



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



Université Ahmed Draïa Adrar
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département des Sciences et Technologie

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU
DIPLOME DE MASTER ACADEMIQUE**

Domaine : Sciences et technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electriques

Thème

***Etude du générateur éolien pour l'utilisation dans la
production de l'énergie électrique***

Présenté par :

Medah Djamila

Soutenu le 30/ 09/2018

Devant le jury :

Président: H. Dahbi

M. A. A

Univ. Adrar

Promoteur : A. Mediani

M.A.R

URER-MS .Adrar

Examineur : A. Harrouz

M. A. A

Univ. Adrar

Année Universitaire : 2017/2018

A decorative border consisting of a light brown, textured leather-like material. At the top and bottom, there are horizontal golden scrolls with intricate patterns. On the left and right sides, there are black, ornate fleur-de-lis ornaments.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

À l'esprit de mon chère père,

A ma mère,

A mes frères et sœurs,

A toute ma famille,

A Sadiq,

Et tous mes amis et mes collègues d'étude.

Djamila

Remerciement

*Avant tout, mon vœu est de remercier Dieu pour la santé
Je tiens à exprimer ma gratitude et remerciements à ALLAH
qui m'a donné la force et le pouvoir pour effectuer ce modeste travail.*

*Ces remerciements vont tout d'abord aux enseignants
de la spécialité "RE" de la Faculté des sciences et de la technologie.
Je remercie également Dr A. Harouz, Dr I. Mansouri, Mr H. Dahbi, et A. Mediani.*

*Pour les informations, la disponibilité et leur aides précieuses,
Sans oublier le soutien de Mme A. Menasria qui n'a pas épargné de
précieuses informations.*

*Ainsi que mes remerciements vont également aux membres du jury
pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon recherche en acceptant d'examiner
mon travail et de l'enrichir par leurs suggestions.*

Enfin, je remercie ma famille et tous mes amis.

Abréviations

MS : Machine synchrone

MSAP : Machine synchrone à aimants permanents

GSAP : Génératrice synchrone à aimants permanents

(d, q) : Indice du repère de Park lié au rotor

R_s : Résistance statorique

L_d : Inductance statorique directe

(v_{sd}, v_{sq}) : Composantes de la tension au stator dans le repère de Park

L_q : Inductance statorique quadratique

(ψ_{sd}, ψ_{sq}) : Composantes du flux statorique dans le repère de Park

(i_{sd}, i_{sq}) : Composantes du courant statorique

C_{em} : Couple électromagnétique

C_r : Couple résistant

P : Nombre de paire de pôles

J : Moment d'inertie totale de la machine

f : Coefficient de frottement visqueux

ω : Pulsation électrique statorique

Ω : Vitesse de rotation mécanique du rotor

V_1, V_2 : Vitesses du vent respectivement en amont et en aval de l'éolienne

ρ : Masse volumique de l'air en température ambiante (15°C)

S : Surface balayée par le rotor de l'éolienne

m : Masse d'air traversant le rotor éolien en une(1) seconde

P_m : Puissance extraite par le rotor éolien

P_{mt} : Puissance théorique maximale extractible d'un vent non perturbé

C_p : Coefficient de puissance de l'éolienne

λ, TSR : Vitesse spécifique ou ration de vitesse, Tip-Speed-Ratio

Ω_1, Ω_2 : Vitesse de rotation de l'éolienne respectivement avant et après le multiplicateur

P_{mg} : Puissance mécanique disponible sur l'arbre de la génératrice

$P(\theta)$: Transformation de Park

$P(\theta)^{-1}$: Transformation inverse de Park

$i_{a,b,c}$: Courants des phases statoriques

W_t : Vitesse de la turbine

$V_{a,b,c}$: Tensions des phases statoriques

$v_{rd,q}$: Tension statorique sur les axes d et q

$i_{d,q}$: Courant statorique sur les axes d et q

f_p : Fréquence de la porteuse

$i_{a,b,c}$: courants d'entrée

U_{dc} : Tension redressée

i_{dc} : Courant du bus continu

MLI : Modulation de largeur d'impulsions

Liste de figures

Figure	Page
Figure I.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.	6
Figure I.2: Eoliennes à axe Vertical	8
Figure I.3 : Configuration Amont et Aval.	9
Figure I.4: Eoliennes à axe horizontal.	10
Figure I.5: Eolienne lente	11
Figure I.6: Eolienne rapide	12
Figure I.7 :Aérogénérateur moderne.	13
Figure. I.8 :Bilan des forces sur une pale	13
Figure I.9: Disque actuateur.	15
Figure I.10 : Ecoulement dans un tube.	15
Figure I.11: Limite de Betz.	16
Figure IV.12 :Bilan des forces sur une pale	18
Figure I.13 : Flux d'air sur un profil de pale " stall "	19
Figure I.14: Variation de l'angle de calage d'une pale	20
Figure I.15 : Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable	21
Figure I.16:schéma bloc d'une turbine éolienne	22
Figure II.1 : Photographie de moteur à aimants en géométries cylindriques	27
Figure II.2: Schéma d'une machine synchrone à aimant permanent	28
Figure II.3 : Modèle de PARK pour la GSAP	31
Figure II.4:Algorithme de calcul pour la machine synchrone à aimants permanents.	32
Figure II.5:Schéma - bloc de l'algorithme de calcul.	33
Figure II.6:Représentation symbolique de la machine synchrone équivalente au sens de Park	35
Figure II.7 : modèle complet pour étude linéaire	36
Fig. II .8 Bloc de la simulation de la GSAP en charge	38
Figure II.9 : Simulation de la GSAP en charge.	42
Figure III.1:Coefficient de couple pour une turbine éolienne à calage constant	48
Figure III.2:Couple éolien à calage constant en fonction de la vitesse de rotation	49
Figure III.3:Couple éolien à calage variable en fonction de la vitesse de rotation	49
Figure III.4:Circuit électrique équivalent de la génératrice	51
Figure III.5:Schéma électrique équivalent du redresseur	52
Figure III.6 :Schéma de principe du filtre entre le redresseur et l'onduleur	52
Figure III.7:Schéma électrique équivalent de l'onduleur	54
Fig. II .8 Bloc de la simulation de la turbine éolienne	55
Fig. III.9 les résultats de la simulation de système éolien	56

Liste de tableaux

Tableau	Page
Tableau III. 1 : <i>Etats de conduction des diodes selon le niveau des tensions de la génératrice</i>	52
Tableau III. 2 : Stratégie de commande d'un onduleur triphasé de tension à commande 120°	53
Tableau III. 3 : Séquences de conduction des interrupteurs de l'onduleur à commande 120°	54

Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

CHAPITRE I: *Les systèmes éoliens*

I.1. Introduction.....	4
I.2. Historique.....	4
I.3. Quelques notions sur le vent.....	5
I.3.1 Avantages :.....	6
I.3.2 Inconvénients :.....	7
I.4. Généralités sur les différents types d'éoliennes :.....	7
I.4.1. Eoliennes à axe vertical :.....	8
I.4.1.1. Avantages :.....	8
I.4.1.2. Inconvénient :.....	8
I.4.2. Eoliennes à axe horizontal :.....	9
I.4.2.1. Avantages :.....	10
I.4.2.2. Inconvénient :.....	10
I.5. Modélisation des éoliennes à axe horizontal.....	12
I.5.1. Différentes parties d'un aérogénérateur :.....	13
I.5.2. Modélisation des pales : Bilan des forces :.....	13
I.5.3. Puissance susceptible d'être recueillie par les pales : Théorème de Betz.....	14
I.5.4. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne.....	15
I.5.4.1 Système à décrochage aérodynamique "stall" :.....	18
I. 6. Conclusion.....	22

CHAPITRE II: *Modélisation de la Génératrice synchrone*

II.1. Introduction.....	24
II.2. Principe de fonctionnement.....	24
II.3. Modélisation de la génératrice GSAP.....	26
II.3.1. Hypothèses.....	27
II.3.2. Modèle mathématique de la machine synchrone GSAP :.....	28
II.3.2.2 Modèle diphasé :.....	30

II.3.2.3 Choix du référentiel :	30
II.3.2.4. Equations de Puissance et de Couple :	32
II.3.3. Conclusion :	33
II.4. Modélisation de la génératrice synchrone à vide.....	33
II.4.1. Introduction	33
II.4.2. Modèle diphasé de la machine synchrone en charge.....	34
II.4.2.1 Répartition spatiale du flux :.....	34
II.4.2.2. Détermination des inductances saturables équivalentes :.....	35
II.5. Resultants et discussion	37
II.6. Conclusion	42

CHAPITRE III: Modélisation d'une chaîne de conversion d'énergie

III.1 INTRODUCTION.....	44
III.2. Le vent et ses comportements	44
III.3. Variations de vitesse du vent avec la hauteur au-dessus du sol	44
III.3.1. La loi de puissance	44
III.3.2. La loi logarithmique	45
III.4. Modélisation de la turbine éolienne	45
III.4.2 Puissance et couple développés par la turbine	46
III.4.3.1 Turbine éolienne à calage fixe	46
III.4.3.2. Turbine éolienne à calage variable.....	48
III.5.Modélisation de la génératrice	48
III.5.1.Modélisation du redresseur	50
III.5.2.Modélisation du filtre	50
III.5.3.Modélisation de l'onduleur	51
III .6 Simulation	53
III.7conclusion.....	55
Conclusion générale	57
Bibliographie :.....	59

Introduction générale

Introduction général

Introduction générale

L'énergie, un vrai sujet d'actualité que l'univers n'a connue depuis longtemps. Il est clair que notre dépendance aux énergies fossiles ne peut continuer indéfiniment, surtout avec l'épuisement croissant des gisements des ressources énergétiques traditionnelles. Ces dernières, principalement d'origine fossiles contribuent à la détérioration continue de l'environnement et l'écosystème mondial.

Par ailleurs, la demande mondiale en énergie électrique, sans cesse croissante, a contraint certains pays développés à combler leur déficit énergétique par l'utilisation des centrales nucléaires. L'énergie nucléaire a l'avantage indéniable de ne pas engendrer de pollution atmosphérique, mais le risque d'accident, le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels. Ce qui rend cette énergie de moins en moins attractive pour le futur.

Devant ce dilemme, il s'avère nécessaire de faire appel à d'autres sources d'énergie non polluantes et sans danger pour l'homme et l'environnement. Ainsi, dans le souci de se prémunir des problèmes environnementaux, dus aux énergies fossiles, tout en s'assurant un approvisionnement continu en énergie, les gouvernements de la majorité des pays du monde se sont lancés dans le développement et l'utilisation des sources d'énergie renouvelables : le solaire, l'éolien, la biomasse, la géothermie, la marémotrice...etc.

Actuellement, l'énergie éolienne est l'une de ces énergies renouvelables les plus sollicitées pour la production de l'énergie électrique, aussi bien pour des sites isolées que comme appoint pour les réseaux connectés. Elle peut être une alternative compétitive contribuant à la réduction de la demande de plus en plus galopante de l'électricité. Le développement et la multiplication de l'utilisation de chaînes de conversion de l'énergie éolienne ont conduit les industriels et les scientifiques à s'investir dans l'amélioration des indices technico-économiques de cette conversion et la qualité de l'énergie fournie.

L'objectif de ce travail est d'apporter une contribution à l'étude du générateur éolien pour l'utilisation dans la production de l'énergie électrique.

Dans le but d'approfondir chacun des points mentionnés ci-dessus, ce mémoire est composé de trois chapitres.

Introduction général

Le premier chapitre est consacré à la présentation des éoliennes qui explique la définition du vent, généralités sur les différents types d'éoliennes, modélisation des éoliennes à axe horizontal,.....etc

Le deuxième chapitre est dédié à l'étude modélisation de la génératrice synchrone qui montre le principe de fonctionnement, le modèle mathématique de la machine synchrone GSAP.

Le troisième chapitre est dédié à l'étude d'une chaîne de conversion éolienne en mode isolé fonctionnant en vitesse variable. Différentes techniques de commande, agissant sur l'interface de l'électronique de puissance, sont appliquées. Des résultats de simulation ont été présentés et interprétés.

Une conclusion générale englobe les résultats obtenus et donne lieu aux suggestions clôturer ce mémoire.

Chapitre I

Les systèmes éoliens

I.1. Introduction

Les prévisions de la demande énergétique pour l'avenir ne font qu'affirmer, voire renforcer cette inclination compte tenu de l'évolution démographique qui motive l'action pour la recherche d'autres énergies de meilleures durabilités. Les systèmes éoliens grâce au caractère non épuisable, renouvelable et non polluant, connaissent un essor remarquable, l'intégration de ces systèmes est devenue un élément clé pour de nouvelles politiques énergétiques.

Le projet éolien réalise l'adéquation entre un besoin exprimé (aspect sociétal), des possibilités de rentabilité financière (aspect économique), un site (aspects ressources renouvelables et développement durable), un système éolien (aspect technologique) et un réseau (aspect qualité et sûreté de fonctionnement). Depuis l'ère de l'utilisation du moulin à vent, l'évolution de la technologie des capteurs éoliens n'a cessé de développer ses capacités et gagner du terrain. Pour capter l'énergie du vent il a fallu recourir à diverses technologies ayant pour caractéristique la meilleure performance du capteur. En plus des caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreuses technologies existent et, pour la plupart, elles utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes.

I.2. Historique

L'utilisation de l'énergie éolienne par l'homme est ancienne. Moulins dans la région de La Mancha, Espagne[3]. Pendant des siècles, l'énergie éolienne a été utilisée pour fournir un travail mécanique. L'exemple le plus connu est le moulin à vent utilisé par le meunier pour transformer le blé en farine, on peut aussi citer les nombreux moulins à vent servant à l'assèchement des poudres en Hollande. Par la suite, pendant plusieurs décennies, l'énergie éolienne a servi à produire de l'énergie électrique dans des endroits reculés et donc non-connectés à un réseau électrique. Des installations sans stockage d'énergie impliquaient que le besoin en énergie et la présence d'énergie éolienne soient simultanés. La maîtrise du stockage d'énergie par batteries a permis de stocker cette énergie et ainsi de l'utiliser sans présence de vent, ce type d'installation ne concerne que des besoins domestiques, non appliqués à l'industrie.

Depuis les années 1990, l'amélioration technologique des éoliennes a permis de

construire des aérogénérateurs de plus de 5 MW [1] et le développement d'éoliennes de 10 MW est en cours. Ces unités se sont démocratisées et on en retrouve aujourd'hui dans plusieurs pays. Ces éoliennes servent aujourd'hui à produire du courant alternatif pour les réseaux électriques, au même titre qu'un réacteur nucléaire, un barrage hydro-électrique ou une centrale thermique au charbon. Cependant, les puissances générées et les impacts sur l'environnement ne sont pas les mêmes[3].

I.3. Quelques notions sur le vent

Le vent est la variable d'entrée du système éolien . C'est donc une variable importante à modéliser et la précision des simulations dépendra de la qualité de son modèle . Cependant, le vent peut être représenté par une grandeur stochastique définie par des paramètres statistiques . De nombreux travaux sur la modélisation du vent ont été réalisés [8]. La vitesse du vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps. 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 [2].

Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments constitutifs 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 durable 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.

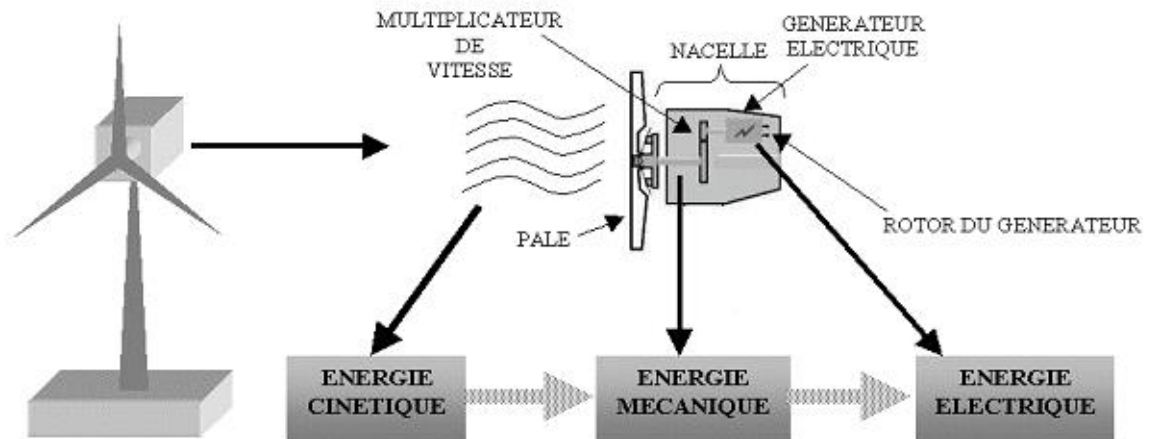


Figure I.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent. [1]

I.3.1 Avantages :

- L'énergie éolienne est une énergie qui respecte l'environnement.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable .c'est à dire que les générations futures pourront toujours en bénéficier.
- Les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie de risque.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- C'est l'énergie la moins chère des énergies renouvelables.
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement.
- La surface occupée au sol est peu importante.
- L'énergie éolienne est une énergie propre pas d'émissions de gaz, pas de particules.
- L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple.
- 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 existant déjà.
- L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle.
- Chaque unité d'électricité produite par un aérogénérateur supplante une unité d'électricité qui aurait été produite par une centrale consommant des combustibles fossiles.

Les principaux avantages de l'énergie éolienne sont l'autonomie en électricité, la possibilité de produire de jour comme de nuit et un impact environnemental réduit par des

précautions simples vis à vis de la population et du paysage. L'énergie produite peut être soit stockée dans des batteries, soit injectée aux normes dans le réseau[6] .

