

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option: Energies renouvelables

Réf:.....

Mémoire de fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

Régulation d'une éolienne à base de machine
synchrone à aimants permanents

Présenté par :
ALIA Ismail

Soutenu le: 31 Mai 2017

Devant le jury composé de :

Dr. KHLILI Fatiha

MAA

Président

Dr. RAHOUA Naima

MAA

Encadrant

Dr. DAREGAL Abd El Hamid

MAA

Examinateur

Année universitaire : 2016 / 2017

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option: Energies renouvelables

Mémoire de fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

Régulation d'une éolienne à base de machine
synchrone à aimants permanents

Présenté par :

ALIA Ismail

Avis favorable de l'encadrant :

RAHOUA Naima *signature*

Avis favorable du Président du Jury

Signature

Cachet et signature

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option: Energies renouvelables

Thème :

Régulation d'une éolienne à base de machine synchrone à aimants permanents

Proposé par : RAHOUA Naima

Dirigé par : RAHOUA Naima

Résumé

ce mémoire a pour objectif l'étude et la simulation de la commande (MPPT) optimisée d'une machine synchrone à aimant permanent (GSAP) dans un système éolien, dans un premier temps, un modèle de chaque étage constituant la chaîne de conversion est proposée. les différents constituants de la conversion sont ensuite connectés entre eux afin de former le modèle complet qui est implémenté dans l'environnement Matlab. les résultats de simulation obtenus ont permis d'analyser le comportement du dispositif éolien et ont fournis des informations pouvant être utiles à la mise en œuvre d'un système de commande et de contrôle.

ملخص

الهدف من هذه المذكرة هو دراسة ومحاكاة التحكم المحسن لمولد متزامن ذات مغنطيس دائم بعد تقديم حالة مختلف أنواع العنقات الهوائية ومختلف بنيات التغذية وأنواع المولدات المستعملة وكان اختيارنا واقعا على الآلة المتزامنة ذات المغنطيس الدائم التي لها تغذية مؤمنة بمقلبين سكونيين ثلاثي الطور. في البداية قمنا بمحاكاة النموذج لكل طابق من السلسلة المقترح لمختلف المكونات لهذه السلسلة وكذلك إيصال هذه المكونات لتشكيل النموذج الكامل بواسطة برمجة يدعي SIMULINK / MATABL.

Mots clés : l'énergie éolienne, Turbine éolienne, GSAP, Modélisation et la commande d'une turbine éolienne.

الكلمات المفتاحية :

الطاقة الهوائية , العنفة الهوائية , المولد ذات مغنطيس دائم , محاكاة والتحكم في العنفة الهوائية .

Remerciements

*Mes remerciements vont premièrement à **ALLAH Tout Puissant** pour la volonté, la santé et la patience qu'il m'a données durant toutes ces années.*

*Mes remerciements s'adressent également à mon encadrant **Dr. RAHOUA Naima** pour avoir proposé ce thème et pour le suivi continu jusqu'à l'aboutissement de ce mémoire.*

*Mes remerciements vont également au **Dr. KHLILI Fatiha** pour avoir accepté de présider le Jury de ce mémoire.*

*Mes remerciements s'adressent aussi à **Dr. DREGAEL Abd El Hamid** pour avoir accepté de d'examiner ce travail.*

Je ne saurais oublier tous les enseignants du Département de Génie électrique qui ont contribué à ma formation.

Enfin, j'exprime toute ma reconnaissance à tous nos amis et collègues pour le soutien moral et matériel...

Nomenclature

V	La vitesse du vent en amont de l'a
V_2	La Vitesse du vent en aval de l'aérogénérateur (m/s).
V_n	Vitesse nominale du vent (m/s).
Ω	La vitesse de rotation.
Ω_t	Est la vitesse de la turbine.
Ω_m	Vitesse mécanique de la machine (rad/s). .
m	La masse d'air en mouvement traversant la surface S des pales en une seconde
S	Surface balayée par les pales (m^2)
G	Gain du multiplicateur.
ρ	Densité de l'air ($k\ g/m^3$)
R	Rayon de la pale(m).
C_{eg}	Couple d'entraînement de la génératrice(N.m).
C_p	Coefficient de puissance
C_g	Couple issu du multiplicateur.
$C_{aéro}$	Couple aérodynamique.
C_{em}	Couple électromagnétique de la GSAP (N.m).
λ_{opt}	valeur optimale
λ	la vitesse spécifique
$\Omega_{t_réf}$	la vitesse de la turbine de référence
$\Omega_{m_réf}$	La vitesse de référence (coté machine).
P_v	puissance du vent (w).
$P_{aéro}$	La puissance aérodynamique (kw).
$P_{aéro_max}$	La puissance aérodynamique maximale extractible
R_s	La résistance des phases statoriques.
V_a V_b V_c	Les tensions des phases statoriques.
I_a , I_b , I_c	Les courants des phases statoriques.
ϕ_a ϕ_b ϕ_c	Les flux totaux à travers les bobines statoriques.
ϕ_f	le flux des aimants à travers le circuit équivalent direct.
ϕ_s	Flux statoriques (Wb).
L_d	Les inductances directe et en quadrature.
L_s	Inductance statorique (H).

i_q, i_d	Courants statoriques dans le repère de Park [A].
V_q, V_d	Tensions statoriques dans le repère de Park [V].
R_s	Résistance statoriques [Ω].
I_s	Courant statorique(A).
L_q, L_d	Inductances statoriques dans le repère de Park [H].
P	Nombre de paire de pôles de la machine synchrone.
ω	Pulsation de la tension [rad/s].
f	Coefficient de frottement total de la partie tournante (Nm/rad.sec).
J	Moment d'inertie totale de la partie tournante.
f_t, f_g	Coefficient de frottement de la turbine, de la génératrice (Nm/rad.sec).
J_t, J_g	Moment d'inertie de la turbine, de la génératrice (kg. m^2).
V_{ds}, V_{qs}	Composantes de la tension statorique selon les axes (d-q),(V).
ϕ_f	Flux des aimants (Wb).
V_f	Tension du rotor (V).
I_{ds}, I_{qs}	Composantes du courant statorique selon les axes (d-q),(A).
Q_s	Puissance réactif statorique (W).
L_{qs}, L_{ds}	L'inductance statorique selon les axes (d-q),(H).
P	Nombre de paires de pôles.
C_m	Couple moteur appliqué sur la génératrice (N .m).
V_{dc}	Tension du bus continu (V).
V_{an}, V_{bn}, V_{cn}	Les tensions simples des phases de la charge(V).
C_{p-max}	Valeur maximale du coefficient de puissance .
$C_{ém-ref}$	Référence du couple électromagnétique (N.m).
i_q, i_d	Composantes des courants traversant le filtre selon les
τ_r	Constant de temps en boucle fermée.
K_p, K_i	Les gains régulateurs PI de vitesse.
I_{ex} et I_{ind}	Courant d'excitation et de courant induit.
w_r	Vitesse de rotation du moteur a courant continu.
V_{ex} et V_{ind}	Tension d'excitation et la Tension induite.
R_{ex} et R_{ind}	Résistance d'excitation et résistance induite.
L_{ex}, L_{ind} et L_{index}	Inductance d'excitation, Inductance d'induite, Inductance et Inductance mutuelle.

J	Moment d'inertie.
C_r	Couple résistant.
f_c	Coefficient de frottement.

Liste des figures

Chapitre 1 : généralités sur les systèmes éoliens

Figure (I.1): Photographie de deux moulins à vent	3
Figure(I.2) : capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2005-2015	4
Figure (I.3) : Capacité et ajouts d'énergie éolienne des 10 premiers pays, 2015	5
Figure (I- 4) : Carte du gisement éolien en Algérie (CDER)	6
Figure (I.5) : Conversion de l'énergie cinétique du vent	7
Figure (I.6) : Petites éoliennes à axe vertical.	9
Figure (I.7) : Principe de fonctionnement d'un rotor de Savonius.	10
Figure (I.8) : Principe de fonctionnement d'un rotor Darrieus.	10
Figure (I.9) : Eoliennes tripales et multi-pales.	11
Figure (I.10): Types d'éoliennes à axe horizontal.	12
Figure (I.11) : Schéma d'une éolienne de type aérogénérateur.	13
Figure (I .12) : Constitution d'une nacelle.	14
Figure (I.13) : Les éléments consécutifs de la nacelle.	15
Figure (I.14) : Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.	16
Figure (I.15) : Tube de courant d'air autour du rotor éolien.	18
Figure (I.16) : coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse du vent.	19
Figure (I.17): puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné.	19
Figure (I.18): schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone à cage (vitesse de rotation fixe).	20
Figure (I.19) : schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable.	20
Figure (I.20): schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone à rotor bobiné avec variation de la rotation par réglage de la résistance du rotor.	21
Figure (I.21): schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation avec régulation de la vitesse.	22
Figure (I.22) : schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents.	23
Figure (I.23) : Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine synchrone	24

Liste des figures

et redresseur à diode synchrone et redresseur à diode.

Chapitre II : Modélisation des éléments de la chaîne éolienne

Figure (II.1) : système de conversion éolienne à base de la MSAP.	25
Figure II.2 : Schéma de la turbine éolienne.	26
Figure II.3 : Modèle mécanique simplifié de la turbine	27
Figure (II.4) : évolution du coefficient de puissance de la turbine utilisée.	27
Figure (II.5) : Caractéristique puissance-vitesse d'un aérogénérateur à vitesse variable.	28
Figure (II.6) : Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique.	29
Figure (II.7) : Schéma bloc du modèle de la turbine.	30
Figure (II.8) : Allure du coefficient de puissance de turbine.	30
Figure (II.9) : Allure de la vitesse rotation de la turbine.	31
Figure (II.10) : Allure de la vitesse réduit (λ).	31
Figure (II.11) : Allure de la vitesse rotation de la turbine	32
Figure (II.12): Caractéristique de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation	33
Figure (II.13) : Schéma bloc de la commande en vitesse dans la zone II.	34
Figure (II.14) : le coefficient de puissance en fonction de temps.	35
Figure (II.15) : la vitesse de vent en fonction de temps.	36
Figure (II.16) : la vitesse réduit (λ) en fonction de temps.	36
Figure (II.17) : la vitesse mécanique en fonction de temps.	37
Figure (II.18) : Représentation de la MSAP dans le repère (d,q) de Park .	39
Figure (II.19) : Circuit équivalent de MSAP –convention moteur-.	40
Figure (II.20) : Modèle de PARK pour la GSAP.	41
Figure (II.21) : Schéma bloc du modèle de la GSAP dans le repère d q.	42
Figure (II.22) : Tensions statoriques de GSAP à vide.	43
Figure (II.23): Composantes U_d , U_q .	44
Figure (II.24): Vitesse de rotation et coupe moteur.	44
Figure (II.25): Allures de la tension statoriques de la GSAP en charge.	45

Liste des figures

Figure (II.26): Allures de composants (U_{sd} , U_{sq}) de la GSAP en charge.	45
Figure (II.27): Allures du couple électromagnétique et le couple moteur.	46
Figure (II.28): Allures de la courant statoriques de la GSAP en charge.	46
Figure (II.29) : Allures du composants (I_{sd} , I_{sq}) de la GSAP en charge.	47
Figure (II.30) : Allure de la vitesse rotation du GSAP en charge.	47
Figure (II.31) : Principe de fonctionnement d'un moteur à courant continu.	48
Figure (II.32) : le schéma équivalent d'un moteur à courant continu à excitation séparée	49
Figure(II.33) : courbe de la vitesse en fonction du temps.	50
Figure(II.34) : Courbe du couple en fonction de temps.	51
Figure(II.35) : Courbes des couples résistant et moteur en fonction de temps.	51
Figure (II.36) : caractéristique électromécanique	52
Figure (II.37) : Schéma de principe d'une pompe centrifuge.	53
Figure (II.38) : Caractéristiques couple – vitesse d'une pompe centrifuge.	54
Figure(II.39) : Modèle en SIMULINK d'une pompe centrifuge.	55
Figure (II.40) : Débit en fonction de vitesse.	55
Figure (II.41) : Hauteur en fonction de vitesse.	56
Figure(II.42) : Hauteur en fonction de vitesse.	56
Figure(II.43) : Couplage directe du moteur avec la pompe.	56
Chapitre III: Résultat simulation de la Chaine de conversion éolienne	
Figure (III.1) : courbe de vitesse de vent en fonction de temps.	58
Figure (III.2) : courbe de la vitesse de rotor Ω et la vitesse de référence de turbine éolienne en fonction de temps.	59
Figure (III.3) : courbe de coefficient de puissance en fonction de temps.	59
Figure (III.4) : courbe de la puissance de la turbine éolienne en fonction de temps.	60
Figure (III.5) : Allures de les courant statoriques de la GSAP en charge.	60
Figure (III.6) : Allures de la tension statoriques de la GSAP en charge.	61
Figure (III.7) : Allure de la tension de charge.	61
Figure (III.8) : Allure du courant de la charge.	62

Liste des figures

Figure (III.9) : courbe de vitesse de vent en fonction de temps.	63
Figure (III.10) : courbe de la vitesse de rotor Ω et la vitesse de référence de turbine éolienne en fonction de temps.	63
Figure (III.11) : courbe de coefficient de puissance en fonction de temps.	64
Figure (III.12) : courbe de puissance de turbine éolienne en fonction de temps.	64
Figure (III.13) : Allures de la tension statoriques de la GSAP en charge.	65
Figure (III.14) : Allures de les courant statoriques de la GSAP en charge.	65
Figure (III.15) : Allure de la tension de charge.	66
Figure (III.16) : Allure de courant de la charge.	66
Figure (III.17) : courbe de la vitesse de rotation de la MCC en fonction de temps.	67
Figure (III.18) : courbe de débit de la pompe Q' en fonction de temps.	68
Figure (III.19) : courbe de la hauteur de la pompe H' en fonction de temps.	68
Figure (III.20) : courbe de la puissance mécanique de la pompe P' en fonction de temps.	69

Résumé	
Dédicace	
Remercîment	
Nomenclature	
Liste des figures	
Sommaire	
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les systèmes éoliens	
I.1 Introduction	3
I.2 L'énergie éolienne	3
I.2.1 Historique de L'énergie éolienne	3
I.2.2 La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne	4
I.2.3 Potentiel éolien en Algérie	5
I.2.4 Définition de l'énergie éolienne	6
I.2.5 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne	8
I.2.5.1 Avantages de l'énergie éolienne	8
I.2.5.2 Inconvénients de l'énergie éolienne	8
I.2.6 Différents types d'éoliennes	9
I.2.6.1 Eolienne à axe vertical	9
I.2.6.1.a Avantages	10
I.2.6.1.b Inconvénients	11
I.2.6.2 Eolienne à axe horizontal	11
I.2.6.2.a Avantages	12
I.2.6.2.b Inconvénients	12
I.2.7 Principaux composants d'une éolienne	12
I.2.8 Différentes Technologies d'éoliennes	15
I.2.8.1 Fonctionnement à vitesse fixe	15
I.2.8.1.a Les avantages	15
I.2.8.1.b Inconvénient	15
I.2.8.2 Fonctionnement à vitesse variable	16
I.2.8.2.a Avantages	16
I.2.8.2.b Inconvénients	16
I.3 Coefficient de puissance C_p « loi de betz »	17

I.4 Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne	19
I.4.1 Machine asynchrones à cage (MAS)	19
I.4.2 Machines asynchrones à double alimentation (MADA)	21
I.4.3 Génératrices synchrones à aimants permanents	22
I.5 Conclusion	24
Chapitre II Modélisation des éléments de la chaîne éolienne	
II.1 Introduction.	25
II.2 Modélisation d'une turbine éolienne.	25
II.2.1 Modèle de la turbine éolienne.	25
II.2.1.1 Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine.	26
II.2.1.2 caractéristique d'une turbine éolienne.	27
II.2.2 Modèle de multiplicateur.	28
II.2.3 Modèle de l'arbre mécanique.	29
II.2.4 Simulation et interprétation des Résultats	30
II. 3 Techniques d'extraction du maximum de la puissance :	32
II.3.1 MPPT avec commande en vitesse :	33
II.3.2 Le calcul des paramètres du régulateur de vitesse PI :	34
II. 4 Modèle de la machine synchrone à aimants permanents :	37
II.4.1 Modélisation de la MSAP :	38
II.4.1.1 Equations électriques	38
II.4.1.2 Equations électriques dans le repère de Park (d, q) :	38
II. 4.1.3 Equations magnétiques	39
II.4.1.4 Equations électriques :	40
II.4.1.5 Expression du couple électromagnétique :	41
II.4.1.6 Equations mécanique	41
A- Fonctionnement à vide :	42
B - Fonctionnement en charge (Rch, Lch) :	42
II.5 Simulation et interprétation des Résultats :	42
II.6 Modélisation d'un moteur à courant continu à excitation séparée:	48
II.6.1 équations électrique	49
II.6.2.équations mécaniques :	49
II.6.3 la fonction de transfert de procédé :	49
II.6.3.1.Transformation de Laplace :	49

II.7 Modélisation et simulation d'une pompe centrifuge :	53
II.7.1 Point de fonctionnement du moteur avec la pompe	56
II.7.1.1 Méthode de calcul du point de fonctionnement	57
II.8 Conclusion :	57
Chapitre III : Résultat simulation de la chaine de conversion éolienne	
III.1 Introduction.	58
III.2 Résultat et simulation de la chaine complète.	58
III.2.1 Charge résistive.	58
III.2.2 Charge motopompe.	65
III.3 Conclusion.	67
Conclusion générale.	
Références Bibliographiques.	
Annexe	

Introduction générale

La consommation mondiale d'énergie a connu une augmentation énorme ces dernières années, à cause de l'industrialisation massive qui a tendance de s'amplifier de plus en plus, et plus précisément dans certaines zones géographiques notamment dans les pays de l'Asie.

Cette consommation mondiale posant des questions cruciales sur le problème du réchauffement climatique, dû aux gaz à effet de serre et sur l'épuisement prochain des ressources fossiles. Suites à cette prise de conscience, un développement économique respectueux de l'environnement s'avère absolument nécessaire, les énergies renouvelables sont propres et constituent une solution alternative pour subvenir aux besoins de la société actuelle. Longtemps négligées ces énergies reprennent la place qui leur est dû, grâce aux recherches et études qui se font de plus en plus diversifiées et pluridisciplinaires.

Dans ce contexte général, cette présente étude s'intéresse à la filière éolienne, qui semble être l'une des plus prometteuses.

Les éoliennes de dernière génération fonctionnent à vitesse variable, ce type de fonctionnement permet d'augmenter le rendement énergétique, de baisser les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite par rapport aux éoliennes à vitesse fixe.

Le but de ce travail est d'apporter une contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne, pour ce faire notre choix s'est porté sur une éolienne à vitesse variable basée sur une génératrice synchrone à aimants permanents.

Ce choix est justifié par l'intérêt que la recherche consacre à ce type de structures vu qu'elles sont décrites comme étant les éoliennes de l'avenir.

En effet le développement actuel dans le domaine des matériaux magnétique a fait que l'inconvénient majeur de ces structures à savoir le prix des aimants permanents ne soit plus un obstacle pour construire des éoliennes gigantesques à base de génératrice synchrone à aimants permanents, objectif qui des années avant, était impossible vu l'énorme prix des aimants permanents.

Nous avons organisé notre mémoire de la manière suivante :

Un état de l'art des énergies renouvelables est présenté dans le premier chapitre de ce document. Quelques chiffres montrent l'importance et l'évolution dans le temps de la production éolienne mondiale. Dans ce cadre, la technologie éolienne est alors abordée et développée. Quelques

Introduction générale

exemples, habituellement utilisés à l'échelle industrielle, d'architectures de chaînes de conversion d'énergie sont donnés en association avec différents types de génératrices.

Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation des différents éléments de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne destiné à l'alimentation d'une charge. Nous commencerons par le modèle aérodynamique de la turbine, la génératrice synchrone à aimant permanent, le moteur à courant continu et finalement la pompe centrifuge.

On présente dans le troisième chapitre, les résultats de simulation numérique illustrant le comportement de la structure de commande de la GSAP lié à une éolienne dont on optimisé la puissance maximale transitée à la charge par un bloc MPPT par régulation de la vitesse de rotation de la turbine éolienne.

Enfin, nous terminons notre mémoire par une conclusion générale suivie de quelques perspectives envisagées dans nos travaux futurs.

I.1 Introduction :

Ces dernières années, l'intérêt dans l'utilisation des énergies renouvelables ne cesse d'augmenter, car l'être humain est de plus en plus concerné par les problèmes environnementaux. Parmi ces énergies, on trouve l'énergie éolienne. Le développement de la technologie des aérogénérateurs a permis à celle-ci de devenir une alternative aux sources traditionnelles ; l'énergie éolienne est véhiculée par les vents, ceux-ci sont dus indirectement à l'énergie solaire qui, en créant des différences de température entre les régions chaudes et les régions froides, provoque des vents. Un aérogénérateur (couramment appelé éolienne) est une machine qui utilise l'énergie éolienne (l'énergie cinétique du vent) pour produire de l'énergie électrique. Le vent est une ressource propre et inépuisable qui peut produire d'électricité pratiquement sans l'émission des gaz polluants [1].

I.2 L'énergie éolienne :

I.2.1 Historique de L'énergie éolienne :

Depuis l'Antiquité, les « moulins à vent » convertissent l'énergie éolienne en énergie mécanique, généralement utilisée pour moudre du grain (**Figure (I.1)**). De nos jours, on trouve encore des éoliennes couplées à des pompes à eau, souvent utilisées pour irriguer des zones sèches, assécher des zones humides ou abreuver le bétail. L'arrivée de l'électricité donne l'idée à « Poul La Cour » en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pût être « redécouverte » et de nouveau utilisé (dans les années 40 au Danemark, 1300 éoliennes). Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. Cette technologie a été quelque peu délaissée par la suite et il faudra attendre la crise pétrolière de 1974 qui a relancé les études et les expériences sur les éoliennes.

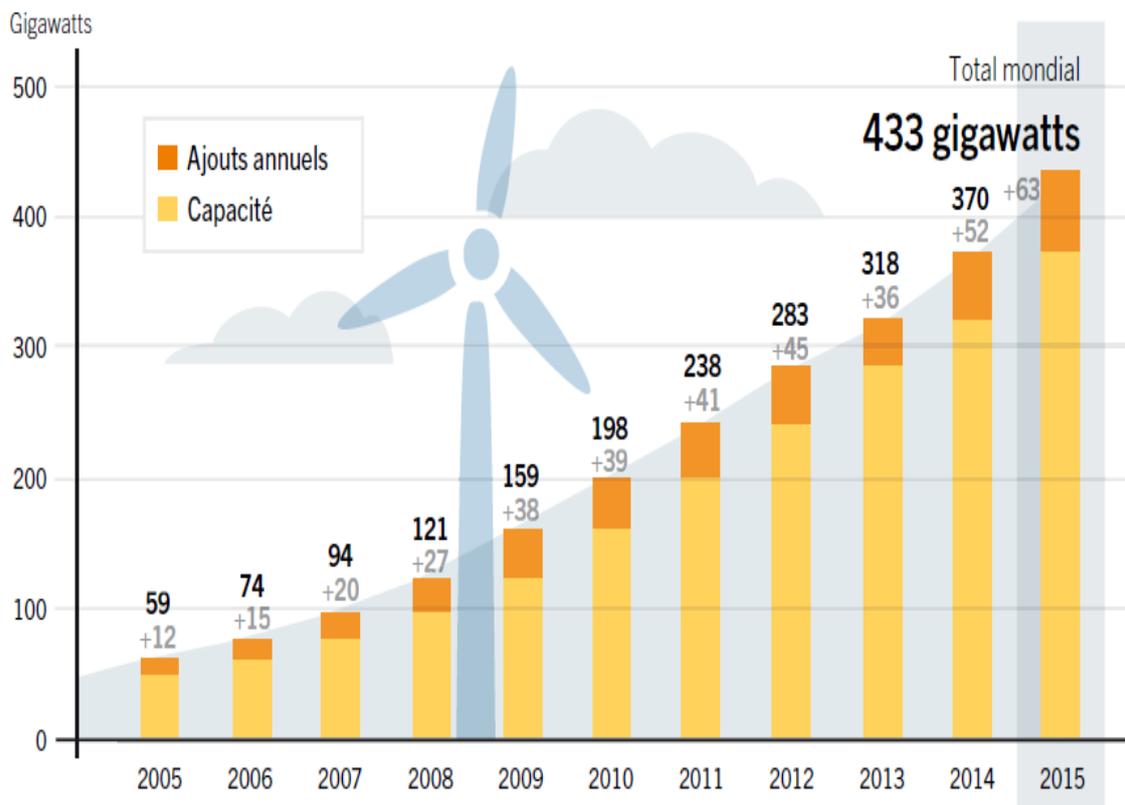


Figure (I.1): Photographie de deux moulins à vent [2].

I.2.2 La capacité mondiale installée de l'énergie éolienne :

La première application pour la génération de l'électricité de source éolienne a eu lieu en 1890 dans une zone rurale aux Etats Unis. Jusqu'au 1990 la production moyenne d'une éolienne était de 300 KW [3], actuellement on retrouve divers machines permettant une production allant de 1 KWh voire moins pour les applications domestique et en sites isolés, et jusqu'à 10 MW pour la production de masse dans les fermes éoliennes Onshore et Offshore. Le record de puissance est actuellement atteint avec la turbine ST10 de 10 MW récemment réalisé par SWAY TURBINE. [4]

L'énergie éolienne a été la première source de nouvelle capacité de production électrique en Chine et aux États-Unis en 2015, et la deuxième en Europe. L'augmentation mondiale de la capacité éolienne de 63 GW constitue un record, le montant total étant d'environ 433 GW voir la figure (I.2). La Chine occupant la première place.



Figure(I.2) : capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2005-2015. [5]

La Figure (I.3) montre la répartition de cette capacité installée dans le monde. La chine devance le classement mondial avec une capacité énergétique de source éolienne de 30.8 GW, suivi des Etats Unis de l'Amérique avec 8.6 GW de puissance installée. En troisième et quatrième place on trouve respectivement l'Allemagne et l'Inde avec 5.7 GW et 2.6 GW de puissance installée. [6]

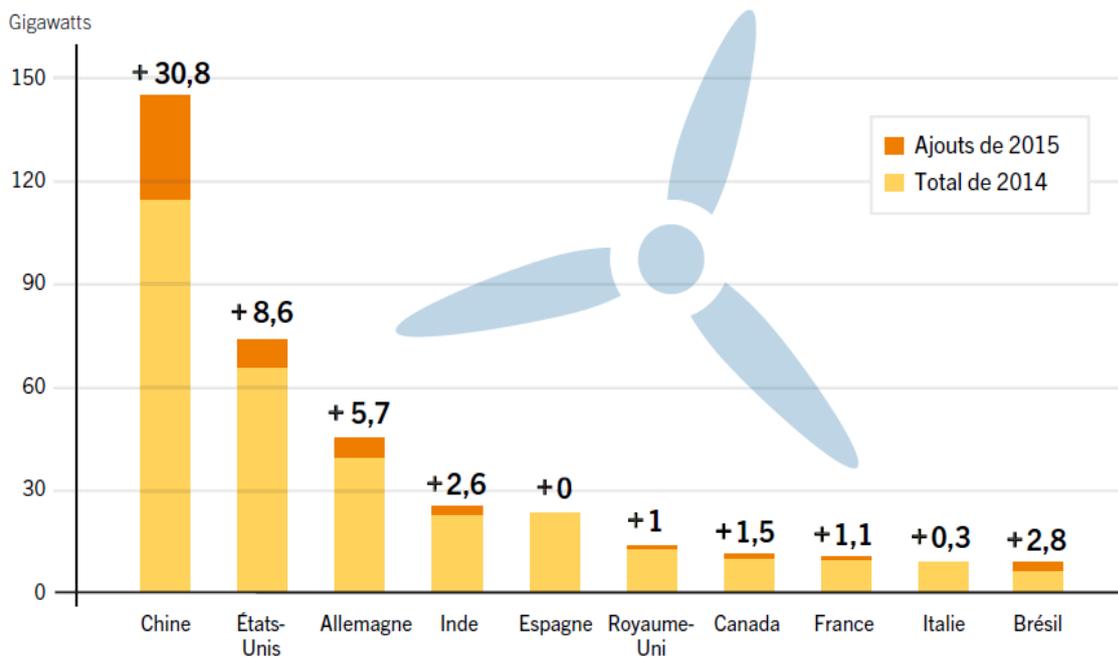


Figure (I.3) : Capacité et ajouts d'énergie éolienne des 10 premiers pays, 2015. [5]

I.2.3 Potentiel éolien en Algérie :

Les ressources énergétiques de l'Algérie ont déjà été estimées par le CDER depuis les années 90 à travers la production des atlas de la vitesse du vent et du potentiel énergétique éolien disponible en Algérie [7].

En Algérie, la première tentative de raccorder les éoliennes au réseau de distribution d'énergie électrique date de 1957, avec l'installation d'un aérogénérateur de 100 kW sur le site des Grands Vents (Alger) 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 30m de haut avec un diamètre de 25 m fut racheté par Electricité et Gaz d'Algérie puis démontée et installée en Algérie [8].

Des nombreux autres aérogénérateurs ont été installés sur différents sites, notamment pour l'alimentation énergétique des localités isolées ou d'accès difficiles, telles que les installations de relais de télécommunications. Cependant, la technologie des éoliennes n'étant pas encore mature, ces expériences n'étaient pas toujours concluantes. Ce constat était également valable même à l'échelle internationale. Mais après le premier choc pétrolier, d'importants investissements ont été consacrés à la recherche et au développement des éoliennes.

L'exploitation de l'énergie éolienne pour la production d'électricité a alors pris un essor considérable, notamment depuis la fin des années 80. Les éoliennes actuelles sont de plus en plus fiables, plus performantes et, de plus en plus grandes. Ainsi, la taille du plus grand aérogénérateur qui était de 50 KW avec un diamètre de 15 m en 1989 est aujourd'hui de 7.5 MW, avec un diamètre

de 127 m environ (ENERCON). La hauteur du mât a augmenté en conséquence pour atteindre dans certaines installations, plus de 135 mètres.

La puissance éolienne totale installée dans le monde qui était de l'ordre de 6 GW en 1996, est passée à 215 GW en juin 2011 [9].

Actuellement, la puissance éolienne totale installée en Algérie est insignifiante. Cependant, une première ferme éolienne de 10 MW de puissance sera implantée à Adrar. Cette ferme devrait être fonctionnelle en 2012. Par ailleurs, le ministère de l'énergie et des mines a projeté, dans son programme de développement des Energies Renouvelables, d'installer sept autres centrales éoliennes d'une puissance totale de 260 MW à moyen terme [10], pour atteindre 1700 MW [11] à l'horizon 2030. Ce programme prévoit aussi de lancer l'industrialisation de certains éléments ou composants d'aérogénérateurs, tels que les pales.

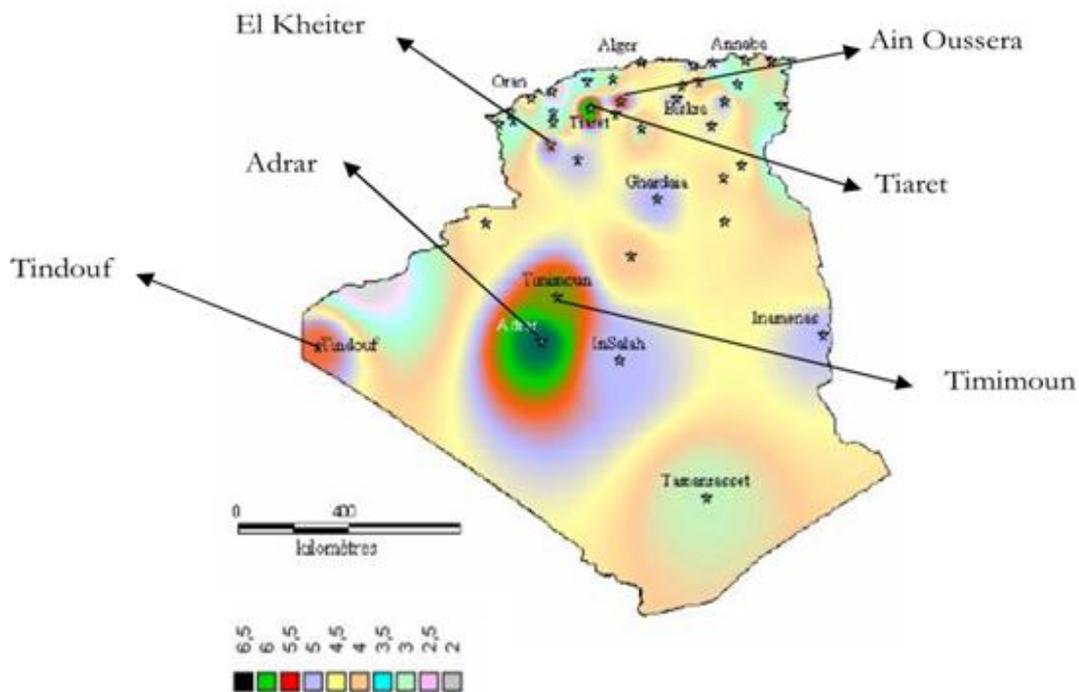


Figure (I- 4) : Carte du gisement éolien en Algérie (CDER) [7].

I.2.4 Définition de l'énergie éolienne :

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (Figure (I-5)).

