



M E M O I R E

Présenté à

l'Université Hadj Lakhdar Batna

En vue de l'obtention du diplôme de

M A G I S T E R E N E L E C T R O T E C H N I Q U E

Présenté par

MAZOUZ FARIDA

*Ingénieur d'Etat en Electrotechnique
de l'Université de Batna*



Commande d'un système éolien à base d'un générateur synchrone à aimants permanents



Mémoire soutenu le : 27/06/2013 devant le jury :

Said BENAGGOUNE	Président	M.C	Univ. Batna
Youcef HARBOUCHE	Rapporteur	M.C	Univ. Batna
Rachid ABDESSEMED	Co-Rapporteur	Professeur	Univ. Batna
Abderrahmene DIB	Examineur	M.C	Univ. O. E-Bouaghi
Belkacem SEBTI	Examineur	M.C	Univ. Batna

Remerciements

J'adresse tout d'abord mes vifs remerciements à mes deux encadreurs :

Monsieur Dr. Harbouche Youcef, maître de conférences à l'université de Batna de m'avoir proposé le sujet de cette thèse, pour la confiance qu'il m'a accordé et pour son soutien.

Monsieur Pr. Rachid Abdessamed, professeur à l'université de Batna de m'avoir fait profiter de ces grandes compétences et ces conseils judicieux durant l'année théorique.

Je tiens aussi à remercier énormément Messieurs les membres du jury:

Monsieur Dr. Benagoune Laid, maître de conférences à l'université de Batna.

Monsieur Dr. Dib Abderrahmen, maître de conférences à l'université de O. E-Bouaghi.

Monsieur Dr. Belkacem Sebti, maître de conférences à l'université de Batna.

d'avoir bien voulu s'intéresser à mon travail et d'avoir accepté de le juger.

Je remercie également tous les membres de laboratoire de recherche LEB. J'exprime toute ma gratitude aux enseignants et personnel administratif du département d'électrotechnique pour leur aide précieuse, leur respect et leur gentillesse.

Je tiens également à remercier vivement tous mes collègues de la promotion 2009/2010 toutes options confondues pour leurs amitiés et collaborations.

Du fond du cœur, je remercie toutes les personnes m'ayant aidé de près ou de loin à mener ce travail.

DEDICACE

Je Dédie Ce Modeste Travail A Tout Ce Que Je Possède De Plus Cher Au Monde :

*A Mes Chers Parents : Mon **PERE** Qui Ne Cesse Pas De M'encourager Et Qui M'à
Toujours Soutenu, Ma Jolie **MERE** Qui Est Tout Pour Moi, Pour Sa Profonde Tendresse
« Que Dieux Me Les Protège ».*

*A Mes Chers Frères Et Sœurs : **FOUZIA, NADJMA, HOURIA, DJAHIDA, SALAH
EDINE, AMINA Et YAHYA.***

*A Mes Beaux Frères : **ATMEN ET ALI.***

*A Ma Belle Sœur : **DJAMAA** et sa petite belle fille **NOUR AYA.***

A Toute Ma Famille.

*A Mes Meilleurs Amies : **FARAH, SIHEM, ASSIA, HABIBA, KARIMA et ANWAR.***

*Mes remerciements vont également au personnel de **COTITEX** de Batna sans oublier mes
collègues de travail du département maintenance Annexe.*

*Et enfin tous ceux qui m'ont aidé et soutenu de près ou de loin durant l'élaboration de ce
travail.*

MAZOUZ FARIDA

Table Des
Matières

TABLE DES MATIÈRES

- ✚ Remerciements
- ✚ Dédicaces
- ✚ Sommaire
- ✚ Index des notations
- ✚ Liste des figures
- ✚ Liste des tableaux

Introduction Générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I: L'état De L'art sur L'énergie Eolienne

Introduction	5
I.1 Perspectives d'offre d'énergie	5
I.2 Génération d'énergie renouvelable	8
I.3 Historique de l'énergie éolienne	9
I.4 L'éolienne dans le monde	10
I.5 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne	11
I.6 Etat de l'art, principes et descriptif de la turbine éolienne	12
I.6.1 Principe de fonctionnement	12
I.6.2 Le vent	13
I.6.2.1 Les facteurs agissant sur la variation de vitesse du vent	14
I.6.2.2 Mesure du vent	16
I.6.2.3 Puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent	18
I.6.3 Densité de l'air et la surface balayée par le rotor	19
I.6.4 Constitution d'un aérogénérateur	20
I.6.4.1 Fondation	21
I.6.4.2 Tour ou mât	21
I.6.4.3 Rotor	22
I.6.4.4 Nacelle	23
I.7 Différents types d'éoliennes	25
I.7.1 Eoliennes à axe horizontal	26
I.7.2 Eoliennes à axe vertical	27
I.7.3 Eoliennes installées en mer « éolienne offshore »	30

I.8 Classification des éoliennes	31
I.9 Différents types de génératrices rencontrées	32
I.9.1 Génératrice à courant continu	32
I.9.2 Génératrice synchrone	32
I.9.3 Génératrice asynchrone	32
I.9.4 Configurations électriques utilisant la machine asynchrone	33
I.9.5 Configurations électriques utilisant la machine synchrone	34
I.10 Synthèse des différentes éoliennes	35
I.11 Application des éoliennes	36
I.11.1 Systèmes Isolés	37
I.11.2 Systèmes Hybrides	37
I.11.3 Systèmes Liés au Réseau	38
Conclusion	39

*Chapitre II: Modélisation De La Génératrice Synchrone A Aimants
Permanents*

Introduction	40
II.1 Généralités sur les machines synchrones	40
II.2 Types des machines synchrones	41
II.2.1 Machine à pôles lisses	42
II.2.2 Machine à pôles saillants	42
II.3 Machine synchrone à aimants permanents	42
II.4 Généralité et historique de la MSAP	43
II.5 Description de la MSAP	46
II.6 Domaine d'application de la MSAP	47
II.7 Avantage de la GSAP	47
II.8 Machine électrique généralisée triphasée	48
II.8.1 Hypothèses simplificatrices	48
II.8.2 Equations de la machine électrique généralisée triphasée	48
II.8.2.1 Equations des tensions statoriques et rotoriques	48
II.8.2.2 Equations du flux	49
II.9 Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents	49
II.9.1 Hypothèses simplificatrices	49

II.9.2	Mise en équations	50
II.9.2.1	Equations des tensions	50
II.9.2.2	Equations des flux	50
II.9.2.3	Equation du couple	51
II.9.2.4	Equation mécanique	52
II.9.3	Modélisation de la génératrice à vide	52
II.9.3.1	Equation d'état	52
II.9.3.2	Schéma bloc de la génératrice à aimants permanents à vide	52
II.9.3.3	Résultats de simulation de la GSAP à vide	53
II.9.4	Modélisation de la génératrice en charge	54
II.9.4.1	Equation d'état	54
II.9.4.2	Modélisation de l'onduleur de tension	55
II.9.4.3	Schéma bloc de la génératrice à aimants permanents en charge	57
II.9.4.4	Résultats de simulation de la GSAP en charge	58
II.10	L'influence d'une charge réelle sur une source parfaite	60
II.10.1	Equation d'état	60
II.10.2	Schéma bloc de la GSAP d'une charge réelle sur une source parfaite	61
II.10.3	Résultats de simulation du GSAP d'une charge réelle et source parfaite	61
	Conclusion	62

Chapitre III: Modélisation de la turbine éolienne

Introduction	64	
III.1	Modèle du vent	64
III.2	Conversion de l'énergie éolienne	65
III.2.1	Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique	65
III.2.2	Loi de BETZ	66
III.2.3	Coefficient de puissance	68
III.2.4	La vitesse spécifique ou normalisée [Tip-Speed-Ratio]	69
III.2.5	Coefficient de couple	70
III.2.6	Production d'énergie mécanique	71
III.3	Modélisation du système éolien	72
III.3.1	Présentation du système	72
III.3.2	Hypothèse simplificatrices pour la modélisation de la turbine	73

III.3.3 Modélisation de la turbine	74
III.3.3.1 Modèle du multiplicateur	75
III.3.3.2 Equation dynamique de l'arbre	76
III.4 Stratégies de commande de la turbine éolienne	77
III.4.1 Système de contrôle de l'aéroturbine	79
III.4.2 Méthodes de recherche du point maximum de puissance	80
III.4.2.1 MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne	81
III.4.2.2 Courbe caractéristique du coefficient du couple	85
III.5 Résultats de simulation	87
Conclusion	90

*Chapitre IV : Modélisation globale de la chaîne de conversion de l'aérogénérateur
GSAP*

Introduction	91
IV.1 Topologie des convertisseurs électriques utilisés	91
IV.1.1 Alimentation utilisant un redresseur à diode et onduleur contrôlé par MLI	92
IV.1.2 Alimentation utilisant un redresseur et onduleur contrôlés par MLI	93
IV.2 Modélisation du redresseur triphasé double alternance à diodes	94
IV.3 Modélisation du filtre	95
IV.4 Modèle complet de la chaîne de conversion éolienne	96
IV.4.1 Modèle utilisant des interrupteurs idéaux des convertisseurs de puissance	96
IV.4.2 Modèle utilisant le modèle continu équivalent des convertisseurs de puissance ...	96
IV.5 Chaîne de conversion éolienne	97
IV.6 Résultats de simulations	97
Conclusion	101
Conclusion générale	102
Bibliographie	104
Annexe	108

Index des notions

1. Notions utilisées dans le chapitre I

V_1, h_1	Variation du vent due à une hauteur h_1
V_2, h_2	Variation du vent due à une hauteur h_2
α	Coefficient dépend de la nature du terrain
V_v^{\min}	Vitesse de démarrage
P_n	Puissance nominale
C_p	Coefficient de puissance
MAS	Machine asynchrone
MADA	Machine asynchrone double alimentée
MSAP	Machine synchrone a aimants permanents
N	Boite de multiplication
S	Génératrice synchrone
R	Redresseur
I	Onduleur
DC	Etage intermédiaire DC
Tx	Transformateur

2. Notions utilisées dans le chapitre II

V_a, V_b, V_c	Tension aux phases a, b et c
I_a, I_b, I_c	Courant aux phases a, b et c
Ψ_a, Ψ_b, Ψ_c	flux aux phases a, b et c
R_s	Résistance de chaque enroulement du stator
Ψ_f	Flux des aimants permanents
V_d	Tension selon l'axe d
V_q	Tension selon l'axe q
I_d	Courant selon l'axe d

I_q	Courant selon l'axe q
Ψ_d	Flux selon l'axe d
Ψ_q	Flux selon l'axe q
ω	Vitesse de rotation électrique ($\omega = p \cdot \Omega$)
L_d	Inductance statorique selon l'axe d
L_q	Inductance statorique selon l'axe q
C_{em}	Couple électromagnétique
W_e	Energie emmagasinée dans le circuit magnétique
θ_{geo}	Ecart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator)
P	Nombre de paire de pôle
C_m	Le couple moteur appliqué sur la génératrice
J	Moment d'inertie total de la machine
f	Coefficient de frottement visqueux
R_{ch}	Résistance de charge
L_{ch}	Inductance de charge
S	Opérateur dérive de Laplace
I_{sd}, I_{sq}	Composant direct du stator dans le repère Park
MLI	Modulation de largeur d'Impulsion

3. Notions utilisées dans le chapitre III

E_c	Energie cinétique
ρ	Densité de l'air à 15°C
S	Section de la colonne d'air
dx	Longueur de la colonne d'air
V	Vitesse instantané du vent
P_m	Puissance extrait du volume d'air en mouvement
V_1, V_2	Vitesse du vent respectivement en amont et en aval de l'éolienne
m	Masse d'air en mouvement
F	L'effort qui s'exerce sur l'éolienne
C_p	Coefficient de puissance
Ω_t	Vitesse de rotation de la turbine
λ	La vitesse spécifique

η	Le rendement aérodynamique correspondant à C_{pmax}
C_{pmax}	Valeur maximale du coefficient de puissance
λ_{opt}	Vitesse spécifique nominal correspondant à C_{pmax}
V_n	Vitesse du vent nominale
Ω_{tn}	Vitesse de rotation nominale de la turbine
R_t	Rayon de la surface balayée
C_m	Coefficient du couple
T_i	Couple de la turbine éolienne
J_{pale}	Moment d'inertie de pale
K_b	Elasticité de pale
db	Coefficient de frottement de pale par rapport à l'air
f_{pale}	Coefficient de frottement par rapport au support
$\beta_{b1}, \beta_{b2}, \beta_{b3}$	Les vitesses d'orientation de chaque pale
T_{b1}, T_{b2}, T_{b3}	La force de pale dépend de la vitesse de vent appliquée
J_h	Moment d'inertie de l'arbre
K_h	Elasticité de l'arbre
D_h	Coefficient de frottement de l'arbre par rapport au multiplicateur
G	Rapport de multiplication
J_g	Moment d'inertie du rotor de la génératrice
d_g	Coefficient de frottement du rotor de la génératrice
C_g	Couple de la génératrice
Ω_{mec}	Vitesse mécanique
C_{aer}	Couple aérodynamique de l'éolienne
J	Moment d'inertie totale
C_{mec}	Couple mécanique totale appliqué au rotor de l'éolienne
f	Coefficient de frottement visqueux
C_{em}	Couple électromagnétique
C_f	Le couple résistant dû aux frottements
R	Rayon de la turbine éolienne
B	Angle de calage des pales de la turbine
$\Omega_{turbine_estimée}$	Vitesse mécanique estimée de la turbine
$V_{estimée}$	Vitesse du vent estimée
C_{em_ref}	Couple électromagnétique référence

Caer_estimé	Couple aérodynamique estimé
MPPT	Maximum power point tracking
Cp_opt	Coefficient de puissance optimal
λ_{cp_opt}	Vitesse spécifique optimal

4. Notions utilisées dans le chapitre IV

AC	Courant alternatif
DC	Courant continue
Vm	Tension moyenne
Urd	Tension redressé
Udc	Tension redresse et filtré
f	Fréquence
f_c	Fréquence de la coupure

<u>Figures</u>	<u>Titre</u>
Fig. I.1	La consommation d'énergie finale dans le monde en 2009 est de près de 8,4 milliards de tonnes d'équivalent pétrole (d'après Key World EnergyStatistics 2011, AIE).
Fig. I.2	Consommation d'énergie primaire dans le monde en 2011.
Fig. I.3	Capacité totale installée (MW) et prévisions 2001-2010.
Fig. I.4	Capacité éolienne des trois premiers producteurs du monde en MW.
Fig. I.5	Schéma de principe de conversion de l'énergie éolienne
Fig. I.6	Description schématique de la formation du vent.
Fig. I.7	Phénomènes journaliers (au bord de mer et en montagne).
Fig. I.8	Variations dues aux obstacles et à la forme du site.
Fig. I.9	Un anémomètre.
Fig. I.10	Une girouette
Fig. I.11	Rose des vents de Brest.
Fig. I.12	Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.
Fig. I.13	Limitation de puissance éolienne.
Fig. I.14	Eléments constituant une éolienne.
Fig. I.15	Puissance suivant le diamètre de l'éolienne
Fig. 2.16	Pales de remplacement mesurant environ 15 m de long
Fig. I.17	Eléments d'une nacelle
Fig. I.18	Exemple d'une éolienne à axe horizontal.
Fig. I.19	Type de montage de la voile.
Fig. I.20	Exemples des constructions VAWT
Fig. I.21	Turbine Savonius simple.
Fig. I.22	Principe de fonctionnement d'un rotor Savonius.
Fig. I.23	Montage des éoliennes de 2.3MW(Danemark) par un navire spécialisé mise en place du rotor à 80m au-dessus de l'eau.
Fig. I.24	Schéma de la cheminée thermique.
Fig. I.25	Coefficient de puissance aérodynamique en fonction de λ et de l'angle de pas des pales - graphique issu du livre de (Hau, 2000).
Fig. I.26	Configurations électriques utilisant la machine asynchrone.
Fig. I.27	Configurations électriques utilisant la machine synchrone.
Fig. I.28	Exemple d'un système hybride.
Fig. I.29	Projet simplifié du générateur d'une turbine éolienne à vitesse variable
Fig. II.1	Principe du générateur synchrone
Fig. II.2	Rotor à pôles lisses.
Fig. II.3	Rotor à pôles saillants
Fig. II.4	Rotor à aimants permanents
Fig. II.6	Quelques configurations du placement des aimants.
Fig. II.5	Courbes caractéristiques des aimants
Fig. II.7	Représentation d'une machine synchrone
Fig. II.8	Modèle de la machine électrique généralisée triphasée.

- Fig. II.9** Représentation de la génératrice à aimants permanents sur l'axe (d,q).
- Fig. II.11** Résultats de simulation de la génératrice à aimants permanents à vide
- Fig. II.12** Schéma de l'onduleur triphasé
- Fig. II.13** Schéma bloc de la génératrice à aimants permanents en charge
- Fig. II.14** Résultats de simulations de la génératrice synchrone à aimants permanents en charge.
- Fig. II.15** Schéma bloc de la GSAP d'une charge réelle sur une source parfaite
- Fig. II.16** Résultats de simulation de la GSAP d'une charge réelle sur une source parfaite
- Fig. III.1** Simulation du profil de la vitesse du vent.
- Fig. III.2** Colonne d'air animée d'une vitesse v .
- Fig. III.3** Tube de courant autour d'une éolienne.
- Fig. III.4** Coefficient de puissance.
- Fig. III.5** Exemple de variation du coefficient de puissance en fonction de l'angle d'orientation des pales et de la ration de vitesse.
- Fig. III.6** Vitesse de vent V et vitesse tangentielle de l'aubage $\Omega_t R_t$
- Fig. III.7** Exemple de variation du coefficient de couple en fonction de l'angle d'orientation des pales et de la ration de vitesse.
- Fig. III.8** Puissance théorique disponible en fonction de la vitesse de vent.
- Fig. III.9** Puissance théorique disponible pour un type donné d'éolienne.
- Fig. III.10** Système mécanique de l'éolienne.
- Fig. III.11** Modèle mécanique simplifié de la turbine
- Fig. III.12** Schéma de la turbine éolienne.
- Fig. III.13** Organigramme de simulation de la turbine éolienne.
- Fig. III.14** Schéma bloc d'une turbine éolienne à vitesse variable.
- Fig. III.15** Caractéristique puissance, vitesse du vent et vitesse de rotation.
- Fig. III.16** Caractéristique Puissance-Vitesse typique d'une éolienne à grande puissance.
- Fig. III.17** Caractéristique Puissance-Vitesse d'une éolienne de 1.5 MW.
- Fig. III.18** MPPT avec asservissement de la vitesse.
- Fig. III.19** Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.
- Fig. III.20** Convergence vers le point optimal.
- Fig. III.21** Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage optimal (2°).
- Fig. III.22** Schéma bloc de la maximisation de puissance sans asservissement de vitesse
- Fig. III.23** Caractéristiques $C_p=f(\lambda)$ pour différentes valeurs de β .
- Fig. III.24** Résultats de simulation avec stratégie de commande sans asservissement de vitesse avec une forme exponentielle de C_p .
- Fig. III.25** Résultats de simulation avec stratégie de commande sans asservissement de vitesse avec une forme sinusoïdale de C_p .
- Fig. III.26** Résultats de simulation avec stratégie de commande sans asservissement de vitesse avec une forme linéaire de C_p .

- Fig. III.27** Résultats de simulation avec stratégie de commande sans asservissement de vitesse avec les différentes formes de C_p .
- Fig. IV.1** Exemple d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne.
- Fig. IV.2** Exemple d'une éolienne à vitesse variables connectée au réseau via des convertisseurs statique.
- Fig. IV.3** Alimentation avec un redresseur à diodes
- Fig. IV.4** Représentation du redresseur triphasée double alternance.
- Fig. IV.5** Représentation d'un filtre basse bas.
- Fig. IV.6** Schéma bloc du redresseur et du filtre.
- Fig. IV.7** Modèle à interrupteurs idéaux de la chaîne de conversion éolienne avec GSAP.
- Fig. IV.8** Modèle continu équivalent de la chaîne de conversion éolienne avec GSAP
- Fig. IV.9** Schéma bloc de la chaîne de la conversion éolienne.
- Fig. IV.10** Profile du vent appliqué à la turbine.
- Fig. IV.11** Allure de la Puissance active et réactive.
- Fig. IV.12** Allure du Tension statorique V_{abc} de la GSAP.
- Fig. IV.13** Allure des Tensions redressé et filtré.
- Fig. IV.14** Allure de la Tension à la sortie de l'onduleur.
- Fig. IV.15** Allure du courant.

Tableaux

Titre

Tableau I.1	Caractéristiques suivant la puissance de l'éolienne.
Tableau I.2	Capacité de réglage des différentes éoliennes.
Tableau I.3	Avantage et inconvénient des différentes éoliennes
Tableau III.1	Différentes expressions du coefficient C_p .

Introduction Générale

INTRODUCTION GÉNÉRALE

L'énergie est l'un des moteurs du développement des sociétés. La civilisation industrielle s'est bâtie autour de l'exploitation du charbon à la fin du 18^e siècle, puis du pétrole au milieu du 20^e siècle, [1]. Les chocs pétroliers successifs observés depuis les années 70 ont démontré les risques de la production d'énergie reposant sur l'exploitation des ressources fossiles, dont les réserves sont mal réparties et épuisables. La pollution atmosphérique, le réchauffement climatique, les limites des ressources ont fait prendre conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement, dans lequel nous vivons, est nécessaire, [2]. Les centrales nucléaires procurent l'avantage de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques (à vapeur ou à gaz), mais le risque d'accident nucléaire, le traitement et l'enfouissement des déchets ont rendu cette énergie peu attractive pour les générations futures, [3].

Face à ces problèmes, le monde est massivement tourné vers de nouvelles formes d'énergie dites "renouvelables". Beaucoup plus accessibles et très adaptées à la production décentralisée, [4]. Les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires, [5].

Parmi ces énergies, on retrouve l'énergie dite « éolienne » avec un taux de croissance européen et mondial très élevé, même si l'Algérie reste en retard dans ce secteur par rapport à ses voisins, [3].

La première éolienne « industrielle » génératrice d'électricité est développée par le Danois Poul La Cour en 1890, pour fabriquer de l'hydrogène par électrolyse. Dans les années suivantes, il crée l'éolienne Lykkegard, dont il aura vendu 72 exemplaires en 1908.

En raison de la nature fluctuante du vent, l'éolien ne peut être considéré que comme une source d'énergie de complémentaire et non pas pour remplacer les solutions classiques. Actuellement, plusieurs pays sont déjà résolument tournés vers l'énergie éolienne. L'Allemagne est aujourd'hui le premier producteur mondial avec une production de 14.6 GW en 2003, l'Espagne est au deuxième rang avec 6.4 GW, les USA au troisième rang avec 6.3 GW et le Danemark au quatrième rang avec 3.1 GW. La France est au dixième rang européen avec 0.253 GW. L'Union Européenne avec 4,15 GW, [6].

Le potentiel techniquement exploitable en énergies renouvelables en Algérie est considérable et la qualité des gisements est telle que des investissements rentables peuvent être envisagés pour leur développement.

Trois raisons principales plaident en faveur d'un développement des énergies renouvelables en Algérie, [7]:

- ❖ Elles constituent une solution économiquement viable pour fournir des services énergétiques aux populations rurales isolées notamment dans les régions du Grand Sud.
- ❖ Elles permettent un développement durable du fait de leur caractère inépuisable, et de leur impact limité sur l'environnement et contribuent à la préservation de nos ressources fossiles.
- ❖ La valorisation de ces ressources énergétiques ne peut qu'avoir des retombées positives en matière d'équilibre régional et de création d'emplois.

La première expérience du pompage d'eau avec une éolienne en Afrique a été effectuée à Adrar en 1957 à ksar Sidiaissa pour l'irrigation de 50 Hec, [7]. L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s), selon la carte des vents (Fig. 1). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux, [6]:

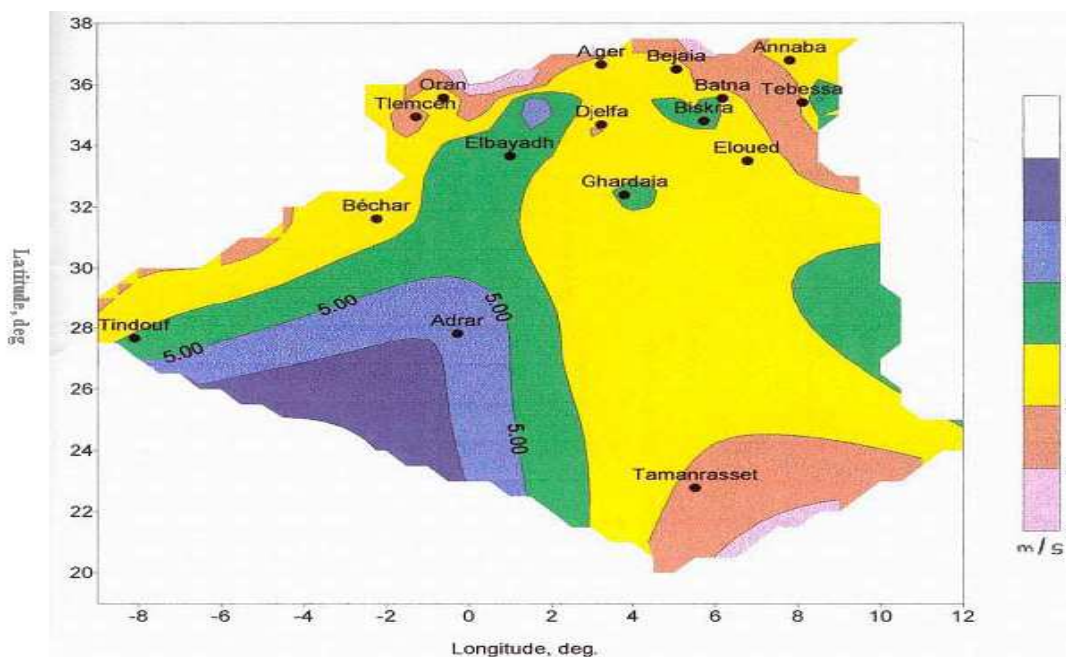


Fig. 1: Carte préliminaire des vents de l'Algérie.

Le potentiel énergétique est énorme sachant que la région d'Adrar se trouve dans un couloir de vent de 6 m/s. Les turbines éoliennes qu'on peut utiliser pour le développement du sud algérien sont de petite échelle. Plusieurs éoliennes sont installées actuellement à Adrar pour le pompage d'eau, [7]. Pour le site de Tamanrasset, le potentiel éolien étant très faible alors que le potentiel solaire semble plus satisfaisant, [6].

La multiplication des éoliennes a conduit les chercheurs en Génie Electrique à mener des investigations de façon à améliorer l'efficacité de la conversion électromécanique et la qualité de l'énergie fournie.

Le but de ce travail est de présenter un modèle globale d'un aérogénérateur synchrone à aimants permanents basé sur une structure proposée, et des stratégies de contrôle permettant à la fois d'optimiser la puissance produite, de réguler la tension du bus continu, et de contrôler les puissances transmises aux charges.

STRUCTURE DU MÉMOIRE

Dans le premier chapitre de ce mémoire un état de l'art sur les énergies renouvelables est présenté, il comprend des données et perspectives qui montrent l'importance et l'évolution dans le temps de ce processus de production d'énergie au niveau mondiale. Des notions de bases du système éolien ont été données un aperçu sur les différents types d'éoliennes (à axe vertical, horizontal et offshore), leurs classifications ainsi l'architectures de chaînes de conversion d'énergie sont citées en association avec les différents types de génératrices.

Le second chapitre est consacré à la description de la machine synchrone, l'aspect technologique des aimants permanents, domaines d'applications de sa génératrices synchrones à aimants permanents et leurs avantages. Un modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents à été établi et appliqué pour différents modes de fonctionnements (à vide, en charge et d'une charge réelle sur une source parfaite) avec des résultats de simulation.

Le troisième chapitre est dédié au système de conversion aérodynamique essentiellement les caractéristiques et stratégies de fonctionnement de l'éolienne. Un modèle analytique de la turbine éolienne avec différentes formes de coefficient de puissance a été fait.

Le quatrième et le dernier chapitre porte sur la modélisation d'une chaîne de conversion éolienne basée sur une génératrice synchrone à aimants permanents, et constituée d'un redresseur, un bus continu ; l'ensemble est relié au réseau via un onduleur à MLI, et un filtre.

Le travail clôturé par une conclusion générale.

Chapitre

I

L'ÉTAT DE L'ART

SUR L'ÉNERGIE

EOLIENNE

Introduction

L'homme utilise l'énergie sous forme de chaleur, de lumière ou de mouvement. Il doit la stocker, la transporter, ce que certaines formes d'énergie permettent mieux que d'autres. Pour ces raisons, il peut être conduit à transformer l'énergie. La découverte de l'électricité a ainsi constitué une révolution : toutes les formes connues d'énergie peuvent être transformées en énergie électrique. L'électricité peut ensuite être elle-même facilement transportée puis transformée en mouvement (moteur par exemple) ou en chaleur (radiateur par exemple) pour l'utilisateur final.

L'énergie éolienne est une source d'énergie utilisée depuis des siècles, pour faire avancer les bateaux en mer, mais ce type d'énergie a été exploité aussi sur terre durant au moins les 3000 dernières années, [8]. En effet, des moulins à vent étaient déjà utilisés pour moulinier du grain. Ainsi, dans un premier temps, l'énergie cinétique du vent était uniquement transformée en énergie mécanique. Après, la technologie des aérogénérateurs ont évidemment évolué. Ceci a permis, à l'énergie éolienne, de devenir ces dernières années une alternative aux sources d'énergie traditionnelles, [9].

L'objectif de ce premier chapitre est donc de présenter un état de l'art sur l'énergie éolienne ainsi que les différentes chaînes dans la conversion de l'énergie éolienne soit dans les systèmes connectés au réseau électrique ou dans les systèmes isolés et autonomes.

Dans la première partie de ce chapitre ; nous présentons un état de l'art puis nous donnons quelques notions théoriques sur l'énergie éolienne.

La deuxième partie est consacrée à la description des aérogénérateurs architectures employées dans les systèmes éoliens, les types de générateur utilisés et les synthèses des différentes éoliennes.

I.1 Perspectives d'offre d'énergie

Dans le cadre du développement durable, face au double planétaire posé par l'épuisement prochain des ressources énergétiques fossiles et les problèmes posés vis à vis du respect de l'environnement, de fortes incitations poussent au développement des énergies renouvelables. Les perspectives énergétiques ont servi de base à toutes les orientations stratégiques en matière de politique énergétique.

Depuis la conception globale de la politique énergétique, datant du milieu des années 1970, les perspectives énergétiques sont régulièrement mises à jour. C'est par exemple sur cette base que dans les années 1990, le Conseil fédéral a pris différentes décisions en la matière: arrêté fédéral pour une utilisation économe et rationnelle de l'énergie, loi sur l'énergie et taxe sur le CO₂. Le 21 février 2007 enfin, le Conseil fédéral a défini, sur la base des Perspectives énergétiques 2035, les quatre piliers de sa stratégie énergétique: efficacité énergétique, énergies renouvelables, grandes centrales électriques et politique énergétique extérieure, [10].

Les perspectives énergétiques reposent sur des scénarios et des modèles quantitatifs qui intègrent les différents éléments du système énergétique et leurs interactions. Un exemple, l'offre et la demande en énergie sont déterminées par le prix de l'énergie. Les perspectives énergétiques ne sont pas des prévisions mais des analyses d'hypothèses, qui dessinent une "réalité" possible pour montrer les effets, sur le système énergétique, des prix de l'énergie, de la croissance économique et démographique, des prescriptions, ainsi que les effets des instruments tarifaires et des instruments d'encouragement dans le domaine énergétique, [9].

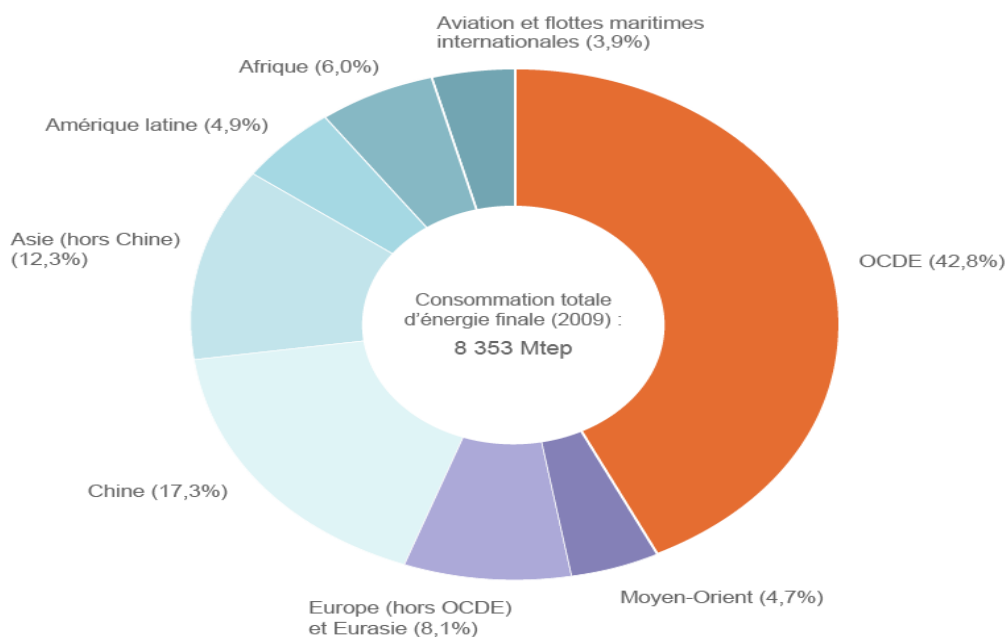


Fig. I.1 La consommation d'énergie finale dans le monde en 2009 est de près de 8,4 milliards de tonnes d'équivalent pétrole (d'après Key World Energy Statistics 2011, AIE).

La figure (Fig. I.2) montre la répartition en termes d'énergie primaire dans le monde pour toutes les ressources actuelles. Les formes de production d'énergie non renouvelable engendrent une forte pollution environnementale par rejet des gaz à effet de serre qui provoque un changement climatique irréversible et dans le cas du nucléaire une pollution par radiations de longue durée qui pose le problème.

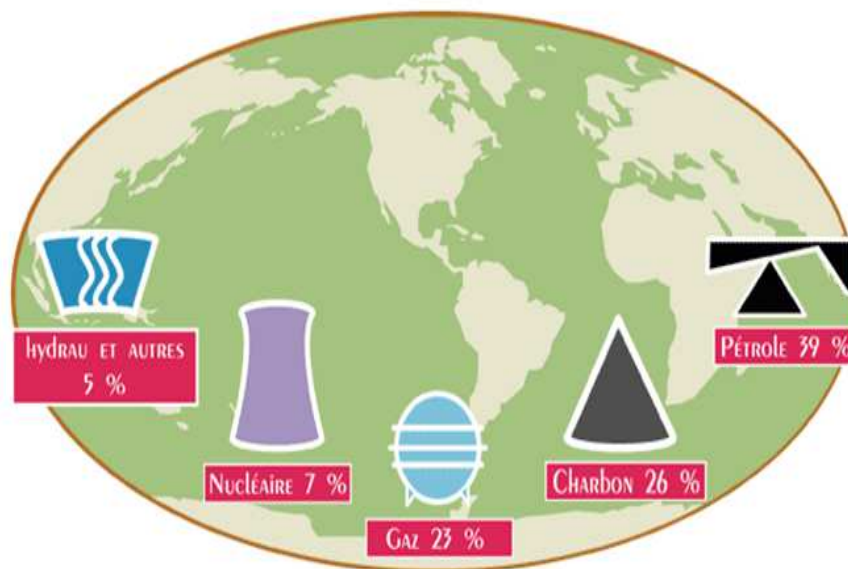


Fig. I.2 Consommation d'énergie primaire dans le monde en 2011.

Actuellement, la consommation mondiale d'énergie requiert les combustibles fossiles (charbon, gaz, pétrole) à hauteur de 80 %, le nucléaire (énergie nucléaire de fission) pour 7 % et les énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien, biomasse et géothermie) pour 13 %, [11].

Il existe plusieurs ressources en énergies renouvelables : l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique et photovoltaïque, l'énergie produit par les vagues et la houle ainsi que les courants marins, la géothermie et la biomasse. Ces ressources en énergie sont pratiquement inépuisables et propres.

Dans le contexte économique actuel, les installations à énergie renouvelable peuvent encore aujourd'hui avoir un cout important (exemple des panneaux solaires photovoltaïques) et sont donc plutôt réservées à des pays développés ou elles peuvent dans d'autres cas être assez peu onéreuses (exemple de la combustion de la biomasse) et peuvent être utilisés dans les pays en voie de développement, [10].