I.3.2 Inconvénients :

- Le coût de l'énergie éolienne plus élevé par rapport aux autres sources d'énergie.
- la nature du vent stochastique du vent a une influence sur la qualité de la puissance électrique produite.
- la source essentielle du bruit dans les éoliennes c'est le multiplicateur.
- Le vent est une source intermittente, la production d'énergie est donc variable.
- L'installation d'une éolienne nécessite différents critères (surface suffisante, proximité du réseau électrique .
- L'impact visuel. Ça reste néanmoins un thème subjectif.
- L'impact sur les oiseaux, certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs .
- la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est pas toujours très bonne.

Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques[6] .

I.4. Généralités sur les différents types d'éoliennes :

On distingue les grands types d'éoliennes :

a/ Machines à axe vertical.

b/ Machines à axe horizontal.

Dans les machines à axe horizontal on a :

*/ Eoliennes à vent classiques.

**/ Eoliennes lentes.

***/ Eoliennes rapides.

Dans les machines à axe vertical on a :

*/ Eoliennes à traînées différentielles.

**/ Eoliennes à écran.

***/ Eoliennes à clapets battants.

****/ Eoliennes à pales tournantes.

*****/ Eoliennes à variations cycliques d'incidences, à aubes fixes et aubes mobiles.

Dans le contexte du développement durable, en s'opposant au double enjeu planétaire imposé par l'aspect non renouvelable des gisements de combustibles fossiles, et les inconvénients dus au non respect de l'environnement, la nécessité oblige à améliorer l'utilisation des énergies renouvelables. a cause des problèmes cités, et qui sont généralement liés à l'économie mondiale, obstacles environnementaux et à la sécurité, la production de

l'énergie électrique est réalisée souvent par des centrales de grandes envergures qui peuvent atteindre des centaines de mégawatts, et qui sont installées dans des régions non démographiques.

I.4.1. Eoliennes à axe vertical :

les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol ce qui facilite l'accessibilité de dépannage en cas de dysfonctionnement. Néanmoins elles restent marginales et peu utilisées voir abandonnées actuellement à cause de sa faible vitesse, des turbulences qui affectent le capteur d'énergie situé au près du sol, et de la surface importante qu'elles occupent au sol pour les éoliennes de grande puissance. [12]



a- Eolienne de type Savonius

b- Eolienne de type Darrieus

Figure I.2: Eoliennes à axe Vertical[5].

I.4.1.1. Avantages :

- La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande directement au sol.
- Son axe vertical possède une symétrie de révolution ce qui permet de fonctionner quel que soit la direction du vent sans avoir à orienter le rotor.
- Sa conception est simple, robuste et nécessite peu d'entretien [6].

I.4.1.2. Inconvénient :

- Elles sont moins performantes que celles à axe horizontal.

- La conception verticale de ce type d'éolienne impose qu'elle fonctionne avec un vent proche du sol, donc moins fort car freiné par le relief.
- Leur implantation au sol exige l'utilisation des tirants qui doivent passer au-dessus des pales, donc occupe une surface plus importante que l'éolienne à tour [6].

I.4.2. Eoliennes à axe horizontal :

Eolienne à axe horizontal : Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion [12]. Ces machines présentent généralement un nombre de pales compris entre 1 et 3 pales et peuvent développer des puissances élevées et sont de deux types :

- * Eoliennes amont.
- * Eoliennes aval.

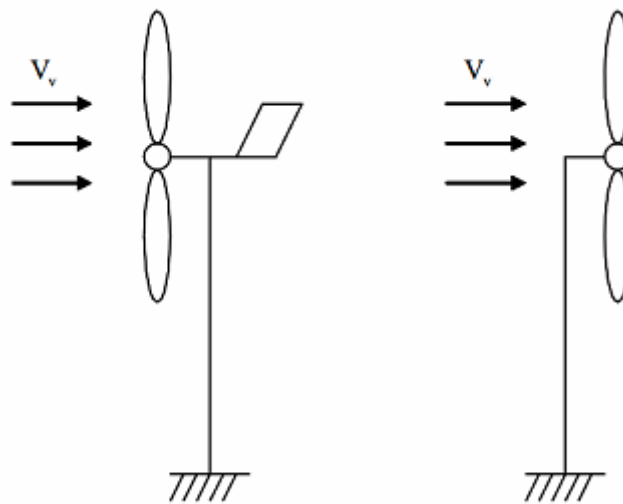


Figure I.3 : Configuration Amont et Aval.



Figure I.4: Eoliennes à axe horizontal.

I.4.2.1. Avantages :

- Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical.
- Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu’au voisinage du sol.
- Le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour. Ainsi, il n’est pas nécessaire de rajouter un local pour l’appareillage [6].

I.4.2.2. Inconvénient :

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

Malgré ses inconvénients, cette structure est la plus utilisée de nos jours. Cependant, les structures à axe vertical son encore utilisé pour la production d’électricité dans les zones isolés. Elles sont de faible puissance destinées à des utilisations permanentes comme la charge des batteries par exemple[6].ces éoliennes peuvent être classifiées en deux catégories :

I.4.2.3. Eoliennes lentes :

sont munies d’un grand nombre de pales (entre 20 et 40). Les pales couvrent presque toute la surface de la roue. Elles servent généralement au pompage pour alimenter en eau le bétail dans les vastes plains, elles sont adaptées aux vents de faible vitesse[12]. La puissance maximale obtenue par ce type de machine peut se calculer en fonction du diamètre par l’expression suivante :

$$P = 0.15 * D^2 * V^3 \quad (I.1)$$

Puissance étant exprimée en Watts, le diamètre en mètre et la vitesse du vent en m/s.

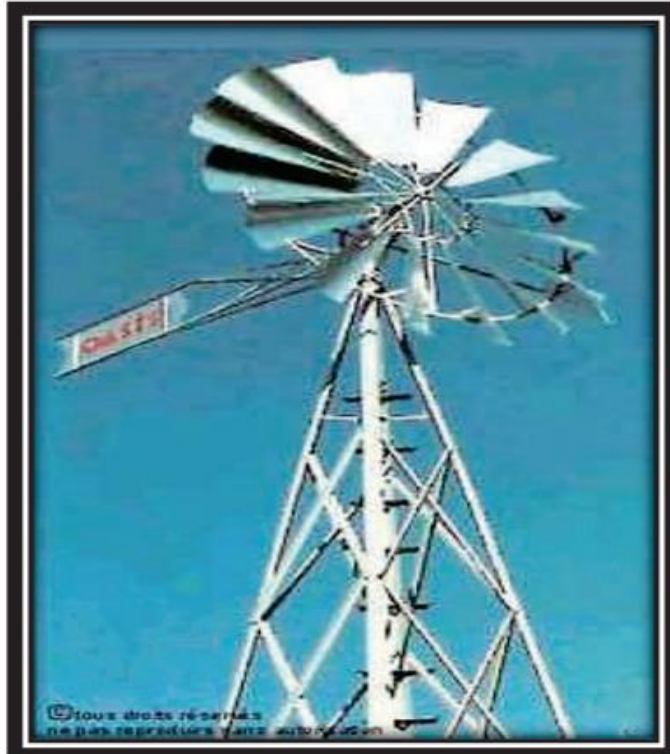


Figure I.5: Eolienne lente[12]

I.4.2.4. Eoliennes rapides :

Les éoliennes rapides ont un nombre de pales assez réduit, qui varie en général entre 2 et 4 pales. Elles sont les plus utilisées dans la production d'électricité en raison de leur efficacité, de leur poids (moins lourdes comparées à une éolienne lente de même puissance) et de leur rendement élevé. Elles présentent, par contre, l'inconvénient de démarrer difficilement.

Formule pratique pour une éolienne rapide à axe horizontal :

$$P = 0.2 * D^2 * V^3 \quad (I.2)$$



Figure I.6: Eolienne rapide[12]

I.5. Modélisation des éoliennes à axe horizontal

La conception d'une éolienne est réalisée par l'assemblage de trois corps constituant une machine et sont:

Rotor C'est l'élément qui a pour but de capter l'énergie du vent et qui la transforme en énergie mécanique. Le rotor est constitué d'un nombre variable de pales qui sont montées sur l'arbre primaire par l'intermédiaire d'un moyeu. Actuellement les turbines sont souvent à 3 pales, avec un contrôle à calage variable (pitch control). Les pales sont fabriquées en matériaux composites.

Nacelle C'est l'abri où loge le mécanisme de génération de l'énergie électrique. C'est un couvercle permettant de protéger les pièces mécaniques et électromécaniques des conditions atmosphériques.

Tour C'est le support qui porte l'ensemble formé du rotor et de la nacelle, et qui permet d'éviter tout contact entre les pales et le sol, et permet aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante pour le préserver du gradient du vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie. La hauteur de la tour est souvent de 1 à 1.5 fois le diamètre du rotor.

I.5.1. Différentes parties d'un aérogénérateur :

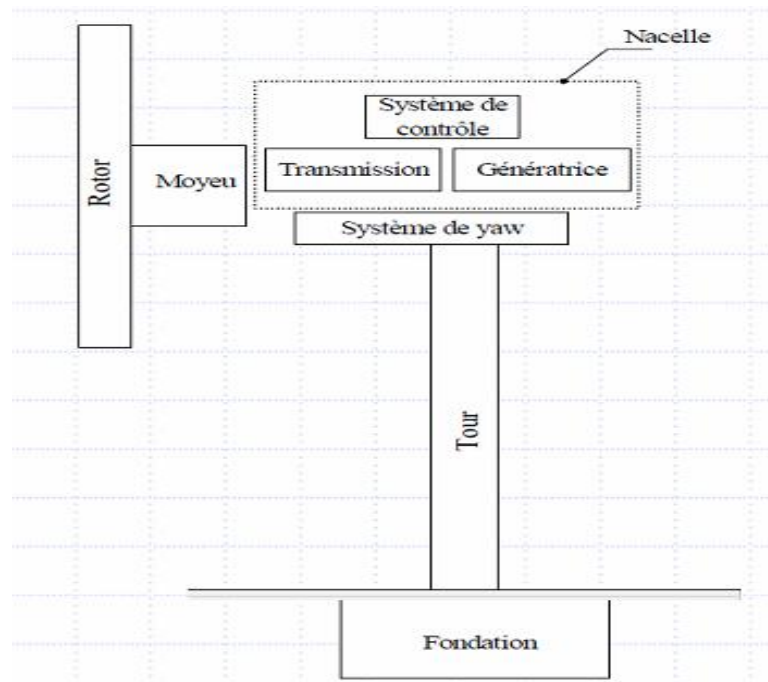


Figure I.7 :Aérogénérateur moderne. [1]

I.5.2. Modélisation des pales : Bilan des forces :

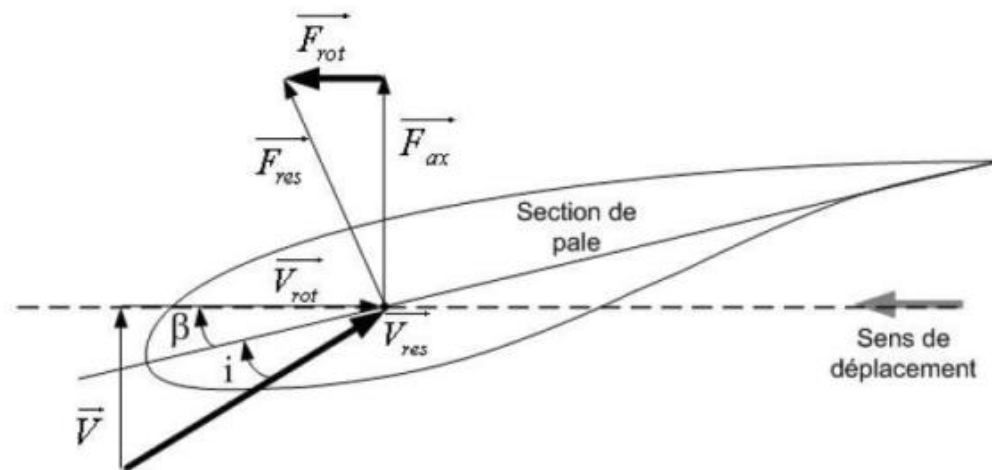


Figure. I.8 :Bilan des forces sur une pale [21]

Chaque turbine éolienne est ainsi dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur nominale pour une vitesse de vent nominale donnée. Lorsque la vitesse de vent devient trop élevée ou si la génératrice nécessite une vitesse de rotation fixe, la puissance extraite par l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale.

I.5.3. Puissance susceptible d’être recueillie par les pales : Théorème de Betz

Il sera question ici de présenter la théorie de base permettant d’estimer les performances d’une éolienne idéale, et de présenter certaines notions d’aérodynamique afin de comprendre le fonctionnement d’une telle machine. Cette théorie est basée sur la méthode de quantité de mouvement et le concept du disque actuateur (sur la section S) pour prédire la performance des machines à hélice. Comme illustre la figure (I.9) et figure (I.10), la turbine (ou le rotor) est représentée par un disque actuateur qui génère une discontinuité en pression dans le tube de courant (écoulement d’air délimité par les lignes de courant).

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure suivante sur lequel on a représenté la vitesse du vent $1 V$ en amont de l’aérogénérateur et la vitesse $2 V$ en aval.

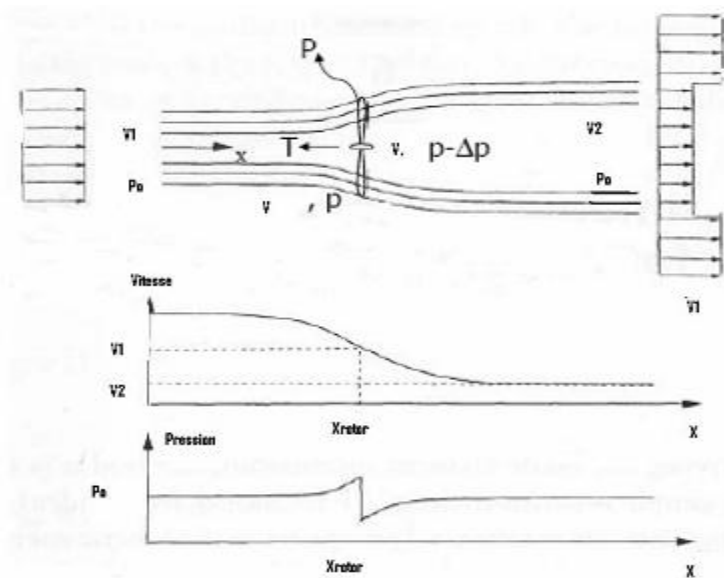


Figure I.9: Disque actuateur. [1]

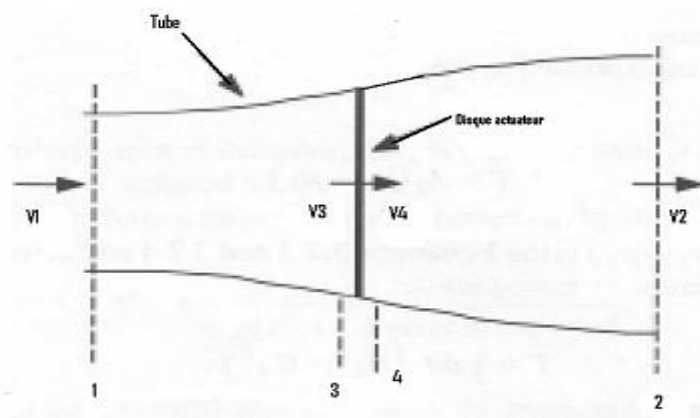


Figure I.10 : Ecoulement dans un tube. [1]

Concept du disque actuateur :

La performance d'une turbine éolienne est souvent mesurée à l'aide d'un coefficient dit de performance, dénoté C_p et défini comme suit :

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_1^3 \cdot S} = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \quad (I.3)$$

P : puissance (W) produite par l'éolienne.

$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_1^3$: Densité de puissance (W/m²) disponible dans le vent.

$a = \frac{V_1 - V_2}{V_1}$: Facteur d'induction axiale.

$S = \pi R^2$: Surface du disque actuateur de rayon R .

On peut démontrer que le maximum de puissance théoriquement pouvant être produit est donné par :

$$C_{pmax} = \frac{16}{27} = 0.59$$

Quand le facteur d'induction $a = 1/3$. Ce que l'on appelle la limite de Betz. Dans la pratique, des pertes additionnelles autour de 20% de la puissance du vent, ainsi le maximum de puissance pouvant être produit par une éolienne se réduit autour de 40% de la puissance du vent.

