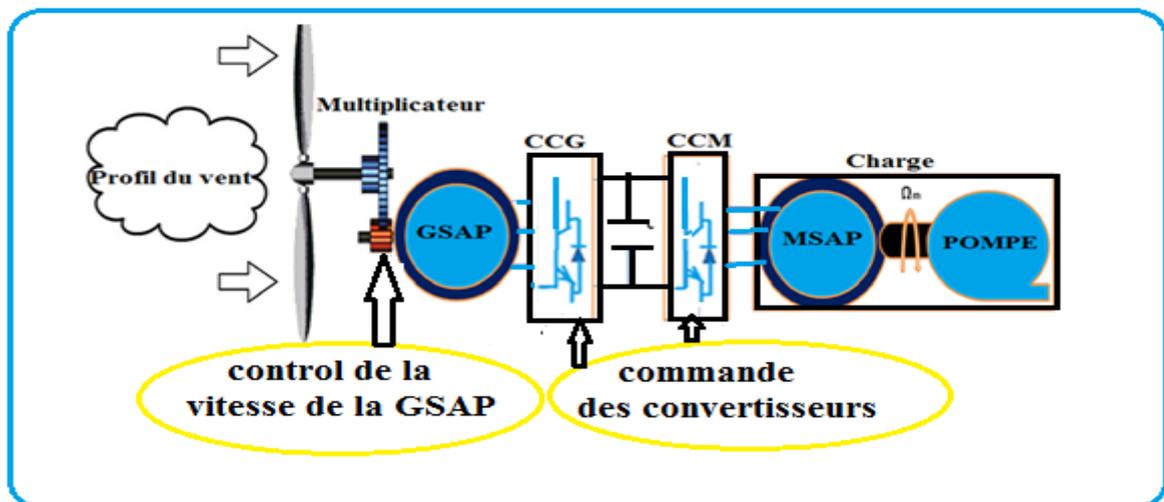


Figure III.1 : Synoptique de contrôle du système de conversion éolien.

### III.2 Extraction du maximum de la puissance du vent

Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéresserons plus particulièrement à des points de fonctionnement de l'éolienne se situant dans la zone 2 illustrée précédemment sur la figure I.22. En effet, il existe différentes stratégies de commande pour contrôler le couple électromagnétique de la GSAP afin de régler la vitesse de rotation de manière à maximiser la puissance électrique produite. Ce principe est connu sous la terminologie Maximum Power Point Tracking (MPPT).

#### III.2.1 Méthodes de recherche du point maximum de puissance

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est une courbe non linéaire en forme de «cloche» [103]. Pour chaque vitesse du vent, le système doit atteindre sa puissance maximale qui correspond à sa vitesse de rotation optimale.

La figure III.2 illustre la puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine de l'éolienne. Chaque courbe correspond à une vitesse de vent  $V_v$  donnée.

L'ensemble des sommets (points optimaux recherchés) de ces caractéristiques définit la courbe de puissance optimale. L'équation de cette courbe est [104] :

$$P_{\text{opt}} = \frac{1}{2} C_p^{\text{opt}}(\lambda_{\text{opt}}) \cdot \rho \cdot S V_v^3 \quad (\text{III-1})$$

Afin de maximiser la puissance électrique générée, la stratégie utilisée consiste à contrôler le couple électromagnétique pour régler la vitesse. On distingue deux approches possibles :

- 1- La première, la moins classique [105], considère que la caractéristique  $C_p = f(\lambda)$  n'est pas connue.
- 2- La deuxième, la plus répandue, suppose que la caractéristique  $C_p = f(\lambda)$  soit connue, pour que l'éolienne fonctionne dans des conditions optimales. Il est alors nécessaire de suivre la courbe optimale de puissance.

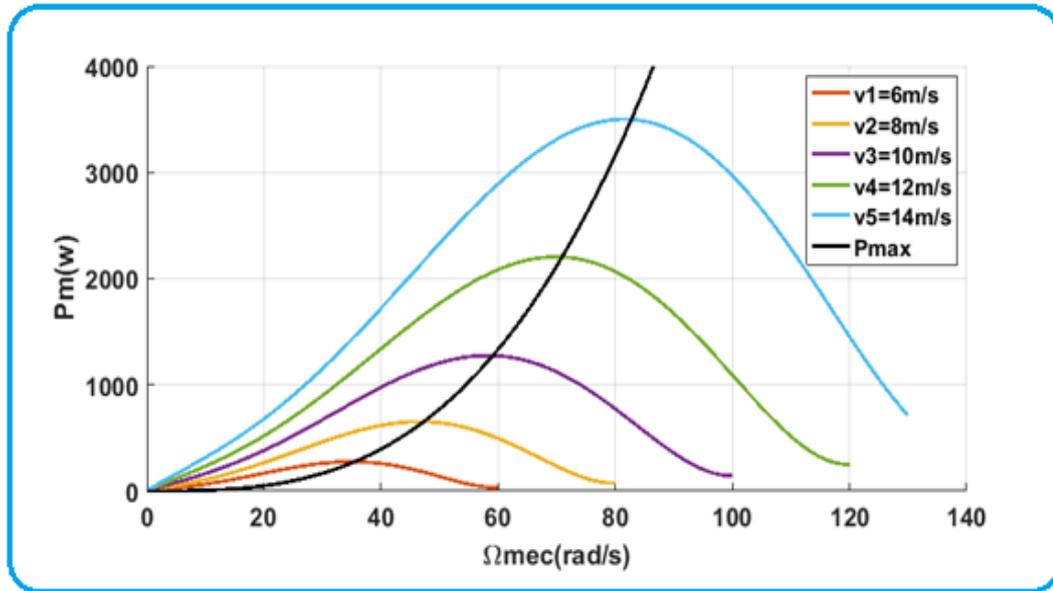


Figure III.2 : Ligne de puissance optimale et points MPPT pour diverses vitesses de vent.

### III.2.1.1 Techniques d'extraction du maximum de la puissance

Cette puissance peut être essentiellement maximisée en ajustant le coefficient  $C_p$ . Ce coefficient étant dépendant de la vitesse de la génératrice (ou encore du ratio de vitesse  $\lambda$ ), l'utilisation d'une éolienne à vitesse variable permet de maximiser cette puissance. Il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée (donc le couple) en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quel que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice.

Dans cette partie, nous présenterons différentes stratégies pour contrôler le couple électromagnétique (et indirectement la puissance électromagnétique convertie) afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée (figure III.2). On distingue deux familles de structures de commande qui sont maintenant expliquées (figure III.3) :

- le contrôle par asservissement de la vitesse mécanique ;
- le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

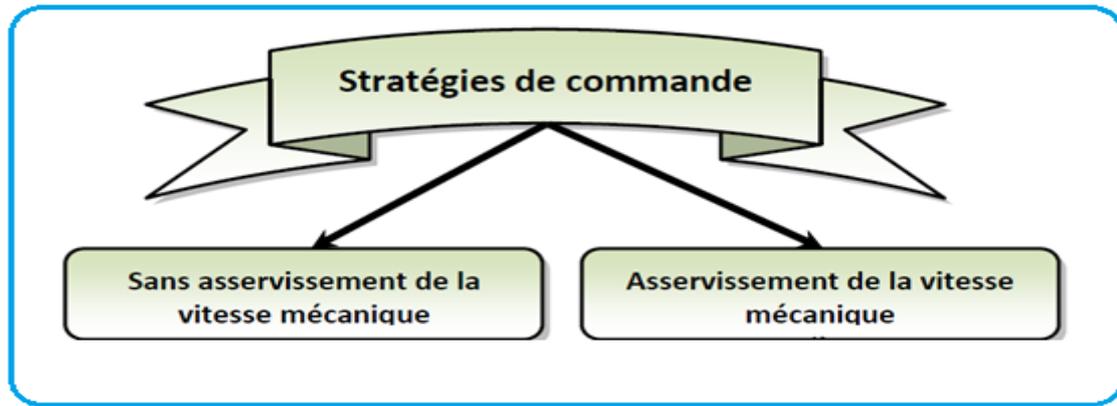


Figure III.3 : Stratégies de commande de la turbine étudiée

➤ Maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse

Le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Le schéma bloc de la figure III.4 montre clairement que les fluctuations du vent constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et créent donc des variations de puissance. Pour cette étude, on supposera que la machine électrique et son variateur sont idéaux et donc, que quelle que soit la puissance générée, le couple électromagnétique développé est à tout instant égal à sa valeur de référence[57].

$$C_{em} = C_{em\_ref} \tag{III-2}$$

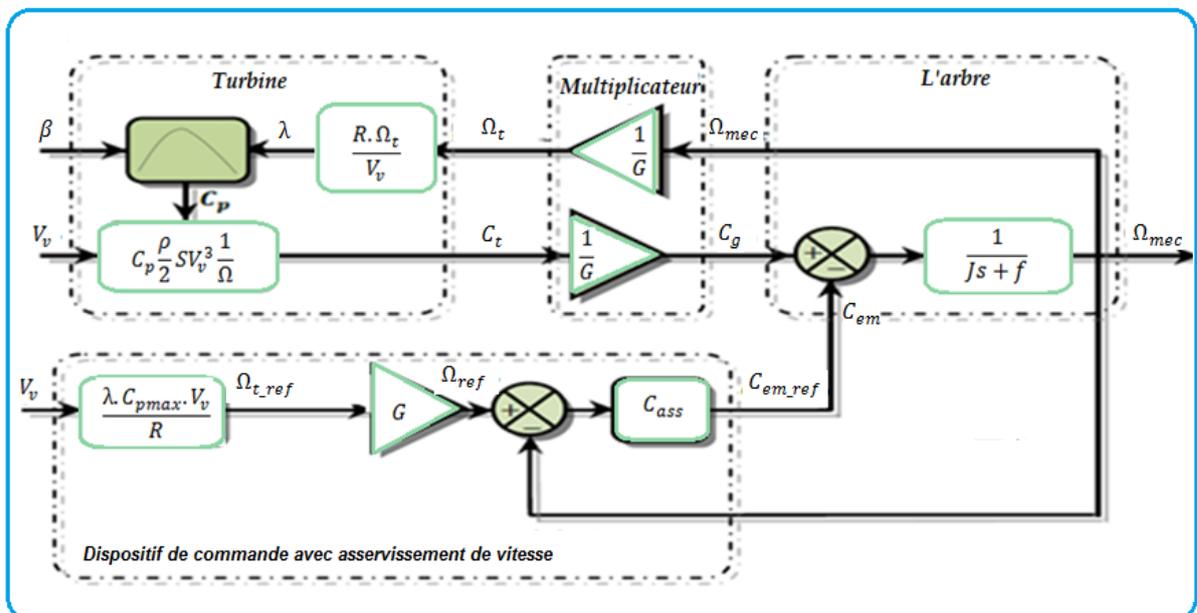


Figure III.4 : Schéma bloc de la maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse,

Cette structure de commande consiste à régler le couple apparaissant sur l'arbre de la turbine de manière à fixer sa vitesse à une référence. Cela est réalisé, en utilisant l'asservissement de la vitesse.

Le couple électromagnétique de référence  $C_{em\_ref}$  permettant d'obtenir une vitesse mécanique de la génératrice égale à la vitesse de référence  $\Omega_{ref}$  :

$$C_{em\_ref} = C_{ass} (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (III-3)$$

Où  $C_{ass}$  : est le régulateur de vitesse

$\Omega_{ref}$  : est la vitesse mécanique de référence

Cette vitesse de référence dépend de la vitesse de la turbine à fixer  $\Omega_{t\_ref}$  pour maximiser la puissance extraite. En prenant en compte le gain du multiplicateur, on a donc :

$$\Omega_{ref} = G \cdot \Omega_{t\_ref} \quad (III-4)$$

La référence de la vitesse de la turbine correspond à celle correspondant à la valeur optimale du ratio de vitesse  $\lambda_{cpmax}$  permettant d'obtenir la valeur maximale du  $C_p$  (figure II.4). Elle est définie par [106]:

$$\Omega_{t\_ref} = \frac{\lambda_{opt} V_V}{R} \quad (III-5)$$

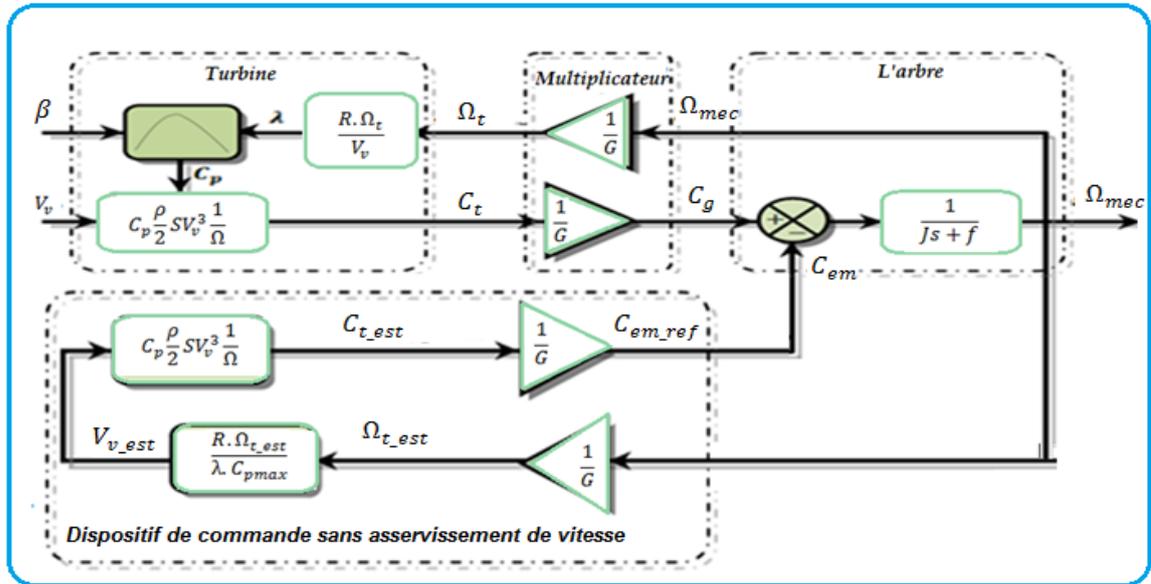
#### ➤ Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse

Le contrôle est basé sur l'hypothèse que la Vitesse du vent varie très peu en régime permanent devant les constantes de temps électriques du système éolien, ce qui implique que le couple d'accélération de la turbine peut être considéré comme nul [107].

De plus, si on néglige l'effet du couple dû aux frottements visqueux ( $f \Omega_{mec} = 0$ ) par rapport au couple mécanique  $C_g$ , on peut alors écrire :

$$C_g = C_{em} \quad (III-6)$$

La figure III.5 présente le principe du contrôle MPPT de la turbine éolienne sans asservissement de la vitesse de rotation.



**Figure III.5:** Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse

Une estimation de la vitesse de rotation de la turbine, notée  $\Omega_{t\_est}$ , est obtenue à partir de la mesure de la vitesse de rotation de la machine :

$$\Omega_{t\_est} = \frac{\Omega_{mec\_est}}{G} \quad (III-7)$$

Une mesure précise de la vitesse du vent étant difficile, une estimation de celle-ci, notée  $V_{v\_est}$ , est obtenue à partir de l'estimation de la vitesse de rotation de la turbine:

$$V_{v\_est} = \frac{R \cdot \Omega_{t\_est}}{\lambda} \quad (III-8)$$

Le couple de la turbine éolienne peut ensuite être obtenu à partir des estimations de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation de la turbine. Il peut s'exprimer par :

$$C_{t\_est} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho \cdot R^3 \cdot \pi \cdot V_{v\_est}^2}{\Omega_{t\_est}} \cdot C_p \quad (III-9)$$

Le couple électromagnétique de référence est alors obtenu à partir de l'estimation du couple de la turbine éolienne :

$$C_{em\_est} = \frac{C_{t\_est}}{G} \quad (III-10)$$

Afin d'extraire le maximum de puissance, il faut fixer la vitesse relative à sa valeur optimale  $\lambda_{opt}$  afin d'obtenir le coefficient de puissance maximum  $C_{pmax}$ . Le couple électromagnétique de référence s'exprime donc par:

$$C_{em\_est} = K \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (III-11)$$

Où :  $K$  est une constante définie par:

$$K = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot C_{pmax} \cdot R^5}{G \cdot \lambda_{opt}^3} \quad (III-12)$$

Pour la zone de fonctionnement étudiée (Zone 2) et dans le cas du contrôle MPPT, le couple électromagnétique de référence est donc proportionnel au carré de la vitesse de rotation de la machine.

### III.3 Les techniques MLI:

Ces dernières années, le domaine de l'électronique de puissance s'est développé considérablement et offre un potentiel énorme pour la conversion d'énergie électrique. La recherche dans ce domaine considère plusieurs aspects, notamment les topologies des convertisseurs, les structures et les performances des interrupteurs de puissance et ainsi que les techniques de commande [108].

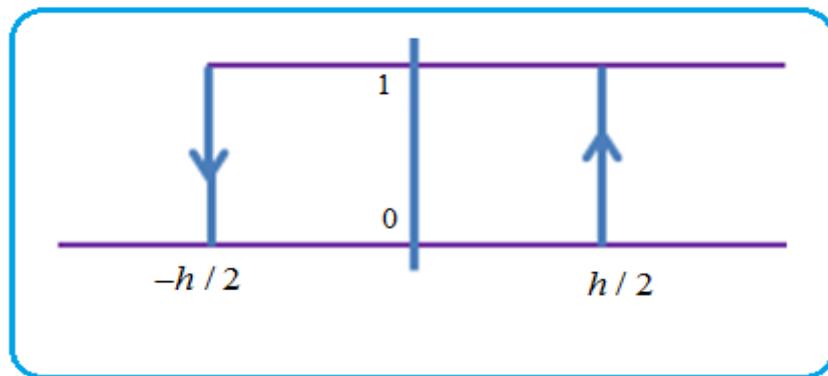
En second lieu, l'évolution des techniques numériques, notamment l'utilisation sans cesse grandissante des processeurs de signaux (DSP, "Digital Signal Processing") et des systèmes à base d'architecture reconfigurable (FPGA, "Field Programmable Gate Array"), permet désormais d'exécuter en temps réel des algorithmes complexes de contrôle des convertisseurs. Compte tenu de ces deux principales avancées technologiques, les techniques de MLI ont été l'objet de recherches intensives pendant ces deux dernières décennies, puisque la génération des signaux de commande de la modulation MLI se fait le plus souvent en temps réel.

On détermine ainsi les instants d'ouverture et de fermeture des interrupteurs à l'aide d'une électronique de commande analogique ou numérique ou éventuellement une combinaison des deux.

Pour assurer la détermination en temps réel des instants de fermeture et d'ouverture des interrupteurs, on distingue trois techniques de modulation de largeur d'impulsion : la modulation sinusoïdale, la modulation par hystérésis et la modulation vectorielle pour notre étude on a choisis les deux derniers.