I.2 Génération d'énergie renouvelable

Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est lié au fait que la matière première (source de l'énergie) n'est pas transportable dans la majorité des cas. Contrairement aux sources traditionnelles comme le pétrole ou l'uranium qui est extrait des gisements respectifs et acheminé « sans gros problèmes » vers les distributeurs ou les usines qui peuvent être éloignées de milliers de kilomètres. Par contre, le lieu de « l'extraction » de l'énergie renouvelable est déterminant pour le lieu de transformation. Seule la biomasse semble avoir les propriétés les moins restrictives. Par exemple un site éolien doit être précisément déterminé en choisissant les lieux géographiques les plus régulièrement ventés, les panneaux solaires doivent évidemment être placés dans les zones bien ensoleillées, les propriétés de la houle ne sont pas favorables partout sur les mers. Dans les zones où le réseau existe, il est donc pratique et dans la majorité des cas nécessaire de transformer l'énergie renouvelable sous la forme électrique qui est transportable via les lignes électriques. La production énergétique est alors centralisée et mise en réseau entre plusieurs sites de production et de consommation. Cependant, le caractère capricieux des sources renouvelables pose le problème de la disponibilité énergétique et du stockage de masse, actuellement principalement assuré par l'hydraulique, [11].

Parmi les énergies renouvelables, on distingue trois grandes familles : l'énergie d'origine mécanique (la houle, éolien), énergie électrique (panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous formes de chaleur (géothermie, solaire thermique,...) en sachant qu'à la racine de toutes ces énergies est l'énergie en provenance du soleil transformée ensuite par l'environnement terrestre. Etant donné que l'énergie mécanique est très difficilement transportable, elle n'est utilisable directement que ponctuellement (pompage directe de l'eau, moulins,...). Cette énergie est donc majoritairement transformée en énergie électrique. A l'exception de la biomasse et de l'hydraulique, l'autre inconvénient majeur des énergies renouvelables vient du non régularité des ressources. A l'opposé, les fluctuations de la demande en puissance selon les périodes annuelles à la journalière ne sont pas forcément en phase avec les ressources. Par exemple, en hiver il y a un besoin énergétique plus important pour le chauffage et l'éclairage mais les journées d'ensoleillement sont plus courtes. La solution à retenir est certainement la diversification et le couplage entre plusieurs sources, par exemple du solaire avec l'énergie éolienne.

Le stockage de l'énergie électrique à grande échelle n'est pas pour le moment envisageable à l'exception de l'hydrogène synthétisé par électrolyse de l'eau et la pile à combustible fonctionnant à l'hydrogène d'origine renouvelable, qui constituent une filière entièrement propre et disponible, [10].


I.3 Historique de l'énergie éolienne


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 la transformation du blé en farine. Par la suite, pendant plusieurs décennies, l'énergie éolienne permet 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 soit 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 concernant que des besoins domestiques, non appliqués à l'industrie.

Depuis les années 90, l'amélioration de la technologie des éoliennes a permis de construire des aérogénérateurs de plus de 1 MW. Ces éoliennes servent aujourd'hui à produire du courant alternatif pour les réseaux électriques, au même titre qu'un réacteur nucléaire, un barrage hydroélectrique ou une centrale thermique au charbon. Cependant, les puissances générées et les impacts sur l'environnement ne sont pas les mêmes, [14].

❖ Définition

L'énergie du vent ou l'énergie éolienne est le résultat des déplacements de l'air et plus spécifiquement, l'énergie tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou un moulin à vent. Elle peut être utilisée de deux manières : directe et indirecte.

 **Direct** : Conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin, [15].

 **Indirect** : Transformation en énergie électrique : l'éolienne est accouplée à un générateur électrique pour fabriquer un courant continu ou alternatif, le générateur est relié à un réseau électrique ou bien il fonctionne de manière autonome avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie, [15].

Les éoliennes sont conçues de manière à produire un maximum de puissance pour des vents de force moyenne fréquemment rencontrées. Elles atteignent leur puissance nominale pour une vitesse de vent de 50 km/h (14 m/s). Si le vent devient plus violent, la machine subit des contraintes plus importantes. Elle est alors freinée grâce à un système de régulation électronique qui lui permet de rester à la puissance maximale (atteinte dès 50 km/h) tout en limitant les efforts sur la structure. Au delà d'un certain seuil (90 km/h, soit 25 m/s), la régulation ne suffit plus. La machine est alors stoppée afin de lui éviter de subir des charges trop importantes, [6].

I.4 L'éolienne dans le monde

Fin 2010, 193 GW (milliards de watts) d'éoliens sont installés dans le monde. En 2010, la Chine a investi 63 milliards de dollars dans l'éolien, les USA 18 milliards de dollars. La croissance des investissements dans l'éolien a été de 34% en 2010. Quand à la puissance, elle a augmenté de 22% en 2010 (soit 35,8 GW), [12], [13].



Fig. I.3 Capacité totale installée (MW) et prévisions 2001-2010, [12].

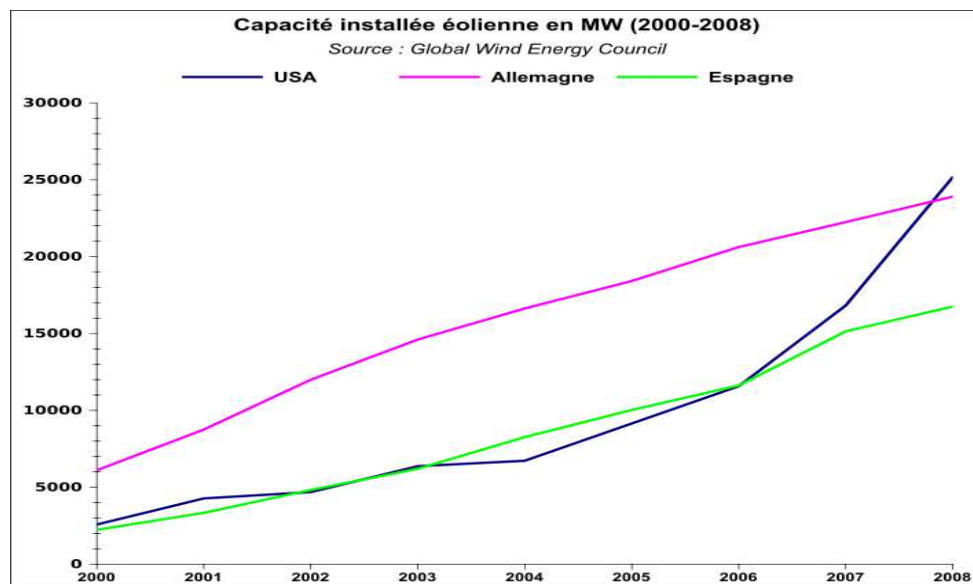


Fig. I.4 Capacité éolienne des trois premiers producteurs du monde en MW, [13].

I.5 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

+ Les Avantages :

- C'est une énergie renouvelable, le vent est gratuit, à 100 % renouvelable.
- C'est une énergie dont l'utilisation ne pollue pas, ni de gaz à effet de serre, ni de production de déchets « déchets radioactifs contrairement à l'énergie nucléaire ».
- Les coûts d'installation ne sont pas très élevés.
- Les principes techniques sont simples, même si leur mise en application technologique est relativement complexe et perfectionnée.
- Utilisable dans tous les endroits fortement exposés aux vents.
- Le mode d'exploitation des éoliennes et la possibilité de les arrêter à n'importe quel moment, leur donne l'avantage d'avoir un bon rendement, contrairement aux modes de fonctionnement continus de la plupart des centrales thermiques et nucléaires, [6],[16].

+ Les Inconvénients:

- L'énergie change suivant la météo ; la nature du vent stochastique du vent a une influence sur la qualité de la puissance électrique produite, ce qui représente une contrainte pour les gérants des réseaux.
- Le bruit : la source essentielle du bruit dans les éoliennes c'est le multiplicateur, ce dernier commence à disparaître après l'apparition des éoliennes à attaque directe.

- Le coût de l'énergie éolienne reste plus élevé par rapport aux autres sources d'énergie classique surtout sur les sites moins ventés.
- Le cas d'installations autonomes, il est nécessaire de recourir au stockage ou bien de doubler l'installation par un groupe électrogène Diesel, ce qui augmente le coût.
- Impacte visuel: les éoliennes installées sur terre ont tendance à défigurer le paysage.
- Les oiseaux: les éoliennes, selon certains, pourraient constituer pour la migration des oiseaux un obstacle mortel. En effet, les pales en rotation sont difficilement visibles par mauvais temps ou la nuit. Les oiseaux peuvent alors entrer en collision avec celles-ci, [6], [16].

I.6 Etat de l'art, principes et descriptif de la turbine éolienne

L'énergie éolienne peut être utilisée de trois manières :

- Conservation de l'énergie mécanique: le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour irriguer ou abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin;
- Transformation en force motrice (pompage de liquides, compression de fluides...);
- Production d'énergie électrique; l'éolienne est alors couplée à un générateur électrique pour produire du courant continu ou alternatif. Le générateur est relié à un réseau électrique ou bien fonctionne au sein d'un système « autonome » avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie, [17].

La quantité d'énergie éolienne potentielle dépend de la vitesse du vent (plus la vitesse est élevée, plus la quantité d'énergie produite est élevée) mais aussi d'autres facteurs tels que l'altitude, le lieu, la température de l'air et les caractéristiques de la surface terrestre.

I.6.1 Principe de fonctionnement

Une éolienne ou aérogénérateur utilise la force du vent pour actionner les pales d'un rotor. L'énergie mécanique produite par la rotation des pales est transformée en énergie électrique grâce à un générateur. Une éolienne se compose d'un mât pouvant mesurer de 10 à

100m de haut selon la puissance de la machine. Sur le mât est installée une nacelle renfermant la génératrice électrique qui est entraînée par un rotor de deux ou trois pales mesurant entre 5 et 80m de diamètre.

La puissance d'une éolienne peut aller jusqu'à 3 MW (prochainement 4 à 5 MW). Une éolienne fonctionne uniquement lorsqu'il y a du vent. Elle tourne en effet lorsque la vitesse du vent s'établit entre 15 et 90 km/h, vitesse au-delà de laquelle l'éolienne s'arrête automatiquement pour des raisons de sécurité. Dans la plupart des cas, l'électricité ainsi produite est acheminée par un câble électrique souterrain jusqu'au poste de livraison, [16].

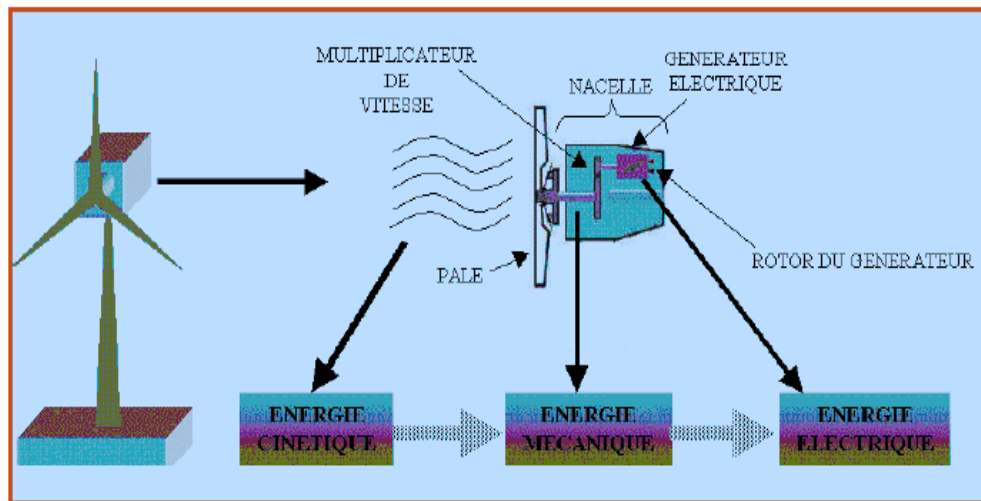


Fig. I.5 Schéma de principe de conversion de l'énergie éolienne.

I.6.2 Le vent

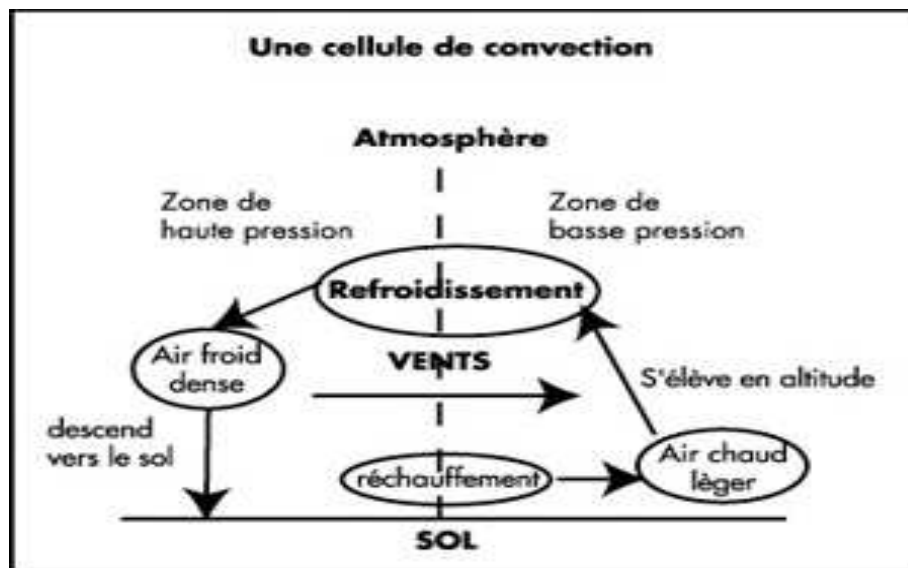


Fig. I.6 Description schématique de la formation du vent.

Sur la terre, presque tous les vents sont créés par le rayonnement solaire : Le soleil réchauffe une masse terrestre et la chaleur de la terre est absorbée par l'air environnant, lorsque l'air atteint une certaine température, il commence à s'élever rapidement en hauteur. Ceci crée au niveau du sol une région de basse pression, et au-dessus du sol une région de haute pression, [18].

I.6.2.1 Les facteurs agissant sur la variation de vitesse du vent, [19], [20].

De nombreux facteurs géographique et temporel influent sur la présence ou non de vent et sur sa vitesse. Au-delà des déplacements d'air au niveau de la planète, des manifestations locales influent largement sur la vitesse du vent.

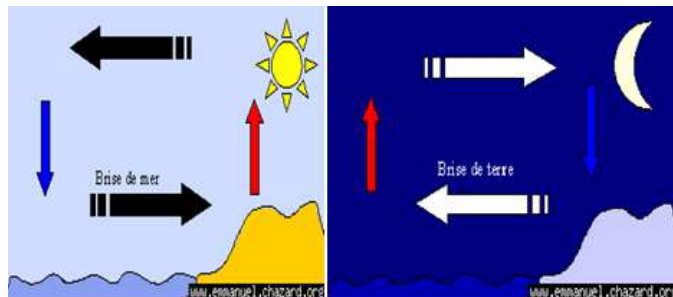
La vitesse du vent varie également avec la hauteur. Plus on s'élève par rapport au sol, plus la vitesse du vent augmente. Des arbres, des bâtiments, des pylônes peuvent en effet freiner le vent. C'est ce que l'on appelle la rugosité du sol, qui engendre des turbulences et s'estompe avec l'altitude. La force du vent dépend principalement de la vitesse du vent, mais également de la température et de la pression atmosphérique.

✚ Les phénomènes instantanés:

Les rafales (difficiles à évaluer si l'on n'a pas des relevés de station météo).

✚ Les phénomènes journaliers:

- En bord de mer



- En montagne

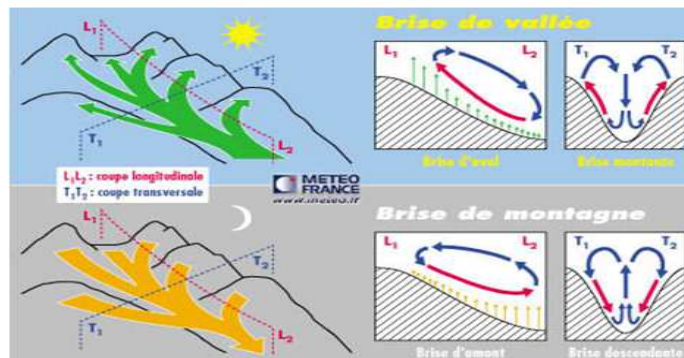


Fig. I.7. Phénomènes journaliers (au bord de mer et en montagne).

+ Les phénomènes mensuels et saisonniers:

A chaque saison correspond une direction générale de vents.

+ Les phénomènes annuels:

Des données annuelles sont regroupées sous forme de carte des vents.

+ Les variations dues à l'altitude:

Les cartes de vent donnent le vent à des hauteurs a partir de 10 mètres. La variation de la vitesse du vent avec l'altitude dépend essentiellement de la nature du terrain. Ces variations peuvent être représentées par une loi simple de forme:

$$\frac{V_1}{V_2} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\alpha$$

La valeur de l'exposant α est donnée suivant la nature du terrain.

+ Les variations dues aux obstacles et à la forme du site :

- A) Colline aux pentes douces et au sommet arrondi: Site très favorable
- B) Colline a pente raides ou sommet de falaise: Site provoquant de forte turbulence à éviter
- C) Piton rocheux, arbres, immeubles, maisons...éviter les installations a proximité immédiate car il y a présence de perturbation au vent et sous le vent.

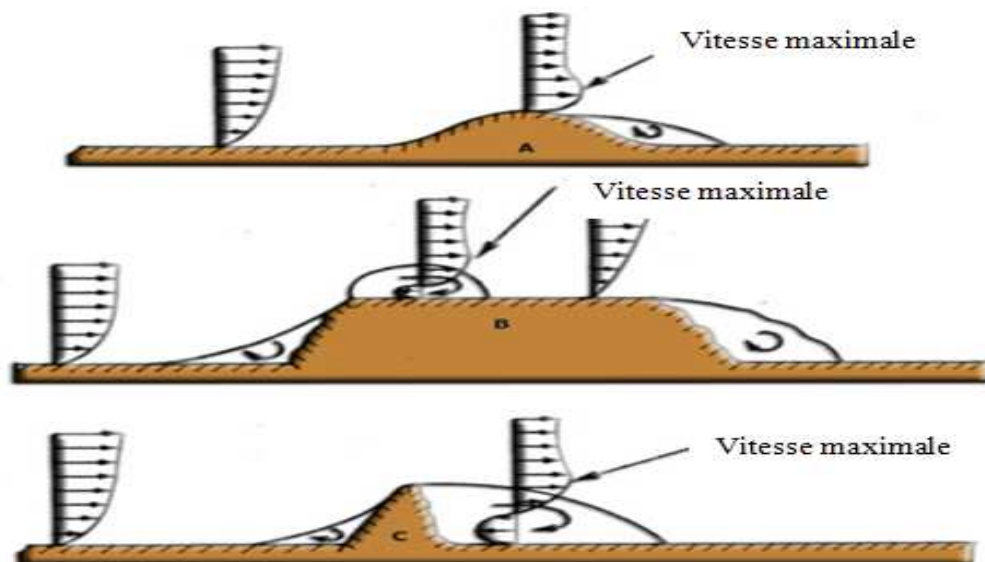


Fig. I.8 Variations dues aux obstacles et à la forme du site.

I.6.2.2 Mesure du vent

Pour évaluer l'énergie disponible, il faut disposer de données sur les vents de la région, et de manière plus précise au lieu d'implantation exact de la machine. La puissance récupérable étant proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Il existe des outils simples pour mesurer et surtout enregistrer la vitesse des vents sur une assez longue période, car il y a souvent l'avantage de vent en hiver qu'en été. On utilise alors un anémomètre et une girouette, reliés à un système électronique qui affiche ou enregistre les données. Ces deux appareils sont installés en haut d'un mât dont la hauteur correspond la hauteur moyenne de l'éolienne.

I.6.2.2.1 Anémomètre

Fournit le module du vecteur vent (vitesse ou force du vent), on l'exprime en mètre/seconde ou en nœud ($1 \text{ nœud} = 0.515 \text{ m/s}$). Il existe plusieurs types d'anémomètre (à ultrason ou à laser, à fil chaud) mais l'anémomètre le plus utilisé c'est l'anémomètre à coupelle (moulinet) : Il est muni d'un rotor de trois coupelles en métal ou en plastique qui sous l'effet du vent se met à tourner autour d'un axe vertical. La vitesse est enregistrée électroniquement, [21].



Fig. I.9 Un anémomètre.

I.6.2.2.2 Girouette



Fig. I.10 Une girouette.

Permet de mesurer la direction du vent. Celle-ci est fixée sur un axe vertical à la base duquel se trouve une rose des vents, [21].

I.6.2.3 Rose du vent

Afin de mieux se faire une idée de la direction du vent, on peut construire une rose des vents à partir des observations météorologiques faites dans une région donnée (Fig. I.11).

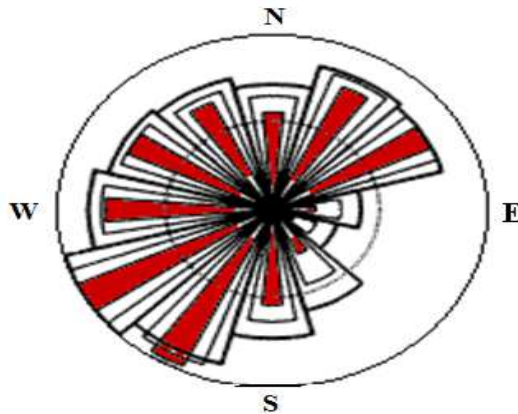


Fig. I.11 Rose des vents de Brest.

La rose des vents correspond à un compas, elle se compose de plusieurs sections, l'horizon ayant été divisé en 12 secteurs de 30 degrés chacun. Le rayon de chacun des douze secteurs coniques indique la fréquence relative de chaque direction du vent. La portion la plus petite dans chaque secteur montre la contribution au total de la vitesse moyenne de la direction du vent en question, tandis que la contribution totale de la moyenne du cube de la vitesse est donnée par la portion centrale marquée en rouge, et comme la capacité énergétique du vent varie avec le cube de la vitesse du vent, ce sont donc les sections marquées en rouge qui sont les plus intéressantes et qui représente les vents les plus dominantes.

La rose des vents joue un rôle très important dans la localisation de sites appropriés à l'installation d'éoliennes. Cependant, les régimes de vent ainsi que la capacité énergétique tendent à varier d'une année à une autre, par conséquent, pour obtenir un résultat crédible, il vaut mieux baser ses calculs sur des observations faites sur plusieurs années. Lorsqu'il s'agit de la construction de grandes centrales éoliennes, on se limite cependant souvent à réaliser des mesures spécifiques pendant un an, les corrigeant ensuite en les comparant aux mesures faites sur plusieurs années par les stations météorologiques de la région en question. Ce procédé permet de faire des estimations très précises de la distribution des vents et de leurs vitesses moyennes sur un site donné, [22].

I.6.2.3 Puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent

La figure (Fig. I.12) donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent. Après une partie (A) où aucune puissance n'est délivrée pour des vitesses du vent inférieures à la vitesse de démarrage V_v^{\min} une section de fonctionnement normal existe. Si on extrait alors la puissance maximale de la turbine celle ci évolue alors selon le cube de la vitesse du vent (B). Quand la puissance nominale P_n est atteinte, elle doit être limitée (C). Au delà d'une certaine limite de vitesse du vent la turbine doit être arrêtée, [23].

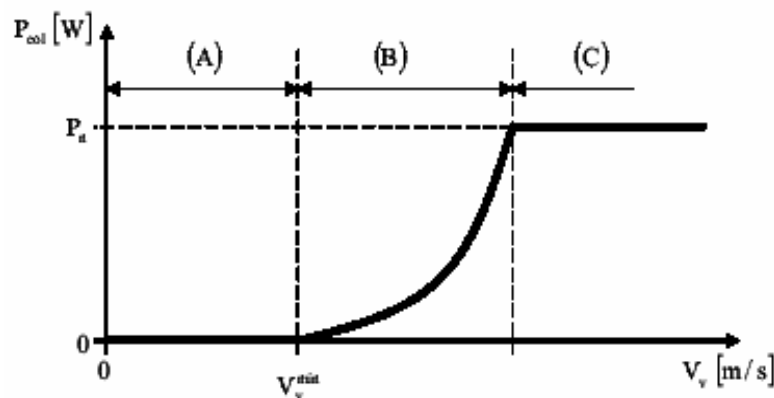


Fig. I.12 Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent.

Il existe quatre voies principales pour limiter la puissance éolienne dans le cas de fortes valeurs du vent. 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. La seconde technique est passive « stall ». Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage dynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent. Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées. 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, [11].

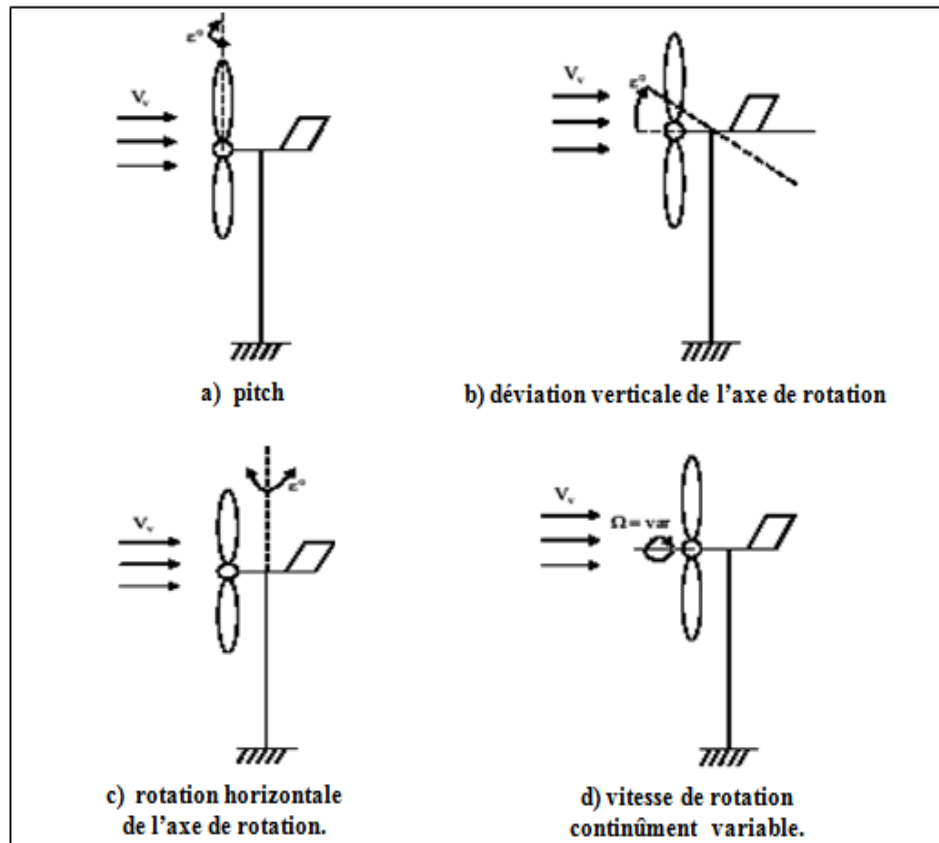


Fig. I.13 Limitation de puissance éolienne.

La dernière famille qui permet la régulation de la puissance éolienne consiste à faire varier la vitesse de rotation : 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), [11].

I.6.3 Densité de l'air et la surface balayée par le rotor

Une éolienne capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en un couple qui fait tourner les pales du rotor. Trois facteurs déterminent le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor: la densité de l'air, la surface balayée par le rotor et la vitesse du vent, [3].

Le tableau 1.1 montre quelques caractéristiques suivant la puissance de l'éolienne:

Dimension des aérogénérateurs selon la puissance	Puissance en MW 0.5-0.6	Puissance unitaire en MW 1.5	Puissance unitaire en MW 3
Longueur de pale (mètres)	19-22	30-33	50-60
Poids de la pale (mètres)	1.2	3-5	7-9
Poids de la nacelle (tonnes)	10-25	30-60	>100
Hauteur du pylône (mètre)	40-65	70-100	>100
Poids du pylône (tonnes)	30-40	70-90	>100

Tableau I.1 Caractéristiques suivant la puissance de l'éolienne.

La longueur de la pale, son poids,etc sont des paramètres très importants dans le dimensionnement et la construction des éoliennes, [3].

I.6.4 Constitution d'un aérogénérateur

L'aérogénérateur est constitué de la fondation, le mât (tour ou pylône), le rotor (moyeu et pales) et la nacelle comme il est représenté sur la figure (Fig. I.14) suivante, [3] :

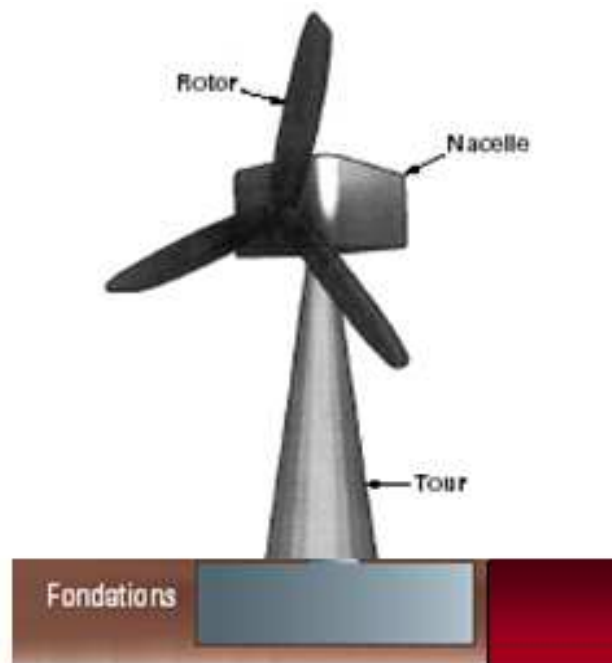


Fig. I.14 Eléments constituant une éolienne.

I.6.4.1 Fondation

C'est une assise de béton qui permet de fixer de façon rigide l'ensemble de la structure de l'éolienne.

I.6.4.2 Tour ou mât

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble (rotor, nacelle) pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, pour capter le maximum d'énergie. Le mât peut être réalisé en acier roulé ou plié, protégé contre la corrosion ou bien en béton armé, [15].

Types de tours

Il existe trois grands types de tour:

✓ Tours haubanés



✓ Tours treillis



✓ Tours tubulaires inclinables

✓ Tours hybrides



Quelque soit le type du support utilisé il faut tenir compte de :

- Protection contre la corrosion.
- Facilité de montage.

- Risque de givrage.

I.6.4.3 Rotor

Cet élément comporte des pales et un arbre primaire, la liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Le vent circule au-dessus des pales et convertit l'énergie cinétique du vent qui se déplace en mouvement de rotation du rotor. Le diamètre du cercle formé par les pales du rotor détermine la quantité d'énergie pouvant être extraite du vent et par conséquent la puissance générée par le système, [15].

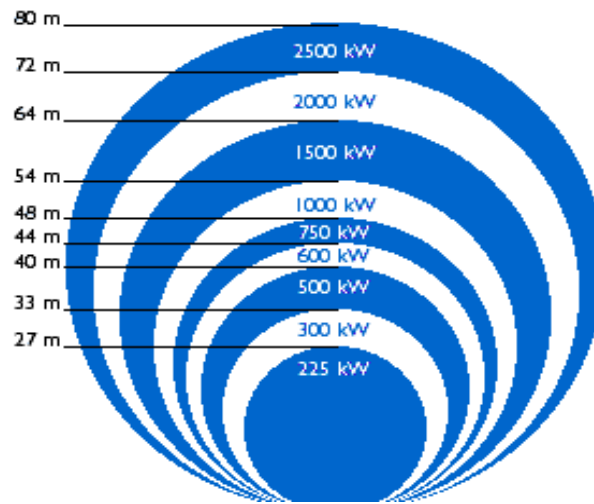


Fig. I.15 Puissance suivant le diamètre de l'éolienne

I.6.4.3.1 Moyeu

En générale c'est une pièce d'acier moulé, il reçoit les pales sur des brides normalisées et se monte sur l'arbre lent (primaire) du multiplicateur. Sa conception utilise les éléments finis. Il est souvent protégé par une coupe en polyester forme d'obus qui lui donne une forme aérodynamique (plus esthétique que fonctionnelle), [15].

I.6.4.3.2 Pales



Fig. 2.16 Pales de remplacement mesurant environ 15 m de long

Les pales sont une partie très importante des éoliennes, le nombre de pales influence directement l'efficacité de conversion du rotor, plus le nombre de pales est élevé, plus le couple transmis à l'arbre du rotor sera grand, [9].

I.6.4.4 Nacelle

Située en haut de la tour, son rôle est d'abriter l'installation de génération de l'énergie électrique ainsi que ses périphériques. Différentes configurations peuvent être rencontrées suivant le type de la machine. La figure (Fig. I.17) présente une coupe d'une nacelle avec ses différents composants, [24].

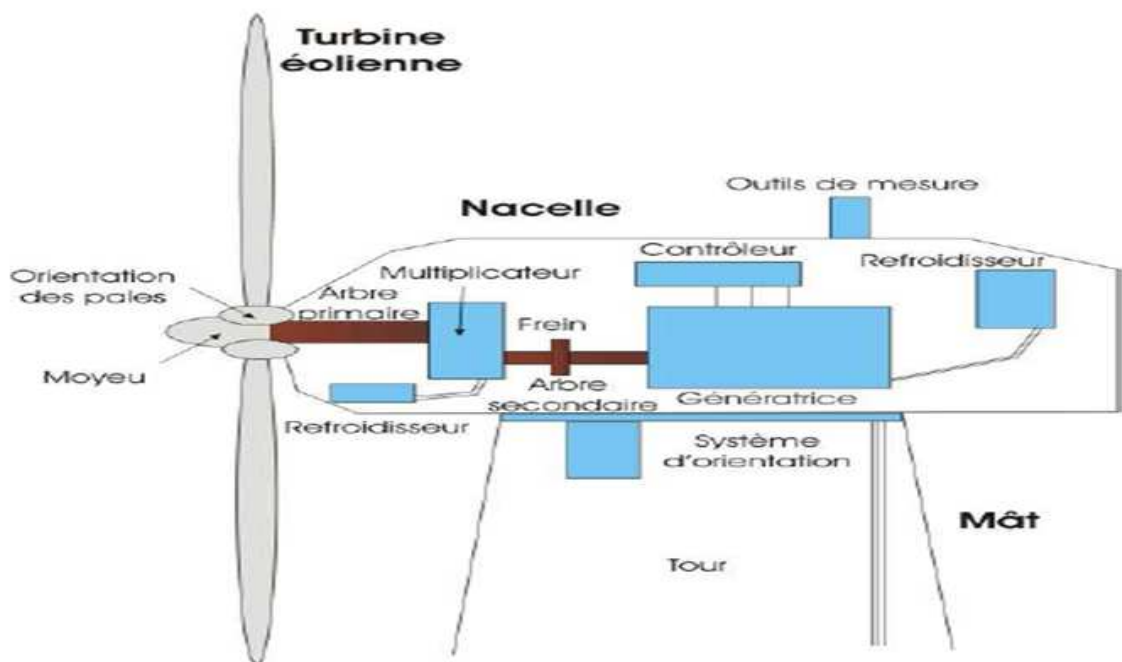


Fig. I.17 Eléments d'une nacelle

I.6.4.4.1 Arbre primaire

L'arbre basse vitesse (lent) est une pièce en acier spéciale sur laquelle est placée à une extrémité une bride d'attaque du moyeu connectée à son autre extrémité au multiplicateur.

I.6.4.4.2 Multiplicateur

Le multiplicateur est un convertisseur de puissance. Il multiplie la vitesse d'entrée (rotor) pour atteindre la vitesse de sortie exigée par la génératrice électrique. La puissance produite par la rotation du rotor d'une éolienne est transmise à la génératrice par toute une chaîne dynamique, c à d, par l'arbre lent (primaire), le multiplicateur et l'arbre rapide

(secondaire). Le multiplicateur est monté sur plots élastiques (plots de caoutchouc) pour amortir les vibrations et limiter la transmission du bruit à la structure porteuse. Il peut aussi être monté flottant pour encaisser les à-coups de couple, [9].

Trois types de multiplicateurs peuvent être utilisés :

- Multiplicateur à engrenages à un ou plusieurs trains de roues d'entrées cylindriques ; d'une réalisation économique. Pour un rapport de multiplication élevée, il est encombrant.
- Multiplicateur à engrenages avec trains planétaires qui permettent de réaliser des rapports de multiplication élevé sous un encombrement réduit et avec un bon rendement de transmission.
- Réducteur à couple conique permet une disposition de l'arbre de sortie perpendiculaire à l'arbre d'entrée.