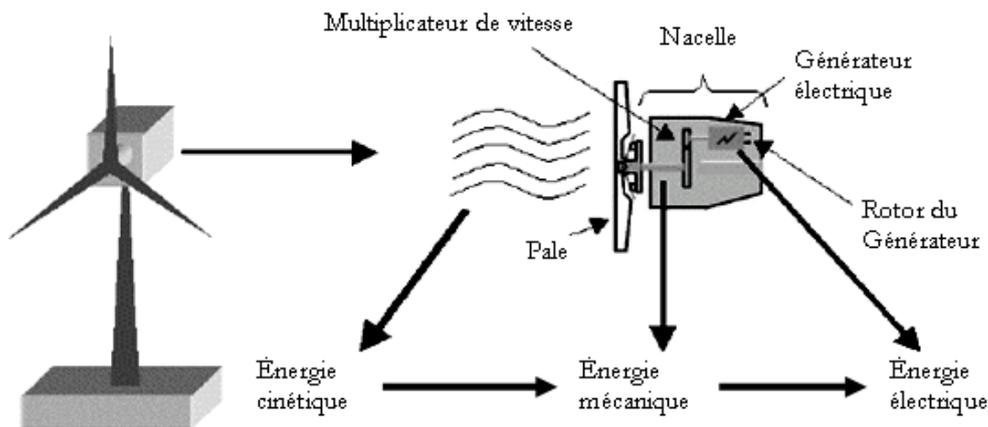


Figure (I.5) : Conversion de l'énergie cinétique du vent [12]

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). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. 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 pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [13].

Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (nacelle mât, pales et multiplicateur notamment) doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible). 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. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores. On distingue deux grands types d'éoliennes (éolienne à axe verticale et à axe horizontal).

Outre l'aspect visuel des éoliennes, leur impact sur l'environnement est réduit. Une éolienne ne couvre qu'un pourcentage très réduit de la surface totale du site sur laquelle elle est implantée, permettant alors à la plupart des sites de conserver leurs activités industrielles ou agricoles. Leurs nuisances sonores sont de plus relativement faibles. En effet, le niveau sonore d'une éolienne est de 50dB à 150 mètres et devient imperceptible au delà de 400 mètres. Dans la

plupart des cas, le bruit du vent est supérieur à celui engendré par l'éolienne. Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale [14] :

- Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 KW.
- Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.
- Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

I.2.5 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne :

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie. Cette source d'énergie a également des désavantages qu'il faut étudier, afin que ceux-ci ne deviennent pas un frein à son développement.

I.2.5.1 Avantages de l'énergie éolienne

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable propre, écologique, fiable, économique, et inépuisable, c'est une énergie qui respecte l'environnement [18].
- Bien que ne pouvoir envisager de remplacer totalement les sources traditionnelles d'énergie, l'énergie éolienne peut toutefois proposer une alternative intéressante et renouvelable. Elle s'inscrit parfaitement dans l'effort global de réductions des émissions de CO₂.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas des déchets toxiques ou radioactifs [19].
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires.
- La durée de vie des éoliennes modernes est maintenant de 20 à 25 ans, ce qui est comparable à des nombreuses autres technologies de production d'énergie conventionnelles [20].
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.
- Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus.
- Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique déjà existant.

I.2.5.2 Inconvénients de l'énergie éolienne

Mêmes s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques désavantages :

- L'impact visuel : Ca reste néanmoins un thème subjectif [19].
- Les bruits mécaniques ou aérodynamiques [20].
- Les éoliennes peuvent nuire à la migration des oiseaux.

- 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 [19].
- 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.

Il a fallu plusieurs décennies pour réaliser des éoliennes silencieuses, esthétiques et résistantes aux conditions météorologiques très capricieuses [21].

I.2.6 Différents types d'éoliennes:

Les éoliennes se divisent en général en deux grands groupes selon l'axe sur lequel est montée à l'hélice :

- Eolienne à axe verticale
- Eolienne à axe horizontal.

I.2.6.1 Eolienne à axe vertical:

Les éoliennes à axe vertical remplacent un peu aux roues hydrauliques. Elles sont les premières structures développées pour produire de l'électricité. Deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation : [22]

- Le rotor de SAVONIUS (du nom de son inventeur, breveté en 1925).
- Les éoliennes de DARRIEUS la plus répandue.



Figure (I.6) : Petites éoliennes à axe vertical

- **Le rotor de Savonius :**

(Du nom de son inventeur, breveté en 1925) dont le fonctionnement est basé sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur

entraînant la rotation de l'ensemble. L'effet est ici renforcé par la circulation d'air entre deux demi-cylindres qui augmente le couple moteur (Figure (I.7)).

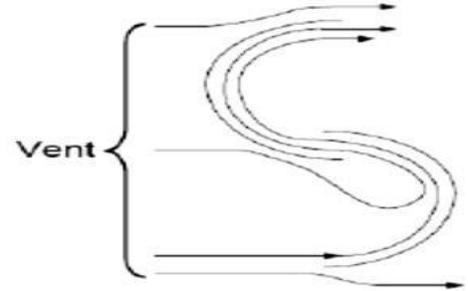
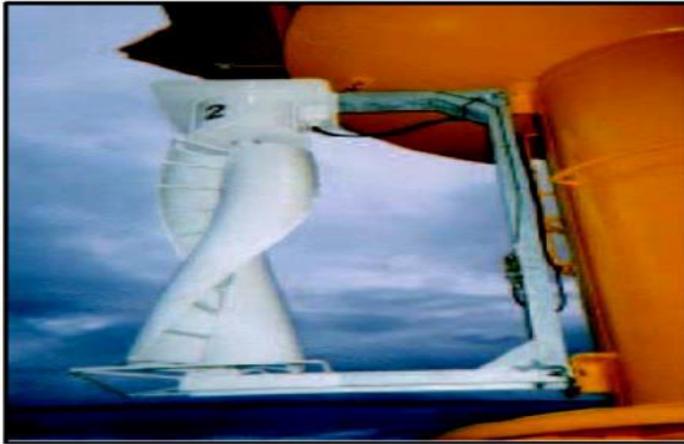


Figure (I.7) : Principe de fonctionnement d'un rotor de Savonius .

• **Le rotor de Darrieus** : est basé sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil, placé dans un écoulement d'air selon différents angles, est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif (Figure (I.8)).

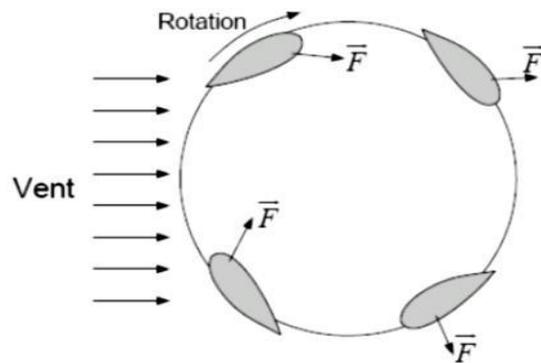


Figure (I.8) : Principe de fonctionnement d'un rotor Darrieus .

I.2.6.1.a Avantages [23]

- Faible encombrement,
- Intégrable au bâtiment, esthétique.
- Démarre à de faibles vitesses de vent contrairement à l'éolienne de type Darrieus.
- Système peu bruyant.
- Pas de contraintes sur la direction du vent.

I.2.6.1.b Inconvénients [23]

- Faible rendement.
- Masse non négligeable.

I.2.6.2 Eolienne à axe horizontal:

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur le principe des moulins à vent. Elles sont constituées d'une à trois pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion (figure (I.9)). Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien.

Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité. Notons cependant que certains travaux défendent la viabilité du rotor vertical en réalisant des études multicritères [26].

Aujourd'hui, pratiquement les seules éoliennes commerciales sont à axe horizontales. Les éoliennes à axe vertical ont été prometteuses dans les années 80 et au début des années 90, mais leur faible rendement aérodynamique ainsi que les fluctuations élevées de la puissance électrique générée les ont écartées du marché [19].



Figure (I.9) : Eoliennes tripales et multi-pales [19].

Il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal (**Figure (I.10)**):

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.

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

orientable. La disposition turbine en amont est la plus utilisée car plus simple et donne de meilleurs résultats pour les fortes puissances : pas de gouverne, les efforts de manœuvre sont moins importants et il y a une meilleure stabilité. Les pales des éoliennes à axe horizontal doivent toujours être orientées selon la direction du vent. Pour cela, il existe des dispositifs d'orientation de la nacelle en fonction de cette direction.

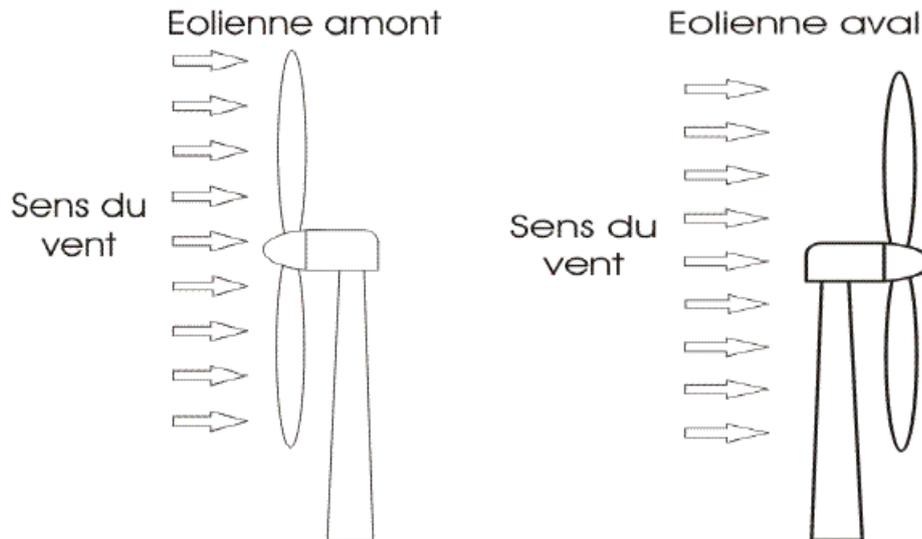


Figure (1.10): Types d'éoliennes à axe horizontal [23].

I.2.6.2.a Avantages [23]

- Coût limité.
- Peu de contraintes mécaniques.
- Grande efficacité.

I.2.6.2.b Inconvénients [23]

- Bruit conséquent.
- Vibrations non négligeables.
- Grande sensibilité au flux éolien et sa variation.

I.2.7 Principaux composants d'une éolienne :

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux: [15]: (Figure (I.11))

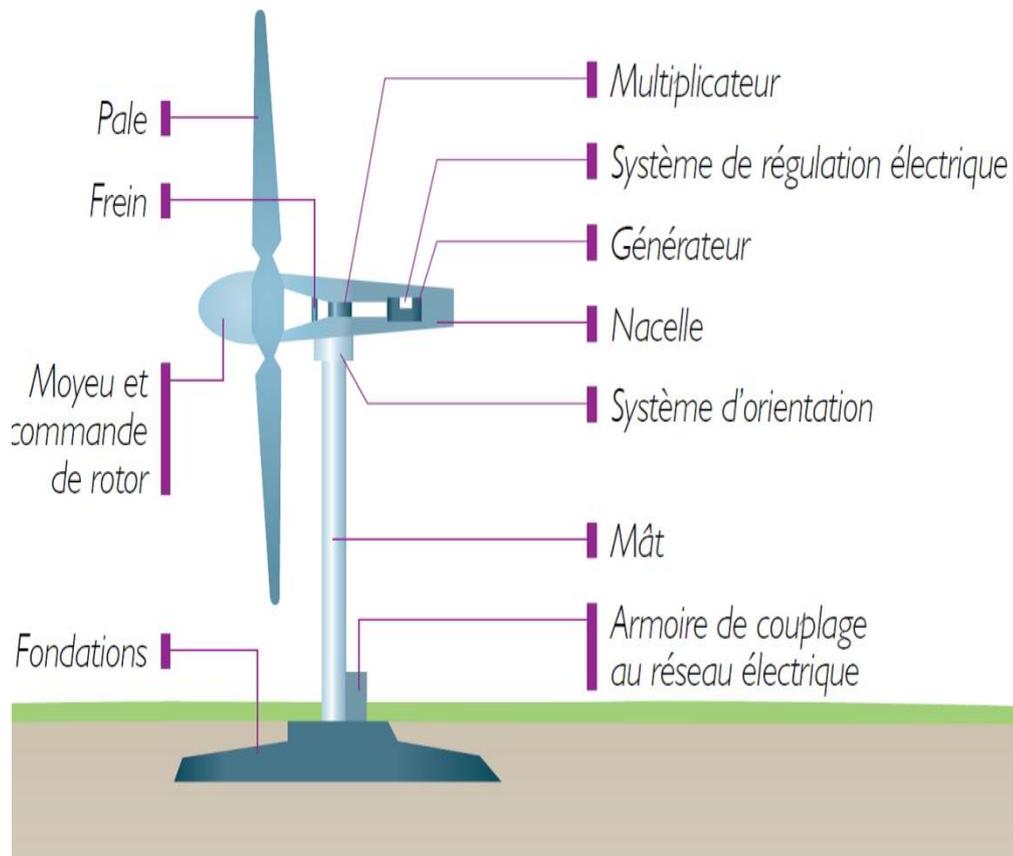


Figure (I.11) : Schéma d'une éolienne de type aérogénérateur.

- **La mat** : généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol.

- **Le rotor** : formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3. Le rotor est fixé à l'arbre principal par des boulons. Le grand rotor est constitué de trois pales qui captent le vent. Le vent fait tourner le rotor lorsqu'il y a assez d'énergie. Le nombre des pales a relativement peu d'influence sur les performances d'une éolienne. Plus le nombre de pale est grand plus le couple de démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite

- **La nacelle** : montée au sommet du mât et abritant les composants mécaniques et pneumatiques et certains composants électriques et électroniques nécessaires au fonctionnement de la machine [16]. 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.

Les différents composants d'une nacelle [17] : **(Figure (I.12) , (I.13))**

- **Arbre principal** : Le vent fait tourner la girouette. La girouette informe le système de commande de la direction du vent. Ensuite le système de commande demande au moteur d'orientation d'orienter le rotor face au vent.

- **Le moyeu :** C'est le support des pales, il doit être capable de supporter des à-coups importants, surtout au démarrage de l'éolienne, ou lors de brusques changements de vitesse du vent. C'est pour cette raison que le moyeu est entièrement moulé et non réalisé par soudure.

- **Système de commande :** Le système de commande est un ordinateur qui contrôle les différents composants de l'éolienne. Il oriente par exemple la nacelle dans la direction du vent et démarre le rotor lorsque l'anémomètre lui avise que le vent est suffisamment fort.

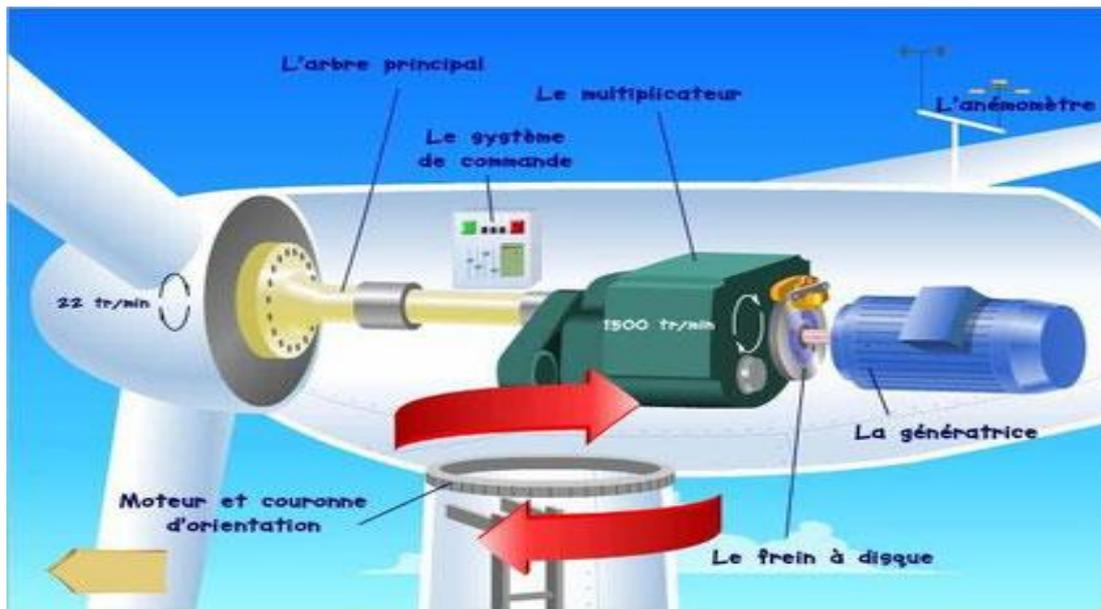


Figure (I .12) : Constitution d'une nacelle

- **Multiplicateur :** Le rotor tourne à environ 22 tours par minute. Mais la génératrice, elle, doit tourner à quelque 1.500 tours par minute. Le multiplicateur accélère donc les 22 tours à 1.500 tours.

- **Couronne du système d'orientation:** La grande couronne d'orientation est montée sur la tour. La roue dentée du moteur d'orientation entraîne la grande couronne dentée et oriente la nacelle avec le rotor par rapport à la direction du vent.

- **Génératrice:** La génératrice produit de l'électricité en tournant. Le courant est conduit à travers la tour par des câbles électriques.

- **Frein mécanique:** On utilise le frein mécanique quand l'éolienne doit être réparée ou maintenue. Ainsi on assure que le rotor ne se met pas brusquement à tourner.

- **Anémomètre ou girouette:** L'anémomètre mesure la vitesse du vent. Il informe continuellement le système de commande de la vitesse du vent.

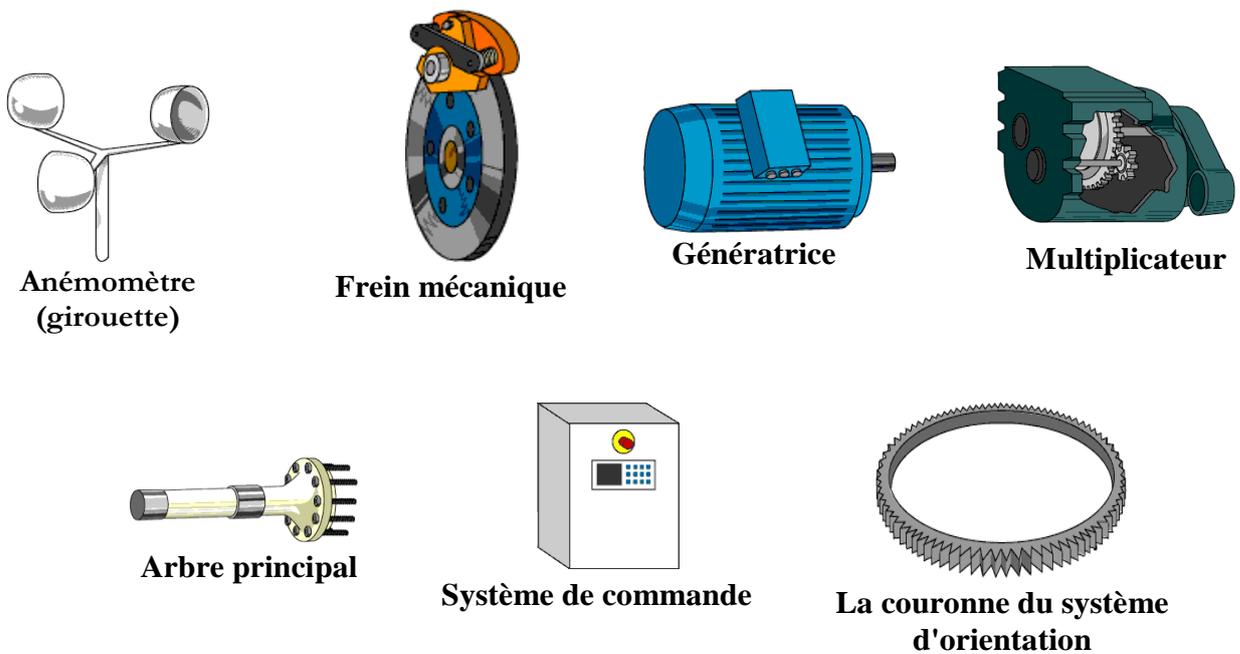


Figure (I.13) : Les éléments consécutifs de la nacelle

I.2.8 Différentes Technologies d'éoliennes:

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes, celles dont la vitesse est constante (éoliennes à vitesse fixe) et celles de vitesse est variable [28].

I.2.8.1 Fonctionnement à vitesse fixe

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Dans cette technologie, la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau. Sa vitesse mec \square est alors imposée par la fréquence du réseau et par le nombre de paires de pôles de la génératrice. Le couple mécanique entraînant tend à accélérer la vitesse de la génératrice. Cette dernière fonctionne alors en hyper synchrone et génère de la puissance électrique sur le réseau. [27]

I.2.8.1.a Les avantages:

- système électrique plus simple,
- faible coût,
- pas besoin de système électronique de puissance.
- plus faible (moins d'entretien).[28]

I.2.8.1.b Inconvénient :

- Un dispositif consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone,
- Bruyant, à cause de la modification du système d'orientation des pales fortement sollicité, Variations fréquentes du couple mécanique à cause du mouvement des pales pour garder une vitesse constante, ce qui entraîne des variations rapides du courant dans le réseau, Impossibilité de réglage de la puissance générée.[29]

I.2.8.2 Fonctionnement à vitesse variable :

Cette solution a une structure très peu différente par rapport à celle vue au paragraphe précédent, pourtant elle apporte des avantages remarquables. Elle utilise une machine asynchrone avec rotor bobiné connecté au réseau au moyen d'une interface d'électronique de puissance. Cette interface est constituée de deux convertisseurs à interrupteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture et permettant un transfert de puissance bidirectionnel. [27]

I.2.8.2.a Avantages :

- Optimisation de l'énergie captée grâce à la possibilité de contrôler la vitesse du rotor.
- Contrôle du transfert de puissance et énergie propre envoyée au réseau.
- Réduction des contraintes mécaniques subites par le train de puissance. Les turbulences et rafales de vent peuvent être absorbées, l'énergie absorbée du vent est donc emmagasinée dans l'inertie mécanique de la turbine, réduisant ainsi les oscillations de couple
- Génération d'une puissance électrique de meilleure qualité.
- Obtention d'une constante de temps plus grande du système de contrôle de l'angle de calage, ce qui réduit sa complexité.
- Réduction des bruits acoustiques.[30]

I.2.8.2.b Inconvénients :

- Utilisation de machines spéciales.
- Coûts supplémentaires plus importants (convertisseur, commande,...).
- Complexité des convertisseurs de puissance utilisés.
- Gestion du transfert de puissance entre les convertisseurs, et placement au point de puissance optimum de l'éolienne.

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.14). Trois zones de fonctionnement peuvent être distinguées :[31]

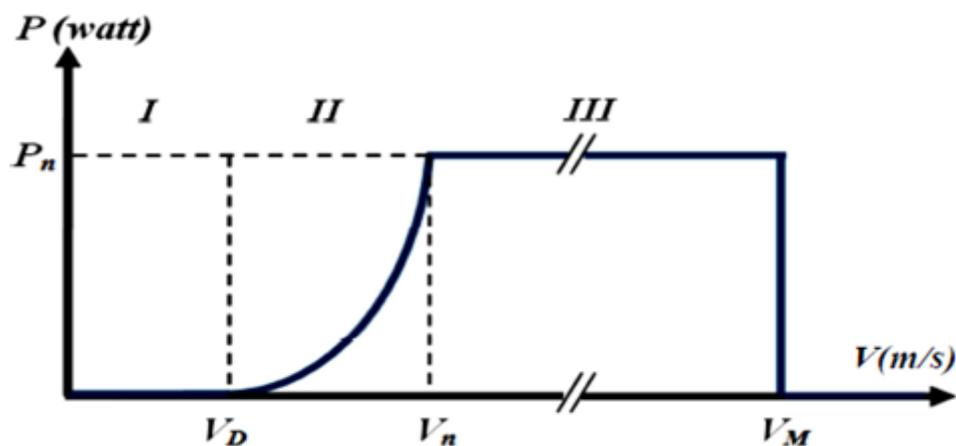


Figure (I.14) : Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.[31]

- V_D : La vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine. Suivant les constructeurs, V_D varie entre 2.5m/s et 4m/s pour les éoliennes de forte puissance ;

- V_n : La vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Suivant les constructeurs, V_n varie entre 11.5m/s et 15m/s en fonction des technologies ;

- V_M : vitesse du vent au-delà de laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes, V_M vaut 25m/s.

Zone I : $V < V_D$: La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible.

Zone II : $V_D < V < V_n$: Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle.

Zone III : $V_n < V < V_M$: La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine (P_n). Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge.[31][32]

I.3 Coefficient de puissance C_p « loi de betz » :

La théorie globale du rotor éolien à axe horizontal a été établie par Albert betz ; Soit le système représenté sur la figure (1.15), ou (V) et (V1) représenté respectivement la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur et la vitesse en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent (V) et (V2). Soit ($\frac{V+V_2}{2}$) ; la masse d'air en mouvement traversant la surface (S) des pales en un second est :

$$m = \frac{\rho S(V+V_2)}{2} \tag{I.1}$$

La puissance aérodynamique alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse d'air et de la diminution de la vitesse de vent :

$$P_{aéro} = \frac{m(V^2-V_2^2)}{2} \tag{I.2}$$

En remplaçant « m » par son expression dans (I.1) on obtient l'expression suivante :

$$P_{aéro} = \frac{\rho S(V+V_2)(V^2-V_2^2)}{4} \tag{I.3}$$

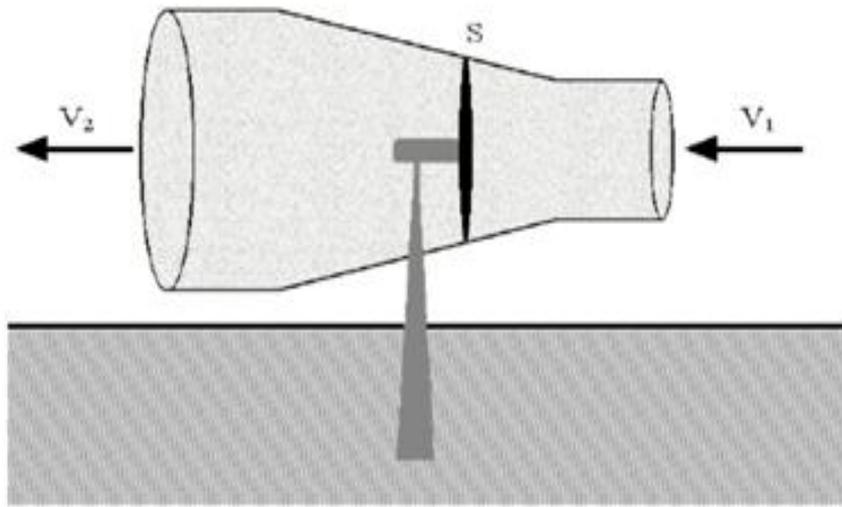


Figure (I.15) : Tube de courant d'air autour du rotor éolien.[32]

Le vent théorique non perturbé traverserait cette même surface (S) sans diminution de vitesse, Soit à la vitesse (V), la puissance de vent théorique P_v correspondante serait alors :

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

Le rapport entre la puissance extraite de vent et la puissance totale théoriquement est donné par l'expression (I.5) rendement aérodynamique :

$$\frac{P_{\text{aéro}}}{P_v} = \frac{\left[1 + \left(\frac{V}{V_2}\right)\right] \left[1 + \left(\frac{V}{V_2}\right)^2\right]}{2} \quad (\text{I.5})$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (figure (I.14)), on s'aperçoit que la relation $\frac{P_{\text{aéro}}}{P_v}$ appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un Maximum 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 λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent comme le montre la figure(1-16) .[32]

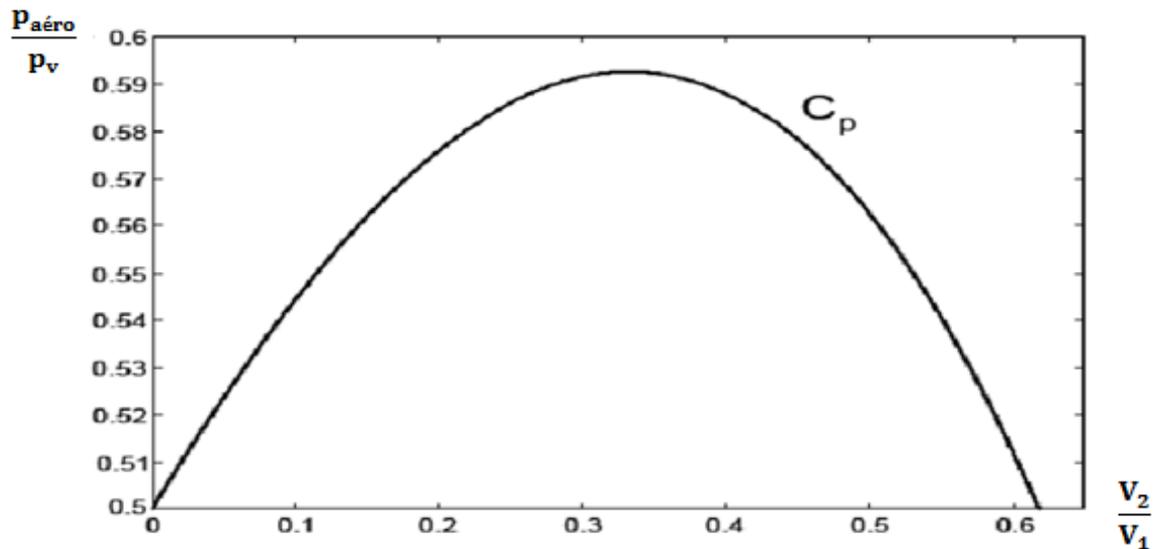


Figure (I.16) : coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse du vent.

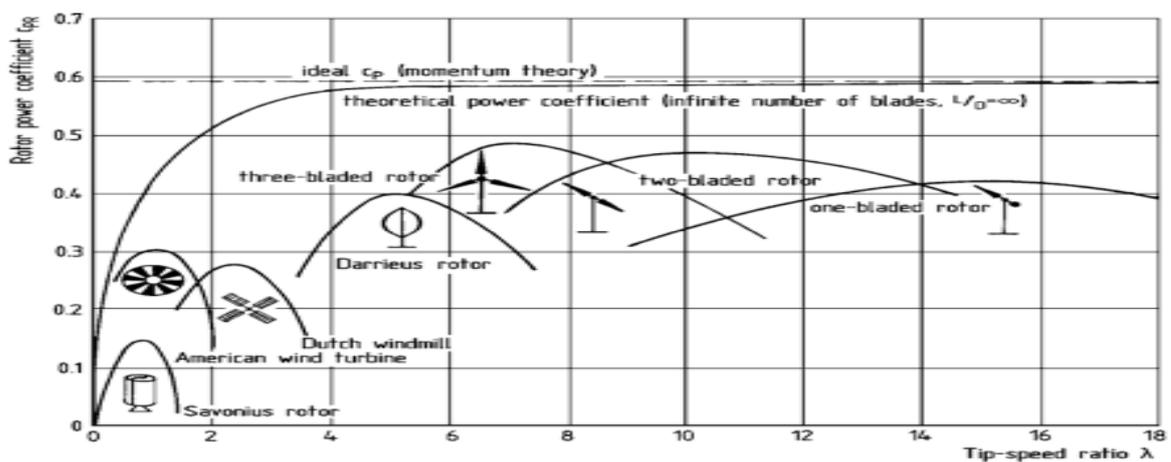


Figure (I.17): puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné [32].

I.4 Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne

Il existe sur le marché plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur 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. Certaines machines typiquement utilisées dans les constructions éoliennes sont succinctement décrites dans ce paragraphe en tenant compte de leurs spécificités.[33]

I.4.1 Machine asynchrones à cage (MAS)

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé. Dans les aérogénérateurs de dimensions conséquentes (grande

puissance et rayon de pales important), la vitesse de rotation est peu élevée. Or, il n'est pas envisageable de concevoir une génératrice asynchrone lente. Il est donc nécessaire d'insérer entre la turbine et la machine asynchrone un multiplicateur mécanique de vitesse. Le changement de la configuration de bobinage du stator (nombres de pôles) et donc l'utilisation des machines de type Dahlander est une solution parfois utilisée (Figure (I.18)), mais là encore, le rendement est loin d'être optimal sur toute la plage de vent. Une autre possibilité consiste à utiliser un variateur de fréquence, mais cette solution est globalement coûteuse (variation de fréquence et multiplicateur de vitesse) et donc très rarement exploitée (Figure (I.19)). La majorité des applications en éolien (environ 85%) sont donc à vitesse de rotation constante et à connexion directe sur le réseau électrique comme le montre la (Figure (I.18)). Ces machines peuvent être facilement utilisables dans les petites éoliennes, car la vitesse de rotation des pales est importante. Mais, au-delà d'une efficacité énergétique moindre par rapport aux systèmes à fréquence variable, la rigidité de ces chaînes dont on a déjà dit qu'elle occasionne des variations brusques de puissance, ainsi que les problèmes de décrochage du réseau en cas de chute de vent sont leurs principaux inconvénients.

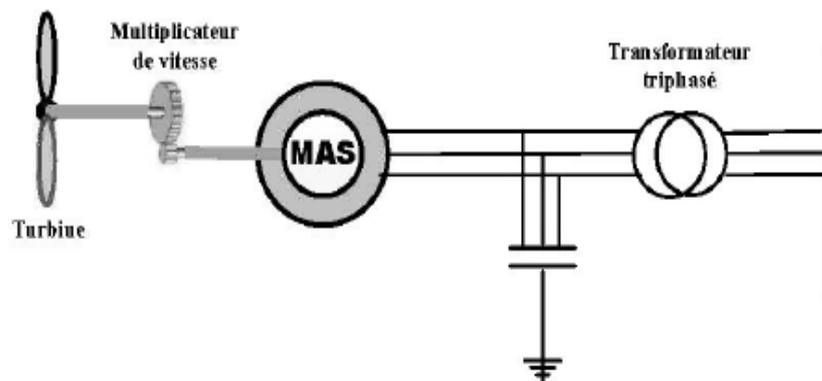


Figure (I.18): schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone à cage (vitesse de rotation fixe).