### III.3.1 MLI à bande d'hystérésis (HBCC)

La méthode de la bande d'hystérésis permet la commutation des interrupteurs du redresseur lorsque l'erreur entre le signal et sa consigne excède une amplitude fixée. Cette amplitude est communément appelée fourchette ou bande d'hystérésis cette technique ne demande qu'un comparateur à hystérésis par phase [33].



**Figure III.6** : Principe de fonctionnement de Modulateur MLI à bande d'hystérésis.

Le comparateur à hystérésis fonctionne selon le principe expliqué dans la figure III.6, l'interrupteur s'ouvre si l'erreur devient inférieure à  $-h/2$ , il se ferme si cette dernière est supérieure à  $+h/2$ , où  $h$  représente la fourchette (ou largeur) d'hystérésis. Si l'erreur est maintenant comprise entre  $-h/2$  et  $+h/2$  (c à d, qu'elle varie à l'intérieur de la fourchette d'hystérésis), l'interrupteur ne commute pas [72,109].

Cette méthode de contrôle est montrée dans la figure III.7. Le contrôle est réalisé par la mesure des courants instantanés des phases  $i_a, i_b$  et  $i_c$ , en les forcent pour suivre des courants de référence sinusoïdaux  $i_{ref}$ .

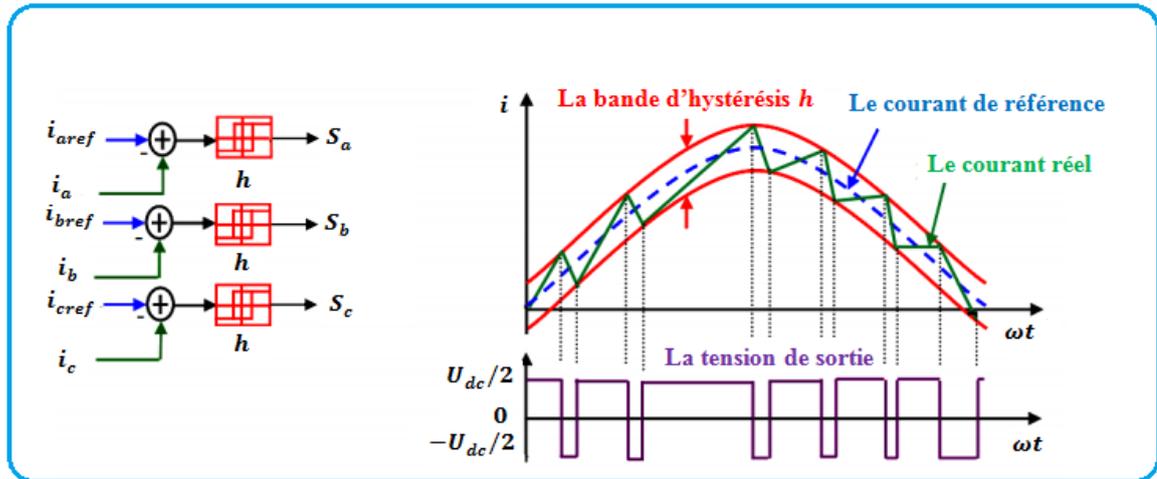


Figure III.7 : Commande par Hystérésis

### III.3.2 MLI vectorielle (SVM)

L'utilisation des technologies numériques permet le recours à des stratégies de modulation triphasée spécifiques, non déduites des techniques analogiques initialement conçues en monophasé. Parmi ces techniques numériques, on trouve la modulation vectorielle ou SpaceVector Modulation qui traite les signaux directement dans le plan diphasé de la transformée nommée de Concordia. La SVM est certainement la méthode de MLI la mieux adaptée au contrôle des moteurs. Contrairement à d'autres méthodes, la MLI vectorielle ne s'appuie pas sur des calculs séparés des modulations pour chacun des bras de l'onduleur. Un vecteur de tension de contrôle est calculé globalement et approximé sur une période de modulation  $T_s$ , par un vecteur de tension moyen [110]. Cette modulation est utilisée dans les commandes modernes des machines synchrones. Les six interrupteurs sont commandés de manière complémentaire deux à deux, nous avons seulement trois degrés de liberté, ayant deux états chacun : Fermé ou Ouvert. Nous pouvons alors représenter les 8 vecteurs d'états possibles dans le plan  $(\alpha, \beta)$  (figure III.7) [111]. On peut ainsi reconstruire n'importe quelle tension  $\vec{V}_s$  en combinant ses deux vecteurs adjacents. En supposant que  $\vec{V}_s$  se trouve dans le 1<sup>er</sup> secteur du plan  $(\alpha, \beta)$ ,  $T_1$  et  $T_2$  sont les temps d'application de ses vecteurs adjacents :  $\vec{V}_1$  et  $\vec{V}_2$  respectivement.

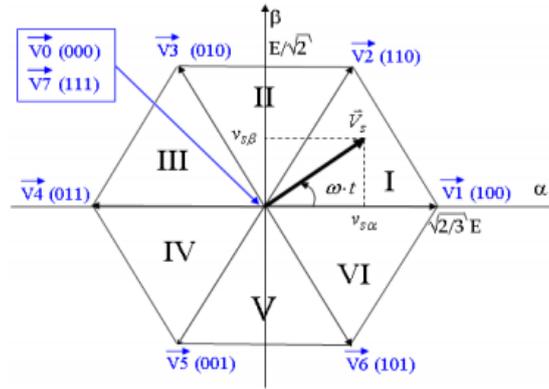


Figure III.8 : Représentation des vecteurs des tensions réalisables par l'onduleur

La somme des deux vecteurs  $\vec{V}_1$  et  $\vec{V}_2$  respectivement appliqués pendant les durées  $\tau_1$  et  $\tau_2$  donne donc le vecteur  $\vec{V}_s$  initiale. En combinant ces deux vecteurs avec les vecteurs nuls ( $\vec{V}_0$  et  $\vec{V}_7$ ) et en codant par 'un' un interrupteur fermé et un 'zéro' un interrupteur ouvert, nous pouvons reconstituer les signaux de commande à appliquer pour obtenir le vecteur  $\vec{V}_s$  souhaité, comme le montre l'exemple de la figure III.9.

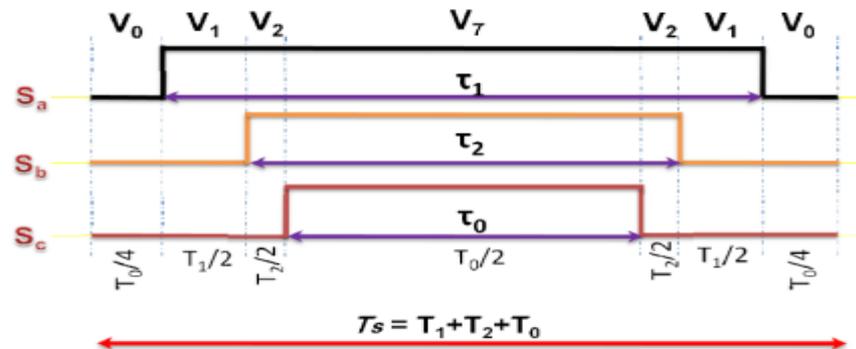


Figure III.9: Reconstitution des signaux de commande

### III.4 Principe général de la commande vectorielle de la MSAP

La commande vectorielle est une méthode qui traite la technique de contrôle des machines alternatifs. Son principe consiste à éliminer le couplage entre l'inducteur et l'induit en dissociant le courant statorique en deux composantes  $(i_d, i_q)$  en quadrature dans un référentiel lié au champ tournant de façon que l'une des composantes  $(i_q)$  commande le couple et l'autre  $(i_d)$  commande le flux, ce qui permet d'obtenir un

fonctionnement comparable à celui d'une machine à courant continu, à excitation séparée [112]. Ce couplage est éliminé en général par une méthode de compensation par anticipation classique des termes de couplage déterminé à partir de la mesure.

Alors, parmi les stratégies de commande vectorielle appliquées à la machine synchrone, celle qui consiste à imposer une référence du courant direct  $i_d$  à zéro est la plus répandue. Elle permet de simplifier l'expression du couple électromagnétique de l'équation II-20 en une expression linéaire donnée par [113]:

$$C_{em} = \frac{3}{2} P i_q \lambda_m \quad (\text{III-13})$$

$$C_{em} = K_t i_q \quad (\text{III-14})$$

Le réglage (ou la variation) du couple est obtenu en agissant sur le courant en quadrature  $i_q$ . Pour appliquer la commande vectorielle, il est nécessaire de prendre pour références :

$$i_{dref} = 0 \quad (\text{III-15})$$

$$C_{em\_ref} = C_{ass} (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) = C_{ass} \left( G \cdot \frac{\lambda_{opt} V_V}{R} - \Omega_{mec} \right) \quad (\text{III-16})$$

$$i_{qref} = \frac{C_{em\_ref}}{K_t} \quad (\text{III-17})$$

### III.5 Stratégies de contrôle de la chaîne de conversion

Contrairement aux éoliennes fonctionnant à vitesse fixe, les éoliennes à vitesse variable présentent l'avantage d'offrir la possibilité d'imposer leur vitesse. Cela nécessite l'adaptation de l'architecture de la stratégie de commande à la cascade, à savoir :

- ❖ le contrôle de la vitesse de la GSAP ;
- ❖ le contrôle de la tension du bus continu ;
- ❖ le contrôle du convertisseur côté charge par l'application de la commande vectorielle.

III.5.1 Contrôle de la vitesse de la GSAP

La stratégie de contrôle de la vitesse de la GSAP est illustrée sur la figure III.10 où la référence de la vitesse optimale a été tirée de la technique MPPT avec asservissement de vitesse déjà étudiée précédemment [114,115].

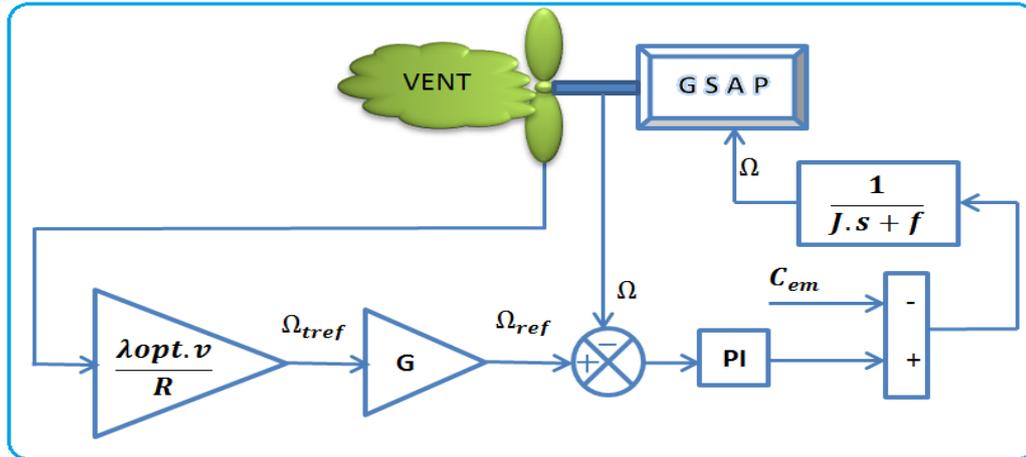


Figure III. 10 : Schéma fonctionnel de la boucle d'asservissement de vitesse.

Afin d'assurer un contrôle optimal de la vitesse de la GSAP, le réglage s'effectue par l'insertion d'un correcteur PI où la dynamique du système est déterminée par une équation différentielle du premier ordre :

$$\Delta C = C_m - C_{em} = f \cdot \Omega + J \cdot \frac{d\Omega}{dt} \tag{III-18}$$

$$\Delta C = f \cdot \Omega + J \cdot S \cdot \Omega \tag{III-19}$$

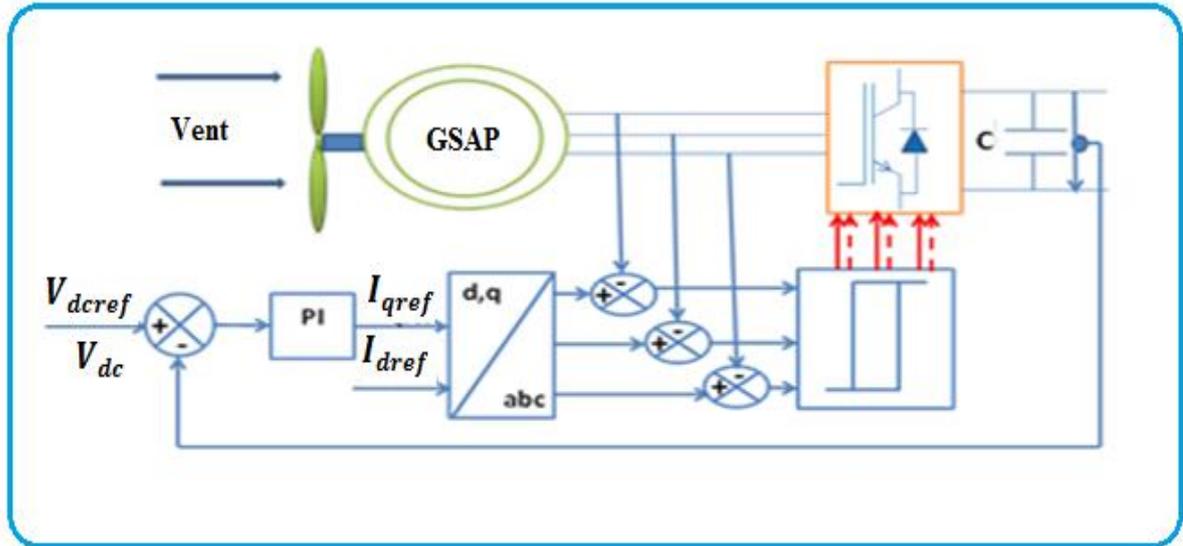
$$\frac{\Omega}{\Delta C} = \frac{1}{f + J \cdot S} \tag{III-20}$$

$$\begin{cases} K_p = 2 \cdot \xi \cdot \omega_{nd} \cdot J \\ K_i = \omega_{nd}^2 \cdot J \end{cases}, \omega_{nd} = \frac{5.8}{t_{sd}} \tag{III-21}$$

III.5.2 Contrôle de la tension du bus continu côté génératrice

La régulation de la tension du bus continu a pour objectif de maintenir la tension délivrée constante lorsque la vitesse du rotor varie. Cette régulation est assurée par la commande vectorielle avec hystérésis, où le courant de référence  $i_{qref}$  est obtenu de la

boucle de régulation de la tension et le courant  $i_{dref}$  est mis à zéro afin d'obtenir un facteur de puissance unitaire. La boucle de régulation fermée de la tension du condensateur est représentée sur la figure III.11.



**Figure III.11 :** Structure de contrôle de la tension du bus continue à base du régulateur PI.

Le contrôleur PI est utilisé pour la gestion du bus continu, les coefficients de ce contrôleur sont exprimés par l'équation suivante [114,115] :

$$\begin{cases} K_{pdc} = 2 \cdot \xi \cdot C \cdot \omega_n \\ K_{idc} = C \cdot \omega_n^2 \end{cases}, \omega_n = \frac{5.8}{t_{sdc}} \quad \text{(III-22)}$$

- $K_{idc}$  : le gain de l'intégrateur ;
- $K_{pdc}$  : le gain proportionnel ;
- $\xi$  : le facteur d'amortissement ;
- $\omega_n$  : la fréquence angulaire (rad /s).

### III.5.3 Stratégie de contrôle côté charge

Pour le convertisseur côté charge, une commande vectorielle est utilisée. La vitesse du moteur de référence ( $\Omega_{ref}$ ) est une fonction de la vitesse du vent. Elle est utilisée pour suivre la puissance maximal, où ( $\Omega_{ref}$ ) est obtenu à partir de la technique MPPT exprimée par l'équation (III-4). La vitesse de référence est comparée à la vitesse du rotor mesuré

( $\Omega_m$ ) et l'erreur est envoyée en entrée au régulateur PI, la sortie étant proportionnel au couple produisant la composante du courant ( $i_{qref}$ ). Ce courant est comparé à la composante de l'axe q du courant du stator ( $i_q$ ) et l'erreur est envoyée à un autre contrôleur PI pour trouver la composante de tension de référence de l'axe q  $V_{qref}$ . La composante de l'axe d du courant de référence du stator qui est la composante produisant le flux ( $i_{dref}$ ) est prise égal à zéro pour satisfaire le couple maximal. Ce courant est comparé à la composante de courant de l'axe d du moteur et l'erreur est transmise au régulateur PI pour trouver  $V_{dref}$ . Les références de tensions  $V_{qref}$  sont traitées dans la transformation de park inverse. Les sorties sont  $V_{\alpha ref}$  et  $V_{\beta ref}$ , qui sont les composantes de la tension du vecteur stator dans le référentiel orthogonal  $\alpha, \beta$ . Ces blocs de tension alimentent le module SVM, qui crée des signaux de commande pour les intercepteurs de l'onduleur (figure III.12).

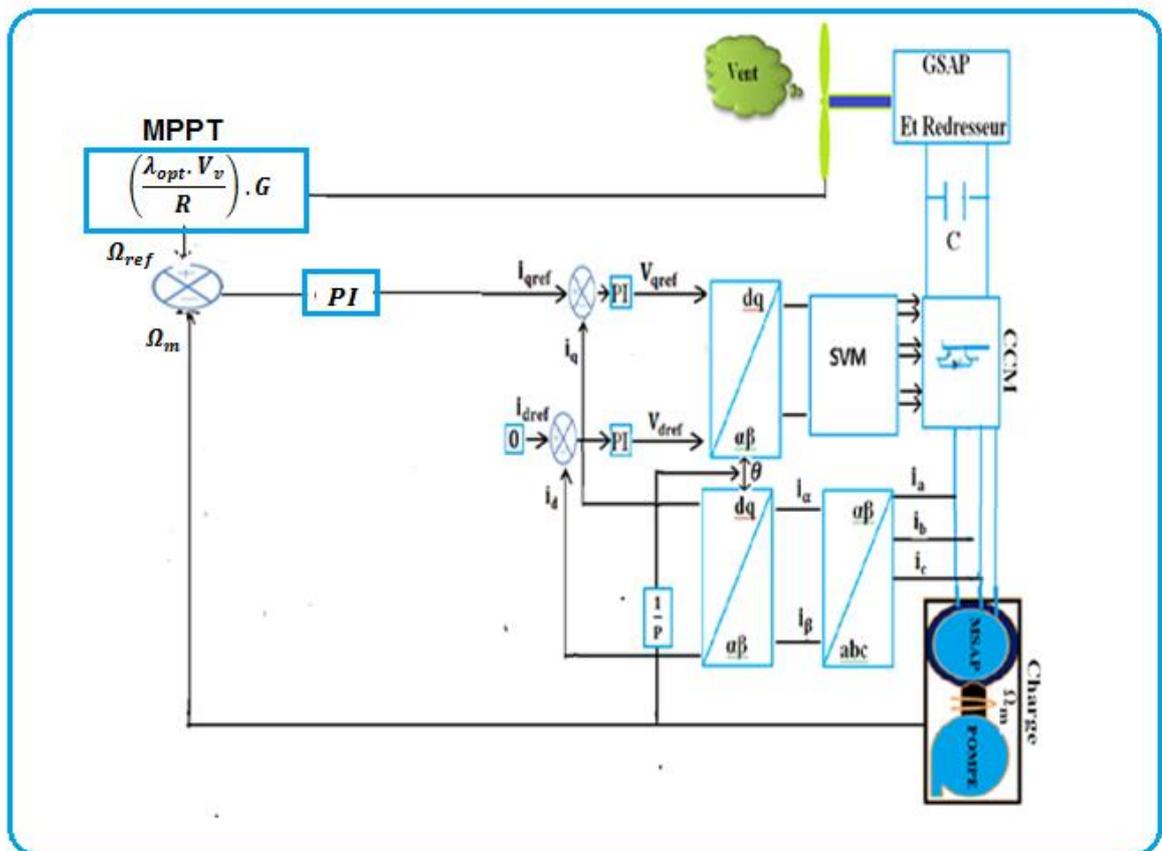


Figure III.12 : Schéma global de la commande vectorielle de la MSAP alimenté par la

✚ Synthèse du régulateur PI pour la commande vectorielle de la MSAP

La complexité de la commande des machines synchrones à aimants permanents réside dans la non linéarité du modèle de la machine et le couplage existant entre les axes  $dq$ . On propose de mettre en œuvre des régulateurs de type PI dans la structure de commande.

