



Faculté de Technologie

Département de Génie électrique et électronique

Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de MASTER en Automatique

Option : Automatisation et Supervision



Thème

**Commande MULTI-MODÈLES simplifiées
d'une turbine éolienne**

Présenté par :

Mr.MAHDJOUBI Mohammed.A.kaiyoum

Mr.SOUANE Bouziyan

Soutenu le 14/10/2013 devant le jury composé de :

Président :	Mr. MELIANI Sidi Mohamed	U.A.B Tlemcen
Examineur :	Mr. BENYAHIA Boumediene	U.A.B Tlemcen
Examineur :	Mr.BENHABIB Choukri	U.A.B Tlemcen
Encadreur :	Mr YACOUBI Boumediene	U.A.B Tlemcen

Année universitaire : 2012/2013

REMERCIEMENTS

*Nous tenons à remercier monsieur **YACCOUBI** Boumediene d'avoir accepté de diriger notre travail, nous remercions également pour ces qualités humaines et ces conseils précieux durant tout les phases de travail.*

*Nous remercions également monsieur **MELIANI** Sidi Mohamed d'avoir accepté de présider le jury de notre projet de fin d'étude.*

Mes remerciements vont également aux membres du jury pour l'honneur qu'ils m'ont fait en participant à l'évaluation de ce travail

- Monsieur **BEN HBIBE** Choukri. .
- Monsieur **BEN YAHIA** Boumediene . .

Notre vifs remerciements vont également à tous les professeurs en particulier ceux de l'automatique de l'université Abou-Bekr Belkaid.

Dédicace

Je dédie ce travail :

*A ma chère mère, qui n'a qui jamais cessé de prier pour moi, que dieu la
protège,*

A tous mes oncles et mes tantes,

A mon père pour ses encouragements,

A mes frères et mes sœurs.

Abdelkaïoum.

Dédicace

Je dédie ce travail :

A ma chère mère, qui n'a qui jamais cessé de prier pour moi, que dieu la protège,

A mon père pour ces encouragements,

A mes frères et mes sœurs.

A MAHDJoubi Med Abdelkaioum, la personne avec laquelle je fais ce projet.

A mon vrai ami, et le plus proche de mon coeur HAOULIA Hamza .

A tout mes amis proches et loin.

A toute la promo d'AUTOMATIQUE 2012 ,2013.

A tous ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée d mes études.

A ma grande famille.

Bouziyan.

Résumé

Cette thèse traite de l'étude, la modélisation et la simulation d'un système de conversion d'énergie éolienne, permettant de fournir au réseau une puissance constant. la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne est particulièrement détaillée.

Afin d'améliorer les performances des éoliennes à vitesse variable et à régulation pitch en les combinant les correcteurs classiques, de types P, PI ou PID à une approche multi-modèle qui se base sur une linéarisation, autour de différents points de fonctionnement du modèle de l'éolienne et qui a pour but d'adapter le gain de la commande de manière continue en fonction du point de fonctionnement. La conception de ces correcteurs a considéré un modèle rigide de la structure mécanique. Les résultats de simulation obtenus nous ont permis de conclure que les performances devient parfaite lorsque en utilise le correcteur PID.

SOMMAIRE

Remerciement	A
Dédicaces	B
Résumé.....	D
Sommaire.....	E
Listes des figures.....	I
Notation et symboles	K
Introduction générale.....	M

Chapitre 1 : Généralité sur les systèmes éoliens

1 Introduction	1
2 Historique de l'éolien	1
3 statistiques sur l'énergie éolienne (situation actuelle).....	3
1.3.1 L'énergie éolienne dans le monde.....	4
1.3.2 L'énergie éolienne dans l'Algérie.....	4
1.3.3 Un projet de parc éolien.....	5
1.4 Présentation du système éolien.....	6
1.4.1 Type d'aérogénérateurs.....	6
1.4.1.1 Aérogénérateurs à axe vertical.....	7
1.4.1.1. a) Aérogénérateurs à rotor de Darrius.....	7
1.4.1.1. b) Aérogénérateurs à rotor de Savonius.....	8
1.4.1.2 Aérogénérateurs à axe horizontal.....	8