Les multiplicateurs industriels sont conçus pour assurer le fonctionnement silencieux des éoliennes.

I.6.4.4.3 Arbre secondaire

L'arbre secondaire raccorde le multiplicateur de vitesse à la génératrice ; il comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine, [24].

I.6.4.4.4 Contrôleur

Un contrôleur électronique chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ou de plusieurs ordinateurs qui peuvent gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble (rotor, nacelle) face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie et réduire les efforts instationnaires sur l'installation. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle. Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir, [24].

Chaque éolienne est équipée de son propre automate de contrôle. En générale on installe un système de contrôle et de commande tout en bas de la tour et à l'intérieur de la

nacelle, la communication entre les deux systèmes est assurée par des fibres optiques. Sur certains nouveaux modèles, on a placé un troisième système de contrôle dans le moyeu du rotor. Cette unité communique avec le système de contrôle situé dans la nacelle par des communications en série au travers de câbles couplés par des bagues et des balais sur l'arbre lent, [9].

I.6.4.4.5 Refroidisseur

Divers dispositifs de refroidissement (génératrice, multiplicateur) par ventilateurs, radiateurs d'eau ou d'huile, [24].

I.6.4.4.6 Moteur d'orientation

Le dispositif d'orientation de la nacelle permet la rotation de la nacelle à l'extrémité supérieure de la tour, autour de l'axe vertical. L'orientation est généralement assurée par des moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée. Cette couronne est intégrée au roulement d'orientation et peut être extérieure ou intérieure ; elle est soumise à des efforts importants.

De nombreuses éoliennes comportent un système de blocage mécanique de la position de la nacelle suivant une orientation donnée : cela évite de solliciter constamment les moteurs et permet aussi de bloquer l'éolienne durant les opérations de maintenance. Le dispositif d'orientation comprend un compteur de tours, de manière à éviter de tordre inconsidérément le câble acheminant l'énergie électrique provenant de la génératrice jusqu'au pied de la tour. En effet, l'utilisation d'un collecteur tournant n'est guère envisageable au vu des intensités élevées qui transitent (parfois plusieurs centaines d'ampères). Au bout d'un certain nombre de tours de la nacelle, celle-ci est alors manœuvrée en sens inverse à l'aide des moteurs d'orientation pour dévriller le câble. Celui-ci est généralement muni d'un interrupteur (actionné par la traction du câble résultant de son vrillage) qui empêche toute rotation supplémentaire de la nacelle en cas de défaillance du compteur, [24].

I.7 Différents types d'éoliennes

Les turbines éoliennes sont classées généralement selon les catégories suivantes :

I.7.1 Eoliennes à axe horizontal

Dans ces types d'éoliennes, l'arbre est parallèle au sol. Bien qu'elles doivent s'aligner suivant la direction du vent, les éoliennes à axe horizontal sont simples du point de vue mécanique et nécessitent un encombrement au sol relativement faible pour le montage et la fixation de la tour. La plupart des petites et grandes éoliennes installées aujourd'hui sont des éoliennes à axe horizontal. Les différentes constructions des aérogénérateurs utilisent les voilures à deux, trois pales (les plus courantes) et les multi pales, [25].



Fig. I.18 Exemple d'une éolienne à axe horizontal.

La voilure peut être placée avant la nacelle (face au vent), aussi elle peut être placée derrière la nacelle (sous le vent).

a) Eolienne face au vent « up wind »

Ce sont les plus répandues, le rotor est orienté dans la direction du vent afin que le vent en amont ne soit pas perturbé par le pylône, comme on le voit sur la figure (I.17.a). À l'arrière du pylône, il y a en effet de fortes perturbations du vent, son écoulement étant ralenti par l'obstacle que forme le pylône.

Il en est de même devant le pylône mais dans de moindres proportions. C'est pour cette raison que le rotor se trouve à une certaine distance du pylône. Cependant, chaque fois qu'une des pales passe devant le pylône, la puissance instantanée de l'éolienne diminue brièvement. Ce phénomène est cependant compensé par la forte inertie de l'hélice.

Les pales des éoliennes face au vent doivent être rigides pour ne pas risquer de heurter le pylône par fort vent. Ceci est l'inconvénient majeur de ce type de structure. En plus, il est obligatoire de munir l'éolienne d'un mécanisme d'orientation afin que le rotor soit toujours tourné face au vent, [25].

b) Eolienne sous le vent « down wind »

Elles sont les plus simples car le positionnement du rotor est naturel et automatique en fonction de la direction du vent. Le rotor se situe alors derrière le pylône comme le montre la figure (Fig. I.19.b). Cependant, comme la liaison électrique s'effectue le plus souvent par des câbles pour les aérogénérateurs de forte puissance, il faut quand même prévoir un système d'orientation permettant leur détorsion (un système bagues et balais collecteurs n'étant pas appropriés pour remplacer les câbles pour des courants de 1000Ampère).

Un grand avantage de ce montage réside dans le fait que les pales du rotor peuvent être plus flexibles, ce qui allège donc leur construction et diminue aussi la taille du pylône par fort vent, la flexion des pales enlève une partie de l'effort de poussée sur le rotor. Une éolienne sous le vent a donc une construction plus légère qu'un modèle face au vent.

Par contre le pylône fait obstacle au vent et lorsque la pale passe dans l'ombre de celui-ci, elle subit une forte variation d'efforts de flexion et de rotation. Il augmente le risque de rupture de la pale par fatigue du matériau et génère une production fluctuante d'électricité, [25].

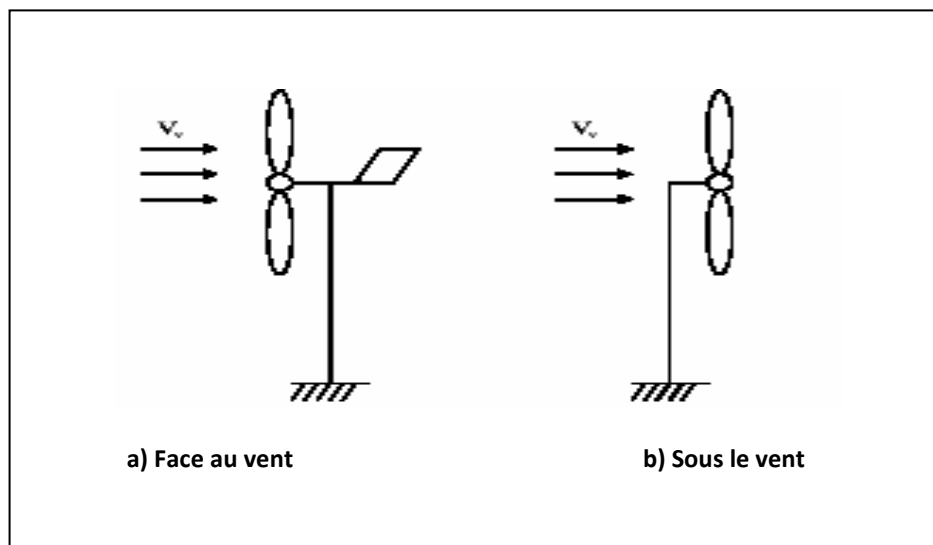


Fig. I.19 Type de montage de la voilure.

I.7.2 Eoliennes à axe vertical

Dans ces types d'éoliennes, l'arbre est perpendiculaire au sol. En générale, ces turbines nécessitent un « encombrement » relativement plus pour le montage et la fixation de la tour.

Ce type d'éoliennes est très peu répandu. Elles peuvent avoir un intérêt dans certains secteurs d'application. Il existe principalement trois technologies VAWT (Vertical Axis Wind turbine) : les turbines Darrieus classique ou à pales droites (H-type) et la turbine de type Savonius, comme montré à la figure (Fig. I.20), toutes ces voilures sont à deux ou plusieurs pales, [11],[15]

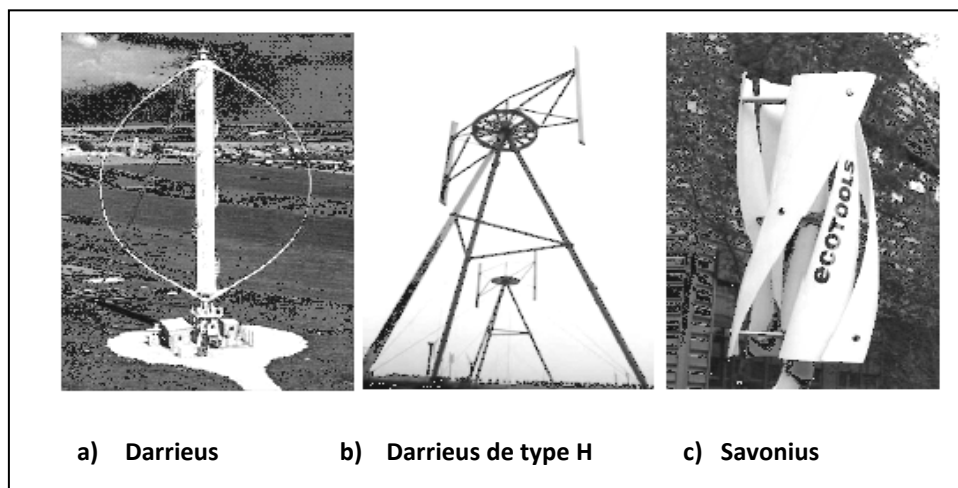


Fig. I.20 Exemples des constructions VAWT.

✓ **Eolienne Darrieus:**

Le rotor de Darrieus fonctionne grâce à la portance et se base sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles, est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Le couple de démarrage de ce type d'éoliennes est proche de zéro, ce qui implique qu'une petite turbine Savonius est très souvent présente sur son axe pour rendre possible le démarrage.

Ces solutions ont, jusqu'à présent, connu assez peu de succès en raison de certains incidents mécaniques survenus en particulier au pied du mât. Cependant, elles présentent des caractéristiques intéressantes (bonne valeur de coefficient de puissance C_p et indépendance de la direction du vent) et les progrès technologiques actuels pourraient laisser entrevoir un prochain regain d'intérêt.

Les deux problèmes majeurs de la Darrieus en forme de « batteur d'œufs » résident dans la fragilité de sa structure et par le fait que son mât soit haubané. Certains projets ont vu le jour pour corriger ces imperfections en particulier avec les rotors en forme de H, [11].

✓ Eolienne Savonius

Le rotor de Savonius figure (Fig. I.21) est basé sur le principe de la traînée différentielle. Les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes. Il en résulte un couple entraînant la rotation de l'ensemble comme sur la figure (Fig. I.22).

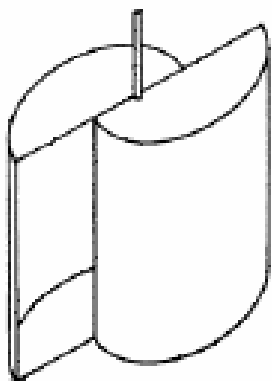


Fig. I.21 Turbine Savonius simple.

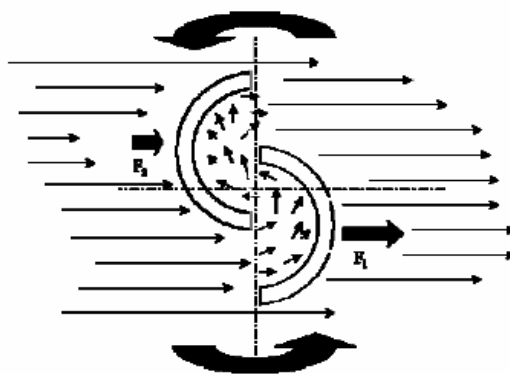


Fig. I.22 Principe de fonctionnement d'un rotor Savonius.

Cette voilure à axe vertical se présente sous la forme d'un cylindre de faible diamètre. Elle est de ce fait complètement insensible à la direction du vent dans un plan horizontal. La valeur de la vitesse réduite peu élevée, offre des caractéristiques intéressantes du point de vue de l'acoustique et de la sécurité, cet aspect étant fortement lié à la vitesse linéaire en bout de pales. Toutefois, ces propriétés impliquent l'usage d'une génératrice à grand nombre de pôles et très souvent des machines sur mesure. Le démarrage à faible vitesse de vent est également un point fort. Ainsi, malgré une certaine faiblesse du coefficient de puissance (C_p 0.15 à 0.2), les avantages précédents auxquels s'ajoute une « certaine » esthétique en font une solution bien adaptée aux sites urbains. Le couple d'une turbine Savonius simple telle que celle de la figure (I.19) présente un harmonique deux du couple et de la vitesse de rotation. Mais des constructions spéciales, comme le vrillage de la voilure, permettent de la minimiser. D'un point de vue mécanique, cet inconvénient peut poser des problèmes de vibrations et donc de résistance des matériaux.

Les dimensions géométriques d'une telle voilure sont cependant limitées. En effet, vu les efforts mécaniques devant être supportés par le mat, les éoliennes de type Savonius ne peuvent pas être de taille trop imposante. C'est pour cette raison qu'elles sont utilisées dans l'éolien de petite puissance. Un autre aspect très intéressant de ces voilures est qu'elles ont une forme assez esthétique, et peuvent être bien intégrées dans l'environnement urbain, [11].

I.7.3 Eoliennes installées en mer « éolienne offshore »

L'énergie éolienne n'est pas à proprement dire une énergie marine, mais son exploitation en mer présente des caractéristiques particulières, les vents y sont plus stables, avec une vitesse moyenne de 8 à 9 m/s contre 6 à 7 m/s sur terre, la fatigue des machines y est moindre, le rendement meilleur, les risques sont très limités et la mer offre de grands espaces libres d'obstacles, où l'implantation des machines est possible en concertation avec les autres usagers de la mer, [26].

Les implantations d'éoliennes en mer permettent en outre de s'affranchir d'un certain nombre d'impacts, notamment sonores et visuels. Le choix des sites doit cependant respecter un certain nombre d'infrastructures ou d'activités existantes (zones militaires, zones de pêche, chenaux d'accès aux ports, câbles sous-marins...). La première ferme éolienne offshore au monde, à Vin Deby, au Danemark fut construite en 1991, [21].



Fig. I.23 Montage des éoliennes de 2.3MW(Danemark) par un navire spécialisé mise en place du rotor à 80m au dessus de l'eau.

☀ Aperçu sur la cheminée thermique

La cheminée thermique est une grande tour utilisée pour produire l'électricité dont le principe est la différence de température de l'air entre la base et le sommet de la cheminée qui crée un appel d'air ascendant. Ce courant d'air fait tourner une turbine qui produit de l'énergie électrique via un générateur. Plus la tour est haute, plus le gradient de température est élevé.

Pour optimiser le réchauffement de l'air au niveau du sol, la tour est construite au centre d'un disque de 8000 hectares de bâches de plastique tendues. L'air s'engouffre sous

cette sorte de serre par des clapets à sens unique et se réchauffe au contact de la terre ensoleillée. L'air ne peut alors que s'échapper par la cheminée en faisant tourner sur son passage une ou plusieurs grosses turbines.

Pendant la nuit la production d'électricité baisse fortement, pour cela il faut placer des tubes noirs remplis d'eau sous la serre, puisque la capacité de stockage de chaleur de l'eau est cinq fois supérieure à celle du sol, alors le rendement sera plus meilleur.

On trouve ce type de cheminée uniquement dans le désert de Thar en Inde (elle est de 600 m de haut et de 170 m de diamètre), et un autre prototype en Espagne (Elle est de 195 m de hauteur et une serre de 45 hectares), [21].

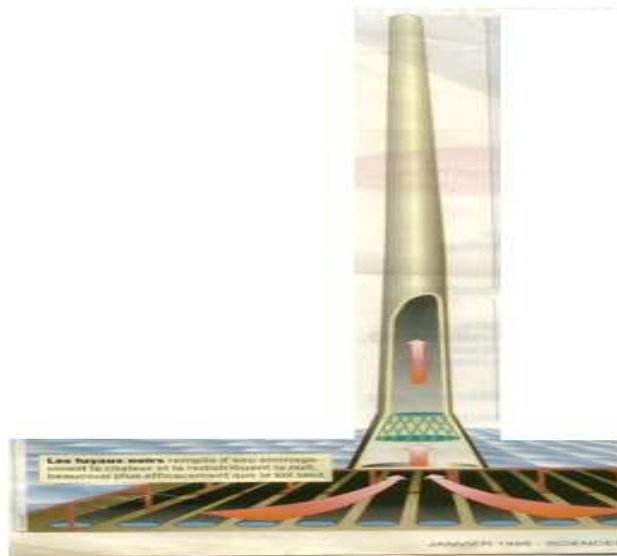


Fig. I.24 Schéma de la cheminée thermique.

I.8 Classification des éoliennes

On peut classer les éoliennes selon plusieurs critères, par rapport à leurs axes ou bien selon leurs gammes de puissances et leurs diamètres.

Il existe deux types d'éoliennes modernes: celle à axe horizontal dont le rotor ressemble à une hélice d'avion; et l'éolienne à axe vertical dont la forme s'apparente à celle d'un batteur à œuf à l'envers, [27],[28],[5],[3],[16].

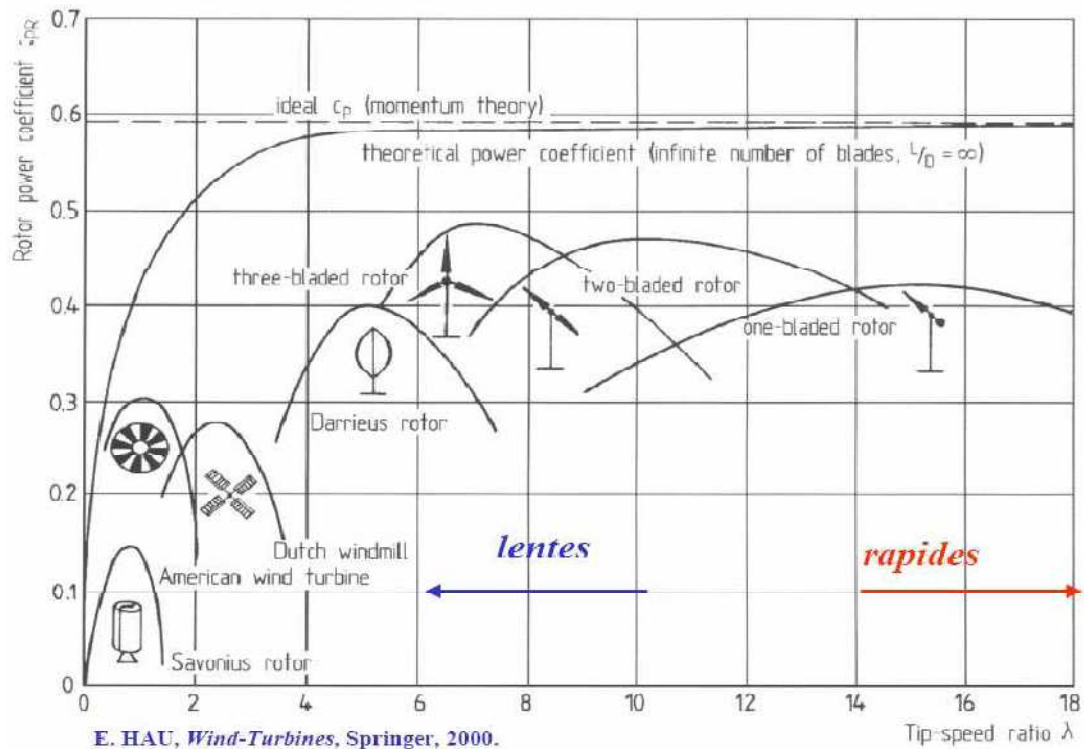


Fig. I.25 Coefficient de puissance aérodynamique en fonction de λ et de l'angle de pas des pales - graphique issu du livre de (Hau, 2000).

I.9 Différents types de génératrices rencontrées

I.9.1 Génératrice à courant continu

Ce type de machine n'est utilisé que sur les éoliennes de très faible puissance (inférieur à 500W) pour charger des batteries et alimenter des installations de type station de mesure, [15].

I.9.2 Génératrice synchrone

Ce type de machine est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité, notamment dans ceux de très grande puissance (centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires). Les générateurs synchrones utilisés dans le domaine éolien, ceux de 500 kW à 2 MW sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille. De plus, lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau, sa vitesse de rotation est fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion générateur-réseau, les fluctuations du couple capté par l'aéro-turbine se propagent sur tout le train de puissance, jusqu'à la puissance électrique produite. C'est pourquoi, les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au

réseau. Elles sont par contre utilisées lorsqu'elles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Dans cette configuration, la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine sont découplées. Cette vitesse peut par conséquent varier de sorte à optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne et amortir les fluctuations du couple dans le train de puissance, [15].

I.9.3 Génératrice asynchrone

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

La constitution du stator est la même que pour la machine synchrone et le rotor comporte soit un système d'enroulements triphasés (si le stator est triphasé lui aussi) ou une cage d'écurie en court circuit. Les configurations illustrées sur les différentes figures représentent les topologies les plus courantes rencontrées dans les aérogénérateurs et faisant intervenir les deux types de machines dont on a décrit les caractéristiques principales.

Le terme « Convertisseur » apparaissant dans ces figures se réfère à différents types de composants d'électronique de puissance, [15].

I.9.4 Configurations électriques utilisant la machine asynchrone

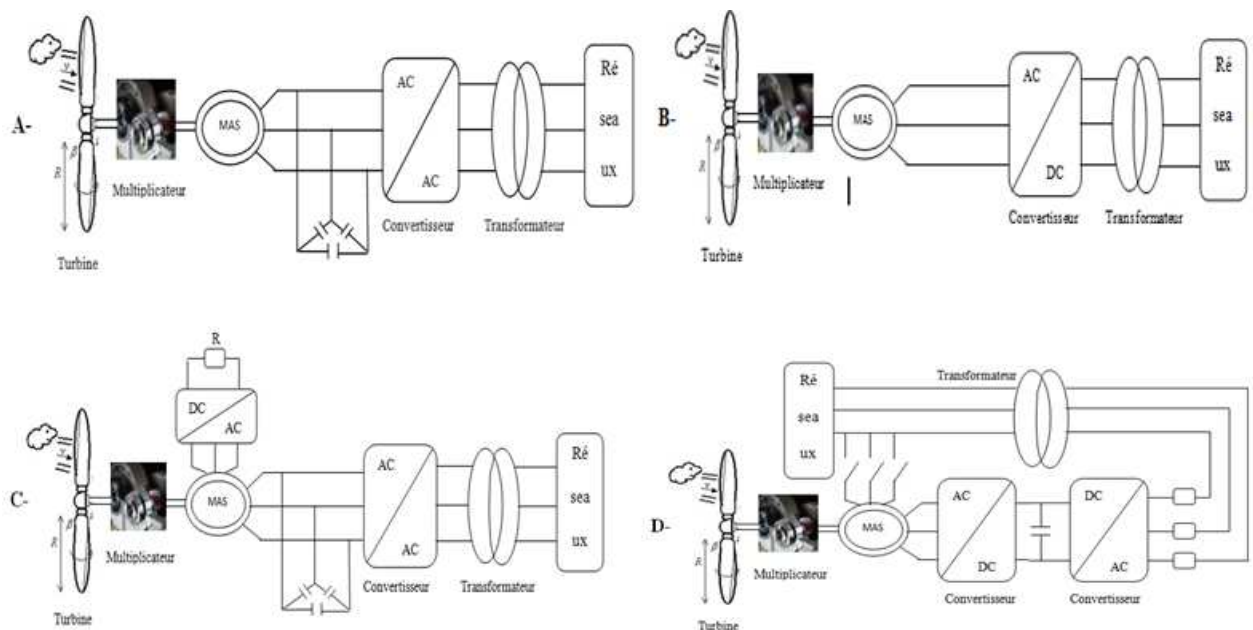


Fig. I.26 Configurations électriques utilisant la machine asynchrone.

A) Sous cette forme, l'éolienne fonctionne à vitesse fixe, avec un générateur asynchrone à cage d'écureuil. Les bancs de condensateurs sont utilisés pour la compensation de la puissance réactive et les convertisseurs pour un démarrage plus doux.

B) Les bancs de condensateurs sont remplacés par des convertisseurs de fréquence soit de grande échelle, soit utilisés seulement pour compenser la puissance réactive à des vitesses de vent élevées. La première configuration a l'avantage de pouvoir faire varier la vitesse de rotation de l'éolienne pour toutes les vitesses du vent.

C) Ici, on utilise la génératrice synchrone à rotor bobiné. L'idée de base c'est de contrôler la résistance du rotor par l'intermédiaire d'un convertisseur d'électronique de puissance et ainsi de commander le glissement de la machine sur un domaine de variation de 10%.

D) Cette configuration contient un Générateur Asynchrone Doublement Alimenté. Un convertisseur de fréquence commande directement les courants dans les enroulements du rotor. Ceci permet de contrôler la puissance de sortie du générateur en utilisant des convertisseurs dimensionnés à 20 voir 30% de la puissance nominale du générateur. La puissance traversant les convertisseurs dans le cas D étant moindre que celle du cas B, les harmoniques sont nettement plus faibles, [15].

I.9.5 Configurations électriques utilisant la machine synchrone

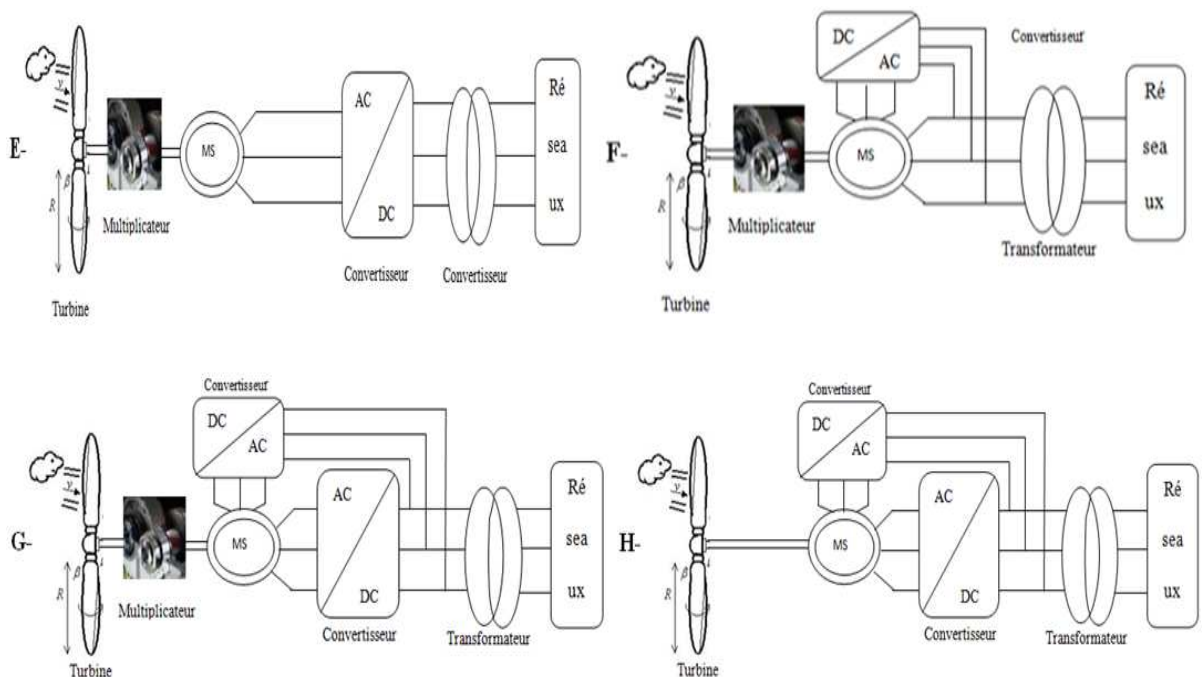


Fig. I.27 Configurations électriques utilisant la machine synchrone.

E) Dans cette configuration on commande la totalité de la puissance (applications dans les bateaux à voiles, la recharge de batteries de stockage, les systèmes hybrides ou d'autres applications exploitant des éoliennes de moins de 20 KW).

F) Une machine synchrone est excitée par l'intermédiaire d'un redresseur. Inconvénients: besoin d'un circuit d'excitation et des bagues, la stratégie de commande plus complexe.

G) Par rapport à la configuration précédente, celle -ci permet un fonctionnement à vitesse variable si le convertisseur lié au réseau est un convertisseur de fréquence à quatre quadrants.

H) Cette configuration contient un générateur synchrone multipolaire, évitant ainsi l'utilisation d'un multiplicateur, [15].

I.10 Synthèse des différentes éoliennes

Les tableaux I.2 et I. 3 rappellent les différentes caractéristiques des différentes éoliennes,[29].

Type d'éolienne	Interface réseau	Moyen de contrôle	Fonctionnement possible	Services système
MAS vitesse fixe	-Facultatif. -Gradateur. -Bancs de condensateurs.	-Pitche contrôle.	-Contrôle P approximatif -Contrôle Q aproximatif si condensateur.	Non
MADA Vitesse variable	-Convertisseur électrique AC/AC au rotor (AC/DC puis DC/AC).	-Pitch contrôle. -Couple génératrice.	-Contrôle de P. -Contrôle de Q.	Participation limitée au : -Réglage de la fréquence. -Réglage de la tension tant qu'il y a du vent.
MSAP Vitesse variable	-Convertisseur électrique AC/AC au rotor (AC/DC puis DC/AC).	-Pitch contrôle (au stall). -Couple génératrice.	-Contrôle de P. -Contrôle de Q. -Fonctionnement en isolé.	-Réglage de la fréquence. -Réglage de la tension tant qu'il y a du vent.

Tableau I.2 Capacité de réglage des différentes éoliennes.

Type d'éolienne	Avantages	Inconvénients
MAS vitesse fixe	- Machine robuste. - Faible coût. - Pas d'électronique de puissance.	-Puissance extraite non optimisée. -Maintenance de la boîte de vitesse. -Pas de contrôles de l'énergie réactive. -Magnétisation de la machine imposée par le réseau.
MADA Vitesse variable	-Fonctionnement à vitesse variable. -Puissance extraite optimisée. -Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale. -Machine standard. -Une magnétisation de la machine gérée en cas de défaut sur le réseau.	-Maintenance de la boîte de vitesse. -Prix de l'électronique de puissance. -Contrôle – commande complexe. -Contact glissant bagues-balais.
MSAP Vitesse variable	-Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse. -Puissance extraite optimisée pour les vents faibles. -Connexion de la machine facile à gérer. -Possibilité d'absence de boîte de vitesse.	-Prix de l'électronique de puissance. -Machine spécifique. -Grand diamètre de machine. -Electronique de puissance dimensionnée pour la puissance nominale de la génératrice.

Tableau I.3 Avantage et inconvénient des différentes éoliennes.

I.11 Application des éoliennes

Un système éolien peut être utilisé en trois applications distinctes, [21] :

- Systèmes isolés.
- Systèmes hybrides.
- Systèmes reliés au réseau.

Les systèmes obéissent à une configuration de base : ils ont besoin d'une unité de contrôle de puissance et, dans certains cas, d'une unité de stockage.

I.11.1 Systèmes Isolés

L'énergie éolienne est aussi utilisée pour fournir de l'énergie à des sites isolés, par exemple pour produire de l'électricité dans les îles, pour le pompage de l'eau dans des champs, ou encore pour alimenter en électricité des voiliers, des phares et des balises.

Les systèmes isolés en général, utilisent quelque forme de stockage d'énergie. Ce stockage peut être fait par des batteries : il faut alors un dispositif pour contrôler la charge et la décharge de la batterie. Le contrôleur de charge a comme principal objectif d'éviter qu'il y ait des dommages au système de batterie par des surcharges ou des décharges profondes.

Pour l'alimentation d'équipements qui opèrent avec un réseau alternatif (AC), il est nécessaire d'utiliser un onduleur.

I.11.2 Systèmes Hybrides

Les systèmes hybrides sont ceux qui présentent plus d'une source d'énergie comme, par exemple, turbines éoliennes, génératrices Diesel, modules photovoltaïques, entre eux. L'utilisation de plusieurs formes de génération d'énergie électrique augmente la complexité du système et exige l'optimisation de l'utilisation de chacune des sources. Dans ces systèmes, il faut réaliser un contrôle de toutes les sources pour maximiser la livraison de l'énergie à l'utilisateur.

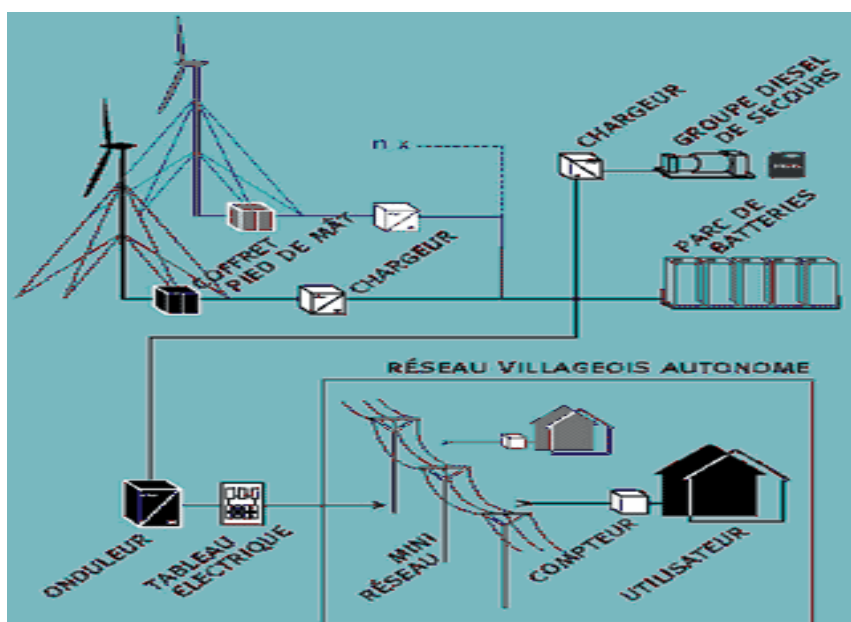


Fig. I.28 Exemple d'un système hybride.

En général, les systèmes hybrides sont employés dans des petits systèmes destinés à desservir un nombre plus grand d'utilisateurs. Pour travailler avec des charges à courant alternatif, le système hybride aussi a besoin d'un onduleur.

I.11.3 Systèmes Liés au Réseau

Les systèmes liés au réseau n'ont pas besoin de systèmes de stockage d'énergie ; par conséquent, toute la génération est livrée directement au réseau électrique. Les systèmes éoliens liés au réseau nécessitent un convertisseur statique.

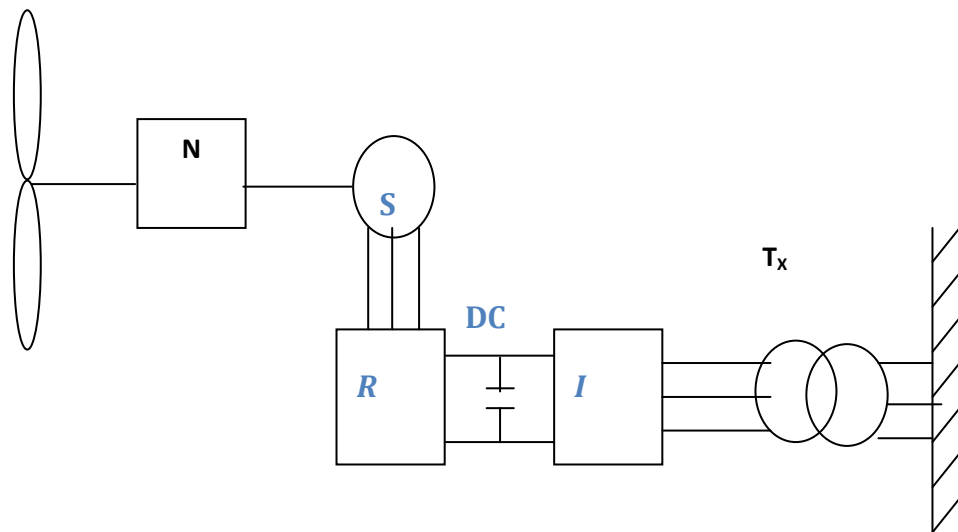


Fig. I.29 Projet simplifié du générateur d'une turbine éolienne à vitesse variable

N = boîte de multiplication.

S = générateur synchrone.

R = redresseur.

I = onduleur.

DC = étage intermédiaire DC.

Tx = transformateur.

Conclusion

Les éoliennes présentent une source d'énergie parmi les plus propres et les désagréments qu'elles peuvent présenter sont facilement évitables si elles font l'objet d'une gestion précise et intelligente. Pour les constructeurs d'éoliennes, l'objectif principale des activités de recherches et de développement est de continuer d'améliorer le rapport entre le coût et la performance des éoliennes. Un bon dimensionnement et un bon choix du matériel garantissent le bon fonctionnement de l'installation, sa durée de vie et sa rentabilité.