Après transformation du système (II-15) on trouve :

$$\begin{cases} V_d = (R_s + PL_d) i_d - \omega L_q i_q \\ V_q = (R_s + PL_q) i_q + \omega L_d i_d + \omega \lambda_m \end{cases} \quad \text{(III-23)}$$

En introduisant les équations (II-16) et (II-18) dans (III-10) on aboutit au système suivant :

$$\begin{cases} V_d = (R_s + PL_d) i_d + E_d \\ V_q = (R_s + PL_q) i_q + E_q \end{cases} \quad \text{(III-24)}$$

Les termes de couplage  $E_d$  et  $E_q$  sont considérés comme des perturbations mesurables. Une solution consiste à ajouter des tensions identiques mais de signes opposés à la sortie des régulateurs de courant de manière à séparer les boucles de régulations d'axes  $d$  et  $q$ . Cette stratégie est appelée découplage par compensation.

Ainsi, la machine peut être représentée par la fonction de transfert suivante :

$$G_s(P) = \frac{1}{R_s + L_s P} = \frac{1}{R_s} \cdot \frac{1}{1 + T_e} \quad \text{(III-25)}$$

Où  $T_e = \frac{L_s}{R_s}$  : la constante de temps électrique

Si on tient compte de la perturbation,  $G_s(P)$  en vertu du théorème de superposition :

$$G_s(P) = \frac{i_{d,q}(P)}{V_{d,q}(P) + E_{d,q}(P)} \quad \text{(III-26)}$$

Afin d'imposer la référence du courant sur l'axe "d" égale à zéro on utilise un régulateur PI. La boucle de régulation des courants  $i_d$  et  $i_q$  est donnée par le schéma bloc suivant :

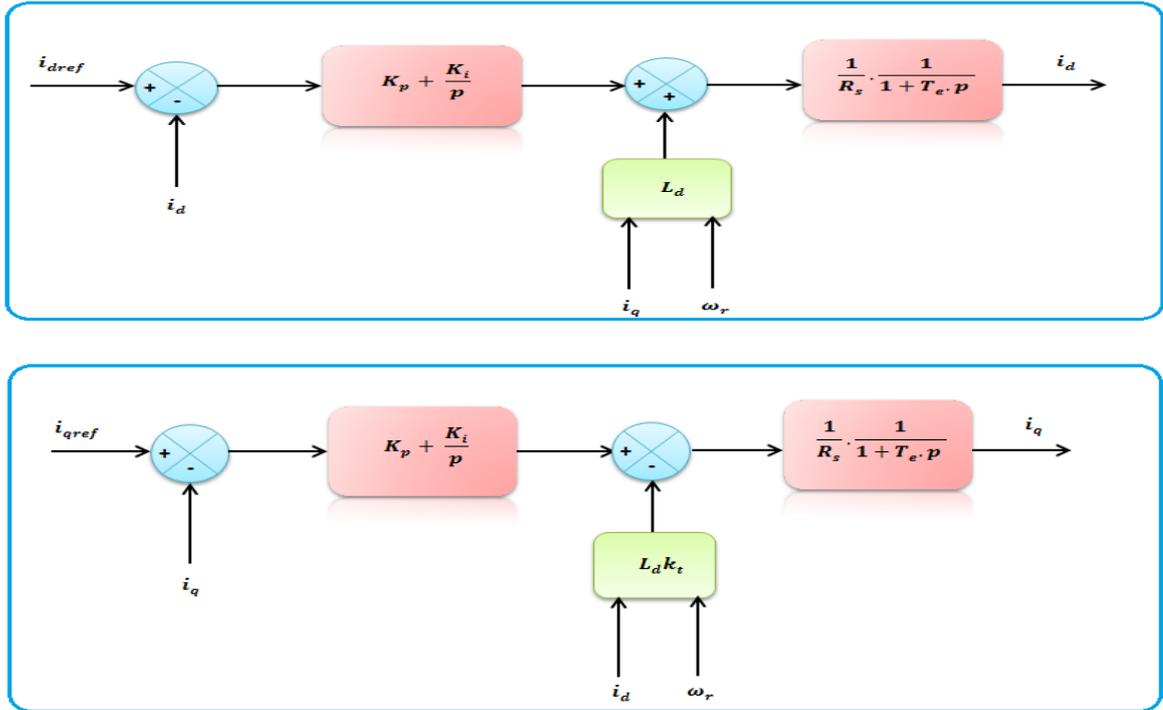


Figure III.13 : Boucle de régulation des courants  $i_d$   $i_q$

La fonction de transfert en boucle ouverte est donnée comme suit :

$$G_0(p) = \frac{K_{pd}p + K_{id}}{p} \frac{1}{R_s p + L_d} = \frac{K_{pd}p + K_{id}}{p} \cdot \frac{1}{R_s} \frac{1}{1 + T_e p} \quad (III-27)$$

En fin

$$G_0(p) = \frac{K_{pd}p + K_{id}}{p} \frac{G_0}{1 + T_e p} \quad (III-28)$$

Où

$$T_e = \frac{K_p}{K_i} : \text{la constante de temps électrique ;}$$

$G_0$  : le gain statique.

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$G_0 = \frac{G_0}{1 + G_0(p)} \quad (III-29)$$

Les paramètres du régulateur sont calculés par la méthode de placement de pôles. La fonction de transfert en boucle ouverte est :

$$G_{b0} = \frac{K_p p + K_i}{p} \cdot \frac{1}{R_s} \cdot \frac{1}{1+T_e} \quad (\text{III-30})$$

La fonction de transfert en boucle fermée est :

$$G_{bf}(p) = \frac{G_{b0}}{1+G_{b0}(p)} = \frac{K_p p + K_i}{R p^2 + (L_q + K_p) p + K_i} \quad (\text{III-31})$$

$$K_p = \frac{2\xi\omega_n K_i}{\omega_n} - J \quad (\text{III-32})$$

$$K_i = \omega_n^2 J \quad (\text{III-33})$$

### III.6 Résultats de la simulation

Afin d'évaluer la stratégie proposée pour le système autonome destinée pour le pompage d'eau éolienne, un modèle du système globale est implanté sur Matlab/Simulink pour effectuer la simulation. Nous avons proposé trois profils du vent : en échelon, aléatoire et constant.

#### III.6.1 Profil du vent en échelons :

Nous avons proposé des échelons de vitesse du vent qui sont présentés sur la figure III.14. La vitesse du vent débute à 12m/s, et varie soudainement à 14m/s à l'instant 5s.

La figure III.15 montre que la variation du coefficient de puissance  $C_p$  est maintenue autour de sa valeur maximale  $C_p = 0.547$  ce qui montre l'efficacité de la commande MPPT sur la turbine éolienne.

La figure III.16 illustre le résultat de contrôle de la vitesse mécanique du générateur. La vitesse mesurée de PMSG est presque identique à sa référence obtenue par la technique MPPT ce qui démontre l'efficacité de la stratégie de contrôle utilisée.

La figure III.17 montre les variations de la tension de sortie du générateur en fonction du profil de vent utilisées dans cette simulation.

Le résultat de contrôle de la tension du bus continu est représenté sur la figure III.18. On constate que la tension  $V_{dc}$  est maintenue constante à une valeur égale à 380v même si la tension générée varie avec la vitesse de vent. Alors, la courbe indique la robustesse du contrôleur PI utilisé dans la poursuite de la valeur de référence avec un temps de dépassement égale à zéro.

Sur la figure III.19, la vitesse du moteur synchrone à aimants permanents suit sa référence avec un certain dépassement au démarrage et sans erreur statique malgré la variation du vent.

Sur la figure III.20, le couple électromagnétique débite à une valeur égale 14.3N.m et se stabilise à la valeur du couple de charge. Nous remarquons que si la vitesse du vent augmente, la vitesse du moteur augmente également. Ainsi, la valeur du couple de charge augmente car il est en fonction de la vitesse du moteur.

Les composantes dq du courants sont présentés sur la figure III.21 où la valeur  $i_d$  suit bien sa référence nulle malgré la variation du vent et le couple répond suivant  $i_q$ . Les résultats montrent que la composante en quadrature  $i_q$  est l'image du couple électromagnétique, ce qui valide le découplage introduit par la commande vectorielle entre le couple et le flux.

Sur la figure III.22, nous montrons la variation du débit de la pompe centrifuge. Pendant la variation du vent, nous remarquons que lorsque la vitesse du vent augmente, le débit augmente également, ce qui prouve que le système de pompage fonctionne dans des conditions optimales.

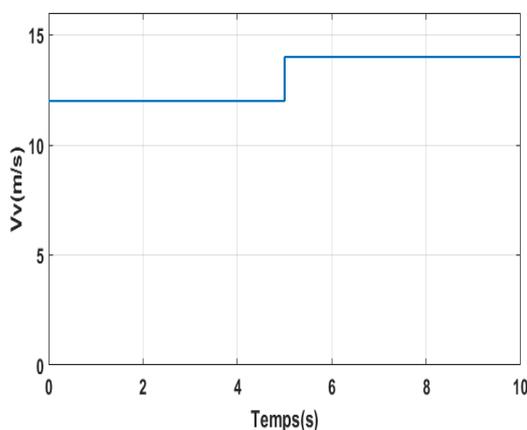


Figure III.14 : Profil du vent

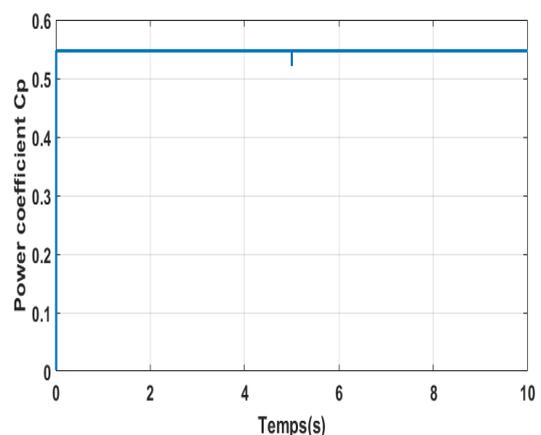


Figure III.15 : Coefficient de puissance  $C_p$

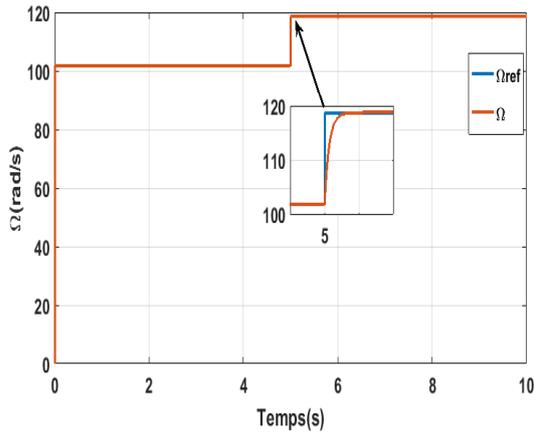


Figure III.16 : Contrôle de la vitesse mécanique de la génératrice

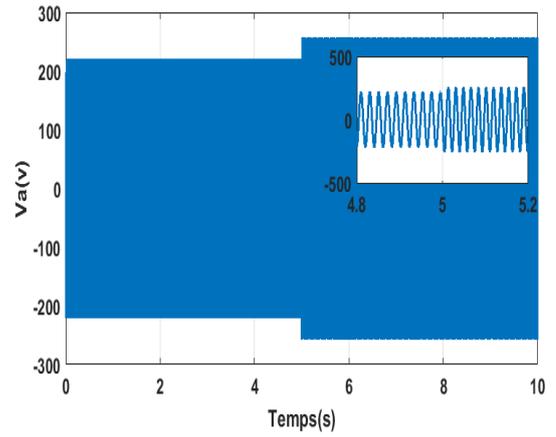


Figure III.17 : Tension de sortie de la GSAP(phase 'a')

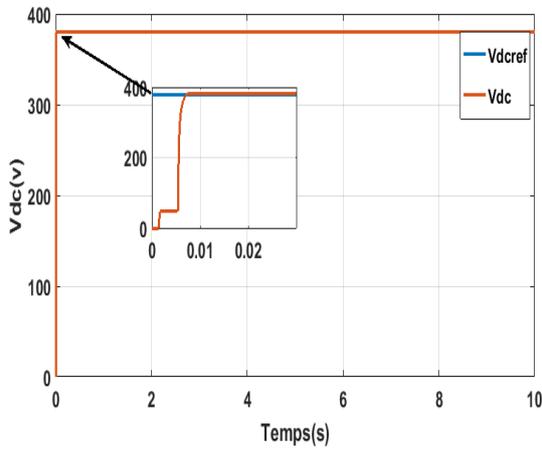


Figure III.18 : Contrôle de la tension du bus continu

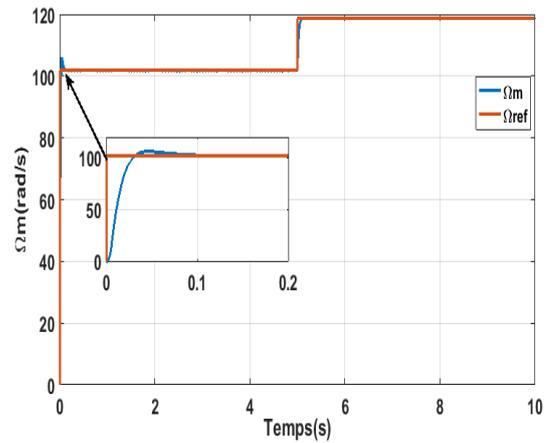


Figure III.19 : Résultat de Contrôle de la vitesse de la MSAP

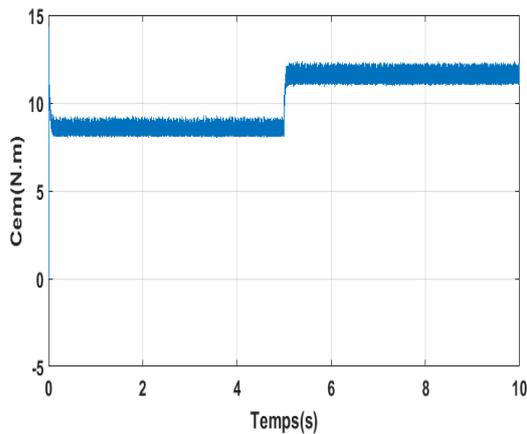


Figure III.20 : Couple électromagnétique de la MSAP

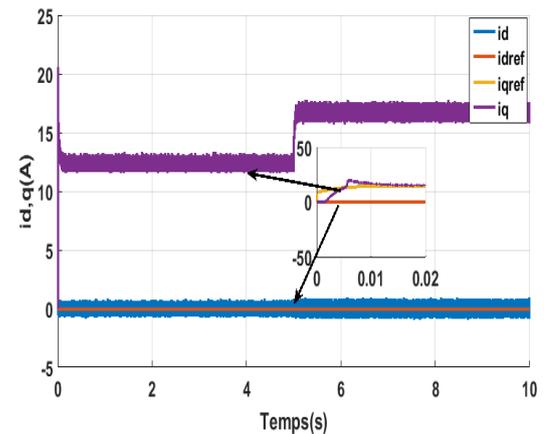


Figure III.21 : Courants dans le repère dq de la MSAP

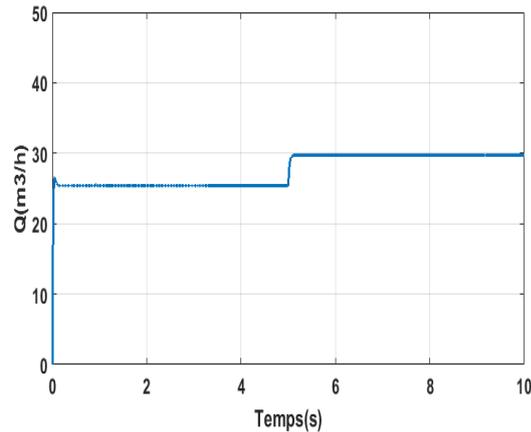


Figure III.22 : Débit de la pompe

### III.6.2 Profil du vent aléatoire :

Dans cette partie, nous avons appliqué à la turbine éolienne un profil du vent aléatoire pour valider la robustesse de la commande vis-à-vis la variation de vitesse du vent. Pour cela, la figure III.23 présente la variation du profil du vent appliqué à  $t = 10$  s, la vitesse du vent débute entre les valeurs aléatoires générées  $v = 12.2$  m/s et  $v = 11.8$  m/s, et change soudainement entre les valeurs aléatoires  $v = 13.8$  m/s et  $v = 14.3$  m/s à l'instant 5s.

D'après les résultats de simulation obtenus, on peut noter les points ci-dessous.

#### - De part de la turbine :

Un coefficient de puissance  $C_p$  gardé autour de sa valeur maximum (0.547) assure une puissance mécanique maximale, d'après la figure III.24.

#### - De part du GSAP :

La figure III.25 présente la vitesse mécanique de la GSAP qui est perturbée mais elle suit sa référence.

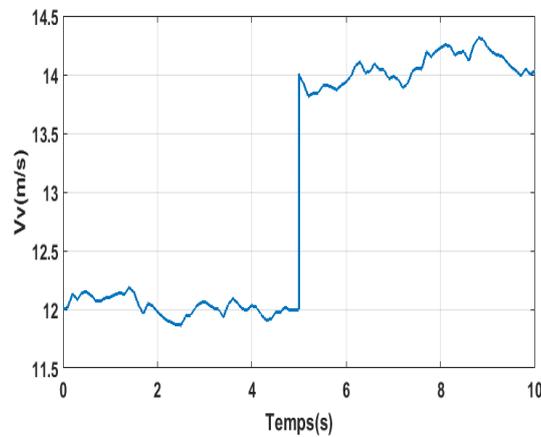
On remarque d'après la figure III.26 que la valeur max de la tension oscille autour d'une valeur constante. Cela est dû au profil du vent aléatoire.