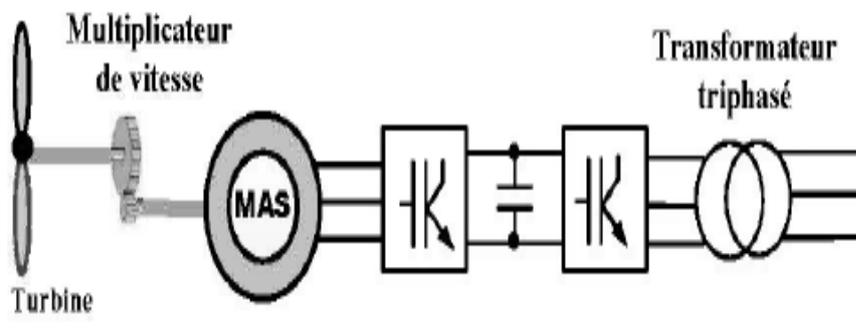


Figure (I.19) : schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable

I.4.2 Machines asynchrones à double alimentation (MADA) :

Les génératrices synchrones, actuellement est l'une des deux solutions concurrentes en éolien à vitesse variable. Le stator de la génératrice est directement couplé au réseau (Figure (I.20) et Figure (I.21)) le plus souvent par un transformateur. À la place du rotor à cage d'écureuil, ces machines asynchrones ont un rotor bobiné dont le réglage électronique assure la variation du glissement. La chaîne rotor permet ainsi à l'ensemble de fonctionner à vitesse variable sur une plage de vitesse qui dépend du type et du dimensionnement de la chaîne rotor. [31] Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun la nécessité d'un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant pour que de très nombreux fabricants (Vestas, Gamesa, ...) utilisent ce type de machines. Les vitesses de rotation nominales de ces machines sont d'habitude un peu moins élevées par rapport aux machines à cage d'écureuil alors le rapport de multiplicateur de vitesses peut être moins important. La (Figure (I.20)) montre la technologie (Optislip de Vestas) qui permet une variation limitée de la vitesse à environ 10% autour de la vitesse de synchronisme par le changement de la résistance rotor. Outre la plage de variation de vitesse limitée, l'inconvénient de cette solution est la dissipation de la puissance rotor dans les éléments résistifs.

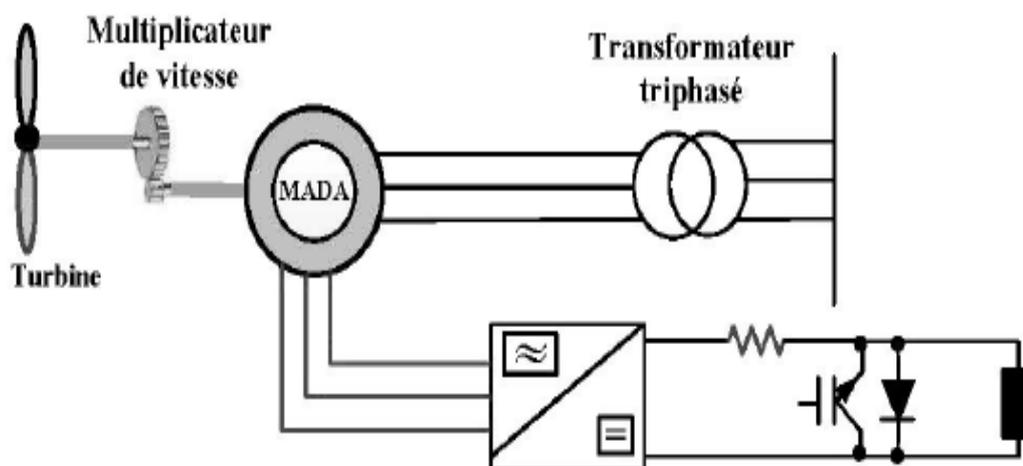


Figure (I.20): schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone à rotor bobiné avec variation de la rotation par réglage de la résistance du rotor

Une autre solution très intéressante et permettant d'obtenir une variation de la vitesse de rotation d'environ 30% autour de la vitesse de synchronisme consiste à coupler le rotor de la génératrice à double alimentation au rotor à travers deux onduleurs MLI triphasés : l'un en mode redresseur, l'autre en onduleur réseau (Figure (I.21)). En général, le dimensionnement de la chaîne rotor se limite à 25% de la puissance nominale du stator de la machine électrique, ce qui suffit à

assurer une variation sur 30% de la plage de vitesse. C'est là son principal avantage tandis que son inconvénient majeur est lié aux interactions avec le réseau, en particulier les surintensités engendrées par des creux de tension du réseau. [31]

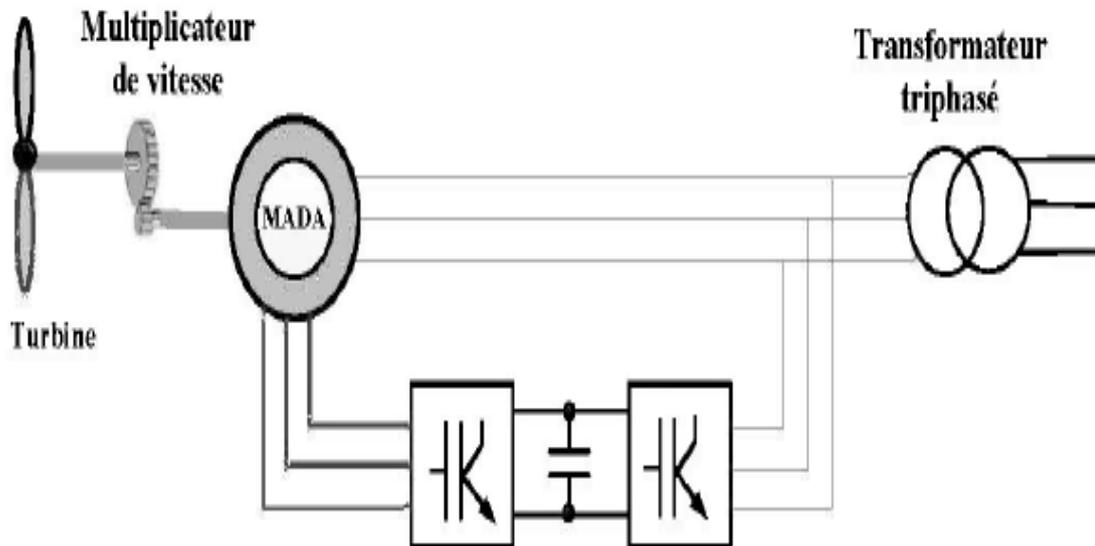


Figure (I.21): schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation avec régulation de la vitesse

I.4.3 Génératrices synchrones à aimants permanents

Les machines asynchrones présentent le défaut d'imposer la présence d'un multiplicateur de vitesse. Elles sont en effet bien adaptées à des vitesses de rotation relativement importantes et à un couple insuffisant pour un couplage mécanique direct sur les voilures éoliennes. Par contre, les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes. Les systèmes de ce type possèdent aussi leurs défauts. Les machines synchrones à rotor bobiné demandent un entretien régulier de système des bagues et balais. Le circuit d'excitation de l'inducteur demande la présence du réseau et une fourniture de la puissance réactive. Les sites isolés ne sont pas adaptés à ces génératrices qu'en présence d'une batterie de condensateurs ou d'une source de tension indépendante. Par contre, la possibilité de réglage de l'inducteur de ces machines offre un moyen supplémentaire d'ajustement du point de fonctionnement énergétique. Le couplage direct sur le réseau est proscrit, car il est beaucoup trop rigide. Une électronique de puissance s'impose pour toutes les applications utilisant ce type de machine qui sont donc à vitesse variable. Mais, contrairement aux génératrices MADA (Machines Asynchrones à Double Alimentation), [33] la chaîne de conversion placée sur le stator doit être dimensionnée pour la totalité de la puissance du système de production. Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction des machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent 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) aux génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur. Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts :

- Suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants (Figure (I.22))
- Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes, en particulier dans les sites difficilement accessibles (offshore par exemple).
- La présence obligatoire de l'électronique de puissance permet enfin une régulation simple de la vitesse de rotation et donc une optimisation énergétique efficace. [31]

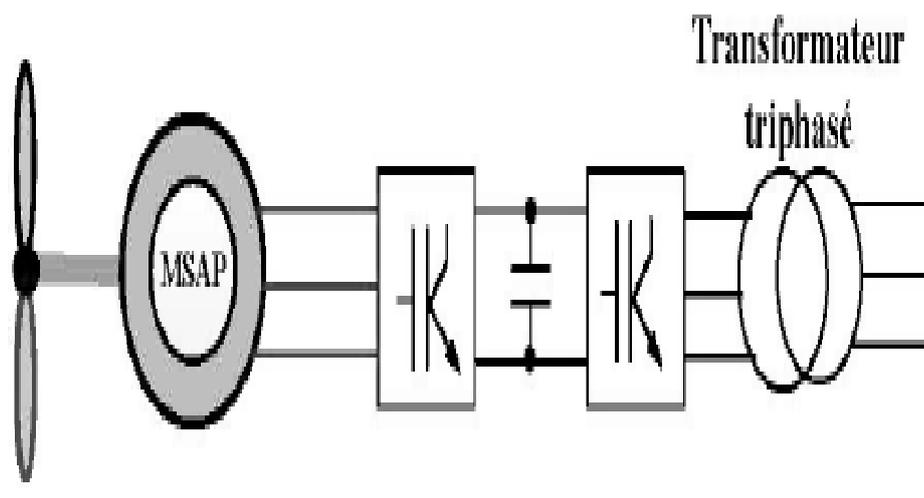


Figure (I.22) : schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents

Une autre solution (Figure (I.23)) est le redressement à diodes placé directement derrière la génératrice. L'optimisation de la gestion énergétique n'est alors possible que si l'excitation est réglable. Une version dérivée de cette structure sera étudiée plus amplement dans la suite de ce document. [31]

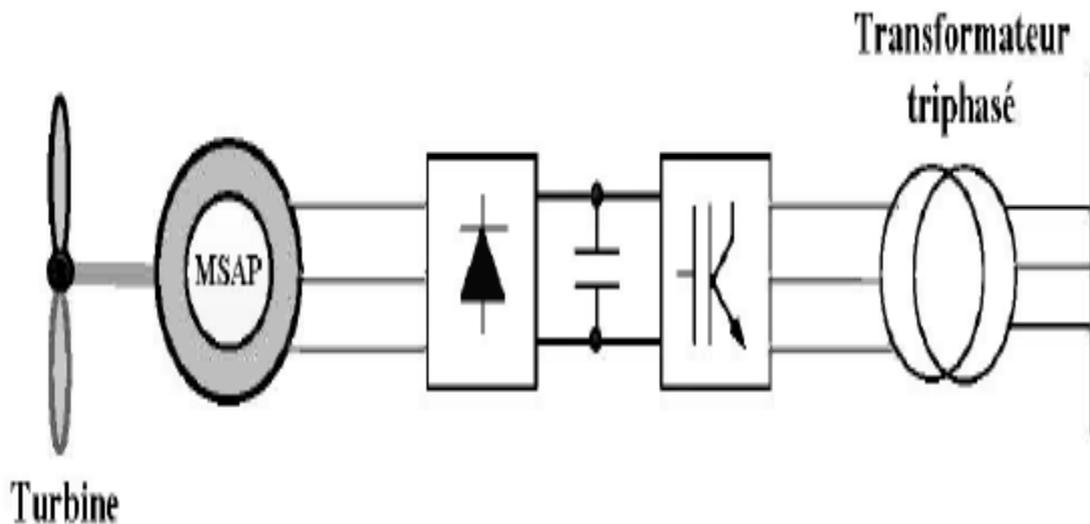


Figure (I.23) : Schéma équivalent d'un système éolien basé sur la machine synchrone et redresseur à diode

I.5 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons fait une description de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne. Dans ce contexte, quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données comme : le principe de fonctionnement d'un aérogénérateur (fonctionnement à vitesse fixe ou à vitesse variable), les exemples d'architectures pour les différents types (à axe horizontal ou à axe vertical), les différents types d'éoliennes et leur mode de fonctionnement (système d'orientation des pales ou système à décrochage aérodynamique), le rappel des notions élémentaires nécessaires à la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

La seconde partie du chapitre présente les machines électriques et leurs convertisseurs associés, adaptables à un système éolien. Trois grandes familles de machines sont présentées : Machine asynchrone à cage d'écureuil, Machine asynchrone à rotor bobiné, Génératrices synchrones.

Dans le chapitre suivant nous allons modéliser les principaux des éléments de la chaîne éolienne.

II.1 Introduction :

Tout système physique peut être considéré comme un ensemble de sous-systèmes. Ainsi, pour simplifier l'étude de l'ensemble, chacun de ses parties est abordée séparément. Puis, une synthèse de toutes ces parties constituant le système global est à déduire.

Dans ce chapitre, on a modélisé tous les éléments de la chaîne de conversion éolienne voire la figure (II.1).

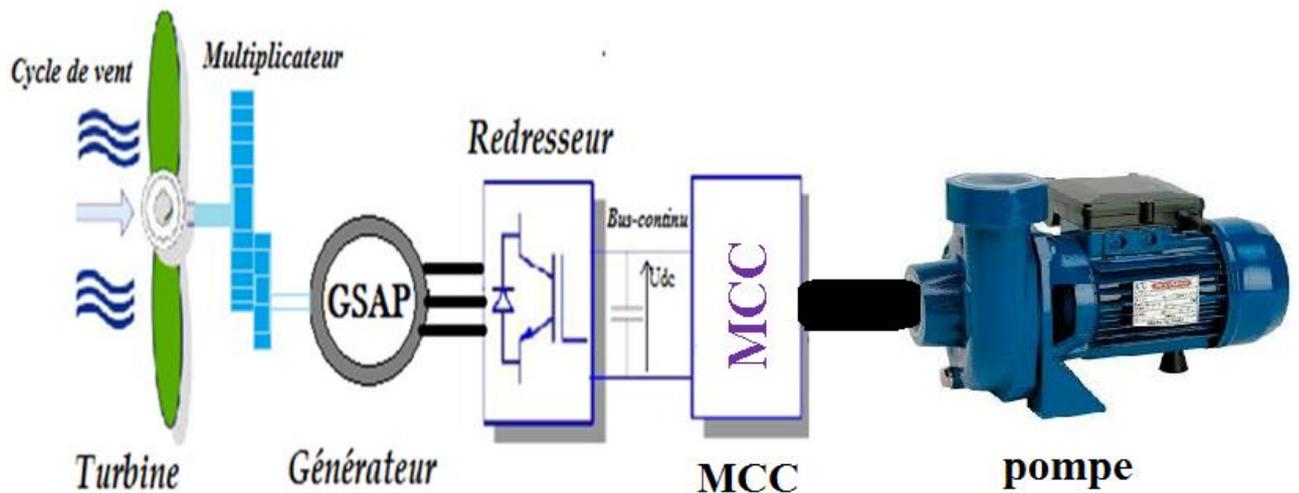


Figure (II.1) : système de conversion éolienne à base de la MSAP.

II.2 Modélisation d'une turbine éolienne :

Le système de conversion de l'énergie éolienne est complexe. Ce système dépend de la multiplicité des domaines existants, à savoir, aérodynamique, mécanique, et électrique. Par ailleurs, les facteurs, tel que la vitesse du vent, la dimension, et la forme de la turbine, déterminent la puissance mécanique. Un modèle dynamique prenant en compte tous ces paramètres est nécessaire pour comprendre le comportement de la turbine. Afin de contrôler les performances et satisfaire les caractéristiques opérationnelles voulues, le recours à la modélisation est une nécessité.

II.2.1 Modèle de la turbine éolienne :

Le système éolien dans notre cas, est constitué mécaniquement de trois organes [35]:

- Trois pales orientables possédant des coefficients propres d'inertie, d'élasticité et de frottement par rapport à l'air et par rapport au support de la turbine.
- Un arbre d'entraînement des pales avec sa propre inertie.
- Un rotor de génératrice possédant une inertie et un coefficient de frottement.

Dans cette partie, on présente les principes de base de l'interaction entre les pales de la turbine éolienne et le vent pour en déduire les expressions simplifiées de la puissance convertie [34].

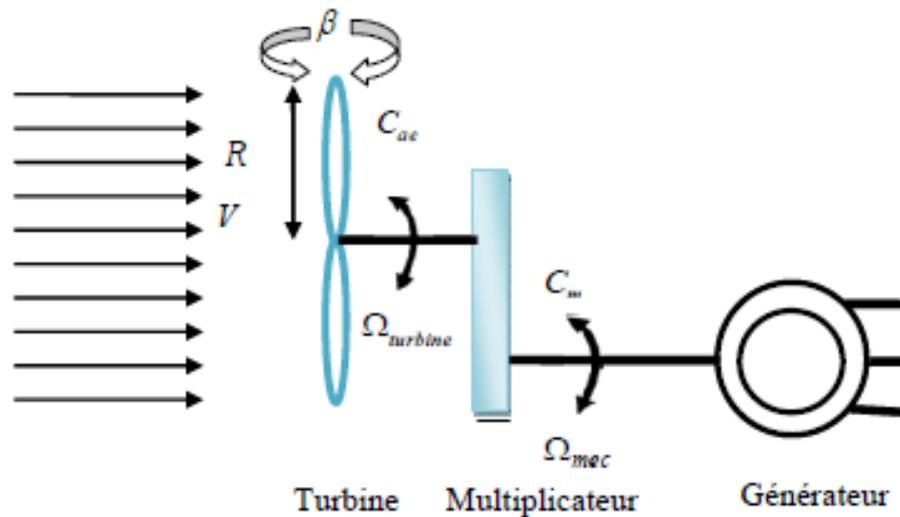


Figure II.2 : Schéma de la turbine éolienne.

II.2.1.1 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 [35]:

- 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 voir (Figure. II.3) [35].

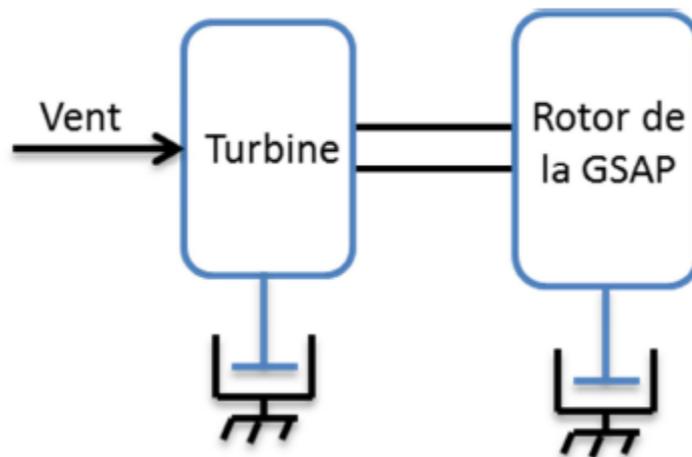


Figure II.3 : Modèle mécanique simplifié de la turbine

II.2.1.2 caractéristique d'une turbine éolienne :

Le coefficient de puissance C_p , caractérisant le rendement aérodynamique de la turbine. Il dépend des caractéristiques de la turbine. Le coefficient C_p ne peut théoriquement pas dépasser la limite théorique dite de Betz $C_{p_lim} = 0.54$. Le coefficient de puissance est généralement lié à la vitesse spécifique par des modèles Amériques, issus d'une interpolation. Pour notre application, l'équation (II.1) décrit le modèle de la voilure utilisée [36]:

$$C_p = a_0 + a_1\lambda + a_2\lambda^2 + a_3\lambda^3 + a_4\lambda^4 + a_5\lambda^5 \quad (II.1)$$

La figure (II.4) représente le tracé de la caractéristique $C_p=f(\lambda)$ ou apparaît un maximum $C_{p_max} = 0.54$, pour une valeur optimale de $\lambda_{opt} = 6.30$.

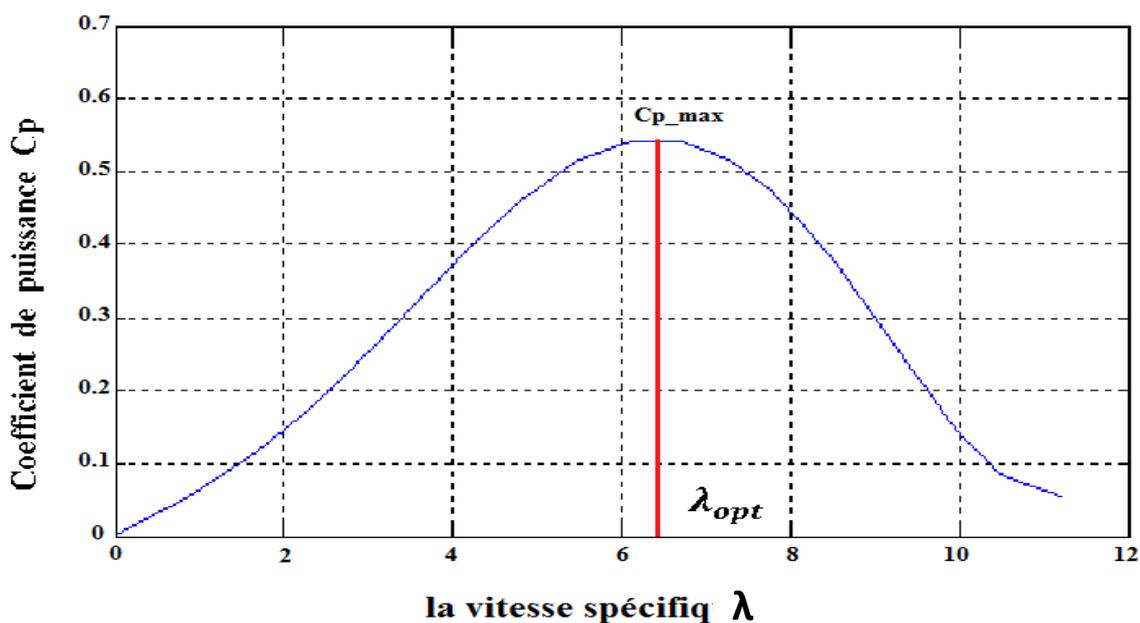


Figure (II.4) : évolution du coefficient de puissance de la turbine utilisée.

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne de la turbine utilisée spécifique λ qui est le rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine ramonée à la vitesse de vent, soit :

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{V} \quad (II.2)$$

Où:

Ω_t : Est la vitesse de la turbine.

L'expression de la puissance aérodynamique captée par l'éolienne s'écrit comme suit :

$$P_{aéro} = \frac{1}{2} \rho S C_p(\lambda) V^3 \quad (II.3)$$

La figure suivante représente la puissance mécanique en fonction de la vitesse du rotor.

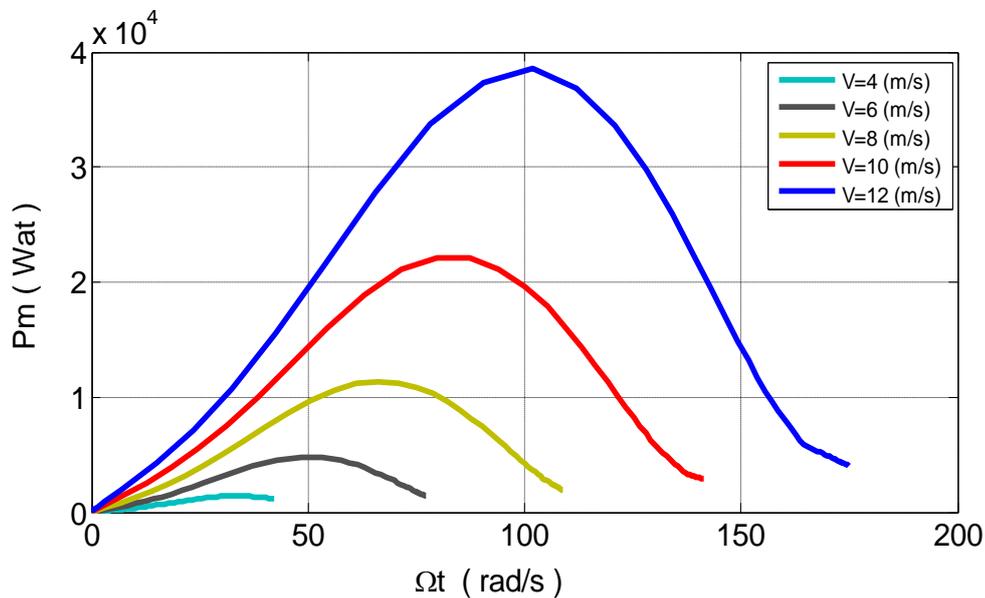


Figure (II.5) : Caractéristique puissance-vitesse d'un aérogénérateur à vitesse variable.

De l'équation (2.2) et (2.3), on déduit l'expression du couple aérodynamique [35] :

$$C_{aéro} = \frac{P_{aéro}}{\Omega_t} = \frac{\frac{1}{2} \rho S C_p(\lambda) V^3}{\Omega_t} \quad (II.4)$$

$$C_{aéro} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_p(\lambda) V^2 \quad (II.5)$$

II.2.2 Modèle de multiplicateur:

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice figure (II.6), elle est modélisée mathématiquement par les équations suivantes [37] :

$$C_g = \frac{C_{aéro}}{G} \quad (II.6)$$

C_g : Couple issu du multiplicateur.

$C_{aéro}$: Couple aérodynamique.

G : Gain du multiplicateur.

Pour la vitesse, on aura :

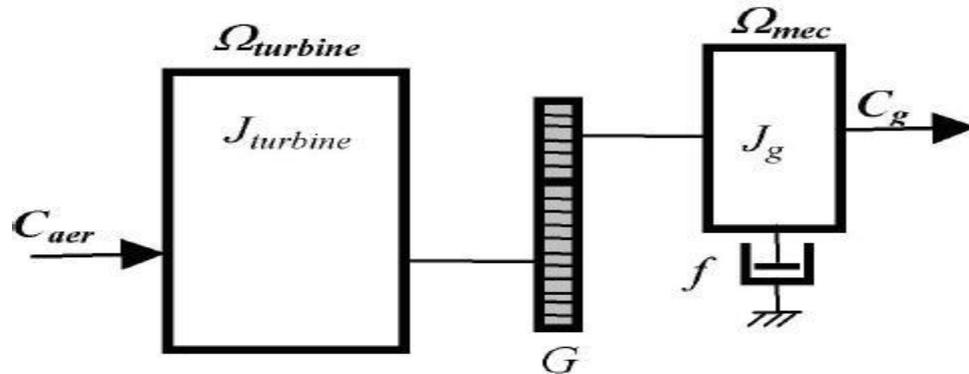


Figure (II.6) : Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique.

II.2.3 Modèle de l'arbre mécanique :

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale J constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice.[17]

$$J = \frac{J_{tur}}{G^2} + J_g \quad (II.7)$$

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 :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (II.8)$$

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 issu du multiplicateur C_g .

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (II.9)$$

Le couple résistant due aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux f [17] :

$$C_{vis} = f \cdot \Omega_{mec} \quad (II.10)$$

Le schéma synoptique du modèle dynamique de la turbine basé sur ces équations est donné par la figure (II.7).

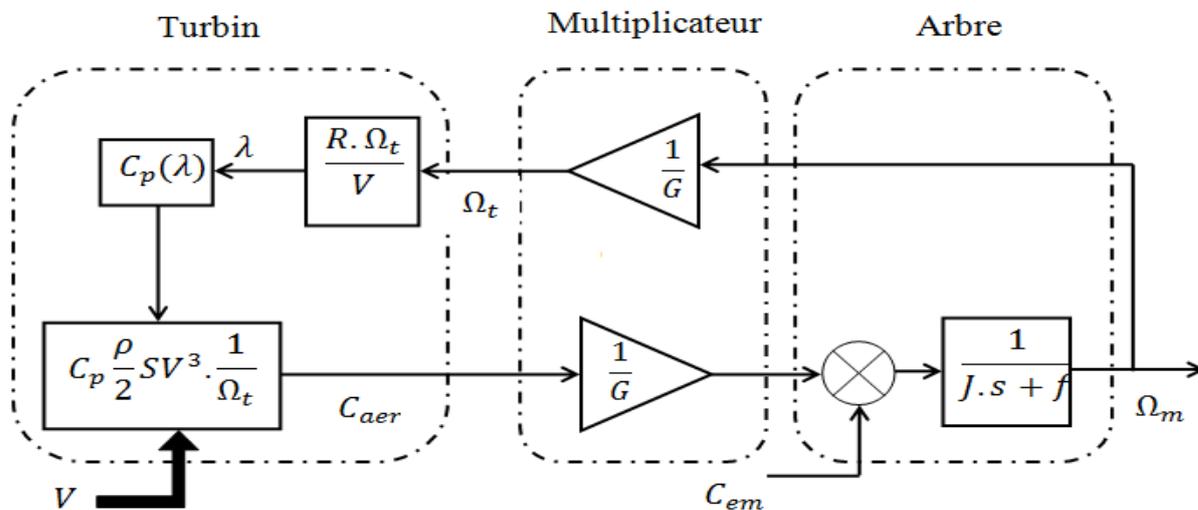


Figure (II.7) : Schéma bloc du modèle de la turbine. [38]

II.2.4 Simulation et interprétation des Résultats :

Les résultats montrés sur les figures ci-dessous sont ceux obtenus pour le modèle d'une turbine éolienne avec une vitesse de vent constant égal à 10 m/s (figure (II.8)) et le couple électromagnétique égal à 10 (Nm) :

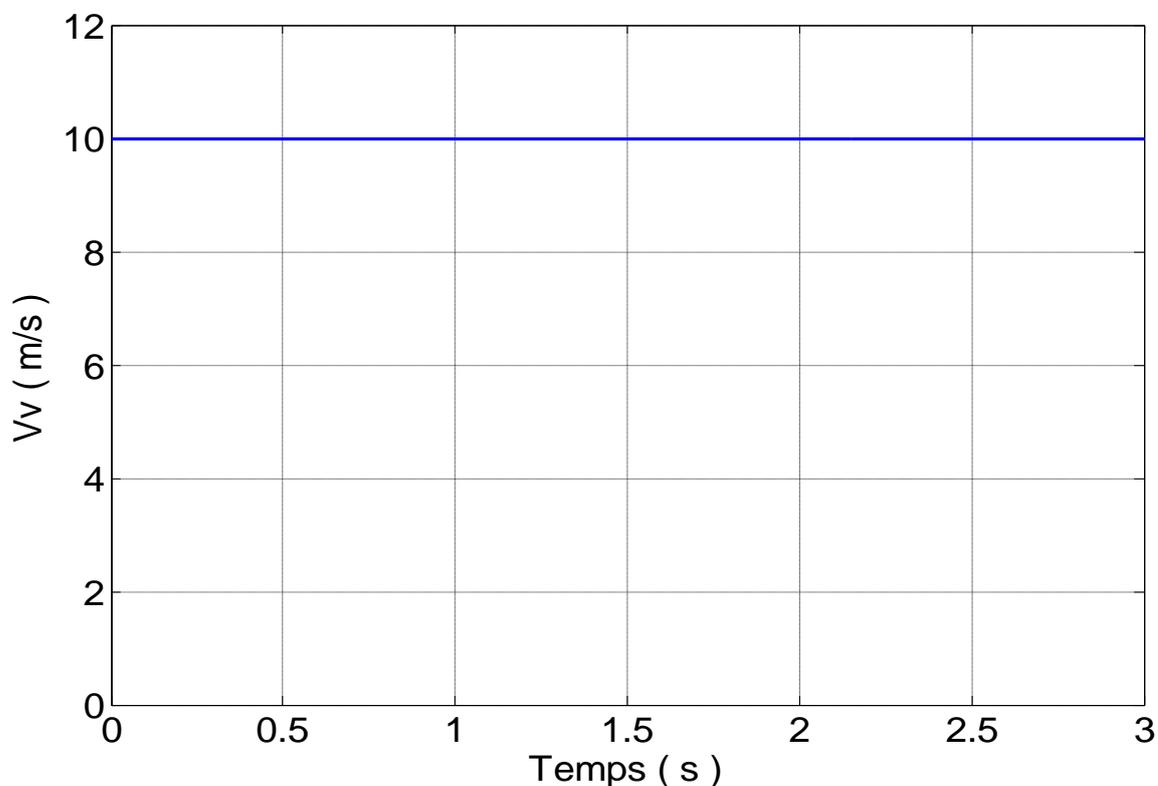


Figure (II.8) : Allure de la vitesse de vent.