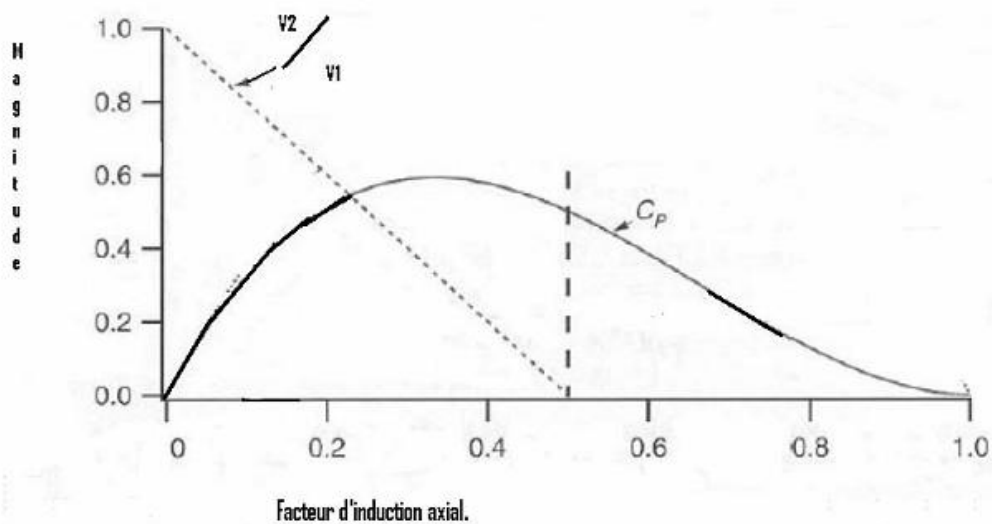


Figure I.11: Limite de Betz. [1]

I.5.4. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne

Les différents types de vérification disponibles sont perçus grâce à l'analyse des flux en utilisant la loi d'intégralité des parties. Le contrôle du rotor est indispensable pour la

délimitation de la puissance maximale de fonctionnement, et qui est assuré en utilisant deux concepts différents : Le concept « stall » et le concept « pitch » Pour limiter la puissance éolienne dans le cas de fortes valeurs du vent il existe quatre façons :

a)La première est une technique active assez coûteuse et complexe appelée système à pas variable « pitch » : elle est donc plutôt utilisée sur les systèmes à vitesse variable de moyenne à fortes puissances (quelques centaines de kW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales sur leur axe ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure et en utilisant un module de calage des pales qui permet d'une part d'avoir une puissance constante pour des vitesses supérieures à la vitesse nominale et d'autre part de mettre l'éolienne en drapeau pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse maximale de fonctionnement. Le calage des pales est commandé par un vérin hydraulique alimenté par une centrale hydraulique.

b)La seconde technique la limitation de la puissance de fonctionnement maximale est garantie passivement par le géométrie des pales en « stall ». Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage aérodynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent donc pour des angles d'incidence importants. A partir d'une certaine vitesse de vent proche de la vitesse nominale et selon la puissance nominale désirée ce décrochage provoque une diminution de rendement aérodynamique du rotor. Dans ce cas l'angle de calage reste constant à une valeur fixée indépendamment des données liées au site ce qui permet d'avoir un système simple et fiable. Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées.).

c)La troisième façon de limiter la puissance est la déviation de l'axe du rotor dans le plan vertical (un basculement de la nacelle) ou une déviation dans le plan horizontal (rotation autour de l'axe du mat). Ainsi, la turbine n'est plus face au vent et la surface active de l'éolienne diminue.

d)La dernière famille qui permet la régulation de la puissance éolienne consiste à faire varier la vitesse de rotation Ω par une action électrique. Par le biais de la génératrice accouplée à une chaîne de conversion statique pilotée pour gérer le transfert d'énergie, la vitesse de rotation peut être pilotée selon le point de fonctionnement souhaité. Le plus souvent, dans les turbines classiques à axe horizontal, le dispositif de réglage à fréquence variable est associé à un réglage mécanique (pitch ou stall). [9]

L'éolienne, en plus des systèmes de contrôle cités déjà peut aussi être équipée d'un système de contrôle de la génératrice qu'on appelle : systèmes à vitesse variable. Ce système de contrôle n'existe pas dans le cas des systèmes à vitesse constante. Dans le cas où il existe,

il peut être lié au convertisseur côté génératrice et au convertisseur côté réseau électrique. Donc c'est un moyen de contrôle de la vitesse de la génératrice et de la tension en connexion.

Pour récupérer le maximum de puissance par le rotor et avoir une bonne qualité d'énergie on est censé faire un contrôle de l'unité électrique, qui aide à décharger la machine des fluctuations rapides de la vitesse du vent qui excitent la fatigue des composants du système et qui gonfle le coût de la réalisation de la machine. Les trois concepts de contrôle suivants :

- « Stall » à Vitesse Constante (SVC)
- « Pitch » à Vitesse Constante (PVC)
- « Pitch » à Vitesse Variable (PVV)

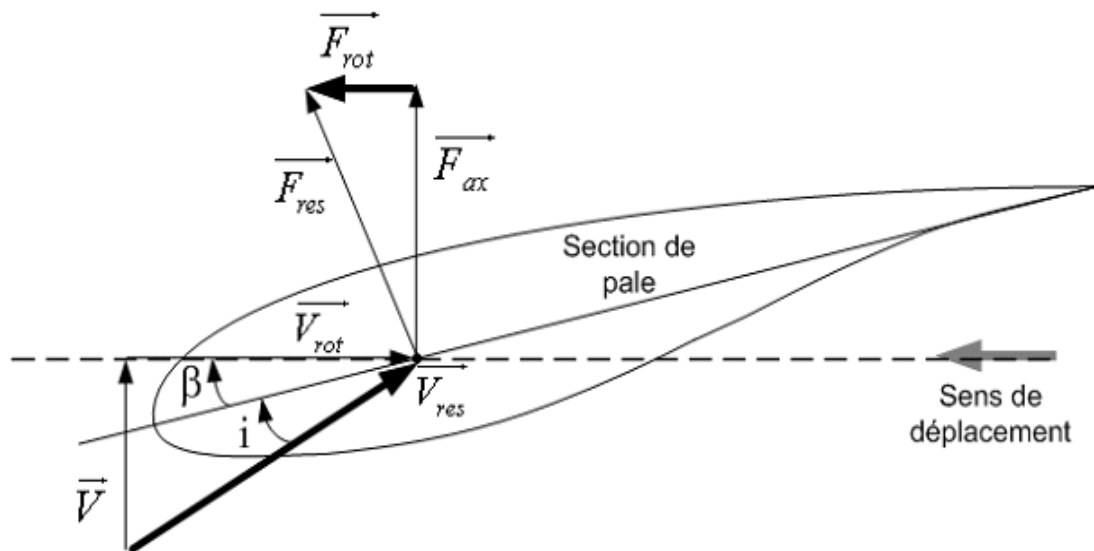


Figure I.12 :Bilan des forces sur une pale [1]

V_{rot} : vitesse tangentielle de la section à un rayon r

$$V_{rot} = r \cdot \omega_R$$

V : vitesse du vent

V_{res} : vitesse du vent apparent avec : $V_{res}^2 = (V_{rot})^2 + V^2$

α : angle de calage

β : angle d'incidence

γ : angle du vent apparent

F_{res} : Force aérodynamique totale

F_{rot} : Force propulsive

F_{ax} : Force de poussée axiale

La Figure (I.12) représente la section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur [40]. La vitesse du vent arrivant face à cette pale, est représentée par le vecteur V . Le vecteur V_{rot} représente la composante de vent due à la rotation de l'aérogénérateur. La résultante de ces deux vecteurs est appelée V_{res} . L'action du vent sur la pale produit une force V_{res} qui se décompose en une poussée axiale F_{ax} directement compensée par la résistance mécanique du mat et une poussée en direction de la rotation F_{rot} qui produit effectivement le déplacement. Chaque turbine éolienne est ainsi dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur nominale pour une vitesse de vent nominale donnée. Lorsque la vitesse de vent devient trop élevée ou si la génératrice nécessite une vitesse de rotation fixe, la puissance extraite par l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale.

I.5.4.1 Système à décrochage aérodynamique "stall" :

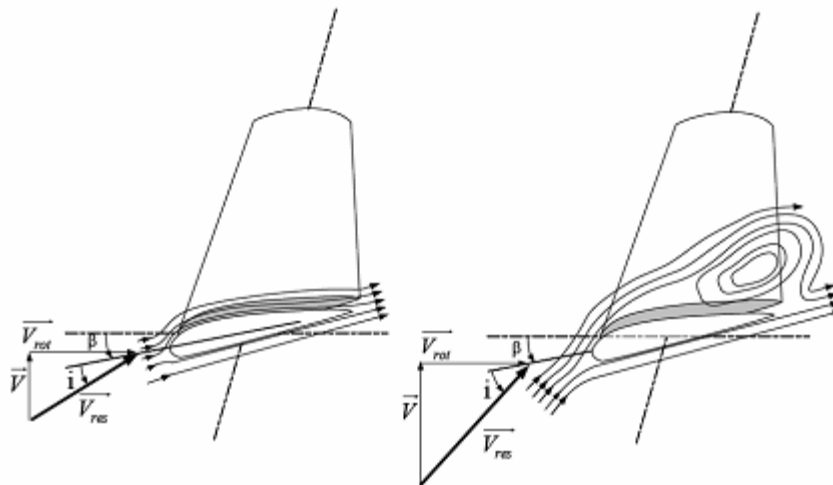


Figure I.13 : Flux d'air sur un profil de pale "stall" [1]

La plupart des éoliennes connectées au réseau électrique nécessitent une vitesse de rotation fixe pour des raisons de cohérence de fréquence avec le réseau. Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale) dit "stall". Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence i devient important, c'est à dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale V_n , l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale (Figure 4-7) et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation. Ce système est simple et relativement fiable mais il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales donc de leur état de propreté. Il peut, dans certains cas, être amélioré en autorisant une légère rotation de la

pale sur elle-même (système "stall actif") permettant ainsi de maximiser l'énergie captée pour les faibles vitesses de vent. Pour les fortes vitesses de vent, la pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de calage β et renforcer ainsi l'effet "stall" de la pale. La répercussion des variations de vitesse de vent sur le couple mécanique fournie par l'éolienne est ainsi moins importante [11].

I.5.4.2. Système d'orientation des pales "pitch" :

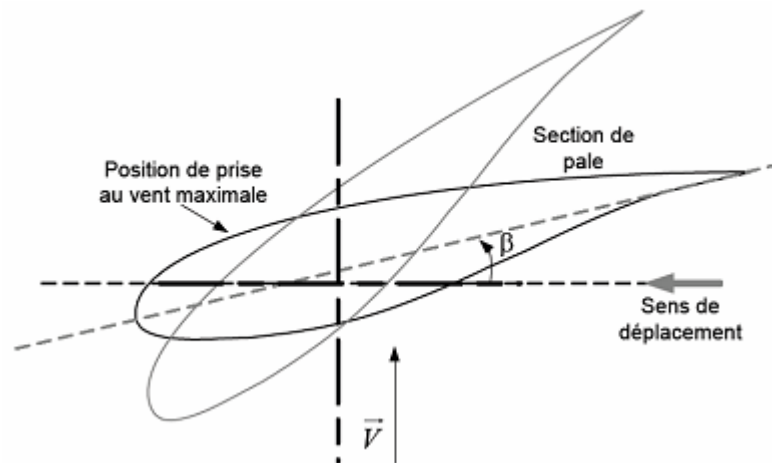


Figure I.14: Variation de l'angle de calage d'une pale [1]

C'est un système dit aussi à pas variable ou à calage variable. Il utilise la variation de l'angle de calage des pales (variation de l'angle d'incidence). En variant l'angle d'incidence de la pale, on modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage. L'angle d'incidence optimal conduit à la puissance maximale disponible. En général, la modification de l'angle de calage de la pale de l'éolienne permet quatre actions distinctes :

- 1) le démarrage à une vitesse du vent plus faible V_{min} ;
- 2) l'optimisation du régime de conversion de l'énergie, quand la vitesse du vent évolue entre les limites $[V_{min}, V_{max}]$ en complément de la vitesse variable dans une plage relativement réduite (1 à 2 voire 1 à 3 pour un rapport V_{max}/V_{min} de l'ordre de 4 à 5) ;
- 3) la régulation par limitation de la puissance pour $V > V_{max}$;
- 4) la protection de l'éolienne contre les vents trop violents, par la mise en « drapeau » des pales de l'hélice.

On remarque que ce système intervient dans le fonctionnement de la turbine, par la variation du calage β , de manière prépondérante depuis le démarrage (zone I) et dans le régime de régulation de vitesse (zone II et III) jusqu'au phénomène de décrochage aérodynamique de la turbine (Figure I.15).

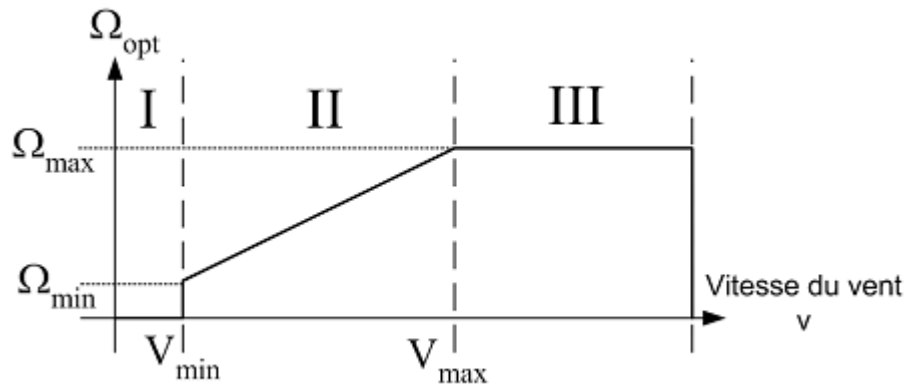


Figure I.15 : Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable [1]

I.5.4.3. Modèle de la turbine éolienne :

On retrouve dans la littérature plusieurs types de modélisation du coefficient de puissance, souvent tous limités par les données d'entrée, donc généralement valables pour une turbine particulière: chaque turbine a un comportement spécifique[14]. La turbine que nous allons étudier est une éolienne de 15KW. C'est un modèle tri-pale axe horizontal dont la longueur d'une pale est de 3m et le rapport du multiplicateur de vitesse est de 6,8. L'évolution du coefficient de puissance C_p dépend des caractéristiques aérodynamiques de la turbine éolienne ainsi que des conditions de fonctionnement[13]. Pour un angle de calage β fixe, le coefficient de puissance C_p peut être exprimé en fonction de rapport de vitesse λ (figure 1.8). Pour un angle de calage variable, le coefficient de puissance peut être exprimé en fonction de λ et β [16]. Pour notre cas les variations de C_p sont modélisées par l'approximation polynomiale suivante[30]:

$$C_p(\lambda, \beta) = (0.3 - 0.00167 \cdot \beta) \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{(10 - 0.3 \cdot \beta)} \right] + 0.00184 \cdot (\lambda - 3) \cdot \beta \quad (I.4)$$

λ : le rapport de vitesse est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse du vent:

$$\lambda = \frac{\Omega_{tur} R}{v} \quad (I.5)$$

β : Angle de calage (inclinaison de l'axe de référence par rapport au plan de rotation).

Où:

Ω_{tur} : Vitesse angulaire mécanique de la turbine (rad /s).

v : Vitesse du vent (m/ s).

R : Rayon de la turbine ou longueur de pale en (m).

Modèle du multiplicateur: La turbine éolienne, en général, tourne à une vitesse nominale de 25 à 40(tr/mn). Le Multiplicateur est la liaison entre la turbine et le générateur. Il

adapte la vitesse de la turbine Eolienne à celle du générateur électrique qui tourne à environ 1500(tr/ mn)[16].

$$\Omega_{mec} = G \cdot \Omega_{tur} \tag{I.6}$$

Où: Ω_{mec} est la vitesse angulaire de rotation de la génératrice(rad / s)ou (tr/mn).

Le couple mécanique de la turbine éolienne est divisé par le rapport de multiplicateur pour obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur[17]:

$$C_{mec} = \frac{1}{G} C_{aer} \tag{I.8}$$

Où:

G :rapport de multiplication.

C_{mec} :Couple mécanique sur l'axe du générateur en(N. m).

Modèle de l'arbre: L'arbre du générateur est modélisé par l'équation suivante:

$$J_T \frac{\partial \Omega_{mec}}{\partial t} = \sum C = C_T = C_{vis} \tag{I.9}$$

Le couple de frottement visqueux est modélisé par:

$$C_{vis} = f_T \Omega_{mec} \tag{I.10}$$

Où:

J_T : Inertie totale des parties tournantes (kg.m²).

f_T :Coefficient de frottements visqueux total.

Le couple total de l'éolienne est donné par:

$$C_T = C_{mec} + C_{em} \tag{I.11}$$

C_{em} :Couple électromagnétique (positif, car c'est un couple entraînant)[15]. L'inertie totale est la somme de l'inertie du générateur et de la turbine ramenée au côté Générateur c'est-à-dire:

$$J_T = \frac{J_{tur}}{G^2} + J_g \tag{I.12}$$

La Figure(I.16)montre le synoptique global du modèle de l'éolienne:

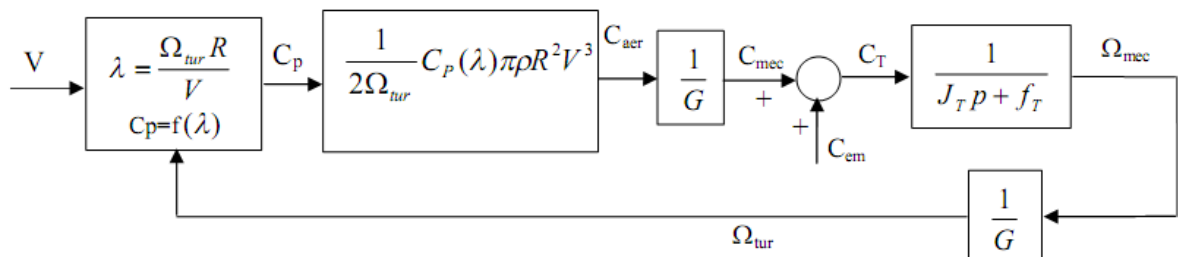


Figure I.16:schéma bloc d'une turbine éolienne

I. 6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les notions fondamentales de l'énergie éolienne. Ainsi quelques notions sur le vent, modélisation des éoliennes à axe horizontal, modélisation des pales (bilan des forces), systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne, "stall", "pitch" et modèle de la turbine éolienne.

Ainsi, nous avons consacré l'étude sur l'énergie éolienne, avantages et inconvénients de cette forme d'énergie, le principe de fonctionnement, les composants principaux et les différentes structures de couplage du générateur éolien au réseau ou bien hors réseau.

Chapitre II

Modélisation de la Génératrice synchrone

II.1. Introduction

la Génératrice synchrone est utilisée dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité. Le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. Ainsi, si la génératrice est directement connectée au réseau, sa vitesse de rotation doit être rigoureusement proportionnelle à la fréquence du réseau. Ces machines présentent aussi 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 un couple insuffisant pour un couplage mécanique direct sur la turbine. Par contre, les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées avec un entraînement direct sur les turbines éoliennes. Ceci pose le problème d'adaptation de ce type de machines avec le système éolien pour maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe et pour synchroniser la machine avec le réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion génératrice - réseau, fluctuations du couple capté par l'aérogénérateur se propagent sur tout le train de puissance, jusqu'à la puissance électrique.

Dans ce chapitre sont modélisée de la génératrice synchrone(GSAP).