La figure III.27 représente l'évolution de la tension du bus continu, qui montre que la tension du bus continu atteint sa consigne qui est 380V avec un temps de réponse plus petit, sans dépassement et ni erreur statique. On peut voir que la tension du bus continu suit bien sa référence et elle n'est pas affectée par les variations de la vitesse du générateur. La

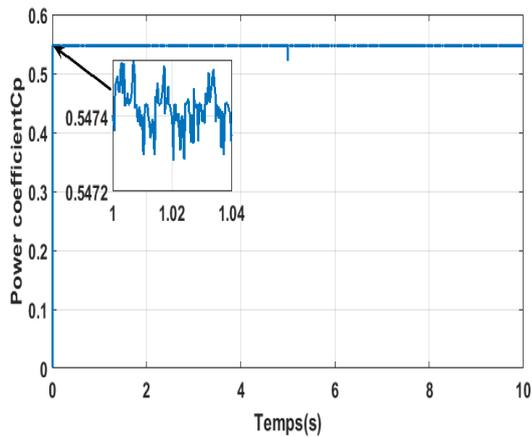
forme de la tension du bus continu est plus douce. Elle présente un dépassement lors des variations de la vitesse du vent. Pour cette plage de variation du profil du vent, cette tension continue reste stable par conséquent un transit continu de puissance est assuré entre le générateur et la charge.

**-De part de la charge :**

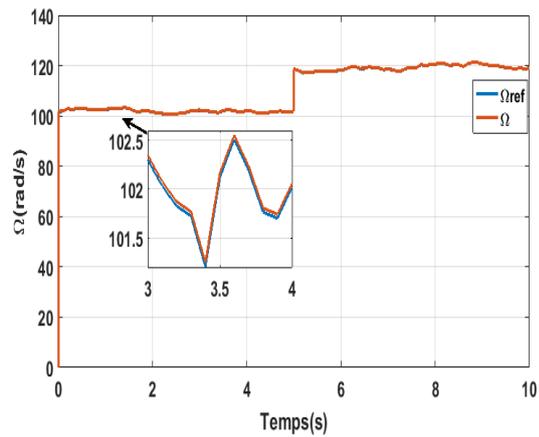
D'après les résultats obtenus à partir des figures (III.28,29 ,30,31), on constate que la variation de la vitesse du vent influe sur l'évolution du couple,les courants et le débit qui présentent des ondulations.



**Figure III.23 :** Profil du vent



**Figure III.24 :** coefficient de puissance



**Figure III.25 :** contrôle de la vitesse mécanique de la génératrice

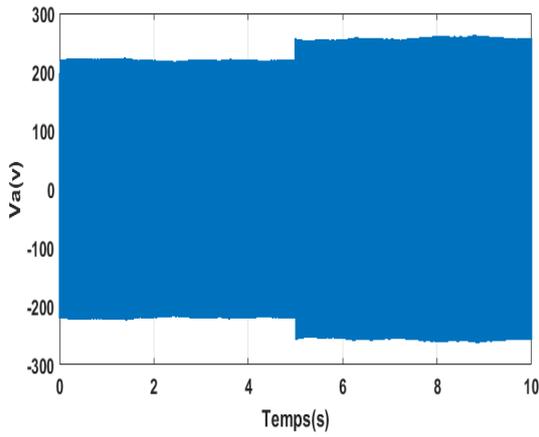


Figure III.26 : Tension de sortie de la GSAP(phase 'a')

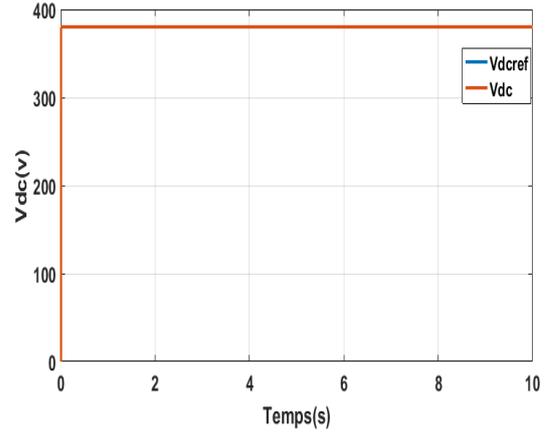


Figure III.27 : Contrôle de la tension du bus continu

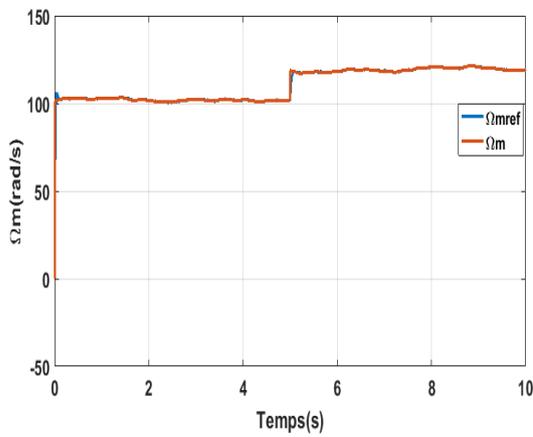


Figure III.28 : Résultat de Contrôle de la vitesse de la MSAP

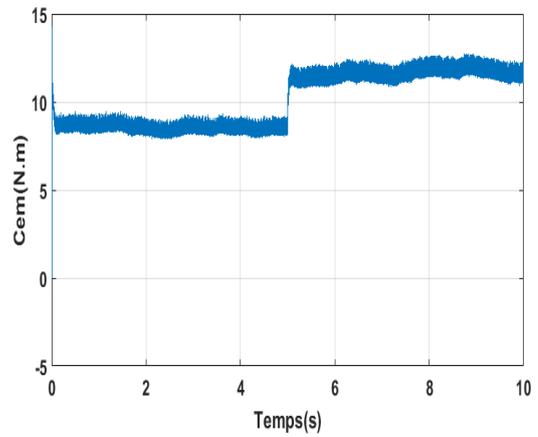


Figure III.29 : Couple électromagnétique de la MSAP

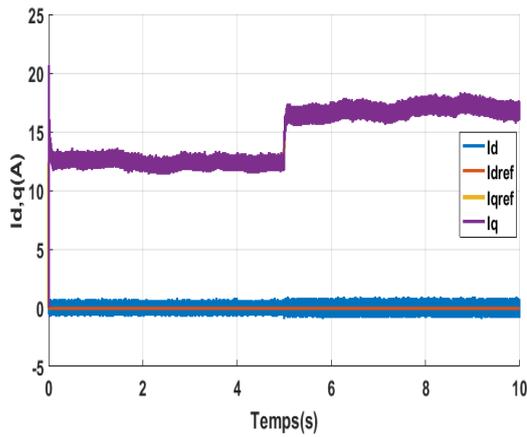


Figure III.30 : Courants dans le repère dq de la MSAP

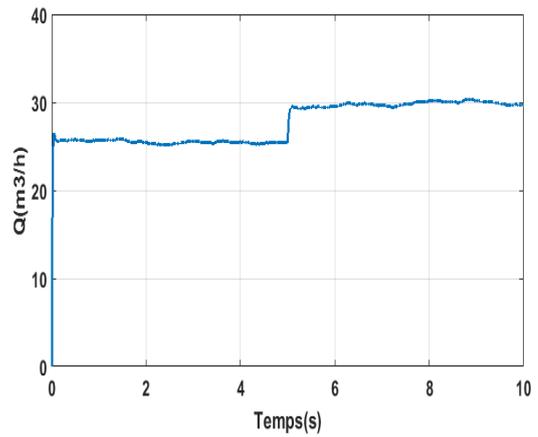


Figure III.31 : Débit de la pompe

III.6.3 Profil du vent constant :

Les tests de robustesse de la commande vectorielle côté charge vis-à-vis la variation de la charge sont présentés sur les figures (III.32, 33, 34, 35, 36, 37). La MSAP démarre avec une charge; le courant direct  $i_d$  étant maintenu à la valeur nulle par sa référence  $i_{dref} = 0$ . Lorsque le régime est établi, nous appliquons une charge supplémentaire à l'instant 0.25s; nous observons alors la réaction du système. L'allure de la vitesse est obtenue avec un léger dépassement au démarrage et lorsqu'on augmente le couple résistant, il y a rejet de la perturbation de manière assez lente.

Les résultats montrent que le courant  $i_d$  en régime permanent reste constant et n'est pas affecté par la variation de la charge; tandis que la composante en quadrature  $i_q$  est l'image du couple électromagnétique, ce qui valide le découplage introduit par la commande vectorielle entre le couple et le flux. On remarque que le débit et la puissance hydraulique diminuent d'une valeur importante.

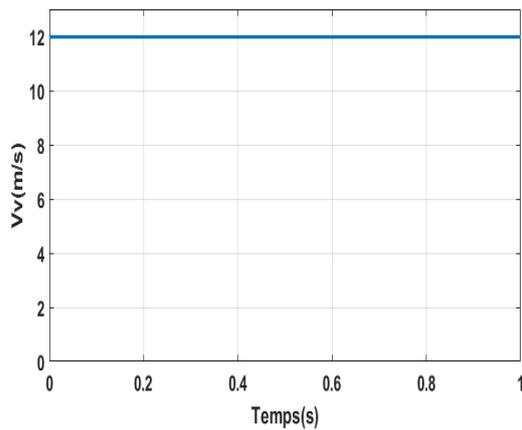


Figure III.32: Profil du vent

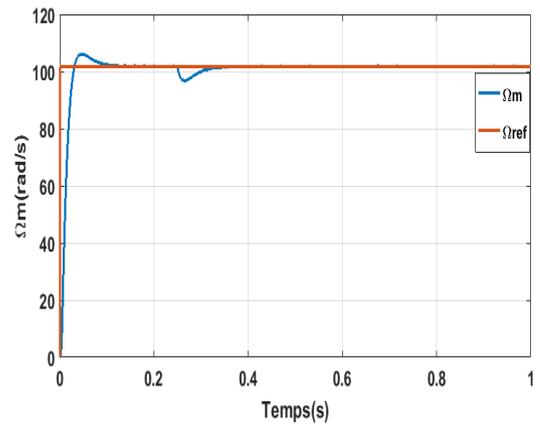


Figure III.33 : Résultat de contrôle de la vitesse de la MSAP

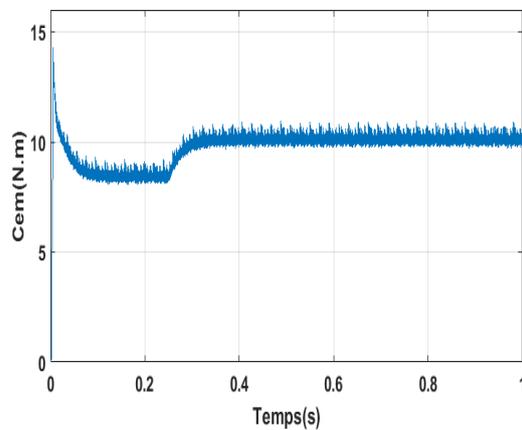


Figure III.34 : Couple électromagnétique de la MSAP

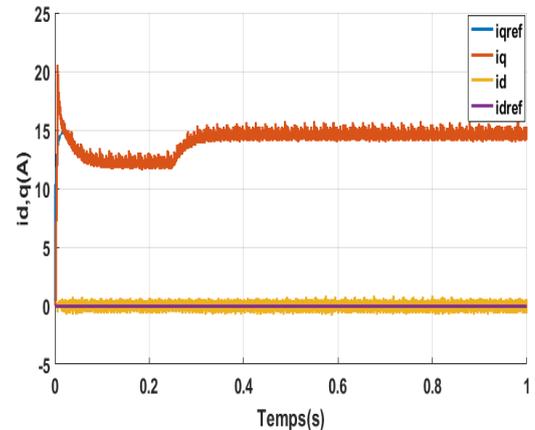


Figure III.35 : Courants dans le repère dq de la MSAP

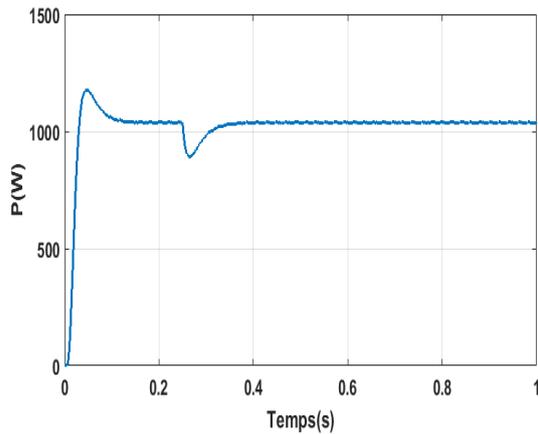


Figure III.36 : Puissance hydraulique

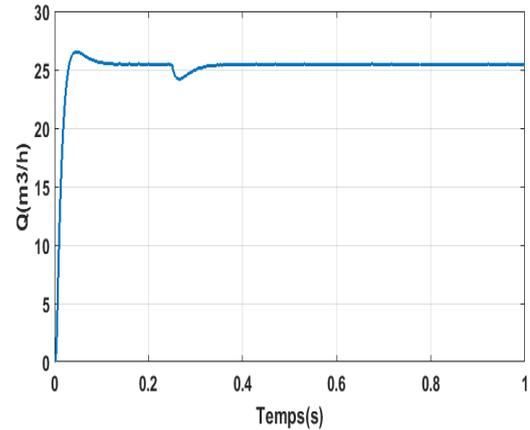


Figure III.37 : Débit de la pompe

### III.7 Conclusion :

Une stratégie de contrôle d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance en mode isolé à vitesse variable basée sur la GSAP alimentant le moteur synchrone à aimants permanents pour le système de pompage d'eau a été présentée dans ce chapitre. Trois techniques de commande, basées sur le régulateur PI ont été effectuées pour chaque partie de la chaîne de conversion y compris le contrôle de la vitesse de la génératrice, la tension du bus continu et la régulation de la vitesse du moteur (côté charge). La stratégie de la commande utilisée est robuste pour certains paramètres tels que la vitesse du générateur, la tension du bus continu et la vitesse du moteur.

Sachant que les correcteurs classiques sont dimensionnés à partir des paramètres de la machine; si ces derniers varient dans une large plage de fonctionnement, les performances sont détériorées. Alors il est préférable de voir d'autres techniques de réglage robuste; entre autres, la commande adaptative à modèle de référence qui sera le sujet du chapitre suivant.

# Chapitre IV : Commande adaptative à modèle de référence côté charge

## Sommaire

---

<b>IV.1. Introduction</b>	<b>107</b>
<b>IV.2. Optimisation des méthodes du MRAC.</b>	<b>109</b>
<b>IV.3. Méthode basée sur la stabilité approche de Lyapunov</b>	<b>111</b>
<b>IV.4. Approche de l'hyperstabilité</b>	<b>115</b>
<b>IV.5. Application de la commande adaptative .</b>	<b>119</b>
<b>IV.5.1. Commande adaptative à modèle de référence simplifié</b>	<b>120</b>
<b>IV.5.2. Résultats de simulation</b>	<b>122</b>
<b>IV.6. Conclusion</b>	<b>126</b>

---

## IV.1 Introduction

Dans le domaine des entraînements à vitesse variable, la commande vectorielle est insuffisante pour satisfaire les performances exigées. Elle est sujet à une détérioration des performances en présence des perturbations structurelles et environnementales, dues par exemple, à une augmentation de température, variation de l'inertie et du couple de charge et autres. Ces perturbations entraînent une perte de découplage d'où la détérioration des performances de la machine. Alors il est nécessaire de recourir à d'autres commandes, dans notre cas, c'est la commande adaptative.

Comme son nom l'indique, on parle de commande adaptative lorsque certains paramètres d'un système sont réadaptés au cours du temps. Cette adaptation est souhaitable pour deux raisons principales :

- ✓ soit pour affiner, au cours du temps, le réglage initial du système de commande;
- ✓ soit pour tenir compte des variations des paramètres du système à commander.

Parmi plusieurs stratégies de commande, la commande adaptative à modèle de référence (MRAC) joue un rôle très important et devient l'objet de diverses investigations. Le premier article concernant les systèmes adaptatifs avec modèle de référence a été publié en 1958 par M.P. Whitaker, J. Yamron et A. Keser [116]. Depuis, plusieurs recherches ont été développées pour aboutir à diverses structures de systèmes adaptatifs à modèle de référence. Ces derniers sont utilisés dans de larges domaines pour résoudre une variété importante de problèmes rencontrés en commande, identification et estimation d'état. Le caractère dual de ces techniques permet l'utilisation suivant la structure spécifiée dans différentes applications. L'intérêt suscité par la commande adaptative à modèle de référence, par rapport aux systèmes de réglage classique, comprend certains avantages :

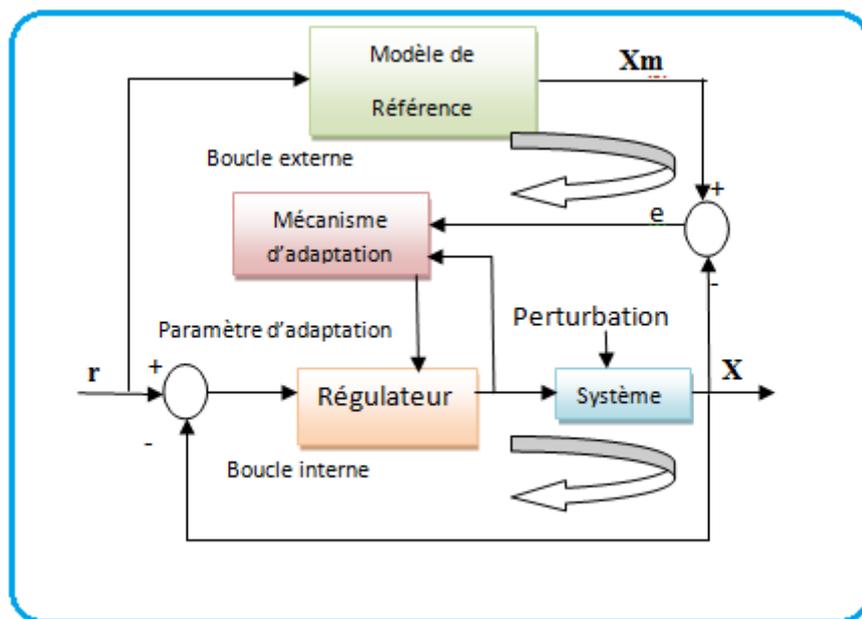
- ✓ elle assure la stabilité et la qualité de commande pour des limites assez grandes de variation des caractéristiques du système à commander;
- ✓ elle est simple à réaliser. Par conséquent, la fiabilité de ces systèmes est relativement élevée par rapport aux systèmes classiques.

Pour concevoir cette commande MRAC, il faut que le modèle de référence soit un modèle du système linéaire, invariant dans le temps. Elle est basée essentiellement sur l'emploi du modèle de référence afin de désigner la performance désirée du système. La fonction du contrôleur consiste à éliminer toutes les divergences entre la réponse du

modèle et celle du système pour n'importe quelle entrée et dans n'importe quelle condition.