1.4.2 Constitutions d'une éolienne à axe horizontal.....	10
1.5 conversion de l'énergie éolienne.....	13
1.5.1 Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.....	13
1.5.2 Loi de betz.....	13
1.6 Description d'une pale d'éolienne.....	16
1.6.1 Actions du vent sur une pale.....	16
1.6.2 Efforts sur une pale d'éolienne.....	17
1.7 Régulation mécanique de puissance de l'éolienne.....	18
1.8 Les éoliennes à vitesse fixe.....	19
1.8.1 Intérêt de la vitesse variable.....	20
1.9 Chaîne de conversion électrique.....	21
1.9.1 Système utilisant la machine asynchrone.....	21
1.9.2 Systèmes utilisant la machine synchrone.....	22
1.10 Modélisation du système éolienne.....	22
1.10.1 Modèle du vent.....	22
1.10.2 Modèle de la turbine.....	24
1.10.2.1 Modèles du multiplicateur de vitesse.....	25
1.10.2.2 Modèle de l'arbre mécanique.....	26
1.10.2.2 (a) Modèle de transmission rigide.....	26
1.10.2.2 (b) Modèle de transmission souple.....	27
1.10.2.3 Modélisation du système d'orientation des pales.....	29
1.11 Conclusion.....	30

Chapitre 2 : représentation de théorie de l'approche multi-modèle.

2.1 Introduction.....	31
2.2 Obtention d'une structure Multi-Modèles.....	32
2.2.1 Multi-Modèles par identification.....	32
2.2.2 Multi-Modèles par la linéarisation.....	33
2.2.3 Multi-Modèles basé sur les secteurs de non linéarité.....	34
2.3 Représentation des différents types des systèmes asservis.....	38
2.4 Les systèmes non linéaires.....	38
2.4.1 Linéarisation par le développement de séries de Taylor.....	39
2.5 Linéarisation du système éolienne.....	40
2.6 Structure Multi-Modèles.....	44
2.7 Conclusion.....	48

Chapitre 3 : synthèse des correcteurs classiques basés sur l'approche multi-modèle

3.1 Introduction	49
3.2 Les stratégies de commande d'un système éolien.....	49
3.3 Correcteur proportionnelle	51
3.4 Correcteur proportionnelle-intégrale.....	53
3.5 Correcteur proportionnelle-intégrale-dérivée.....	55
3.6 Résultat de simulation	58
3.6.1 Correcteur proportionnelle	58

3.6.2 Correcteur proportionnelle-intégrale.....61

3.6.3 Correcteur proportionnelle-intégrale-dérivée.....64

3.7 Conclusion.....67

Conclusion générale

Annexe

Bibliographie

Notation et symboles

β	angle d'orientation de la pale (angle pitch)	J_g	L'inertie de la génératrice
β_{opt}	Valeur nominale de l'angle de calage	J_{g-BV}	L'inertie de la génératrice ramené à l'arbre de basse vitesse
β_{reg}	Valeur de référence de l'angle de calage	J_T	L'inertie de la turbine
C_{aero}	Couple aérodynamique	k	Coefficient d'élasticité de l'arbre d'entraînement
C_{em}	Couple électromagnétique	K_F	Gain statique de la fonction de transfert d filtre de Von Karman
C_{em-ref}	Valeur de référence du couple électromagnétique	k_σ	Intensités de la turbine du vent
C_{mec}	Couple mécanique	L_F	Échelle de longueur de la turbine du vent
C_p	coefficient de puissance	λ	Ration de vitesse
C_{p-opt}	Valeur maximum du coefficient de puissance	λ_{opt}	Valeur optimal de la ration de vitesse
d	Coefficient de frottement de l'arbre d'entraînement au multiplicateur	m_1, m_2	Paramètres se NICHITA
G	Gain du multiplicateur	Ω_g	Vitesse angulaire de rotation de la génératrice
\hat{H}_F	Fonction de transfert du filtre de von karman	T_s	Période d'échantillonnage
J	Coefficient d'inertie totale en transmission rigide	τ_β	Constant de temps de la dynamique de l'actionneur pitch
Ω_{g-BV}	Vitesse angulaire de rotation de la génératrice ramenée à l'arbre basse vitesse	v	Vitesse du vent
Ω_T	vitesse de rotation de la turbine	V	Vitesse moyen du vent
Ω_{T-nom}	Vitesse nominale de rotation de la turbine	v_0	Vitesse du vent en un point fixe
Ω_{T-ref}	Référence vitesse de rotation de la turbine	v_{con}	Vitesse du vent pour laquelle l'éolienne commence à produire