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

II.2. Principe de fonctionnement

Principe de fonctionnement de la MSAP Toute machine électrique dans laquelle la vitesse de rotation du rotor est égale à la vitesse de rotation du champ tournant est appelé machine synchrone. Pour l'obtention d'un tel fonctionnement, le champ magnétique rotorique doit être généré soit par des aimants, soit par un circuit d'excitation. Cela dit, qu'en mode permanent la position du champ magnétique rotorique est alors fixe par rapport au rotor, ceci impose une

vitesse de rotation identique entre le rotor et le champ tournant statorique . Le stator : ou l'induit est la partie fixe de la machine, il se compose de trois enroulements parcourus par des courants alternatifs décalés de 120° dans l'espace et dans le temps, logés dans les encoches du circuit magnétique fixe . Le rotor : ou inducteur est la partie mobile de la machine se compose d'aimants permanents. Ce dernier présente l'avantage d'éliminer les balais et les pertes rotoriques, ainsi que la nécessité d'une source pour fournir le courant d'excitation. Cependant, on ne peut pas contrôler l'amplitude du flux rotorique . Il existe deux types de rotor, ayant pour rôle de générer le champ d'induction rotorique. Les rotors à pôles lisses et les rotors à pôles saillants.

Il existe quatre catégories de machines synchrones à aimants permanents du point de vue construction mécanique: machines synchrones à aimants permanents montés en surface (MSAPS) : Cette structure est la plus simple à construire parce que des aimants permanents à aimantation radiale sont disposés directement sur la périphérie du rotor. Les aimants ont généralement une forme de tuile et sont collés sur une culasse cylindrique. Cette structure de machine rentre dans la catégorie des machines à pôles lisses.

Machines synchrones à aimants permanents insérés (MSAPI) : A partir de la structure précédente, on entaille des logements pour insérer les aimants permanents dans le rotor afin de faciliter l'assemblage mécanique. Les parties de fer entre les aimants permanents sont des espaces inter polaires qui rajoutent de la saillance. Toutefois, les caractéristiques de cette structure restent fondamentalement proches de la MSAPS.

Machines synchrones à aimants permanents chapeautés (MSAPC) : Cette structure est déduite de celles avec des aimants permanents montés en surface. On place sur les aimants des pièces polaire généralement en acier doux. La combinaison des aimants et des pièces polaires crée une anisotropie du rotor et rajoute une saillance. Les pièces polaires permettent de contrôler la forme de la f.e.m au stator en agissant sur le profil de la pièce.

Machines synchrones à aimants permanents enterrés (MSAPE) : Le principe de cette structure est d'augmenter l'induction magnétique dans l'entrefer par rapport à l'induction rémanente des aimants permanents. En fait, les pièces polaires canalisent le flux généré par les aimants permanents à aimantation tangentielle dont la surface latérale est supérieure à la demi-surface de la pièce polaire prise au niveau de l'entrefer .



Figure II.1 : Photographie de moteur à aimants en géométries cylindriques

II.3. Modélisation de la génératrice GSAP

Le terme de la machine synchrone regroupe toutes les machines dont la vitesse de rotation de l'arbre de sortie est égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour obtenir un tel fonctionnement, le champ magnétique rotorique est généré soit par des aimants, soit par un circuit d'excitation. La position du champ rotorique est alors fixe par rapport au rotor, ce qui impose en fonctionnement normal une vitesse de rotation identique entre le rotor et le champ tournant statorique. Cette famille de machine regroupe en fait plusieurs sous familles :

- les machines synchrone à rotor bobiné
- les machines synchrone à réluctance
- les machines synchrone à aimants permanents.

Nous intérêt va plus particulièrement vers cette dernière catégorie, en effet avec l'apparition d'aimants permanents de plus en plus performants (faible désaimantation, énergie maximale stockée plus grande, induction de saturation et champ coercitif plus élevé). La machine synchrone à aimant permanent est devenue compétitive par rapport a la machine asynchrone,

même dans le domaine de la moyenne puissance. La modélisation d'une MSAP est identique à celle d'un moteur synchrone classique sauf que l'excitation en courant continu placée au rotor est remplacée par le flux de l'aimant.

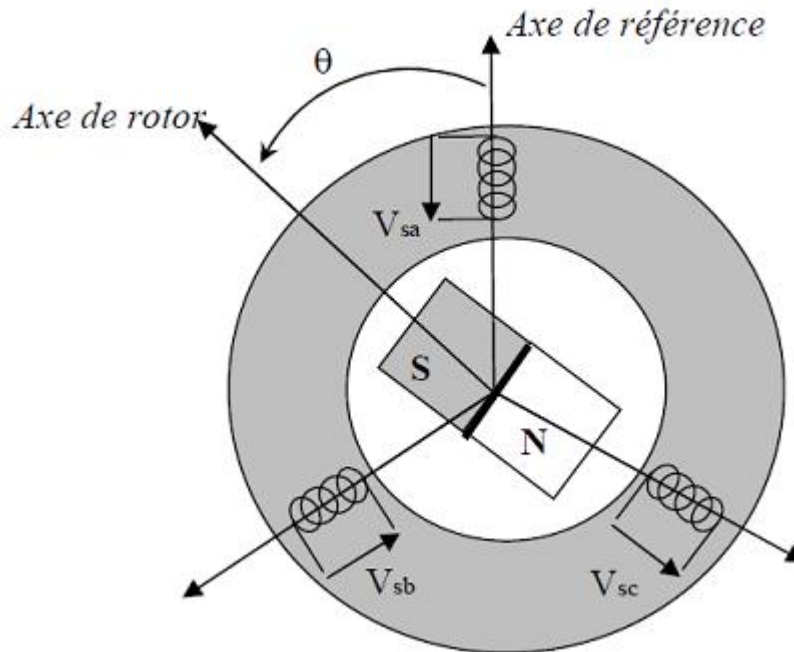


Figure II.2: Schéma d'une machine synchrone à aimant permanent [1,12]

II.3.1. Hypothèses

Le modèle mathématique de la machine synchrone est établi sur la base de certaines hypothèses simplificatrices essentielles [11]:

- Le moteur possède une armature symétrique non saturée, les inductances propre et mutuelle sont indépendantes des courants qui circulent dans les différents enroulements.
- La distribution des forces électromotrices, le long de l'entrefer, est supposée sinusoïdale.
- Les pertes fer et l'effet amortisseur sont négligés.
- La perméabilité des aimants est considérée comme voisine de celle de l'air.
- absence de saturation dans le circuit magnétique,
- hystérésis, courants de Foucault et effet de peau négligés,
- effet d'encochage négligeable,
- résistance des enroulements ne variant pas avec la température.

II.3.2. Modèle mathématique de la machine synchrone GSAP :

Afin d'obtenir une formulation plus simple et de réduire la complexité du modèle de la machine, l'établissement de son modèle mathématique sera développé sur la base des hypothèses précédant:

II.3.2.1 Equations générales de la machine :

La modélisation d'une MSAP comprend trois types d'équations : électrique, mécanique et électromagnétique :

II.3.2.1 .1 Equations électriques :

Les équations triphasées des tensions et des flux statoriques sont écrit respectivement comme suite :

$$[V_s] = [V_a \quad V_b \quad V_c]^T \quad [I_s] = [i_a \quad i_b \quad i_c]^T \quad [\varphi_s] = [\varphi_a \quad \varphi_b \quad \varphi_c]^T \quad (II.1)$$

$$[R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \quad (II.2); \quad [L_s] = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ac} & M_{bc} & L_c \end{bmatrix} \quad (II.3)$$

$[V_s]$: Vecteur tension statorique

$[I_s]$: Vecteur courant statorique

$[\varphi_s]$: Vecteur flux statorique

$[R_s]$: Matrice résistance du stator

$[L_s]$: Matrice inductance du stator

$[\varphi_{sf}]$: Vecteur flux engendré par l'aimant définie par :

$$[\varphi_{sf}] = \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (II.4)$$

θ : Angle de charge (position de rotor) défini par :

$$\theta(t) = \int_0^t \omega dt \quad (II.5)$$

Sachant que :

$$\omega = P\Omega_r \quad (II.6)$$

ω : Pulsation électrique.

Ω_r : La vitesse de rotor.

P : Nombre de paire de pôle.

II.3.2.1 .2Equation mécanique

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

$$C_m - C_{em} - f\Omega = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{II.7})$$

Où :

- C_m : couple moteur appliqué sur la génératrice,
- Ω : couple de frottement,
- J : moment d'inertie total de la machine,
- f : coefficient de frottement visqueux.

II.3.2.1.3 Equations électromagnétique :

$$[\varphi_s] = [L_s][i_s] + [\varphi_{f abc}] \quad (\text{II.8})$$

Où :

$[\varphi_s] = [\varphi_a \quad \varphi_b \quad \varphi_c]^T$:Vecteur flux statoriques,

$[i_s] = [i_a \quad i_b \quad i_c]^T$:Vecteur courants statoriques,

$[\varphi_{f abc}] = [\varphi_{fa} \quad \varphi_{fb} \quad \varphi_{fc}]^T$:Vecteur flux créé par l'aimant à travers l'enroulement statorique.

La matrice $[L_s]$ est une matrice carrée qui contient des termes constants regroupés dans $[L_{s0}]$ alors que les termes variables dépendant de (θ) sont regroupés dans $[L_{s2}(\theta)]$. Dans le cas général, elle se met sous la forme :

$$[L_s] = [L_{s0}] + [L_{s2}(\theta)] \quad (\text{II.9})$$

Avec :

$$[L_{s0}(\theta)] = \begin{bmatrix} L_{s0} & M_{s0} & M_{s0} \\ M_{s0} & L_{s0} & M_{s0} \\ M_{s0} & M_{s0} & L_{s0} \end{bmatrix} \quad (\text{II.10})$$

Et

$$[L_{s2}(\theta)] = \begin{bmatrix} \cos(2\theta) & \cos2(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos2(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \cos2(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos2(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(2\theta) \\ \cos2(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(2\theta) & \cos2(\theta - \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (\text{II.11})$$

Où :

M_{s0} : Inductance mutuelle entre deux phases statoriques,

L_{s0} : Inductance propre d'une phase statorique,

θ :Caractérise la position angulaire du rotor par rapport au stator.

II.3.2.2 Modèle diphasé :

II.3.2.2.1 Transformation de Park [7]:

La transformation de Park consiste à transformer les enroulements statoriques et rotoriques en enroulements orthogonaux équivalents, afin d’obtenir un modèle mathématique plus simple que le modèle physique du système.

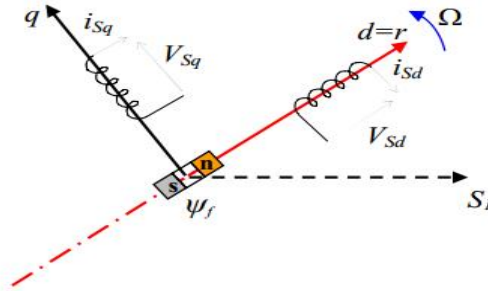


Figure. II.3 Modèle de PARK pour la GSAP

Dans la théorie de PARK, on utilise la transformation unique permettant le passage direct du système triphasé au système diphasé tournant, cette transformation est notée par [P] d’ou :

$$P(\theta) = \frac{3}{\sqrt{2}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \tag{II.12}$$

Nous appliquons donc le changement de variables défini par la matrice P (θ) aux équations des tensions, courant, et flux on obtient [24] :

$$I_{dq} = P(\theta)[I_{abc}] \tag{II.13}$$

$$V_{dq} = P(\theta)[V_{abc}] \tag{II.14}$$

$$\varphi_{dq} = P(\theta)[\varphi_{abc}] \tag{II.15}$$

La matrice inverse de parknotée , est donnée par la matrice suivante :

$$P(\theta)^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \tag{II.16}$$

II.3.2.3 Choix du référentiel :

Les équations de la machine asynchrone triphasée peuvent être exprimées dans différents

référentiels selon la vitesse attribuée au repère (d, q)

$$\omega L_q i_q = V_d + R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} \tag{II.17}$$

$$e_q = V_q + R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega L_d i_d \tag{II.18}$$

$$e_q = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot k_1 \omega \tag{II.19}$$

où :

- V_d, I_d, V_q, I_q sont respectivement les grandeurs rotoriques des tensions et courants sur les axes 'd', 'q' du référentiel de Park ;
- e_q est la force électromotrice induite dans le stator par les aimants ;
- k_1 est la valeur efficace du flux engendré par le rotor et qui traverse les bobinages d'induit (on considère seulement le fondamental de ce flux) ;
- L_d est l'inductance statorique selon l'axe directe ;
- L_q est l'inductance statorique selon l'axe en quadrature ;
- R_s est la résistance d'une phase statorique ;
- ω est la pulsation du champ rotorique, qui est liée à la vitesse de rotation du rotor Ω par :

$$\omega = p \cdot \Omega \tag{II.20}$$

avec p le nombre de paires de pôles.

Les équations statoriques du modèle de la génératrice synchrone sont à la base du schéma de simulation représenté à la Figure II.4.

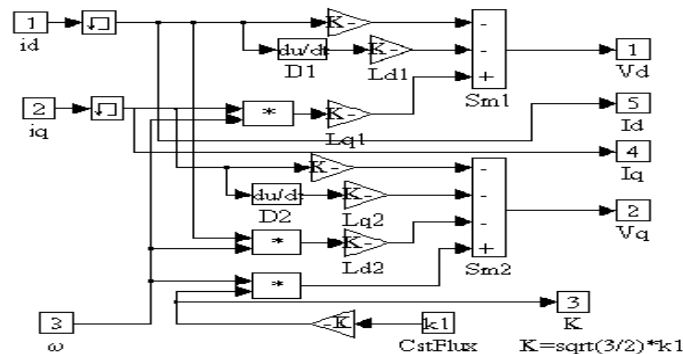


Figure II.4:Algorithme de calcul pour la machine synchrone à aimants permanents.

L'algorithme, défini à la figure II.4, peut être représenté synthétiquement sous la forme de la figure II.5. Cette représentation sera utilisée pour le schéma complet de la génératrice synchrone.

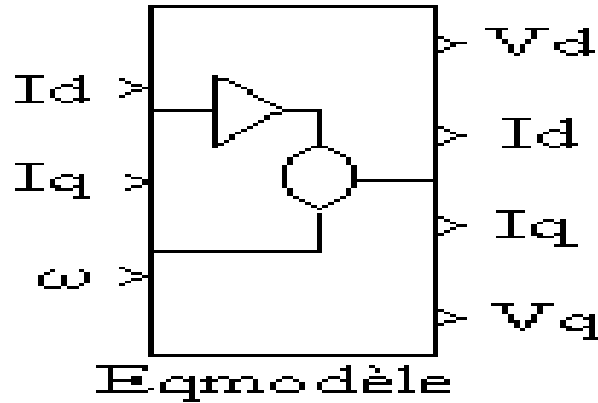


Figure II.5:Schéma - bloc de l'algorithme de calcul.

II.3.2.4. Equations de Puissance et de Couple :

II.3.2.4.1 Equations de Puissance :

La puissance instantanée $P(t)$ qui s'écrit pour le stator dans le repère (d, q) :

$$P(t) = V_d \cdot I_d + V_q \cdot I_q \quad (II.21)$$

Par ailleurs, la puissance électrique absorbée s'exprime par :

$$P(t) = R_s(I_d + I_q) + \left(I_d \frac{d\phi_d}{dt} + I_q \frac{d\phi_q}{dt} \right) + (I_q \cdot \phi_d - I_d \cdot \phi_q)\omega \quad (II.22)$$

Le premier terme représente les pertes joules dans l'induit.

Le deuxième terme représente la variation par unité de temps de l'énergie magnétique emmagasinée.

Le troisième terme représente la puissance électrique transformée en puissance mécanique à l'intérieur de la machine.

II.3.2.4.2 Equations de Couple :

La connaissance du couple électromagnétique de la machine C_{em} est essentielle pour la commande de la machine. L'expression du couple électromagnétique est donnée par la relation suivante :

$$C_{em} = K P(\phi_d \cdot I_q - \phi_q \cdot I_d) \quad (II.23)$$

Où k prend les valeurs 1 ou 1,5, en fonction de la façon dont est réalisée la transformation de Park (pour notre cas, $k=1.5$).

En utilisant la relation entre flux et courants :

$$\begin{cases} \Phi_d = L_d \cdot I_d - \Phi_f \\ \Phi_q = L_q \cdot I_q \end{cases} \quad (\text{II.24})$$

Puis en remplaçant (II.24) dans (II.23), on trouve l'équation suivant:

$$C_{em} = \frac{3}{2} P [(L_q - L_d) I_d \cdot I_q + (\Phi_f \cdot I_q)] \quad (\text{II.25})$$

On distingue trois types de couple:

- **Couple de détente** : Quand les aimants tournent avec le rotor et passent devant les dents du stator, ils

rencontrent une réductance variable qui entraîne un couple de valeur moyenne nulle que l'on appelle couple de détente; pour tenter de l'annuler, les encoches peuvent être inclinées d'un pas d'encoche, mais cela rend plus difficile l'opération de bobinage, il est préférable d'incliner les aimants plutôt que les encoches.

- **Couple réductance** : Appelé aussi couple de saillance, il est dû aux variations des inductances des

enroulements statorique en fonction de la position du rotor. Il faut noter que dans le cas des aimants montés en surface, le flux d'induit rencontre la même réductance quelle que soit la position du rotor, il n'y a pas donc pour ces moteurs de couple de réductance à prendre en compte.

- **Couple mutuelle** : est dû à l'interaction des deux champs statorique et rotorique.

II.3.3. Conclusion :

Dans ce partie de chapitre nous utilisée le modèle mathématique de la machine synchrone GSAP, et nous avons donné le model mathématique de la machine. ainsi la transformation de Park pour simplifié les modélisation.

II.4. Modélisation de la génératrice synchrone à vide

II.4.1. Introduction

la caractéristique à $E_V = f(I_e, N)$. sera mesurée à l'aide d'un voltmètre branché aux bornes d'une des phases, par exemple, pour un courant d'excitation I_e variant de 0 à $1,2 I_{en}$ et une vitesse N proche de 1500t/mn. La série de mesure sera faite dans le sens croissant jusqu'à $1,2 I_{en}$ puis en décroissant jusqu'à la valeur I_e minimale.