L'approche du MRAC comme illustré par la figure IV.1 [117, 118], peut être posée de deux manières. Si nous considérons que tous les paramètres du système sont accessibles, nous pouvons réaliser une loi de commande dont les paramètres sont directement ajustés. Ceci n'est pas toujours réalisable dans la pratique. On a uniquement accès aux entrées du système si les gains du contrôleur sont ajustés. On aura une adaptation indirecte des paramètres.

Si un signal de contrôle est injecté comme signal d'entrée (ou comme une entrée de signal additionnelle) nous aurons un signal de synthèse à partir de l'adaptation.



**Figure IV.1 :** Schéma de commande adaptative à modèle de référence

Dans ce chapitre, nous allons décrire les méthodes développées de la commande adaptative à modèle de référence. Nous citons :

- 1- méthodes basées sur l'optimisation ;
- 2- méthodes basées sur la stabilité de Lyapunov;
- 3- méthode de l'hyperstabilité

## IV.2 Optimisation des méthodes du MRAC

Ces méthodes consistent en une recherche rapide pour minimiser la fonction erreur entre le système à commander et le modèle de référence. L'exemple connu pour cette approche est appelé en littérature la règle du MIT [119,120,121] qui utilise une intégrale pour le carré de l'erreur de sortie

$$J(\theta') = \frac{e^2}{2} \quad (\text{IV-1})$$

Avec :  $\theta'$  c'est le vecteur des paramètres à ajuster.

Par conséquent, pour que  $J$  soit petit, il est raisonnable de changer les paramètres dans le sens négatif du gradient de  $J$  [121,122].

La sélection de cette loi de commande adaptative particulière n'est pas basée sur le concept de stabilité, mais à travers des fonctions appropriées de sensibilité. La seule différence qui existe entre la méthode de la règle du MIT et les dernières méthodes MRAC basées sur la stabilité est que la loi adaptative peut être le produit de l'erreur par l'état du modèle de référence. Pour plus de clarté, prenons un exemple d'un système du premier ordre représenté par la figure IV.2.

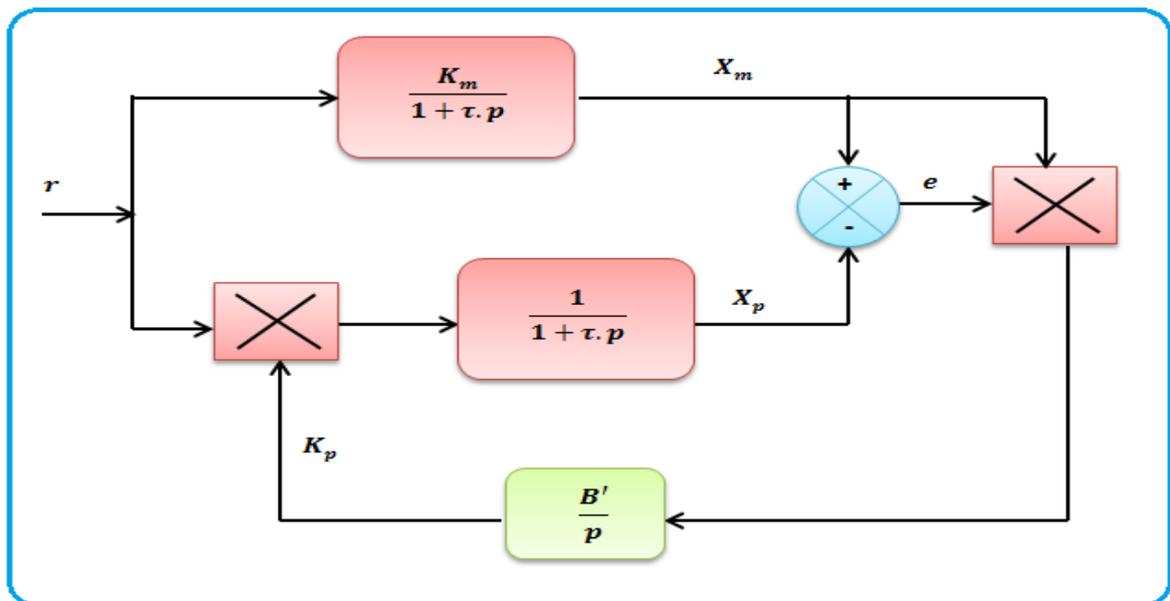


Figure IV.2 : Structure d'une commande basée sur l'optimisation

Le système est décrit par l'équation :

$$\frac{X_p}{r} = \frac{K_p}{1 + \tau.p} \quad (\text{IV-2})$$

Avec :  $\theta' = K_p$ .

Le modèle de référence est défini par :

$$\frac{X_m}{r} = \frac{K_m}{1 + \tau.p} \quad (\text{IV-3})$$

Supposons que nous allons minimiser l'erreur ( $e = X_m - X_p$ ), alors nous formons la fonction de sensibilité suivante [121]:

$$\frac{\delta e}{\delta K_p} = -\frac{\delta X_p}{\delta K_p} \quad (\text{IV-4})$$

La règle de MIT est donnée par :

$$\dot{K}_p = -B \left[ \frac{\delta e}{\delta K_p} \right] e \quad (\text{IV-5})$$

avec  $B$  une constante positive.

En partant de l'équation suivante :

$$\frac{\delta e}{\delta K_p} = -\frac{r}{1 + \tau.p} \quad (\text{IV-6})$$

La loi adaptative  $K_p$  devient :

$$\dot{K}_p = B' X_m e \quad (\text{IV-7})$$

avec :  $B' = \frac{B}{K_m}$

La loi adaptative apparaît très simple. Cependant, l'analyse des systèmes d'ordre supérieur est difficile et consiste en une réponse rapide autour de la stabilité de l'erreur qui est logiquement impossible. Cette loi de commande ne produit pas un système stable pour tous les signaux d'entrée particulièrement pour les entrées sinusoïdales [123]. Une autre limitation de cette loi adaptative est que la différence initiale entre les paramètres du modèle de référence et ceux du système ajusté est supposée être très petite; chose qui a

motivé les chercheurs à s'orienter vers le développement de lois adaptatives basées sur le principe de la stabilité.

### IV.3 Méthode basée sur la stabilité approche de Lyapunov

Nous avons vu que les méthodes adaptatives basées sur les techniques d'optimisation donnent seulement des stratégies de contrôle localement stables. Le problème de stabilité mène plusieurs recherches en 1960 à considérer la synthèse des contrôleurs adaptatifs en utilisant la théorie de la stabilité et en particulier la seconde méthode de Lyapunov [124].

L'approche de Lyapunov offre les propriétés de stabilité globale pour n'importe quelle restriction, soit sur les conditions initiales des erreurs, soit sur la nature des entrées de référence utilisées. Cependant, l'inconvénient de cette approche est la nécessité de trouver une fonction de Lyapunov appropriée. La méthode de Lyapunov est appliquée pour la synthèse d'une commande adaptative à modèle de référence [123]. Nous considérons l'exemple précédent (figure IV.2). La fonction de Lyapunov est donnée par:

$$V = e^2 + \beta X^2 \quad (\text{IV-8})$$

Où  $\beta$  est une constante positive,  $X = K_m - K_p$  et  $e = X_m - X_p$

On a donc :

$$\frac{dV}{dt} = 2e\dot{e} + 2\beta X \dot{X} = 2e \left( -\frac{e}{\tau} + \frac{1}{\tau} r \right) + 2\beta X \dot{X} \quad (\text{IV-9})$$

Si les conditions suivantes sont satisfaites :

$$\beta \dot{X} = -\frac{e}{\tau} r \quad (\text{IV-10})$$

$$K_p = -\frac{1}{\tau \beta} e r \quad (\text{IV-11})$$

Alors  $V$  est négative et assure une convergence globalement asymptotique de l'erreur  $e$  vers 0 quand  $t$  tend vers l'infini. Les recherches de Lyapunov ont rapidement évolué. Ainsi des extensions du concept de base sont apparues. Les lois adaptatives sont classées comme suit : modification de l'entrée et synthèse de la boucle de retour «input modification and feed-back synthesis». Pour examiner ces deux méthodes, on est obligé d'établir une représentation du système et du modèle de référence.

Le système est décrit par :

$$\dot{X} = A.X + B.u \quad (\text{IV-12})$$

où :  $X \in R^n, u \in R^m$

Le modèle de référence est décrit par :

$$\dot{X}_m = A_m.X_m + B_m.r \quad (\text{IV-13})$$

Avec :  $X_m \in R^n, r \in R^m$

$A_m$  est une matrice d'Hurwitz (ses valeurs propres sont a parties réelle négative).

Le vecteur erreur ( $X_e = X_m - X$ ) peut être formulée comme suit [118] :

$$\dot{X}_e = A_m.X_e + W \quad (\text{IV-14})$$

Avec :

$$W = (A_m - A).X + B_m.r - B.u \quad (\text{IV-15})$$

Une forme générale de l'équation (IV-8) est donnée par la fonction de Lyapunov comme suit :

$$V = X_e^{tr}.P.X_e + h(\Phi, \Psi) \quad (\text{IV-16})$$

La dérivée de l'équation (IV-16) donne :

$$\dot{V} = -X_e^{tr}.Q.X_e + 2.X_e^{tr}.PW + \dot{h} \quad (\text{IV-17})$$

Avec :  $Q = -(A_m^{tr}.P + P.A_m)$  une matrice symétrique, définie positive [125,126].

La modification de l'entrée n'impose pas une variation des paramètres des matrices  $\Phi$  et  $\Psi$  tel que  $\dot{h} = 0$ , mais modifie directement  $u$  tel que :

$$X_e^{tr}.PW < 0 \quad \text{alors} \quad (A_m - A) \neq 0$$

$$X_e^{tr}.PW = 0 \quad \text{quand} \quad A_m = A$$

L'inégalité ne peut être satisfaite, à l'exception du cas spécial dépendant de la structure du système, si les matrices  $A$  et  $A_m$  sont de la forme canonique suivante :

$$B = [0 \quad \dots \quad 0 \quad b_p]^T \quad \text{avec } (b_p > 0) \quad (IV-18)$$

Et  $u$  devient un scalaire, alors il existe une solution :

$$X_e^{tr} . P W = X_e^{tr} . P_n W_n \quad (IV-19)$$

Avec  $P_n$  est la nième colonne de la matrice  $P$  et  $W_n$  est le dernier élément du vecteur  $W$ . Pour assurer que  $X_e^{tr} . P W$  est négative, il faut que :

$$b_p . u \geq \max [ (A_m - A) X + B_m . r ] \text{sign} (X_e^t . P_n) \quad (IV-20)$$

Où :  $[ (A_m - A) X + B_m . r ]$  est le dernier élément du vecteur  $(A_m - A) X + B_m . r$

En conclusion, les techniques de modification de l'entrée sont généralement limitées aux systèmes à paramètres de faible variation.

Ainsi les matrices  $(A_m - A)$  et  $B$  sont supposées bien connues.

Pour la méthode de la synthèse de la boucle de retour (feed-back synthesis), on utilise la forme complète de l'équation de Lyapunov (IV-16).

Avec :

$$h(F, \Psi) = \sum_{i=1}^n \Phi_i^{tr} . \Phi_i + \sum_{i=1}^n \Psi_i^{tr} . \Psi_i \quad (IV-21)$$

L'équation (IV-17) devient :

$$\dot{V} = -X_e^{tr} . Q . X_e - 2 . X_e^{tr} . P . W + 2 \sum_{i=1}^n \Phi_i^{tr} . \Phi_i + \sum_{i=1}^n \Psi_i^{tr} . \Psi_i \quad (IV-22)$$

L'objectif de cette technique est d'éliminer les trois derniers termes de l'équation (IV-22).

$$\text{On obtien: } \dot{V} = -X_e^{tr} . Q . X_e \quad (IV-23)$$

Dans l'adaptation directe, les paramètres du système doivent être ajustés directement :

$$W = \Phi . X + \Psi . r \quad (IV-24)$$

$$\Phi = A_m - A, \quad \Psi = B_m - B \quad \text{et } u = r \quad (IV-25)$$

L'équation (IV-23) est satisfaite si :

$$\dot{\Phi}_i = -X^tr . P_i . X \quad (i=1,n) \quad (IV-26)$$

$$\dot{\Psi}_i = -X_e^tr . P_i . r \quad (i=1,n)$$

Dans le cas de l'adaptation indirecte où nous n'avons pas accès aux paramètres du système, on doit utiliser une entrée de contrôle u.

Pour illustrer cette idée, on va présenter l'exemple suivant :

$$b_p . u = b_p [\Phi . X + \Psi . r] = b_p [K_p^{tr} - K_p(0)]X + b_p [K_r^{tr} - K_r(0)]r \quad (IV-27)$$

A partir de l'équation (IV-26), on peut exprimer les gains de contrôle par :

$$\begin{cases} \dot{K}_p = b_p . X_e^tr . P_n . X^tr \\ \dot{K}_r = b_p . X_e^tr . P_n . r^tr \end{cases} \quad (IV-28)$$

Le système est modélisé comme un système invariant avec la paire entrée-sortie (u, y) :

$$\begin{cases} \dot{X} = A . X + B . u \\ y = h^tr . X \end{cases} \quad (IV-29)$$

La fonction de transfert du système est :

$$W_p(p) = h^tr [pI - A]^{-1} B = K_p . \frac{Z_p(p)}{R_p(p)} \quad (IV-30)$$

où :  $R_p(p)$  est un polynôme de degré  $n$  et  $Z_p(p)$  un polynôme de d'Hurwitz de degré  $m$  avec,  $m < n - 1$  et le signe de  $K_p$  est connu.

Similairement, le modèle de référence est défini par :

$$\begin{cases} \dot{X}_m = A_m . X_m + B_m . r \\ y_m = h_m^tr . X_m \end{cases} \quad (IV-31)$$

Avec la fonction de transfert du modèle :

$$W_m(p) = K_m . \frac{Z_m(p)}{R_m(p)} \quad (IV-32)$$

$W_m(p)$  doit être réelle strictement positive. Le contrôleur adaptatif possède la structure suivante :

$$\begin{cases} \dot{V}^{(1)} = \Lambda.V^{(1)} + b_f.u \\ \dot{V}^{(2)} = \Lambda.V^{(2)} + b_f.y \end{cases} \quad (IV-33)$$

Avec  $\Lambda$  une  $(n-1) \times (n-1)$  matrice d'Hurwitz ,

$$c^{tr} = [c_1 \quad c_2 \quad \dots \quad c_{n-1}] \text{ et } d^{tr} = [d_1 \quad d_2 \quad \dots \quad d_{n-1}] \quad (IV-34)$$

Les seconds paramètres ajustés sont obtenus dans le vecteur des paramètres :

$$\theta^{tr} = [c_0 \quad c_1 \quad \dots \quad c_{n-1} \quad d_0 \quad d_1 \quad \dots \quad d_{n-1}] \quad (IV-35)$$

Le deuxième vecteur signal  $W$  est défini comme suit :

$$W^{tr} = \left[ r, \quad y, \quad V^{(1)tr}, \quad V^{(2)tr} \right] \quad (IV-36)$$

La variable de contrôle  $u$  est définie par :

$$u = \theta^{tr} . W \quad (IV-37)$$

La loi adaptative est donnée par :

$$\dot{\theta} = G.e_1.W \quad (IV-38)$$

où  $e_1 = y - y_m$  et  $G$  une constante positive.

#### IV.4 Approche de l'hyperstabilité

Le concept de l'hyperstabilité consiste en un système de contrôle pouvant être représenté sous la forme standard de la figure IV.3:

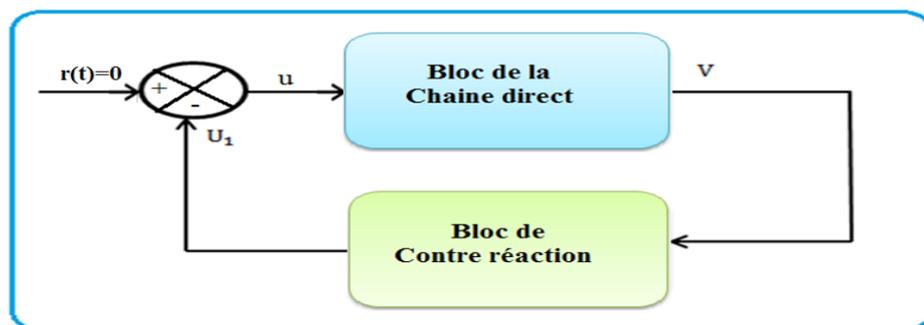


Figure IV.3 : Schéma d'une commande basée sur la théorie de l'hyperstabilité

Le bloc de contre réaction est non linéaire et satisfait la relation entrée-sortie «Inégalité de Popov» de la forme [127, 128].

$$\int_0^T \mathbf{V}^T \cdot \mathbf{u}_1 dt \geq -c_0^2 \text{ pour tout } T \geq 0 \quad (\text{IV-39})$$

où  $c^2$  est une constante positive indépendante de  $T$ .

Le bloc de la chaîne directe est supposé être linéaire, il est décrit par l'équation suivante :

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{X}} = \mathbf{A}(t) \cdot \mathbf{X} + \mathbf{B}(t) \cdot \mathbf{u} \\ \mathbf{V} = \mathbf{C}(t) \cdot \mathbf{X} + \mathbf{D}(t) \cdot \mathbf{u} \end{cases} \quad (\text{IV-40})$$

Si le bloc de contre réaction satisfait l'inégalité (IV-39), alors les propriétés de la stabilité de  $\mathbf{X}$  sont entièrement dépendantes des conditions de la fonction de transfert  $G(p)$  du bloc de la chaîne directe [129].

$$G(p) = \mathbf{D}(p) + \mathbf{C}(p) [\mathbf{pI} - \mathbf{A}(p)]^{-1} \mathbf{B}(p) \quad (\text{IV-41})$$

A partir des résultats de la théorie de l'hyperstabilité, le point équilibré  $\mathbf{X}=0$  est asymptotiquement hyperstable ou globalement asymptotiquement stable si la fonction de transfert  $G(p)$  est réelle strictement positive. Similairement, le point équilibré  $\mathbf{X}=0$  est hyperstable ou globalement stable si la fonction de transfert  $G(p)$  est réelle positive. Les étapes pour désigner le système MRAC sont données par Landau comme suit [130]:

### Etape 1 :

Transformer un système MRAC en un système de chaîne de retour standard équivalent composé de deux blocs figure IV.3.

### Etape 2 :

Chercher les solutions qui appartiennent aux lois d'adaptation et apparaissent dans la voie de la boucle de retour dans le système équivalent tel que l'inégalité de Popov sera satisfaite.

### Etape 3 :

Chercher des solutions qui apparaissent dans la voie "chaîne directe" telle que celle-ci sera représentée par une fonction de transfert réelle positive. Ceci assure une stabilité

globale du système. Pour illustrer cette méthode, nous considérons la démonstration d'une loi de commande adaptative du suivi du modèle.