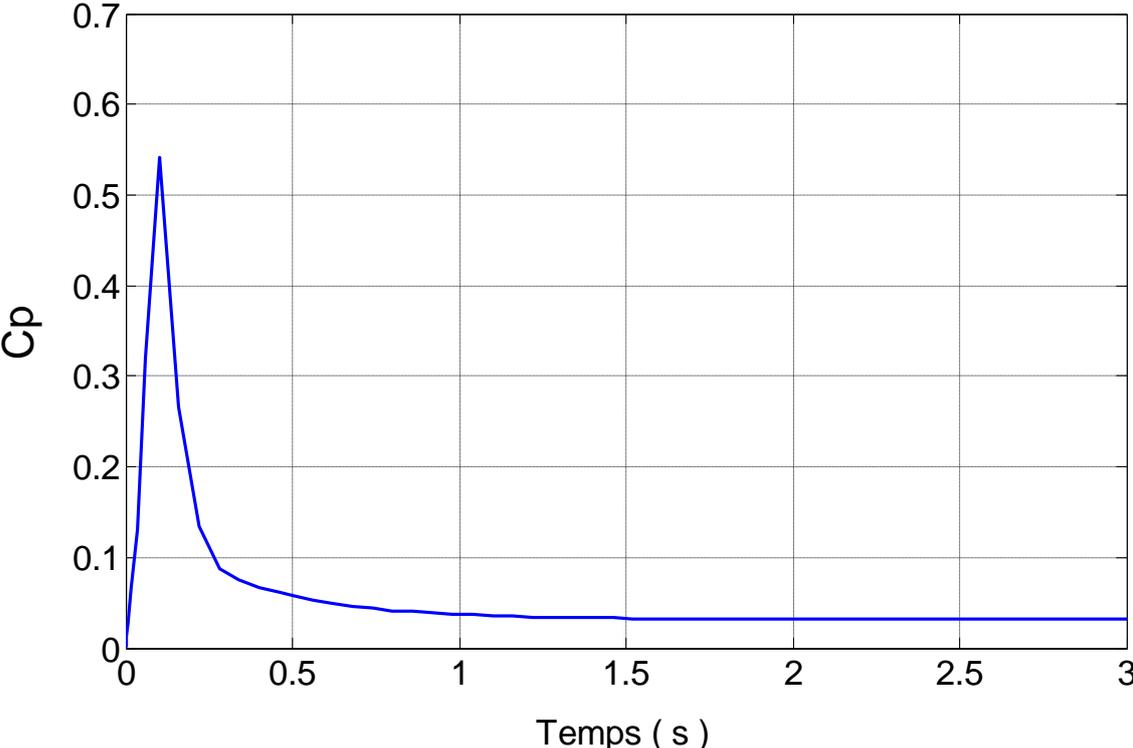


Figure (II.9) : Allure du coefficient de puissance de turbine.

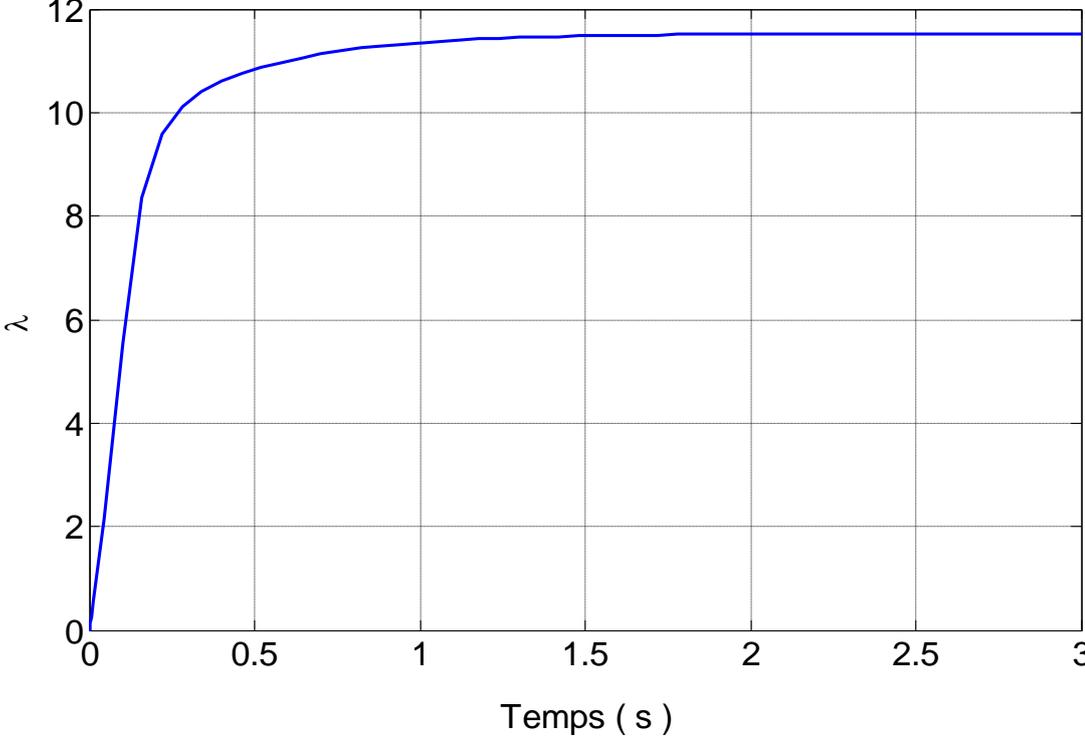


Figure (II.10) : Allure de la vitesse réduit (λ).

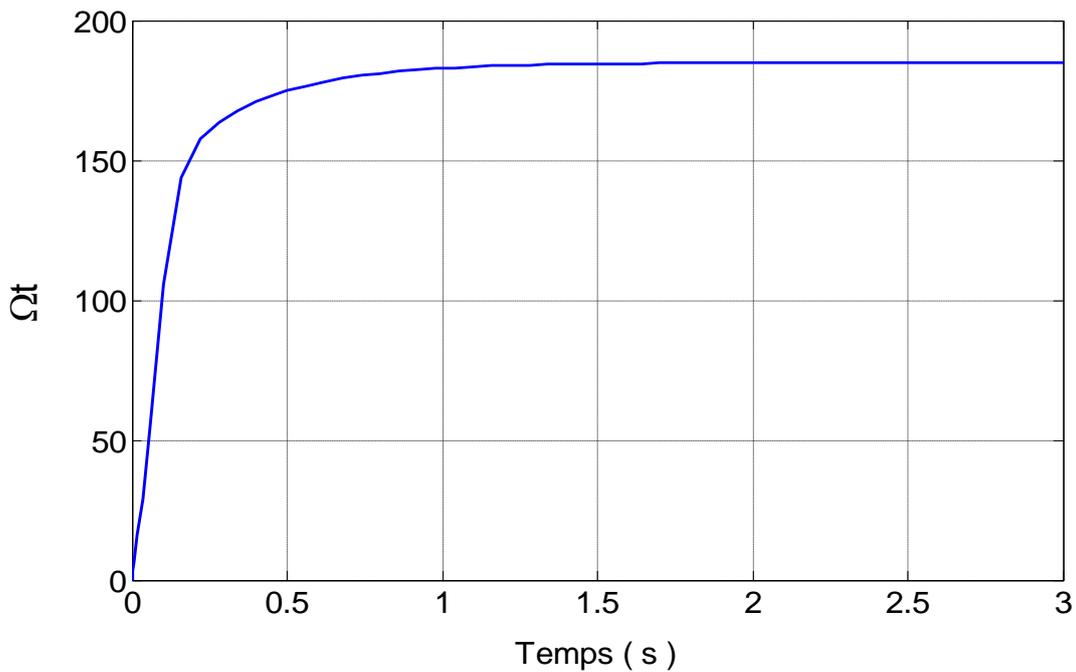


Figure (II.11) : Allure de la vitesse rotation de la turbine

La figure (II.9) représente le coefficient de puissance qui atteint la valeur 0.032 en régime permanent, il n'arrive pas à atteindre sa valeur maximale.

La figure (II.10) montre l'évolution du coefficient λ en fonction du temps pour un vent de vitesse constante ($V=10\text{m/s}$), l'allure de la courbe prend une forme croissante dans le régime de démarrage de la turbine qui dure ($t=1,7\text{s}$), puis il se stabilise à la valeur ($\lambda =11,85$).

La figure (II.11) montre l'évolution de la vitesse de rotation de la turbine en fonction du temps pour un vent de vitesse constante ($V=10\text{m/s}$), l'allure de la courbe prend une forme croissante dans le régime de démarrage de la turbine qui dure ($t=1,4\text{s}$) puis il se stabilise à la valeur ($\Omega=183 \text{ rad/s}$).

II.3 Techniques d'extraction du maximum de la puissance :

Sur la figure (I.14) est illustré une courbe typique de la variation de la puissance aérodynamique comme fonction de la vitesse du vent, où on distingue trois zones principales de fonctionnement [17]:

A partir de ces caractéristiques, il apparaît clairement que si la génératrice est entraînée à une vitesse fixe les maximums théoriques des courbes de puissance ne seront pas exploités.

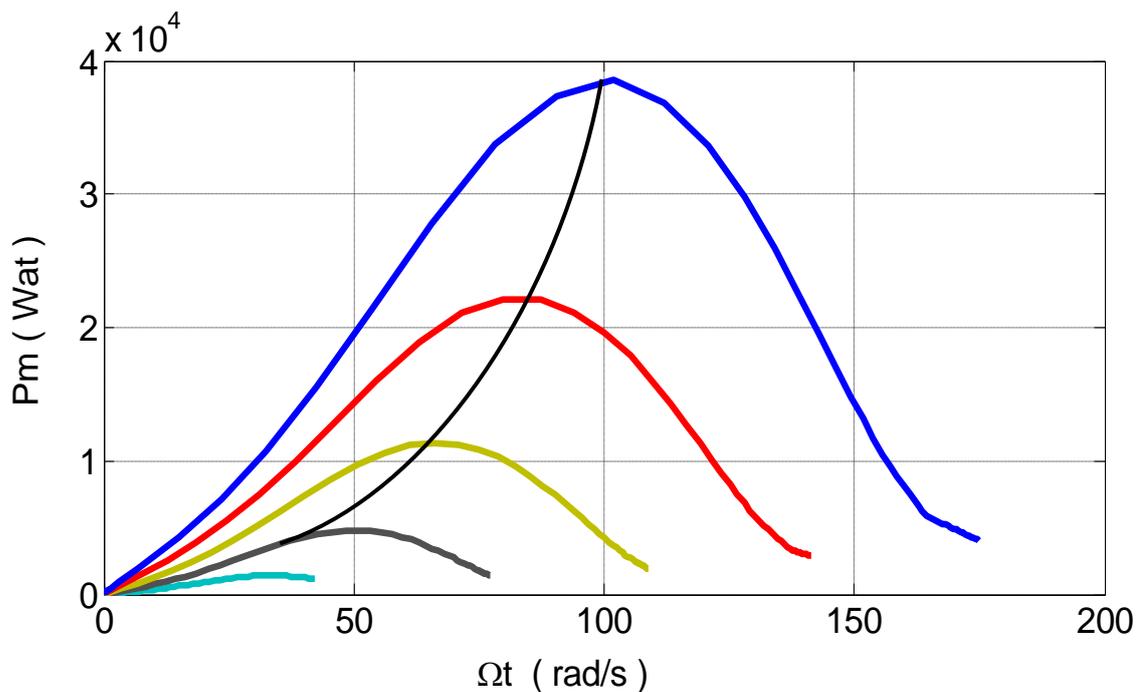


Figure (II.12) : Caractéristique de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation.

Afin d'assurer un fonctionnement optimal de la génératrice éolienne en zone II, il est nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant la poursuite des points de puissance maximale (ou du couple) dite MPPT (Maximum Power Point Tracking) basées sur un fonctionnement à vitesse variable voire la (figure(II.12)).

Ces algorithmes de poursuite sont élaborés avec une caractéristique de la voilure identifiée ou non. Dans le premier cas, on parle d'MPPT classique alors que dans le deuxième, une extraction maximale de la puissance aérodynamique est obtenue sans faire recours à une connaissance de la caractéristique du coefficient de puissance de la turbine.

II.3.1 MPPT avec commande en vitesse :

Pour cette technique, un régulateur de vitesse est incorporé, comme montré sur la figure (II.12)

L'objectif est de faire varier la vitesse de la turbine de manière à réguler la vitesse spécifique λ à sa valeur optimale λ_{opt} , permettant ainsi de fixer le coefficient de puissance à sa valeur maximale.

On déduit des équations (II.2) et (II.3), la puissance maximale extraite et la vitesse de la turbine de référence à imposer en remplaçant les valeurs optimales du ratio de vitesse λ_{opt} et du coefficient de puissance C_{pmax} :

$$\Omega_{t_réf} = \frac{\lambda_{opt} V_v}{R_t} \tag{II.11}$$

La vitesse de référence (coté machine) est alors déduite comme suit :

$$\Omega_{m_réf} = G_t \Omega_{t_réf} \quad (II.12)$$

La puissance aérodynamique maximale extractible du vent peut s'écrire sous la forme :

$$P_{aéro_max} = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^2 V_v^3 C_{p_max} \quad (II.13)$$

Il est à signaler que ce type de contrôle est généralement implémenté du côté machine, et le régulateur de vitesse fournit le couple électromagnétique nécessaire pour maintenir la vitesse de référence. La figure (II.13) montre la structure de la commande en vitesse réalisé dans la zone II.

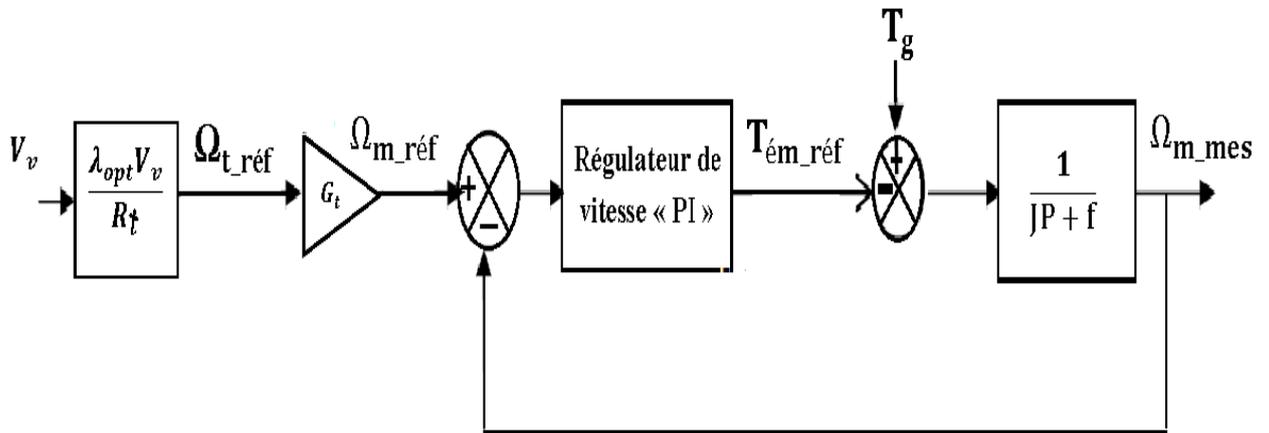


Figure (II.13): Schéma bloc de la commande en vitesse dans la zone II.

Différents correcteurs peuvent être considérés pour ce type de commande [17]. Dans ce manuscrit on propose un correcteur proportionnel-intégral.

Bien que cette méthode soit simple à implémenter, l'inconvénient majeur vient de la mesure erronée de la vitesse du vent par l'anémomètre du fait qu'il est placé derrière le rotor de la turbine, ce qui conduit à une dégradation de la puissance captée [17]-[28].

II.3.2 Le calcul des paramètres du régulateur de vitesse PI :

La fonction du transfert en boucle ouverte s'écrit [20]:

$$FTBO = \left(K_p + \frac{K_i}{P} \right) \left(\frac{1}{JP+f} \right) = \frac{K_p}{P} \left(P + \frac{K_i}{K_p} \right) \left(\frac{1}{P + \frac{f}{J}} \right) \quad (II.14)$$

Par la méthode de compensation des pôles :

$$\text{On pose} \quad P + \frac{K_i}{K_p} = P + \frac{f}{J} \quad (II.15)$$

$$\text{Alors la} \quad FTBO = \frac{K_p}{P} \left(\frac{1}{J} \right) \quad (II.16)$$

En déduit la fonction de transfert en boucle fermée comme suit :

$$FTBF = \frac{FTBO}{1+FTBO} = \frac{\frac{K_p}{P}\left(\frac{1}{J}\right)}{1+\frac{K_p}{P}\left(\frac{1}{J}\right)} \quad (\text{II.17})$$

$$\text{Alors } FTBF = \frac{\frac{K_p}{J}}{P+\frac{K_p}{J}} = \frac{1}{1+\frac{K_p}{J}P} = \frac{1}{1+\tau P} \quad (\text{II.18})$$

$$\text{De ce qui précède on a : } \frac{K_i}{K_p} = \frac{f}{J}, \quad \frac{K_p}{P} = \tau \quad (\text{II.19})$$

$$\text{D'où : } K_p = J\tau \quad (\text{II.20})$$

$$K_i = f\tau \quad (\text{II.21})$$

Avec τ une constante de temps choisie.

Après avoir simulé le schéma de la commande MPPT de la vitesse de la figure (B.2) voire annexe, nous avons obtenu les résultats suivant.

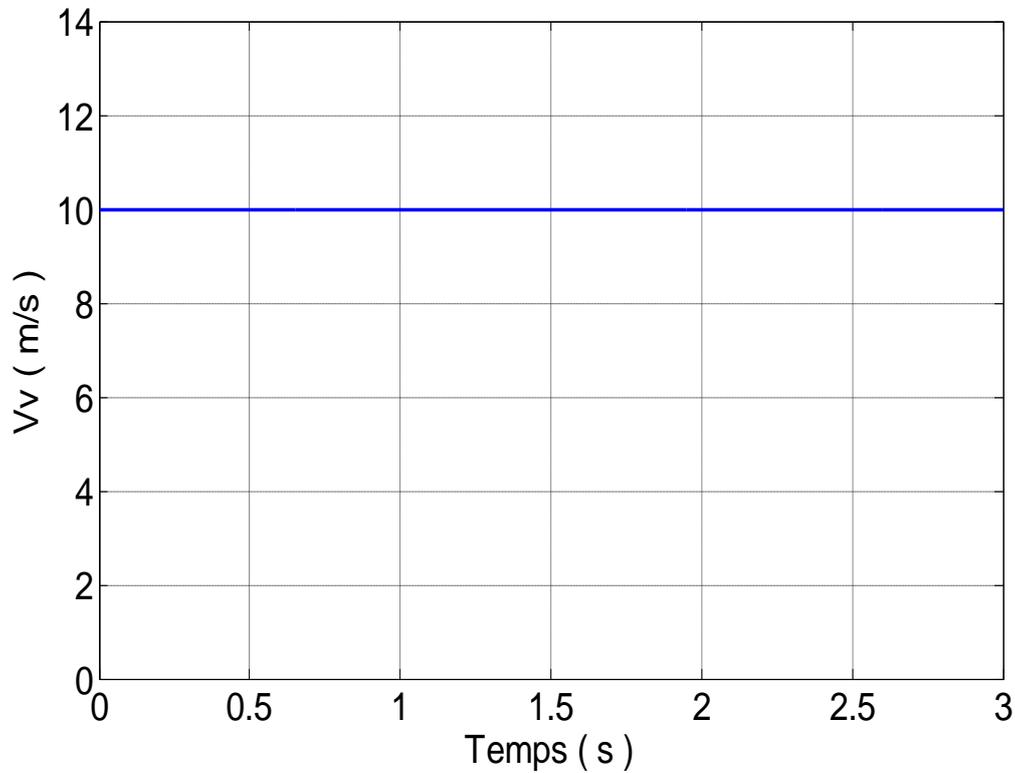


Figure (II.14) : le coefficient de puissance en fonction de temps.

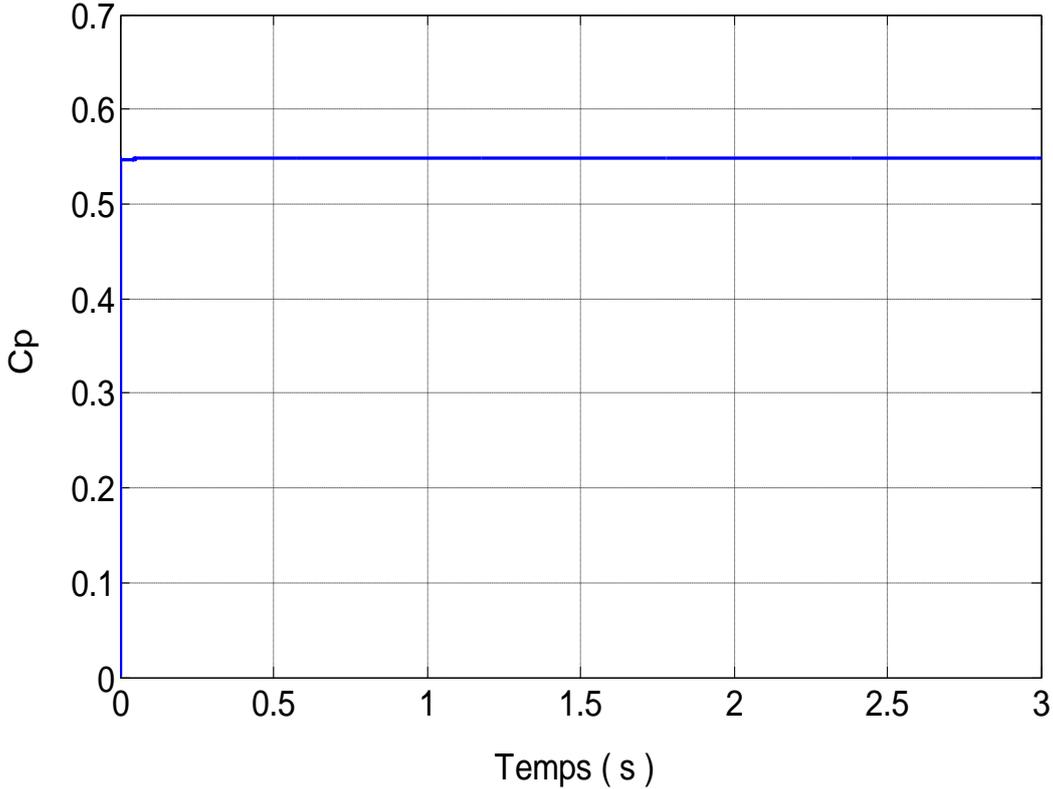


Figure (II.15) : la vitesse de vent en fonction de temps.

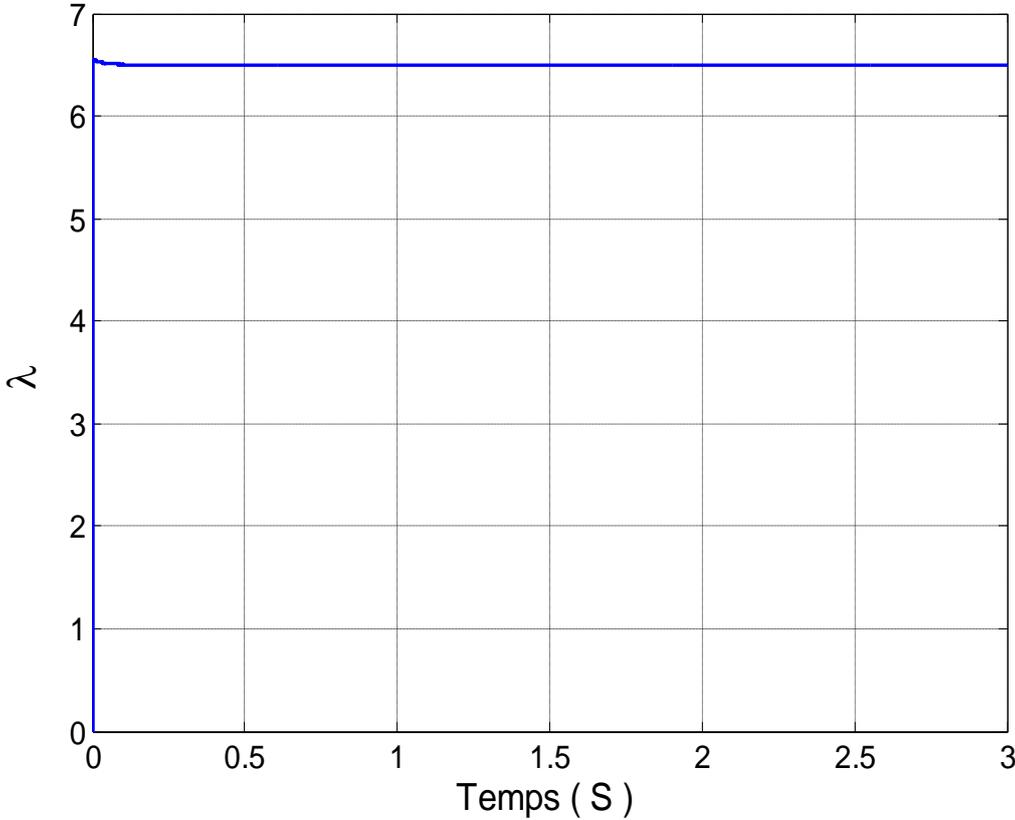


Figure (II.16) : la vitesse réduit (λ) en fonction de temps.

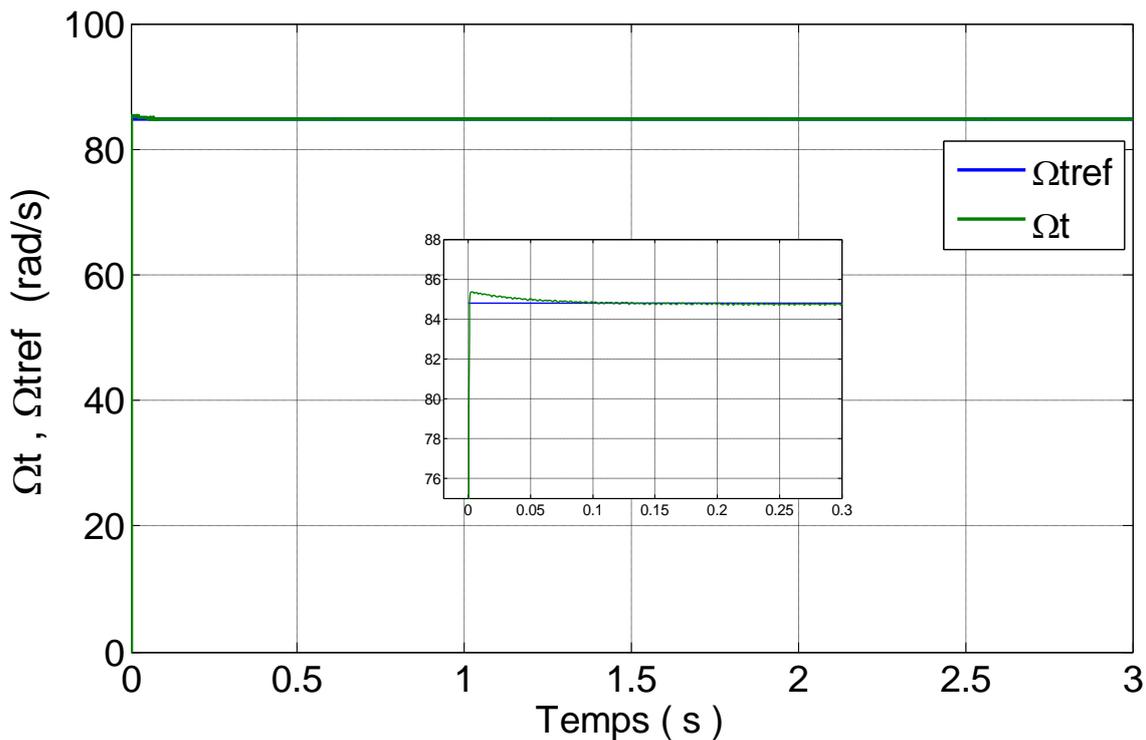


Figure (II.17) : la vitesse mécanique en fonction de temps.

La figure (II.14) représente la variation de la vitesse du vent v en fonction du temps.

La figure (II.15) représente la variation de la vitesse spécifique λ , qui est maintenue autour de sa valeur maximale 6.45.

La figure (II.16) représente la variation du coefficient de puissance C_p , qui est maintenue autour de sa valeur maximale 0.54.

La figure (II.17) représente la régulation de la vitesse mécanique utilisant un régulateur PI. Lorsque la turbine atteint son régime de fonctionnement permanent, sa vitesse est très bien suivie de la vitesse de référence.

II.4 Modèle de la machine synchrone à aimants permanents :

L'une des pièces maîtresses d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne est la génératrice [26]. À l'heure actuelle, grâce à la mise au point d'aimants permanents de grande qualité, permettant l'obtention de couples massiques élevés, les machines à aimants sont de plus en plus utilisées. Lorsque leur nombre de pôles est élevé, leurs puissances peuvent atteindre quelques centaines de kilowatts. Toutefois, elles sont surtout utilisées pour les petites et moyennes puissances de l'ordre de quelques dizaines de kilowatts. Dans ce cas, l'aimant permanent permet d'obtenir, à taille égale, une induction dans l'entrefer plus élevée que pour les machines à rotor bobiné. Par ailleurs, l'emploi d'aimants permanents annule les pertes par effet joule au rotor et augmente le rendement [39], [40].

II.4.1 Modélisation de la MSAP :

Le modèle mathématique de la machine synchrone est établi sur la base de certaines hypothèses simplificatrices essentielles [41]:

- absence de saturation dans le circuit magnétique,
- distribution sinusoïdale de la FMM créée par les enroulements du stator,
- hystérésis, courants de Foucault et effet de peau négligés,
- effet d'encoche négligeable,
- résistance des enroulements ne variant pas avec la température.

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.

II.4.1.1 Equations électriques

Les équations électriques des machines électriques dans un repère fixe lié au stator sont décrites par :

$$\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.22})$$

Avec :

R_s : La résistance des phases statoriques.

$[Va \quad Vb \quad Vc]^T$: Les tensions des phases statoriques.

$[Ia \quad Ib \quad Ic]^T$: Les courants des phases statoriques.

$[\Phi_a \quad \Phi_b \quad \Phi_c]^T$: Les flux totaux à travers les bobines statoriques.

$$\begin{cases} [V_{sdq}] = [P(\theta)][V_{sabc}] \\ [I_{sdq}] = [P(\theta)][I_{sabc}] \end{cases} \quad (\text{II.23})$$

Les enroulements statoriques de la machine synchrone considérée sont connectés en étoile à neutre isolé. Dans ce cas, la somme instantanée des courants statoriques est nulle, il n'y a pas de courant homopolaire. Par conséquent, s'il existe une composante homopolaire, de tension ou de flux, elle n'intervient pas dans le calcul du moment du couple [42], [41]. Le comportement de la machine peut être défini par deux variables indépendantes.

II.4.1.2 Equations électriques dans le repère de Park (d, q) :

Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine, un changement de repère est nécessaire. Cette transformation mathématique permet de remplacer les trois bobines statoriques

fixes déphasées de $2\pi/3$ en deux bobines fictives équivalentes, situées sur le rotor, déphasées de $\pi/2$ (Figure (II .16)) [41].

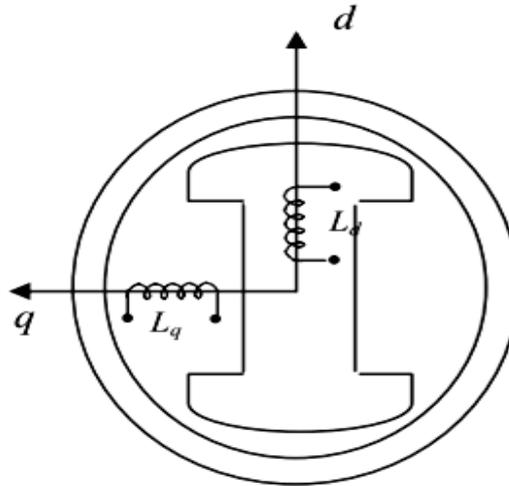


Figure (II.18) : Représentation de la MSAP dans le repère (d,q) de Park [11].

La transformation de Park est:

$$P[\theta] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.24})$$

Après développement des équations ci-dessus, on obtient les équations suivants :

$$\begin{cases} V_d = R_s \cdot i_d + \frac{d\phi_d}{dt} - \omega\phi_q \\ V_q = R_s \cdot i_q + \frac{d\phi_q}{dt} + \omega\phi_d \end{cases} \quad (\text{II.25})$$

II. 4.1.3 Equations magnétiques

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale des conducteurs, ϕ_d et ϕ_q sont fonctions linéaires des courants i_d et i_q :

$$\begin{cases} \phi_d = L_d i_d + \phi_f \\ \phi_q = L_q i_q \end{cases} \quad (\text{II.26})$$

Ou : ϕ_f le flux des aimants à travers le circuit équivalent direct.

$L_d L_q$: Les inductances directe et en quadrature, elles sont supposées indépendantes de θ .

Les circuits électriques équivalents de la MSAP peuvent être représentés comme suit [11]:

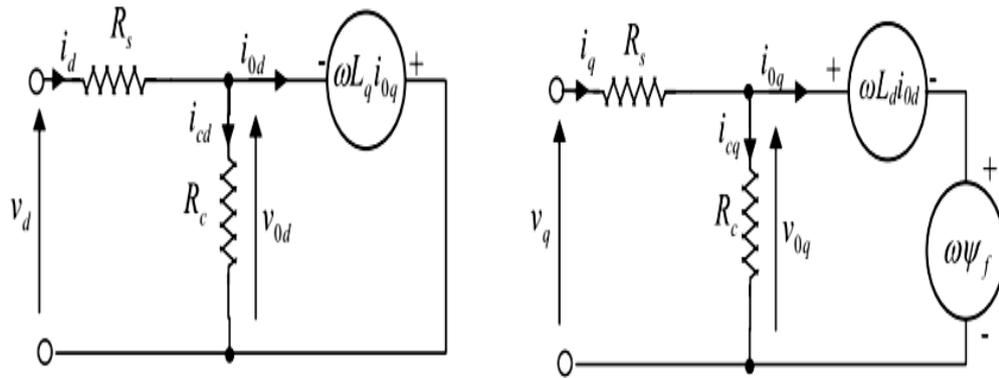


Figure (II.19) : Circuit équivalent de MSAP –convention moteur-[41].

Pour la convention génératrice, les sens des courant i_d et i_q dans les repères de Park sont inversés. Ainsi, le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents (figure (II.20)) obtenu s'écrit sous la forme [41] :

En utilisant la convention génératrice ; on inverse le sens des courant i_d

II.4.1.4 Equations électriques :

$$\begin{cases} V_d = -R_s i_d - L_d \frac{di_d}{dt} + L_q i_q \omega \\ V_q = -R_s i_q - L_q \frac{di_q}{dt} - L_d i_d \omega + \omega \Phi_f \end{cases} \quad (II.27)$$

$$\omega = p\Omega \quad (II.28)$$

Avec :

i_q , i_d : Courants statoriques dans le repère de Park [A] .