L'électricité à produire doit répondre aux besoins des populations. Ainsi après une analyse de la demande en énergie. Un pré-dimensionnement sommaire de l'aérogénérateur peut être effectué en vue de définir les caractéristiques générales de l'équipement susceptible d'être installé. Il sera nécessaire de procéder à :

- L'évaluation du potentiel éolien.
- L'identification précise des besoins en énergie et en puissance de l'utilisateur.
- La détermination de taille de l'éolienne ou de l'aérogénérateur et de ces composants à installer.
- L'estimation du montant global d'investissement et des coûts d'exploitation.

Une brève description du domaine des énergies renouvelables a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, quelques notions principales sur la technologie éolienne ont été données concernant principalement, la conception, les différents types d'éoliennes utilisés et la classification des éoliennes.

En fin, on a terminé ce chapitre par un état de l'art sur les configurations électriques utilisées et leurs influences sur le fonctionnement des aérogénérateurs ainsi que la synthèse des différentes éoliennes et leurs applications.

Le chapitre suivant, sera consacré à l'étude, la modélisation et la simulation de la génératrice synchrone a aimants permanents.

Chapitre

III

MODÉLISATION DE LA GÉNÉRATRICE SYNCHRONE À AIMANTS PERMANENTS

Introduction

Jusqu'aux années 1950-1960, les machines synchrones étaient essentiellement utilisées pour la production d'énergie électrique à partir de l'énergie mécanique en provenance de sources diverses, sous la forme d'alternateur travaillant dans une gamme de puissance allant de quelques watts jusqu'à quelques centaines de mégawatts. A partir des années 1950-1960, deux évolutions technologiques, initiées depuis quelques années, allaient effectivement s'appliquer dans le domaine des machines électriques et modifier progressivement et inéluctablement cette classification.

La première évolution concerne le développement des semi-conducteurs de puissance qui autorisait la mise au point de convertisseurs statiques permettant d'alimenter les machines à fréquence variable quelque soit la nature et les caractéristiques de la source de puissance électrique. La seconde évolution était relative à l'apparition sur le marché d'aimants permanents performants capable de résister à la désaimantation des champs de réactions d'induit présents dans les machines électriques et possédant des inductions rémanentes suffisantes, [30].

L'évolution des aimants permanents modernes qu'ils soient à base d'alliages métalliques ou à terres rares (par exemple du type manico, samarium cobalt, néodyme fer bore...) leur a permis d'être utilisés comme inducteurs dans les machines synchrones offrant ainsi beaucoup d'avantages ; induction de saturation élevée, faible désaimantation, densité massique élevée, énergie maximale stockée plus grande par rapport aux autres types de machines, [10].

Dans ce chapitre on va essayer de donner des généralités sur les machines synchrones classiques et les machines synchrones à aimants permanents (MSAP), et par la suite la modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents pour différents mode de fonctionnement (à vide, en charge et d'une charge réelle sur une source parfaite) ainsi que les résultats de simulation et leurs interprétations.

II.1 Généralités sur les machines synchrones

L'ensemble des génératrices (ou moteurs) triphasées utilisent un champ magnétique tournant. Si l'on dit que le moteur est synchrone, c'est parce que l'aimant au centre tourne à une vitesse constante qui est synchrone avec la rotation du champ magnétique.

La machine synchrone triphasée comporte un stator fixe et un rotor mobile autour de l'axe de symétrie de la machine. Dans les encoches régulièrement réparties sur la face interne du stator sont logés trois enroulements identiques, à p pas polaires de pôles ; leurs axes sont distants entre eux d'un angle électrique égal à $2\pi/3$. La structure électrique du rotor est réalisée par un enroulement monophasé excité en courant continu. La roue polaire est conçue soit à pôles lisses ou à pôles saillants. Il sera admis que pour cette dernière structure la machine pourrait être munie d'enroulements amortisseurs (l'enroulement amortisseur peut se représenter comme une cage construite sur les pôles de la machine et court-circuité par des anneaux conducteurs, son rôle est de minimiser les effets du régime transitoire en engendrant une force magnétomotrice transitoire qui agit dans le sens inverse), lorsque la machine démarre en asynchrone les circuits amortisseurs se substituent à la cage d'écureuil.

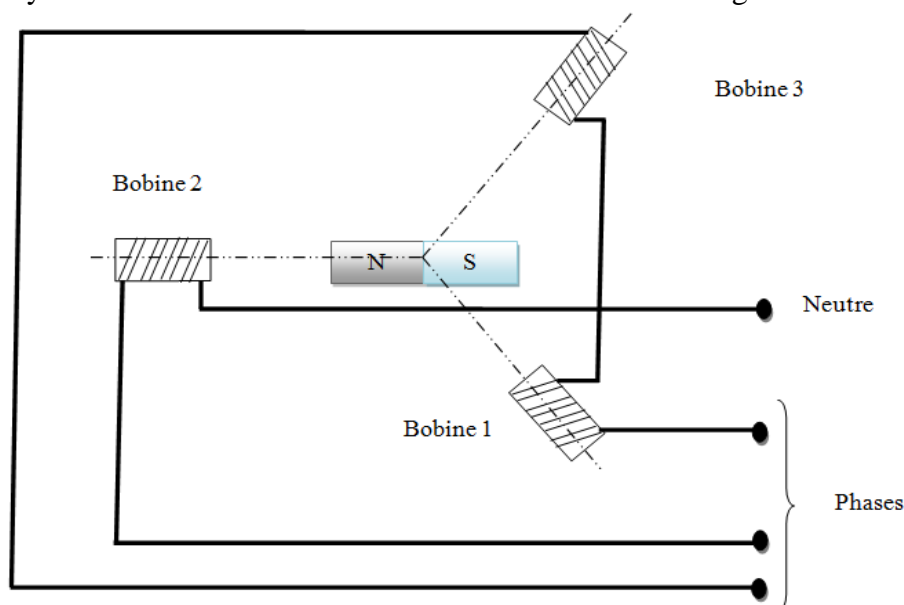


Fig. II.1 Principe du générateur synchrone

Le principe de fonctionnement est basé sur la création d'une variation de flux magnétique par la rotation d'un aimant (nommé rotor) passant devant les faces de trois bobines fixes (appelées stator) alimentées par le réseau (Fig. II.1). Cette variation provoque l'apparition d'une force électromotrice d'induction dans chacune des bobines, créant ainsi un courant triphasé. Dans ce type de générateur, la rotation de l'aimant, entraîné par le rotor de l'éolienne, doit être synchrone avec l'excitation des bobines, d'où son appellation, [6].

II.2 Types des machines synchrones

Le rotor d'une machine synchrone se présente sous deux formes distinctes définissant ainsi deux familles de machines, à pôles lisses et à pôles saillants.

II.2.1 Machines à pôles lisses

Ce type de machines est caractérisé par un bobinage inducteur réparti dans des encoches fraisées dans la masse du rotor cylindrique, ces machines sont destinées à fonctionner à grande vitesse de rotation, elles sont à entrefer constant.

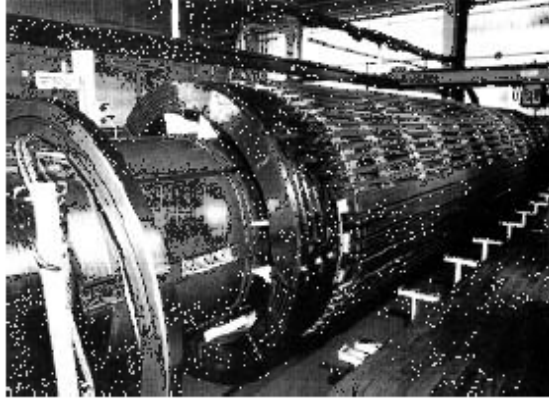


Fig. II.2 Rotor à pôles lisses.

II.2.2 Machine à pôles saillants

Cette forme d'exécution est réalisable pour toute vitesse de rotation synchrone et toute puissance, ce type de machines comporte souvent hormis l'enroulement inducteur placé sur les pôles. Un enroulement logé dans des encoches circulaires semi-fermées disposées à la surface de l'épanouissement polaire, cet enroulement est appelé amortisseur.

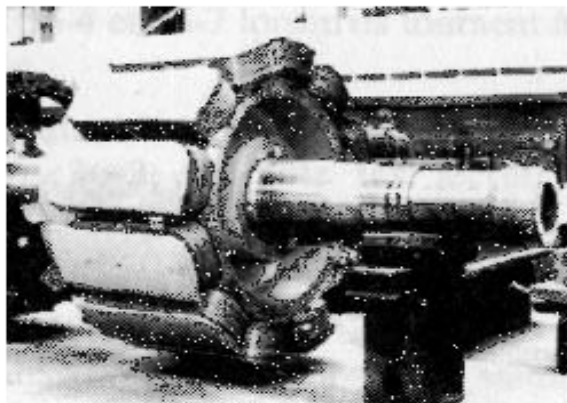


Fig. II.3 Rotor à pôles saillants

II.3 Machine synchrone à aimants permanents

Cette machine comporte comme toutes les autres machines triphasées un stator bobiné. Mais, dans ce cas là (MSAP) le rotor est remplacé par des aimants, et ceci présente l'avantage

d'éliminer le système balais bague, les pertes rotoriques ainsi que la présence d'une source d'alimentation afin de fournir le courant d'excitation, [14].

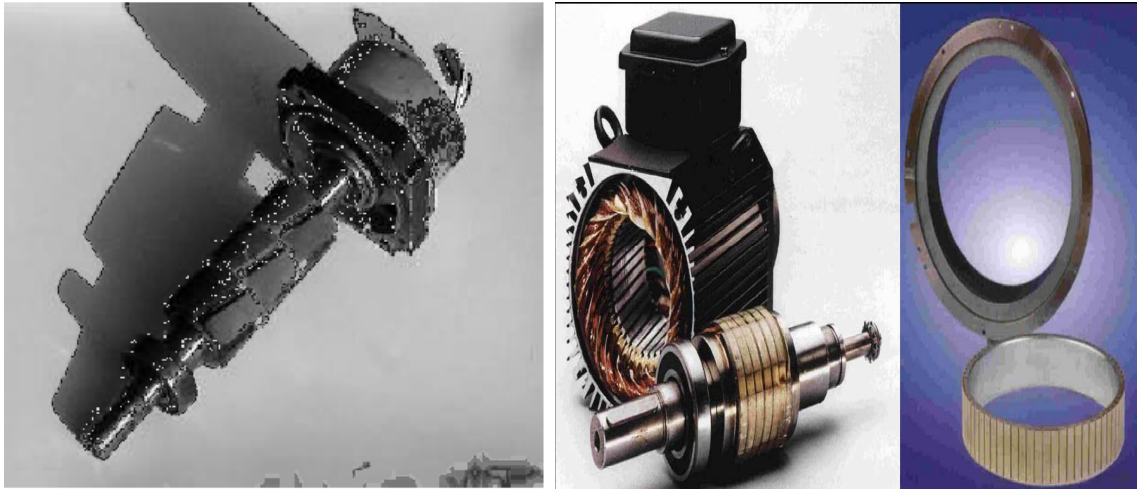


Fig. II.4 Rotor à aimants permanents.

➤ **Matériaux pour aimants**

On peut distinguer trois grandes catégories de matériaux utilisés pour la réalisation des aimants :

- **Les alnico** : sont les alliages de fer, d'aluminium, de nickel et de cobalt. Leur champ rémanent est élevé, mais leur excitation coercitive est faible, leur part de marché est assez réduite et leur coût est moyen.
- **Les ferrites** : sont des composés d'oxyde de ferrique et d'oxyde de strontium ou de baryum, leur champ rémanent n'est pas très élevé, mais leur excitation coercitive est importante, leur faible coût fait que les ferrites occupent aujourd'hui la majorité du marché des aimants.
- **Les composés de cobalt et de terres rares** : ces matériaux ont d'excellentes performances techniques, leur champ rémanent et leur excitation coercitive sont élevés, leur inconvénient reste le coût important (par exemple le samarium).

II.4 Généralité et historique de la MSAP

La très grande majorité des machines électriques utilisées dans l'industrie fait appel à des technologies connues depuis très longtemps : moteur asynchrone à cage d'écureuil et alternateur synchrone. Depuis quelques décennies. Les concepteurs de machines électriques étudient de nouvelles structures (machines à aimants permanents ou reluctance variable, avec flux axial. Radial ou transverse). Ces innovations sont possibles grâce aux avancées

technologiques dans l'électronique de puissance, les matériaux et les calculs numériques. Pour l'excitation rotorique, les aimants permanents ont remplacé le bobinage rotorique depuis une vingtaine d'années. Pourtant connus à l'époque des grecs, les aimants permanents n'ont connu leurs réels développements que depuis les années 1930. A l'heure actuelle, il existe quatre familles d'aimants permanents. Ce sont les Alnico (ou Ticonal), les ferrites dures, les aimants permanents Samarium- Cobalt et les aimants permanents Néodyme-Fer-Bore. Au cours des années 1930, les Alnico furent les premiers aimants permanents industrialisés. Ils sont Composés d'aluminium, de nickel et de cobalt, ils sont très peu utilisés de nos jours du fait de la présence de cobalt (très coûteux) et de leurs modestes propriétés magnétiques. Néanmoins, des applications de niches telles que les appareils de mesure et le domaine de la haute température utilisent ces aimants dotés d'une très bonne stabilité thermique, [16].

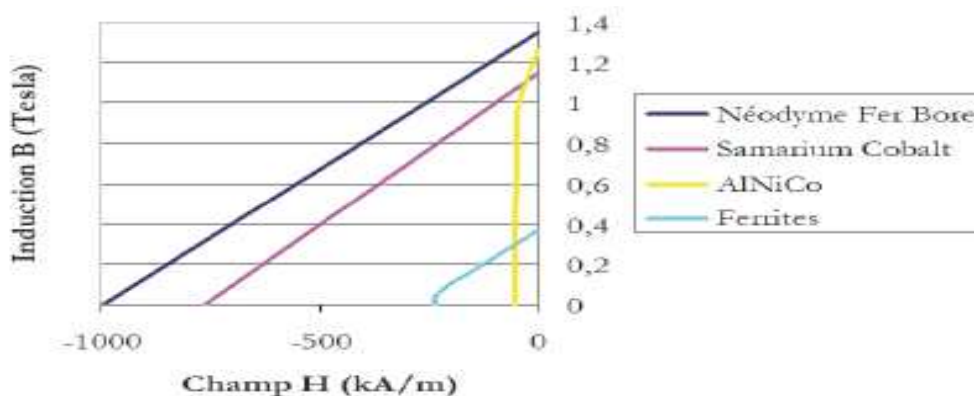


Fig. II.5 Courbes caractéristiques des aimants

Apparus dans les années 50. Les ferrites dures (hexaferrites de baryum ou de strontium) sont parmi les aimants les plus utilisés à l'heure actuelle. Malgré des performances magnétiques limitées, ils restent compétitifs grâce à leur très faible coût de production. Les aimants permanents samarium cobalt (SmCo), apparus dans les années 60, sont dotés de performances magnétiques très élevées supplantant dans ce domaine les deux familles précédentes. Résistants à la corrosion et stables en température, ils sont en revanche chers (présence de cobalt). Leurs applications sont limitées à des domaines où le coût n'est pas un critère majeur (en particulier les hautes températures). Enfin les plus récents, les aimants permanents néodyme fer bore (NdFeB), découverts dans les années 80, sont les aimants les plus utilisés dans l'industrie. En effet, ils combinent d'excellentes propriétés magnétiques et un faible coût d'exploitation (le néodyme est une terre rare plus répandue que le samarium). Très sensibles à la corrosion, ils ne peuvent être utilisés seulement qu'après avoir été recouverts d'une couche protectrice. Leur température de Curie, comprise entre 310 et 330°C

contre 700 à 850 °C pour les SmCo, handicap majeur de ces aimants, limite ont leurs domaines d'application. Pour la suite, le choix s'est porté naturellement vers les aimants permanents néodyme fer bore qui offrent des performances magnétiques élevées pour un cout d'exploitation abordable, [16].

❖ Emplacement des aimants

Différentes configurations d'emplacement des aimants sont possibles (Fig. II.6). Chacune a ses avantages et ses inconvénients. En règle générale, les aimants en surface ont l'avantage d'être simples à mettre en place (un simple collage sur la surface du rotor suffit). A haute vitesse, cette configuration n'est pas adaptée car avec la force centrifuge, les aimants vont se décoller. Pour remédier à ce problème, il est préconisé de recourir soit a un rotor extérieur avec aimants en surface (les aimants étant plaqués à la surface grâce à la force centrifuge) soit à fretter les aimants. En plus de supprimer les problèmes de décollement à haute vitesse, les aimants enterrés peuvent être utilisés en concentration de flux. Ainsi, leur utilisation est optimisée. A noter qu'en plaçant les aimants de cette manière, les courants de Foucault dans les aimants sont diminués, [16].

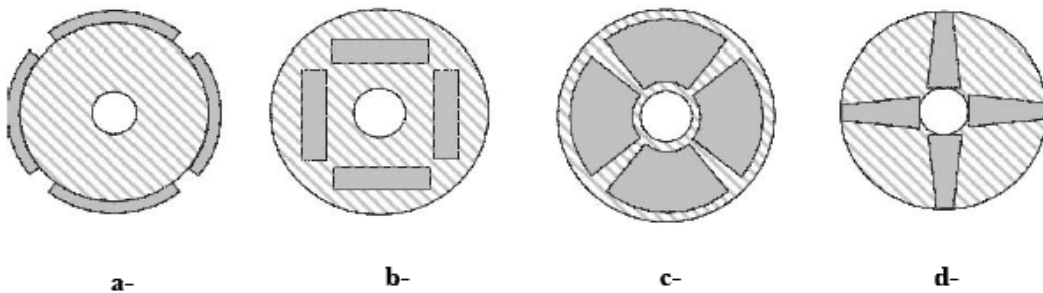


Fig. II.6 Quelques configurations du placement des aimants.

Aujourd'hui, la plupart des machines synchrones utilisées dans l'éolien sont des machines synchrones à aimants permanents (MSAP). Par rapport à la machine à excitation, la MSAP a un meilleur rendement et un couple massique plus important. L'inconvénient de la MSAP, réside dans le prix élevé des aimants terre rare (assemblage). On distingue généralement, [3], [28]:

➤ **Machine synchrone à flux radial**

La plupart de ces machines sont à rotor intérieur. Ce type de machine permet d'avoir de bonnes performances sur une grande plage de variation de vitesse de rotation.

➤ **Machine synchrone à flux axial**

Pour les applications basse vitesse, la structure de la machine axial reste compacte alors que la machine radial tend vers une structure creuse. Ceci conduit à un couple volumique plus important pour la machine à flux axial.

➤ **Machine synchrone à flux transverse:**

La machine à flux transverse est une technologie nouvelle et intéressante. Il existe plusieurs topologies mais la plus pertinente utilise des aimants permanents avec concentration du flux. Cette dernière semble bien adaptée à la vitesse variable à l'entraînement direct mais elle a été étudiée surtout en moteur.

II.5 Description de la MSAP

Les machines synchrones vis-à-vis des machines asynchrones ont une puissance massique plus importante. Le flux rotorique étant connu il est plus facile de maîtriser le couple. Les progrès fait dans la fabrication des aimants qu'ils soient à base d'alliage métalliques ou de terre rares font qu'aujourd'hui l'utilisation des MSAP va augmentés.

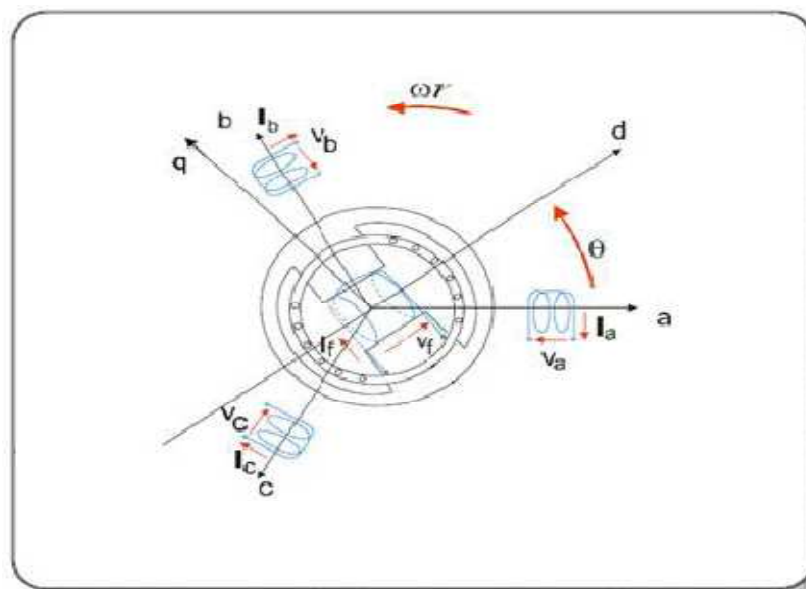


Fig. II.7 Représentation d'une machine synchrone

La machine synchrone à aimants permanents (MSAP) représentée par la figure II.7 comporte un stator et un rotor de constitution symétrique avec une paire de pôle. Dans des encoches régulièrement réparties sur la surface interne du stator sont logés trois enroulements identiques, leurs axes sont distants entre eux d'un angle électrique égale à $(2\pi/3)$ et connectés en étoile à neutre isolé.

L'excitation rotorique est créée soit par un bobinage alimenté en courant continu soit par des aimants permanents. Ces aimants sont supposés rigides et de perméabilité voisine de celle de l'air, [31].

II.6 Domaine d'application de MSAP

La machine synchrone à aimants permanents est utilisée largement dans plusieurs applications comme les machines à outils, la robotique, les générateurs aérospatiaux, la traction électrique, [10], avec un large gamme de puissance, allant de centaines de Watts (servomoteur) à plusieurs méga Watts (système de propulsion des navires), dans des applications aussi diverses que le positionnement, la synchronisation l'entraînement à vitesse variable, et la traction, [32].

- ✓ Elle fonctionne comme compensateur synchrone.
- ✓ Elle est utilisée pour les entraînements qui nécessitent une vitesse de rotation constante, tels que les grands ventilateurs, les compresseurs et les pompes centrifuges, et grâce au développement de l'électronique de puissance. L'association machine à aimants convertisseur de puissance a trouvé de nombreuses applications dans les domaines très divers tels que la robotique, la technologie de l'espace et dans d'autres applications plus particulières (domestique,...), [32].

II.7 Avantage de GSAP

La génératrice synchrone à aimants permanents qui offre un grand nombre d'avantages, [28]:

- ✓ Une haute efficacité énergétique.
- ✓ Une grande fiabilité.
- ✓ Une simplicité de mise en œuvre.

II.8 Machine électrique généralisée triphasée

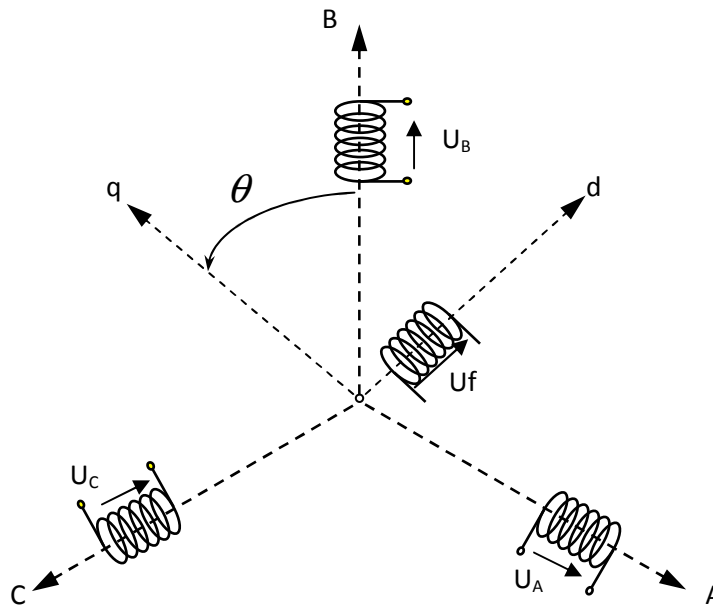


Fig. II.8 Modèle de la machine électrique généralisée triphasée.

II.8.1 Hypothèses simplificatrices

- Entrefer constant.
- Effet d'encoche négligeable.
- Saturation négligeable ainsi que l'hystérésis et les courants de Foucault.
- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température.
- Effet de peau négligeable.

II.8.2 Equations de la machine électrique généralisée triphasée

II.8.2.1 Equations des tensions statoriques et rotoriques

$$\left\{ \begin{array}{l} V_A = R_s I_A + \frac{d\psi_A}{dt} \\ V_B = R_s I_B + \frac{d\psi_B}{dt} \\ V_C = R_s I_C + \frac{d\psi_C}{dt} \\ V_f = R_f I_f + \frac{d\psi_f}{dt} \end{array} \right. \quad (\text{II.1})$$

II.8.2.2 Equations des flux

$$\begin{cases} \Psi_A = L_s I_A + M_{AB} I_B + M_{AC} I_C + M_{Af} I_f \\ \Psi_B = L_s I_B + M_{BA} I_A + M_{BC} I_C + M_{Bf} I_f \\ \Psi_C = L_s I_C + M_{CA} I_A + M_{CB} I_B + M_{Cf} I_f \\ \Psi_f = L_f I_f + M_{fA} I_A + M_{fB} I_B + M_{fC} I_C \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

Les coefficients des équations différentielles sont variables (en fonction de Θ) et la résolution analytique du système se heurte à des difficultés pratiquement insurmontables. Pour simplifier ce système on introduit la transformée de **PARK** qui fait correspondre aux variables réelles leurs composantes:

$$\begin{cases} V_d, V_q, V_0 \\ I_d, I_q, I_0 \end{cases}$$

Sachant que le passage triphasé-biphasé est donné comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = [P(\theta)] \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = [P(\theta)] \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (\text{II.3})$$

Où $[P(\theta)]$ est la matrice de PARK normalisée, elle est définie par :

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

II.9 Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents

Le modèle mathématique de la machine synchrone à aimants permanents obéit à certaines hypothèses essentielles simplificatrices.

II.9.1 Hypothèses simplificatrices

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

- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température.

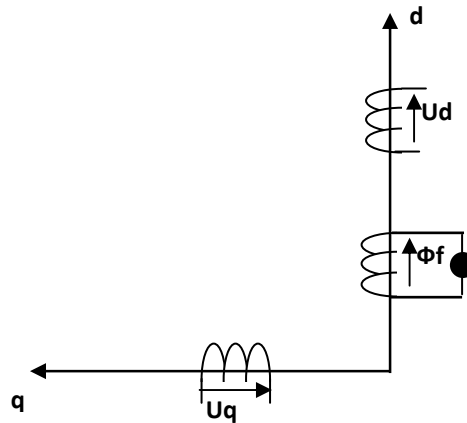


Fig. II.9 Représentation de la génératrice à aimants permanents sur l'axe (d,q).

II.9.2 Mise en équations

II.9.2.1 Equations des tensions

$$\begin{cases} U_d = -R_s I_d - \frac{d\psi_d}{dt} - \omega \psi_q \\ U_q = -R_s I_q - \frac{d\psi_q}{dt} + \omega \psi_d \end{cases} \quad (\text{II.5})$$

II.9.2.2 Equations des flux

$$\begin{cases} \psi_d = L_d I_d + \psi_f \\ \psi_q = L_q I_q \end{cases} \quad (\text{II.6})$$

Si on remplace les équations des flux (II.6) dans le système (II.5) on obtient le système suivant :

$$\begin{cases} U_d = -R_s I_d - L_d \frac{dI_d}{dt} - \omega L_q I_q \\ U_q = -R_s I_q - L_q \frac{dI_q}{dt} + \omega (L_d I_d + \psi_f) \end{cases} \quad (\text{II.7})$$

- Mise sous forme matricielle :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -L_d & 0 \\ 0 & -L_q \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} U_d \\ U_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -L_d & 0 \\ 0 & -L_q \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -R_s & -\omega L_q \\ \omega L_d & -R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \omega \psi_f \end{bmatrix} \quad (\text{II.8})$$

II.9.2.3 Equation de couple

Le couple électromagnétique C_{em} est exprimé par la dérivée de stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique du rotation du rotor, [10].

$$C_{em} = \frac{dw_e}{d\theta_{geo}} = P \frac{dw_e}{d\theta_e} \quad (II.9)$$

W_e : Energie emmagasinée dans le circuit magnétique.

θ_{geo} : Ecart angulaire de la partie mobile (rotor par rapport au stator).

P : Nombre de paire de pôle.

L'expression de la puissance transmise dans le repère de Park est donnée par, [10]:

$$P(t) = \frac{3}{2} (U_d I_d + U_q I_q) \quad (II.10)$$

En remplaçant U_d , U_q par leurs expression, on aura :

$$P(t) = \frac{3}{2} [-Rs(I_d^2 - I_q^2) - \left(I_d \frac{d\Psi_d}{dt} + I_q \frac{d\Psi_q}{dt} \right) + \frac{d\theta}{dt} (\Psi_d I_q - \Psi_q I_d)] \quad (II.11)$$

Le terme $\frac{3}{2} [-Rs(I_d^2 - I_q^2)]$: Représente la puissance dissipée en pertes joule dans les enroulements du stator, [10].

Le terme $\frac{3}{2} \left(I_d \frac{d\Psi_d}{dt} + I_q \frac{d\Psi_q}{dt} \right)$: Représente la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator, [10].

Le terme $\frac{3}{2} \left[\frac{d\theta}{dt} (\Psi_d I_q - \Psi_q I_d) \right]$: Représente la puissance électromagnétique, [10].

$$\text{Sachant que : } p\Omega = w \text{ et } P_e = C_{em} \cdot \Omega \quad (II.12)$$

L'expression du couple électromagnétique peut être exprimé par :

$$C_{em} = \frac{3}{2} P [(\Psi_d I_q - \Psi_q I_d)] \quad (II.13)$$

Après affectation des opérations nécessaire, on peut écrire, [10]:

$$C_{em} = \frac{3}{2} P [(L_d - L_q) I_d I_q + \Psi_f I_q] \quad (II.14)$$

II.9.2.4 Equation mécanique

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

$$C_m - C_{em} - f \Omega = J \frac{d\Omega}{dt} \tag{II.15}$$

Avec :

C_m : Le couple moteur appliqué sur la génératrice.

$f \Omega$: Le couple de frottement.

J : Moment d'inertie total de la machine.

f : Coefficient de frottement visqueux.

II.9.3 Modélisation de la génératrice à vide

II.9.3.1 Equation d'état

$$\begin{cases} I_d = 0 \\ I_q = 0 \end{cases} \tag{II.16}$$

Les expressions des tensions et couple devient:

$$\begin{cases} V_d = 0 \\ V_d = w \psi_f \\ C_{em} = 0 \end{cases} \tag{II.17}$$

II.9.3.2 Schémas bloc de la génératrice à aimants permanents à vide

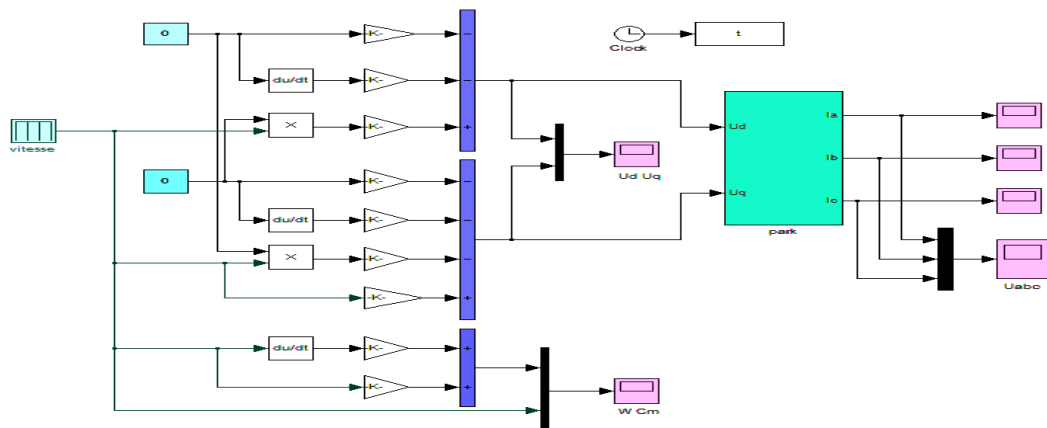


Fig. II.10 Schéma bloc de la génératrice à aimants permanents à vide.

II.9.3.3 Résultats de simulation du GSAP à vide

On fait lancer la génératrice à l'aide d'un couple moteur égale à 6.28Nm pour une durée de 0.01s, puis, on la laisse tourner librement. Etant donné que le frottement considéré dans ce cas est nul, on constate d'après la figure (Fig. II.11) que la vitesse est stabilisée à une valeur de 78.5 rad/s, et les tensions de phases sont parfaitement sinusoïdales avec une crête de 55V et une fréquence de 50Hz.

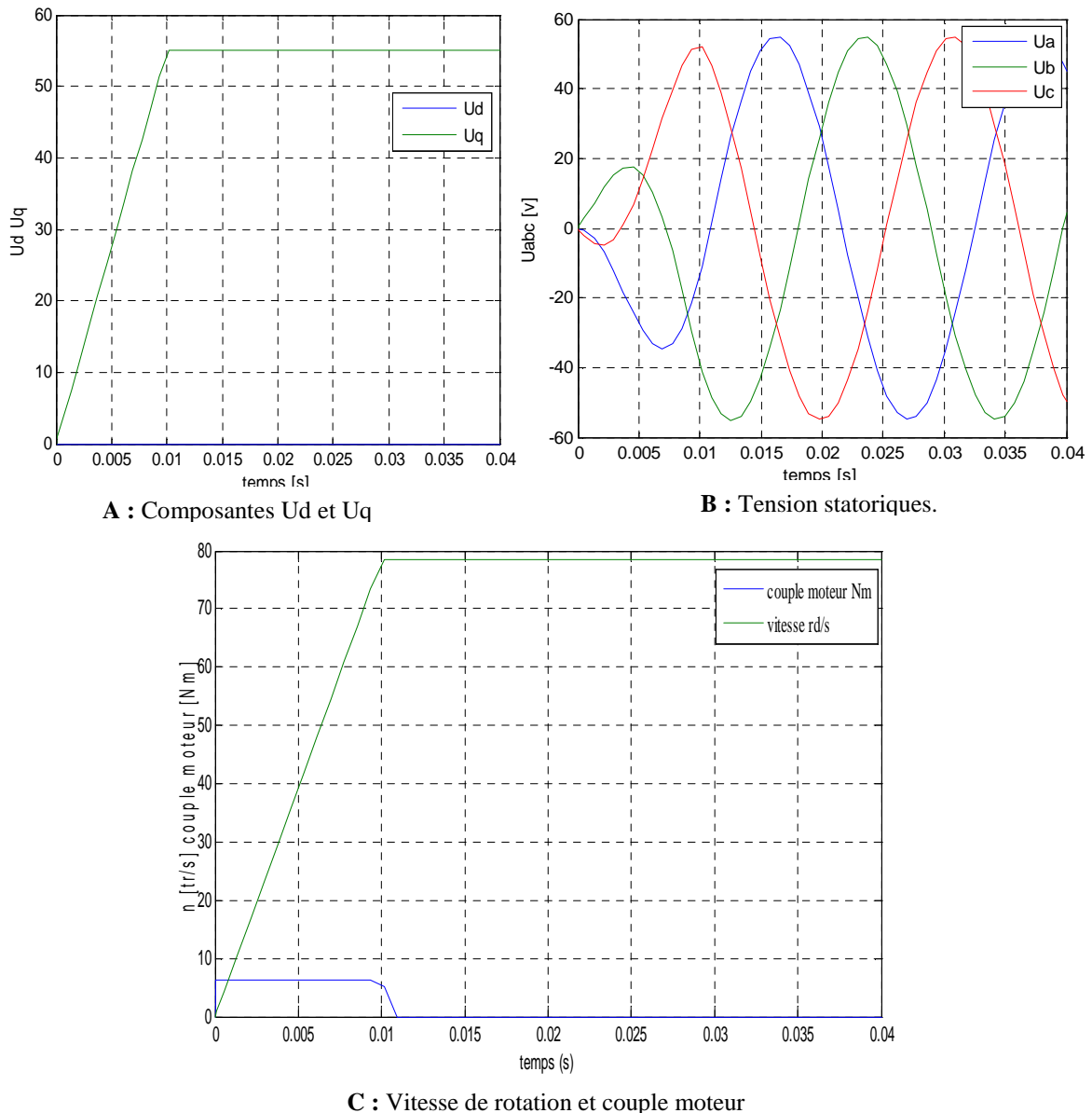


Fig. II.11 Résultats de simulation de la génératrice à aimants permanents à vide

II.9.4 Modélisation de la génératrice en charge

La génératrice alimente une charge électrique (R_{ch} - L_{ch}). Pour avoir les tensions et les courants résultats de l'application de cette charge sur la génératrice, on applique d'une part, les équations données par (II.7), et d'autre part, l'application des tensions U_d et U_q sur la charge donne :

$$\begin{cases} U_d = R_{ch} I_d + L_{ch} \frac{dI_d}{dt} - w L_{ch} I_q \\ U_q = R_{ch} I_q + L_{ch} \frac{dI_q}{dt} + w L_{ch} I_d \end{cases} \quad (II.18)$$

En remplaçant les expressions de U_d et U_q dans (II.18), on aura le système suivant :

$$\begin{cases} 0 = -(R_s + R_{ch}) I_d - (L_d + L_{ch}) \frac{dI_d}{dt} + w(L_q + L_{ch}) I_q \\ 0 = -(R_s + R_{ch}) I_q - (L_q + L_{ch}) \frac{dI_q}{dt} + w(L_d + L_{ch}) I_d + w \Psi_f \end{cases} \quad (II.19)$$

En introduisant la transformée de LAPLACE dans les équations ci-dessus, elles deviennent :

$$\begin{cases} S I_d = \frac{1}{(L_d + L_{ch})} [-(R_s + R_{ch}) I_d + w(L_q + L_{ch}) I_q] \\ S I_q = \frac{1}{(L_q + L_{ch})} [-(R_s + R_{ch}) I_q - w(L_d + L_{ch}) I_d + w \Psi_f] \end{cases} \quad (II.20)$$

Considérons le flux d'excitation Ψ_f comme grandeur de commande, et les courants I_d , I_q comme variables d'états.