P_{aero}	Puissance aérodynamique	v_{dec}	Vitesse du vent limite du fonctionnement de l'éolienne
P_{elt}	Puissance électrique générée par l'éolienne	v_{nom}	Vitesse du vent pour laquelle la vitesse de rotation et la puissance sont nominales
P_{nom}	Puissance électrique nominale	ρ	Masse volumique de l'air
R	Langueur de la pale	v_t	Turbulence du vent
ρ	Masse volumique de l'air	T_F	Constante de temps de la fonction de transfert du filtre de Von Karman
S	Surface balayée par les pales	σ_v	Écart type de la turbulence du vent

LISTES DES FIGURES

FIGURE 1.1.	EVOLUTION DE LA PUISSANCE NOMINALE INSTALLEE DANS LE MONDE.....	3
FIGURE 1.2.	LES PRINCIPAUX PAYS EN TERMES DE PUISSANCE EOLIENNE INSTALLEE EN 2011...4	
FIGURE 1.3.	CARTE ANNUELLE DE LA VITESSE MOYENNE DU VENT A 10M DU SOL (M/S).....	5
FIGURE 1.4.	EOLIENNES DE DARRIEUS.....	8
FIGURE 1.5.	EOLIENNE DE SAVONION.....	8
FIGURE 1.6.	EOLIENNES A AXE HORIZONTAL.....	9
FIGURE 1.7.	EOLIENNE EN AMONT ET EN AVAL	10
FIGURE 1.8.	SCHEMA DE LA NACELLE.....	10
FIGURE 1.9.	TUBE DE COURANT AUTOUR DE D'UNE EOLIENNE	13
FIGURE 1.10.	DIRECTIONS DU VENT SUR UNE EOLIENNE	16
FIGURE 1.11.	FORCES APPLIQUEES SUR UNE PALE.....	17
FIGURE 1.12.	LA PUISSANCE UTILE SUR L'ARBRE EN FONCTION DE LA VITESSE DU VENT	18
FIGURE 1.13.	PUISSANCE THEORIQUE DISPONIBLE AU NIVEAU DE LA TURBINNE.....	20
FIGURE 1.14.	SCHEMA BLOCS DE LA CONSTRICTION DE LA VITESSE DU VENT EN UN POINT.....	24
FIGURE 1.15.	CORBES DE CP EN FONCTION DE LAMBDA ET BITA	25
FIGURE 1.16.	SCHEMA BLOCS DU MODELE DE L'EOLIENNE.....	27
FIGURE 1.17.	MODELE SOUPLE DE L'ELIENNE.....	27
FIGURE 1.18.	SCHEMA DU MODELE SOUPLE DE L'EOLIENNE.....	28
FIGURE 1.19.	MODELLE DE L'ACTIONNEUR DE L'ANGLE DE CALAGE.....	29
FIGURE 2.1.	CLASSIFICATION DES SYSTEMES.....	38
FIGURE 2.2.	MODELE RIGID LINEARISE.....	42
FIGURE 2.3.	STRUCTURE D'UN SYSTEM MULTI-MODELES.....	45
FIGURE 3.1.	STRATEGIE A D'IMPLANTATION DE COMMANDE D'UNE EOLIENNE.....	50
FIGURE 3.2.	STRATEGIE B D'IMPLANTATION DE COMMANDE D'UNE EOLIENNE.....	51