V_q , V_d : Tensions statoriques dans le repère de Park [V].

R_s : Résistance statoriques [Ω].

L_q , L_d : Inductances statoriques dans le repère de Park [H].

P : Nombre de paire de pôles de la machine synchrone.

ω : Pulsation de la tension [rad/s].

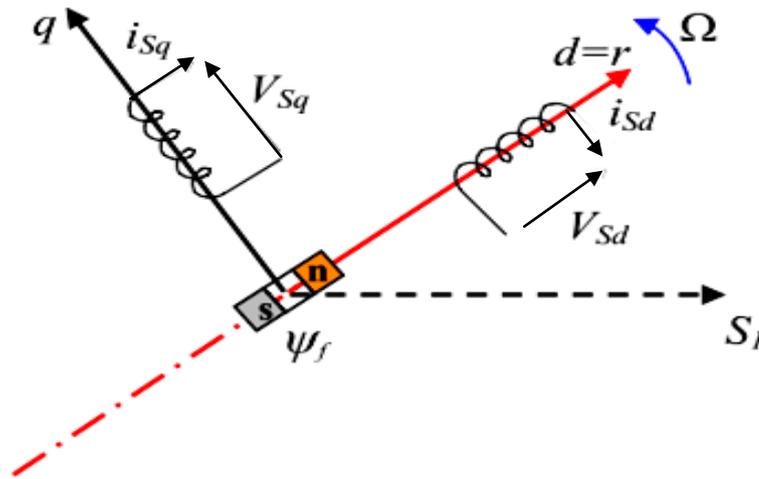


Figure (II.20) : Modèle de PARK pour la GSAP [11]

II.4.1.5 Expression du couple électromagnétique :

Le couple électromagnétique développé par les machines synchrones à **f.e.m** sinusoïdale peut être donné par la relation suivant :

$$\begin{cases} C_{em} = \frac{3}{2}p(\Phi_d i_q - \Phi_q i_d) \\ C_{em} = \frac{3}{2}p[(L_d - L_q)i_d i_q + i_q \Phi_f] \end{cases} \quad (II.29)$$

II.4.1.6 Equations mécanique :

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

$$C_m - C_{em} - f\Omega = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (II.30)$$

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la génératrice synchrone à aimant permanent est représenté sur la figure (II.19)

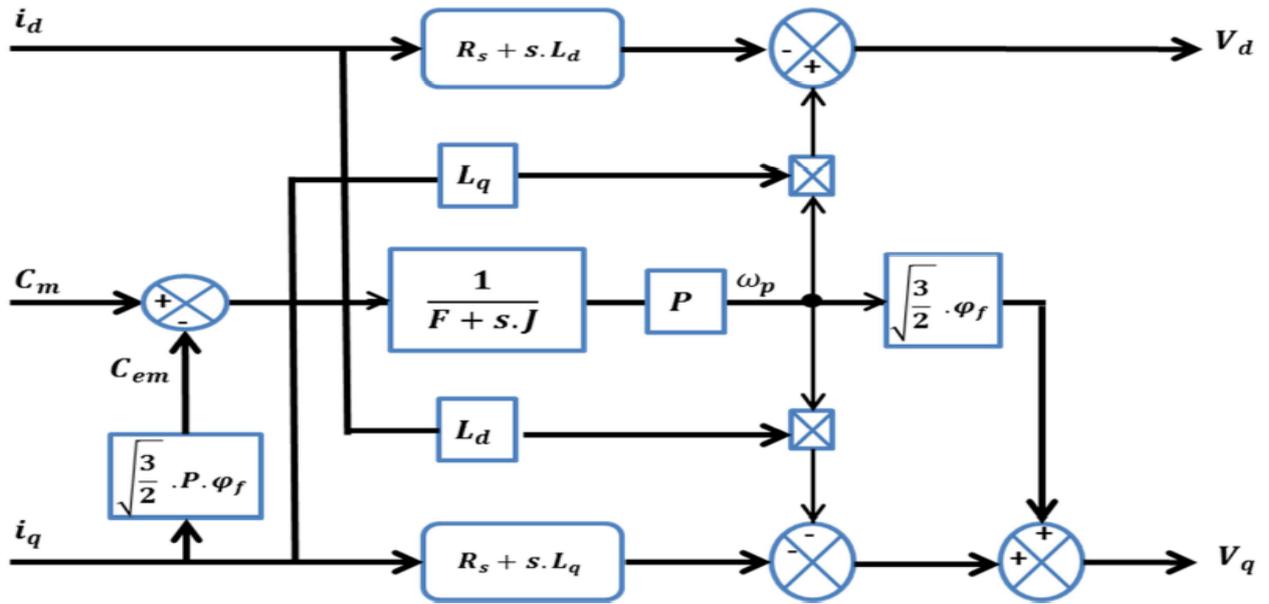


Figure (II.21) : Schéma bloc du modèle de la GSAP dans le repère d q.

A- Fonctionnement à vide :

Le fonctionnement à vide caractérisé par des courants nuls

$$\begin{cases} i_d = 0 \\ i_q = 0 \end{cases} \quad (II.31)$$

Les expressions des tensions et celle du couple deviennent :

$$\begin{cases} U_d = 0 \\ U_q = \omega_r \phi_f \\ C_e = 0 \end{cases} \quad (II.32)$$

B - Fonctionnement en charge (R_{ch}, L_{ch}) :

La génératrice alimente un charge électrique (R_{ch} L_{ch}). Pour obtenir les tensions et les courants résultant de l'application de cette charge sur la génératrice, on applique les expressions des tensions données par l'équation (II.29) :

D'autre part, l'application des tensions U_d , U_q sur la charge donne :

$$\begin{cases} U_d = R_{ch} i_d + L_{ch} \frac{d}{dt} i_d - \omega_r L_{ch} i_q \\ U_q = R_{ch} i_q + L_{ch} \frac{d}{dt} i_q + \omega_r L_{ch} i_d \end{cases} \quad (II.33)$$

En remplaçant les expressions de U_d , U_q dans (II.) on obtient le système suivant :

$$\begin{cases} 0 = -(R_{ch} + R_s)i_d - (L_{ch} + L_d)\frac{d}{dt}i_d + \omega_r(L_{ch} + L_q)i_q \\ 0 = -(R_{ch} + R_s)i_q - (L_{ch} + L_q)\frac{d}{dt}i_q - \omega_r(L_{ch} + L_d)i_d + \omega_r\Phi_f \end{cases} \quad (\text{II.34})$$

Ou bien

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_{ch} + L_d} [-(R_{ch} + R_s)i_d + \omega_r(L_{ch} + L_q)i_q] \\ \frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_{ch} + L_q} [-(R_{ch} + R_s)i_q - \omega_r(L_{ch} + L_d)i_d + \omega_r\Phi_f] \end{cases} \quad (\text{II.35})$$

II.5 Simulation et interprétation des Résultats :

Afin de simuler la génératrice, on a fait appel au logiciel MATLAB/SIMULINK. Les paramètres et les schémas de simulation de la génératrice sont donnés en annexe (A).

➤ Fonctionnement à vide

Les résultats montrés sur les figures ci-dessous sont ceux obtenus pour le modèle d'une génératrice synchrone à vide.

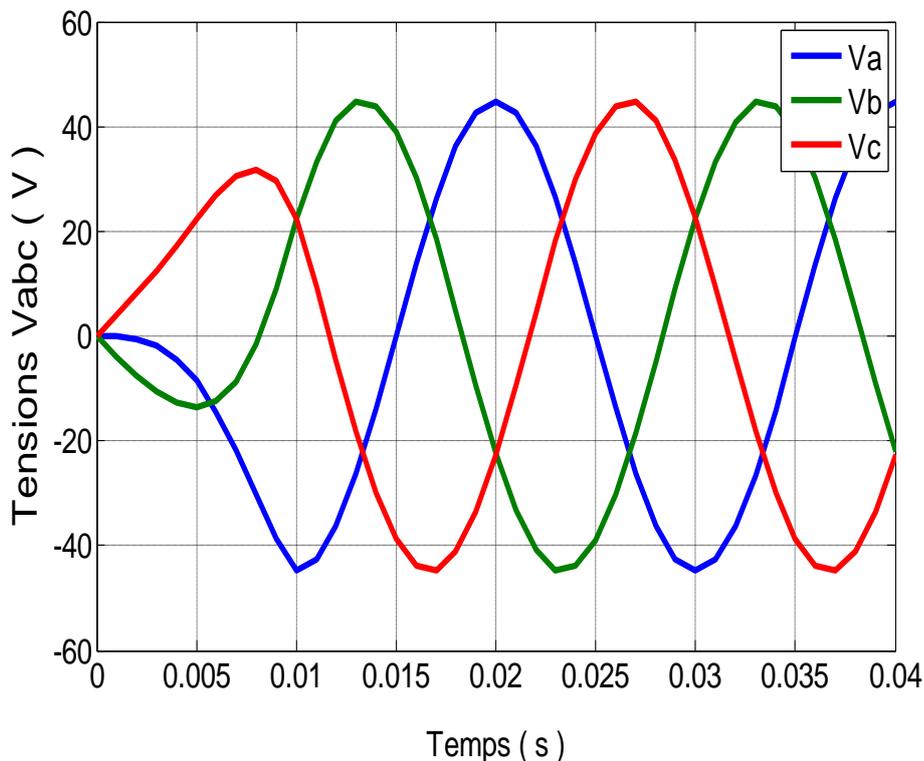


Figure (II.22) : Tensions statoriques de GSAP à vide

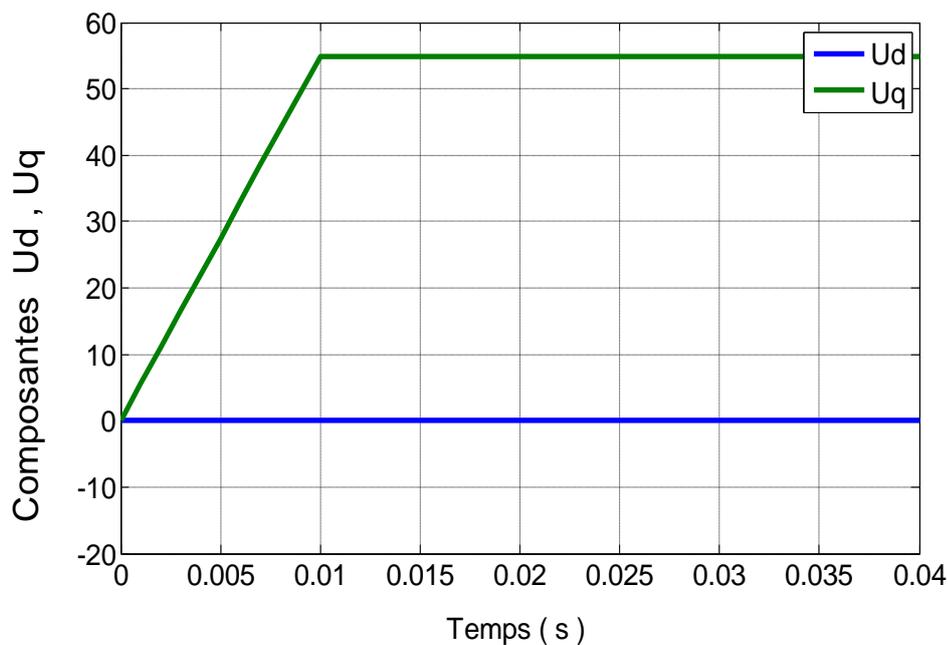


Figure (II.23) : Composantes U_d , U_q .

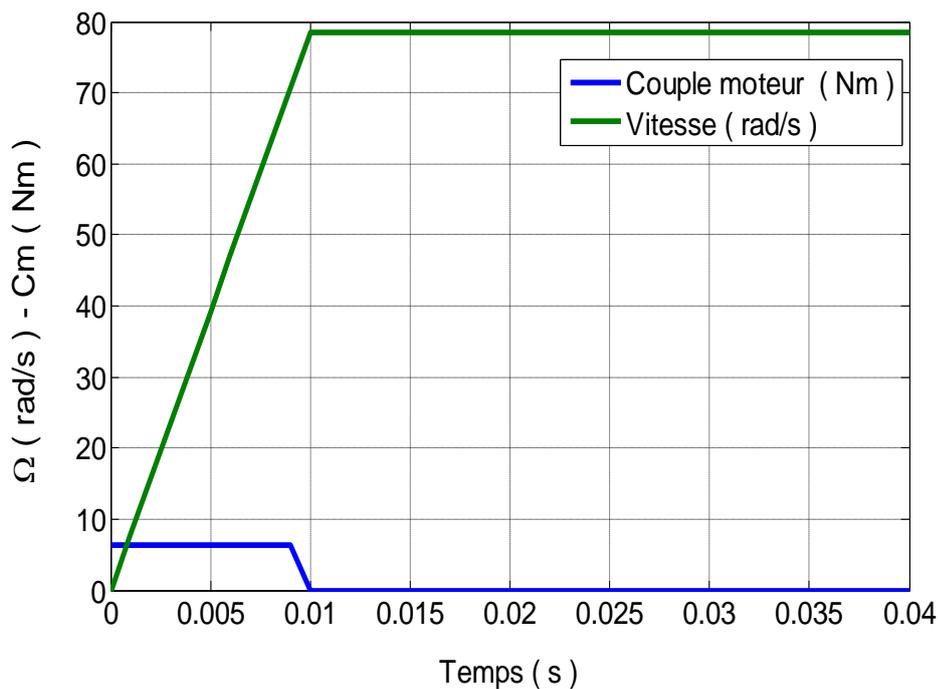


Figure (II.24) : Vitesse de rotation et couple moteur

Interprétation des résultats

On lance la génératrice à l'aide d'un couple moteur égal à 6.28 Nm. Étant donné que les frottements sont considérés nuls, on constate d'après la figure (II.22) qu'à la vitesse de 78.5 rad/s, les tensions de phase sont parfaitement sinusoïdales avec une valeur crête de 55 V et une fréquence de 50 Hz.

➤ Fonctionnement en charge (R_{ch} , L_{ch}) :

Les résultats montrés sur les figures ci-dessous sont ceux obtenus pour le modèle d'une génératrice synchrone en charge.

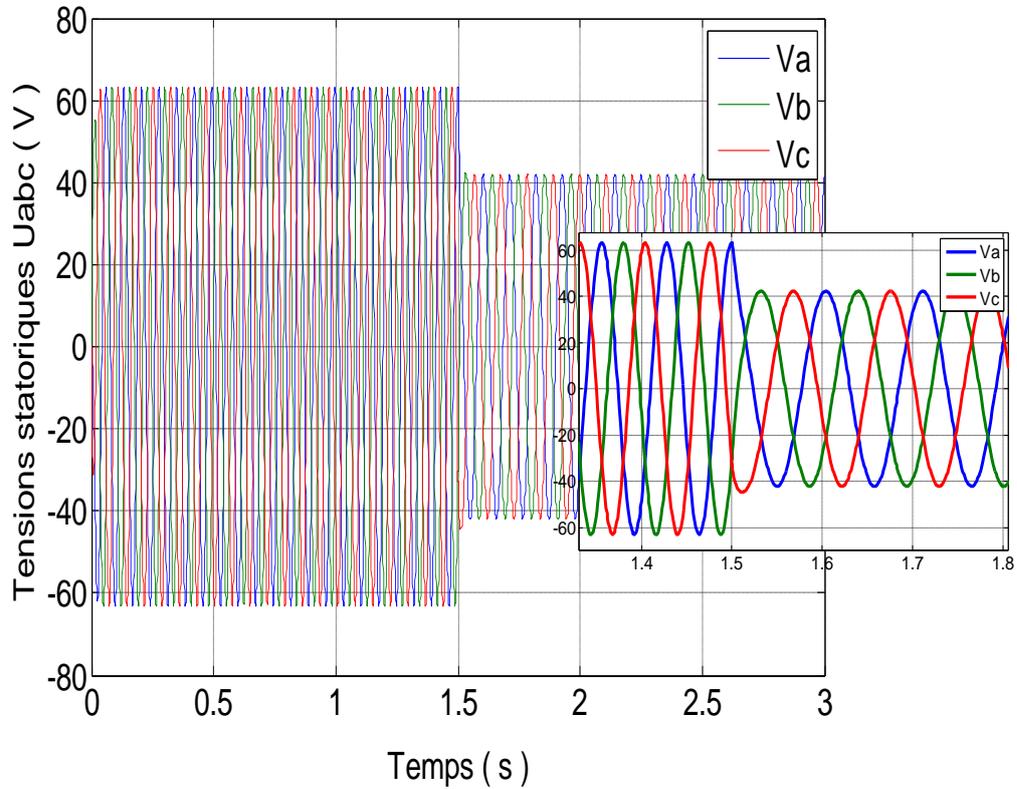


Figure (II.25): Allures de la tension statoriques de la GSAP en charge.

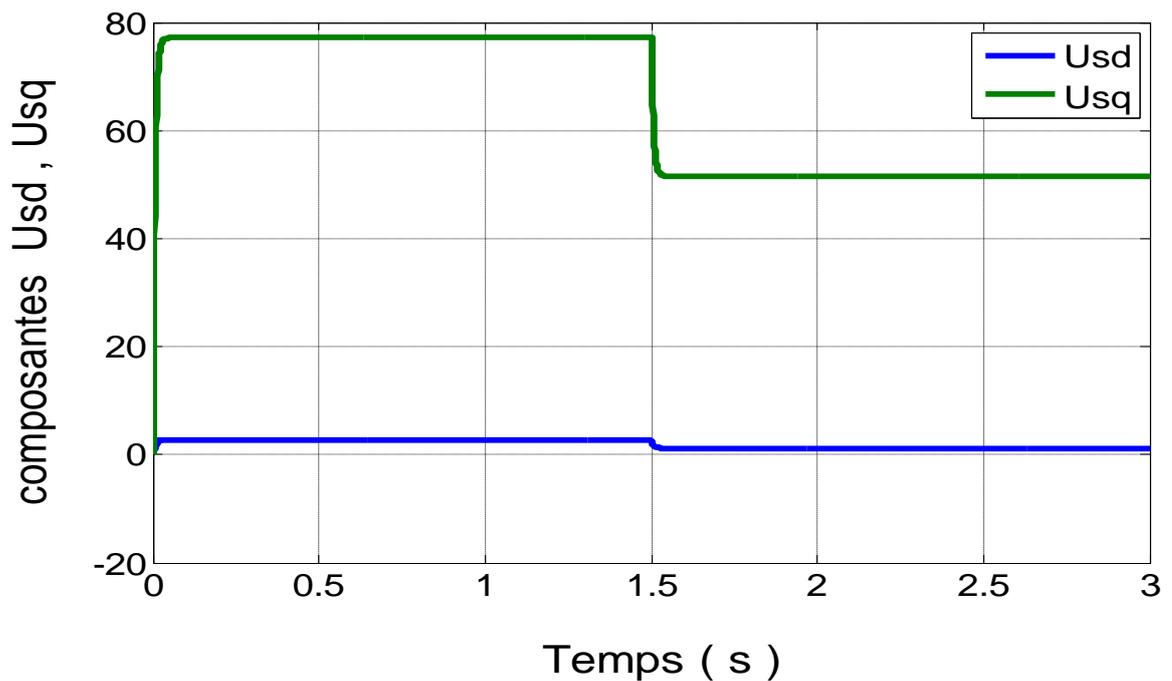


Figure (II.26): Allures de composants (U_{sd} , U_{sq}) de la GSAP en charge.

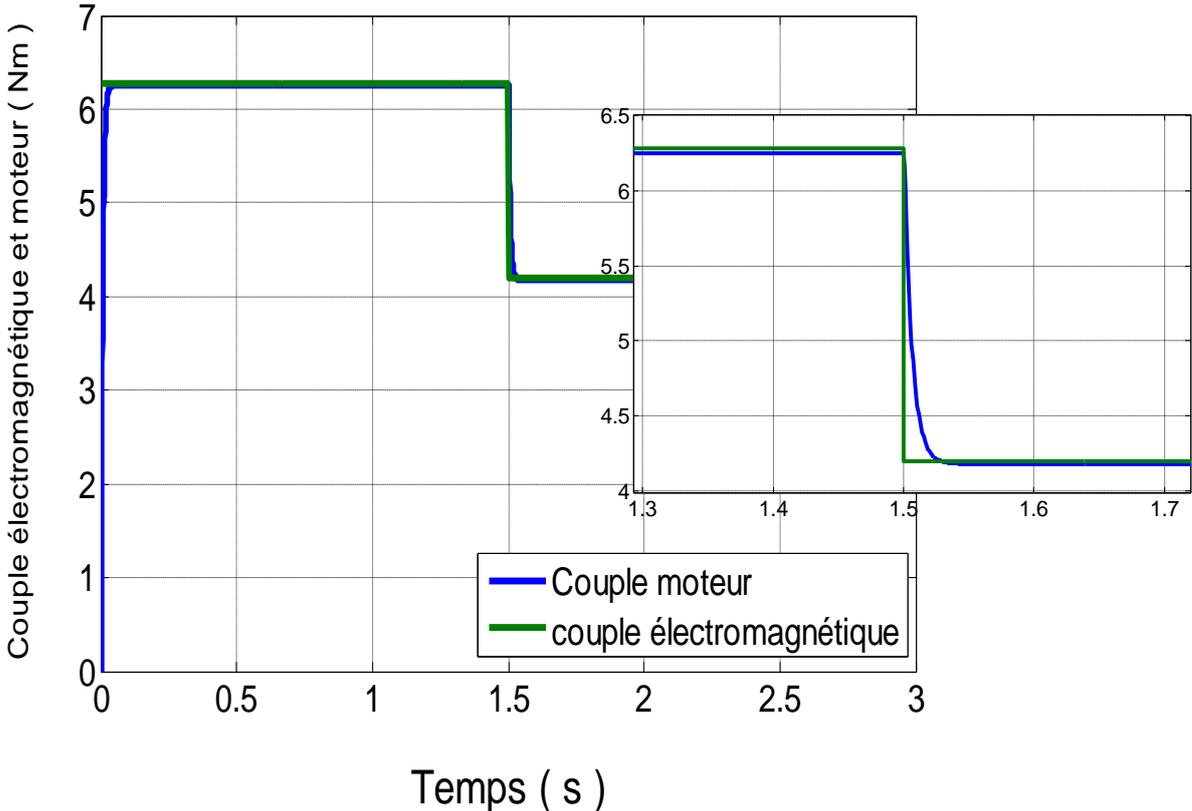


Figure (II.27): Allures du couple électromagnétique et le couple moteur.

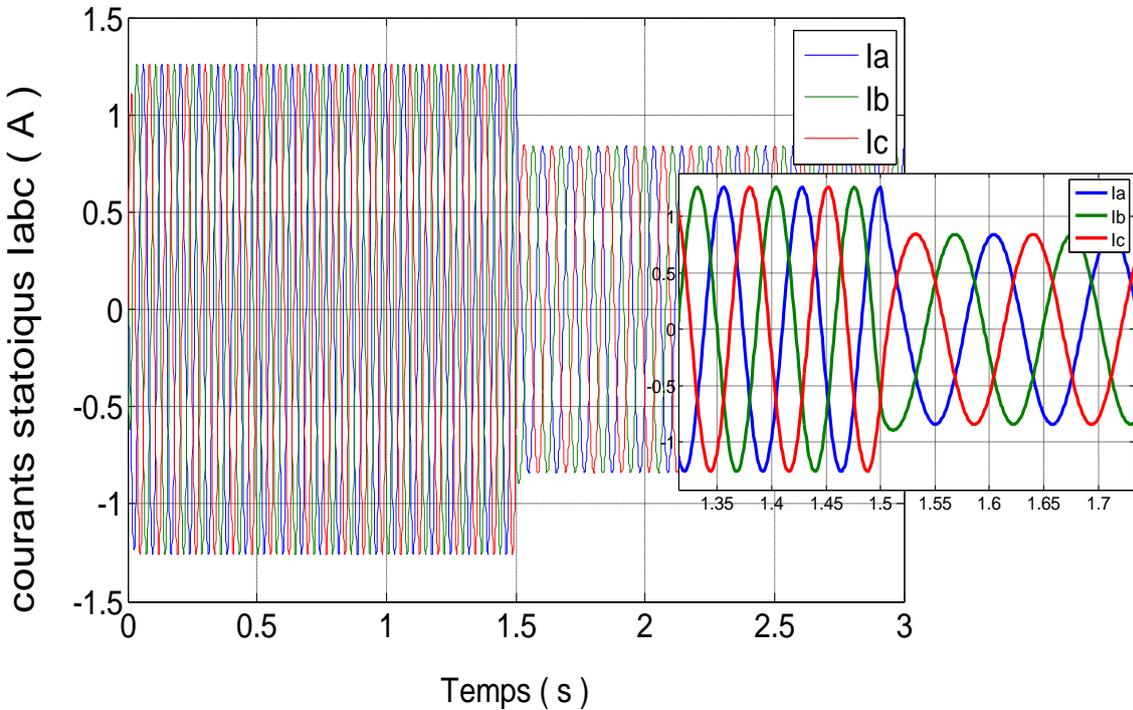
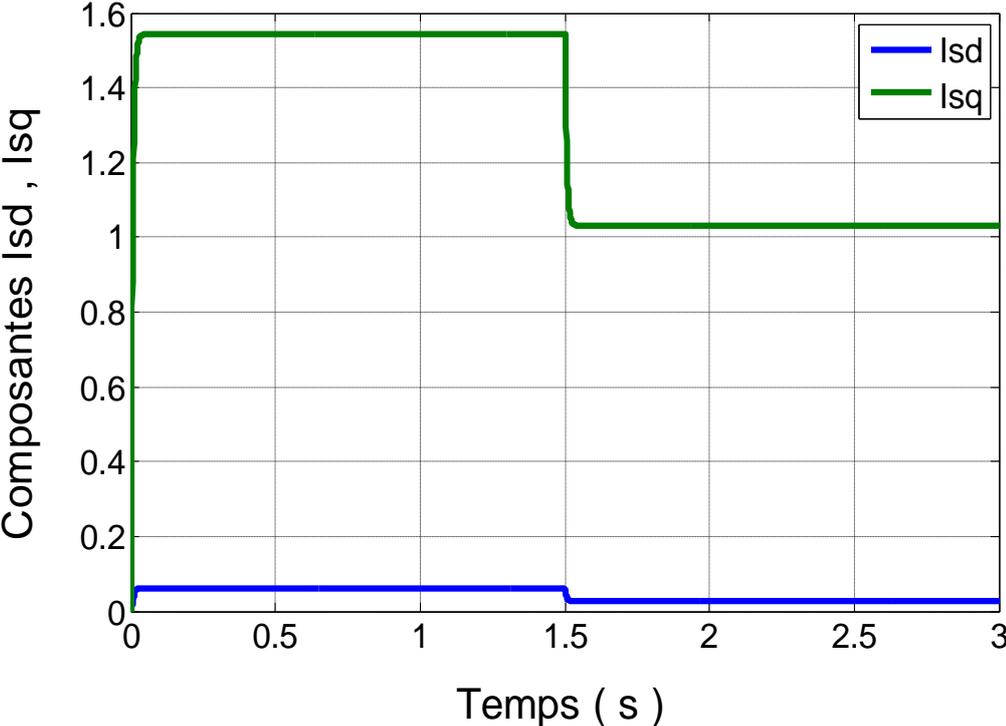
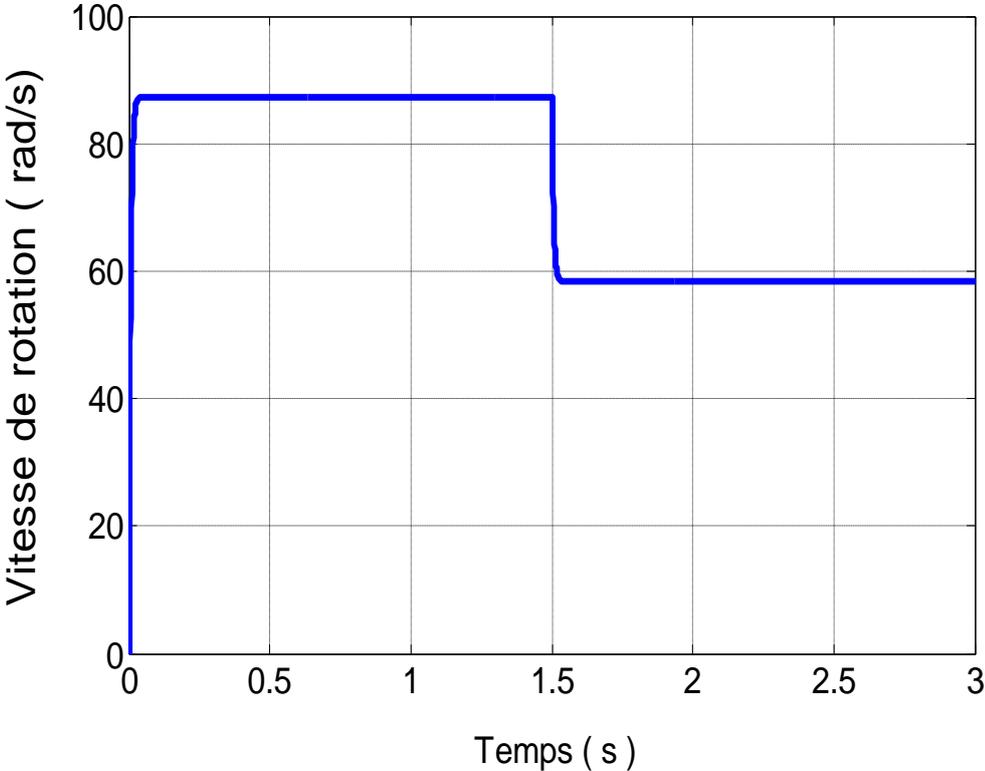


Figure (II.28): Allures de la courant statoriques de la GSAP en charge.



Figure(II.29): Allures du composants (I_{sd} , I_{sq}) de la GSAP en charge.



Figure(II.30): Allure de la vitesse rotation du GSAP en charge.

Interprétation

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.27).on constate sur la figure(II.30) que la vitesse de la génératrice est faible et loin de celle de synchronisme, ce qui traduit par des faibles fréquences de tension et courant représentés sur les figures (II.25) et (II.28). Ce - ci est expliqué par le fait que le couple moteur appliqué est insuffisant. En diminuant le couple moteur de 6.28(Nm), à 4.2 (Nm), la vitesse mécanique varie de 87.2 (tr/min) jusqu'à 58.83 (tr/min). La tension et le courant diminuent respectivement de 62.6917(v), à 42.44(v), et de 1.26(A) à 0.845(A). Il est clair donc, que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie.

II.6 Modélisation d'un moteur à courant continu à excitation séparée:

Le principe de fonctionnement du moteur à courant continu peut s'expliquer avec un minimum de formules et équations. Pour faire simple, un moteur à courant continu est constitué de deux parties : une partie fixe qui génère un champ magnétique (le stator) et une partie tournante (le rotor).

Un moteur à courant continu est constitué de deux parties électriques : le stator et le rotor. Lorsqu'on alimente le moteur, il se crée une interaction magnétique qui met le moteur en mouvement. Lorsqu'on inverse le sens de la tension qui alimente le moteur, il tourne en sens inverse.