II.9.4.1 Equation d'état

On cherche à obtenir un système d'équation sous forme d'équation d'état :

$$\frac{d}{dt} [x] = [A][x] + [B][v] \quad (II.21)$$

$$[x] = [I_d \ I_q]^t, \quad [v] = [0 \ \Psi_f]^t \quad (II.22)$$

Les équations (II.20), peuvent s'écrire sous la forme matricielle (II.23) :

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ds} \\ I_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & w \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\omega \frac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \omega \frac{\psi_f}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.23})$$

On peut écrire les matrices [A] et [B] sous la forme :

$$[A] = [A1] + w[A2] = \begin{bmatrix} \frac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & 0 \\ 0 & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} + w \begin{bmatrix} 0 & \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\frac{L_d + L_{ch}}{L_q + L_{ch}} & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.24})$$

$$[B][v] = \omega \frac{1}{L_q + L_{ch}} \begin{bmatrix} 0 \\ \psi_f \end{bmatrix} \quad (\text{II.25})$$

II.9.4.2 Modélisation de l'onduleur de tension

Un onduleur de tension triphasé dont les composants semi-conducteurs contrôlables est des transistors. Plusieurs méthodes sont utilisées pour commander les interrupteurs d'un onduleur. La stratégie la plus utilisée est la *Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI)*.

Plusieurs types de *MLI* se présentent pratiquement, dont on peut citer [33] :

- ✚ Les modulations *sinus-triangle* effectuant la comparaison d'un signal de référence sinusoïdal à une porteuse en général triangulaire;
- ✚ Les modulations *précalculées* pour lesquelles les angles de commutation sont calculés hors ligne pour annuler certaines composantes du spectre de la tension, et donner une certaine onde fondamentale;
- ✚ Les modulations *postcalculées* appelées encore *MLI* régulières symétriques ou *MLI* vectorielles dans lesquelles les angles de commutation sont calculés en ligne.

On s'intéresse à la première technique. Pour modéliser l'onduleur de tension (Fig. II.12) on considère son alimentation comme une source parfaite, supposée être constituée de deux générateurs de f.é.m. égale à $U_0/2$ connectés entre eux par un point noté n_0 , [34].

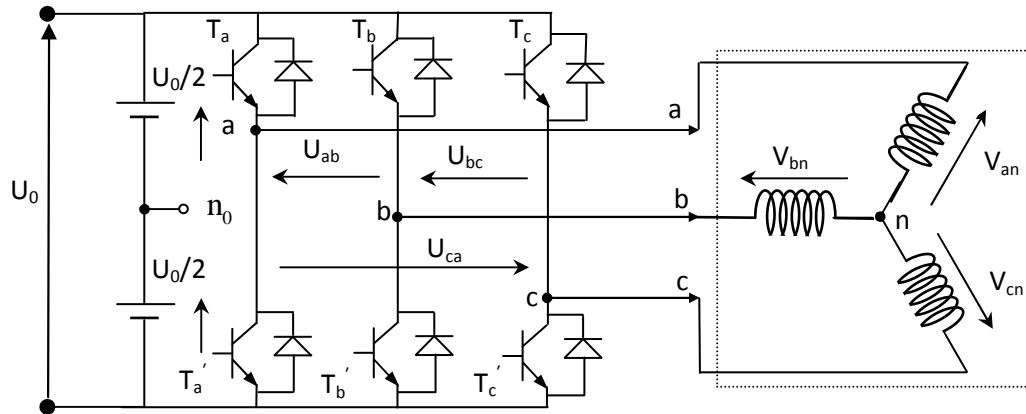


Fig. II.12 Schéma de l'onduleur triphasé.

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

- si $S_i = 1$, alors T_i est fermée et T'_i est ouvert,
- si $S_i = 0$, alors T_i est ouvert et T'_i est fermée.

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

$$\begin{cases} U_{ab} = V_{an0} - V_{bn0} \\ U_{bc} = V_{bn0} - V_{cn0} \\ U_{ca} = V_{cn0} - V_{an0} \end{cases} \quad (\text{II.26})$$

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

$$\begin{cases} V_{an} = (1/3)[U_{ab} - U_{ca}] \\ V_{bn} = (1/3)[U_{bc} - U_{ab}] \\ V_{cn} = (1/3)[U_{ca} - U_{bc}] \end{cases} \quad (\text{II.27})$$

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

$$\begin{cases} V_{an} + V_{nn_0} = V_{an0} \\ V_{bn} + V_{nn_0} = V_{bn0} \\ V_{cn} + V_{nn_0} = V_{cn0} \end{cases} \quad (\text{II.28})$$

Donc, on peut déduire que :

$$V_{mn_0} = \frac{1}{3} [V_{an_0} + V_{bn_0} + V_{cn_0}] \quad (\text{II.29})$$

L'état des interrupteurs supposés parfaits $\Leftrightarrow S_i (1 \text{ ou } 0) \{i=a, b, c\}$ on a :

$$V_{ino} = S_i U_0 - \frac{U_0}{2} \quad (\text{II.30})$$

On a donc :

$$\begin{cases} V_{an0} = (S_a - 0.5)U_0 \\ V_{bn0} = (S_b - 0.5)U_0 \\ V_{cn0} = (S_c - 0.5)U_0 \end{cases} \quad (\text{II.31})$$

En remplaçant (II.29) dans (II.28), on obtient :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{2}{3}V_{an0} - \frac{1}{3}V_{bn0} - \frac{1}{3}V_{cn0} \\ V_{bn} = -\frac{1}{3}V_{an0} + \frac{2}{3}V_{bn0} - \frac{1}{3}V_{cn0} \\ V_{cn} = -\frac{1}{3}V_{an0} - \frac{1}{3}V_{bn0} + \frac{2}{3}V_{cn0} \end{cases} \quad (\text{II.32})$$

En remplaçant (II.31) dans (II.32), on obtient :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot U_0 \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.33})$$

II.9.4.3 Schémas bloc de la génératrice à aimants permanents en charge

A partir des équations (II.20 à II.33 et II.15), on construit le bloc de simulation de la génératrice (Fig. II.13).

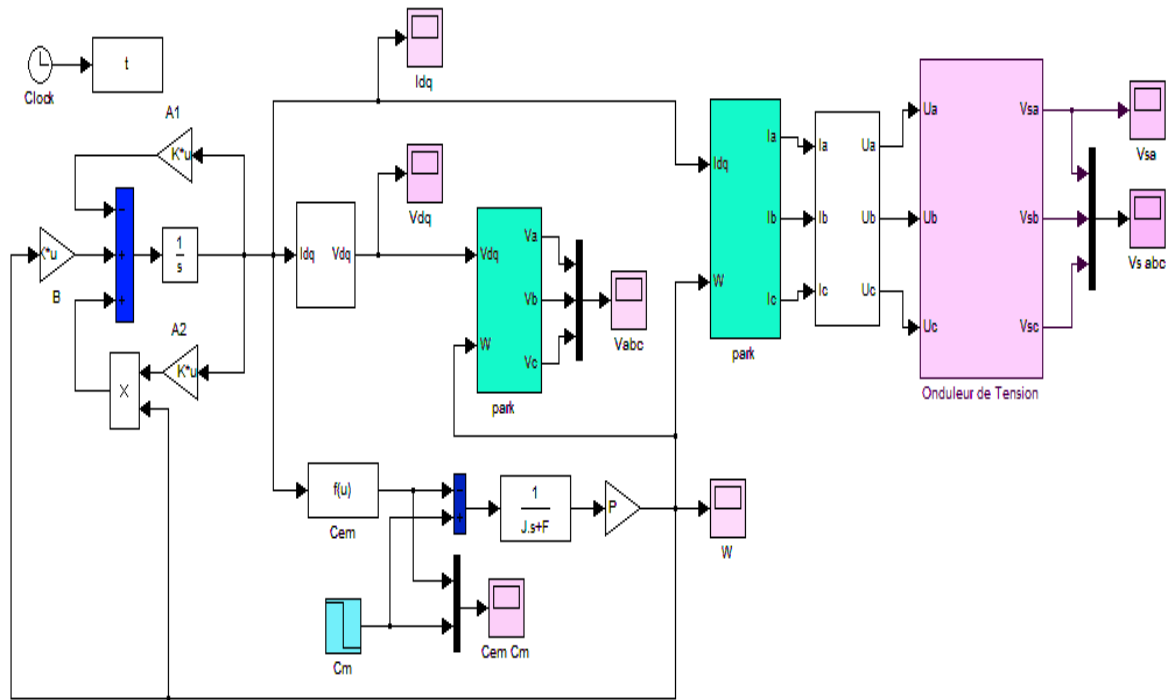
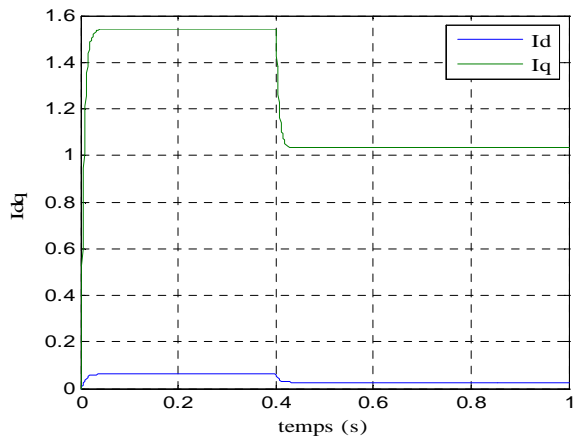


Fig. II.13 Schéma bloc de la génératrice à aimants permanents en charge.

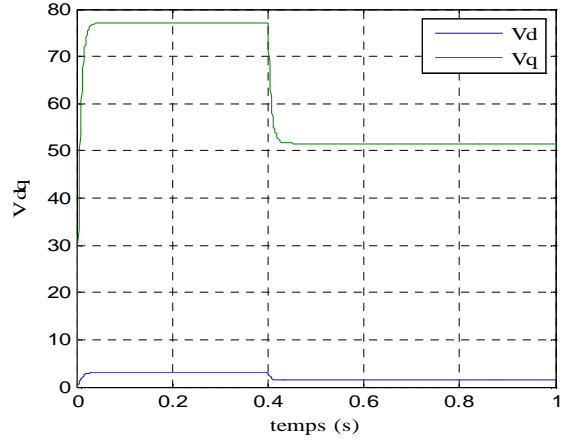
II.9.4.4 Résultats de simulation de GSAP en charge

Après avoir simulé le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents en charge, on a obtenu les résultats présentés par la figure (Fig. II.14).

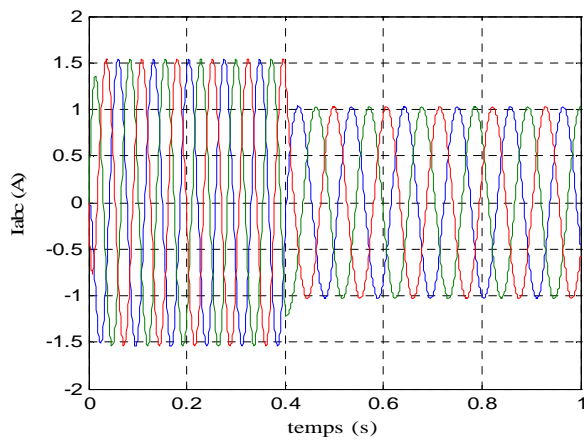
Pour obtenir l'effet de la charge électrique sur le comportement de la génératrice en fonction de la puissance mécanique fournie, deux couples moteurs différents sont appliqués (Fig. II.14.e), on constate sur la figure (Fig. II.14.f) que la vitesse de la génératrice est faible et loin de celle de synchronisme, ce qui traduit par des faibles fréquences de tension et courant représentés sur les figures (Fig. II.14.c), et (Fig. II.14.d). Ce-ci est expliqué par le fait que le couple moteur appliqué est insuffisant. En diminuant le couple moteur de 6.28Nm à 4.2Nm, la vitesse mécanique varie de 277tr/min jusqu'à 185tr/min la tension et le courant diminuent respectivement de 77.17V à 51.6V, et 1.54A à 1.03A. Il est clair donc, que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie.



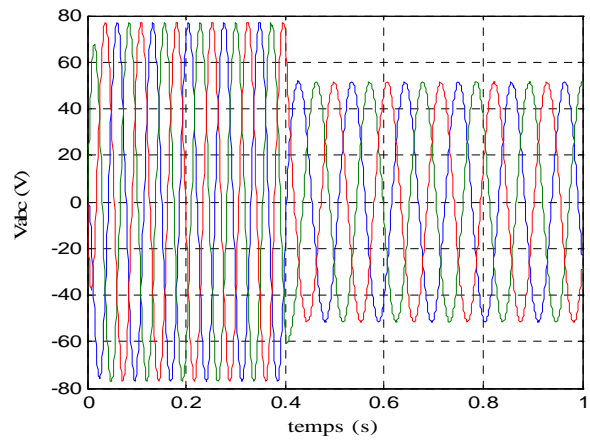
A : Composantes I_d et I_q



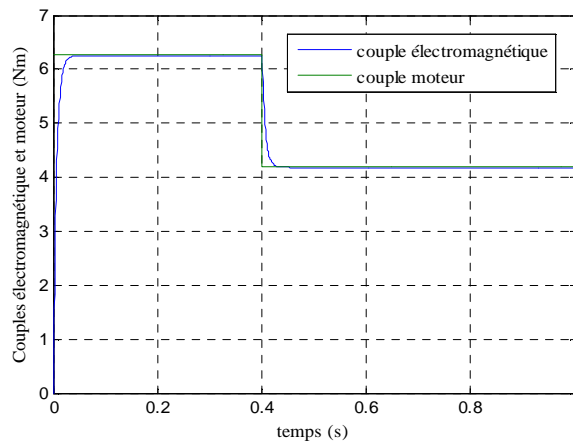
B : Composantes V_d et V_q



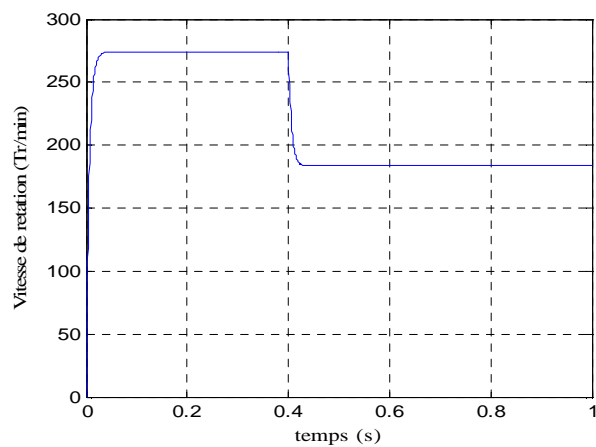
C : courants statoriques I_{abc} .



D : Tensions statoriques V_{abc} .



E : couple électromagnétique et couple moteur



F : Vitesse de rotation

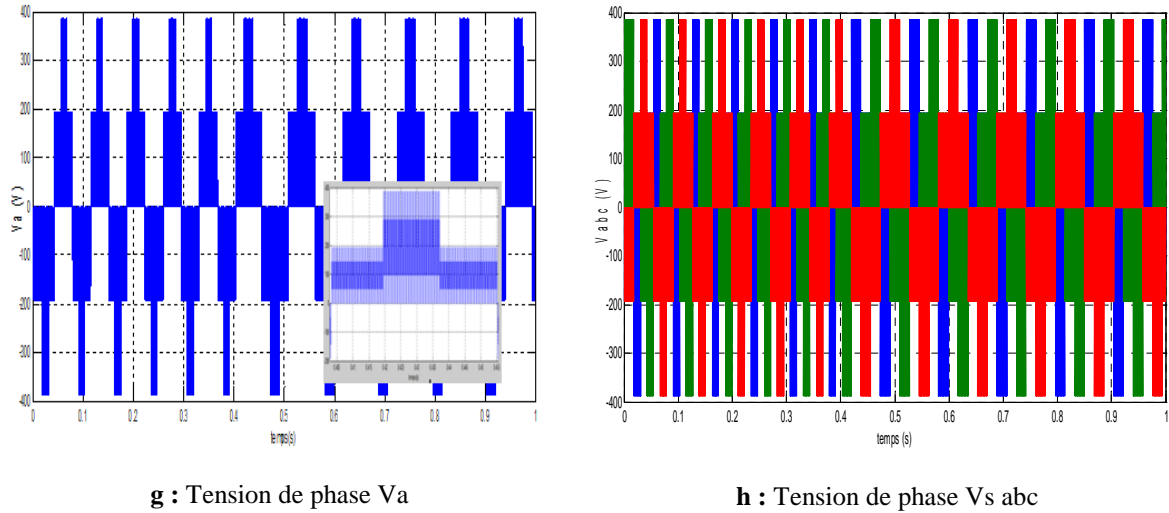


Fig. II.14 Résultats de simulations de la génératrice synchrone à aimants permanents en charge.

II.10 L'influence d'une charge réelle sur une source parfaite

Considérons les tensions V_d , V_q et le flux d'excitation Ψ_f comme grandeurs de commande, les courants I_d , I_q comme variables d'états.

II.10.1 Equation d'état

On cherche à obtenir un système d'équations sous forme d'équation d'état :

$$\frac{d}{dt}[x] = [A][x] + [B][v] \quad (\text{II.34})$$

$$\frac{d}{dt}[y] = [C][x] + [D][v] \quad (\text{II.35})$$

Avec :

$$[x] = [I_d \ I_q]^t, \quad [v] = [v_d \ v_q \ \Psi_f]^t \quad (\text{II.36})$$

Les équations (II.20), peuvent s'écrire sous la forme matricielle (II.37)

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ds} \\ \dot{I}_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & \omega \frac{L_q}{L_d} \\ -\omega \frac{L_d}{L_q} & -\frac{R_s}{L_q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_q} & \omega \frac{1}{L_q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ \Psi_f \end{bmatrix} \quad (\text{II.37})$$

On peut écrire les matrices [A] et [B] sous la forme :

$$[A] = [A_1] + w[A_2] = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & 0 \\ 0 & -\frac{R_s}{L_q} \end{bmatrix} + w \begin{bmatrix} 0 & \frac{L_q}{L_d} \\ -\frac{L_d}{L_q} & 0 \end{bmatrix} \quad (II.38)$$

$$[B] = [B_1] + w[B_2] = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_q} & 0 \end{bmatrix} + w \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L_q} \end{bmatrix} \quad (II.39)$$

II.10.2 Schéma bloc de la GSAP d'une charge réelle sur une source parfaite

A partir des équations (II.37 à II.39, et II.15), on construit le bloc de simulation de la génératrice.

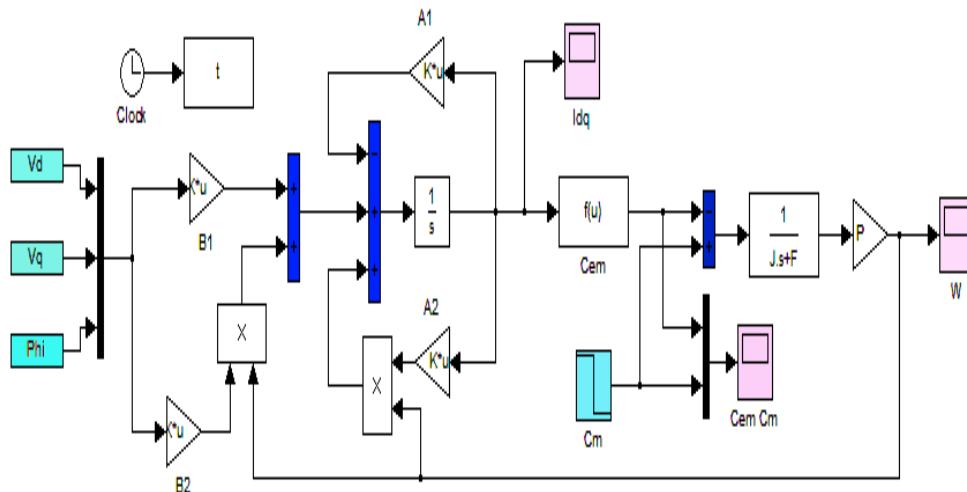
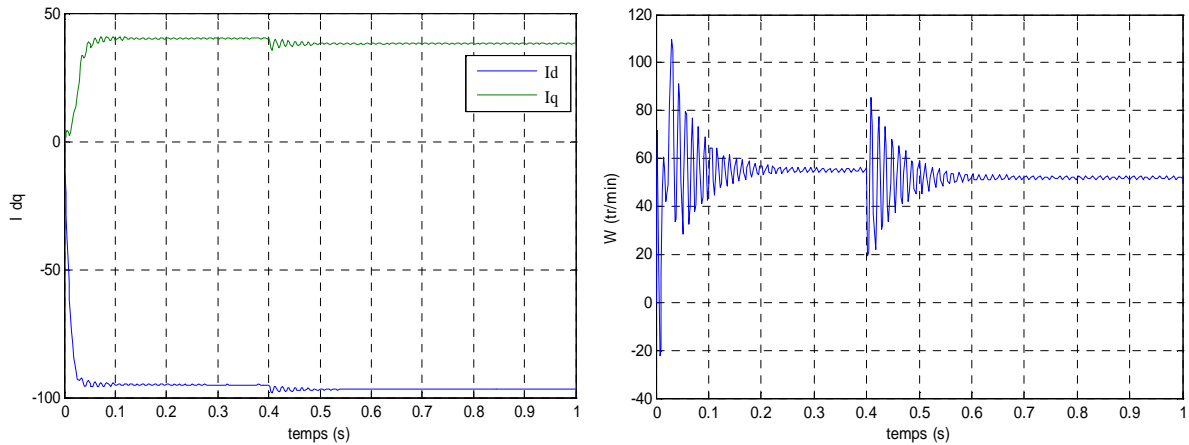


Fig. II.15 Schéma bloc de la GSAP d'une charge réelle sur une source parfaite

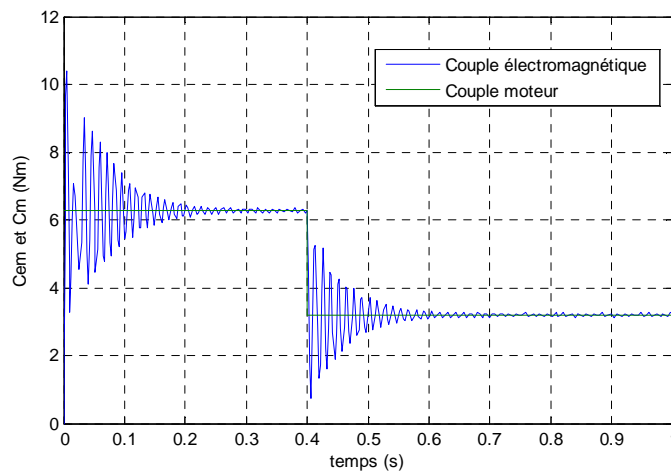
II.10.3 Résultats de simulation du GSAP d'une charge réelle sur une source parfaite

On applique à la génératrice un couple moteur de 6.28 Nm à l'instant t=0 s, et on la connecte à une source Vd de valeur efficace de 100 V. Après un instant de 0.4 s, on diminue ce couple jusqu'à 3.2 Nm. L'allure du couple électromagnétique présente aux premiers instants de démarrage des battements importants, pendant un intervalle de temps très court l'allure coïncide avec celle de la vitesse pour tendre finalement à une valeur qui annule le couple moteur.



A : Composantes Id et Iq.

B : Vitesse de rotation



C : couples électromagnétique et couple moteur

Fig. II.16 Résultats de simulation de la GSAP d'une charge réelle sur une source parfaite

Conclusion

Ce chapitre est consacré à la modélisation et la simulation de la génératrice synchrone à aimants permanents sous l'environnement Matlab-Simulink.

Après avoir présenté les types des aimants permanents, les caractéristiques des matériaux utilisés, la description de la machine synchrone à aimants permanents et les différentes structures rencontrées, nous avons établie, en premier lieu, les différentes équations de la machine électrique triphasée dans sa structure générale, avant d'arriver à un modèle définitif de la génératrice synchrone à aimants permanents utilisée au cours de ce travail.

Ce modèle a été validé par des résultats de simulation à vide, avec une charge séparée et encore connectée à une source de tension.

Ces résultats montrent que la puissance mécanique fournie, la vitesse et la charge ont une influence directe sur les courants et les tensions de la machine. Un modèle équivalent du convertisseur utilisé, du bus continu du filtre ont aussi été abordés.

Dans le but de simplifier les modèles abordés nous avons opté pour des modèles équivalents dans le repère de Park.

Dans le chapitre suivant, on abordera l'étude et la modélisation de la turbine éolienne qui est utilisée dans la conversion de l'énergie cinétique du vent.

Chapitre

III

MODÉLISATION

DE LA

TURBINE ÉOLIENNE

Introduction

Une éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice, [10].

Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique. D'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable pour parvenir à cet objectif, [35]. Idéalement, une éolienne doit comporter, [15], [16], [35].

- ✚ Un système qui permet de la contrôler mécaniquement au niveau de la turbine, essentiellement pour limiter la puissance pour les vents forts (L'orientation des pales de l'éolienne, l'orientation de la nacelle).
- ✚ Un système qui permet de la contrôler électriquement au niveau du générateur associé à l'électronique de commande (Machine électrique associée à l'électronique de commande).

Dans ce chapitre, on s'intéresse essentiellement à la modélisation et au contrôle de la turbine éolienne. Dans un premier temps, une étude aérodynamique de la turbine est présentée, en vue de connaître ses principaux paramètres de fonctionnement, à savoir les coefficients de puissance (C_p) et de couple, et la limite de BETZ.

Différentes stratégies de commande sont décrites dans le but de contrôler la puissance aérodynamique de la turbine, et limiter cette puissance lorsque la vitesse du vent devient trop élevée. Un modèle analytique de la turbine éolienne sera réalisé.

III.1 Modèle du vent

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs. L'énergie cinétique contenue dans le vent est transformée en partie en énergie mécanique par la turbine, puis en énergie électrique par le générateur. C'est donc une variable importante à modéliser car la précision des simulations dépendra de la qualité de son modèle, [36].

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie. Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien, [4]. De nombreux travaux sur la modélisation du vent ont été réalisés, [7]. L'un des principes retenus consiste à générer l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de transfert à déterminer.

Les paramètres de cette fonction de transfert dépendent de grandeurs caractéristiques du site et de la nature du vent.

Donc la vitesse du vent va être décomposée en deux composantes, [36]:

$$v(t) = v_0 + vT(t)$$

- ✚ Une composante turbulente du vent $vT(t)$ est un processus aléatoire stationnaire (ne varie pas avec la vitesse moyenne du vent).
- ✚ Une composante lente v_{moy} ; c'est la moyenne de la vitesse du vent variant régulièrement sur de plus longues périodes dans un site donné.

Alors la vitesse du vent sera modélisée sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques sous la forme:

$$V(t) = 7,5 + 0,7 [3\sin 0,09t + 0,7\sin 0,42t + 18\sin 0,01t + \sin 0,038t]$$

La Figure (Fig. III.1) Représente le vent simulé avec une vitesse moyenne de 7,5 m/s.

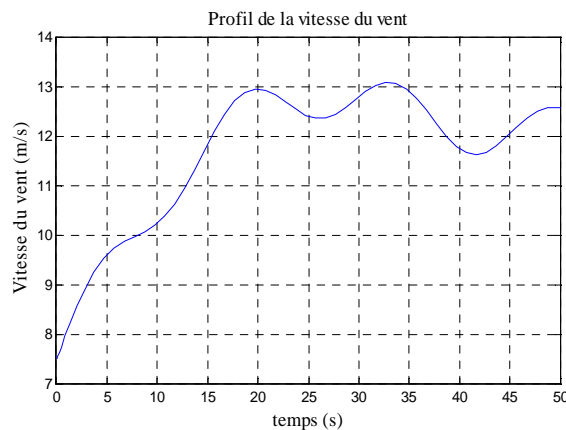


Fig. III.1 Simulation du profil de la vitesse du vent.

III.2 Conversion de l'énergie éolienne

III.2.1 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, [10]. Trois facteurs déterminent le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor : la densité de l'air, la surface balayée par le rotor et la vitesse du vent. La densité de l'air et la vitesse du vent sont des paramètres climatologiques qui dépendent du site, [6].

L'énergie cinétique d'une colonne d'air de longueur dx , de section S et de masse volumique ρ , animée d'une vitesse v , (Fig. III.2) s'écrit :

$$dE_c = \frac{1}{2} \rho S dx v^2 \tag{III.1}$$

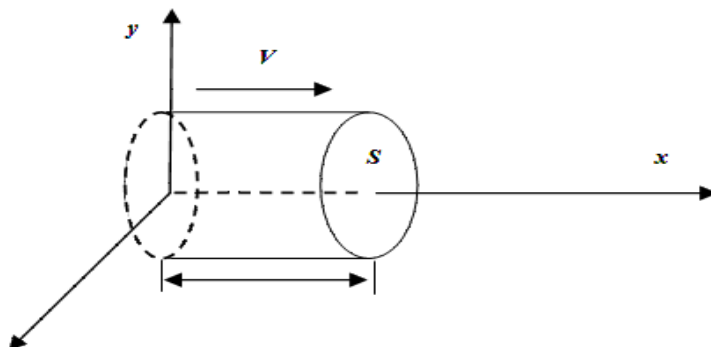


Fig. III.2 Colonne d'air animée d'une vitesse v .

La puissance P_m extraite du volume d'air en mouvement est la dérivée de l'énergie cinétique par rapport au temps.

En supposant $dx = vdt$, on déduit l'expression de P_m :

$$P_m = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho S_0 V^3 \quad (\text{III.2})$$

ρ : masse volumique de l'air, $1,3 \text{ kg/m}^3$.

V : vitesse instantanée du vent (en m/s).

E_c : énergie cinétique (en joules).

III.2.2 Loi de BETZ

La loi de BETZ stipule qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de $16/27$ (ou 59%) de l'énergie cinétique contenue dans le vent. Ce fut l'Allemand Albert Betz qui, en 1929, formula la loi de BETZ pour la première fois, [10].

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure (Fig. III.3) sur lequel on a représenté la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur V_1 et V_2 en aval.

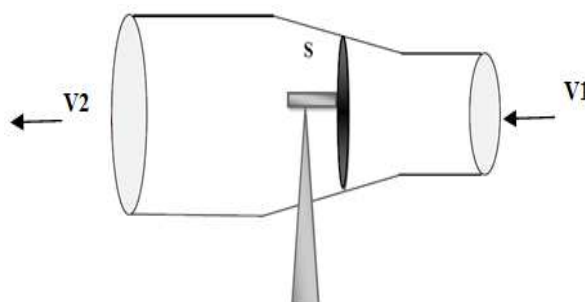


Fig. III.3 Tube de courant autour d'une éolienne.

D'après la théorie de Betz, la puissance récupérable sur l'éolienne est due à la variation de l'énergie cinétique du vent :

$$P_m = \Delta E_c = \frac{1}{2} m (V_1^2 - V_2^2) \quad (\text{III.3})$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant une surface S des pales en une seconde par une moyenne de vitesse, [10], [16].

$$m = \rho S_V = \rho S \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{III.4})$$

L'effort qui s'exerce sur l'éolienne est donné par le théorème de la variation de la quantité de mouvement :

$$\vec{F} = \rho S V (\vec{V}_1 - \vec{V}_2) \quad (\text{III.5})$$

Cet effort crée une puissance:

$$P_m = \vec{F} \vec{V} = \rho S V^2 (V_1 - V_2) \quad (\text{III.6})$$

Qui est évidemment la même que celle donnée par (III.3). Ainsi, la combinaison de (III.3) et (III.6) donne :

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{III.7})$$

Avec :

V_1 : vitesse du vent dans le plan du rotor en m/s ;

V_2 : vitesse du vent à l'aval du rotor en m/s ;

S : surface balayée par l'hélice en m^2 ;

On pose que $K = \frac{V_2}{V_1}$ on peut écrire :

$$P_m = \frac{1}{4} \rho S V_1^3 (1 + K)^2 (1 - K) \quad (\text{III.8})$$

Cette puissance admet une valeur maximale pour la valeur de K qui annule sa dérivée $\frac{dP_m}{dK} = 0 \iff 2(1 + K)(1 - K)^2 = 0$, (soit pour $K=1$ où $K=1/3$ « $K=1$ aucun sens physique »).

Soit $K= 1/3$, Alors

$$P_{\max} = \frac{16}{27} \times \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_1^3 \approx 0.6 \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_1^3 \quad (\text{III.9})$$

On a démontré que l'énergie récupérable dépend du rapport V_2 / V_1 et passe par un maximum lorsqu'il est égal à $1/3$. Dans ces conditions, l'énergie récupérable est égale aux $16/27$ de l'énergie cinétique totale. Il n'est donc possible de récupérer, au mieux, que moins de 60% de cette énergie.

Alors pour un vent théoriquement non perturbé traversant cette une S sans diminution de vitesse soit à la vitesse V_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \rho S \frac{V_1^3}{2} \quad (\text{III.10})$$

III.2.3 Coefficient de puissance

On définit le coefficient de puissance, le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible, [10] :

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right) \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \quad (\text{III.11})$$

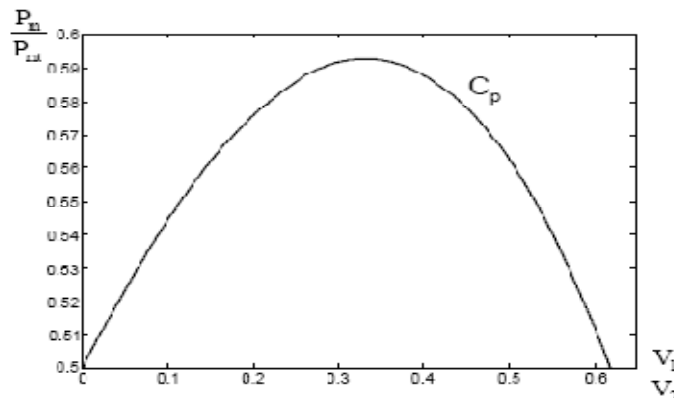


Fig. III.4 Coefficient de puissance, [7], [14].

Le coefficient C_p est variable, il est fonction de la vitesse du vent, de la vitesse de rotation de la turbine Ω_t et des paramètres des pales de la turbine comme l'angle d'incidence et l'angle de calage, [10]. Il est souvent représenté en fonction de la vitesse spécifique λ . La valeur maximale théorique possible du coefficient de puissance, appelée limite de BETZ, est de $\frac{16}{27}$ soit 0.593, [10], [16]. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte. Pour les meilleures

machines à axe horizontale, bipale au tripale, celle-ci située à 60-65% de la limite de BETZ en ne récupère globalement que 40% de l'énergie due au vent. On déduit alors le rendement aérodynamique, [10]:

$$\eta = \frac{16}{27} C_{pmax} \tag{III.12}$$

C_{pmax} étant la valeur maximale que peut prendre le coefficient de puissance C_p . Cette valeur est associée à une vitesse spécifique nominale λ_{opt} pour laquelle la turbine a été dimensionnée suivant une vitesse de vent nominale V_n et une vitesse de rotation nominale Ω_{tn} , [10], [16].