II.4.2. Modèle diphasé de la machine synchrone en charge.

II.4.2.1 Répartition spatiale du flux :

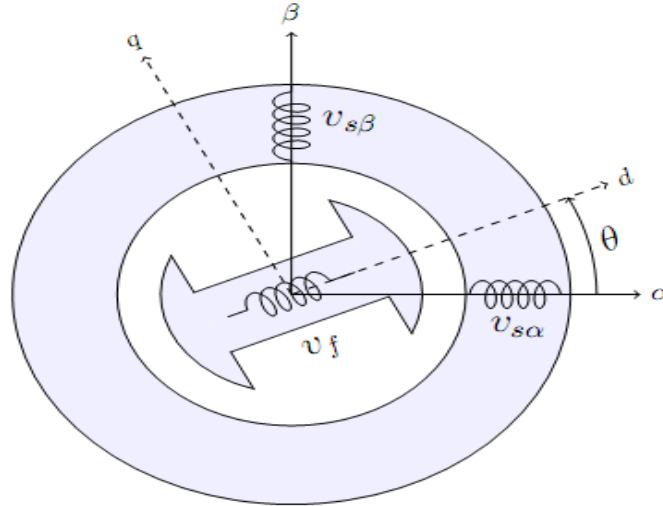


Figure II.6: Représentation symbolique de la machine synchrone équivalente au sens de Park

•**Flux statoriques** : Appliquons la transformation de Park aux flux

statoriques:

$$\Psi_{sdq} = L_{sdq} \cdot I_{sdq} + M_f \cdot I_{fdq} \tag{II.26}$$

La composante en quadrature du vecteur courant rotorique dans le repère (d,q) est nulle ($i_f=0$), tandis que la composante d'axe direct est égale au courant d'excitation $i_{fd} = i_f$.

Flux rotorique Les composantes du vecteur de flux rotorique $\Psi_{f\alpha\beta}$.

s'écrivent sous la forme développée suivante:

$$\Psi_{f\alpha} = M_f \cdot i_{sq} \cdot \cos \theta + L_f \cdot i_f \cdot \cos \theta \tag{II.27}$$

$$\Psi_{f\beta} = M_f \cdot i_{sq} \cdot \sin \theta + L_f \cdot i_f \cdot \sin \theta \tag{II.28}$$

En conséquence, les composantes du flux rotorique dans le repère (d,q) sont:

$$\Psi_{fd} = M_f \cdot i_{sq} + L_f \cdot i_f. \tag{II.29}$$

$$\Psi_{fq} = 0$$

Il est intuitif que les composantes d'axe en quadrature des courants et flux rotoriques, dans le repère tournant, soient nulles; par définition, l'axe d est aligné avec le flux rotorique. Dans la suite, on ne parlera plus de la composante d'axe q pour les variables du rotor, et on omettra l'indice d pour la simplification. Les flux de la machine synchrone dans le repère (d,q) s'écrivent donc sous la forme:

$$\begin{bmatrix} \Psi_{sd} \\ \Psi_{sq} \\ \Psi_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_f \\ 0 & L_q & 0 \\ M_f & 0 & L_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_f \end{bmatrix} \quad (\text{II.30})$$

II.4.2.2. Détermination des inductances saturables équivalentes :

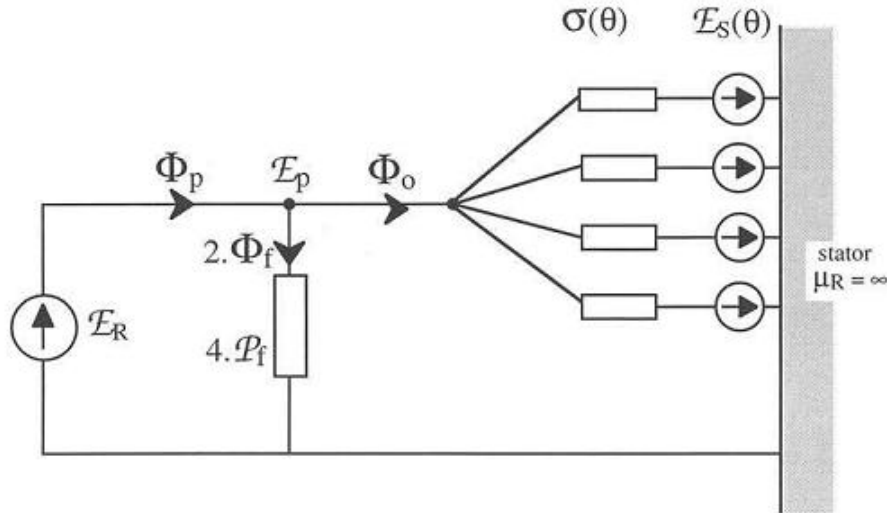


Figure II.7 : modèle complet pour étude linéaire

•**Inductances statoriques** : Les conditions et formulations précédentes sont appliquées au cas où seule la phase "a" est alimentée par un courant i_a . l'induction moyenne coupée par les conducteurs statoriques est alors:

$$B(\theta) = (N_s \cdot \epsilon_1 \cdot k_1) \cdot i_a \cdot [2 \cdot \sigma_0 \cdot \cos(\theta) + \sigma_2 \cdot k_{i2} \cdot \cos(\theta - 2 \cdot \theta_R)] + \sum_{n=3}^{\infty} (\sigma(n-1) \cdot k_i(n-1) \cdot \cos(n \cdot \theta - (n-1) \cdot \theta_R) + \sigma_{(n+1)} \cdot k_{i(n+1)} \cdot \cos n \cdot \theta - (n+1) \cdot \theta_R] \quad (\text{II.31})$$

Il est ainsi possible d'estimer les taux d'harmoniques relevés sur les tentions statoriques lors des essais, sans excitation, en régime permanent (stator alimenté en triphasé, rotor ouvert et tournant à " Ω_s ") :

$$\frac{V_n}{V_1} \approx \frac{n \cdot \epsilon_n \cdot k_n \cdot [\sigma(n-1) \cdot k_i(n-1) \cdot \cos((n-1) \cdot \Psi) + \sigma(n+1) \cdot k_{i(n+1)} \cdot \cos(n+1) \cdot \Psi]}{\epsilon_1 k_1 \cdot [2 \cdot \sigma_0 \cdot k_{i0} + \sigma_2 k_{i2} \cdot \cos(2 \cdot \Psi)]} \quad (\text{II.32})$$

avec " Ψ " l'angle interne qui correspond à " θ_R " lorsque seule la phase "a" est alimentée par un courant i_a constant .

Par ailleurs, le fondamental du flux induit " φ_{A1} " s'écrit:

$$\varphi_{A1} = \pi \cdot l_u \cdot r_0 \cdot (N_s \cdot \epsilon_1 \cdot k_1)^2 \cdot [2 \cdot k_{i0} \cdot \sigma_0 + k_{i2} \cdot \sigma_2 \cdot \cos(2 \cdot \theta_R)] \cdot i_a \quad (\text{II.33})$$

Par identification de " φ_{A1} " avec l'expression " $\varphi_{A1} = [L_0 + L_2 \cdot \cos(2 \cdot \theta_R)] \cdot i_a$ ", on obtient les expressions des inductances:

$$L_0 = 2. \pi. l_u. r_0. (N_s. \varepsilon_1. k_1)^2. k_{i0}. \sigma_0 \quad (\text{II.34})$$

$$L_2 = \pi. l_u. r_0. (N_s. \varepsilon_1. k_1)^2. k_{i2}. \sigma_2 \quad (\text{II.35})$$

Dans les paragraphes suivants, les valeurs de L_0 et L_2 seront vérifiées en régime permanent.

• **Mutuelle rotor / stator** : Le calcul est effectué lorsque seul l'enroulement du rotor est alimenté par un courant i_R donné. Nous obtenons ainsi l'induction moyenne coupée par les conducteurs statoriques :

$$B(\theta) = N_s. i_s. (\sum_n \text{impair} 2. \sigma_n. k_{i n}. \cos(n. (\theta - \theta_R))) \quad (\text{II.36})$$

A nouveau, il est possible d'estimer les taux de distorsion harmonique de la FEM à vide de la machine :

$$\frac{V_n}{V_1} = \frac{n. \varepsilon_n. k_n. k_{i n}. \sigma_n}{\varepsilon_1. k_1. k_{i 1}. \sigma_1} \quad (\text{sans approximation cette fois-ci}) \quad (\text{II.37})$$

La restriction, au premier harmonique du flux " φ_{A1} ", permet le calcul de la mutuelle entre rotor et stator:

$$\varphi_{A1} = \pi. l_u. r_0. (N_s. \varepsilon_1. k_1). N_R. 2. k_{i 1}. \sigma_1. \cos(\theta_R). i_R \quad (\text{II.38})$$

$$\text{Soit par identification avec } \varphi_A = M_1. \cos(\theta) i_R \text{ :} \quad (\text{II.39})$$

$$M_1 = 2. \pi. l_u. r_0. (N_s. \varepsilon_1. k_1). N_R. k_{i 1}. \sigma_1 \quad (\text{II.40})$$

• **Inductance du rotor** : l'expression du flux " Ψ_R " créé par un courant i_R est, selon la matrice des inductances:

$$\Psi_R = (L_R + L_f). i_R \quad (\text{II.41})$$

D'autre part, le modèle nous permet d'exprimer ce flux Ψ_R à partir du flux Ψ_P dans un pôle du rotor

$$\Psi_R = 2. P. N_R. \Psi_P. = 2. P. N_R. (\Psi_0 + 2. \Psi_f) = 2. P. N_R. E_R. [P_0 + 4. P_f] \quad (\text{II.42})$$

Par identification nous obtenons:

$$L_f = 8. P. (N_R)^2. P_f \quad (\text{fuites du rotor}) \quad (\text{II.43})$$

$$L_R = 8. P. (N_R)^2. P_R = 4. \pi. l_u. r_0. (N_R)^2 \sigma_0 \quad (\text{II.44})$$

$$P_0 = l_u. \int_{-\pi}^{\pi} \sigma(\theta). r_0. \frac{d\theta}{p} = \frac{\pi. l_u. r_0}{p}. (2. \sigma_0)$$

l_u : longueur utile de la machine.

II.5. Resultants et discussion

La figure (Fig. II-8) présente le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents(GSAP)utilisé pour simulation en *MATLAB/SIMULINK*. Ce modèle sera exploité dans la commande de système éolienne étudiée.

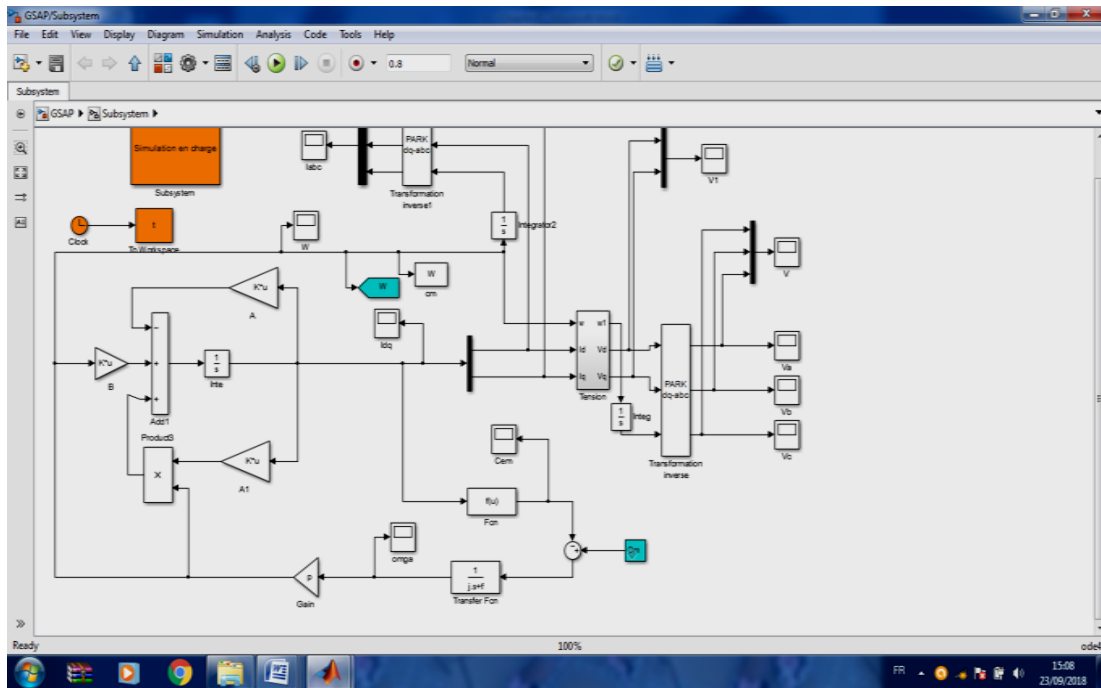
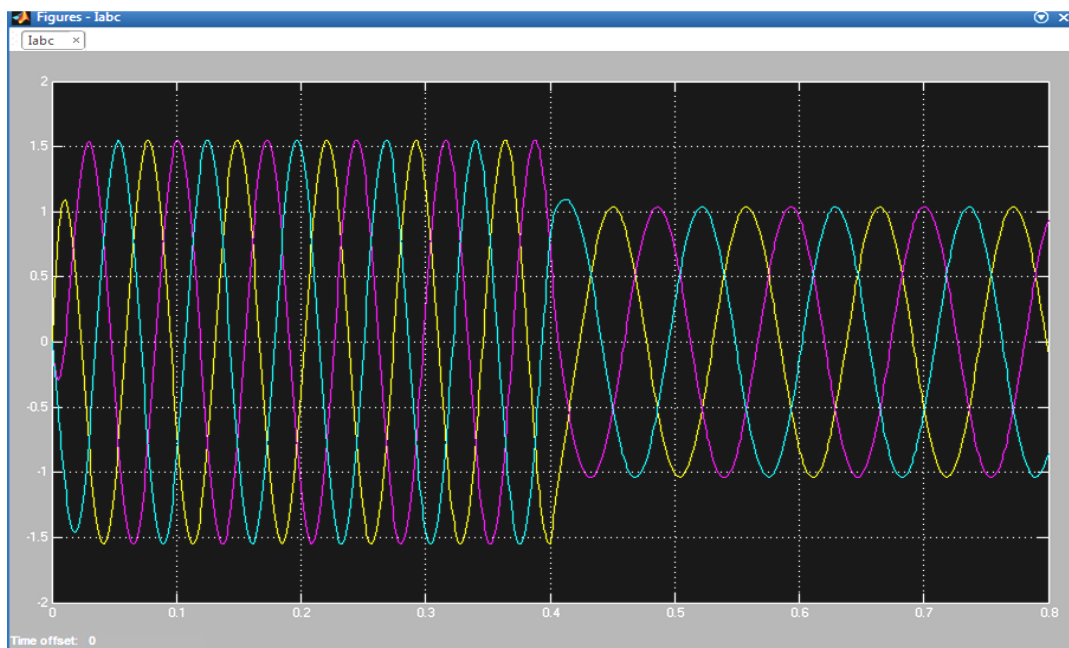
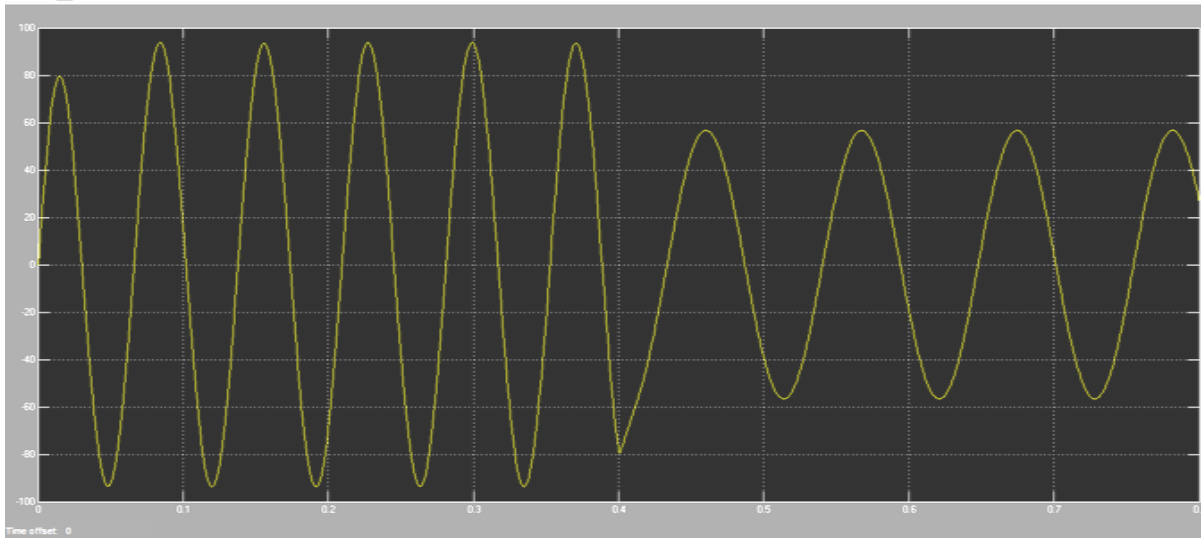
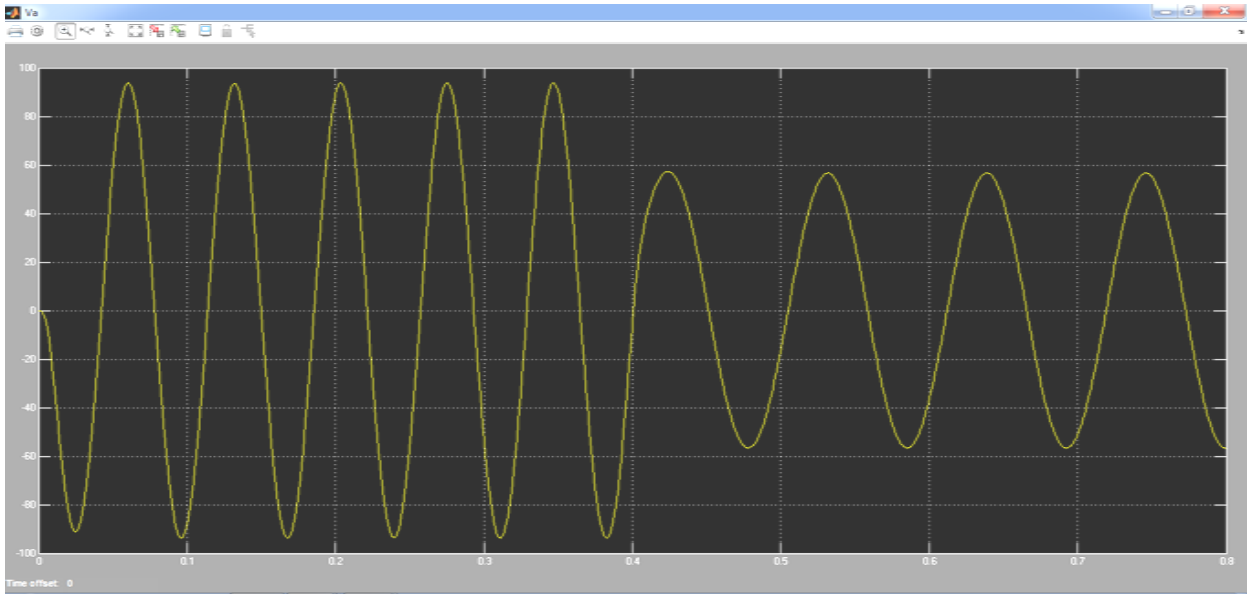
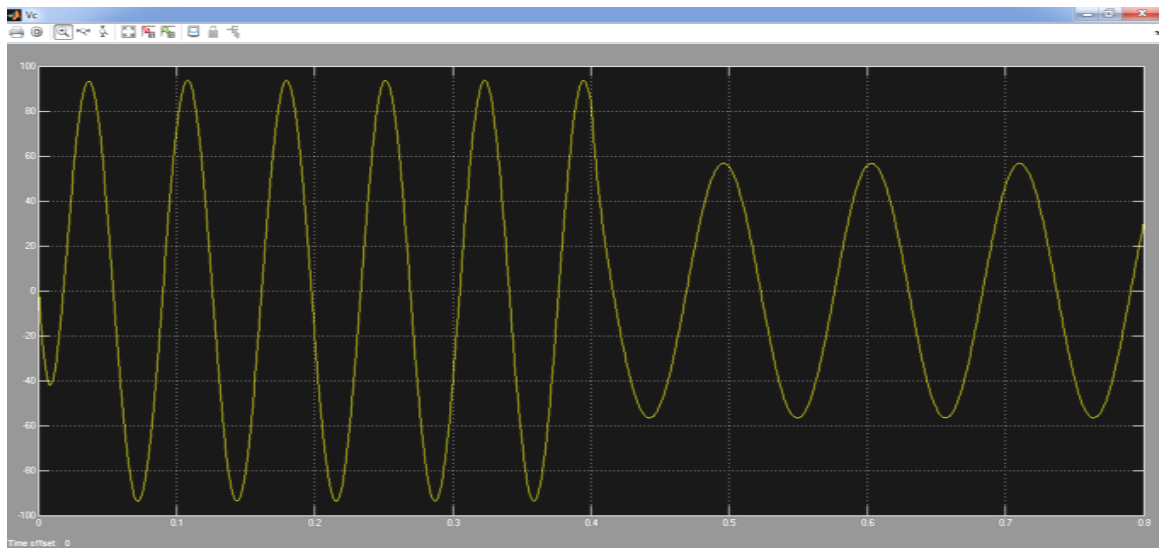