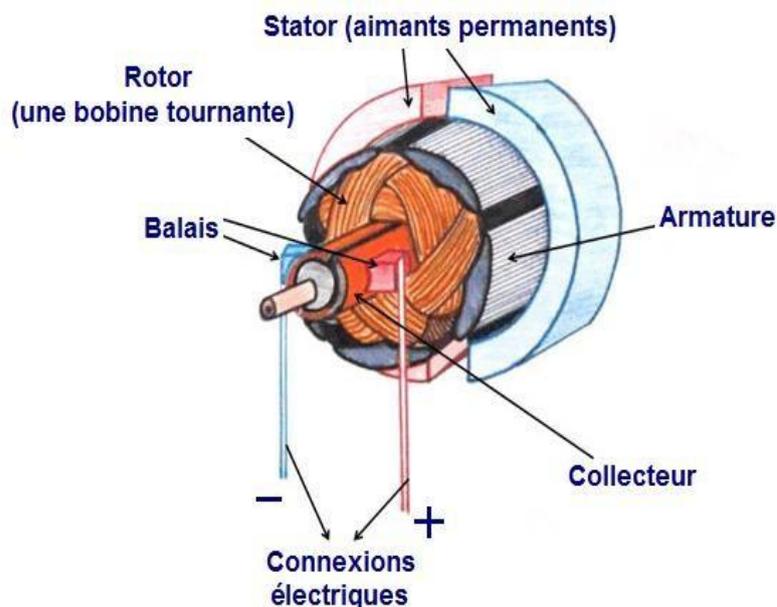


Figure (II.31) : Principe de fonctionnement d'un moteur à courant continu

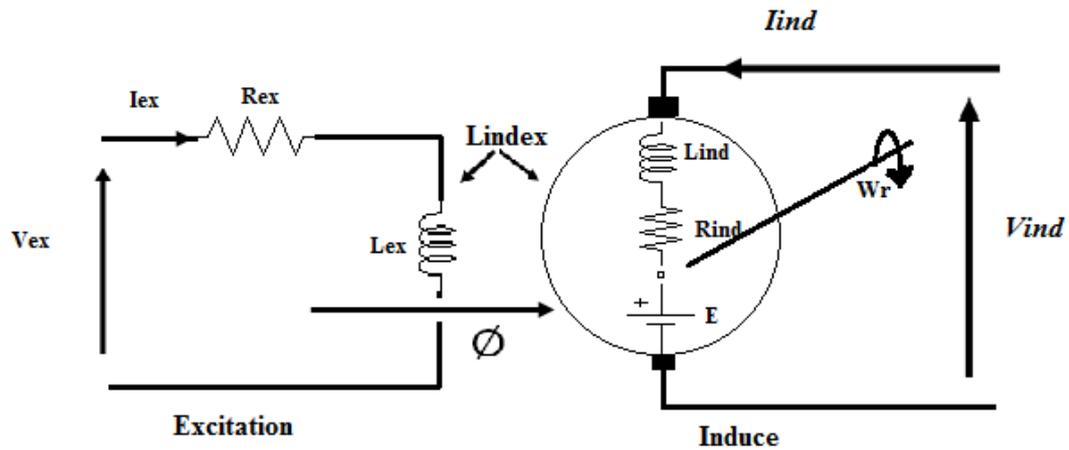


Figure (II.32) : le schéma équivalent d'un moteur à courant continu à excitation séparée:

II.6.1 équations électrique

D'un point de vu électrique, l'induit peu être caractérisé par une résistance en série avec une inductance et une force contre électromotrice, ce que conduit a l'équation suivante :

$$\frac{d}{dt} I_{ind} = \left[-\frac{R_{ind}}{L_{ind}} \right] \cdot I_{ind} + \left[\frac{-L_{index}}{L_{ind}} \right] \cdot W_r \cdot I_{ex} + \left[\frac{1}{L_{ind}} \right] \cdot V_{ind} \quad (II.36)$$

Et aussi pour le circuit d'excitation :

$$\frac{d}{dt} I_{ex} = \left[-\frac{R_{ex}}{L_{ex}} \right] \cdot I_{ex} + \left[\frac{1}{L_{ex}} \right] \cdot V_{ex} \quad (II.37)$$

II.6.2.équations mécaniques :

D'un point de vu mécanique, l'équation du système en rotation conduit à :

$$\frac{d}{dt} W_r = \left[\frac{L_{index}}{J} \right] \cdot I_{ex} \cdot I_{ind} + \left[\frac{-C_r}{J} \right] + \left[\frac{-F_c}{J} \right] \cdot W_r \quad (II.38)$$

III.6.3 la fonction de transfère de procédé :

On a $V_{ex} = \text{constant}$, alors :

A partir de l'équation (II.37) on peut tirer :

$$I_{ex} = \frac{V_{ex}}{R_{ex}} \quad (II.39)$$

II.6.3.1.Transformation de Laplace :

On injecte l'équation (II.39) dans (II.36) après la transformation de la place on obtient :

$$I_{ind}(p) = -L_{index} \frac{V_{ex}}{R_{ex} [pL_{ind} + R_{ind}]} * W_r(p) + \frac{1}{[pL_{ind} + R_{ind}]} * V_{ind}(p) \quad (II.40)$$

$$W_r(p) = \frac{L_{index} \cdot V_{ex}}{R_{ex} [PJ + f_c]} * I_{ind}(p) - \frac{1}{P[PJ + f_c]} * C_r \quad (II.41)$$

On suppose que le moment du couple d pertes (qui est vu comme une perturbation) est négligeable devant le moment du couple électromagnétique C_e . On injecte (II.40) dans (II.41) on obtient la formule suivante :

$$\frac{W_r(p)}{V_{ind}(p)} = \frac{L_{index} \cdot V_{ex}}{R_{ex}^2 [PJ + f_c] [PL_{ind} + R_{ind}] + L_{index}^2 \cdot V_{ex}^2} \quad (II.42)$$

Donc la fonction de transfère de procédé est :

$$H(P) = \frac{L_{index} \cdot V_{ex}}{R_{ex}^2 [PJ + f_c] [PL_{ind} + R_{ind}] + L_{index}^2 \cdot V_{ex}^2} \quad (II.43)$$

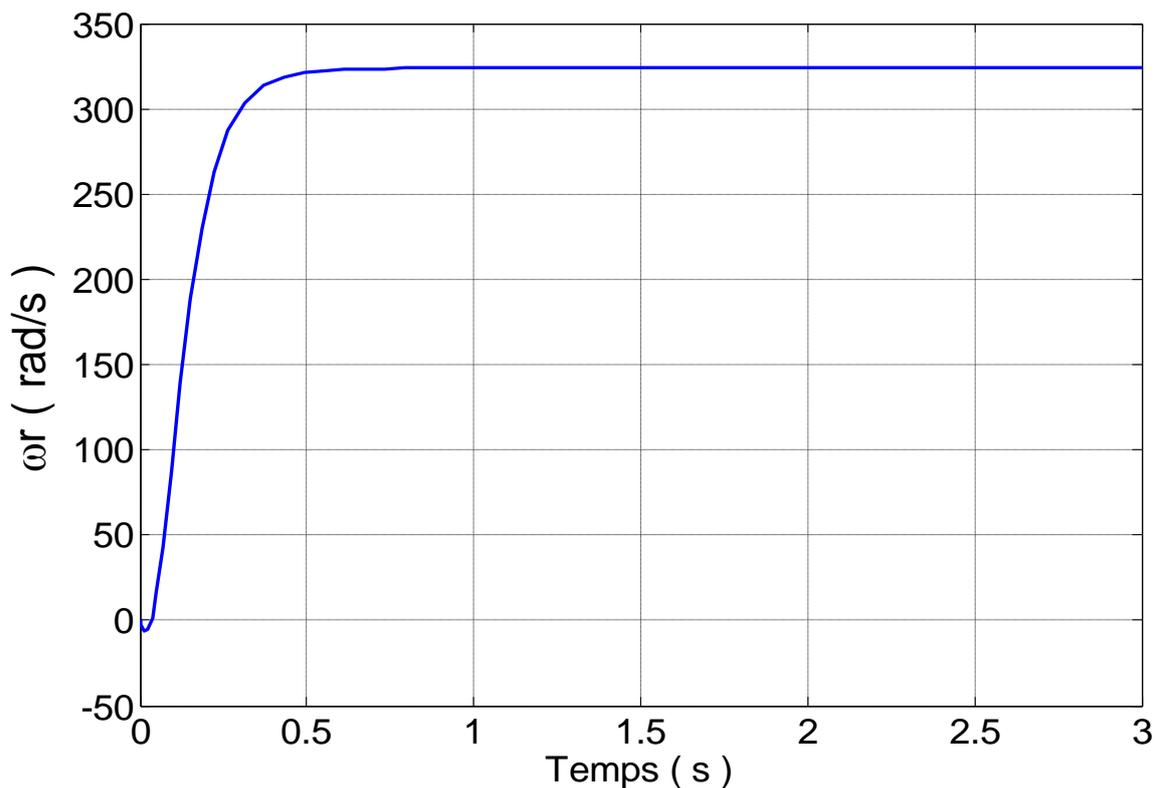
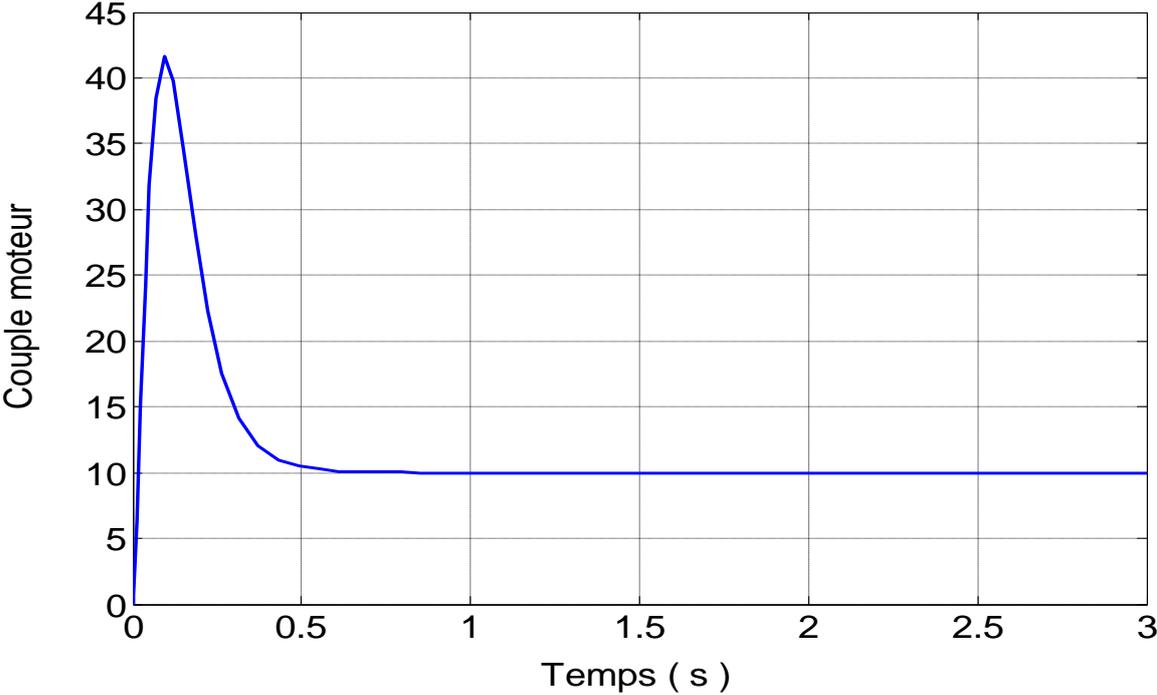
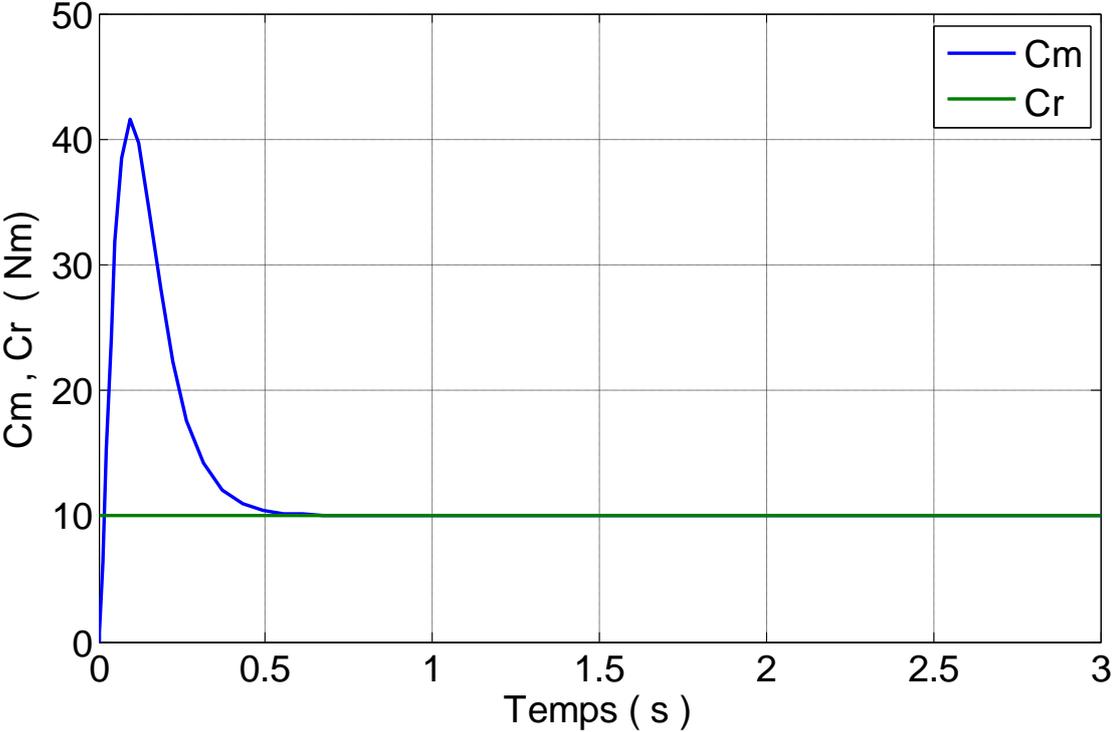


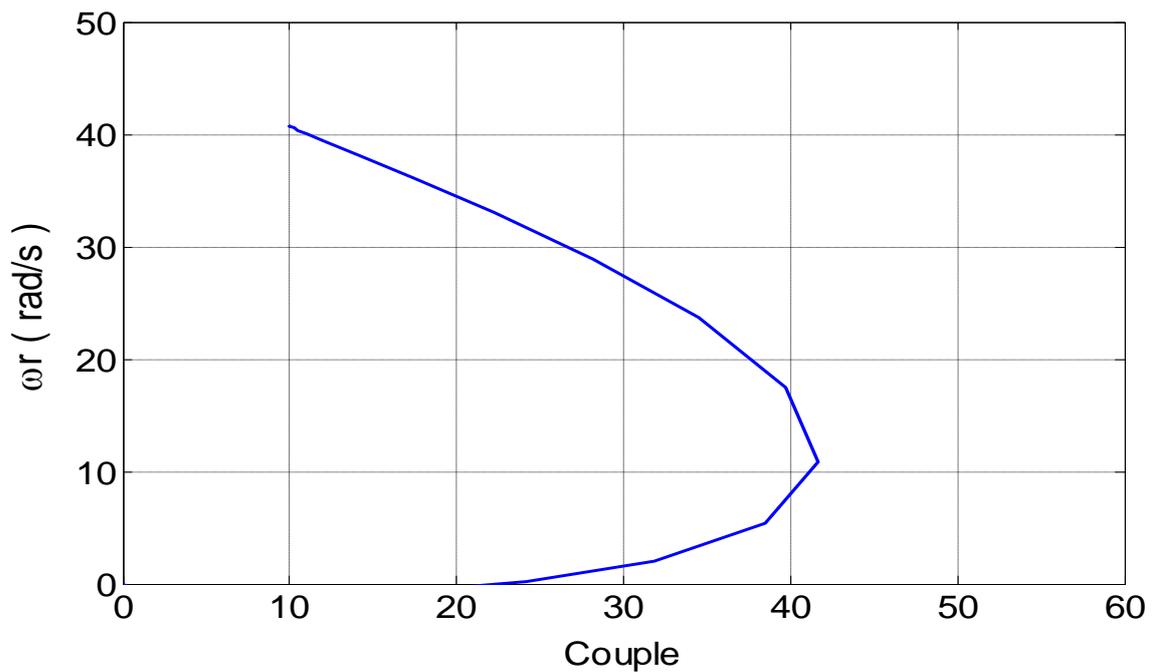
Figure (II.33) : courbe de la vitesse en fonction du temps.



Figure(II.34) : Courbe du couple en fonction de temps.



Figure(II.35) : Courbes des couples résistant et moteur en fonction de temps.



Figure(II.36) : caractéristique électromécanique

A partir de La figure (II.33), on remarque ici que la vitesse part de zéro pour se stabiliser autour de 300 tr/min, qui est la vitesse en régime établi. La courbe a une forme exponentielle, ce qui correspond à la présence de phénomènes transitoires dans les enroulements de la machine.

Le moteur démarre avec un couple de démarrage important de l'ordre de 44 (Nm) figure (II.34), puis le couple passe du régime transitoire au régime établi pour se stabiliser autour de 10 Nm, qui correspond au couple résistant.

Sur la figure (II.35) sont illustrées, Le couple résistant reste constant et fixé à 10 Nm, le couple moteur passe du régime transitoire au régime établi pour se stabiliser autour de 10 Nm. Les deux courbes se confondent autour de l'instant 0.5 seconde, et intersection définit le point de fonctionnement de la machine.

La figure(II.36), On remarque ici que la caractéristique mécanique est pratiquement linéaire dans sa partie utile : ce qui est conforme à la théorie.

Cette caractéristique indique surtout que le moteur à courant continu est facile à commande du point de vue vitesse. Au démarrage, (à $\omega_r=0$) le moteur développe un couple qui est le couple de démarrage (Ici il est pratiquement de 44 Nm).

Les caractéristiques mécaniques montrent donc que la vitesse est une fonction décroissante du couple.

II.7 Modélisation et simulation d'une pompe centrifuge :

Le schéma général du couplage direct d'un système de pompage éolien peut être représenté par la figure (II.1). Dans notre étude on a choisit une pompe centrifuge voir figure (II.37), Le fonctionnement de cette pompe 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 [48].

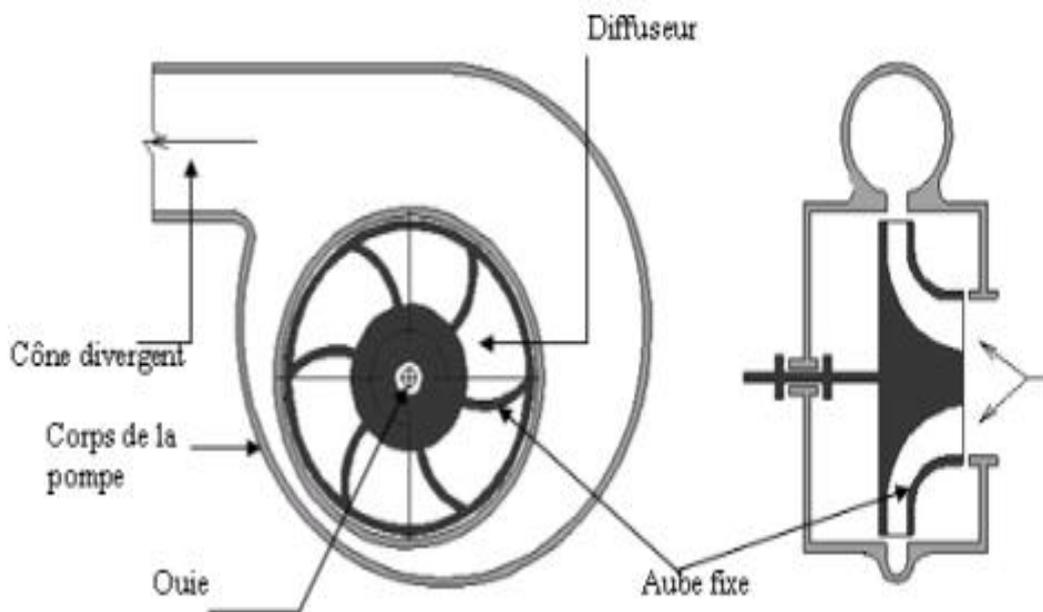


Figure (II.37) : Schéma de principe d'une pompe centrifuge [43].

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu trois paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse ayant pour équation [45].

$$F(H, Q, W) = 0 \quad (II.43)$$

La pompe centrifuge applique un couple de charge proportionnel au carré de la vitesse de rotation du moteur comme suit [44].

$$C_r = K_{ch} \cdot W^2 \quad (II.44)$$

Ou

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 représentée par la figure(IV.4)

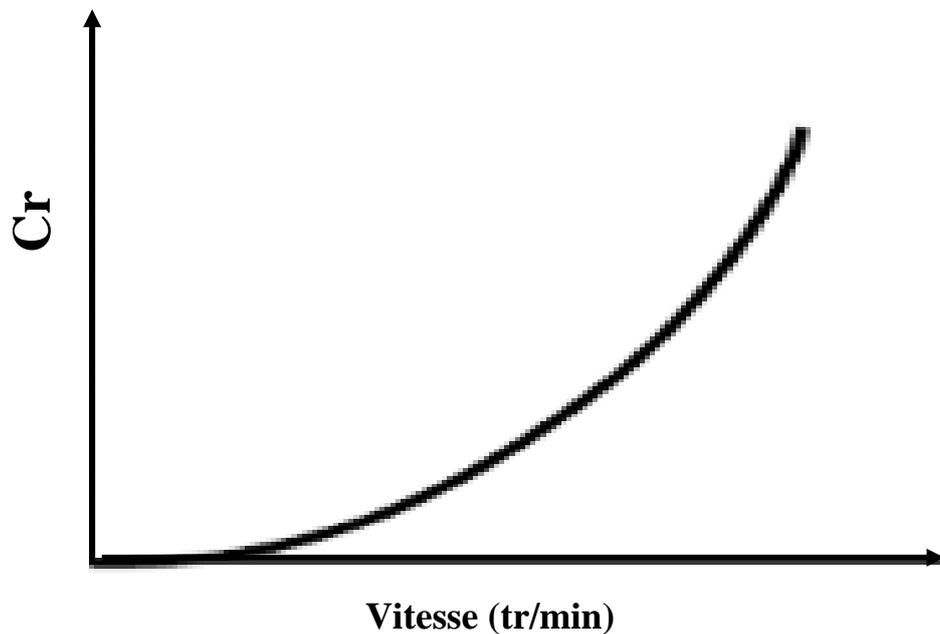


Figure (II.38) : Caractéristiques couple – vitesse d’une pompe centrifuge.

L’équation de la puissance mécanique de la pompe est donnée par la relation suivant :

$$P_{mec} = K_{ch} \cdot W^3 \quad (II.45)$$

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 [47].

$$Q' = Q \left(\frac{N'}{N} \right) \quad (II.46)$$

$$H' = H \left(\frac{N'}{N} \right)^2 \quad (II.47)$$

$$P' = P \left(\frac{N'}{N} \right)^3 \quad (II.48)$$

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.39) présente modèle simulation de la pompe centrifuge basé sur les relations mentionnées ci-dessus :

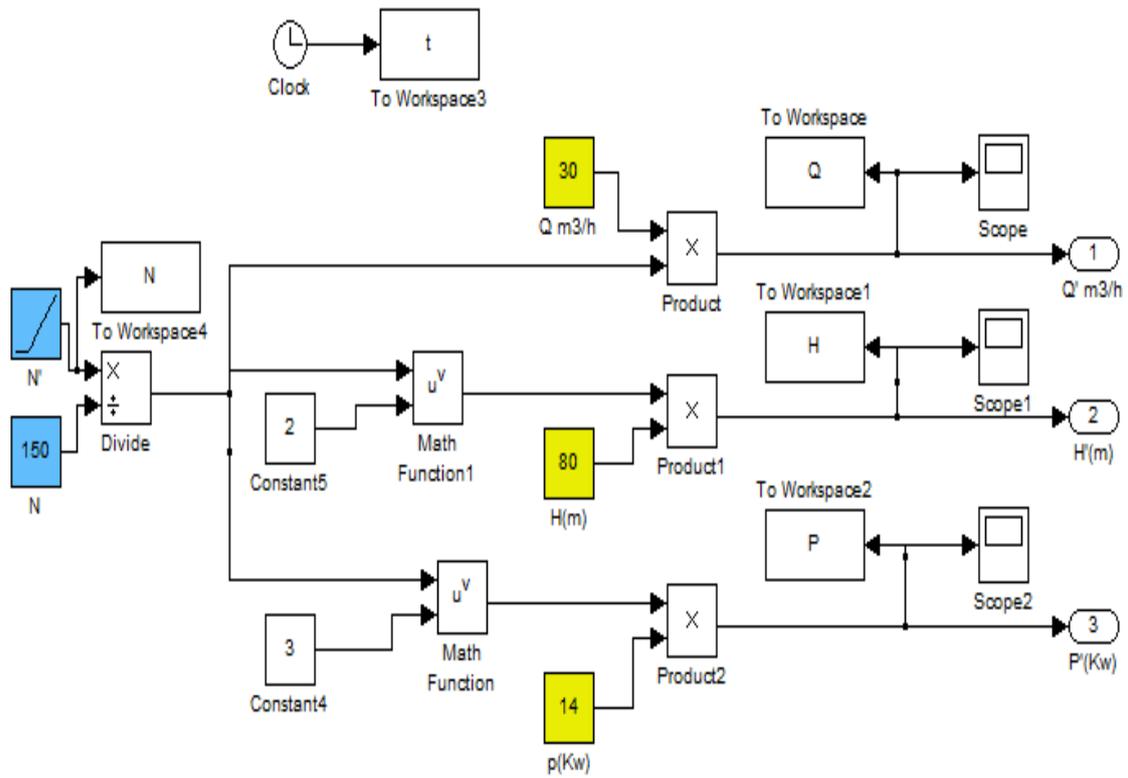


Figure (II.39) : Modèle en SIMULINK d'une pompe centrifuge.

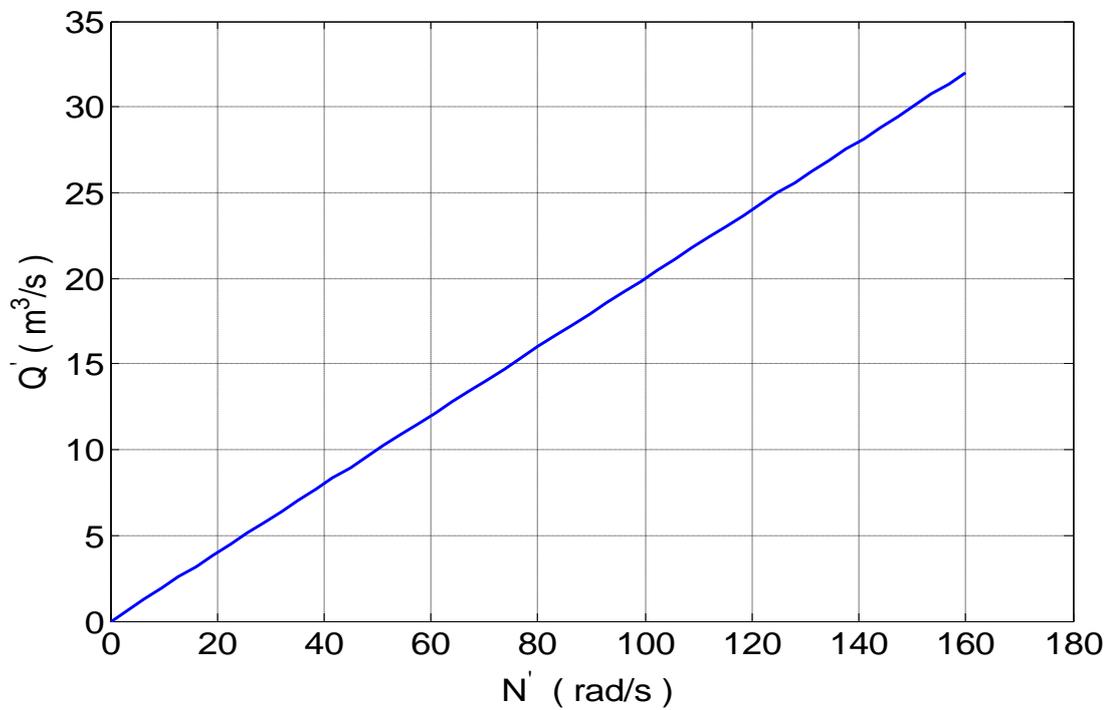


Figure (II.40) : Débit en fonction de vitesse.

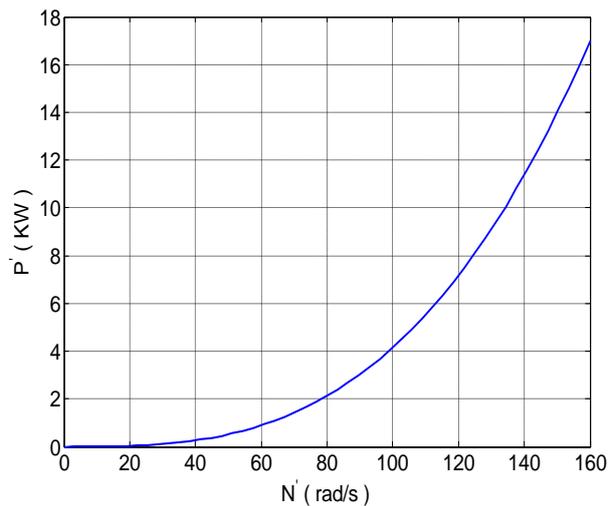


Figure (II.41) : Puissance en fonction de vitesse.

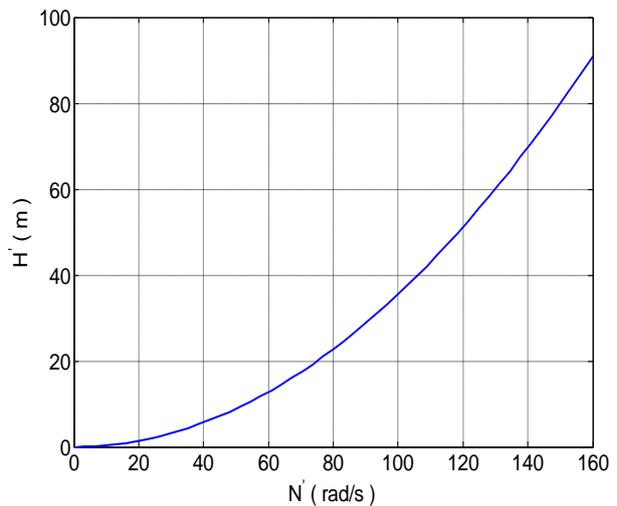


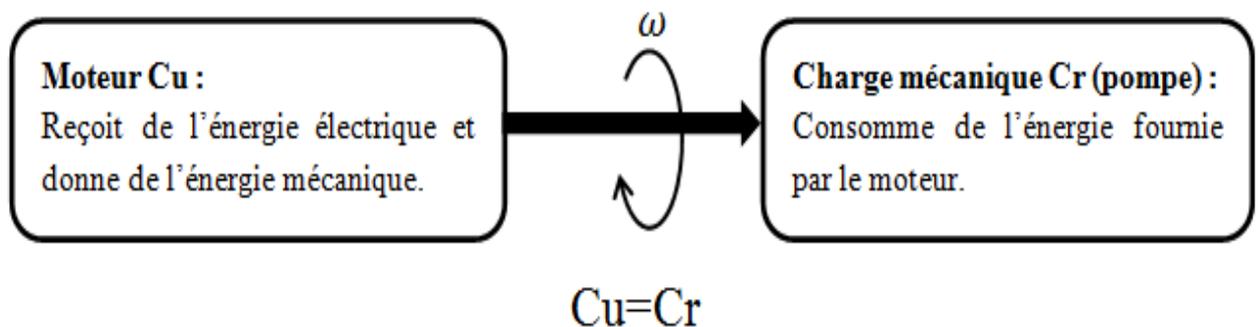
Figure (II.42) : Hauteur en fonction de vitesse.

Les figures ((II.40) (II.41) (II.42)) représentent les résultats de simulation de la pompe centrifuge.

- L'augmentation de la vitesse de rotation influe sur la hauteur, puissance et 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 $y=Ax$) la figure (II.40).

II.7.1 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 w . 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 $C_u=f(w)$ et $C_r=f(w)$ des deux machines figure(II.38).



Figure(II.43) : Couplage direct du moteur avec la pompe.

Avec : C_u = couple moteur [N.m]

C_r = couple résistant [N.m]

W = vitesse angulaire [rad/s]

II.7.1.1 Méthode de calcul du point de fonctionnement

Il en existe deux méthodes :

- **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 $C_u=f(w)$ et $C_r=f(w)$, on résout l'équation $C_u=C_r$

II.8 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons décrit les trois parties essentielles du système de conversion éolienne, la première représente la 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 synchrone à aimant permanent fonctionnement générateur, en se basant sur quelques hypothèses simplificatrices, un modèle mathématique a été établi. Nous avons constaté que le modèle de machine synchrone à aimant permanent est un système à équations différentielles donc les Coefficients sont des fonctions périodiques du temps, la transformation de Park nous a permis de simplifier ce modèle. Aussi nous avons modélisés la machine à courant continu et la pompe.

Les résultats de simulation de la chaîne éolienne complète seront présents dans le chapitre suivant.

III.1 Introduction :

Pour compléter l'étude théorique présentée précédemment et valider l'algorithme de commande, on a présente dans cette partie les résultats de simulation, dont noter travail à simuler deux charges différentes voir annexe. Ce système a été simulé sous l'environnement MATLAB / SIMULINK, et les simulations conduites servent à remplir l'objectif suivants :

- L'extraction maximale de la puissance aérodynamique par algorithme MPPT.

III.2 Résultat et simulation de la chaine complète :

III.2.1 charge résistive :

- Vitesse de vent constant :

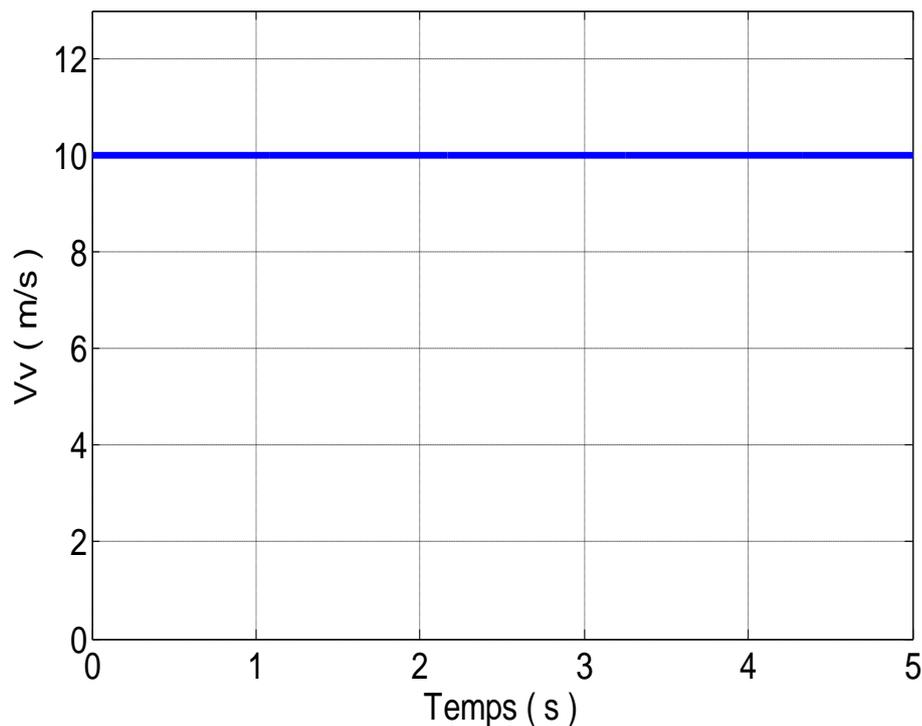


Figure (III.1) : courbe de vitesse de vent en fonction de temps.