FIGURE 3.3.	STRUCTURE DU CORECTEUR PROPORTIONNEL MULTI-MODELES.....	52
FIGURE 3.4.	STRUCTURE DU CORECTEUR PROPORTIONNEL-INTEGRAL MULTI-MODELES (RIGID SANS PITCH).....	54
FIGURE 3.5.	STRUCTURE DU CORRECTEUR OID (RIGID , SANS PITCH)	55
FIGURE 3.6.	VENT VARIABLE AUTOUR DE 15M/S.....	59
FIGURE 3.7.	RESULTAT DE SIMULATION POUR UN CORRECTEUR PROPORTIONNE MULTI-MODELES SUR UNE STRICTURE RIGID (SANS PITCH).....	59
FIGURE 3.8.	REPOSE INDICIELLE DE LA VITESSE DE ROTATION AVEC UN CORRECTEUR P MULTI-MODELES (VENT CONSTANT).....	60
FIGURE 3.9.	ROBUSTESSE DU CORRECTEUR PROPORTIONNEL PAR RAPPORT A CP.....	61
FIGURE 3.10.	RESULTAT DE SIMULATION POUR UN CORRECTEUR PI MULTI-MODELES SUR UNE STRUCTURE RIGIDE (SANS PITCHE).....	62
FIGURE 3.11.	ROBUSTESSE DU CORRECTEUR PI PAR RAPPORT A CP	63
FIGURE 3.12.	RESULTAT DE SIMULATION POUR CORRECTEUR PID MULTI-MODELES SUR UNE STRUCTURE RIGID	64
FIGURE 3.13.	ROBUSTESSE DU CORRECTEUR PID PAR RAPPORT A CP	65
FIGURE 3.14.	REPPONSE INDICIELLE DE LA VITESSE DE ROTATION AVEC UN CORRECTEUR PID MULTI MODELLE (VENT CONSTANT).....	66

LISTE DES TABLEAUX

TABEUUAU 3.1	PRESENTATION DE LA BASE VITESSE DES QUATRES MODELES LOCAUX.....	58
TABEUUAU 3.2	PRESENTATION DES PARAMETRES DU CORRECTEUR PI POUR UNE BASE DE 4 MODELES LOCAUX (SANS LE MODELE DU PITCHE)	61
TABEUUAU 3.3	PRESENTATION DES PARAMETRES DU CORRECTEUR PID POUR UNE BASE DE 4 MODELES LOCAUX (SANS LE MODELE DU PITCHE)	64

Introduction générale :

Après le sommet de Kyôto les pays signataire du protocole ont pris la décision de diminuer ces émissions de CO_2 puisque la fourniture d'électricité s'appuie actuellement en majorité sur la production nucléaire complétée par des centrales hydro-électriques et thermiques à flamme.

Pour aboutir cette décision ces pays ont pris à agrandir les installations fonctionnant grâce aux différentes énergies renouvelables et minimisant en même temps le recours massif aux énergies fossiles, c'est tout d'abord pour une énergie non polluante et à la lutte contre l'effet de serre en conséquences de l'augmentation de l'émission de CO_2 .

Le développement de l'éolien s'inscrit dans le cadre de la promotion de ces énergies renouvelables face aux dangers que représente à l'échelle planétaire. En Europe cette filière permettrait d'éviter la production de 140 millions de tonnes de gaz carbonique par an, soit l'équivalent de la circulation de 33% des voitures de l'union Européenne d'autre part cette énergie propre bénéficie des avantages économique telle que son utilisation diminue notre dépendance énergétique, de plus elle a l'avantage d'assurer la sécurité des approvisionnements en énergie et la stabilité des prix. La production éolienne d'électricité au plus près des lieux de consommation par des unités de production d'une taille adaptée à des consommations locales.