Fig. II .8 Bloc de la simulation de la GSAP en charge

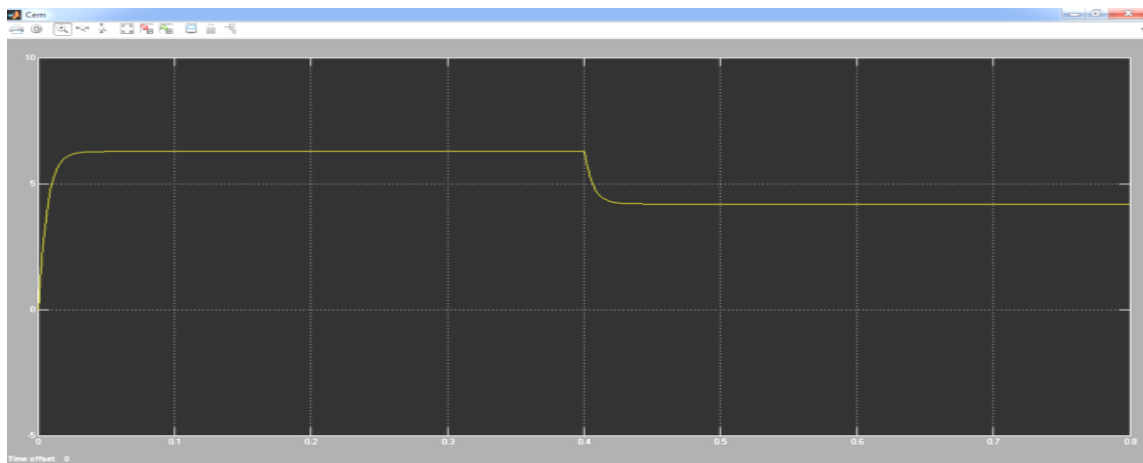


(a) Courants statoriques I_{abc}

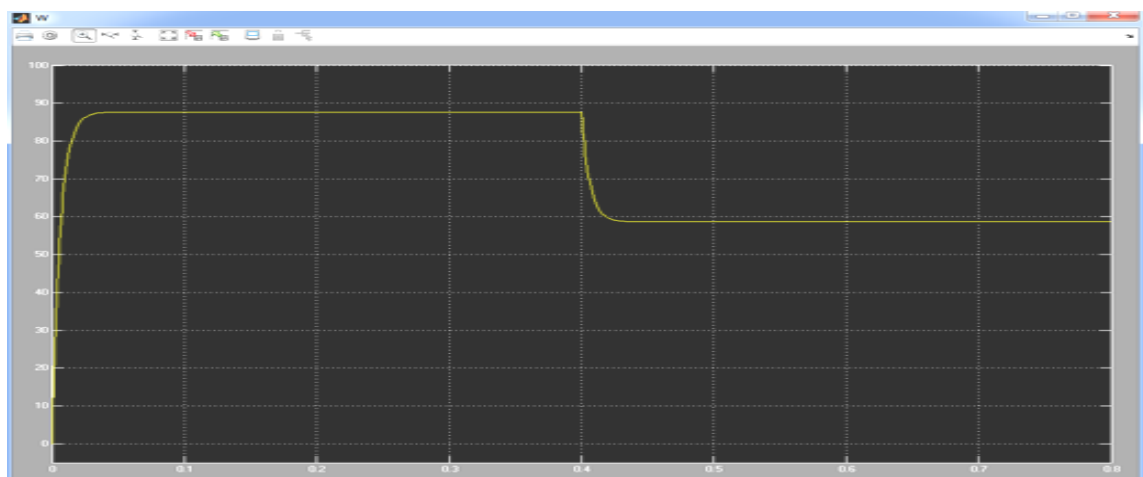




(b) Tensions statoriques V_{abc}

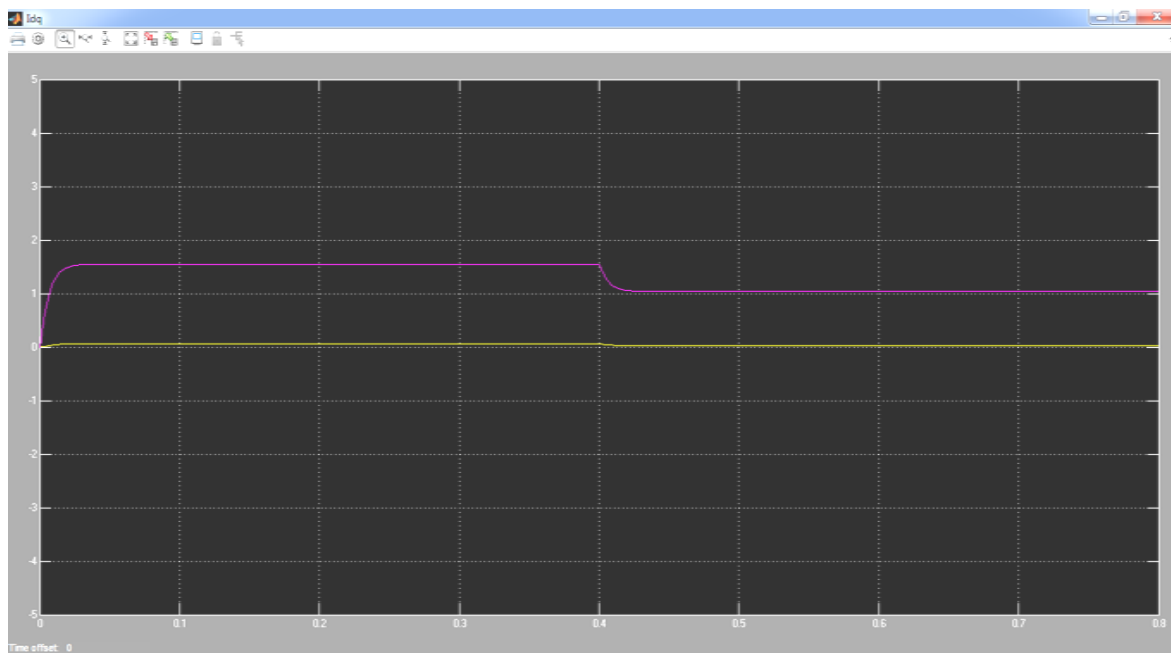


Couples électromagnétique

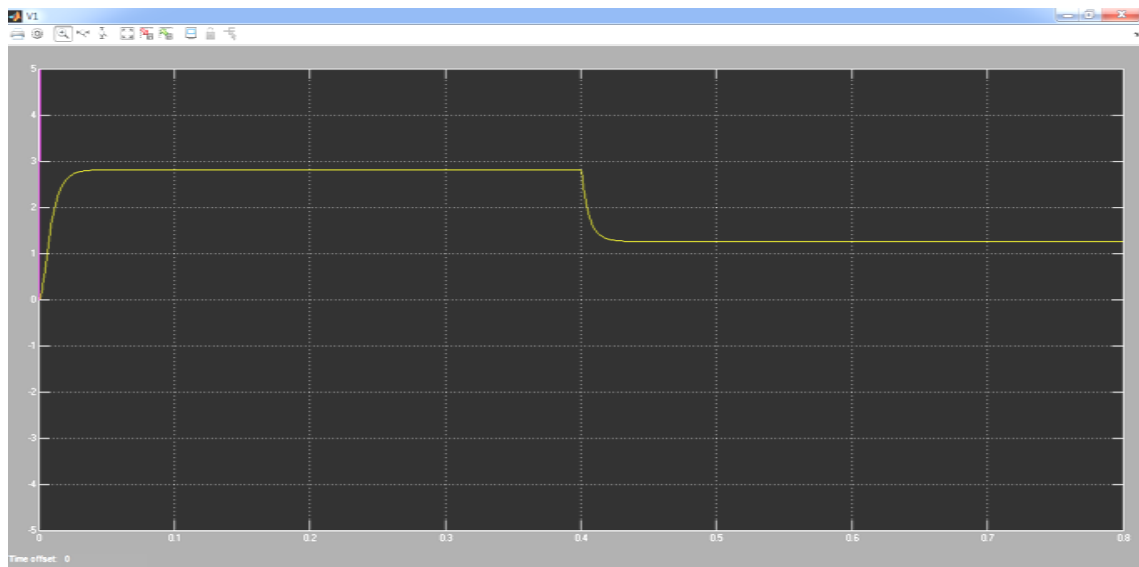


Couples moteur.

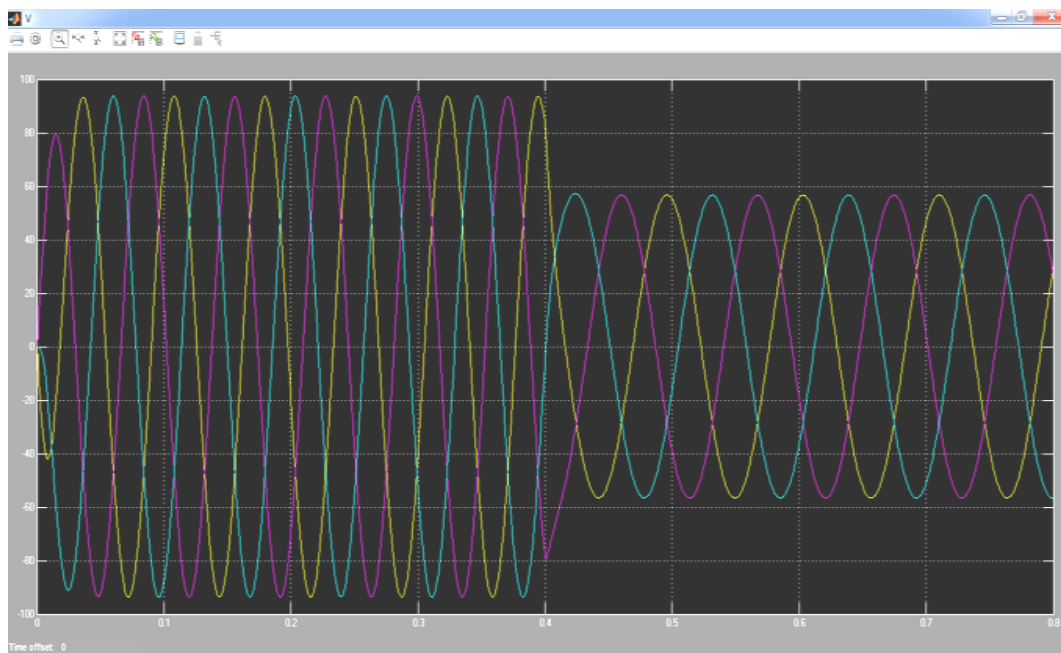
(c) Couples électromagnétique et moteur.



(d) Composants I_{sd} ; I_{sq} .



V1



Vitesse de vent V

Fig. II.9 Simulation de la GSAP en charge.

Interprétation des résultats

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 (fig. II.9). On constate que la vitesse de la génératrice est faible et loin de celle de synchronisme, ce qui se traduit par de faibles courants et tensions représentés sur les figures (fig. II.9 a) et (fig.9 II. b). Cela s'explique par le fait que le couple moteur appliqué est insuffisant. En diminuant le couple moteur, la vitesse mécanique varie. La tension et le courant diminuent respectivement. Il est donc clair que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie.

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre à été consacré à la modélisation de l'équation mathématique de GSAP, qui appliquée la transformé de park sur les flux de génératrice et les inductances (statorique, rotorique et Mutuelle) pour ce la nous avons donné un bref aperçu sur la machine synchrone; son principe de fonctionnement et de la simulation de la GSAP en charge

Chapitre III

Modélisation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne

III.1 INTRODUCTION

Une chaîne de conversion d'énergie éolienne est un système pluridisciplinaire. Ainsi, le système est composé d'éléments. Ainsi, le travail effectué dans ce rapport concerne la modélisation des systèmes multi-convertisseurs. Bien qu'elle soit basée sur la méthode de topologie variable restreinte, elle permet de décrire le système multi-convertisseur par un mono-modèle d'état global. Dans une première partie, un ou plusieurs modèle(s) de chaque élément constituant la chaîne de conversion est proposé. Dans une deuxième partie, les modèles sont connectés en respectant les liens de transfert d'énergie et les interactions entre les éléments adjacents.

III.2. Le vent et ses comportements

La connaissance du phénomène "vent" est absolument indispensable pour en maîtriser l'énergie, en extraire la plus grande quantité au meilleur prix et dans les meilleures conditions de fiabilité et de sécurité.

Par ailleurs, le vent est une des grandeurs d'entrée de la chaîne de conversion dans le cadre de l'étude comportementale, ainsi, sa bonne connaissance ne fera qu'apporter une amélioration des modèles proposés et l'efficacité des résultats d'analyse du dispositif. Dans ce paragraphe nous décrivons le phénomène du vent dans le temps et dans l'espace [Kichkie_1987].

III.3. Variations de vitesse du vent avec la hauteur au-dessus du sol

Elle dépend essentiellement de la nature du terrain au-dessus duquel se propagent les masses d'air, plusieurs formes empiriques, semi-empiriques ou théoriques sont utilisées pour présenter la variation de la vitesse moyenne avec la hauteur au-dessus du sol. Les plus souvent employées sont la loi de puissance et la loi logarithmique.

III.3.1. La loi de puissance

$$\frac{\bar{V}_Z}{\bar{V}_{ref}} = \left(\frac{Z}{Z_{ref}} \right)^\alpha \quad (1)$$

\bar{V}_Z : vitesse moyenne de l'écoulement à la hauteur Z .

\bar{V}_{ref} : vitesse moyenne de référence de l'écoulement à la hauteur de référence Z_{ref}

α : exposant déterminant le profil de vitesse dépendant du type de rugosité.