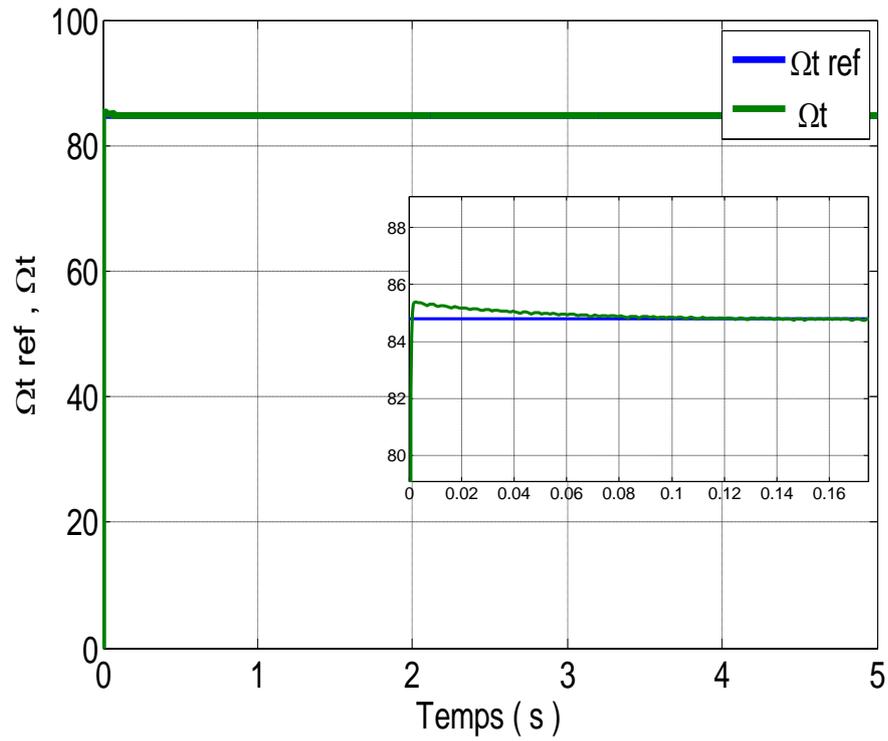


Figure (III.2) : courbe de la vitesse de rotor Ω et la vitesse de référence de turbine éolienne en fonction de temps.

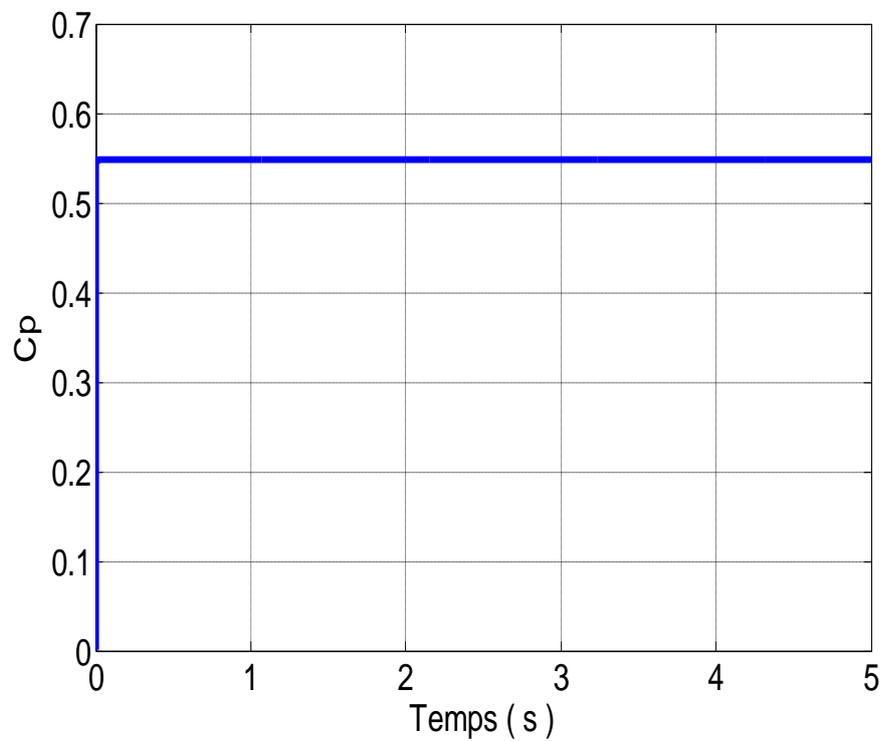


Figure (III.3) : courbe de coefficient de puissance en fonction de temps.

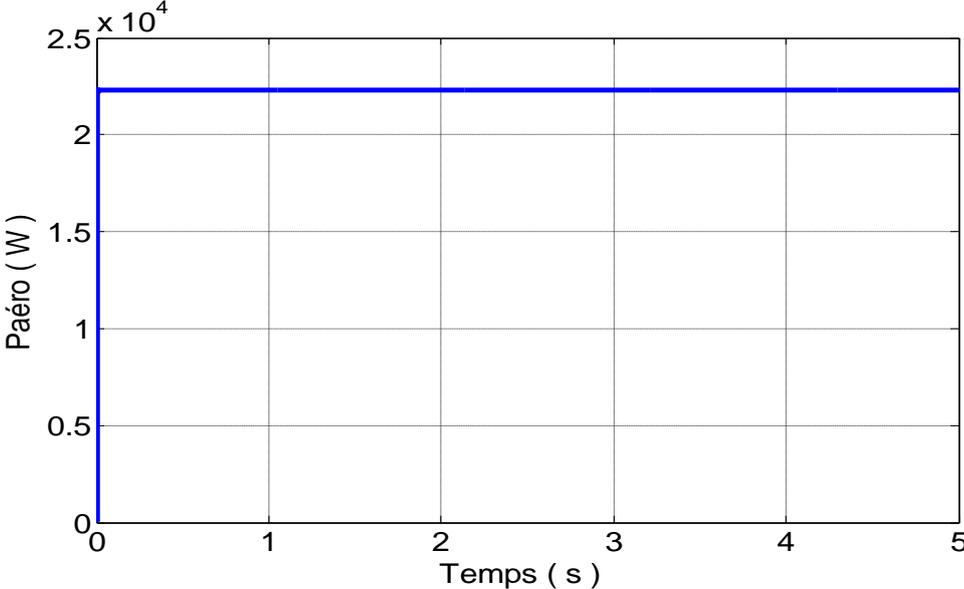


Figure (III.4) :courbe de la puissance de la turbine éolienne en fonction de temps.

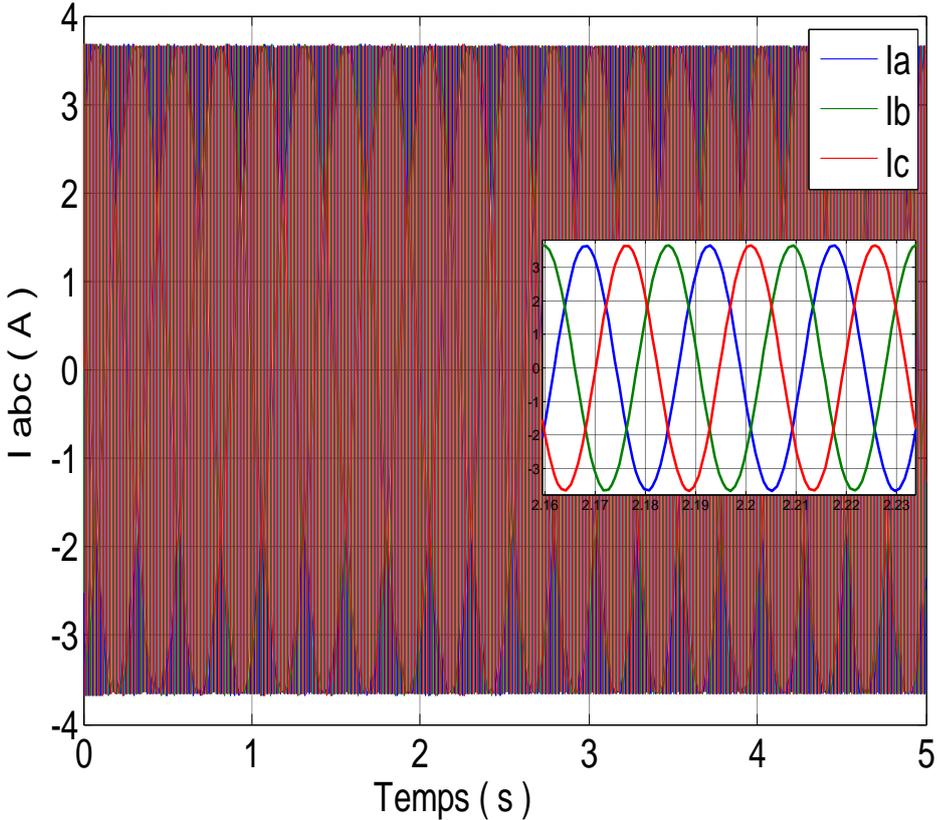


Figure (III.5) : Allures de les courants statoriques de la GSAP en charge.

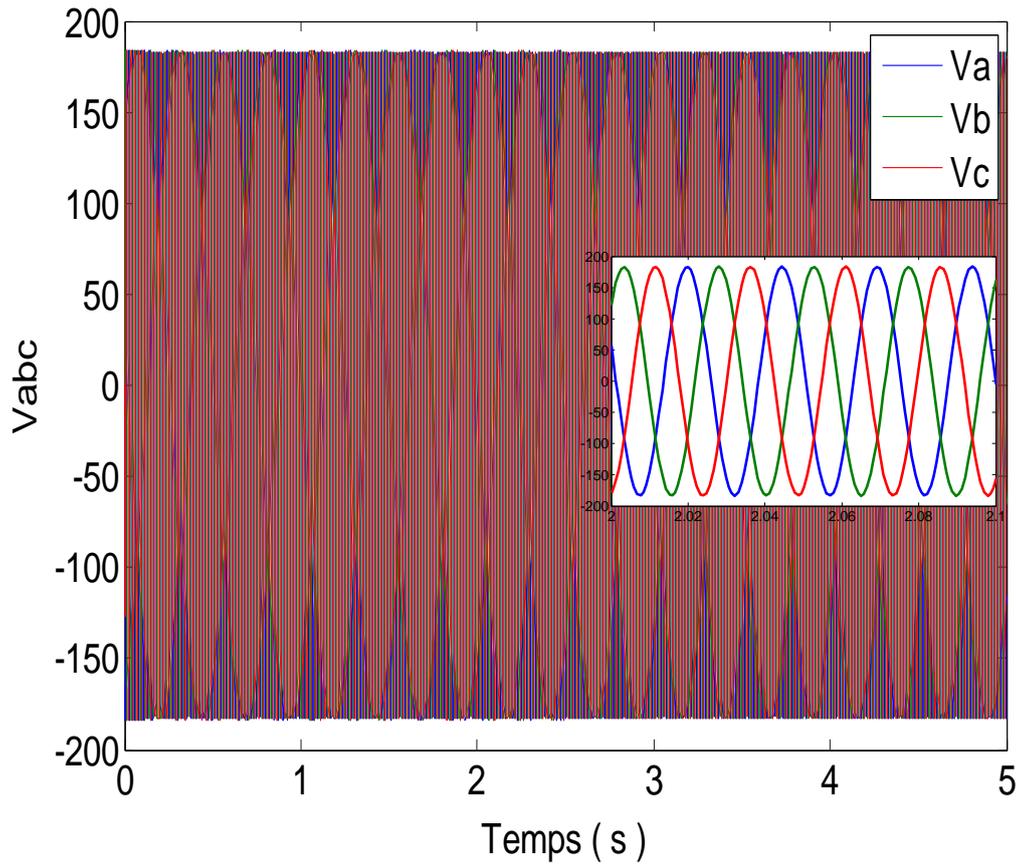


Figure (III.6) : Allures de la tension statoriques de la GSAP en charge.

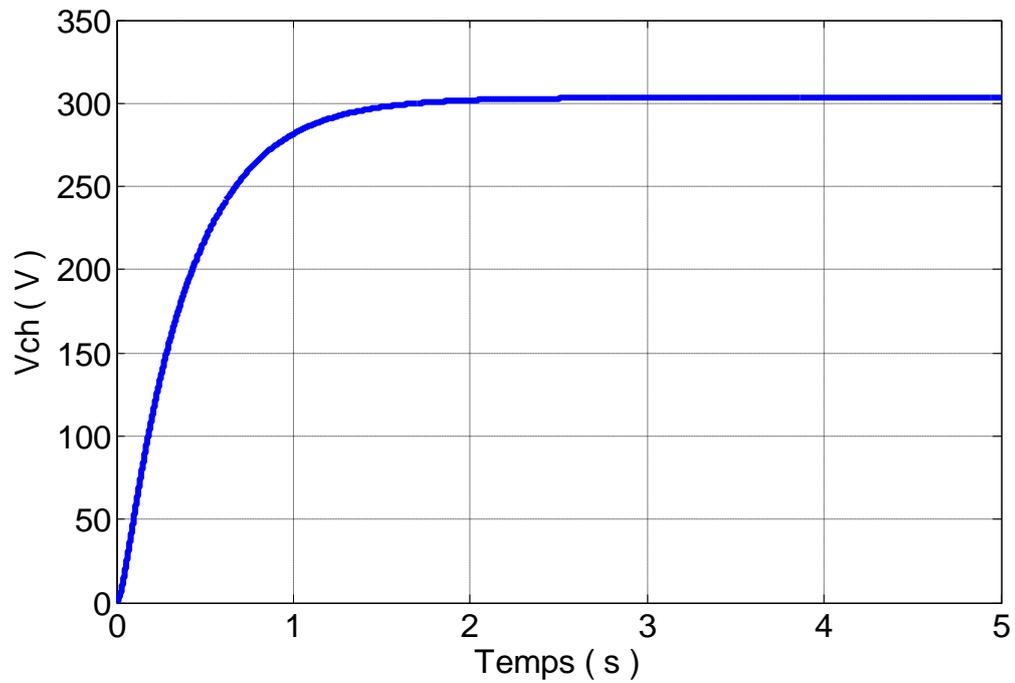


Figure (III.7) : Allure de la tension de charge.

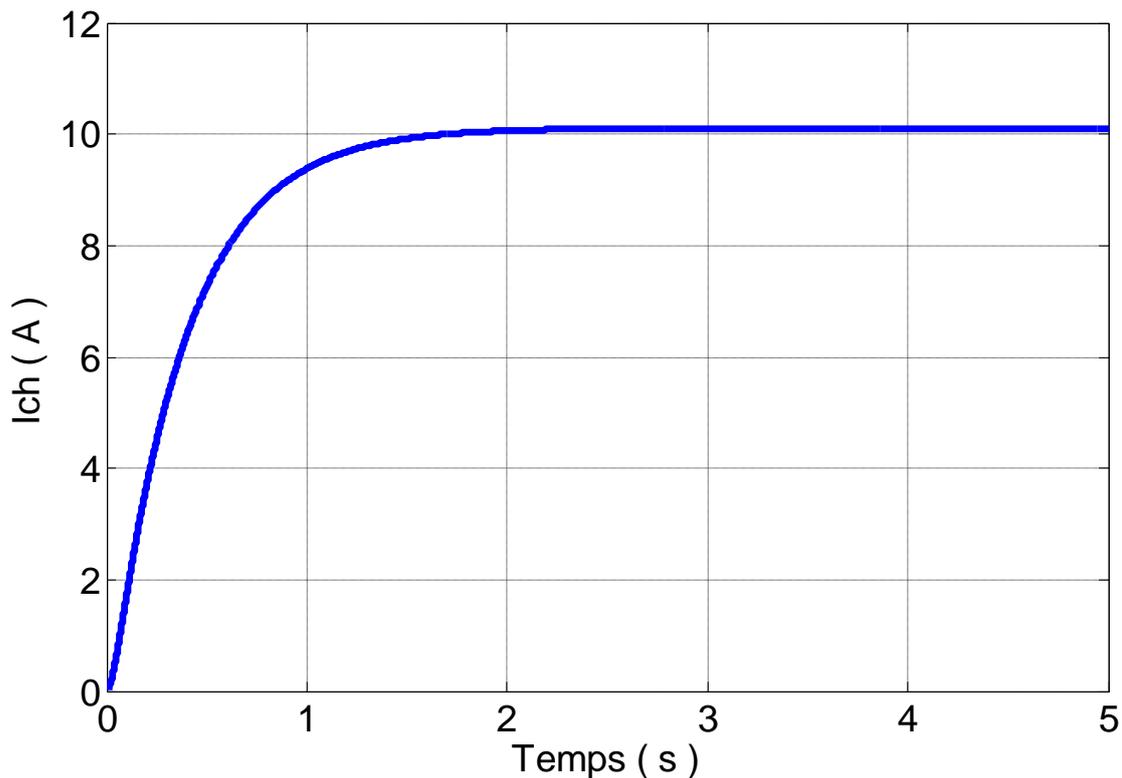


Figure (III.8) : Allure du courant de la charge.

Après simulation de la génératrice synchrone à aimant permanent, pour un vent constant $V=10$ (m/s)figure (II.1) et pour une charge $R=30 \Omega$ on obtient :

- D'après la figure (III.2) en remarque un très bon suivi de la vitesse de rotation avec sa consigne,
- On peut clairement remarquer que le coefficient de puissance est maintenu constant à sa valeur maximal ($C_p=0.54$), comme le montre la figure (III.3).
- D'après la figure (III.4), puisque le coefficient de puissance est maintenu constant à sa valeur maximal alors on peut d'extraire le maximum de la puissance aérodynamique de la turbine (23 KW)
- L'allure du courant de phase est illustrée par la figure (III.5). Il est de forme sinusoïdale avec une amplitude de ± 3.8 A.
- La tension composée de la génératrice est illustrée par la figure (III.6). elle est de forme sinusoïdale avec une amplitude de ± 180 V.
- Après un régime transitoire de l'ordre 2.3 s, la tension et le courant de charge présentés sur les figures (III.7)(III.8) ci-dessus se stabilisent.en régime permanent ils ont atteint leur valeur 310 V 10 A en ordre.

➤ Vitesse de vent variable :

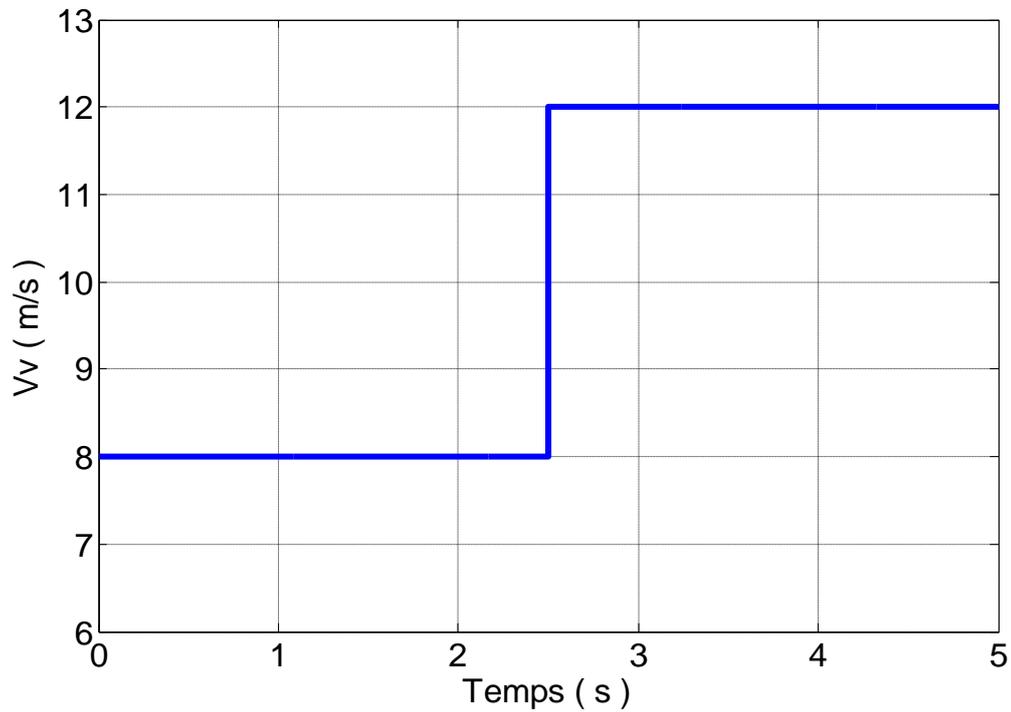


Figure (III.9) : courbe de vitesse de vent en fonction de temps.

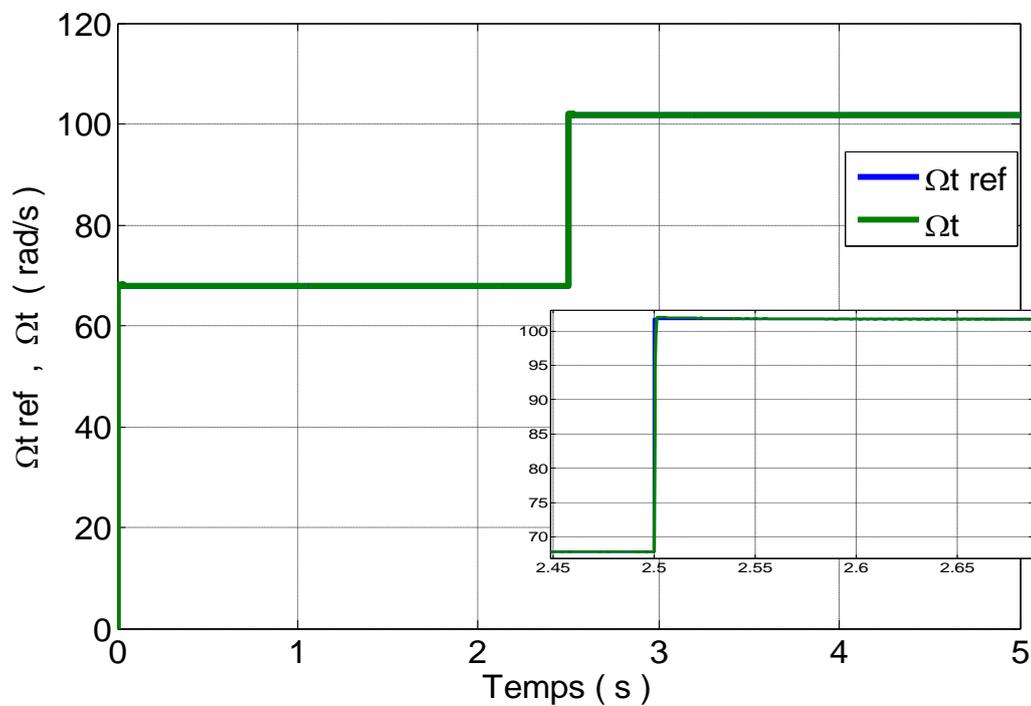


Figure (III.10) : courbe de la vitesse de rotor Ω et la vitesse de référence de turbine éolienne en fonction de temps.

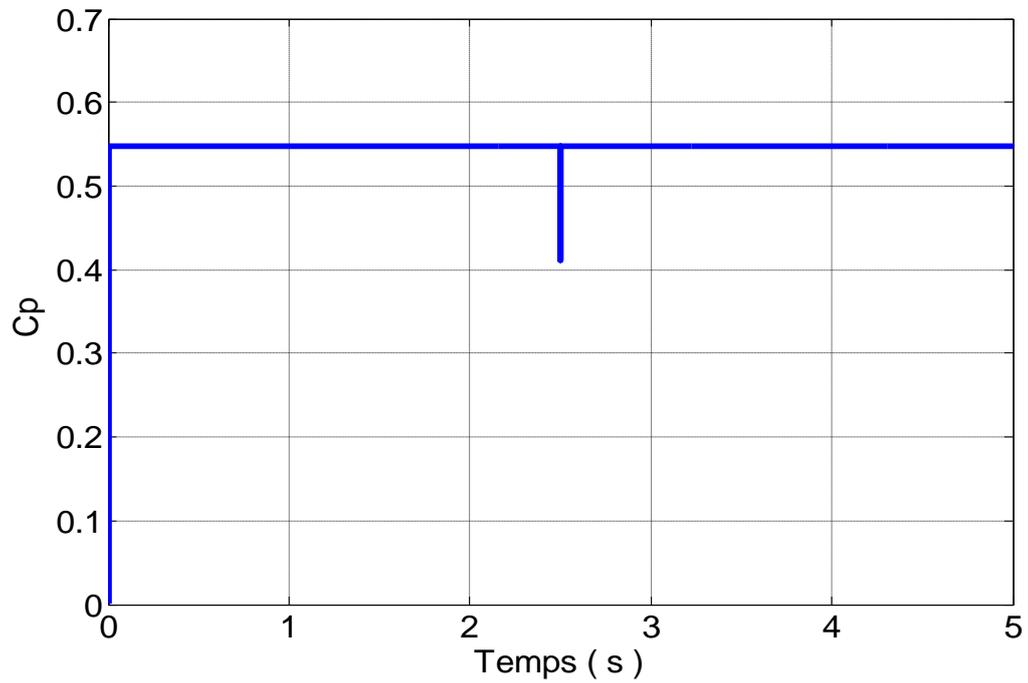


Figure (III.11) : courbe de coefficient de puissance en fonction de temps.

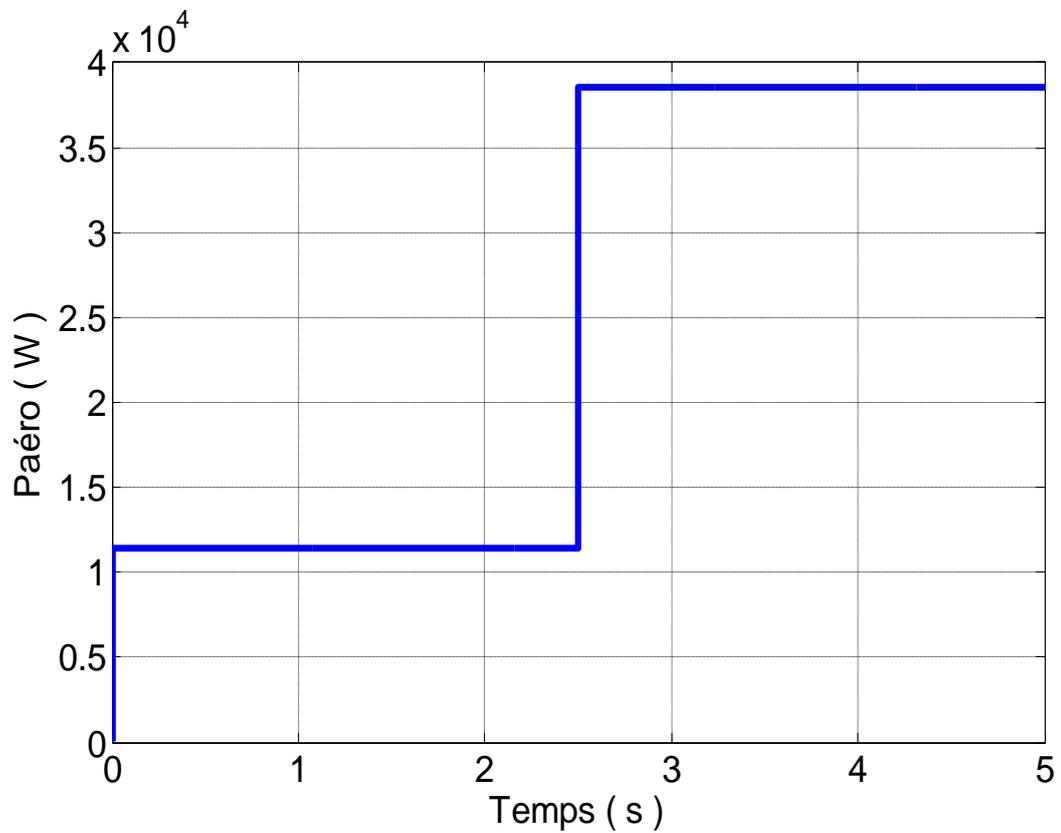


Figure (III.12) : courbe de puissance de turbine éolienne en fonction de temps.

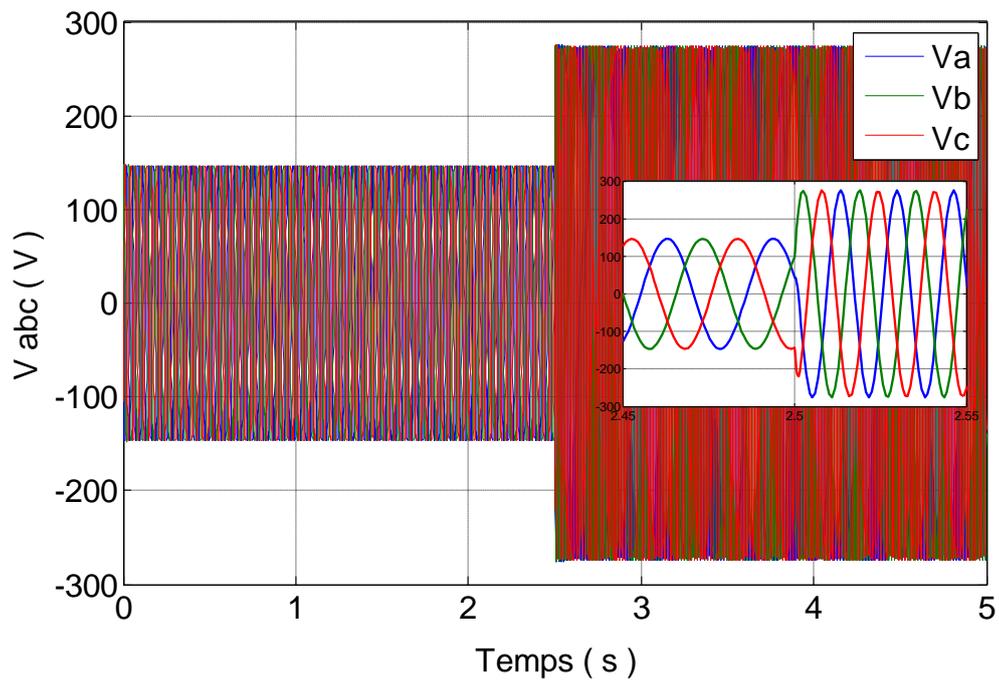


Figure (III.13) : Allures de la tension statoriques de la GSAP en charge.

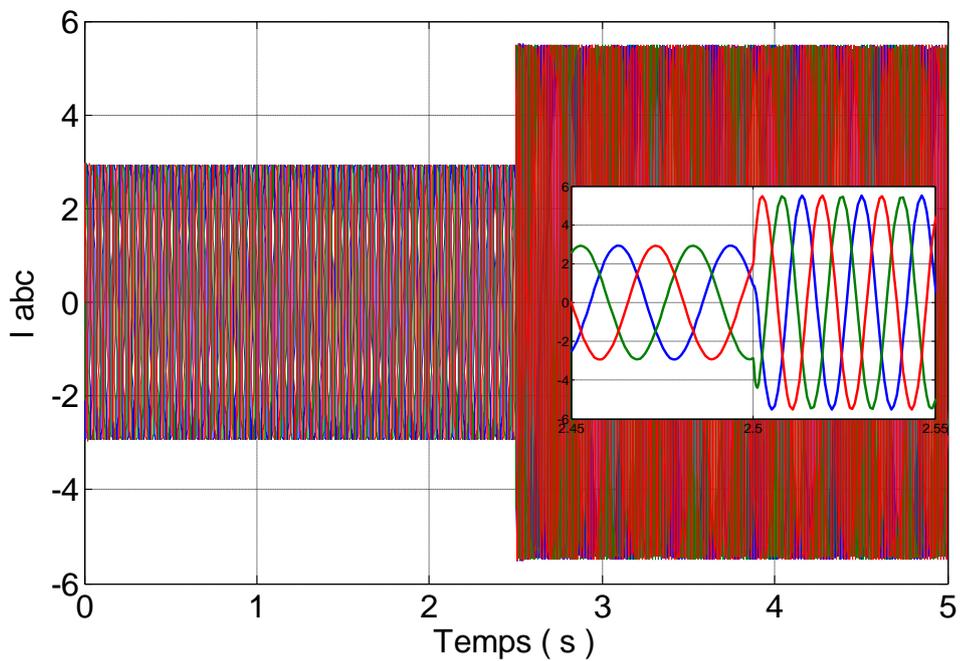


Figure (III.14) : Allures de les courant statoriques de la GSAP en charge.

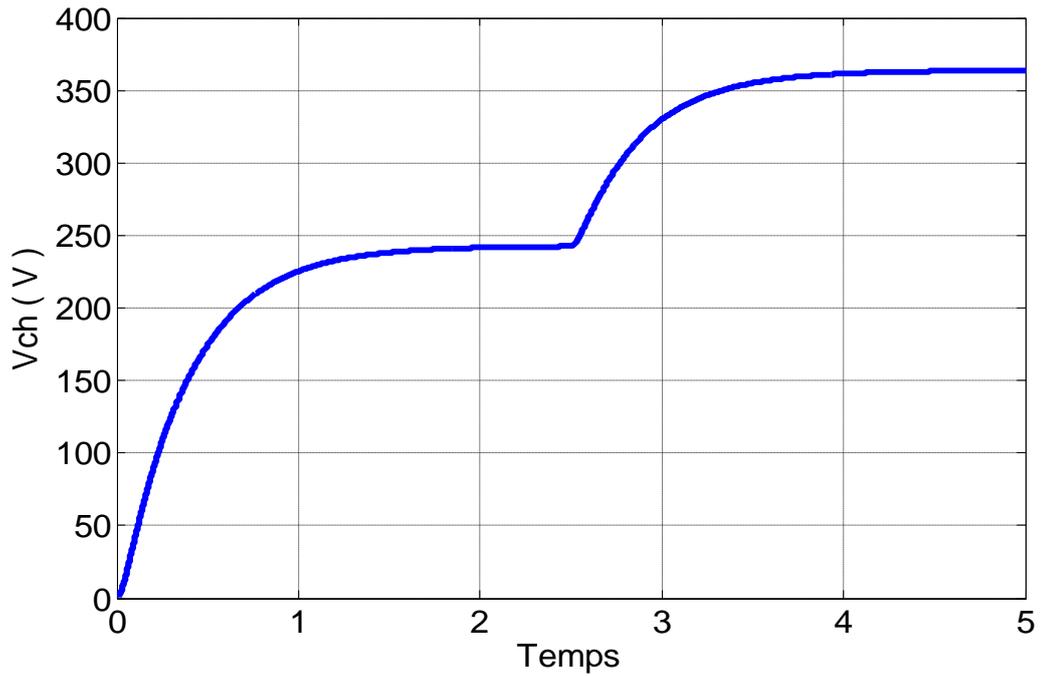


Figure (III.15) : Allure de la tension de charge.