Considérons le système décrit par l'équation d'état suivante :

$$\dot{X} = A.X+B.u \tag{IV-42}$$

Avec  $A \in \mathbb{R}^{n,n}$  et  $B \in \mathbb{R}^{n,p}$  ( $p \leq n$ )

Le modèle de référence est défini par :

$$\dot{X}_m = A_m.X_m + B_m.r \tag{IV-43}$$

avec  $A_m \in \mathbb{R}^{n,n}$  et  $B_m \in \mathbb{R}^{n,p}$

Considérons la loi de commande de suivi du modèle linéaire LMFC [131,132].

$$u = -K_p.X + K_m.X_m + K_r.r \tag{IV-44}$$

Si nous définissons le vecteur erreur  $e$  comme étant  $e = X_m - X$ , alors l'erreur dynamique devient :

$$\dot{e} = (A_m - BK_m)e + [A_m - A + B(K_p - K_m)]X + (B_m - BK_r)r \tag{IV-45}$$

L'erreur est asymptotiquement stable si les conditions suivantes sont satisfaites :

La matrice  $A_m - BK_m$  est une matrice d'Hurwitz ; les matrices  $K_p$ ,  $K_r$  et  $K_m$  doivent satisfaire les conditions suivantes :

$$\begin{cases} K_m - K_p = B^+ (A_m - A) \\ K_r = B^+ . B_m \\ B^+ = (B^t . B)^{-1} . B^{tr} \end{cases} \tag{IV-46}$$

D'ailleurs, les matrices  $K_p$ ,  $K_r$  et  $K_m$  existent si les conditions du suivi parfait du modèle (condition d'Erzberger) sont satisfaites :

$$\begin{cases} (I - B.B^+) (A_m - A) = 0 \\ (I - B.B^+) B_m = 0 \end{cases} \tag{IV-47}$$

Cependant, pour la synthèse des matrices  $K_p$ ,  $K_r$  et  $K_m$ , la connaissance des paramètres du système est exigée. Ceci a motivé Landau à développer un contrôleur

adaptatif à suivi du modèle AMFC pour éliminer les effets d'incertitudes et la variation des paramètres du système. La technique AMFC consiste à ajouter un signal additionnel au signal existant de la stratégie LMFC. L'entrée de commande  $u$  est donnée par [132] :

$$u = u_1 + u_2 \quad (IV-48)$$

$$\begin{cases} u_1 = -K_p \cdot X + K_m \cdot X_m + K_r \cdot r \\ u_2 = K_p(e, t)X + K_r(e, t).r \end{cases} \quad (IV-49)$$

Dans ce cas, l'erreur dynamique  $e$  est telle que :

$$\dot{e} = (A_m - B \cdot K_m) \cdot e - B W_1 \quad (IV-50)$$

Avec :

$$W_1 = K_p(e, t) \cdot X + K_r(e, r) \cdot r \quad (IV-51)$$

Le compensateur linéaire  $C_e$  est défini par :

$$C_e = B^T \cdot P \quad (IV-52)$$

où  $P$  est la solution de l'équation de Lyapunov :

$$(A_m - B \cdot K_m)^T \cdot P + P(A_m - B \cdot K_m) = -Q \quad (IV-53)$$

Avec :

$$P > 0 \text{ et } Q > 0$$

Par conséquent, en partant du système suivant :

$$\begin{cases} \dot{e} = (A_m - B \cdot K_m)e - B W_1 \\ y_e = C_e e \\ W_1 = K_p(e, t) \cdot X + K_r(r, t) \cdot r \end{cases} \quad (IV-54)$$

Tel que la matrice de transfert directe (réelle positive) est :

$$C_e [pI - A_m + B \cdot K_m]^{-1} \cdot B \quad (IV-55)$$

En appliquant le critère de Popov sur le bloc de contre réaction à  $y_e$  comme entrée et  $W_1$  comme sortie, nous obtenons les lois adaptatives suivantes :

✓ Adaptation intégrale

$$\begin{cases} K_p(e,t) = \int_0^t \alpha \cdot y_e \cdot X^{tr} \cdot d\tau \\ K_r(e,t) = \int_0^t \alpha \cdot y_e \cdot X^{tr} \cdot d\tau \end{cases} \quad (IV-56)$$

$\alpha$  est une constante positive

✓ Adaptation proportionnelle-intégrale

$$\begin{cases} K_p(e,t) = \int_0^t \alpha \cdot y_e \cdot X^{tr} \cdot d\tau + \beta \cdot y_e \cdot X^{tr} \\ K_r(e,t) = \int_0^t \alpha \cdot y_e \cdot r^{tr} \cdot d\tau + \beta \cdot y_e \cdot r^{tr} \end{cases} \quad (IV-57)$$

$\beta$  est une constante positive

✓ Adaptation intégrale amplifiée

$$\begin{cases} K_p(e,t) = \int_0^t \alpha \cdot y_e \cdot X^{tr} \cdot d\tau + \text{sign}(y_e) \cdot X^{tr} \\ K_r(e,t) = \int_0^t \alpha \cdot y_e \cdot r^{tr} \cdot d\tau + \text{sign}(y_e) \cdot r^{tr} \end{cases} \quad (IV-58)$$

Où "sign" représente la fonction signe.

Comme mentionné dans [123], dans diverses situations adaptatives l'approche de l'hyperstabilité peut être plus facile à appliquer que la méthode de Lyapunov.

#### IV.5 Application de la commande adaptative :

Avant d'aborder la simulation numérique proprement dite, nous présentons une commande adaptative à modèle de référence basée sur un contrôle vectoriel appliqué à une machine synchrone à aimants permanents (MSAP) destiné pour le pompage d'eau. Cette étude est menée en exploitant la théorie de l'hyperstabilité. La commande adaptative est conçue pour la boucle de la vitesse. Ainsi, pour le calcul de la loi de commande, nous introduisons des régulateurs à gains adaptatifs variables. Nous verrons qu'en utilisant ces



$$i_{dref} = 0 \tag{IV-62}$$

$$i_{qref} = \frac{u}{1.5.p.\lambda_m} \tag{IV-63}$$

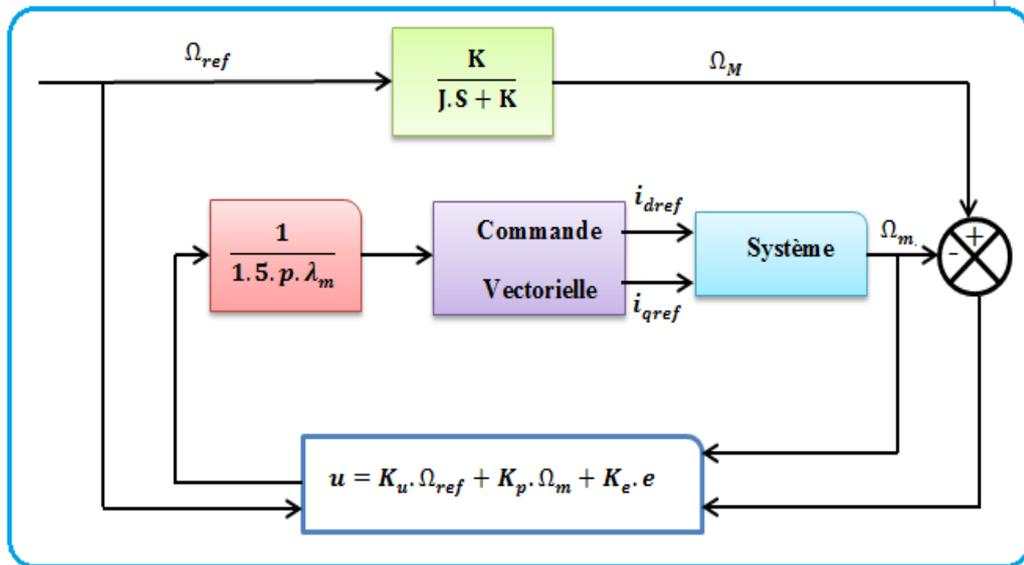


Figure IV.5 : Commande adaptative à modèle de référence simplifié

La loi de commande  $u$  est donnée par [135, 136] :

$$u = C_{ref} = K_u \cdot \Omega_{ref} + K_p \cdot \Omega_m + K_e \cdot e \tag{IV-64}$$

Avec  $K_u$  et  $K_p$  donnés par:

$$K_p(e, t) = \int_0^t \alpha \cdot y_e \cdot \Omega_m^t dt + \beta \cdot y_e \cdot \Omega_m^t \tag{IV-65}$$

$$K_u(e, t) = \int_0^t \alpha \cdot y_e \cdot \Omega_{ref}^t dt + \beta \cdot y_e \cdot \Omega_{ref}^t \tag{IV-66}$$

Avec  $K_e$  : une grandeur heuristique

A noter que les gains utilisés dans le cas de la commande vectorielle sont constants et dépendant uniquement des paramètres de la machine étudiée. Par contre, en commande adaptative ses gains ne seront plus fonction des paramètres de la machine, mais auront une forme générale qui peut être utilisée pour toutes les machines dont les paramètres  $\alpha$  et  $\beta$



démarre avec une charge. Le courant direct  $i_d$  étant maintenu à la valeur nulle par sa référence  $i_{d\text{ref}} = 0$ . Lorsque le régime est établi, nous appliquons une charge supplémentaire à l'instant 0.5s; nous observons la réaction du système. L'allure de la vitesse est obtenue avec un léger dépassement au démarrage et lorsqu'on augmente le couple résistant, elle n'est pas affectée par cette perturbation ce qui dénoté d'un bon suivi .

Les résultats montrent que le courant  $i_d$  en régime permanent reste constant et n'est pas affecté par la variation de la charge ; tandis que la composante en quadrature  $i_q$  est l'image du couple électromagnétique, ce qui valide le découplage entre le couple et le flux. On remarque que la perturbation n'influe pas sur les réponses de débit et la puissance hydraulique D'une façon globale, nous constatons que la plupart des variables suivent l'évolution du vent.

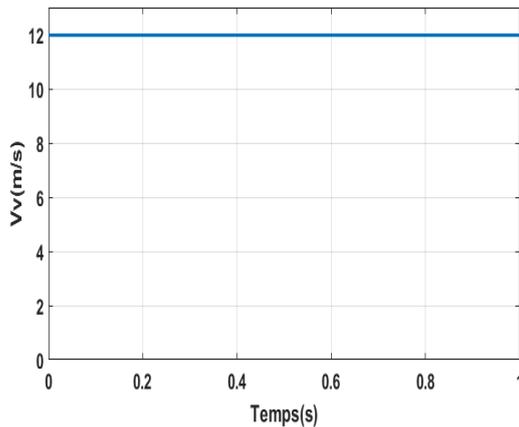


Figure IV.7: Profil du vent

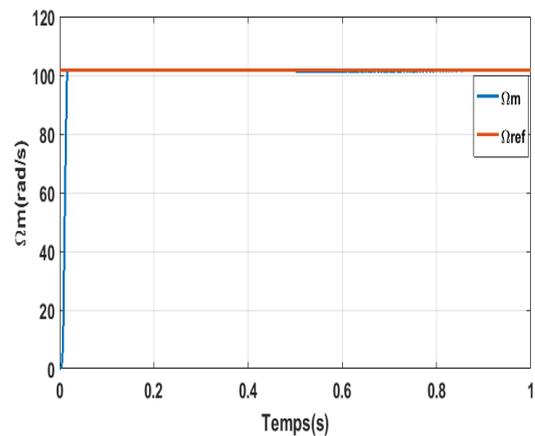


Figure IV.8: Résultat de contrôle de la vitesse de la MSAP

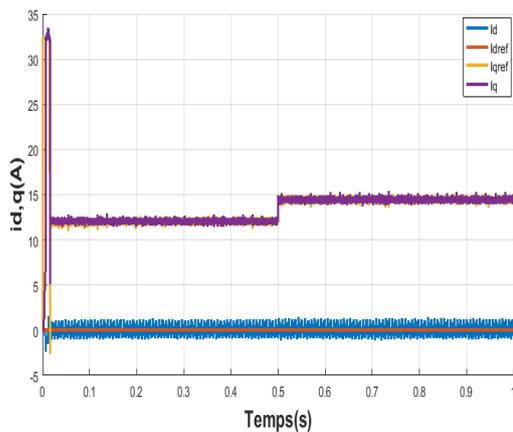


Figure IV.9: Courants dans le repère dq de la MSAP

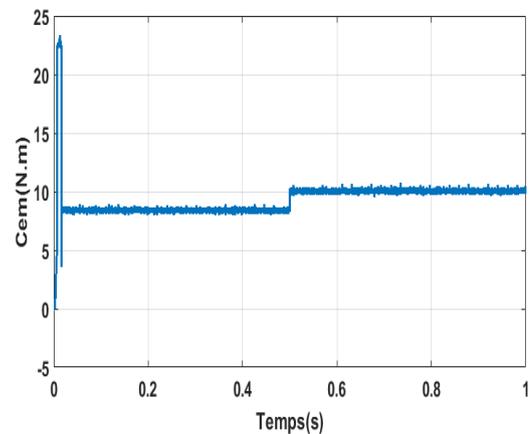


Figure IV.10: Couple électromagnétique

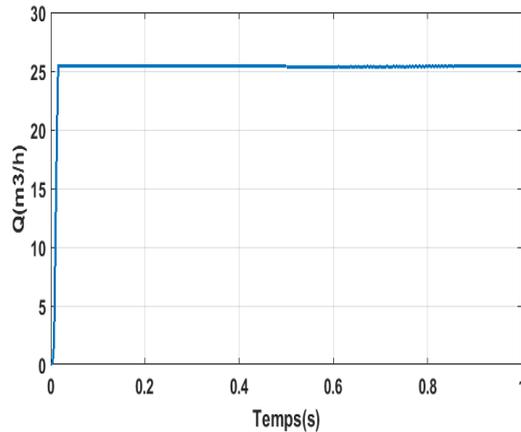


Figure IV.11: Débit de la pompe

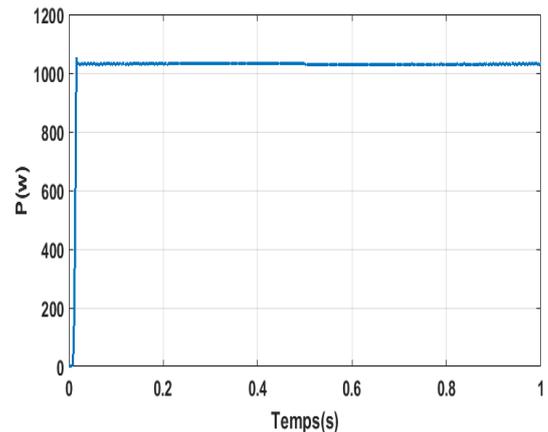


Figure IV.12: Puissance hydraulique

Dans cette partie, nous présentons une analyse comparative des différentes commandes utilisées (PI et adaptative) pour l'asservissement de vitesse dans les mêmes conditions de fonctionnement (consigne, charge).

On s'intéresse à la rapidité des réponses, ainsi qu'à la précision et la robustesse vis à vis de la variation de la charge.

Lors de la variation de la charge, on remarque que dans le cas d'un régulateur adaptative, la réponse de la vitesse est meilleure par rapport à celle obtenue par le régulateurs PI car on observe que l'erreur sur la vitesse provoquée par la perturbation de la charge est très importante. La vitesse rejoint sa référence après une déformation pour ce dernier. A noter que le régulateur adaptatif permet une meilleure dynamique que le régulateur PI. Ce qui confirme la supériorité de la commande adaptative figure IV.13-a.

Ainsi d'après les figures (IV.13-a-b), on constate que les réponses du débit et de la puissance hydraulique sont meilleurs par rapport à celles obtenues par le régulateur PI. Ils ne sont pas affecté par la perturbation.

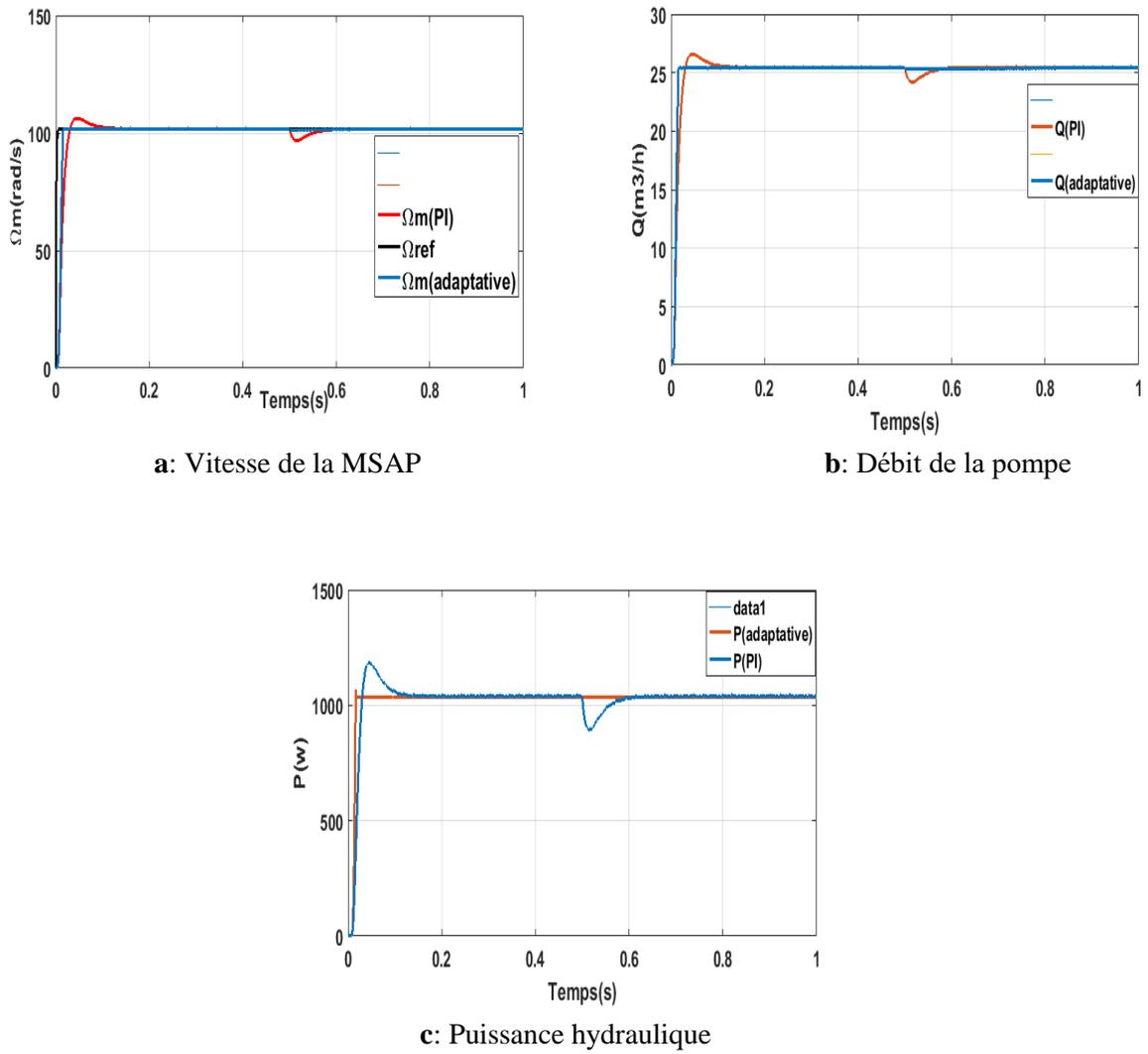


Figure IV.13: Comparaison entre la commande adaptative et vectorielle

	Temps de montée	Temps de réponse	Dépassement
<b>PI</b>	0.0158	0.5473	4.4759
<b>Commande adaptative</b>	0.0072	0.0155	0.4827

Tableau IV.1 : comparaison entre la commande adaptative et la commande vectorielle classique(PI)

Afin de comparer les performances des deux commandes le tableau ci-dessus a été établi. Il montre la supériorité de la commande adaptative suivant les temps de montée, de réponse, ainsi que le dépassement.