$\alpha = 0,16$ pour un terrain plat ou un plan d'eau

$\alpha = 0,28$ pour les terrains boisés et les banlieues des villes

$\alpha = 0,4$ pour les centres urbains []

III.3.2. La loi logarithmique

$$\frac{\bar{V}_Z}{\bar{V}_o} = \frac{1}{K} \log\left(\frac{Z}{Z_o}\right) \text{ pour } Z \gg Z_o \quad (2)$$

avec $V_o = \sqrt{\frac{\tau_s}{\rho}}$: vitesse de frottement à la surface, fonction de sa rugosité

τ_s : force de frottement de l'air sur une surface unitaire

$K = 0,4$: constante de Von karman

Z_o : paramètre de rugosité (hauteur où la vitesse moyenne est nulle)

III.3.3. Le vent et l'énergie éolienne

Les fluctuations de la vitesse du vent sont des fonctions aléatoires du temps et de l'espace, sur une durée de 10mn à 1h, on peut les considérer comme stationnaires, ou on peut les écrire en supposant que les grandeurs fluctuantes ne sont pas trop importantes. Ces hypothèses permettent de définir la moyenne :

$$\bar{v}(t) = \bar{v} + \bar{v}'(t) \quad (3)$$

- Les variations de la vitesse du vent de basse fréquences sont dues aux successions des saisons, des passages des dépressions cycloniques et aux phénomènes thermiques quotidiens.

- Le vent peut être décomposé en une vitesse moyenne et une vitesse fluctuante. Les éoliennes, dans leur ensemble, ne sont affectées dans leur fonctionnement et leur rendement énergétique que dans une plage de fréquence allant de 0,01Hz à 1Hz.

- Pour modéliser la réponse de l'éolienne, il faut tout d'abord connaître les fluctuations en intensité et en direction.

III.4. Modélisation de la turbine éolienne

Les grandeurs mécaniques qui relient la turbine éolienne et le générateur électrique sont le couple développé par la turbine et la vitesse sur l'arbre. Il faut noter que ce couple est dépendant de la vitesse de rotation. La modélisation de la turbine consiste donc à modéliser le couple développé par les pales de la turbine.

III.4.1.1 Puissance éolienne disponible d'un site :

La puissance maximale disponible d'un site pour une vitesse du vent donnée est proportionnelle au produit de la surface balayée par les pales et le cube de la vitesse du vent. Elle est donnée par la relation suivante [Nichita_1995], [Diop_1999]:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (4)$$

$$\text{avec } S = \pi R^2 \quad (5)$$

ρ est la masse volumique de l'air, R le rayon des pales et S la surface vent balayée par les pales de la turbine.

III.4.1.2. Coefficient de puissance et coefficient de couple

La puissance et le couple que la turbine peut capter sont définis à partir de cette puissance disponible par des coefficients C_p et C_T appelés respectivement coefficient de puissance et coefficient de couple. Ces deux coefficients sont liés par la relation suivante [Diop_1999]:

$$C_p(\lambda) = \lambda C_T(\lambda) \quad (6)$$

$$\text{avec } \lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (7)$$

λ est la vitesse spécifique, Ω la vitesse de rotation sur l'arbre, C_p le coefficient de puissance et C_T le coefficient de couple.

III.4.2 Puissance et couple développés par la turbine

La puissance et le couple développés par la turbine sont donnés par les relations suivantes :

$$P_t = P_w C_p = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p \quad (8)$$

$$\Gamma_t = \frac{P_t}{\Omega} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 C_T \quad (9)$$

III.4.3.1 Turbine éolienne à calage fixe

Dans le cas où le coefficient de couple est fourni par le constructeur, la modélisation peut se faire avec une approximation polynomiale d'ordre N [[Diop_1999]]:

$$C_T(\lambda) = a_0 + \sum_{i=1}^N a_i \lambda_i \quad (10)$$

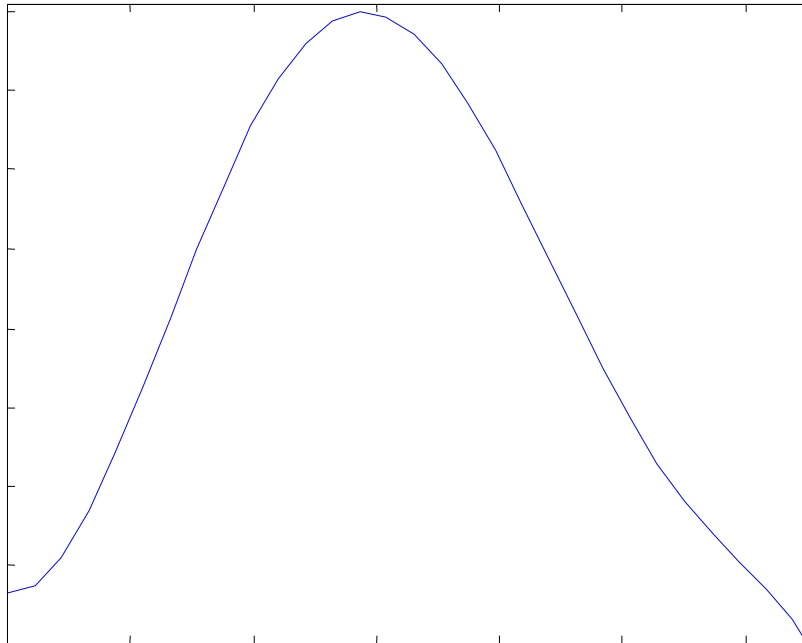
L'inconvénient de ce type de modélisation réside dans le fait que le couple ne varie pas en fonction de l'angle de calage des pales. Cette approche est généralement destinée à modéliser les turbines à calage fixe.

Le modèle du couple éolien obtenu dépend seulement de la vitesse de rotation et de la vitesse du vent.

$$\Gamma_t(v, \Omega) = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 C_T(\lambda) \quad (11)$$

La figure III.1 et III.2 représentent respectivement le coefficient de couple obtenu avec un polynôme d'ordre 6 et le couple éolien à calage constant correspondant.

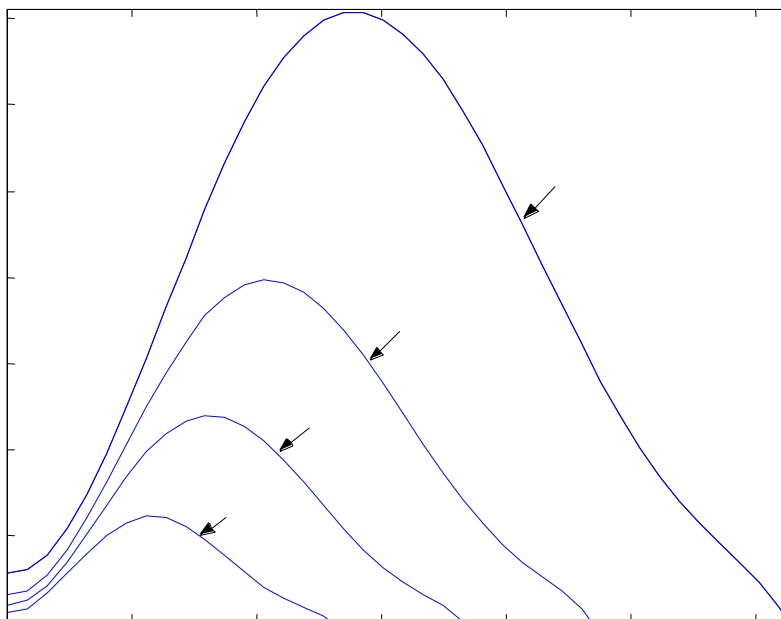
Coefficient de couple



Vitesse spécifique

Figure III.1: Coefficient de couple pour une turbine éolienne à calage constant

Couple éolien [Nm]



Vitesse de rotation [rd/s]

Figure III.2: Couple éolien à calage constant en fonction de la vitesse de rotation

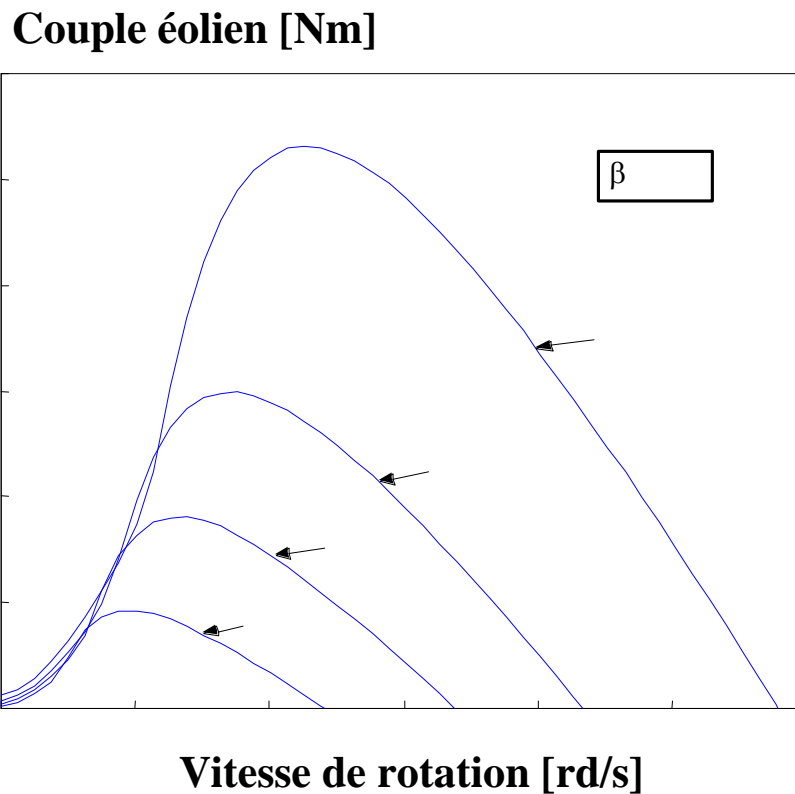


Figure III.3: Couple éolien à calage variable en fonction de la vitesse de rotation

III.4.3.2. Turbine éolienne à calage variable

Dans le cas où le coefficient de couple n'est pas donné, on peut modéliser la turbine éolienne par une méthode qui est basée sur les éléments de pale. Ce type de modélisation nécessite beaucoup plus de temps de calcul. Cependant, il permet de faire des études paramétriques de la variation de l'angle de calage de la turbine dans le cas des turbines à angle de calage variable. Dans ce cas, le couple éolien dépend de trois grandeurs : la vitesse du vent, la vitesse de rotation sur l'arbre de la turbine et l'angle de calage β (Fig. III.3) [Diop_1999].

$$\Gamma_t(v, \Omega, \beta) = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 C_T(\lambda, \beta) \quad (12)$$

III.5. Modélisation de la génératrice

La génératrice est modélisée en considérant le fondamental de l'induction dans l'entrefer. La répartition de l'aimantation des aimants est supposée sinusoïdale tout au long de l'entrefer. Par ailleurs, les pôles de la machine sont supposés lisses. En effet, on ne prend en compte que le fondamental de l'inductance qu'on considère constante par rapport à la variation de la position angulaire du rotor par rapport au stator. L'expression des tensions des phases du stator de la machine est donnée par la relation suivante [Sambatra_2002]:

$$[v_g] = - \left\{ [R_g][i_g] + [L_g] \frac{d}{dt} [i_g] + \frac{d}{dt} [\Phi_A] \right\} \quad (13)$$

$$\text{avec } [v_g] = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}, [i_g] = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}, [\Phi_A] = \Phi_M \begin{bmatrix} \sin(\theta) \\ \sin(\theta - 2\pi/3) \\ \sin(\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$[R_g] = \begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \end{bmatrix} \text{ et } [L_g] = \begin{bmatrix} l & m & m \\ m & l & m \\ m & m & l \end{bmatrix} \quad (15)$$

v_g sont les tensions des phases du stator, i_g les courants des phases du stator, Φ_A les flux des aimants, θ la position angulaire du rotor par rapport au stator, Φ_M l'amplitude des flux des aimants, r_s la résistance des phases du stator, l l'inductance propre des phases du stator et m l'inductance mutuelle entre deux phases du stator.

Le couple électromagnétique de la machine est obtenu par la méthode des travaux virtuels qui consiste à dériver la co-énergie magnétique stockée dans l'entrefer de la machine par rapport à la position angulaire en considérant le courant invariable. Par conséquent, le couple peut s'exprimer de la façon suivante :

$$\Gamma_{em} = p [i_g]^t \frac{\partial}{\partial \theta} [\Phi_A] \quad (16)$$

p est le nombre de paires de pôles.

La figure suivante représente le circuit électrique équivalent de la GSAP.

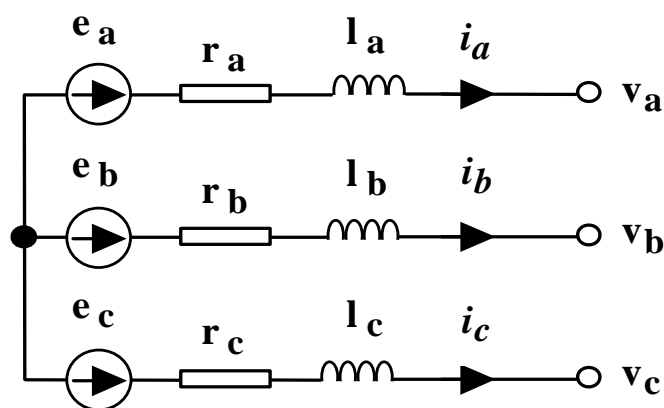


Figure III.4: Circuit électrique équivalent de la génératrice

Où e_j sont les forces électromotrices de la GSAP, $j = a, b$ ou c

La relation régissant l'équation du mouvement de l'ensemble turbine éolienne et générateur électrique est donnée par l'expression suivante :

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{P}{J} (\Gamma_t - \Gamma_{em} - f \Omega) \tag{17}$$

Avec J est le moment d'inertie de l'ensemble et f le coefficient de frottement.

III.5.1. Modélisation du redresseur

Dans le cadre de cette étude, on utilise un redresseur à diodes (Fig. III.5). Les diodes sont supposées idéales et, par conséquent, leur conduction correspond à un court-circuit et leur blocage correspond à un circuit ouvert. Dans ces conditions, les deux diodes en conduction à chaque séquence correspondent à la phase ayant la tension la plus positive pour la diode du demi-point supérieur et à la phase ayant la tension la plus négative pour la diode du demi-pont inférieur. Le tableau suivant représente les états de conduction des diodes selon le niveau des tensions des phases du stator de la génératrice [Sambatra_2003].

Tableau III. 2 : Etats de conduction des diodes selon le niveau des tensions de la génératrice

Etat des tensions	D ₁	D ₂	D ₃	D ₁ '	D ₂ '	D ₃ '
V _a > V _b > V _c	On	Off	Off	Off	Off	On
V _a > V _c > V _b	On	Off	Off	Off	On	Off
V _b > V _c > V _a	Off	On	Off	On	Off	Off
V _b > V _a > V _c	Off	On	Off	Off	Off	On
V _c > V _a > V _b	Off	Off	On	Off	On	Off
V _c > V _b > V _a	Off	Off	On	On	Off	Off

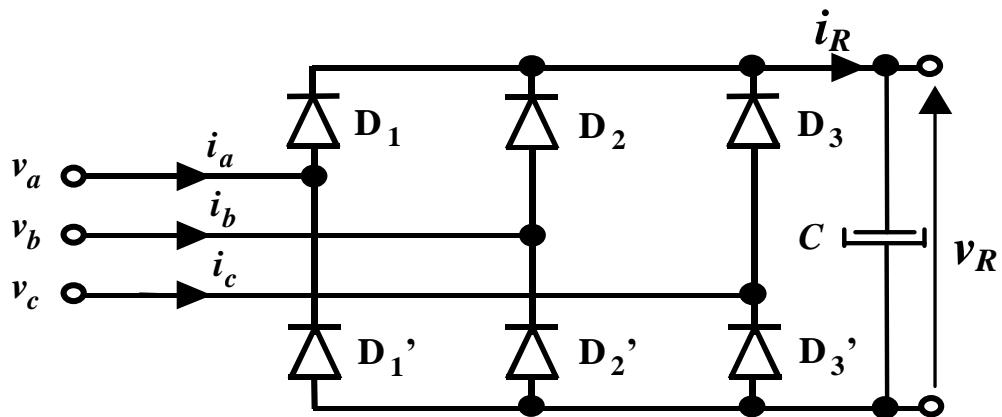


Figure III.5: Schéma électrique équivalent du redresseur

III.5.2. Modélisation du filtre

Pour améliorer la qualité du courant et de la tension du bus continu, on utilise un filtre LC (Fig. III.6) passe-bas pour atténuer les harmoniques supérieures dues au redressement. Ce filtre est composé d'une inductance servant à lisser le courant du redresseur et d'un condensateur qui filtre la tension redressée.

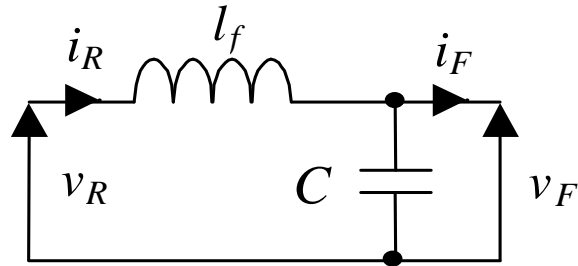


Figure III.6 :Schéma de principe du filtre entre le redresseur et l'onduleur

Les équations de ce filtre reliant le redresseur à l'onduleur sont les suivantes :

$$\frac{dv_F}{dt} = \frac{1}{C}(i_R - i_F) \quad (18)$$

$$v_R = l_f \frac{di_R}{dt} + v_F \quad (19)$$

III.5.3.Modélisation de l'onduleur

Le convertisseur utilisé est un onduleur à commande 120° . Comme dans le cas du redresseur, les interrupteurs, constitués par un IGBT en antiparallèle avec une diode (Fig. III.7), sont supposés parfaits. Par ailleurs, le chevauchement des interrupteurs est pris en compte. Le tableau III.3 représente la stratégie de conduite d'un onduleur triphasé de tension à commande 120° . Les cases grisées correspondent à des interrupteurs en conduction.

A la sortie de l'onduleur, on obtient un système de tensions triphasées et symétriques. La théorie des systèmes triphasés et symétriques a montré que les tensions et les courants de ces systèmes ont les propriétés suivantes :

$$i_{ach} + i_{bch} + i_{cch} = 0 \quad (20)$$

$$u_{ab} + u_{bc} + u_{ca} = 0 \quad (21)$$

$$v_{ach} = \frac{u_{ab} - u_{ca}}{3}$$

(22)

$$v_{bch} = \frac{u_{bc} - u_{ab}}{3} \quad (23)$$

$$v_{cch} = \frac{u_{ca} - u_{bc}}{3} \tag{24}$$

i_{jch} et v_{jch} sont respectivement les courants et les tensions de la charge avec $j = a, b, c$.