Au niveau mondial les prévisions donnent une puissance éolienne installée de 300 000 MW et une production énergétique de 600 millions de MW en 2015. A cette échéance, la production éolienne ne sera plus marginale puisqu'elle devrait représenter 3% de la production mondiale d'électricité.

L'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. La puissance d'une éolienne terrestre peut aller jusqu'à 3 MW, elle varie de 4 à 6 MW pour les éoliennes en mer.

Dans le but d'augmenter le taux de pénétration des systèmes éoliens dans les réseaux électriques, notamment les réseaux insulaires, en réduisant le coût de revient de l'énergie électrique produite par ces systèmes, et en améliorant sa qualité, plusieurs travaux de recherches se sont orientés vers l'amélioration du système de commande des éoliennes et le développement de différents types de stratégies de

commande. Comme le système éolien est non linéaire et que la vitesse du vent est variable, des techniques de linéarisation et d'adaptation de gain plus des synthèses des correcteur classique combinées à une approche multi-modèle ont été proposées pour réguler le système autour d'un point de fonctionnement bien spécifique. Cependant, ces correcteurs classiques implantés aujourd'hui sur la quasi-totalité des éoliennes commercialisées et conçus généralement à partir de modèles relativement simples, permettent en général de satisfaire un seul objectif de commande qui est une bonne conversion de l'énergie éolienne.

L'idée générale de notre étude porte sur l'approche multi-modèle comme une technique d'automatique dans les nouveaux modes de fonctionnement demandé aux éoliennes

Organisation du mémoire :

Le premier chapitre est consacré aux notions générales sur l'énergie éolienne. Les technologies d'éoliennes ainsi que les différents composants constituant l'aérogénérateur seront brièvement présentés. Ensuite les différentes machines électriques utilisées pour la conversion éolienne. En dernière lieu nous nous intéressons à la modélisation de la turbine à régulation pitch en transmissions souple et rigide.

Dans le deuxième chapitre on présenter les différents types des systèmes asservis notamment les systèmes non linéaires et puisque notre système éolien est non linéaire on propose une Linéarisation de ce système ainsi une représentation de la structure multi-modèle.

Le troisième chapitre concerne les stratégies de commande et les correcteurs classiques P/PI/PID d'une éolienne à vitesse variable et à régulation pitch. Puisque le fonctionnement de ces éoliennes est caractérisé par différentes zones et qu'un seul modèle global paraît complexe, nous avons eu l'idée de créer des modèles plus simples pour représenter le système, d'où l'utilisation de l'approche multi-modèle ainsi des résultats de simulation sont donnés à la fin de ce chapitre.

Chapitre 1

Généralités sur les Systèmes Éoliens

CH1 : Généralités sur les systèmes éoliens :

1.1 Introduction :

Depuis des siècles, l'homme utilise l'énergie du vent pour faire avancer des bateaux, moulin du grain ou pomper de l'eau. Cette source d'énergie nous sert maintenant à produire de l'électricité. Depuis quelques années, la production électrique éolienne est en plein développement industriel. Elle présente en effet de nombreux atouts : c'est tout d'abord une énergie renouvelable non polluante qui contribue à une meilleure qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre. C'est aussi une énergie qui utilise les ressources nationales et concourt donc à l'indépendance énergétique et à la sécurité des approvisionnements. Enfin, le démantèlement des installations et la gestion des déchets générés pourront se faire sans difficultés majeures et les sites d'implantation pourront être réutilisés pour d'autres usages. Des difficultés existent malgré tout : la gestion technique de la production sur le réseau électrique, certains impacts environnementaux (avifaune, paysage, bruit) et l'aménagement du territoire. ce chapitre indique la situation de l'énergie éolienne ainsi les principes de base de la conversion d'énergie, les différents structures utilisées dans les systèmes éoliens en suite la modélisation de la turbine éolienne avec les différents paramètres qui régissent le fonctionnement de cette dernier.