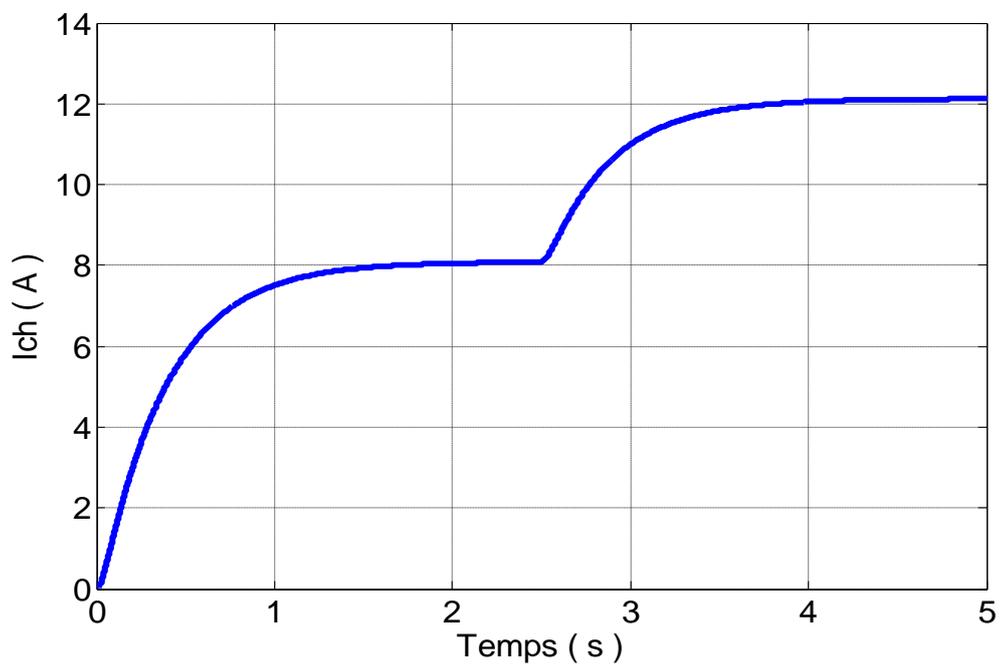


Figure (III.16) : Allure de courant de la charge.

Nous avons considéré un vent variable en applier de 8 m/s à 15 m/s avec $R=30\Omega$ figure (III.9), après simulation on obtient :

Chapitre III : Résultat simulation de la Chaîne de conversion éolienne

- D'après les figures ((III.10), (III.11)), contiennent respectivement l'allure de la vitesse de rotor qui suit sa référence pendant la variation de la vitesse du vent tandis que le coefficient de puissance est maintenu à sa valeur maximale.
- Ces remarques permettent de dire que le bloc MPPT permet d'extraire la puissance aérodynamique maximale qui est augmenté de la valeur 12 KW jusqu'à 38 KW (figure(III.12)) avec l'évolution de la vitesse du vent.
- D'après la figure (III.13), pour la même variation de la vitesse de vent les courants statoriques augmente a l'instant $t=2.5$ s de la valeur 3 A puis à $t=5$ s atteint 5.7 A.
- D'après la figure (III.14) on remarque lorsque la vitesse de vent augmente, la tension statorique augmente de la valeur 150 V jusqu'à la valeur 300 V
- D'après les figures (III.15) (III.16) on remarque que lorsqu'on varie le vent la tension de charge augmenté de la valeur 240V jusqu'à 360V. Aussi le courant augmenté de la valeur 8V jusqu'à 12.2A.

III.2.2 Charge motopompe :

Les résultats de simulation du système de pompage éolien utilisant le moteur à courant continu, avec un couplage direct.

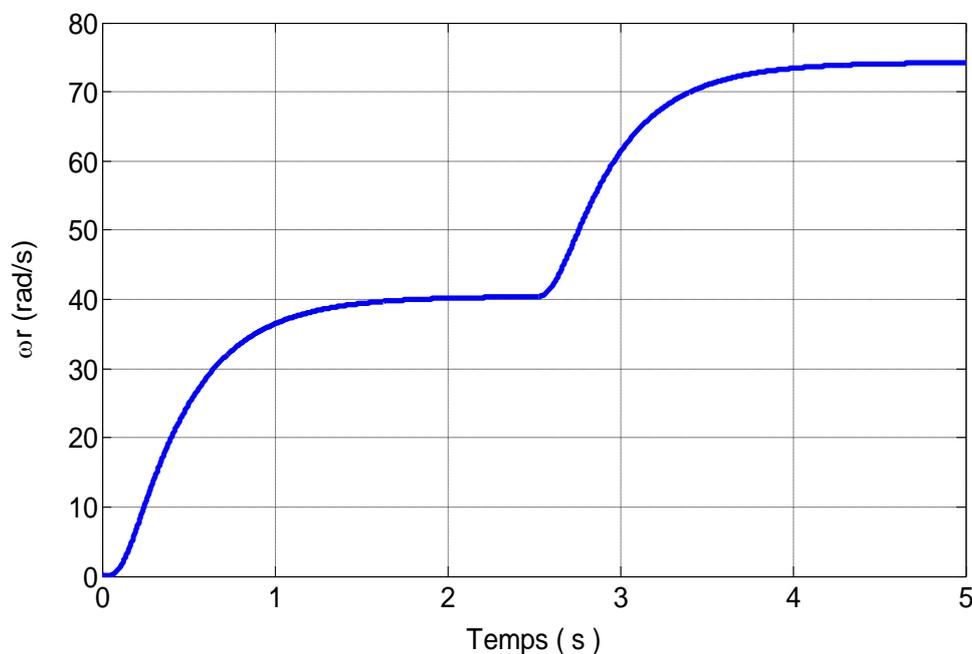


Figure (III.17) : courbe de la vitesse de rotation de la MCC en fonction de temps.

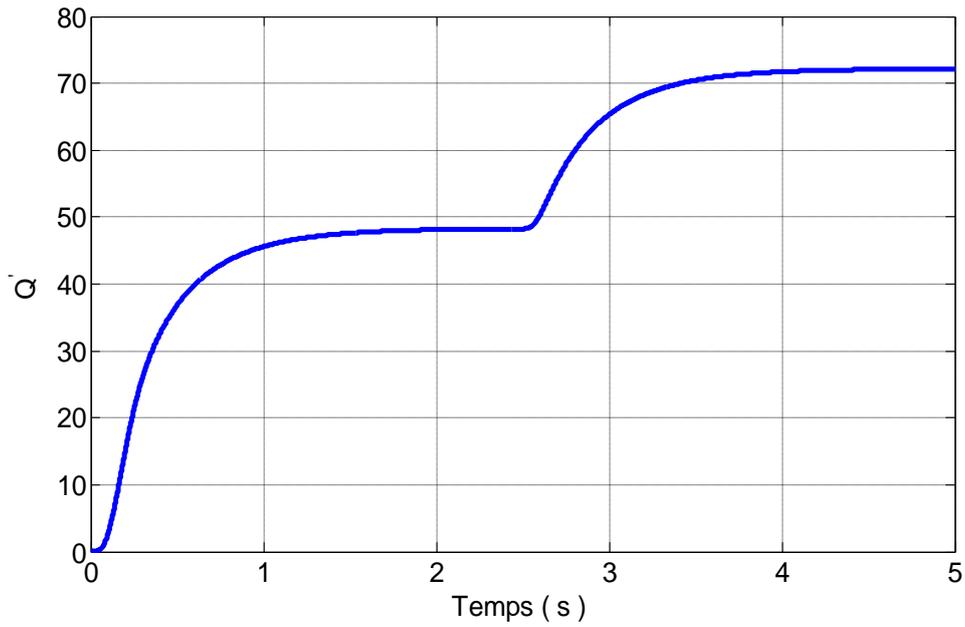


Figure (III.19) : courbe de débit de la pompe Q' en fonction de temps.

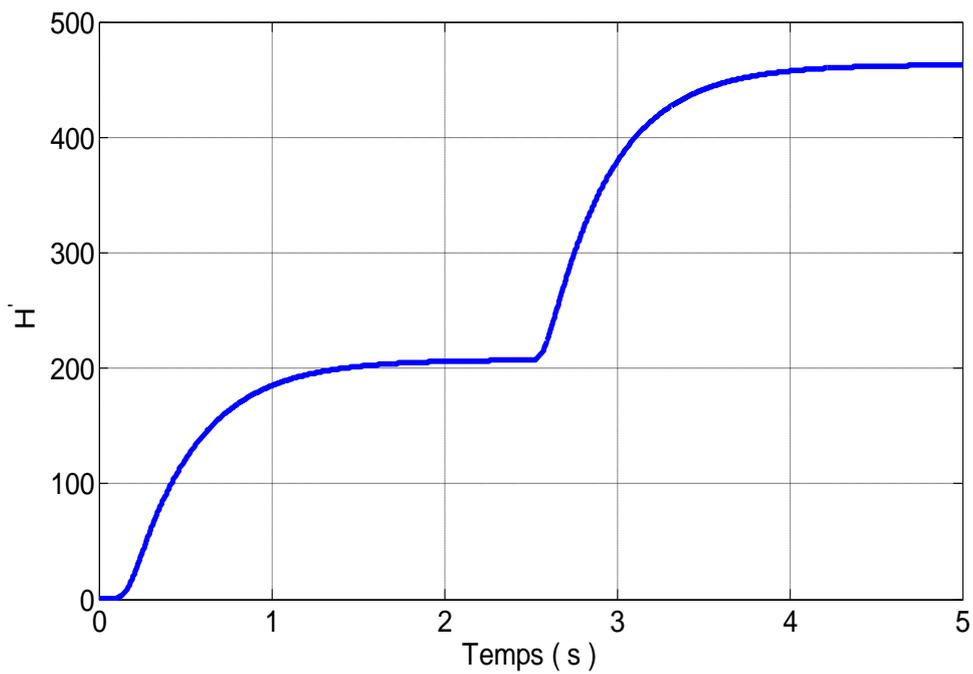


Figure (III.20) : courbe de la hauteur de la pompe H' en fonction de temps.

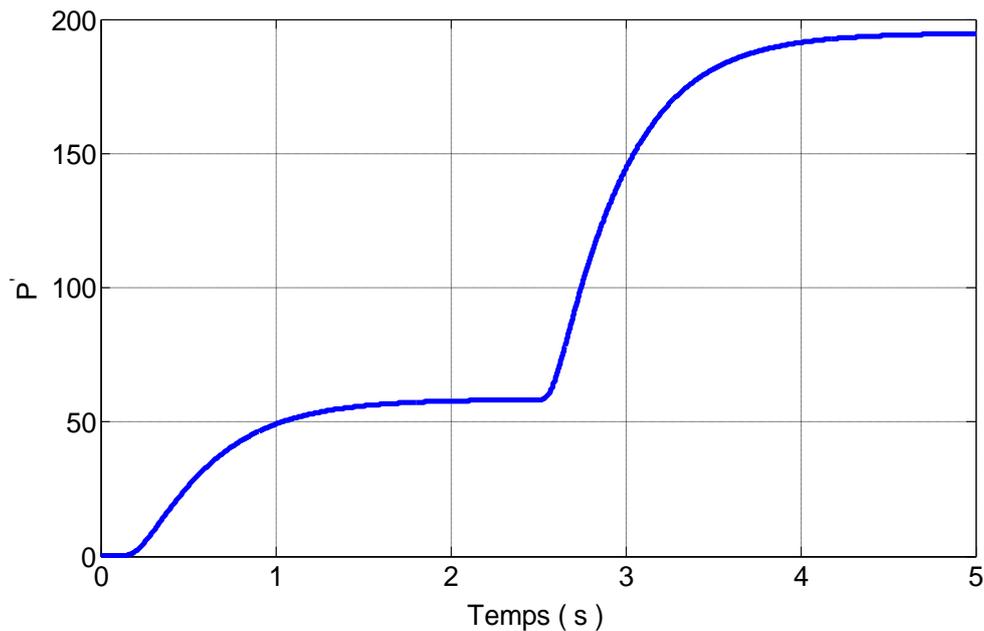


Figure (III.21) : courbe de la puissance mécanique de la pompe P' en fonction de temps.

On constate que d'après les figures (III.18)(III.19)(III.20), lorsque on augmente la vitesse du moteur le débit, la hauteur et la puissance alors on déduit que le changement de vent influe sur les caractéristiques de la génératrice synchrone et par la suite sur les performances de la pompe, puisque il ya une relation entre le débit est la vitesse, la puissance est la vitesse et la hauteur est la vitesse, d'après la loi similitude.

III.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présentées les résultats de la chaîne de conversion éolienne, basée sur la génératrice synchrone à permanent. En utilisant deux charges différentes.

Les résultats des différentes simulations réalisées sous environnement MATLAB/SIMULINK ont été discutés.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Le travail présenté dans ce mémoire porte sur l'utilisation de la machine synchrone à aimant permanent associée dans un système de conversion d'énergie éolienne.

Comme beaucoup d'énergies renouvelables, le gisement éolien mondial est considérable puisqu'il est très supérieur à la consommation énergétique actuelle de l'humanité.

On peut dire aussi que la chaîne éolienne est une source de production d'énergie qui représente dans certains cas l'une des meilleures solutions adaptées car elle ne consomme aucun combustible et ne participe pas à l'effet de serre.

Dans un premier temps, une brève description sur les systèmes éoliens a été présentée.

Dans un second chapitre, nous avons étudié de la chaîne de conversion éolienne pour alimenter deux charges différentes à base de la génératrice synchrone à aimant permanent, on a modélisé les différents blocs de la chaîne de conversion, tels que la turbine éolien (avec commande mode MPPT), la GSAP et la charge motopompe.

Dans le dernier chapitre, on a donné un modèle de simulation qui a été mis au point pour prédire le comportement partiel de système éolien à savoir l'association de la turbine couplée à la GSAP alimentent une charge (résistance et motopompe).

D'après les résultats obtenus, il serait intéressant d'envisager les perspectives et les suggestions suivantes :

- Refaire le même travail, avec d'autre machine.
- Une la validation expérimentale des structures proposées dans notre étude.
- L'intégration d'un système de stockage pour l'amélioration des performances du système éolien.
- Etude des autres techniques MPPT utilisant l'intelligence artificielle.
- Réduire les hypothèses simplificatrices de la turbine, et la GSAP.

Références Bibliographiques

- [1] K. Thakre, « dynamic performance of dfig wind turbine under unbalance grid fault condition» Rourkela 2009
- [2] Historique des éoliennes.
<http://www.lei.ucl.ac.be/multimedia/eLEE/FR/realisations/EnergiesRenouvelables/index.htm>
- [3] M. R.Patel «Wind and solar power systems, design analisys and Operation » Taylor and Francis, 2006.
- [4] S. TURBINE, «Sway Turbine | SWAY TURBINE UNVEILS ST10 DETAILS, » October 2012. [En ligne]. Available : <http://www.swayturbine.no/?page=219.V>
- [5] rapport sur le statut mondial des énergies Renouvelables 2016.
www.ren21.net/gsr
- [6] The World Wind Energy Association WWAE, «Half year 2012 report, » October 2012.
- [7] N. Kasbadji Merzouk, « Quel avenir pour l’Energie Eolienne en Algérie? », Bulletin des Energies Renouvelables, Publication du Centre de développement des Energies Renouvelables, N°14, pp. 6 – 7, Décembre 2008.
- [8] E. Hau, Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics, 2nd ed. Springer, 2005.
- [9] The World Wind Energy Association, Half-year Report 2011.
- [10] Equilibres, La lettre de la Commission de Régulation de l’Electricité et du Gaz, N 12, Mars 2011.
- [11] Programme des énergies renouvelables et de l’efficacité énergétique, mars 2011.
- [12] O. De Vries, « On the theory of the horizontal axis wind turbine », Ann. Rev. Fluid. Mech.1983, 15, pp. 77-96.
- [13] J. Martin, « Energies éoliennes », Techniques de l’Ingénieur, traité de Génie énergétique, pp. B 8 585 1- B 8 585 21.
- [14] Site Internet de l’Association Danoise de l’Industrie Eolienne,
« <http://www.windpower.org/fr/core.htm> ».
- [15] [http : 1 /basetpe.free.fr/tpe 1/éolien/fonctionnement _ eolien.html](http://1/basetpe.free.fr/tpe/1/éolien/fonctionnement_eolien.html)
- [16] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Bindner, P. Sorensen and B. Bak-Jensen, « Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines », Riso national laboratory, Roskilde, Denmark, December 2001.
- [17] S El Aimani, « Modélisation des différentes technologies d’éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat, l’université des sciences et technologies de Lille (USTL).

Références Bibliographiques

- [10] R. Ramakumar, A. Naeter, « Role of Renewable Energy in the Development and Electrification of Remote and Rural Areas », Power Engineering Society General Meeting IEEE, 6-12 June 2004, Vol.2, PP. 2103 – 2105.
- [19] H. Camblong, « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable », Thèse de doctorat, 18 décembre 2003, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux.
- [20] L. Chang, « Systèmes de conversion de l'énergie éolienne », IEEE Canadian Review, Summer /Eté 2002, PP. 1-5.
- [21] B. Multon, G. robin, M. Ruellan et H. Ben Ahmed, « Situation énergétique mondiale à l'aube du 3ème millénaire : Perspectives offertes par les ressources renouvelables », Revue 3EI, no36 Mars 2004, pp. 1-14.
- [22] T. GHENNAM, Thèse de Doctorat, «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», N° d'ordre: 162/2012.
- [23] M. Kassa IDJDARENE, «Contribution à l'Etude et la Commande de Génératrices Asynchrones à Cage Dédiées à des Centrales Electriques Eoliennes Autonomes», N° d'ordre : 40283/2010.
- [24] A. Boyette, « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », thèse de doctorat de l'université de Heneri Poincaré, Nancy I, 11-12-2006.
- [25] Historique des éoliennes
<http://www.lei.ucl.ac.be/multimedia/eLEE/FR/realisations/EnergiesRenouvelables/inx.htm>
- [26] F. Poitiers, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne :
-Machine asynchrone à cage autonome.
-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau »,
Thèse de Doctorat de l'Université de Nantes, France 2003.
- [27] M. Mesaoud, « Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent », thèse de magister de l'université de Batna, 13-02-2008.
- [28] H. CAMBLONG , « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable », Thèse de Doctorat, l'Ecole Nationale Supérieure D'Art et Métiers, 2003

Références Bibliographiques

- [29] L. DUSONCHET, F. MASSARO and E. TELARETTI. « Transient stability simulation of a fixed speed wind turbine by Matlab/Simulink », IEEE, Clean Electrical Power, ICCEP '07. International Conference, juillet 2007, pp.651 – 655.
- [30]. A. BEUGNIEZ, T. GHENNAM, « Centralized supervision of reactive power generation for a wind farm », Power Electronics & Application European conference on 2-5 sep 2007. On page(s): 1-10 ISBN: 978-92 75815-10-8
- [31] A. MIRECKI « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance » Thèse de Doctorat, INPT de France, 2005.
- [32] S. Heier, « Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems », Publications John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [33] R. Abdessemed, M. Kadjouj, « Modélisation des Machines Electriques », Presses de l'Université de Batna, Algérie, 1997.
- [34] T. ZOHEIR, « Contribution à l'Etude d'un Aérogénérateur Asynchrone en Cascade » mémoire de magister Université Ferhat Abbas de Sétif, 2010.
- [35] T. BELKACEM, « Modélisation et Commande Floue Optimisée d'une Génératrice à Double Alimentation, Application à un Système Eolien à Vitesse Variable» mémoire de magister Université de Batna, 2010.
- [36] The world wind energy association, 2013 half-year report « www.indea.org».
- [37] H. Ihssen, « Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation en vue de son utilisation comme aérogénérateur » Mémoire de magister ENP d'Alger 2008.
- [38] A. sabrina, « Optimisation d'un système de génération renouvelable (Photovoltaïque et éolienne) connecté au réseau » Mémoire de doctorat, université Mohamed Khider- Biskra ; 2013
- [39] L. Mohammed Tahar «Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien», Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas de Sétif, 2012
- [40] G. SAMIR «Modélisation d'une centrale hybride photovoltaïque-éolienne» mémoire de magister de l'Université Ferhat Abbas – Sétif, décembre 2011.
- [41] M. Mesaoud, « Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimant permanent », thèse de magister de l'université de Batna, 13-02-2008.
- [42] B. N. Mobarkah, « Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants : Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification 'en ligne' des paramètres », thèse de doctorat de l'Université de Téhéran, Iran. Décembre 2001

Références Bibliographiques

[43] B. Multon, « Application des aimants aux machines électriques », Notes de cours version 2006 Ecole normale supérieure de Cachan antenne de Bretagne, Département de mécanique.

[44] J. Royer, T. Djiako, « Le pompage photovoltaïque » manuel de cours a l'intention des ingénieurs et des techniciens institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du Français, Québec CANADA

[45] K. Benlarbi, « Optimisation Floue, Neuronale et Neuro-Floue d'un système de pompage Photovoltaïque Entraîné par différents machines électriques » Thèse de Magister, Université de Batna 2003.

A. Les paramètres:**A.1. Paramètre de GSAP utilisé :**

Rs	0.895
Ld	0.012
Lq	0.0211
J	0.00141
F	0.001
P	3
Fif	0.9
Rch	50
Lch	0.002

A.2. paramètre de turbine utilisé :

a0	0.001
a1	6.38e-2
a2	-9.4e-3
a3	9.86e-3
a4	-17.375e-4
a5	7.9563e-5
R	4.6
G	6
jt	11.9
fg	0.0051
ft	0.37
fg	0.0011

A.3. Paramètre de pompe centrifuge utilisé :

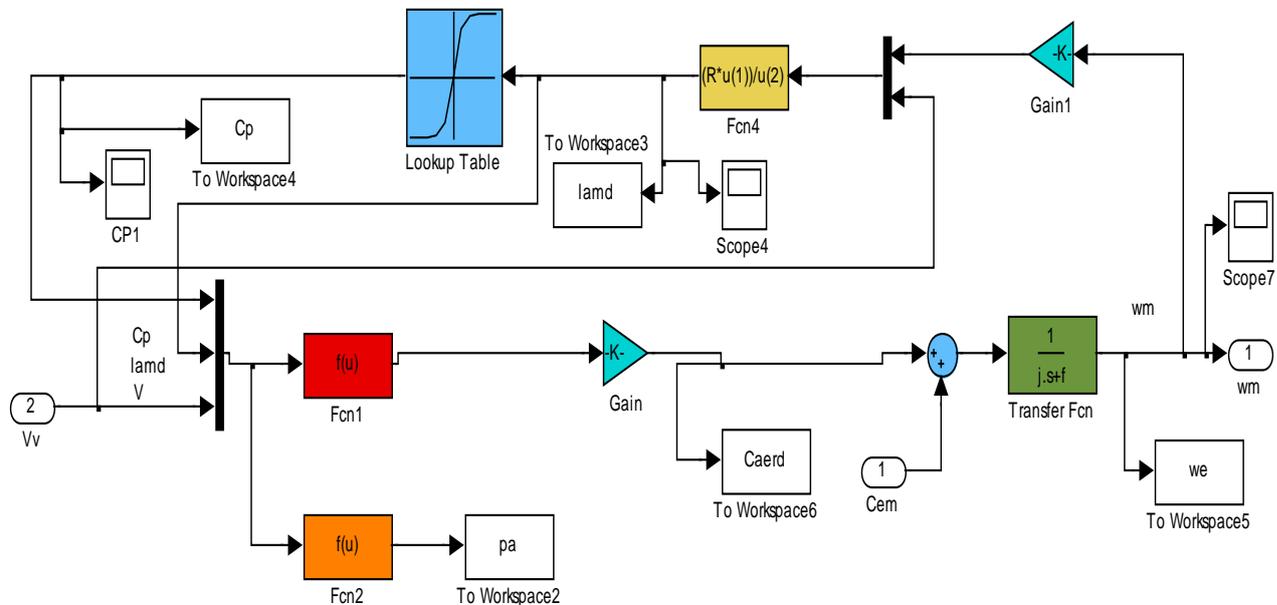
N	280 tr/min
H	80 m
P	14 kw
Q	30m³/h

A.4. Les paramètres de moteur à courant continu sont présentés au tableau.

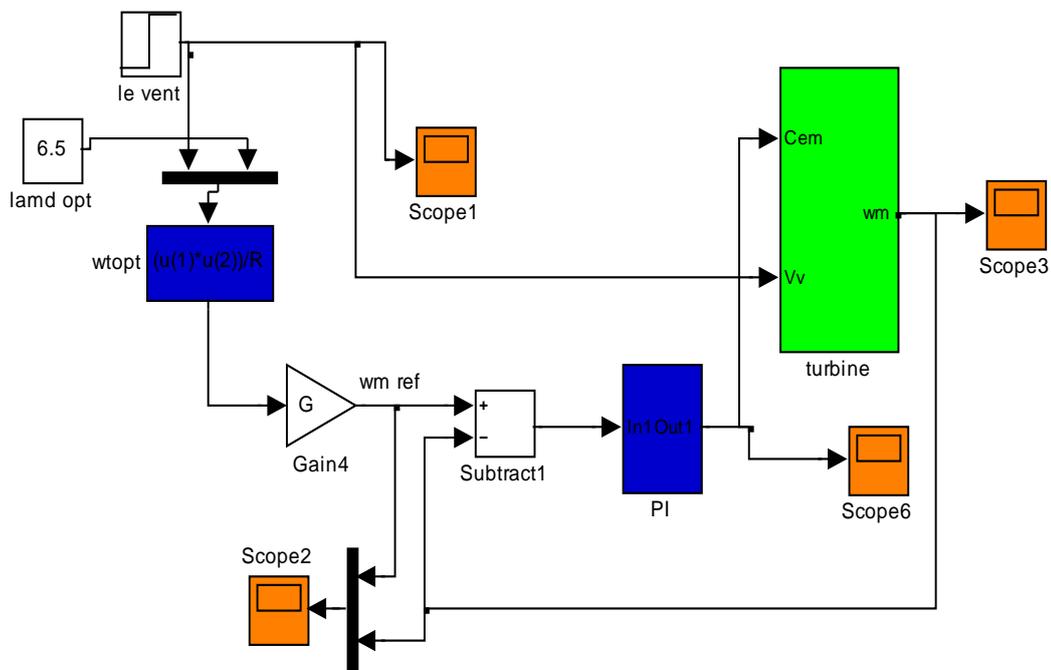
V_{ex}	240[V]
V_{ind}	240[V]
R_{ex}	240[Ω]
R_{ind}	0.6[Ω]
L_{ex}	120[mH]
L_{ind}	0.012[mH]
L_{index}	1.8[mH]
J	1[Kg. m ²]
C_r	29.2[N. m]
f_c	0.0005[N. m. Sec/Rad]

B. Schéma simulation

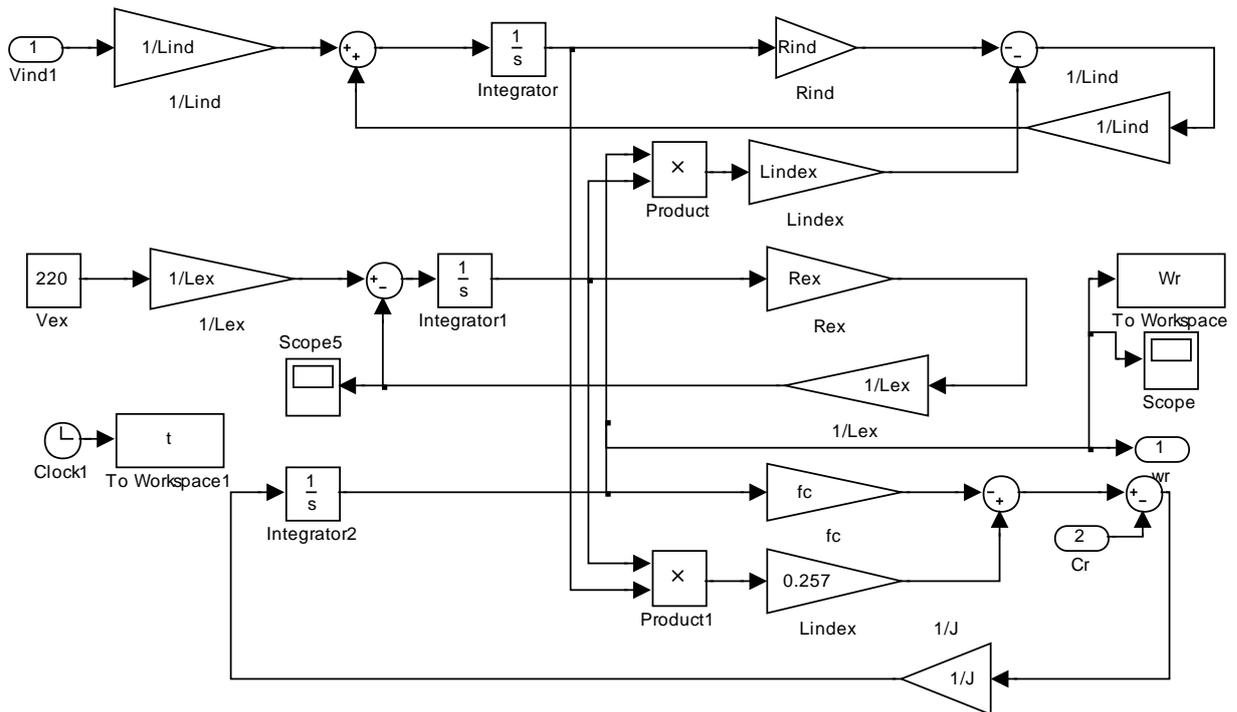
B.1 Schéma simulation de la turbine éolienne:



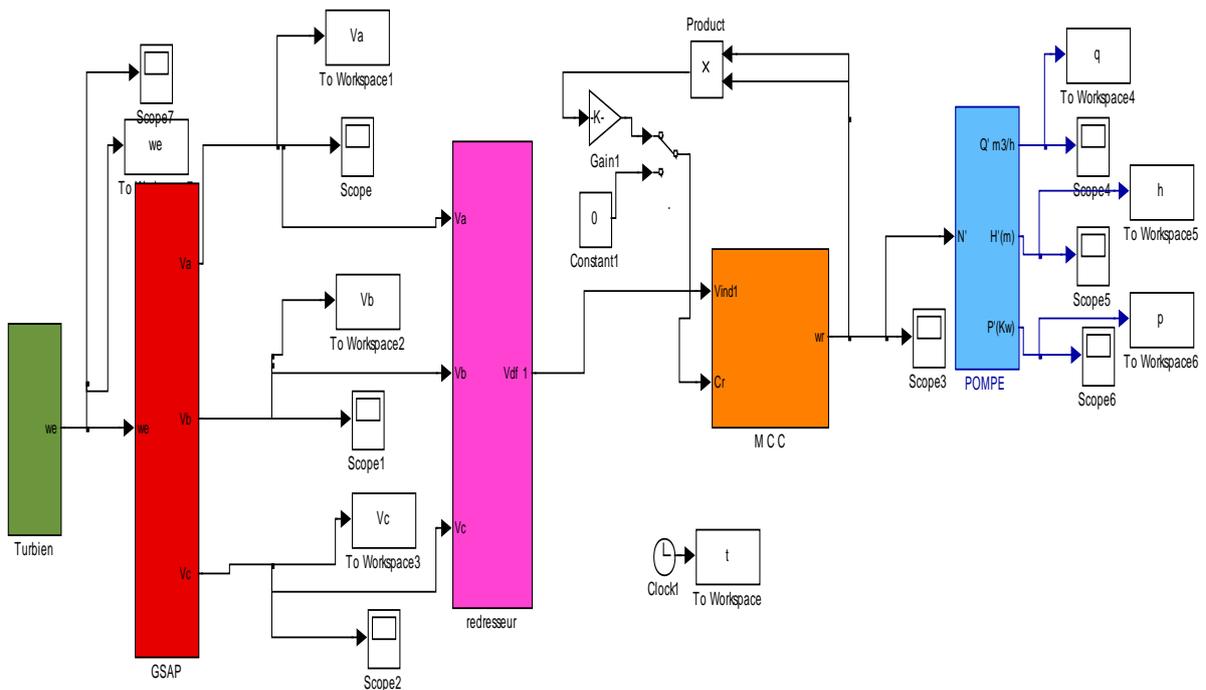
B.2 Schéma simulation de la turbine éolienne avec une commande de vitesse :



B.5 Schéma simulation de la MCC excitation séparé :



B.6 Schéma simulation de la chaîne complète :



Acronymes

Acronymes

- MSAP** **M**achines **S**ynchrone à **A**imant **P**ermanant.
- GSAP** **G**énératrice **S**ynchrone à **A**imant **P**ermanant.
- PI** **P**roportionnelle-**I**ntégrale.
- MPPT** **M**aximum **P**ower **P**oint **T**racking (en anglais).
- CDER** **C**entre de **D**éveloppement des **E**nergies **R**enouvelable.