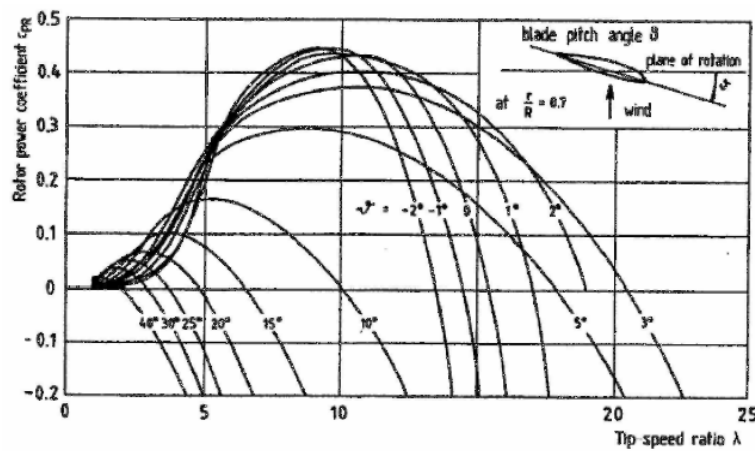


Fig. III.5 Exemple de variation du coefficient de puissance en fonction de l'angle d'orientation des pales et de la ration de vitesse, [29].

III.2.4 La vitesse spécifique ou normalisée [Tip-Speed-Ratio]

On définit la vitesse spécifique ou normalisée λ comme étant le rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine $\Omega_t R_t$ et R_t sur la vitesse instantanée de vent V (Fig. III.6) et donnée par l'expression suivante, [10].

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_t}{V} \tag{III.13}$$

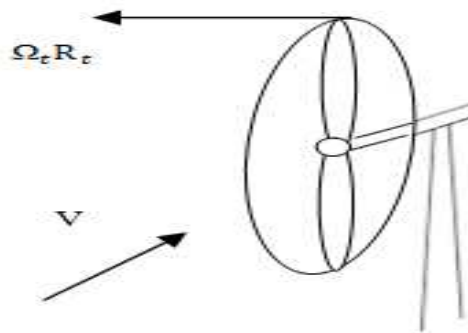


Fig. III.6 Vitesse de vent V et vitesse tangentielle de l'aubage $\Omega_t R_t$

R_t : rayon de la surface balayée en m ;

V : vitesse de vent en m/s ;

Ω_t : vitesse de rotation avant multiplication en rad/s ;

III.2.5 Coefficient de couple

Le coefficient de couple C_m est assez proche du coefficient de puissance C_p . Il est fort utile afin d'estimer la valeur des couples pour différents points de fonctionnement, notamment à vitesse de rotation Ω_t nulle, ce qui correspond à une valeur de C_p nulle pour une valeur de C_m non nulle, [10].

En combinant les équations (III.10), (II.11) et (III.13), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (\text{III.14})$$

$$\text{Avec : } \lambda = \frac{\Omega_t R_t}{V} \quad (\text{III.15})$$

D'où l'expression du couple est la suivante :

$$T_i = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{R_t P_m}{\lambda V} = \frac{C_p}{\lambda} \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho \pi R_t^3 V^2 \quad (\text{III.16})$$

T_i : Couple de la turbine éolienne.

La valeur du coefficient de couple est déterminée par la formule suivante :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{T_i}{\frac{1}{2} \rho S_t R_t V^2} \quad (\text{III.17})$$

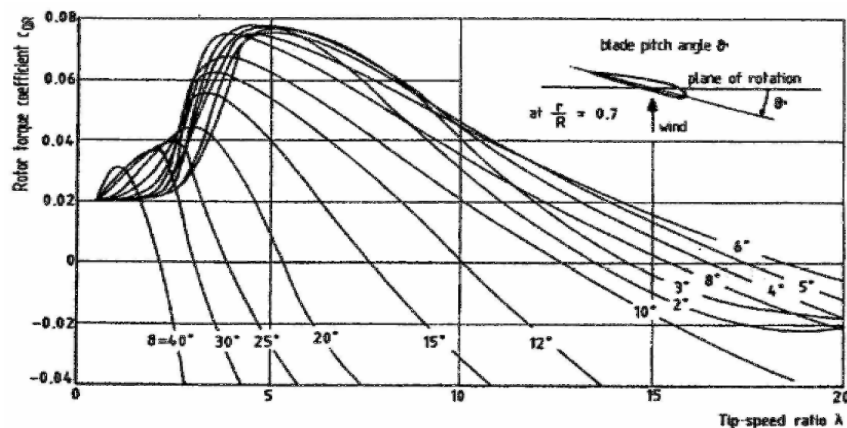


Fig. III.7 Exemple de variation du coefficient de couple en fonction de l'angle d'orientation des pales et de la ration de vitesse, [29].

III.2.6 Production d'énergie mécanique

En tenant compte du rapport du multiplicateur G , à partir des équations (III.14) et (III.15), l'expression de la puissance mécanique disponible sur l'arbre du générateur peut s'exprimer par :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_t R}{G V_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (\text{III.18})$$

Cette expression permet d'établir un réseau de courbes donnant cette puissance en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent (Fig. III.8), [10].

Au regard de la courbe en pointilles, qui joint les points de puissance maximales, il apparaît que pour pouvoir optimiser le transfert de puissance pour chaque vitesse de vent, la machine devra fonctionner à vitesses variables, [10].

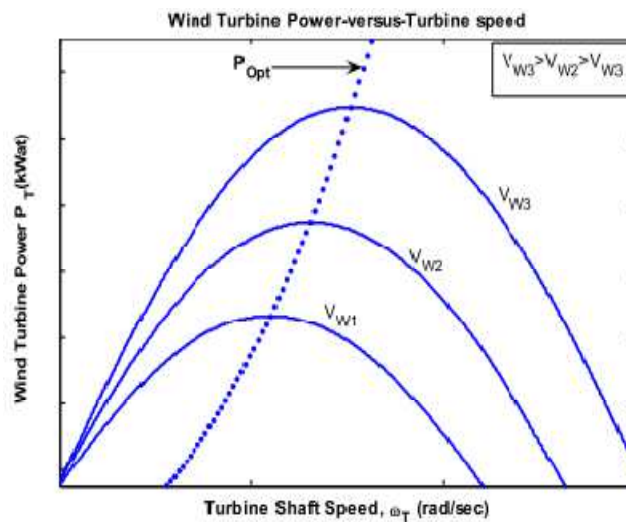


Fig. III.8 Puissance théorique disponible en fonction de la vitesse de vent, [37].

Le fonctionnement à vitesse de rotation variable permet d'optimiser l'énergie captée par l'éolienne mais demande la mise en œuvre d'un convertisseur avec sa commande, ce qui entraîne un surcoût par rapport à la vitesse fixe. La littérature donne un gain de puissance extraite variant entre 2% et 38%, [6].

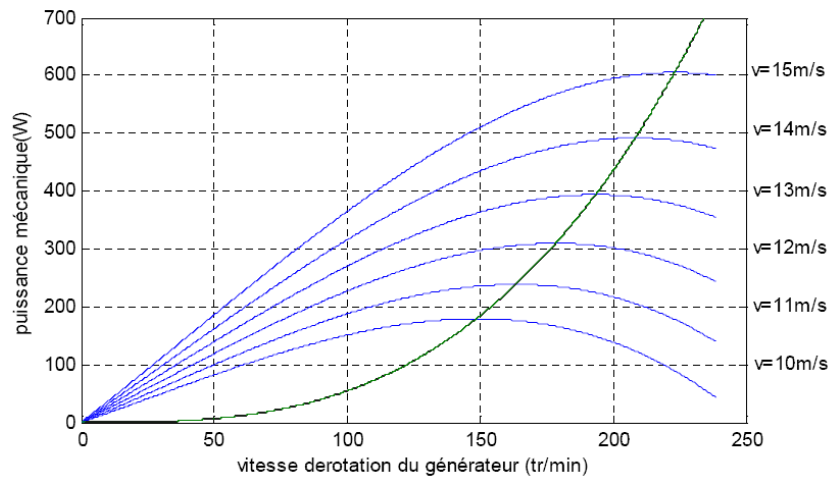


Fig. III.9 Puissance théorique disponible pour un type donné d'éolienne, [6].

Au vu de la caractéristique (Fig. III.9), il apparaît clairement que si l'éolienne et par conséquent la génératrice fonctionne à vitesse fixe, les maxima théoriques des courbes de puissance ne sont pas exploités.

III.3 Modélisation du système éolien

III.3.1 Présentation du système

Le système de conversion de l'énergie éolienne est un système complexe à cause de la multiplicité des domaines existants, à savoir, le domaine aérodynamique, mécanique, électrique et les facteurs déterminant la puissance mécanique, comme la vitesse du vent, la dimension et la forme de la turbine.

Un modèle dynamique rassemblant tous ces paramètres est nécessaire pour comprendre le comportement de la turbine, et le recours à la modélisation est devenu une nécessité pour contrôler ces performances et satisfaire les caractéristiques opérationnelles voulues.

La partie mécanique de la turbine qui sera étudiée comprend trois pales orientables et de longueur R . elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse $\Omega_{turbine}$ qui est relié à un multiplicateur de gain G . ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique (Fig. III.10), [15], [16], [35], [38].

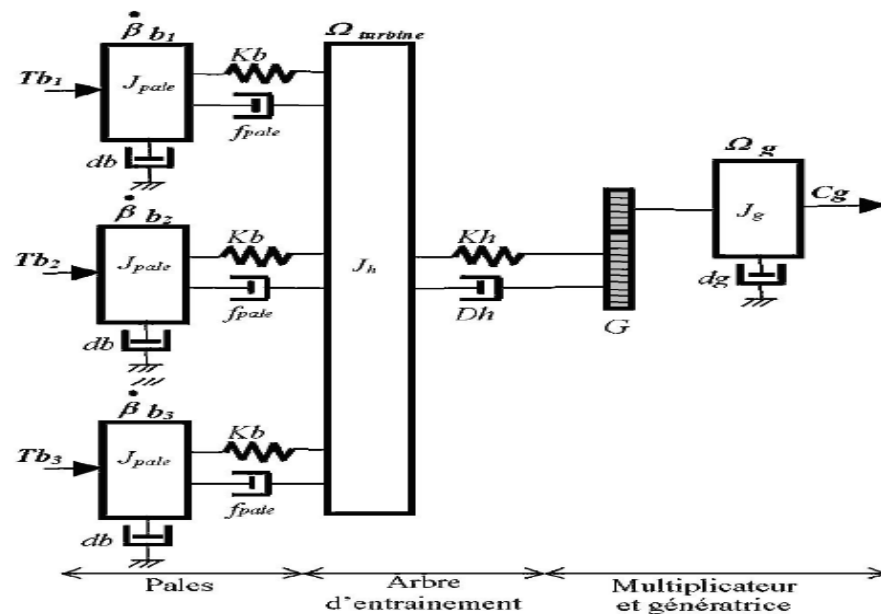


Fig. III.10 Système mécanique de l'éolienne, [10], [15], [16], [35].

- ✚ Les trois pales sont de conception identique et ayant les mêmes paramètres à savoir l'inertie J_{pale} , l'élasticité K_b et le coefficient de frottement db . Ces pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport au support f_{pale} . Les vitesses d'orientation de chaque pale sont notées Bb_1, Bb_2, Bb_3 . Chaque pale reçoit une force Tb_1, Tb_2, Tb_3 qui dépend de la vitesse de vent qui lui est appliquée, [10], [35].
- ✚ L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par :
 - ✓ Son inertie J_h ;
 - ✓ Son élasticité K_h ;
 - ✓ Son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur D_h ;
- ✚ Le multiplicateur de vitesse, de gain G ;
- ✚ Le rotor de la génératrice possède:
 - ✓ Une inertie J_g ;
 - ✓ Un coefficient de frottement d_g ;

Ce rotor transmet un couple C_g à la génératrice électrique et tourne à une vitesse Ω_{mec} .

III.3.2 Hypothèse simplificatrices pour la modélisation de la turbine

On peut ainsi aboutir à un modèle mécanique plus simple (Fig. III.11), [10], [16], [39].

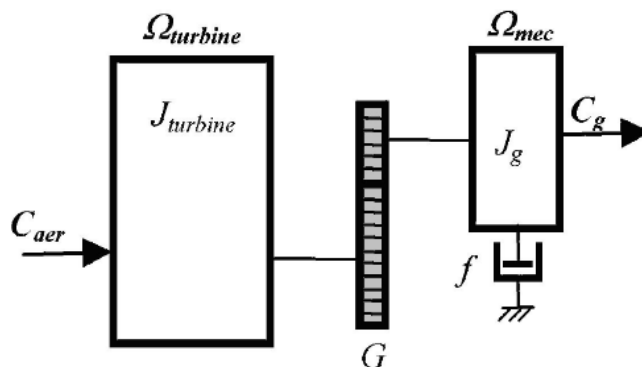


Fig. III.11 Modèle mécanique simplifié de la turbine

Les modèles les plus fréquemment rencontrés dans le cadre d'étude électromécanique sont relativement simples et obéissent aux hypothèses simplificatrices suivantes, [10], [16], [39] :

- ✚ La vitesse du vent est supposée à répartition uniforme sur toutes les pales, ce qui permet de considérer l'ensemble des pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de tous les systèmes mécaniques.
- ✚ Le coefficient de frottement des pales par rapport à l'air (db) est très faible et peut être ignoré.
- ✚ Les pertes par frottement du rotor turbine sont considérées négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté génératrice.

III.3.3 Modélisation de la turbine

Le dispositif qui est étudié ici, est constitué d'une turbine éolienne comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice à trévères un multiplicateur de vitesse de gain G (Fig. III.12).

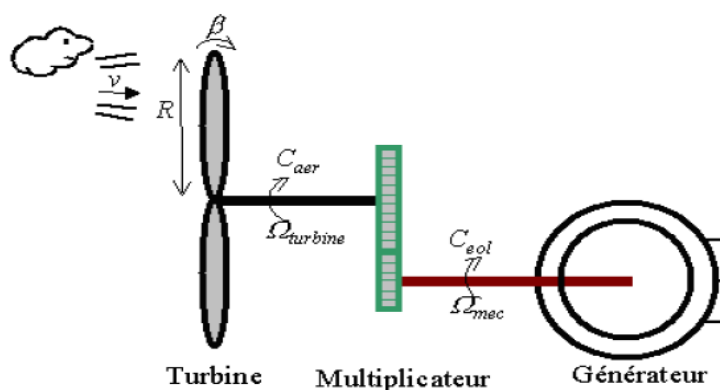


Fig. III.12 schéma de la turbine éolienne.

Les variables d'entrée et de sortie de la turbine éolienne peuvent se résumer comme suit :

- 1- La vitesse du vent qui détermine l'énergie primaire à l'admission de la turbine.
- 2- Les quantités spécifiques de la machine, résultantes particulièrement de la géométrie du rotor et la surface balayée par les pales de la turbine.
- 3- La vitesse de la turbine, l'inclinaison des pales et l'angle de calage.

Les quantités de sortie de la turbine sont la puissance ou le couple qui peuvent être contrôlés en variant les quantités d'entrées précédentes.

L'organigramme de simulation de la turbine peut être représenté comme suit:

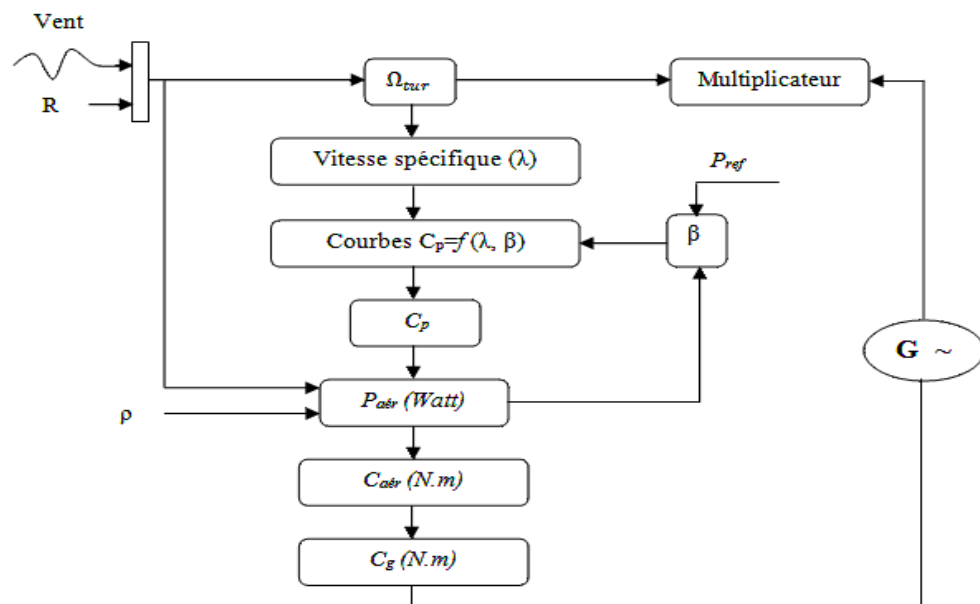


Fig. III.13 Organigramme de simulation de la turbine éolienne, [10], [16].

III.3.3.1 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice et le couple aérodynamique en couple du multiplicateur (Fig. III.12). Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes:

$$C_g = \frac{C_{aer}}{G} \quad (III.19)$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (III.20)$$

III.3.3.2 Equation dynamique de l'arbre

La masse de la turbine éolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie J_{turbine} et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. Le modèle mécanique proposé considère l'inertie totale J constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice, [35].

$$J = \frac{J_{\text{turbine}}}{G^2} + J_g \quad (\text{III.21})$$

Il est à noter que l'inertie du rotor de la génératrice est faible par rapport à l'inertie de la turbine reportée par cet axe. L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évaluation de la vitesse mécanique à partir de la turbine du couple mécanique totale (C_{mec}) appliqué au rotor:

$$J \cdot \frac{d\Omega_{\text{mec}}}{dt} = C_{\text{mec}} \quad (\text{III.22})$$

J : l'inertie totale ramenée sur l'arbre de la génératrice, comprenant les inerties de la turbine, de la génératrice, des deux arbres et de multiplicateur ;

f : le coefficient de frottement total du couplage mécanique ;

Le couple mécanique déduit de cette représentation simplifiée est la somme de tous les couples appliqués sur le rotor :

$$C_{\text{mec}} = C_g - C_{em} - C_f \quad (\text{III.23})$$

C_{em} : le couple électromagnétique développé par la génératrice ;

C_g : le couple issu du multiplicateur ;

C_f : le couple résistant dû aux frottements ;

$$C_f = f\Omega_{\text{mec}} \quad (\text{III.24})$$

Les variables d'entrée de l'arbre de transmission sont donc : le couple issu du multiplicateur C_g et le couple électromagnétique C_{em} .

En se basant sur ce qui a précédé, la turbine d'une éolienne à axe horizontal à vitesse variable peut être modélisée comme le montre le schéma bloc de la figure (Fig. III.14).

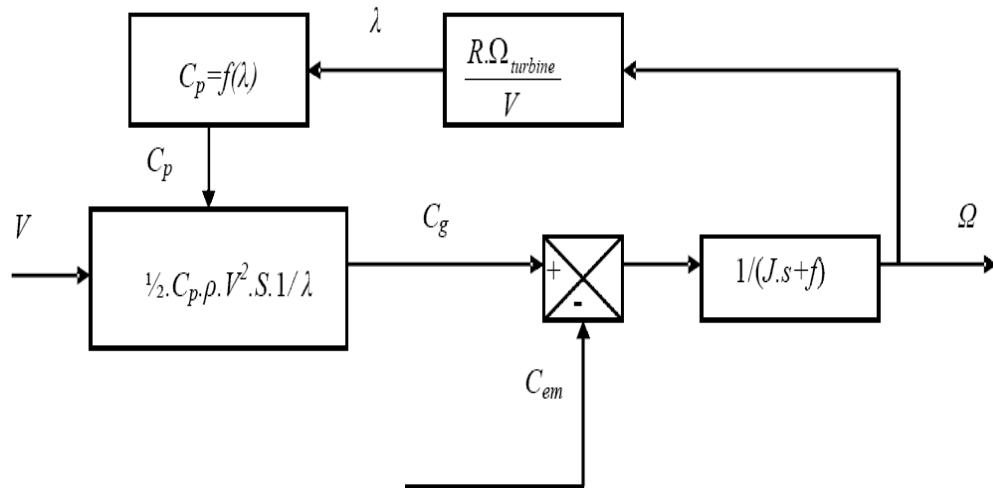


Fig. III.14 Schéma bloc d'une turbine éolienne à vitesse variable.

III.4 Stratégies de commande de la turbine éolienne

Les stratégies de commande des systèmes éoliens de moyennes et grands puissances à vitesses variables et à régulation de puissance « Pitch » utilisées notamment pour les aérogénérateurs Vestas et Gamesa de dernière génération sont basées sur les deux courbes illustrées sur la figure (Fig. III.15), qui sont déduites des données aérodynamiques de la turbine, [10], [16].

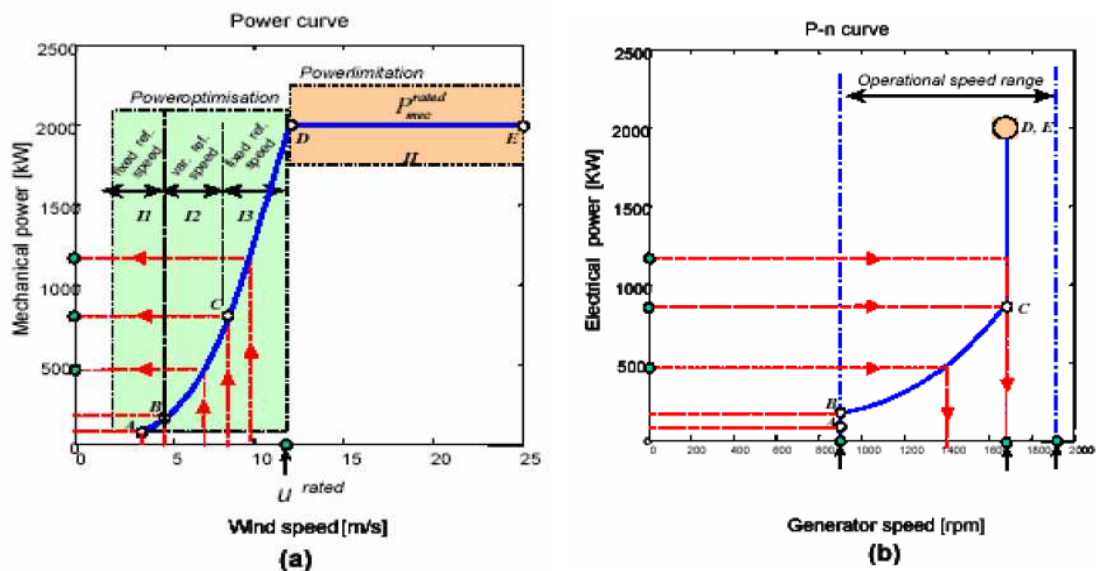


Fig. III.15 Caractéristique puissance, vitesse du vent et vitesse de rotation, [10], [16].

- (a) Puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent.
- (b) Puissance électrique en fonction de la vitesse de rotation de la turbine.

La caractéristique Puissance-Vitesse d'une éolienne peut se décomposer en quatre zones (Fig. III.16), [7], [10], [35], [38].

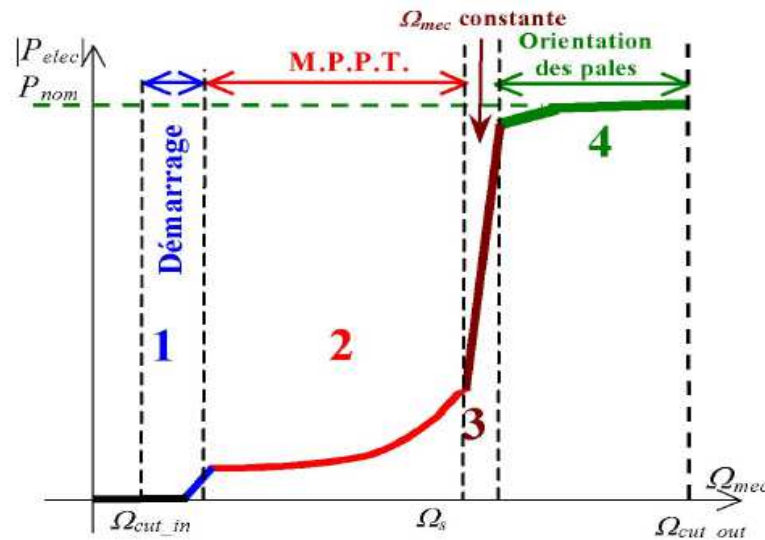


Fig. III.16 Caractéristique Puissance-Vitesse typique d'une éolienne à grande puissance, [7], [35], [38].

- **Zone 1 :** C'est la zone de démarrage de la machine ; elle commence lorsque la vitesse mécanique est supérieure à une certaine vitesse Ω_{cut-in} . (C'est la vitesse mécanique de la génératrice pour laquelle l'éolienne a démarré).
- **Zone 2 :** Lorsque la vitesse de la génératrice atteint une valeur seuil, un algorithme de commande permettant l'extraction de la puissance maximale du vent est appliqué « MPPT » (Maximum Power Point Tracking). Pour extraire le maximum de puissance, l'angle de la pale est maintenu constant à sa valeur minimale ($B=2^\circ$) afin d'obtenir un C_p maximal. Dans cette zone, la vitesse mécanique varie et peut atteindre une valeur proche de la vitesse nominale.
- **Zone 3 :** Au-delà, l'éolienne fonctionne à vitesse constante. Dans cette zone, la puissance de la génératrice atteint des valeurs plus importantes, jusqu'à 90% de la puissance nominale P_{nom} .
- **Zone 4 :** Arrivée à la puissance nominale P_{nom} , une limitation de la puissance générée est effectuée à l'aide d'un système d'orientation des pales : Le Pitch contrôle.

Par sécurité, si la vitesse du vent devient trop importante et risque d'endommager l'éolienne, l'angle de calage des pales se fixe à 90° . C'est la mise en drapeau qui met fin au fonctionnement de l'éolienne jusqu'à ce que la vitesse du vent devienne moins importante, [38].

En pratique, le passage de la zone 2 à la zone 4 est un peu particulier. En effet, la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique C_{em} en zone 2 et, en zone 4, c'est la puissance qui doit être contrôlée par le dispositif d'orientation des pales. Le système d'orientation des pales a une dynamique bien plus lente que la dynamique électrique de la machine. Ainsi la lenteur de la régulation de l'angle de calage peut entraîner un dépassement de la vitesse de rotation limite lors d'une rafale se produisant pendant un fonctionnement entre les zones 2 et 4. Il est, dans ce cas, intéressant de concevoir une procédure permettant d'anticiper l'action du dispositif d'orientation en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation, dans cette zone 3 intermédiaire, [35].

La caractéristique équivalente mesurée sur l'éolienne de Schelle de 1.5 MW est représentée sur la figure (Fig. III.17).

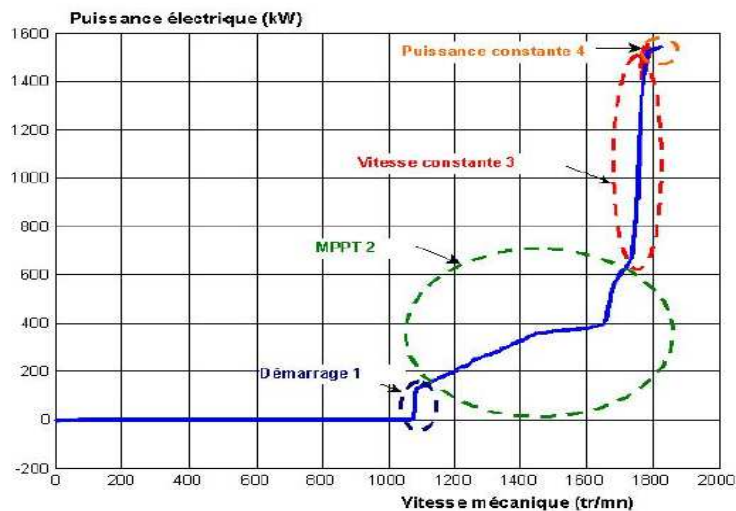


Fig. III.17 Caractéristique Puissance-Vitesse d'une éolienne de 1.5 MW, [35].

III.4.1 Système de contrôle de l'aéroturbine

Le contrôle de l'aéroturbine est assuré par deux boucles de régulation, fortement liées, [10], [38]:

1. Boucle de régulation de vitesse.
2. Boucle de régulation de puissance

La première boucle est la boucle principale dans la stratégie d'optimisation de la puissance ou la vitesse de rotation est contrôlée par le couple électromagnétique. Dans la stratégie de limitation de puissance, les deux boucles de régulation interviennent.

Quand la vitesse de vent est inférieure à la vitesse nominale, l'angle de calage est maintenu constant à une valeur optimale β_{opt} , tandis que la vitesse de rotation est ajustée par la boucle de régulation de vitesse pour le maximum de la puissance du vent. Lors d'une rafale de vent, la vitesse de rotation va augmenter et peut dépasser la vitesse nominale à cause de la lenteur du système d'orientation des pales qui a une dynamique plus lente que celle de la machine. Dans ce cas, la boucle de vitesse réagit en augmentant la puissance de référence de la génératrice, et anticipe l'action du dispositif d'orientation des pales en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation dans la zone 3, [10], [38].

III.4.2 Méthodes de recherche du point maximum de puissance

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de « cloche », [10], [16]. Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale. Le schéma de la figure (Fig. III.8) illustre les courbes caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine. Chaque courbe en ligne correspond à une vitesse de vent V_v donnée. L'ensemble des sommets de ces caractéristiques, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale définie par l'équation:

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt}(\lambda_{opt}) \rho S V_v^3 \quad (\text{III.25})$$

Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de cette courbe. Pour s'approcher de ce but, une commande spécifique connue sous la terminologie : Maximum Power Point Tracking (MPPT) correspond à la zone II doit être utilisée. La stratégie de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. On distingue deux approches possibles :

1. La première approche, la moins classique, [10], [16], considère que la caractéristique $C_p = f(\lambda)$ n'est pas connue.
2. La deuxième approche considère que la caractéristique $C_p = f(\lambda)$ est connue. Il suffit de suivre la courbe optimale de puissance pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales.

III.4.2.1 MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne

Cette façon de procéder exige du constructeur de l'éolienne des essais de caractéristique (soufflerie) ou des simulations du profil de pales. Une telle caractéristique permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale et d'utiliser des convertisseurs plus classiques et moins coûteux, [10], [16]. Deux familles de structures de commande sont présentées dans cette approche:

a) Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien, et crée des variations continues de puissance. De cet effet, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quelque soit la puissance générée, [10], [16].

$$C_{em} = C_{em_ref} \quad (III.26)$$

Selon l'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique totale appliqué au rotor, on peut régler cette vitesse à une référence. Ceci est obtenu en utilisant un asservissement adéquat de vitesse pour avoir un couple électromagnétique de référence.

$$C_{em_ref} = K_{ass}(\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (III.27)$$

K_{ass} : Régulateur de vitesse.

Ω_{ref} : Vitesse de référence.

Selon l'équation (III.13), la vitesse de rotation de la turbine est égale à :

$$\Omega_{turbine} = \frac{V_v \Omega}{R_t} \quad (III.28)$$

La vitesse de référence de la turbine correspond à la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale C_{pmax} peut se déduire de (III.28) :

$$\Omega_{turbine-ref} = \frac{\lambda_{opt} V_v}{R} \quad (III.29)$$

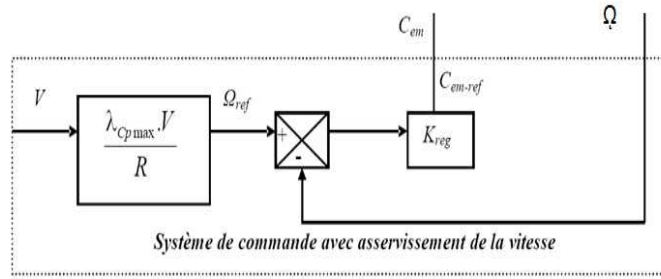


Fig. III.18 MPPT avec asservissement de la vitesse.

b) Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

Etant donné que la technique précédente de maximisation de puissance repose sur la connaissance précise de la vitesse du vent, ce qui rend le réglage de la vitesse de rotation de la turbine relativement difficile, et dégrade les puissances captées avec des mesures erronées de cette vitesse de vent. Le recours au contrôle des éoliennes sans asservissement de vitesse est devenu une nécessité pour la plupart des constructeurs, [10], [16].

Cette méthode est basée sur l’hypothèse que la vitesse du vent, et par conséquent la vitesse de rotation de la turbine, varient très peu en régime permanent, [10], [16]. Ceci, nous conduit à déduire que:

- ✚ Le couple mécanique exercé sur l’arbre est considéré nul $C_{mec}=0$.
- ✚ Le couple résistant dû aux frottements peut être négligé $C_f \approx 0$.

Le comportement dynamique de la turbine est décrit donc par l’équation statistique :

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f = C_g - C_{em} \tag{III.30}$$

L’équation (III.30) donne :

$$C_{em} = C_g = \frac{C_{aér}}{G} \tag{III.31}$$

Le couple électromagnétique de référence est déterminé à partir d’une estimation du couple aérodynamique :

$$C_{em_ref} = \frac{C_{aér_est}}{G} \tag{III.32}$$

Le couple aérodynamique estimé est déterminé par l’expression :

$$C_{aér_est} = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{1}{\Omega_{turbine_estimé}} V_{estimé}^3 \tag{III.33}$$

$\Omega_{turbine_estimé}$: est la vitesse estimée de la turbine, elle est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique.

$$\Omega_{turbine_estimé} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (III.34)$$

$V_{estimé}$: est la valeur estimée de la vitesse du vent, elle peut être donnée par l'expression (III.35) :

$$V_{estimé} = \frac{\Omega_{turbine_estimé} \cdot R}{\lambda} \quad (III.35)$$

En utilisant les formules du (III.31) au (III.35), on obtient une expression globale du couple électromagnétique de référence:

$$C_{em_ref} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (III.36)$$

Pour que la puissance extraite soit maximale, on associe à la grandeur λ sa valeur λ_{opt} optimale correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} . La valeur du couple électromagnétique de référence est alors réglée à la valeur maximale de la manière suivante :

$$C_{em_ref} = \frac{1}{2} \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (III.37)$$

En mettant :

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \frac{C_{pmax}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{1}{G^3} \quad (III.38)$$

L'expression (III.37) peut s'écrire sous la forme :

$$C_{em_ref} = K_{opt} \cdot \Omega_{mec}^2 \quad (III.39)$$

L'algorithme **MPPT** contrôlé à l'aide de la vitesse de rotation mesurée dans l'étape K, détermine le couple de référence dans l'étape K+1 de la façon montrée sur la figure (Fig.III.18).

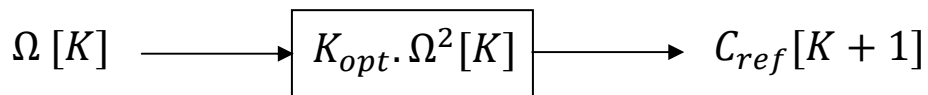


Fig. III.19 Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.

Le fonctionnement de la **MPPT** peut être expliqué sur la Figure (Fig. III.20). Supposons pour cela que la vitesse du vent est de 10m/s et qu'initialement, le système est au point (Ω_{tur1}, P_{tu1}) . La **MPPT** calcule alors la vitesse Ω_{tu2} à imposer à la génératrice correspondant à P_{tu1} . Le système se place alors au point (Ω_{tur2}, P_{tu1}) .

Une fois la vitesse de référence envoyée, le système va évoluer en P_{tu2} et se retrouver au point (Ω_{tur2}, P_{tu2}) . L'**MPPT** calcule à nouveau la vitesse Ω_{tu3} correspondant à P_{tu2} et le système se place alors au point (Ω_{tur3}, P_{tu2}) . Le système évolue donc vers le point de puissance optimale quelle que soit la vitesse de vent, [4].

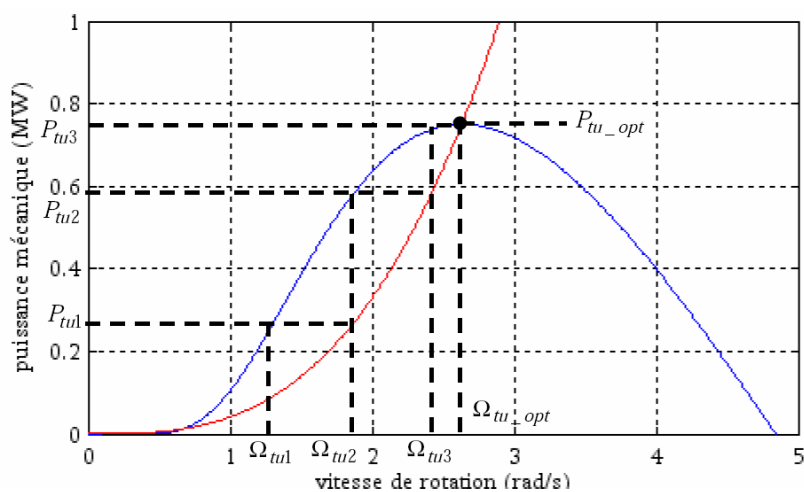


Fig. III.20 Convergence vers le point optimal, [4].