Tableau III. 3 :Stratégie de commande d'un onduleur triphasé de tension à commande 120°

0°	60°	120°	180°	240°	300°	360°
K1						
K2						
K3						
K1'						
K2'						
K3'						

Le tableau suivant représente les séquences de conduction des interrupteurs de l'onduleur ainsi que les tensions et courants de sortie correspondants [Sambatra_2003].

Tableau III. 4 :Séquences de conduction des interrupteurs de l'onduleur à commande 120°

Angle	Bras1	Bras2	Bras3	U_{ab}	U_{bc}	U_{ca}	v_{ach}	v_{bch}	v_{cch}	i_{ach}	i_{bch}	i_{cch}
0°...t ₁	D1	T2'	D3'	v_F	0	$-v_F$	$2v_F/3$	$-v_F/3$	$-v_F/3$	i_F	$-i_F/2$	$-i_F/2$
t ₁ ...60°	T1	T2'	D3'	v_F	0	$-v_F$	$2v_F/3$	$-v_F/3$	$-v_F/3$	i_F	$-i_F/2$	$-i_F/2$
60°...t ₂	T1	D2	D3'	0	v_F	$-v_F$	$v_F/3$	$v_F/3$	$-2v_F/3$	$i_F/2$	$i_F/2$	$-i_F$
t ₂ ...120°	T1	D2	T3'	0	v_F	$-v_F$	$v_F/3$	$v_F/3$	$-2v_F/3$	$i_F/2$	$i_F/2$	$-i_F$
120°...t ₃	D1'	D2	T3'	$-v_F$	v_F	0	$-v_F/3$	$2v_F/3$	$-v_F/3$	$-i_F/2$	i_F	$-i_F/2$
t ₃ ...180°	D1'	T2	T3'	$-v_F$	v_F	0	$-v_F/3$	$2v_F/3$	$-v_F/3$	$-i_F/2$	i_F	$-i_F/2$
180°...t ₄	D1'	T2	D3	$-v_F$	0	v_F	$-2v_F/3$	$v_F/3$	$v_F/3$	$-i_F$	$i_F/2$	$i_F/2$
t ₄ ...240°	T1'	T2	D3	$-v_F$	0	v_F	$-2v_F/3$	$v_F/3$	$v_F/3$	$-i_F$	$i_F/2$	$i_F/2$
240°...t ₅	T1'	D2'	D3	0	$-v_F$	v_F	$-v_F/3$	$-v_F/3$	$2v_F/3$	$-i_F/2$	$-i_F/2$	i_F
t ₅ ...300°	T1'	D2'	T3	0	$-v_F$	v_F	$-v_F/3$	$-v_F/3$	$2v_F/3$	$-i_F/2$	$-i_F/2$	i_F
300°...t ₆	D1	D2'	T3	v_F	$-v_F$	0	$v_F/3$	$-2v_F/3$	$v_F/3$	$i_F/2$	$-i_F$	$i_F/2$
t ₆ ...360°	D1	T2'	T3	v_F	$-v_F$	0	$v_F/3$	$-2v_F/3$	$v_F/3$	$i_F/2$	$-i_F$	$i_F/2$

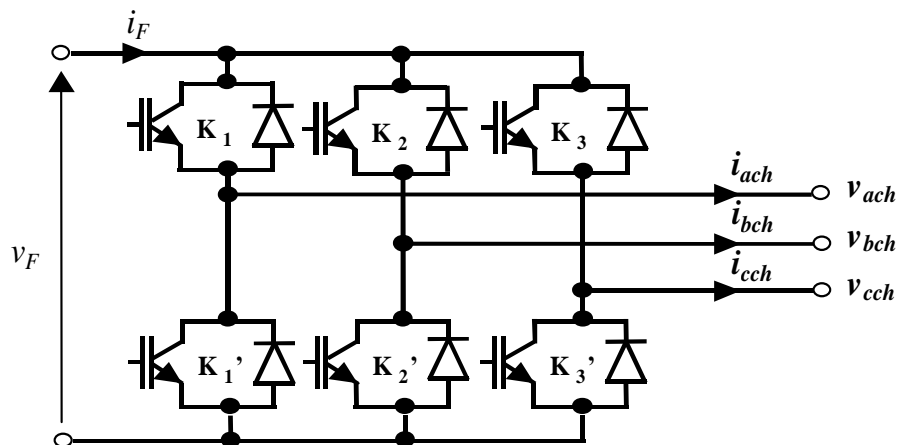


Figure III.7:Schéma électrique équivalent de l'onduleur

III.6 Simulation

Le vent sera modélisé sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques :

$$V(t) = 10 + 0.2 \sin(0.1047t) + 2 \sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2 \sin(3.6645t) \quad (25)$$

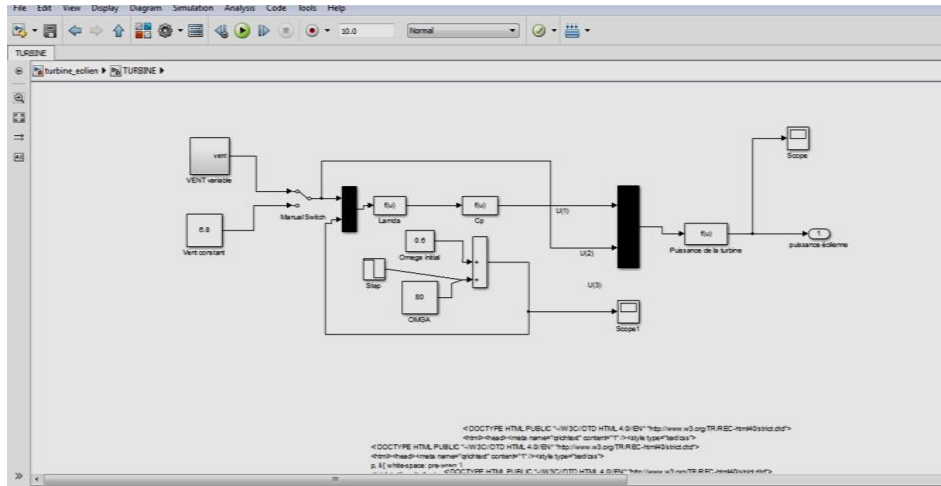
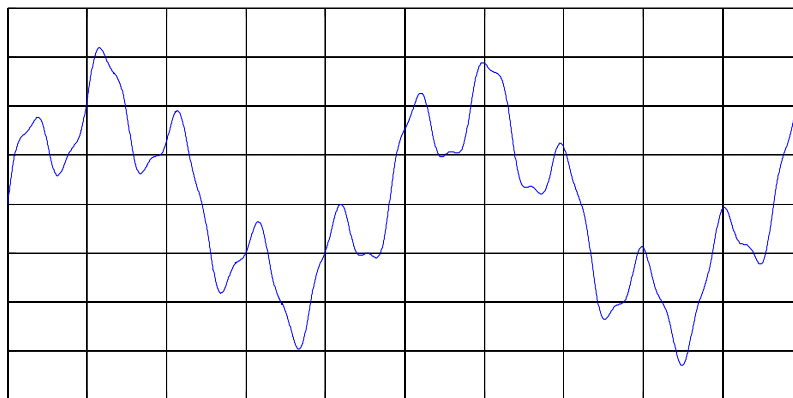
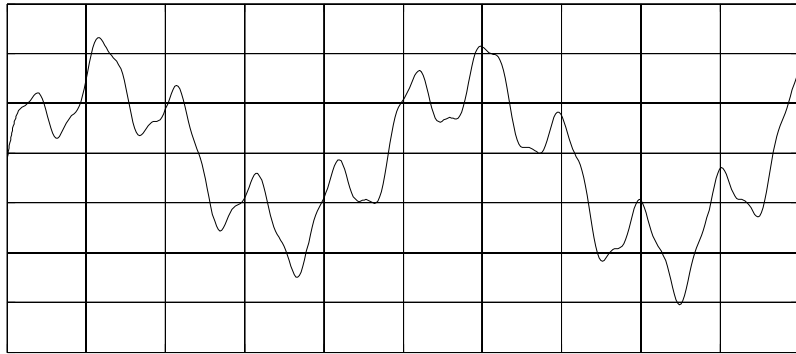


Fig. II.8 Bloc de la simulation de la turbine éolienne

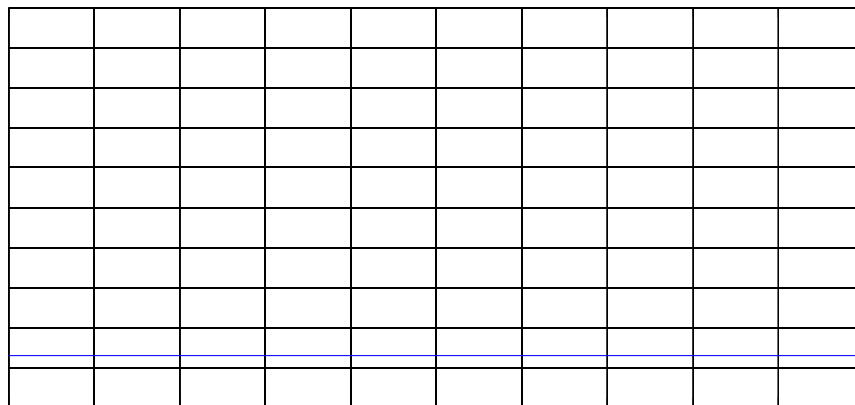
Les résultats de simulation de la génératrice synchrone à aimants permanents associé à la turbine éolienne et avec la vitesse du vent simulée par l'équation (25) sont donnés par les figures qui suivent:



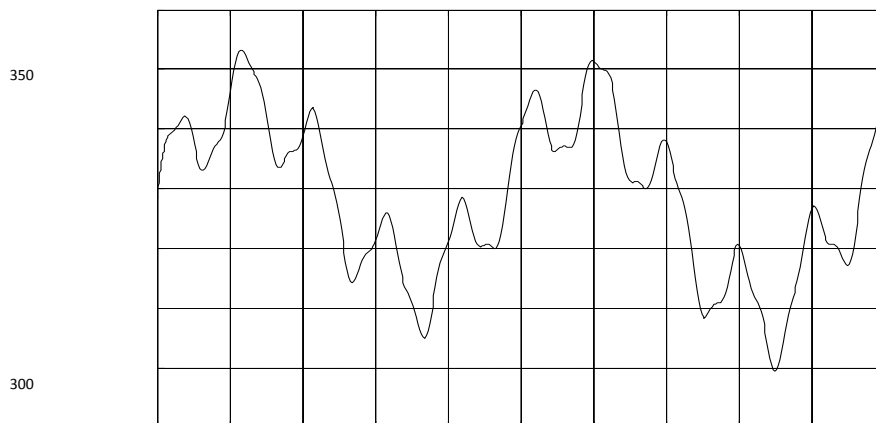
(a) La vitesse du vent en fonction de temps.



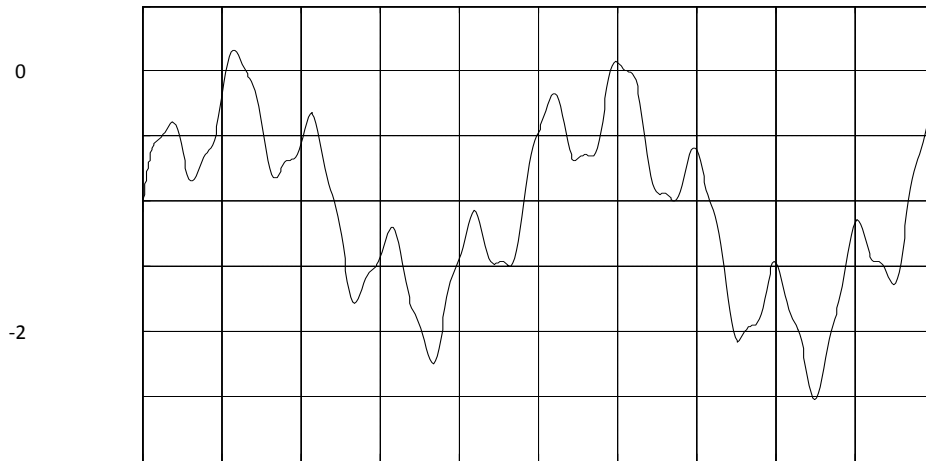
(b) *La vitesse de la turbine en fonction de temps.*



(c) *Coefficient de puissance.*



(d) *La vitesse électrique de la GSAP en fonction de temps.*



(e) *La puissance active.*

Fig. III.9 *les résultats de la simulation de système éolien.*

Nous remarquons que les résultats prennent la forme du vent, le coefficient de puissance est de 0,13 (c'est la valeur maximale pour avoir un maximum de puissance extraite du vent). La puissance active est de l'ordre de 400W. Mais notre système présente des fluctuations dues à la variation de la vitesse du vent, pour cela le système nécessite une commande pour maintenir cette puissance à sa valeur nominale.

III.7 conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé le modèle de chaque élément constituant la chaîne de conversion d'énergie éolienne. Les modèles sont ensuite connectés en respectant les liens de transfert d'énergie et en assurant les interactions entre les composants adjacents pour constituer le modèle complet de la chaîne de conversion. L'établissement du modèle complet du dispositif conduit à un système d'équations différentielles régissant l'aérogénérateur. Les modèles sont conçus de façon modulaire afin de pouvoir les substituer par d'autres modèles sans calculer de nouveau le système d'équations différentielles qui régit le système. Les variables d'état du système d'équations différentielles varient selon le type de charge.

Conclusion générale

Conclusion générale

La production d'énergie renouvelable, notamment celle de type éolien, se distingue par son caractère aléatoire et intermittent, qui est souvent à l'origine de sérieux problèmes liés à la stabilité du réseau électrique, ainsi que de la qualité de l'énergie fournie.

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent l'étude et la modélisation d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents, fonctionnant à vitesse variable, en mode isolé. Un état de l'art sur les chaînes de conversion de l'énergie éolienne, l'évaluation des potentialités des éléments de la structure et la proposition de solutions aux contraintes imposées aux aérogénérateurs en termes de qualité de l'énergie électrique fournie et de stratégies de commande ont été les premiers objectifs accomplis.

Les machines synchrones à aimants permanents apportent une solution intéressante pour l'utilisation des énergies renouvelables. Ces machines présentent plusieurs avantages par rapport aux machines classiques notamment une durée de vie importante, un rendement élevé, une maintenance réduite, une fiabilité élevée et une bonne robustesse.

La structure de la GSAP à intégrer dans la chaîne de conversion éolienne et ses différents éléments ont été modélisés. L'étude de la génératrice synchrone à aimants permanents a été effectuée en détails et le modèle analytique a été établi sur la base des phénomènes électriques, magnétiques et mécaniques régissant son fonctionnement.

Les modèles, de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne avec tous ses éléments, en modes de fonctionnement ilote a été présenté.

.

Bibliographie

Bibliographie :

- [1] Frédéric Poitiers, «Etude et Commande de Génératrices Asynchrones pour l'Utilisation de l'Energie Eolienne», Thèse de Doctorat de l'Ecole Polytechnique de l'Université de Nantes, 19/12/2003.
- [2]/ J. Martin, "Energies éoliennes", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie énergétique, pp. B8 585 1- B 8 585 21.
- [3] l'énergie éolienne, wiki
- [4]/ Jean-Luc.Menet, François Cottier. « Etude paramétrique du comportement aérodynamique d'une éolienne lente à axe vertical de type Savonius ».
- 16ème Congrès Français de Mécanique. Nice, 1-5 septembre 2003, Université de Valenciennes.
- [5] B. Meriem, Contribution à la Commande Robuste de la Machine Asynchrone à Double Alimentation MADA, Mémoire De Magister En Génie Electrique Ecole Nationale Polytechnique d'Oran, 2013 / 2014.
- [6] B. A. ASMA, Etude de la commande d'un système éolien basé sur une GADA, Université Hadj Lakhdar - Batna, 2016.
- [7] R. Abdessemed, "Modélisation et simulation des machines électriques", Presse de Université de Batna, 2011.
- [8] A. Guettaf, Optimisation floue-génétique d'un système de pompage éolien, Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider–Biskra (2013).
- [9] N.Ait Ramdane, Commande robuste d'une génératrice asynchrone à double alimentation pour la conversion de l'énergie éolienne, Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri – Tizi-Ouazou (2012).
- [10] L.Zarour, Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau, Thèse de doctorat, Université Mentouri–Constantine (2010).
- [11]/ S. Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", Publications JohnWiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [12] « Baromètre éolien Wind power baromètre », euroobserver'ER , journal de l'éolien n°12 – février 2013
- [13]:F.Poitier,«étudeetcommandedegénératricesasynchronespourl'utilisationde l'énergie éolienne». Thèse de Doctorat de l'université de NANTE,2003.

Bibliographie

- [14]:N.Laverdure,«l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires».Thèse de doctorat de l'Université Grenoble.
- [15]L.Leclercq, «apport de stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau Electrique en vue d'assurer des services systèmes».
- [16]K. Bahia, «Etude et commande d'une turbine éolienne utilisant une Machine Asynchrone à Double Alimentation».
- [17] HAKIM BENNANI''machine asynchrone a doublé alimentation les lois de commande en régime permanent''. pour l'obtention du grade de Maître ès sciences (M.Sc.). UNIVERSITÉ LAVAL QUÉBEC, 2011.
- [18]A. MIRECKI «Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance » Thèse de Doctorat, INPT de France, 2005.
- [19] NAOUEL HAMDI «Modélisation et commande des génératrices éoliennes» mémoire de magister de l'université Mentouri de Constantine, 2008.
- [20] KHALED FERKOUS «étude d'une chaine de conversion d'énergies éolienne» mémoire de magister de l'Université Mentouri de Constantine, 2009.