1.2 Historique de l'éolien

L'énergie éolienne, qui tire son nom d'Éole (dieu du vent dans la Grèce antique) est l'énergie produite par le vent. Les moulins à vent ont connu leur plein essor en Europe aux XIIe et XIIIe siècles et étaient la principale source d'énergie pour moulin le grain et pour pomper de l'eau. Cette situation privilégiée des moulins à vent perdurera jusqu'à l'ère industrielle, époque où la machine à vapeur, et plus tard le moteur électrique, les remplaceront : ils étaient peu dépendants du vent et

la nouvelle société industrielle avait besoin d'une énergie constante. Des tentatives ont été faites pour adapter le moulin à vent traditionnel à la production d'électricité. En association avec des batteries, alors en plein développement, cette formule permettait de faire face à l'intermittence des vents et donc de la production. Mais elle restera cantonnée à quelques sites isolés et à la satisfaction des besoins domestiques. Toutefois on ne renonça pas pour autant à utiliser la force du vent. Les recherches se sont poursuivies et ont permis peu à peu d'aboutir à ces moulins à vent des temps modernes que sont les éoliennes.

Ainsi, dans les années 1950-1960, des machines d'une puissance approchant le mégawatt sont apparues en France au titre d'essais ; mais elles ne donnèrent lieu à aucune percée industrielle. Il faudra attendre les années 1970 et le premier choc pétrolier pour que la technique connaisse un brusque réveil. L'étincelle vint du Danemark, pays particulièrement venteux et favorisé par la proximité de la mer, qui se spécialisa dans cette technologie. Puis l'éolien s'est propagé vers le pays voisin, l'Allemagne, où il s'est amplifié notamment avec le choix politique de sortie nucléaire.

Le changement climatique et la raréfaction des ressources sont des réalités auxquelles il convient de faire face. Il est nécessaire de changer nos habitudes et de mettre en avant toutes les démarches vertueuses pour inverser les tendances.

Dans le domaine de l'énergie, les économies sont bien entendu indispensables, mais les sources d'énergies renouvelables devront également connaître un développement sans précédent dans les prochaines décennies afin de pallier à la raréfaction identifiée. En particulier, parmi toutes les ressources possibles (biomasse, soleil, vent, houle, etc.), l'énergie éolienne est aujourd'hui la plus accessible en termes de technologie et de coût. Elle est donc tout naturellement appelée à prendre une place importante dans le « mix énergétique » mondial.

1.3 Statistiques sur l'énergie éolienne (situation actuelle) :

1.3.1 L'énergie éolienne dans le monde :

L'énergie éolienne, productrice d'électricité, est la source d'énergie qui a le plus progressé dans le monde ces dernières années. Sa production et sa puissance ont été multipliées par 10 en 10 ans.

L'éolien représente fin 2011, 238 500 MW de puissance installée dans le monde et connaît une croissance très importante (+ 21% de capacité en 2011). Les experts du conseil mondial de l'énergie éolienne (GWEC) prévoient le maintien d'une croissance soutenue de l'éolien dans le monde, notamment dans les pays émergents tels que le Brésil, l'Inde ou encore le Mexique.

L'Allemagne, leader européen de l'éolien, a un parcours exemplaire dans ce domaine grâce à une politique d'investissement et un soutien sans faille de l'État aux entreprises.