La valeur optimale de la ration de vitesse λ_{cp_opt} (à β constant et égal à 2°) permet d'obtenir la valeur maximale du C_{p_opt} , [16].

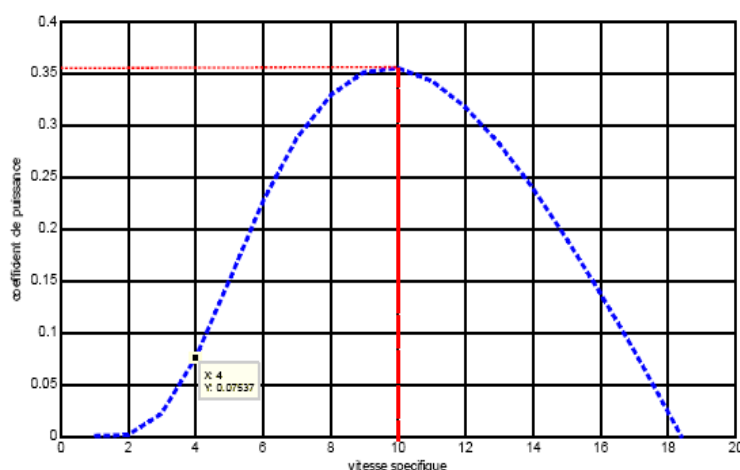


Fig. III.21 Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage optimal (2°), [16].

De la figure (Fig. III.21), on déduit le coefficient de puissance optimale ainsi que la vitesse spécifique optimale.

$$C_{p_opt} = 0.35$$

$$\lambda_{cp_opt} = 9.81$$

Le schéma bloc du modèle de la turbine est représenté sur la figure (Fig. III.22) comme suit:

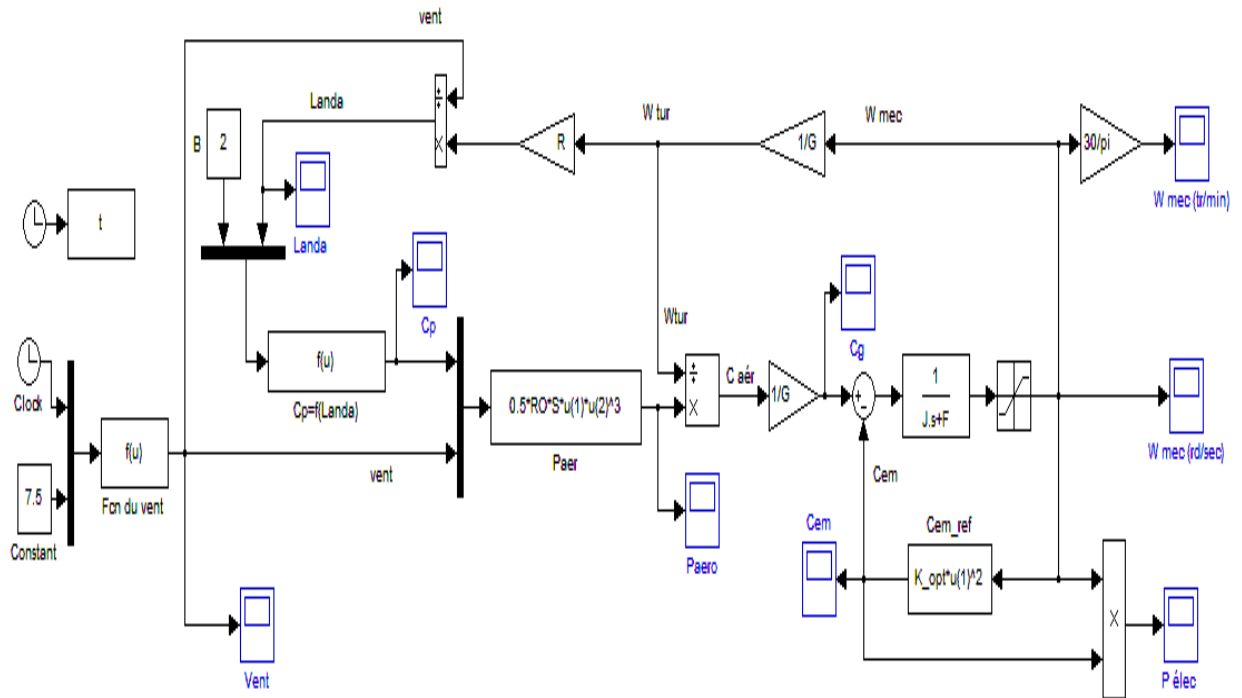


Fig. III.22 Schéma bloc de la maximisation de puissance sans asservissement de vitesse.

III.4.2.2 Courbe caractéristique du coefficient du couple

Les performances de la turbine éolienne à vitesses variables et à réglage par orientation des pales, sont déterminées par les caractéristiques des courbes reliant le coefficient de puissance, la vitesse spécifique et l'angle de calage. Ces courbes peuvent être obtenues à partir de relevés réels réalisés sur différentes catégories d'éoliennes, ou des formules non linéaires, [10].

Des approximations numériques ont été développées dans la littérature pour calculer le coefficient C_p , et différentes expressions ont été proposées. Nous présentons ci-dessous un tableau les expressions les plus utilisées dans les articles scientifiques et les ouvrages.

Type de C_p	Formes
Forme exponentielle, ([40]), ([41]), ([29], [42]), ([43]), ([3], [44], [16]), ([37], [45])	$0.44[125 \left(\frac{1}{\lambda} + 0.002\right) - 6.94]e^{-16.5\left(\frac{1}{\lambda} + 0.002\right)}$
	$0.22\left[\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5\right]e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}}$ avec : $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$
	$0.73\left[\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2\right]e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}}$ avec : $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}$
	$0.645\left[\left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4(\beta + 2.5) - 5\right)e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0.0912\lambda\right]$ avec : $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08(\beta + 2.5)} - \frac{0.035}{(\beta + 2.5)^3 + 1}$
	$0.5\left[\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5\right]e^{-\frac{21}{\lambda_i}}$ avec : $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$
	$0.5176\left[\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5\right]e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda$ avec : $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$
Forme sinusoidale, ([35], [36], [38]), ([7], [15]), ([6]), ([39]).	$(0.5 - 0.167)(\beta - 2) \sin\left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18.9 - 0.3(\beta - 2)}\right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2)$
	$0.5 - 0.00167(\beta - 2) \sin\left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18.9 - 0.3(\beta - 2)}\right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2)$
	$(0.44 - 0.0167\beta) \sin\left[\frac{\pi(\lambda - 3)}{15 - 0.3\beta}\right] - 0.00184(\lambda - 3)\beta$
	$(0.35 - 0.00167)(\beta - 2) \sin\left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{14.34 - 0.3(\beta - 2)}\right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2)$
Forme polynomiale (linéaire), ([46], [11]), ([27], [36]), ([47]).	$-0.2121\lambda^3 + 0.0856\lambda^2 + 0.2539\lambda$
	$7.95633 \times 10^{-5}\lambda^5 - 17.375 \times 10^{-4}\lambda^4 + 9.86 \times 10^{-3}\lambda^3 - 9.4 \times 10^{-3}\lambda^2 + 6.38 \times 10^{-2}\lambda + 0.001$
	$\sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 \alpha_{ij} \beta^i \lambda^j$ avec : $2 < \lambda < 13$

Tableau III.1 Différentes expressions du coefficient C_p .

Pour notre exemple d'éolienne, on a utilisée 3 formes du coefficient de puissance C_p (forme exponentielle, [43], forme sinusoidale, [7], [15], et forme linéaire, [27], [36].):

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.645\left[\left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4(\beta + 2.5) - 5\right)e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0.0912\lambda\right]$$

$$\text{Avec : } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08(\beta + 2.5)} - \frac{0.035}{(\beta + 2.5)^3 + 1}$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5 - 0.00167(\beta - 2) \sin\left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18.9 - 0.3(\beta - 2)}\right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 7.95633 \times 10^{-5}\lambda^5 - 17.375 \times 10^{-4}\lambda^4 + 9.86 \times 10^{-3}\lambda^3 - 9.4 \times 10^{-3}\lambda^2 + 6.38 \times 10^{-2}\lambda + 0.001$$

Avec :

λ : la vitesse spécifique.

β : l'angle de calage.

La différence entre les courbes des différentes turbines éoliennes est petite et peut être négligée dans les simulations dynamiques, [10].

La figure (Fig. III.23) montre les différentes courbes obtenues pour plusieurs angles de calage. Nous constatons que la vitesse spécifique a relativement une large gamme pour un angle de calage de 2° . Ceci représente un avantage pour les turbines éoliennes destinées pour fonctionner avec une large gamme de vitesses de vent. Avec l'augmentation de l'angle de calage, la vitesse spécifique et le coefficient de puissance diminuent considérablement.

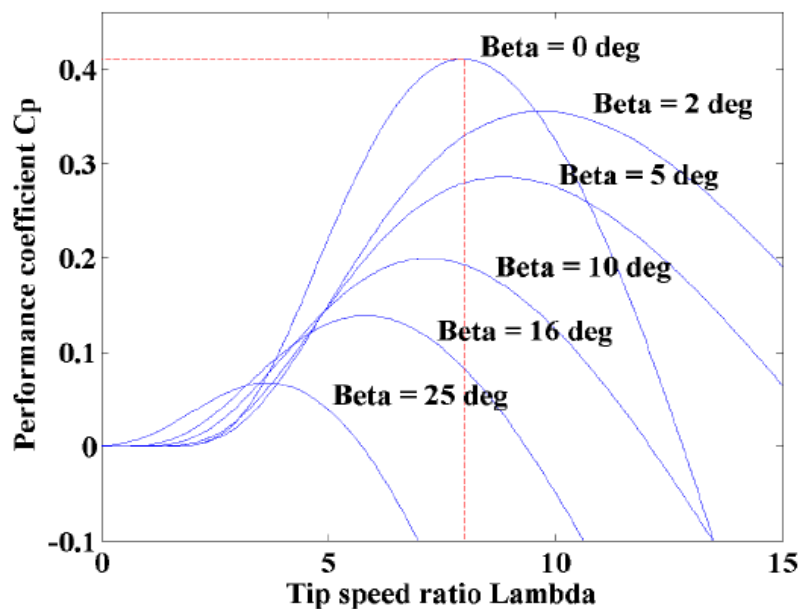


Fig. III.23 Caractéristiques $C_p=f(\lambda)$ pour différentes valeurs de β , [44].

III.5 Résultats de simulation

La puissance électrique est considérée égale à la puissance électromagnétique en négligeant les pertes électriques. Cette puissance définie par $C_{em} \Omega_{mec}$ est s'opposée égale à la puissance aérodynamique.

Forme exponentielle de Cp

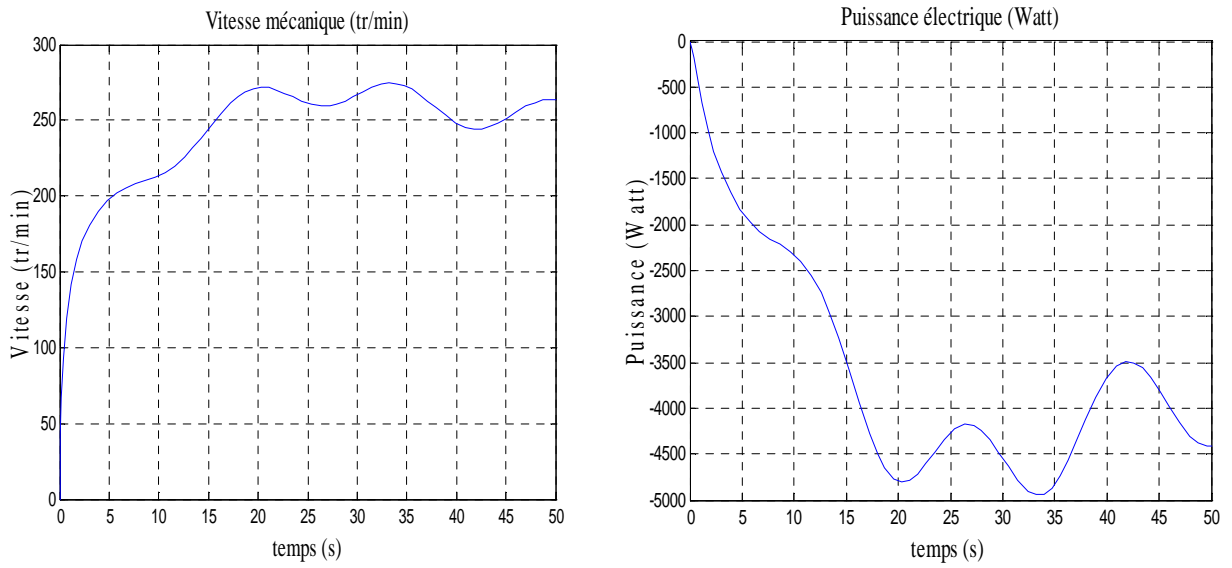


Fig. III.24 Résultats de simulation avec stratégie de commande sans asservissement de vitesse avec une forme exponentielle de Cp.

Forme sinusoïdale de Cp

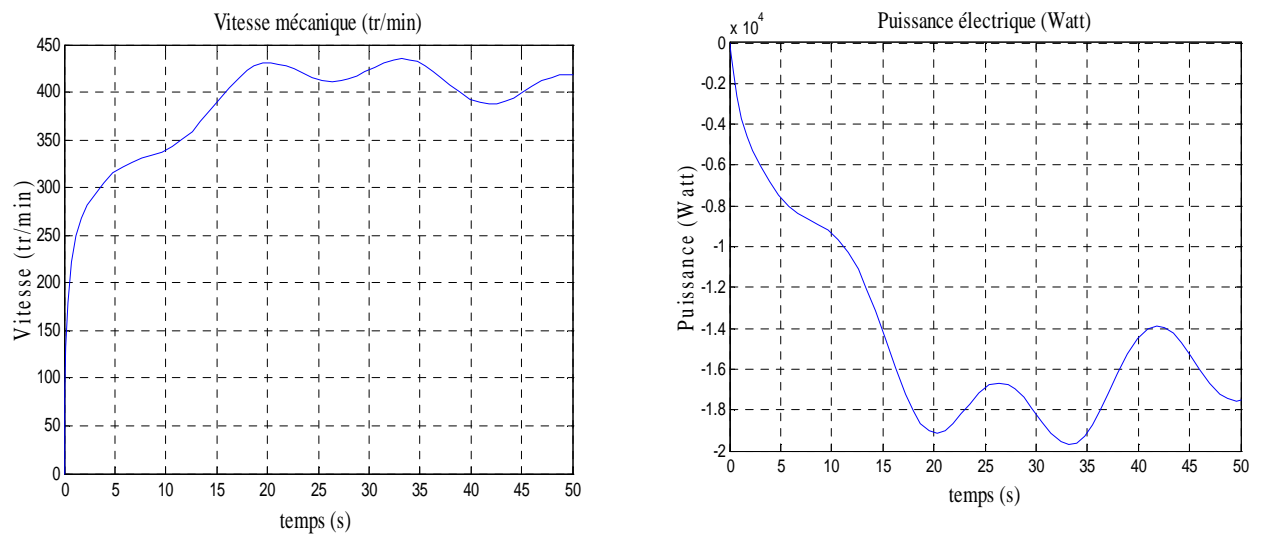


Fig. III.25 Résultats de simulation avec stratégie de commande sans asservissement de vitesse avec une forme sinusoïdale de Cp.

Forme linéaire de Cp

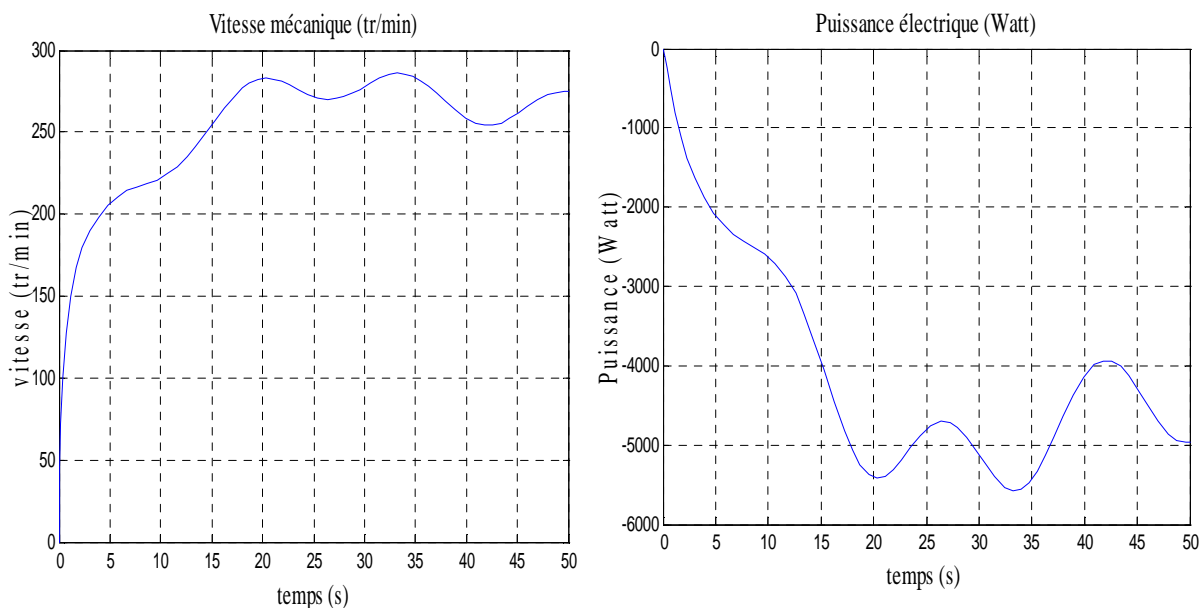


Fig. III.26 Résultats de simulation avec stratégie de commande sans asservissement de vitesse avec une forme linéaire de Cp.

Les figures (Fig. III.24), (Fig. III.25) et (Fig. III.26), montrent que la vitesse et la puissance électrique en régime permanent sont bien adaptées aux variations de la vitesse du vent.

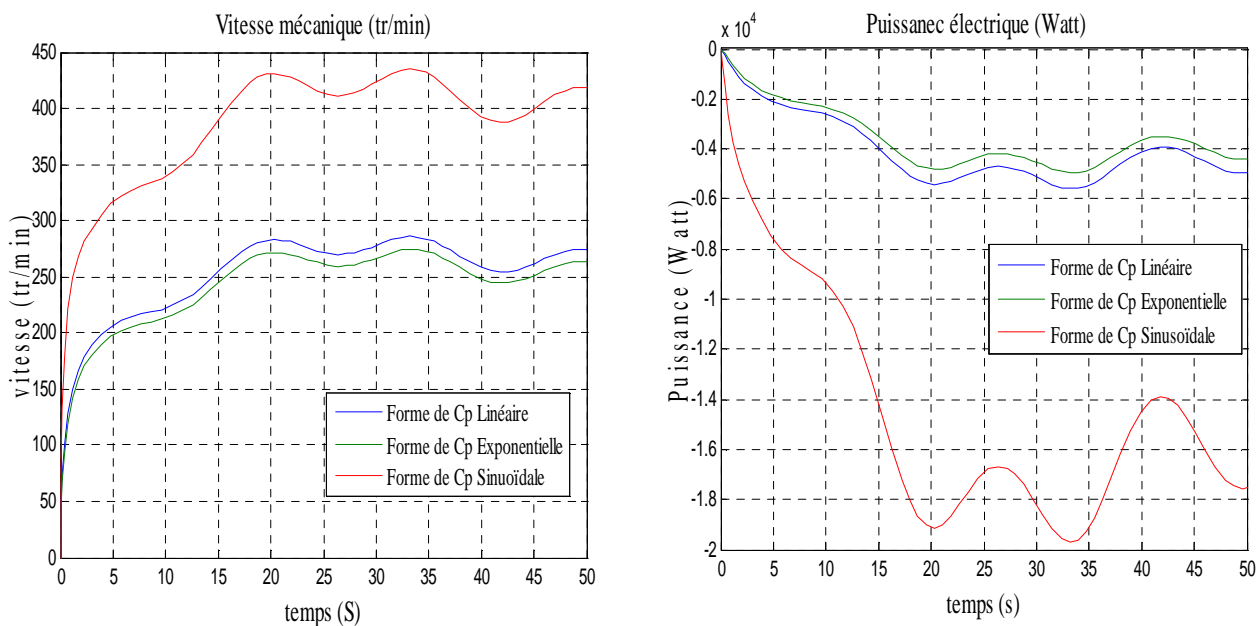


Fig. III.27 Résultats de simulation avec stratégie de commande sans asservissement de vitesse avec les différentes formes de Cp.

La figure (Fig. III.27) montre qu'il y a une différence d'amplitude de la vitesse et de la puissance entre les différentes formes de C_p . On remarque que la forme de sinusoidale de C_p à une amplitude plus grande que les deux formes (exponentielles et polynomiales). Les formes exponentielle et linéaire ont presque les mêmes amplitudes pour la vitesse et la puissance.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons déduit les caractéristiques principales de la turbine éolienne après une étude aérodynamique. Nous avons expliqué les zones de fonctionnement et les différentes stratégies de contrôle de la puissance. Un modèle d'optimisation de puissance a été réalisé. Il est basé sur l'estimation de la vitesse de vent. Une application de ce modèle pour les différentes formes de C_p a été réalisée.

Dans le chapitre suivant, nous allons établir les modèles analytiques des autres organes utilisés dans la chaîne de conversion de l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents.

Chapitre

IV

MODÉLISATION GLOBALE DE LA
CHAÎNE DE CONVERSION DE
L'AÉROGÉNÉRATEUR

GSAP

Introduction

Après avoir présenté le principe de la conversion d'énergie éolienne, et modéliser les parties essentielles dans la chaîne de conversion éolienne, qui sont la turbine et la génératrice ; nous nous attachons dans ce chapitre, à présenter la structure globale de cette chaîne avec une modélisation détaillée des différents éléments et une simulation comportementale du système complet sur le plan électrique et énergétique.

Le système éolien étudiée est un système complexe composé de plusieurs sous systèmes appartenant à plusieurs domaines physiques différents, à savoir, la mécanique des fluides, la mécanique traditionnelle, l'électronique et l'électrochimie.

L'énergie en provenance du vent traverse la turbine éolienne qui est un élément d'interface entre le domaine de la mécanique des fluides et de la mécanique traditionnelle. La turbine est accouplée à la génératrice et permet la transformation d'énergie mécanique en énergie électrique.

Les composants électriques tels que les convertisseurs statiques et l'élément de filtrage disposés en aval de la génératrice, ont un rôle d'adaptation active des caractéristiques de l'énergie électrique, ont un rôle d'adaptation active des caractéristiques de l'énergie électrique entre la génératrice et la charge finale.

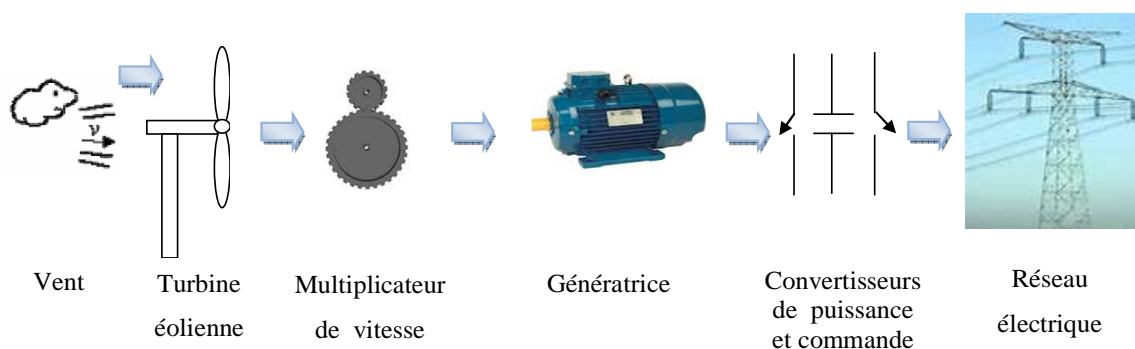


Fig. IV.1 Exemple d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne.

IV.1 Topologie des convertisseurs électriques utilisés

Grâce au développement très rapide de l'électronique de puissance, offrant à la fois, une grande capacité, et une bonne qualité de puissance, avec le moindre de coût ; le domaine de l'énergie éolienne a connu une large utilisation des convertisseurs de puissance. Des

nouveaux types de génératrices associées à ces convertisseurs sont en cours de développement. L'utilisation des convertisseurs de puissance dans le système de conversion d'énergie éolienne permet, non seulement, d'obtenir la forme souhaitée de l'énergie électrique, mais aussi d'optimiser la puissance prélevée.

Plusieurs structures de conversion de l'énergie électrique fournie par la génératrice éolienne à vitesses variables peuvent être utilisées dans le but d'avoir une tension de fréquence et amplitude constants du côté réseau. Ces structures sont basées sur des dispositifs électroniques (Fig. IV.2), et se sont caractérisées par leurs performances et inconvénients sur les plans techniques et économique, [10], [48].

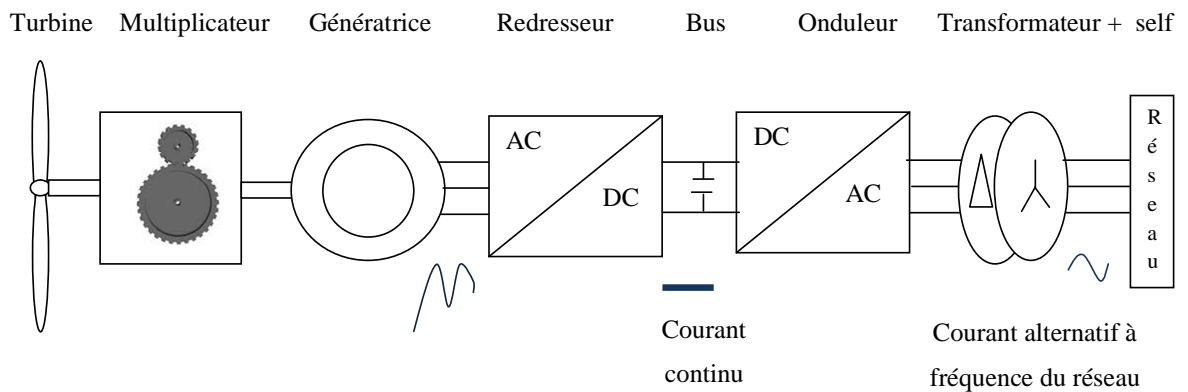


Fig. IV.2 Exemple d'une éolienne à vitesse variables connectée au réseau via des convertisseurs statique, [10], [48].

L'emploi de deux convertisseurs de puissance permet de découpler la fréquence du réseau de la fréquence variable des courants de la machine, par la création d'un bus continu intermédiaire. Avec une telle structure, les fluctuations rapides de la puissance générée peuvent être filtrées par le condensateur en autorisant une variation de la tension du bus continu sur une plage donnée, [35].

Selon la topologie des convertisseurs utilisés, on peut d'écrire les structures couramment utilisées dans les chaîne de conversion d'énergie dédiées aux aérogénérateurs synchrones à aimants permanents.

IV.1.1 Alimentation utilisant redresseur à diode et onduleur contrôlés par MLI

Dans le souci de réduction des coûts, le pont de diodes, peu onéreux, semble attractif dans les faibles puissances à condition que les performances énergétiques ne soient pas trop

dégradées, [10]. Le redresseur à diode est placé dans cette topologie entre le bus continu et la génératrice, et un onduleur à fréquence fixe contrôlé par MLI placé entre le bus continu et le réseau de distribution (Fig. IV.3). La puissance transitée entre la génératrice et le bus continu est donc unidirectionnelle, et la génératrice ne peut donc être que freinée. Cela limite fortement le réglage de la vitesse de la génératrice et donc la possibilité d'extraire de la puissance maximale, [35].

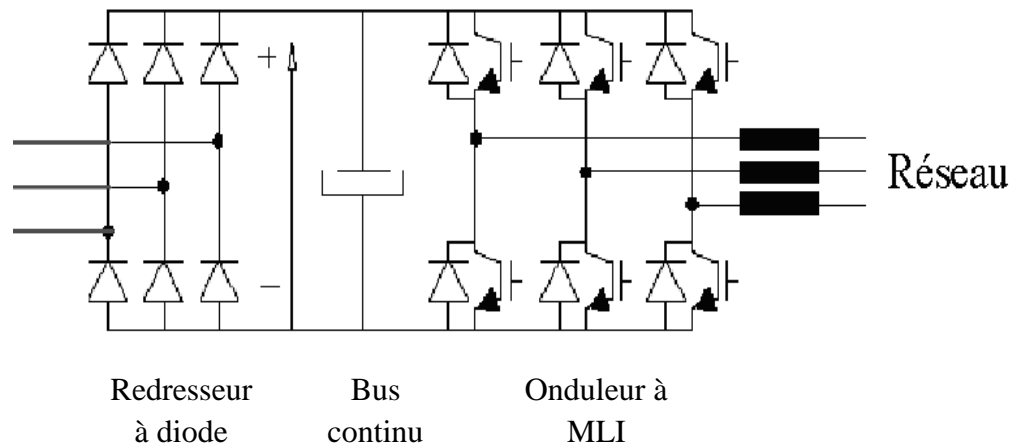


Fig. IV.3 Alimentation avec un redresseur à diodes

IV.1.2 Alimentation utilisant un redresseur et onduleur contrôlés par MLI

Pour cette structure, le redresseur à diode est remplacé par un convertisseur à modulation de largeur d'impulsion à fréquence variable. La génératrice est alors parfaitement contrôlée, et il est possible d'extraire un maximum de puissance de la turbine éolienne par le biais d'un contrôle du courant dans la génératrice, pilotant ainsi le couple électromagnétique et/ou la vitesse de rotation, [35]. Un deuxième convertisseur à MLI connecté au réseau est nécessaire pour générer des grandeurs à fréquence fixe sur le réseau et contrôler les transits de puissance, [10].

Le redresseur devant fournir sous la tension de batterie un courant variable en fonction de la charge, et comme la tension de la batterie est susceptible de varier, celui-ci doit être contrôlable en courant. De plus, le taux d'ondulation du courant fourni par le redresseur doit rester acceptable pour minimiser les pertes dans la batterie. La batterie fonctionne dans ces conditions de telle sorte que son courant moyen en régime établi est nul. Le premier critère de choix de la structure de redresseur se résume au fait que l'on puisse agir sur la valeur

moyenne du courant fourni et sur son taux d'ondulation. A ce critère, on ajoute évidemment les critères fondamentaux liés la compacité et la fiabilité, [10].

A ce stade, nous envisageons quatre types de redresseurs qui sont les suivants :

- Pont redresseur triphasé à thyristors.
- Pont redresseur triphasé à diode muni d'un hacheur dévolteur.
- Pont redresseur commandé à transistors IGBT à structure courant.
- Pont redresseur commandé à transistors IGBT à structure tension.

IV.2 Modélisation du redresseur triphasé double alternance à diodes

Le redresseur est un convertisseur « alternatif/continu ». Une conversion d'énergie électrique permet de disposer d'une source de courant à partir d'une source alternative, il est représenté par la figure (Fig. IV.4).

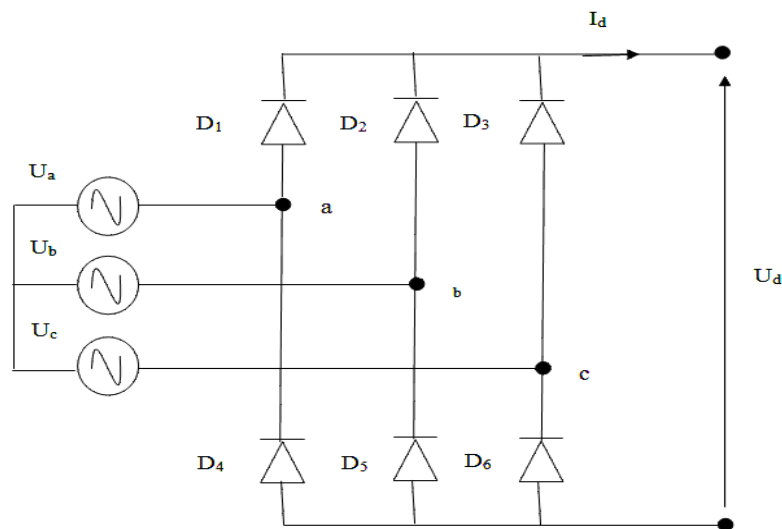


Fig. IV.4 Représentation du redresseur triphasé double alternance.

Ce redresseur comporte trois diodes (D1, D2, D3) à cathode comme assurant l'aller du courant I_d et trois diodes (D4, D5, D6) à anode comme assurant le retour du courant I_d . le redresseur est alimenté par un réseau triphasé équilibré de tension :

$$\begin{cases} U_a(t) = V_m \sin(2\pi ft) \\ U_b(t) = V_m \sin\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) \\ U_c(t) = V_m \sin\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (\text{IV.1})$$

Et si on néglige d'empiétement, la tension de sortie du redresseur sera définie comme suit,[48] :

$$U_{rd}(t) = \max[U_a(t), U_b(t), U_c(t)] - \min[U_a(t), U_b(t), U_c(t)] \quad (\text{IV.2})$$

IV.3 Modélisation du filtre

On utilise un filtre passe-bas « LC », pour éliminer les hautes fréquences, [48]. Ce filtre est schématisé par la figure (Fig. IV.5).

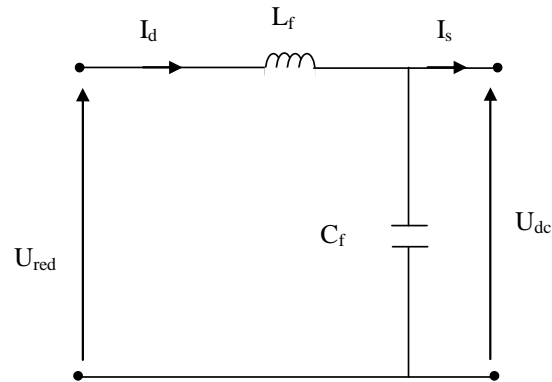


Fig. IV.5 Représentation d'un filtre basse bas.

Le modèle du filtre est défini par le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} U_{re}(t) = L_f \frac{dI_d(t)}{dt} + U_{dc}(t) \\ U_{re}(t) = L_f \frac{dI_d(t)}{dt} + U_{dc}(t) \end{cases} \quad (\text{IV.3})$$

La fonction du transfert du filtre est donnée par :

$$F(s) = \frac{U_{dc}(t)}{U_{rd}(t)} = \frac{1}{1+(\sqrt{L_f C_f} s)^2} \quad (\text{IV.4})$$

C'est un filtre de deuxième ordre avec une fréquence de coupure égale à :

$$f_c = \frac{1}{\sqrt{L_f C_f}} \quad (\text{IV.5})$$

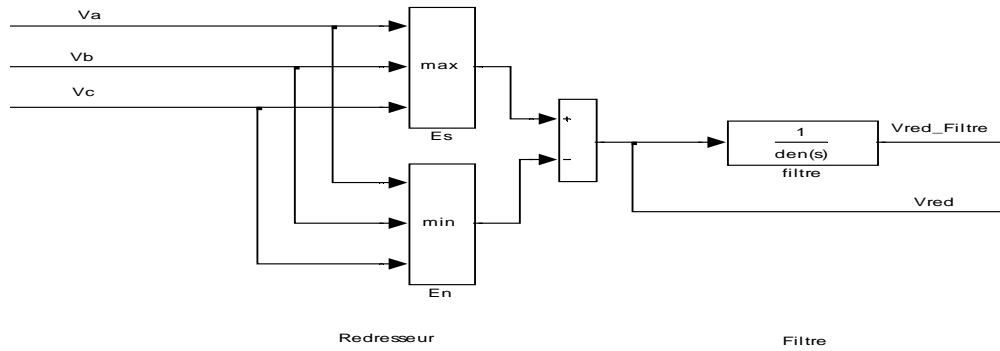


Fig. IV.6 Schéma bloc du redresseur et du filtre.

IV.4 Modèle complet de la chaîne de conversion éolienne

IV.4.1 Modèle utilisant des interrupteurs idéaux des convertisseurs de puissance

Ce modèle utilise des interrupteurs idéaux pour les deux convertisseurs, le filtre et le transformateur sont modélisés dans le repère naturel (Fig. IV.7).