#### IV.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une commande adaptative à modèle de référence basée sur le même choix du courant  $i_d$  ( $i_d = 0$ ) que la commande vectorielle appliquée à la MSAP. Nous avons défini la méthodologie de conception nécessaire pour cette commande pour l'asservissement en vitesse. La contribution proposée est l'introduction des gains adaptatifs variables pour le calcul de la loi de commande, ce qui permettra d'augmenter les performances du système. Nous avons remarqué, à travers les résultats de simulation, que la réponse du système et celle du modèle sont en bonne concordance. Aussi, nous avons présenté une comparaison entre les commandes adaptative et vectorielle. On remarque alors à travers les résultats de simulation que le contrôle adaptatif est plus robuste, vis-à-vis des perturbations par rapport au contrôle vectoriel.

Enfin, malgré les perturbations externes, la commande adaptative maintient les performances désirées.

## *Conclusion Générale*

Les travaux présentés dans cette thèse concernent l'étude et la modélisation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents, fonctionnant à vitesse variable, en mode isolé destiné pour le pompage d'eau, cette application à des fins agricoles ouvre un nouvel horizon dans le domaine des énergies renouvelables. Ainsi l'installation d'une machine éolienne peut être équivalente à un mini barrage hydraulique qui est très coûteux pour sa réalisation.

Un état de l'art a été effectué sur les chaînes de conversion de l'énergie éolienne, l'évaluation des potentialités des éléments de la structure et la proposition de solutions aux contraintes imposées aux aérogénérateurs en termes de qualité de l'énergie électrique. Comme nous avons présenté quelques chaînes de conversion d'énergie éolienne en énergie électrique connectées au réseau puis les chaînes exploitées dans les stations isolées et autonomes. Enfin, nous avons retenu le système utilisant la machine synchrone à aimant permanent pour effectuer son étude dans le cas d'un système éolien de petite puissance puisqu'elle apporte une solution intéressante pour l'utilisation des énergies renouvelables. Cette machine présente plusieurs avantages par rapport aux machines classiques notamment une durée de vie importante, un rendement élevé, une maintenance réduite, une fiabilité élevée et une bonne robustesse.

Les modèles, de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne avec tous ses éléments (vent, turbine, GSAP, redresseur, bus continu, onduleur, MSAP et pompe centrifuge), en modes de fonctionnement isolé ont été présentés. Cette modélisation permettant d'expliquer la conversion d'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ensuite, une modélisation de GSAP dans les repères (naturel et Park) a été réalisée, cette dernière a été validée par simulation sous Matlab Simulink dans deux conditions à vide et en charge, où la GSAP alimente une charge séparée. Enfin, une modélisation a été élaborée dans la partie de convertisseur bidirectionnel de puissance, suivi par une simulation de cette dernière on appliquant la commande MLI. Les résultats de simulation de chaque partie montrent l'efficacité de la modélisation réalisée et par conséquent prépare le chemin pour appliquer les différentes techniques de commandes du système globale.

Pour la régulation de la vitesse mécanique, après l'étude aérodynamique de la pale, des stratégies de commande, à l'aide de régulateurs PI, de manière à maintenir le coefficient de puissance à une valeur optimal quelques soient les variations du vent, ont été établies. On note que dans ce dernier cas, la modélisation et la simulation du système de conversion éolienne ont été effectuées dans la deuxième zone de fonctionnement. Dans cette zone, la commande consiste à maximiser le rendement énergétique par l'introduction de l'algorithme (MPPT). On joue donc sur le rendement.

Le contrôle du système éolien s'effectue via deux convertisseurs statiques triphasés situés entre le bobinage statorique de la GSAP et la charge électrique. La gestion appropriée de ces deux convertisseurs s'avère très intéressante, lorsque l'un ou l'autre est contrôlé différemment. L'architecture des stratégies de commande mises en œuvre agissant sur l'interface de l'électronique de puissance, permet d'atteindre plusieurs objectifs.

Trois techniques de contrôles, de la vitesse de la génératrice, la tension du bus continu et la régulation de la vitesse du moteur synchrone par deux commandes ; l'une vectorielle et l'autre adaptative, ont été effectuées pour optimiser la puissance hydraulique ou la vitesse de référence du moteur est en fonction de la vitesse du vent.

Les résultats des simulations, développées sous environnement MATLAB/Simulink sont réalisées à partir des systèmes proposés, montrent clairement la validité des modèles choisis et les performances des stratégies de contrôle proposées.

Les résultats de simulations obtenus justifient pleinement le choix de la stratégie de la commande adaptative basée sur la théorie de l'hyperstabilité de Popov appliquée au convertisseur côté charge. Elle est plus performante que les méthodes traditionnelles (commande vectorielle). La technique de contrôle adaptatif semble être bien adaptée pour les systèmes de production des énergies éoliennes en mode isolé pour le pompage d'eau.

L'ensemble de ces travaux peut être poursuivi et complété par d'autres recherches pouvant contribuer à l'enrichissement de l'ensemble du système de production de l'énergie éolienne.

Dans ce cadre, plusieurs perspectives peuvent être évoquées :

- ✓ La validation expérimentale des structures proposées dans notre étude ;
- ✓ La validation expérimentale des stratégies de contrôles développés dans notre étude ;

- ✓ L'utilisation d'autres convertisseurs statiques de niveaux supérieurs tels que trois et cinq niveaux dans une chaîne de conversion éolienne ;
- ✓ L'intégration d'un système de stockage pour l'amélioration des performances du système éolien ;
- ✓ L'établissement d'un modèle de la GSAP prenant notamment en compte la saturation magnétique ;
- ✓ Le développement de nouveaux stratégies du contrôle pour le système éolien ;
- ✓ Implémenter d'autres commandes robustes et en faire une comparaison ;
- ✓ Faire une étude sur les stratégies de commande de cette chaîne pour les zones de fonctionnement qui ne sont pas traitées dans ce travail de thèse, ce qui permet d'augmenter la plage d'utilisation de la turbine ;
- ✓ Étudier en détails l'interaction entre le vent et l'aéroturbine dans le but de bien comprendre et clarifier certains phénomènes qui ne sont pas pris en compte ici.

## *Bibliographie*

- [1] A. Omri. ‘Analyse de la transition vers les énergies renouvelables en Tunisie: Risques, enjeux et stratégies à adopter’. *Thèse de doctorat, université Côte d'Azur*, 2016.
- [2] C. Cany. ‘Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France: adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité’. *Thèse de doctorat, université Paris-Saclay*, 2017.
- [3] E. Russo. ‘L'Union européenne et le changement climatique: aspects juridiques’. *Thèse de doctorat, Paris 2*, 2015.
- [4] A. Bossavy. ‘Caractérisation et prédiction probabiliste des variations brusques et importantes de la production éolienne’. *Thèse de doctorat, Paris, ENMP*, 2012.
- [5] E. I. Konstantinidis et P. N. Botsaris. ‘Wind turbines: current status, obstacles, trends and technologies’. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, IOP Publishing*, 2016, vol.161, no 1, p. 012079.
- [6] F. Blaabjerg et K. MA. ‘Wind energy systems’. *Proceedings of the IEEE*, 2017, vol. 105, no 11, p. 2116-2131.
- [7] N. Kasbadji Merzouig. ‘Evaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie’. *Thèse de doctorat, université de Tlemcen*, 2006.
- [8] A. Boubenia, A. Hafaifa, M. Guemana, et al. ‘Modeling of a Small Scale Wind Turbine for Water Pumping Process: Case Study’. *Journal of Environmental Accounting and Management*, 2018, vol. 6, no 3, p. 273-289.
- [9] S. Hammadi, N. HIDOURI, et L. SBITA. ‘A DTC-PMSG-PMSM Drive Scheme for an Isolated Wind turbine water Pumping System’. *International Journal of Research and Reviews in Electrical and Computer Engineering (IJRRECE)*, 2011, vol. 1, no 1, p. 1-6.

- [10] A. A. Osinowo, X. Lin, D. ZHAO, *et al.* 'On the Wind Energy Resource and Its Trend in the East China Sea'. *Journal of Renewable Energy*, 2017, vol. 2017, p. 1-14.
- [11] S. M. El Moustapha, M. L. Ndiaye, P. A. Ndiaye, *et al.* 'Influence des paramètres météorologiques sur la production d'un aérogénérateur: Application sur le littoral Sahélien'. *Revue des Energies Renouvelables*, 2014, vol. 17, no 1, p. 43-54.
- [12] Y. Djeriri, et A. Meroufel. 'Commande directe du couple et des puissances d'une MADA associée à un système éolien par les techniques de l'intelligence artificielle'. *Thèse de doctorat, université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes*, 2015.
- [13] M. T. Latreche, 'Commande Floue de la Machine Synchrones à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien' *mémoire de magistère, université Ferhat Abbas de Setif*, 2012.
- [14] M. Jourieh. 'Développement d'un modèle représentatif d'une éolienne afin d'étudier l'implantation de plusieurs machines sur un parc éolien'. *Thèse de doctorat. Arts et Métiers Paris-Tech*, 2007.
- [15] REN21. 2018. « *Renewables 2018 - Global Status Report* ».
- [16] K. M. Ziane. 'Analyse, Évaluation et Réduction des Risques d'un Parc Éolien'. *Thèse de doctorat, université d'Oran*, 2017.
- [17] O. Guerri. 'L'Énergie éolienne en Algérie : Un bref aperçu'. *Bulletin des Energies Renouvelables - N° 21 2011, Centre de Développement des Energies Renouvelables*.
- [18] H. F. Boukli. 'Contribution à l'étude des Potentialités Energétiques Eoliennes de la vallée du Cheliff'. *Thèse de doctorat, université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf*, 2012.
- [19] N. K. Merzouk. 'Quel avenir pour l'Énergie Eolienne en Algérie?'. *Bulletin. Énergie. Renouvelable, CDER*, 2008, no 14, p. 6-7.

- [20] M. Merdaoui, A. HOUHA, et A. Smaïli. 'Etude et dimensionnement du futur parc éolien de Kaberten situé dans la région d'Adrar'. *Revue des Energies Renouvelables SMEE*, 2010, vol. 10, p. 269-274.
- [21] M. Koumir. 'Commande intelligente d'une éolienne à vitesse variable'. Thèse de doctorat, *université Sidi Mohammed Ben Abdellah, Maroc*, 2017.
- [22] F. Boumaraf. 'Commande d'un aérogénérateur-Apport des techniques de l'intelligence artificielle'. *Thèse de doctorat, université de Batna 2*, 2014.
- [23] S.Massoum, *et al.* 'Contrôle avec les techniques de l'intelligence artificielle d'une source d'énergie éolienne à base d'une machine asynchrone à double alimentation'. *Thèse de doctorat, université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes*, 2018.
- [24] N. Nasr, et N. Moubayed, 'Etude comparative entre éolienne à axe horizontal et éolienne à axe vertical'. *Bulletin of the Polytechnic Institute of Jassy*, 2011.
- [25] P. Tchakoua, R. Wamkeue, M. Ouhrouche, *et al.* 'A new approach for modeling Darrieus-type vertical axis wind turbine rotors using electrical equivalent circuit analogy: Basis of theoretical formulations and model development'. *Energies*, 2015 vol. 8, no 10, p. 10684-10717.
- [26] C. Sonawane, M. Velani, A. Singh, *et al.* 'Hybrid Power Generation System Using Vertical Axis Wind Turbine And Solar Panel'. *International Journal of Advanced Researc*, 2017, vol. 5, no 4, p. 167-173.
- [27] M. Johari, M. Jalil, et M. Mohd Shariff. 'Comparison of horizontal axis wind turbine (HAWT) and vertical axis wind turbine (VAWT)'. *International Journal of Engineering and Technology*, 2018, vol. 7, no 4.13, p. 74-80.
- [28] M. Casini. 'Small vertical axis wind turbines for energy efficiency of buildings'. *Journal of Clean Energy Technologies*, 2016, vol. 4, no 1, p. 56-65.
- [29] T. Ghennam. 'Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation'. *Thèse de doctorat, école Centrale de Lille*, 2011.

- [30] J. K. Kaldellis et D. Zafirakis. 'The wind energy (r) evolution: A short review of a long history'. *Renewable energy*, 2011, vol. 36, no 7, p. 1887-1901.
- [31] M. Si Brahim. 'Etude d'un système de conversion de l'énergie éolienne à base de la machine asynchrone'. *Thèse de doctorat, université M-Mammeri Tizi-Ouzou Algérie*, 2015.
- [32] T. Mesbahi. 'Amélioration de la Qualité de l'Énergie Électrique Produite par un Système de Conversion Éolien'. *Thèse de doctorat, université Badji Mokhtar Annaba*, 2015.
- [33] M. Loucif. 'Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur'. *Thèse de doctorat, université de Aboubakr Belkaïd, Tlemcen*, 2016.
- [34] K.,Reddy, K. Dagamoori, et A. P. Sruthi. 'A Brief Research, Study, Design and Analysis on Wind turbine'. *Journal of Modern Engineering Research (IJMER)*, 2015, vol. 5, Issue.10, p.5-30.
- [35] F.Senani. 'La Machine Asynchrone à Double Alimentation : Stratégies de Commande et Applications', *Thèse de doctorat, université des frères Mentouri de Constantine 1*, 2018.
- [36] L.Riachy, 'Contribution à la commande d'un onduleur multiniveaux, destinée aux énergies renouvelables, en vue de réduire le déséquilibre dans les réseaux électriques', *Thèse de doctorat, université de Normandie, ESIGELEC/ IRSEEM*, 2017.
- [37] B. Belkacem, 'Contribution a l'amélioration de la qualité d'énergie d'une source de production décentralisée'. *Thèse de doctorat, université d'Oran*, 2019.
- [38] D. F. Bianchi, H. De Battista, et R. J. Mantz. 'Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design'. *Springer Science & Business Media*, 2006.
- [39] R. Cheikh. 'Etude et Commande d'une Eolienne à base d'une Machine Synchrone à Aimants Permanents et d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation'. *Thèse de doctorat, université Mohamed Khider, Biskra*, 2018.

- [40] H.Bekhada. 'Commande robuste d'un aérogénérateur à base de machine asynchrone à double alimentation pilotée par un convertisseur matriciel'. *Thèse de doctorat, université du Québec à Trois-Rivières*, 2018.
- [41] B. Beltran. 'Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation: du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur'. *Thèse de doctorat, université de Bretagne occidentale*, 2010.
- [42] J. Tekobon. 'Système multi physique de simulation pour l'étude de la production de l'énergie basée sur le couplage éolien offshore-hydrolien'. *Thèse de doctorat, université du Havre*, 2016.
- [43] M. Bencherif. 'Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension'. *Thèse de doctorat, université Abou-Bekr Belkaid, Tlemcen*, 2014.
- [44] M. Mekki. 'Récupération des déperditions d'énergie dans les complexes industriels et leur conversion en énergie électrique exploitable'. *Thèse de doctorat, université de Badji Mokhtar, Annaba*, 2014.
- [45] F.Z. Belaimeche, *et al.* 'Contribution à la commande d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) dédié à l'énergie renouvelable'. *Thèse de doctorat, Université Djillali-Liabes de Sidi-Bel-Abbes*, 2018.
- [46] C. Benachiba et H. Cheghib. 'Modélisation et optimisation multi objectifs d'une éolienne à axe horizontal d'un système de production éolien isolé de petite taille'. *Thèse de doctorat, Badji Mokhtar-Annaba*, 2015.
- [47] M. LOPEZ. 'Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée'. *Thèse de doctorat, université de Paris-Sud 1*, 2008.
- [48] M. Benadja. 'Approches pour la réduction de l'impact de défaut dans le transport d'énergie du parc éolien offshore via VSC-HVDC'. *Thèse de doctorat, école de technologie supérieure*, 2016

- [49] I. Erlich, F. Shewarega, C. Feltes, *et al.* 'Offshore wind power generation technologies'. *Proceedings of the IEEE*, 2013, vol. 101, no 4, p. 891-905.
- [50] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, *et al.* 'Power conversion and control of wind energy systems'. *John Wiley & Sons*, 2011.
- [51] F. Kendouli. 'Centrale éolienne et qualité de l'énergie électrique'. *Thèse de doctorat, université Mentouri de Constantine*, 2012.
- [52] S. N. Mohammad, N. K. Das, et S. Roy. 'A review of the state of the art of generators and power electronics for wind energy conversion systems'. *The 3rd International conference on the Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET), IEEE*, 2014, p. 1-6.
- [53] D. P. Kadam et B. E. Kushare. 'Overview of different wind generator systems and their comparisons'. *International journal of engineering science & advanced technology*, 2012, vol. 2, no 4, p. 1076-1081.
- [54] M.S. Darshni, P. Brijal. 'Power Electronics Converters and Wind Turbine'. *International Journal of Engineering Development and Research*, 2017 vol. 5, issue 2, p. 1199-1205.
- [55] L. Louze. 'Production décentralisée de l'énergie électrique: Modélisation et contrôle d'une génératrice asynchrone auto excitée'. *Mémoire de doctorat en sciences en électrotechnique, université Constantine, Algérie*, 2010.
- [56] J. B. Alaya, A. Khedher et M. F. Mimouni. 'Steady-State Analysis of DFIG for Wind Power Generation System Drive'. *International Journal of Energy*, 2012, vol. 6, no 4, p. 123-132.
- [57] M. A. MAHBOUB. 'Commande Robuste d'un Système de Génération Eolien à base de Génératrice Double Alimentée sans Balais'. *Thèse de doctorat, université de Batna 2*. 2016.
- [58] F. Louar. 'Modélisation et simulation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à base d'une machine synchrone à aimant permanent'. *Thèse de doctorat, université d'Annaba*, 2016.