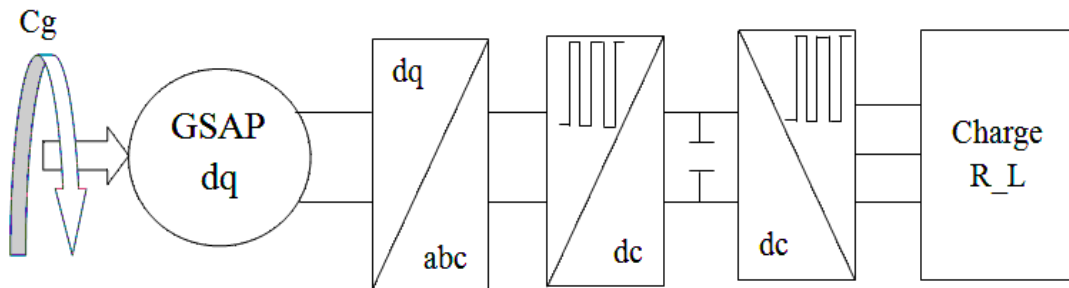


Fig. IV.7 Modèle à interrupteurs idéaux de la chaîne de conversion éolienne avec GSAP.

IV.4.2 Modèle utilisant le modèle continu équivalent des convertisseurs de puissance

Le modèle continu équivalent de la chaîne de conversion éolienne est établi dans le repère de Park (Fig. IV.8). Il prend en compte les composantes utiles au niveau de la génératrice, du bus continu, et du réseau et ne permet pas de prédire les harmoniques de courant et tension, puisque la fréquence de commutation des semi conducteurs n'est pas prise en compte, [10].

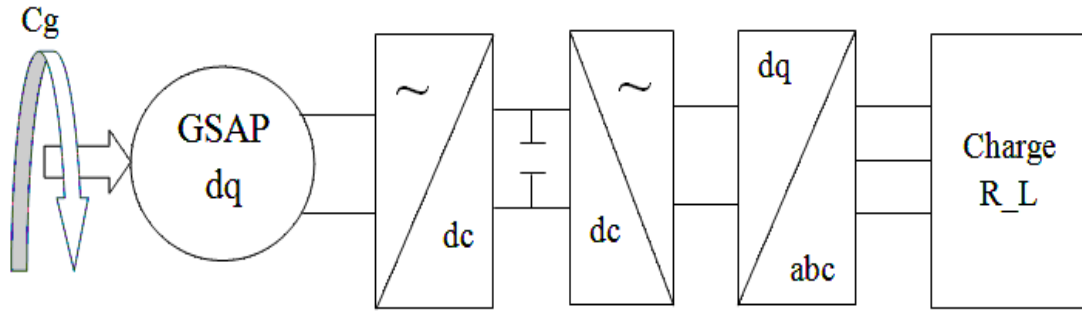


Fig. IV.8 Modèle continu équivalent de la chaîne de conversion éolienne avec GSAP

IV.5 Chaîne de conversion éolienne

La figure (Fig. IV.9) illustre le schéma de simulation de la chaîne complet de conversion éolienne.

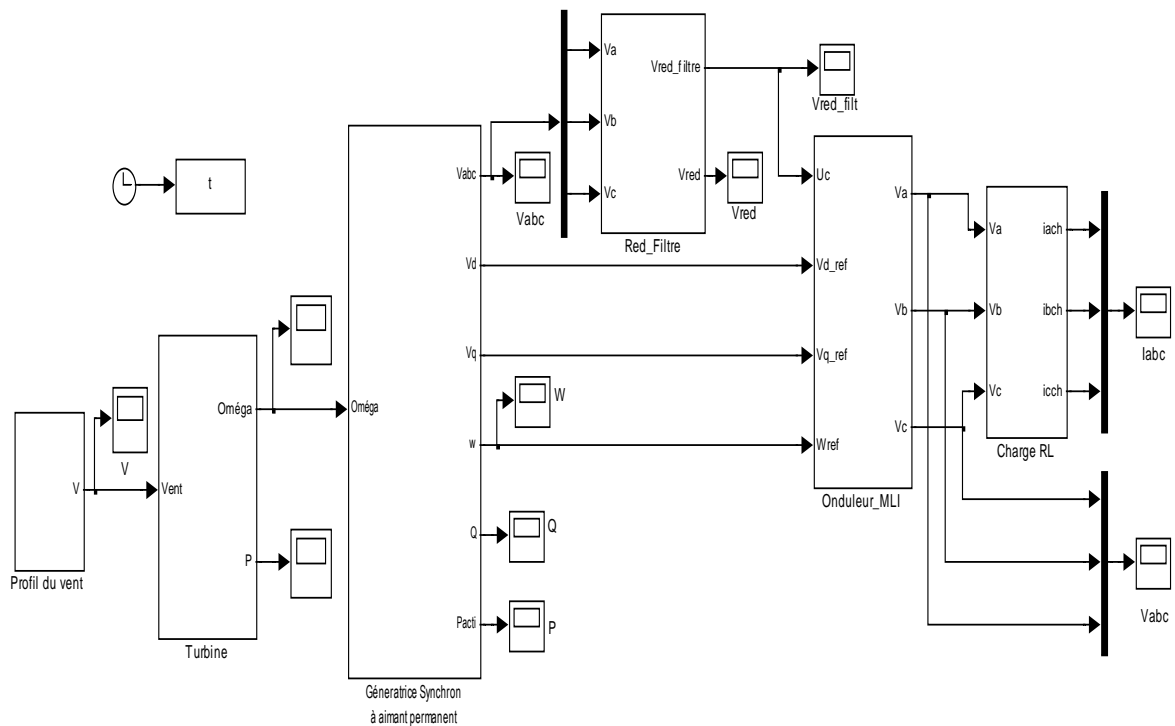


Fig. IV.9 Schéma bloc de la chaîne de la conversion éolienne.

IV.6 Résultats de simulations

Les résultats de simulations sont obtenus pour une vitesse de vent moyenne de 10 m/s, et varier entre 10,5 et 13,5 m/S.

Profile du Vent

La figure (Fig. IV.10) suivante représente le profil du vent appliqué à la turbine éolienne.

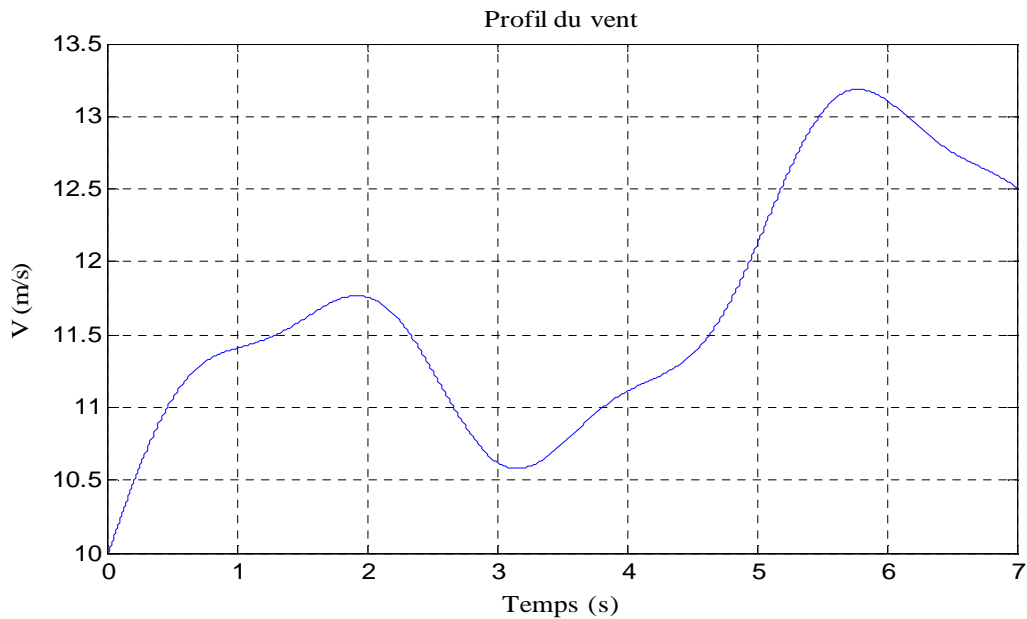


Fig. IV.10 Profil du vent appliqué à la turbine.

Puissances active et réactive

A partir des résultats illustrés sur la figure (Fig. IV.11), on remarque que les puissances (active et réactive) sont adaptées à la variation de la vitesse du vent et on constate que la courbe de la puissance mécanique de la turbine est bien suivie par celle de la puissance électrique produit par la GSAP.

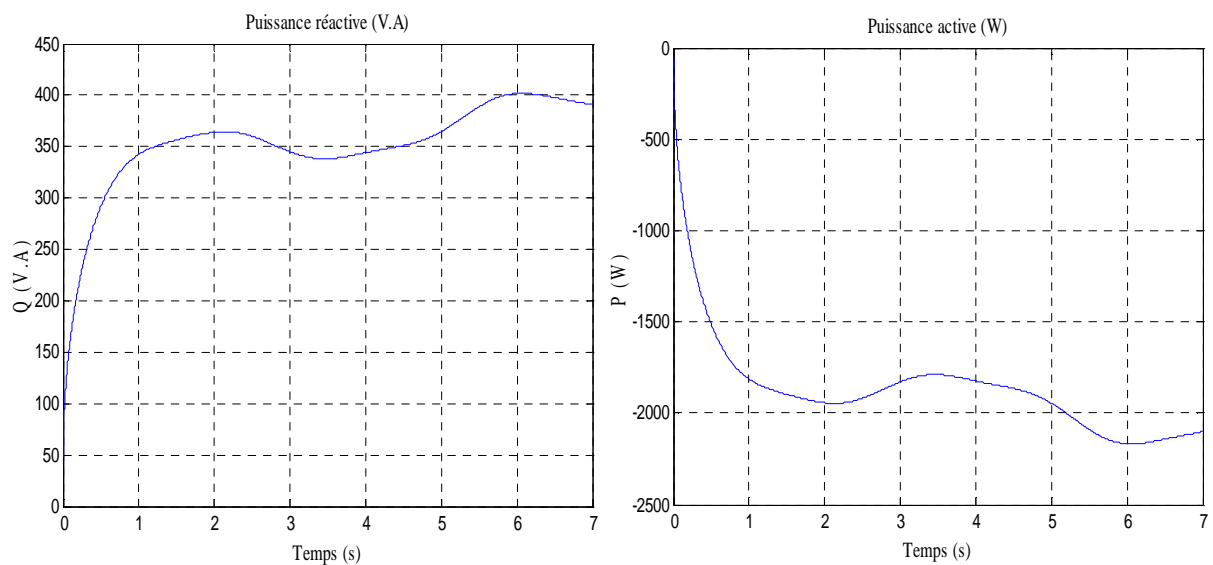


Fig. IV.11 Allure des Puissances active et réactive.

Les tensions

Les tensions statoriques de la GSAP représentées sur la figure (Fig. IV.12), ont pris leurs formes sinusoïdales et sont aussi adaptées à la variation de la vitesse du vent.

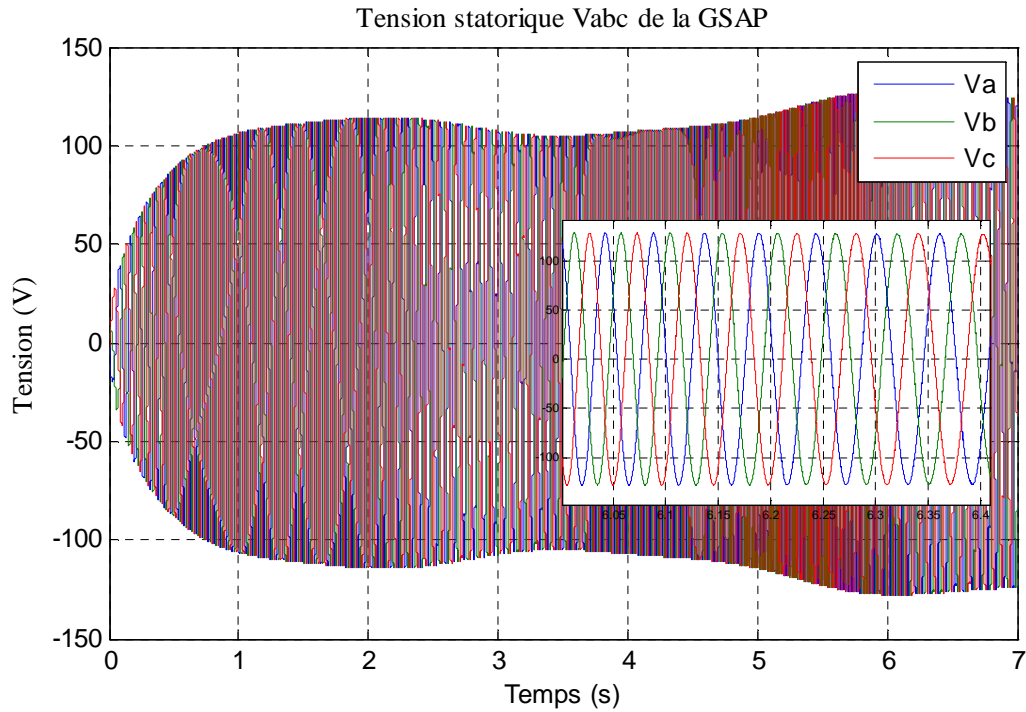


Fig. IV.12 Allure des Tensions statoriques Vabc de la GSAP.

La figure (Fig. IV.13) représente les tensions du filtre et du redresseur.

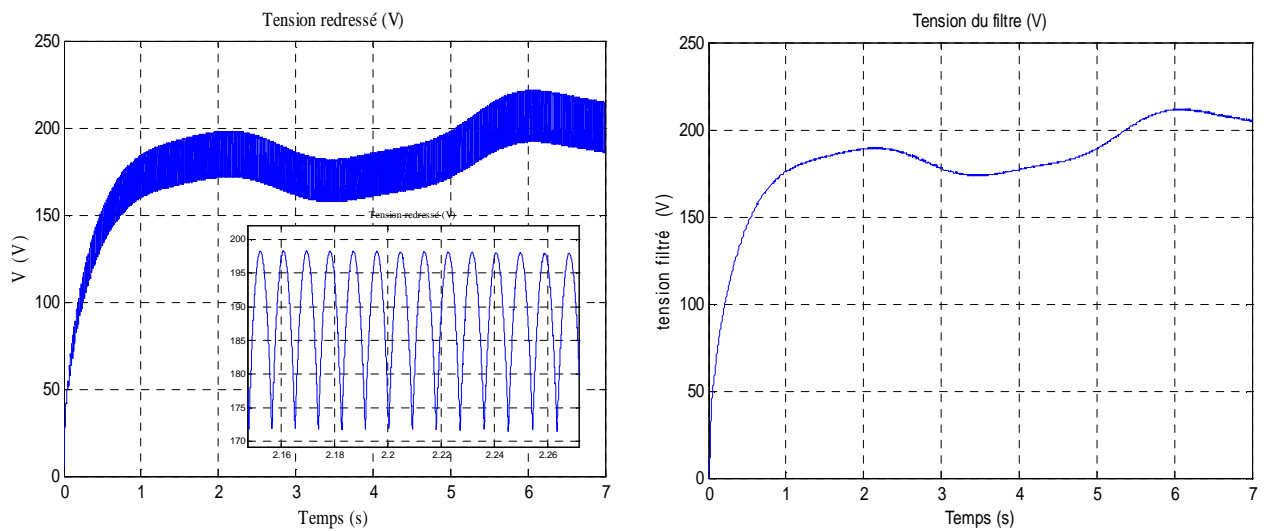


Fig. IV.13 Allure des Tensions redressée et filtrée.

La figure (Fig. IV.14) représente l'allure de la tension à la sortie de l'onduleur. Il est clair que l'amplitude de la tension devient plus importante avec l'augmentation de la vitesse du vent.

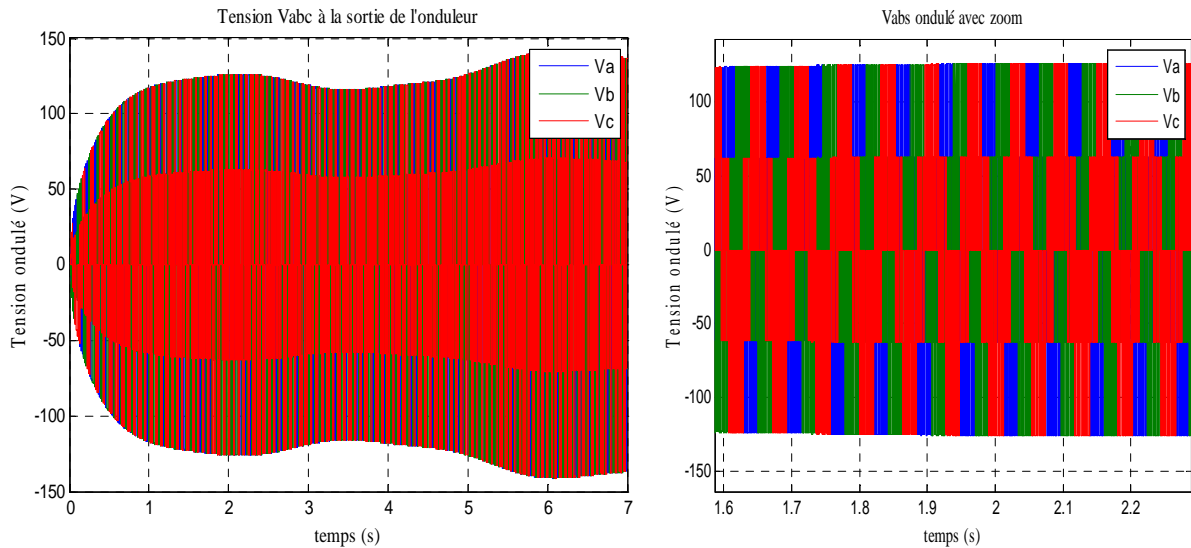


Fig. IV.14 Allure de la Tension à la sortie de l'onduleur.

Courant

Les courants statoriques représentés sur la figure (Fig. IV.15), ont pris leurs formes sinusoïdales et sont aussi adaptés à la variation de la vitesse du rotor. La fréquence rotorique dépend de la variation de rotation de l'éolienne.

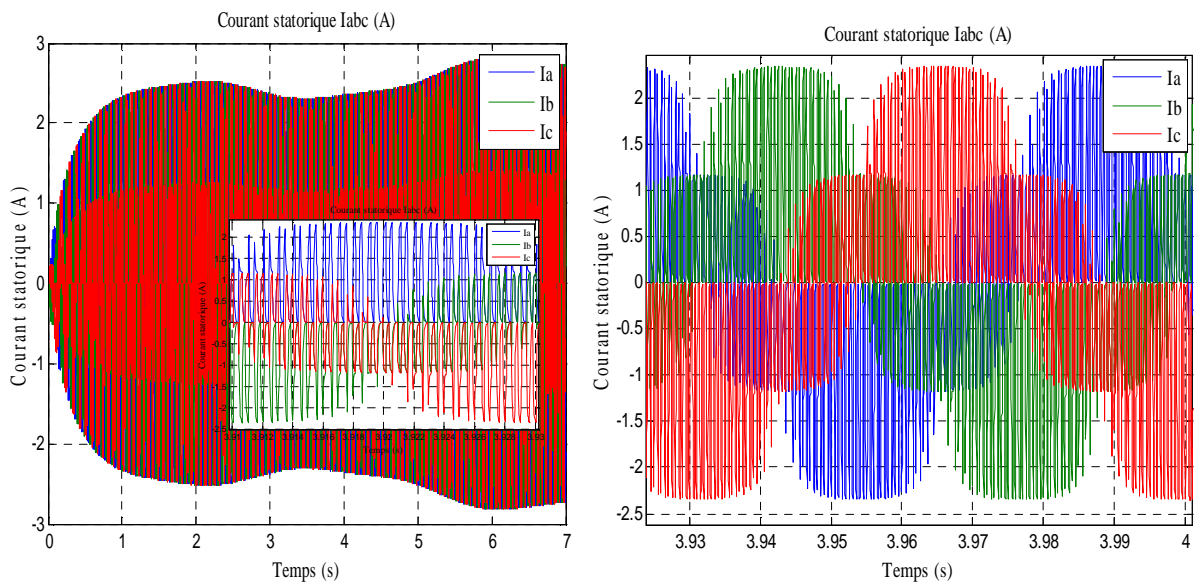


Fig. IV.15 Allure des courants.

A partir des figures précédents, on observe l'influence de la vitesse du vent, et par la suite son énergie cinétique sur les amplitudes des courants et des tensions. Avec l'augmentation de la vitesse du vent, les valeurs du courant et de la tension deviennent plus importantes, que ce soit du côté génératrice ou bien du côté charge.

Conclusion

Après avoir décrit les différentes topologies des convertisseurs statiques utilisés fréquemment dans les structures éoliennes basées sur la génératrice synchrone à aimants permanents, nous avons établi un modèle de la chaîne de conversion éolienne constituée d'une turbine d'une génératrice synchrone à aimants permanents, d'un redresseur triphasé, d'un filtre et d'un onduleur. L'ensemble est relié à une charge RL.

Le système globale est simulé pour une vitesse de vent variable avec une valeur moyenne de 10 m/s et variant entre (10,5 et 13,5) m/s. Les résultats de simulation ont montré la possibilité d'extraction d'un maximum de l'énergie du vent.

Conclusion Générale

CONCLUSION GÉNÉRALE

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

Dans un premier temps, une brève description sur les systèmes éoliens a été présentée. Comme beaucoup d'énergies renouvelables, le gisement éolien mondial est considérable puisqu'il est très supérieur à la consommation énergétique actuelle de l'humanité. Cependant le développement de son exploitation dépendra, non pas des difficultés technologiques surmontées actuellement côté pratique, mais de données économiques et politiques favorisant ou non les diverses formes d'énergies exploitables. Dans ce contexte, quelques notions principales sur la technologie éolienne ont été données concernant principalement, la conception, les différents types d'éoliennes utilisés et la classification des éoliennes.

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

Dans un second temps, nous avons abordé la description des machines électriques avec intérêt pour la machine synchrone à aimants permanents. On a présenté les types d'aimants permanents et les caractéristiques des matériaux utilisés ainsi que la description de la machine synchrone à aimants permanents et les différentes structures rencontrées. Nous avons établi, en premier lieu les différentes équations de la machine électrique triphasée dans sa structure générale, avant d'arriver à un modèle définitif de la génératrice synchrone à aimants permanents utilisée au cours de ce travail. Le modèle de la GSAP a été validé par les résultats de simulation à vide et en charge.

Après avoir déduit les caractéristiques aérodynamiques principales de la turbine et les différentes zones de fonctionnement, les stratégies de contrôle utilisées ont été présentées. La zone particulière où la maximisation de l'énergie extraite du vent est effectuée a été détaillée. Les algorithmes de maximisation de puissance ont été validés par des résultats de simulation.

Dans la dernière étape, l'essentiel de notre contribution est abordé, à savoir la simulation de la chaîne de conversion. Les différents modèles étudiés sont conformes à la réalité, une modélisation des différents éléments de la chaîne éolienne selon une structure de

conversion d'énergie choisie constituée d'une machine synchrone à aimants permanents, pilotée par le stator par un onduleur contrôlé par MLI a été élaborée.

Les résultats de simulation pour la vitesse du vent variable permettent d'observer l'influence de la vitesse du vent sur le courant, la tension et la puissance, qui évoluent plus avec l'augmentation de la vitesse du vent.

PERSPECTIVE

Suite aux travaux réalisés, on peut proposer quelques perspectives qui peuvent améliorer les performances de la chaîne de conversion proposée :

- ✚ Etude des systèmes de production hybride tels que les systèmes (éolienne - photovoltaïque), (éolienne-diesel), (éolienne - photovoltaïque –diesel)...etc.
- ✚ Application de plus de commandes pour l'énergie éolienne, par exemple, les modèles de simulation des aérogénérateurs à vitesse variable avec régulation pitch.
- ✚ Réduction les hypothèses simplificatrices de la turbine.
- ✚ Intégration des pertes négligées dans cette étude.
- ✚ Développement d'un contrôle vectoriel sans capteur de vitesse.
- ✚ Adaptation du modèle développé et stratégies de contrôle sur des aérogénérateurs de puissance plus importantes.
- ✚ Application de techniques de commande intelligentes telles que la logique floue et les réseaux de neurones.
- ✚ Etude de la gestion de ces systèmes.

Bibliographie

REFERENCE BIBLIGRAPHIQUES

- [1] **O. Bouhali**, «Contribution des convertisseurs des multi niveaux au raccordement de la production d'origine éolienne sur un réseau électriques», thèse de doctorat de l'école nationale polytechnique école centrale de Lille, N°d'ordre 45, 19Avril 2007.
- [2] **Z. Benhachani**, «Elaboration d'un modèle de dimensionnement d'un système hybride (solaire-éolienne) alimentant une ferme dans la région des Aurès», thèse de magistère EL Hadj Lakhdar – Batna, option maitrise des énergies, 01décembre 2011.
- [3] **A. Maafa**, «Etude d'un générateur éolien basé sur la cascade de deux machines asynchrones piloté par un convertisseur de fréquence», thèse de magistère de l'université de El Hadj Lakhdar –Batna, option maitrise des énergies, 19 juin 2011.
- [4] **L. Louze**, «Production décentralisée de l'énergie électrique : modélisation et contrôle d'une génératrice asynchrone auto excitée», thèse de doctorat de l'université de Mentouri –Constantine, 08 juillet 2010.
- [5] **A. Abdelli**, «Optimisation multicritère d'une chaine éolienne passive », thèse de doctorat de l'institut nationale polytechnique de Toulouse, N°d'ordre 2519, 15 octobre 2007.
- [6] **R. Redjem**, «Etude d'une chaine de conversion d'énergie éolienne », thèse magistère de l'université de Mentouri –Constantine, option modélisation et commande des machines électriques, 4 juillet 2007.
- [7] **L. Khettache**, « Etude et commande d'un système éolien à base d'une machine électrique double alimentée », thèse de magistère de l'université de El Hadj Lakhdar –Batna, option énergie renouvelable, 2007.
- [8] **H. Camblong** «Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans les générations d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable», thèse de doctorat, option automatique de l'école nationale supérieure d'arts et métiers centre de Bordeaux, 08 décembre 2003.
- [9] **C. Benoudjit** «Etude pour la conception d'un banc d'essais pour énergie renouvelable », mémoire magistère de l'université de EL Hadj Lakhdar –Batna, juin 2004.
- [10] **M. Mayouf**, «Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents », thèse de magistère de l'université de Al Hadj Lakhdar – Batna, option énergies renouvelables, 2007.
- [11] **A. Mirecki**, « Etude comparative de chaines de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, N° d'ordre 2213, 05 avril 2005.

- [12] <http://www.edf.com/html/panorama/production/renouvelable/hydro/fonctionnement.html>
- [13] <http://etat.geneve.ch/dt/site/protection-environnement/energie/master-content.jsp?componentId=kmelia239&pubId=5290&nodeId=1428>
- [14] **L. Abdelhamid**, « Contribution à l'amélioration des performances des générateurs éoliens – Evaluation de l'impacte des énergies renouvelables sur l'environnement », thèse de doctorat de l'université de EL Hadj Lkhdar –Batna, option maîtrise des énergies, 26 avril 2012.
- [15] **T. Douadi**, « Etude et commande d'un système éolien à base d'une génératrice asynchrone », thèse de magistère de l'université de EL Hadj Lkhdar –Batna, option maîtrise d'énergie,
- [16] **A. Bouhedda**, « Contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne », thèse magistère de l'université de Mouloud Mammeri –Tizi-ouzou, option entraînements électrique, 07 juillet 2011.
- [17] **M. LAPIE**, « Modélisation du comportement dynamique d'éoliennes de moyenne et faible puissance à axe horizontale », thèse de doctorat de l'université des sciences et technologie de Lille I, N°d'ordre 3645, 20 septembre 2005.
- [18] <http://www.smallwindenergy.ca/fr/Overview/HowTheyWork/ElectricityFromWind.html>
- [19] <file:///G:/eolienn/Eolienne%20puissance%20vitesse%20vent.htm>
- [20] http://www.apab.org/fr/page.php?id_rubrique=12
- [21] **A. Smadi, M. Farida**, «contribution à l'étude des systèmes éoliennes, application aux génératrice : A courant continue, Synchrone a pôles saillant et à aimant permanent », thèse ingénieur de l'université de EL Hadj Lakhdar –Batna, option maintenance, 27 juillet 2007.
- [22] **Kira Grogg**, « Harvesting the wind : the physics of wind turbines », physics and astronomy comps papers, 13 april 2005.
- [23] **B. Toual**, « Modélisation et commande floue optimisée d'une génératrice à double alimenté, application à un système éolien à vitesse variable » thèse de magistère de l'université de El Hadj Lakhdar –Batna, option machine électrique, 17 octobre 2010.
- [24] **M. Kassa Idjdarene**, « contribution à l'étude et la commande du génératrices asynchrones à cage dédiées à des centrales électrique éoliennes autonomes », thèse de doctorat de l'université Abderrahmane MIRA –Béjaia, université de Lille I, N°d'ordre 40283, 23 mai 2010,
- [25] **A. Boyette**, « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne», thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré Nancy I, 11 décembre 2006.

- [26] <http://www.ader.ch/energieaufutur/energies/eole/>
- [27] **S. Ameziane**, «Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien », thèse de magistère de l'université de EL Hadj Lakhdar –Batna, option maîtrise des énergies, 01 juillet 2009.
- [28] **DUC-HOAN TRAN**, « Conception optimale intégrée d'une chaîne éolienne « passive »: Analyse de robustesse, validation expérimentale », thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Toulouse, 27 septembre 2010.
- [29] **A. Davigny**, « Participation aux services systèmes de ferme d'éoliennes à vitesse variables intégrant du stockage inertiel d'énergies », thèse de doctorat de l'université de science et technologie de Lille, N°d'ordre 4066, 11 décembre 2007.
- [30] **M. Marty, D. Dixneuf, D. Garcia Gilbert**, «Principes d'électrotechnique», Dunod, Paris, 2005.
- [31] **F. Boussekra**, « La commande non linéaire à régime glissant de la MSAP », thèse magistère de l'université de El Hadj Lakhdar –Batna, option commande électrique, 23 novembre 2011.
- [32] **A. Benbrahim**, « Commande prédictive généralisée d'une machine synchrone à aimants permanents », thèse magistères de l'université de El Hadj Lakhdar –Batna, option électricité industrielle/ commande robuste, 18 juin 2009.
- [33] **A. Ameer**, « Commande sans capteur de vitesse par DTC d'un moteur synchrone à aimants permanents en utilisant des techniques de l'intelligence artificielle », thèse de doctorat de l'université El Hadj Lakhdar –Batna, 23 mai 2012.
- [34] **B. Sebti** « Etude comparative des performances statiques et dynamiques d'un contrôle de découplage et d'un moteur à induction alimenté par un convertisseur statique », thèse magistère université de El Hadj Lakhdar –Batna, 2005.
- [35] **S. El Aimani**, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat de l'université des sciences et technologie de Lille I, N°d'ordre 4, 06 décembre 2004.
- [36] **K. Ferkous**, « Etude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne », thèse magistère de l'université de Mentouri –Constantine, option énergies renouvelables, 4 juillet 2007.
- [37] **A. Soetedjo, A. Lomi, W. Prys Mulayanto**, « Modeling of wind energie system with MPPT control », in IEEE, International conference on electrical engineering and informatics, Boudung, Indonesia, 17-19 July 2011.
- [38] **I. Hamzaoui**, «Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation en vue de son utilisation comme aérogénérateur », thèse de magistère de l'école nationale polytechnique Alger, 20 janvier 2008.

- [39] **A. Gaillard**, « système éolien basé sur une MADA : Contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service », thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré Nancy I, 30 avril 2010.
- [40] **R. Carriveau**, « advances in wind power », published by Intech 'www.intechopen.com', Croatia, November 2012.
- [41] **J.G. Sloomweg, H. Polinder, W.L. Kaling**, « Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator », IEEE, 2001, pp. 644-649.
- [42] **R. Melicio, V.M.F. Mendes, J.P.S. Citalao**, « modelling and simulation of wind energy systems with matrix and multilevel power converters », IEEE Latin America transactions, Vol. 7, No. 1, march 2009, PP. 78-84.
- [43] **C. Kang, X. Feng, F. Yongjie, Y. Yuehai**, « Comparative Simulation of Dynamic Characteristics of Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator Based on RTDS and MATLAB », IEEE International Conference on Power System Technology 2010, PP.1-8.
- [44] **Y. Zou, M. Elbuluk, Y. Sozer**, « A Complete Modeling and Simulation of Induction Generator Wind Power Systems », in IEEE, 2010.
- [45] **A. B. Cultura, Z. M. Salameh**, « Modeling and Simulation of a Wind Turbine-Generator System », in IEEE, 2011, pp.1-7.
- [46] **S. Belakehal, A. Bentounsi, M. Merzoug, H. Benalla**, « Modélisation et commande d'une génératrice Synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne », Revue des Energies Renouvelables, Vol. 13 N°1, 2010, PP. 149-16.
- [47] **W.W. Price, J.J. Sanchez-Casca**, « Simplified wind turbine generator aerodynamic models for transient stability studies », IEEE PSCE 2006, PP. 986-992.
- [48] **M. L. Mennai**, « Contribution à la modélisation d'un aérogénérateur à aimants permanents », thèse de master de l'université de EL Hadj Lakhdar –Batna, option commande électrique, 2011.

Annexe

PARAMÈTRES DE SIMULATION

1. Paramètres de la génératrice synchrone à aimants permanents

✚ Génératrice à aimants permanents à vide

	Désignations	Valeur	Unité
R_s	Résistance statorique	2.875	Ω
L_d	Inductance statorique selon l'axe d	0.0085	H
L_q	Inductance statorique selon l'axe q	0.0085	H
Ψ_f	Flux des aimants permanents	0.7006	Wb
f	Coefficient de frottement	0	Nm/rd/s
J	Inertie de l'ensemble turbine et génératrice	0.0008	Kg.m^2
P	Nombre de pôles	4	-

✚ Génératrice à aimants permanents en charge

	Désignations	Valeur	Unité
R_s	Résistance statorique	0.895	Ω
R_{ch}	Résistance de charge	50	Ω
L_d	Inductance statorique selon l'axe d	0.012	H
L_q	Inductance statorique selon l'axe q	0.0211	H
L_{ch}	Inductance de charge	0.002	H
Ψ_f	Flux des aimants permanents	0.9	Wb
f	Coefficient de frottement	0.001	Nm/rd/s
J	Inertie de l'ensemble turbine et génératrice	0.00141	Kg.m^2
P	Nombre de pôles	3	-
A1	$[(R_s+R_{ch})/(L_d+L_{ch}) \ 0; 0 \ (R_s+R_{ch})/(L_q+L_{ch})];$		
A2	$[0 \ (L_q+L_{ch})/(L_d+L_{ch}); -(L_d+L_{ch})/(L_q+L_{ch}) \ 0];$		
B	$[0; \Phi/(L_q+L_{ch})];$		

🚧 Génératrice à aimants permanents avec une charge réelle et une source parfaite

	Désignations	Valeur	Unité
R_s	Résistance statorique	0.895	Ω
L_d	Inductance statorique selon l'axe d	0.012	H
L_q	Inductance statorique selon l'axe q	0.0211	H
Ψ_f	Flux des aimants permanents	0.9	Wb
f	Coefficient de frottement	0.001	Nm/rd/s
J	Inertie de l'ensemble turbine et génératrice	0.00141	Kg.m^2
P	Nombre de pôles	3	-
V_d	Source parfaite	100	V
V_q	Source parfait	0	V
A1	[R_s/L_d 0;0 R_s/L_q];		
A2	[0 L_q/L_d ;- L_d/L_q 0];		
B1	[-1/ L_d 0 0;0 -1/ L_q 0];		
B2	[0 0 0;0 0 1/ L_q];		

2. Paramètres de la Turbine éolienne

	Désignations	Valeur	Unité
R	Rayon de la surface balayée par les pales	3.1915	m
J	Moment d'inertie de la turbine	7.68	Kg.m^2
f	Coefficient de frottement	0.001	Nm/rd/s
ρ	Densité de l'air à 15°C	1.08	m^{-3}
P_{ref}	Puissance de référence	10^3	W
G	Gain du multiplicateur	1	-
$C_{p_{\text{max}}}$	Coefficient de puissance maximal	0.35	-
$Landa_{\text{opt}}$	vitesse spécifique optimale correspondant à $C_{p_{\text{max}}}$	9.81	-
$\omega_{\text{mec_ref}}=(P_{\text{ref}}/K_{\text{opt}})^{(1/3)}$;			
$K_{\text{opt}}=0.5*(C_{p_{\text{max}}}/Landa_{\text{opt}}^3)*\rho*\pi*R^5*(1/G^3)$;			