- [59] F. Kaddour. 'Systèmes des énergies renouvelables et leurs intégrations dans les réseaux électriques' *Thèse doctorat université d'Oran*, 2017.
- [60] M. Mayouf. 'Etude comparative des architectures et stratégies de contrôle d'un aérogénérateur synchrone a aimants permanents'. *Thèse de doctorat, université de Batna 2*, 2014.
- [61] K. Idjdarene. 'Contribution à l'étude et la commande de génératrices asynchrones à cage dédiées à des centrales électriques éoliennes autonomes'. *Thèse de doctorat, université de Lille 1*, 2010.
- [62] D. Rekioua. 'Wind power electric systems'. *Green Energy and Technology, Springer*, 2014.
- [63] A.S. Arora, G. Singh. 'Review of design and performance of permanent magnet synchronous motor'. *International Journal of Industrial Electronics and Electrical Engineering*, 2015 Volume-3, Issue. 10, p. 20-28.
- [64] B.Boukais. 'Contribution à la modélisation des systèmes couples machines convertisseurs: Application aux machines à aimants permanents (BDCM-PMSM)'. *Thèse de doctorat, université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou*, 2012.
- [65] A. Mansouri, M. Hejra, et H. Trabelsi. 'Comparison Study of Electric Machines for In-Wheel Electric Vehicle Application'. *3rd International Conference on Automation, Control, Engineering and Computer Science (ACECS'16). Proceedings of Engineering & Technology (PET)*, 2016.
- [66] A. El Kebir, H. Belhadj. 'Commande intelligente d'une machine synchrone a aimant permanent'. *Edition universitaires européenne*, 2018.
- [67] R. Benlamine. 'Etude et réalisation d'une machine électrique à forte densité de couple et fort rapport de sur-couple pour des applications de traction automobile. *Thèse de doctorat, l'université de Franche-Comté*, 2017.
- [68] R. Lateb. 'Modélisation des machines asynchrones et synchrones a aimants avec prise en compte des harmoniques d'espace et de temps: application à la propulsion marine par POD'. *Thèse de doctorat, université de Lorraine*, 2018.

- [69] H. Tiegna. ‘Contribution à la modélisation analytique des machines synchrones à flux axial à aimants permanents à attaque directe en vue de leur dimensionnement. Application aux éoliennes’. *Thèse de doctorat, université du Havre*, 2013.
- [70] W. Deng, S. Zuo, F. Lin, et al. ‘Investigation of vibration and noise characteristics in axial flux permanent magnet synchronous motor with different magnet shapes’. *Acoustical Society of America Proceedings of Meetings on Acoustics*, 2017, vol. 29, no 1, p. 040005.
- [71] H. Q. Minh, N. C. Cuong, et T. N Chau. ‘A fuzzy-logic based MPPT method for stand-alone wind turbine system’. *American Journal of Engineering Research (AJER)*, 2014, vol. 3, Issue 9, p. 177-184.
- [72] F. Kendouli, K. Nabti, K. Abed, et H. Benlla. ‘Modélisation, simulation et contrôle d’une turbine éolienne à vitesse variable basée sur la génératrice asynchrone à double alimentation’. *Revue des Energies Renouvelables*, 2011, vol. 14, no 1, p. 109-120.
- [73] S. El aimani. ‘Modélisation de différentes technologies d’éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. *Thèse de doctorat, école centrale de Lille*, 2004.
- [74] C. Mohssine. ‘A Comparative Study Of PI, RST And ADRC Control Strategies Of A Doubly Fed Induction Generator Based Wind Energy Conversion System’. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 2018, vol. 8, no 2, p. 964-973.
- [75] M. Rahimi. ‘Modeling, control and stability analysis of grid connected PMSG based wind turbine assisted with diode rectifier and boost converter’. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2017, vol. 93, p. 84-96.
- [76] Y. Li, Z. Xu, et K. P. Wong. ‘Advanced control strategies of PMSG-based wind turbines for system inertia support’. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, vol. 32, no 4, p. 3027-3037.
- [77] D. Lara, G. Merino, et L Salazar. ‘Power converter with maximum power point tracking MPPT for small wind-electric pumping systems’. *Energy conversion and management*, 2015, vol. 97, p. 53-62.

- [78] A. Guettaf, A. Bettka, O. Bennis, *et al.* ‘Direct field oriented control of induction motor fed by wind turbine generator under saturation effect’. *Mediterranean Journal of Measurement and Control*, 2011, vol. 7, no 1, p. 190-196.
- [79] M. Benakcha, L. Benalia, F. Ameer, *et al.* ‘Control of dual stator induction generator integrated in wind energy conversion system’. *Journal of Energy Systems*, 2017, vol. 1, no 1, p. 21-31.
- [80] S. K. Bisoyi, R. K. Jarial, et R. A. Gupta. ‘Modeling and Analysis of Variable Speed Wind Turbine equipped with PMSG’. *International Journal of Current Engineering and Technology*, 2014, vol. 2, p. 421-426.
- [81] B. Anand, et S. Pragaspathy. ‘An Experimental Validation on Adaptive Controllers in Tracking and Smoothing of Wind Power for a Variable-Speed System’. *Journal of Testing and Evaluation*, 2018, vol. 47, no 4, p. 2405-2434.
- [82] R. K. Madhu, et A. Mathew. ‘Matlab/simulink model of field oriented control of pmsm drive using space vectors’. *International Journal of Advances in Engineering & Technology*, 2013, vol. 6, no 3, p. 1355.
- [83] J. Liu, H. Li, et Y. Deng. ‘Torque ripple minimization of PMSM based on robust ILC via adaptive sliding mode control’. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2017, vol. 33, no 4, p. 3655-3671.
- [84] C. Wei, Z. Zhang, W. Qiao, *et al.* ‘An adaptive network-based reinforcement learning method for MPPT control of PMSG wind energy conversion systems’. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2016, vol. 31, no 11, p. 7837-7848.
- [85] A. Dahbi, et A. Harrouz. ‘MPPT Control of Wind Turbine for Water Pumping System’ *The 3rd International Seminar on New and Renewable Energies, Ghardaïa – Algeria*, 2014.
- [86] S. Belakehal, A. Bentounsi, M. Merzoug, *et al.* ‘Modélisation et commande d’une génératrice Synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l’énergie éolienne’. *Revue des énergies Renouvelables*, 2010, vol. 13, no 1, p. 149-161.

- [87] O. Charrouf. 'Commande et Optimisation D'un Système de Dessalement Hybride: Solaire-Eolien'. *Thèse de doctorat, université Mohamed Khider Biskra*, 2018.
- [88] M. Billel. 'Contribution à l'amélioration des performances d'une chaîne énergétique éolienne'. *Thèse de doctorat, université Badji Mokhtar Annaba*, 2015.
- [89] S. Ouchen. 'Contribution à la commande directe de puissance dédiée au filtrage actif, associée à une source photovoltaïque'. *Thèse de doctorat, université Mohamed Khider Biskra* 2017.
- [90] O. Belounis. 'Gestion optimale d'une MADA associée à une éolienne'. *Thèse de doctorat, université Badji Mokhtar Annaba*, 2017.
- [91] H. Mesloub. 'Commande DTC Prédictive D'une Machine Synchrone à Aimants Permanents'. *Thèse de doctorat, université Mohamed Khider Biskra*, 2017.
- [92] M. Messaoud. et R. Abdessamed. 'Modeling and optimization of wind turbine driving permanent magnet synchronous generator.' *Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering*, 2011, vol. 5, no 6, p. 489-494.
- [93] S. Belakehal. 'Conception et commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables'. *Thèse de doctorat, université de Constantine*, 2010.
- [94] A. Guettaf. 'Optimisation floue-génétique d'un système de pompage éolien'. *Thèse de doctorat, université Mohamed Khider-Biskra*, 2013.
- [95] A. Bouadi, M. Lounis, et M. Ben Meziane. 'Simulation du Couplage Directe d'un moteur à Courant Continu à un Générateur Photovoltaïque pour le Pompage Agricole'. *International Journal of Scientific Research & Engineering Technology (IJSET)*, 3<sup>ème</sup> conférence internationale des énergies renouvelables CIER-2015, vol.4, p.52-56.
- [96] D. H. Muhsen, A. B. Ghazali, et T. Khatib. 'Multiobjective differential evolution algorithm-based sizing of a standalone photovoltaic water pumping system'. *Energy Conversion and Management*, 2016, vol. 118, p. 32-43.

- [97] S. S. Raghuwanshi, et V. Khare. 'Sizing and modelling of stand-alone photovoltaic water pumping system for irrigation'. *Energy & Environment*, 2018, vol. 29, no 4, p. 473-491.
- [98] H. Chaouali, H. Othmani, D. Mezghani, *et al.* 'Improving the Control Strategy of a Standalone PV Pumping System by Fuzzy Logic Technique'. *International Journal of Advanced Computer Science and Applications (IJACSA)*, 2017, vol. 8, no 3, p. 165-175.
- [99] M. Ouada. 'Analyse , Conception et optimisation des systèmes de commande relative aux énergies renouvelables'. *Thèse de doctorat, université Badji Mokhtar-Annaba*, 2017.
- [100] C. N. Bhende, et S. G. Malla. 'Novel control of photovoltaic based water pumping system without energy storage'. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 2012, vol. 13, no 5, p. 1-15.
- [101] O. Gam, R. Abdelati, M. A. Tankari, *et al.* 'Robust control strategies on the optimization of a wind turbine pumping system'. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 2018, vol. 8, no 3, p. 1641-1647.
- [102] C. Ben Salah, Mimouni, M. F., et Ouali, M. 'A real-time control of photovoltaic water- pumping network'. *Computers & Electrical Engineering*, 2015, vol. 46, p. 14-28.
- [103] Y. Madi, Y. Mokhtari, N. Bouali, *et T. Rekioua.* 'Study and Control of a Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator'. *International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT)*, 2014, vol. 12, no 10, p. 538-542.
- [104] J. G. Ndirangu, J. N. Nderu, C. M. Maina, *et al.* 'Power output maximization of a pmsg based standalone wind energy conversion system using fuzzy logic'. *Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)*, Jan. – Feb., 2016, vol. 11, Issue. 1, p. 58-66.

- [105] A. Mirecki. 'Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance'. *Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse*, 2005.
- [106] C. ED-Dahmani, et H. Mahmoudi. 'A Comparative Study of Fuzzy Logic Controllers for Wind Turbine Based on PMSG'. *International Journal of Renewable Energy Research*, 2018, vol. 8, no 3, p. 1386-1392.
- [107] R. Moutchou, et A. Abbou. 'MPPT and Pitch Angle Control of a Permanent Magnet Synchronous Generator based Wind Emulator'. *International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering (IJITEE)*, 2019, vol. 8, Issue. 7, p. 426-431.
- [108] N. Belhaouchet. 'Fonctionnement à Fréquence de Commutation Constante des Convertisseurs de Puissance en Utilisant des Techniques de Commande Avancées Application: Amélioration de la Qualité de l'Energie'. *Thèse de doctorat, université Ferhat abbas – Setif*, 2014.
- [109] A. Choudhary, et P. Gaur. 'A Study of Hysteresis Band Current Control Scheme For Shunt Active Power Filter Used For Harmonics Mitigation'. *International Journal of Advanced Research In Computer Engineering & Technology (IJARCET)*, 2015, vol. 4, no 6, p. 2842-2847.
- [110] R. Sadouni, *et al.* Commande directe du couple (DTC-SVM) d'une MASDE associée à Deux Onduleurs Multiniveaux en Cascade avec un Redresseur à MLI Piloté par DPC. *Thèse de doctorat, université de Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes*, 2017.
- [111] Z.He, Y. Chen, S. Yu, *et al.* 'Research on Permanent Magnet Synchronous Motor Driver System of Horizontal Well Tractor'. *Open Access Library Journal*, 2017, vol. 4, no 12, p. 1-11.
- [112] H.V. Deo, et R. U. Shekokar. 'Simulation of PMSM Speed Control System with Vector Control Method based on MAtlab'. *International Journal of Multidisciplinary Research and Development*, 2015, vol. 2, p. 354-359.

- [113] O.Aguilar-Mejía, R. Sosa-Cortés, C. Enríquez-Ramírez, *et al.* ‘Performance Comparison of PI Controllers for PMSM Using Bio-Inspired Algorithms’. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, 2018, vol. 16, no. 2, p. 677-685.
- [114] F. Louar, A. Ouari, A. Omeiri, *et al.* ‘Modeling and control of a permanent magnet synchronous\* generator dedicated to standalone wind energy conversion system’. *Frontiers in Energy*, 2016, vol. 10, no 2, p. 155-163.
- [115] M. S. Camara, M. B. Camara, B. Dakyo, *et al.* ‘Permanent Magnet Synchronous Generator for Offshore Wind Energy System Connected to Grid and Battery-Modeling and Control Strategies’. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 2015, vol. 5, no 2, p. 386-393.
- [116] M. Zelmat. ‘Automatisation des processus industriels. Vol. 2, commande modale et adaptative’. *Office des publications universitaires, Algérie*, 2001.
- [117] J. Zahid, K. X. Khor, C. F. Yeong, *et al.* ‘Adaptive Control of DC motor for one-DOF Rehabilitation Robot’. *ELEKTRIKA-Journal of Electrical Engineering*, 2017, vol. 16, no 3, p. 1-5.
- [118] A. Maddi, A. Guesssoum, et D. Berkani. ‘Applying model reference adaptive controller for lateral motion of aircraft’. *American Journal of Applied Sciences*, 2010, vol. 7, no 2, p. 235.
- [119] S. H. Rajani, B. M. Krishna, et U. Nair. ‘Adaptive and modified adaptive control for pressure regulation in a hypersonic wind tunnel’. *International Journal of Modelling, Identification and Control*, 2018, vol. 29, no 1, p. 78-87.
- [120] K. N. Ajeesh, N.S. Ramani. ‘PI Tuning of Coupled Four Tank System by model Reference Adaptive Control using MIT Rule’. *International Journal of Management, Technology And Engineering*, 2018, Vol. 8, Issue XII, P. 4255.
- [121] D. Mukherjee, P. K. Kundu, et A. Ghosh. ‘A performance analysis of fractional order based MARC controller over optimal fractional order PID controller on inverted pendulum’. *International Journal of Engineering & Technology*, 2018, vol. 7, no 2.21, p. 29-33.

- [122] N. Tariba, A. Bouknadel, A. Haddou, *et al.* ‘Comparative study of adaptive controller using MIT rules and Lyapunov method for MPPT standalone PV systems’. *International conference : AIP Conference Proceedings, AIP Publishing*, 2017, vol. 1801, no 1, p.040008.
- [123] N. Akkari. ‘Contribution à l’amélioration de la robustesse de la commande d’une machine asynchrone à double alimentation’. *Thèse de doctorat, université de Batna 2*, 2010.
- [124] K. Najim. ‘Commande adaptative des processus industriels’. *Masson Editeur, France*, 1982.
- [125] K. R. Allaev, A. M. Mirzabaev, T. F. Makhmudov, *et al.* ‘Simplified Criterion of Steady-State Stability of Electric Power Systems’. *Journal of Power and Energy Engineering*, 2015, vol. 3, no 04, p. 224.
- [126] S. Kersting, et M. Buss. ‘Direct and indirect model reference adaptive control for multivariable piecewise affine systems’. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 2017, vol. 62, no 11, p. 5634-5649.
- [127] S. Mukherjee, V. R. Chowdhury, P. Shamsi, *et al.* ‘Model reference adaptive control based estimation of equivalent resistance and reactance in grid-connected inverters’. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2017, vol. 32, no 4, p. 1407-1417.
- [128] K.Kiran, et S. Das. ‘Implementation of reactive power-based MRAS for sensorless speed control of brushless doubly fed reluctance motor drive’. *IET Power Electronics*, 2017, vol. 11, no 1, p. 192-201.
- [129] K.Huang, C. Xiang, et R. Langari. ‘Model reference adaptive control of a series–parallel hybrid electric vehicle during mode shift’. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part I: Journal of Systems and Control Engineering*, 2017, vol. 231, no 7, p. 541-553.
- [130] Y.D. Landau. ‘Adaptative control : the model reference approach’. *Marcel Dekker, New York*, 1979.

- [131] O. Fezazi, A. Massoum, et Z. Dey. 'Adaptive control with reference model of a doubly fed induction generator for wind turbine with sliding mode'. *Electrical and Electronics Engineering: An International Journal (ELELIJ)*, 2015, vol. 4, no.2, p. 41-52.
- [132] S.Meziane. 'Commandes adaptative et prédictive de la machine asynchrone'. *Thèse de doctorat, université de Mentouri Constantine*, 2009.
- [133] A.Dissa, W. Rzki, F. Nacri. 'Commande adaptative de la machine synchrone à aimant permanent'. *The 2<sup>nd</sup> International Conference on Electronics and Oil: From Theory to Applications (ICEO'13)*.
- [134] B.Ren, H. Chen, H. Zhao, *et al.* 'MPC-based torque control of permanent magnet synchronous motor for electric vehicles via switching optimization'. *Control Theory and Technology*, 2017, vol. 15, no 2, p. 138-149.
- [135] A. Ramdane, F. Nacéri, et S. Ramdane. 'Extended Minimal Controller Synthesis for Voltage-Fed Induction Motor Based on the Hyperstability Theory'. *World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, 2011, vol. 5, no 5, p. 595-599.
- [136] A.Ammar, A. Benakcha, et A. Bourek. 'Adaptive MRAC-based direct torque control with SVM for sensorless induction motor using adaptive observer'. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 2017, vol. 91, no 5-8, p. 1631-1641.

## Paramètres de la chaîne de conversion éolienne

<b>Paramètres de la turbine éolienne</b>	Masse volumique de l'air	$\rho = 1.25 \text{ kg/m}^3$
	Rapport de multiplicateur	$G = 1.7$
	Rayon de la turbine	$R = 1.1 \text{ m}$
	Coefficients de la caractéristique du rendement $C_p$ de la turbine	$a_0 = 0.001;$ $a_1 = 6.38 \cdot 10^{-2};$ $a_2 = -9.4 \cdot 10^{-3};$ $a_3 = -9.86 \cdot 10^{-3};$ $a_4 = -17.375 \cdot 10^{-4};$ $a_5 = 7.9563 \cdot 10^{-5}.$
<b>Paramètres de la GSAP</b>	Résistance statorique	$R_s = 0.895 \Omega$
	Inductance directe	$L_d = 0.012 \text{ H}$
	Inductance transversale	$L_q = 0.0211 \text{ H}$
	Coefficient d'inertie de la machine	$J = 0.00141 \text{ N.m}$
	Coefficient du frottement	$f = 0.001 \text{ (N.m.rad/s)}$

	Nombre de paires de pôles	$p = 3$
	Flux statorique	$\lambda_m = 0.9 \text{ Wb}$
<b>Paramètres de la MSAP</b>	Résistance statorique	$R_s = 1.4 \ \Omega$
	Inductance directe	$L_d = 6.6 \text{e-}3 \ \text{H}$
	Inductance transversale	$L_q = 5.8 \text{e-}3 \ \text{H}$
	Coefficient d'inertie de la machine	$J = 0.00176 \text{ N.m}$
	Coefficient du frottement	$f = 0.0003881$ (N.m.s/rad)
	Nombre de paires de pôles	$p = 3$
	Flux statorique	$\lambda_m = 0.1546 \text{ Wb Wb}$
<b>Paramètres caractéristiques de la pompe</b>	$A_1 = 2.1948 \cdot 10^{-5}, A_2 = 3 \cdot 10^{-5}, A_3 = -0.0360$	