238 500 MW de puissance installée fin 2011

40 500 MW de nouvelles capacités éoliennes installées dans le monde en 2011

68 milliards d'euros d'investissement dans l'éolien en 2011

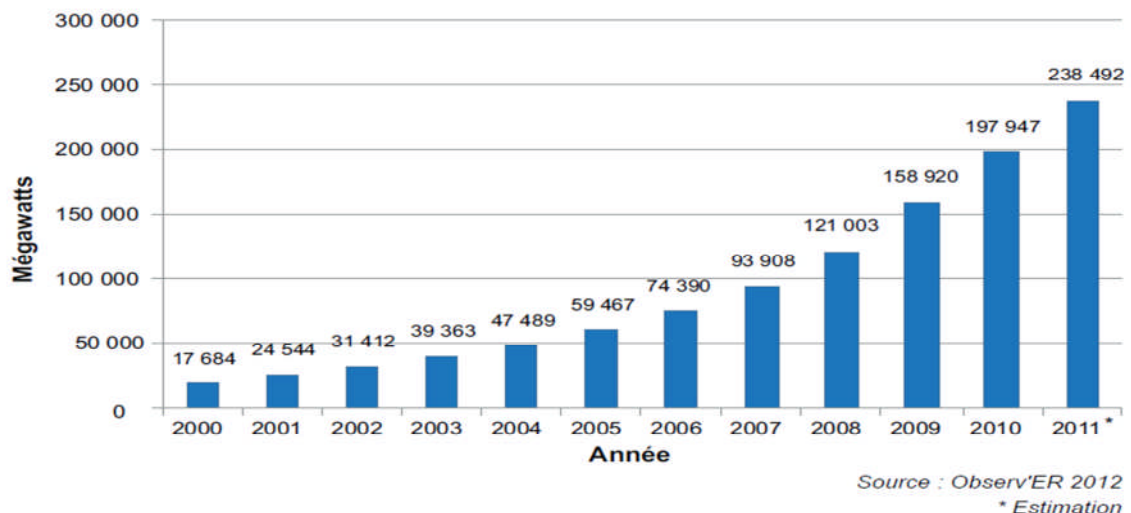


FIG.1.1 Évolution de la puissance nominale installée dans le monde [GHE 11]

Actuellement, les leaders dans le domaine éolien sont la Chine avec 62 364 MW de puissance installée, qui devance les États-Unis avec 46 919 MW et l'Allemagne avec 29 060 MW. Les dix premiers pays comptent une capacité éolienne

totale de 205 748 MW, soit 86,4% de la puissance éolienne totale dans le monde fin 2011.

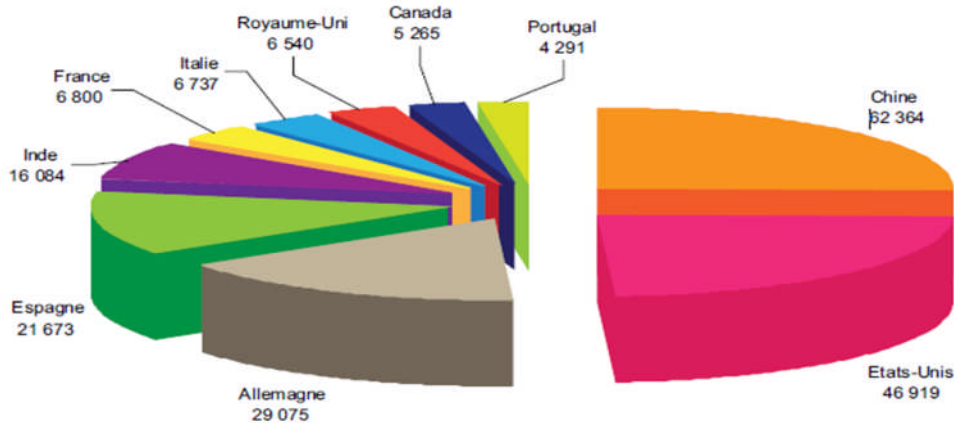


FIG.1.2 les principaux pays en termes de puissance éolienne installée (MW) en 2011

1.3.2 L'énergie éolienne dans l'Algérie :

En ce qui concerne l'Algérie, les énergies renouvelables n'ont pas encore connu à l'heure actuelle le développement qui permettrait leur exploitation, malgré le gisement en énergies renouvelables dont dispose l'Algérie. Ceci constitue un atout majeur qui pourra être valorisé pour faire de l'Algérie un fournisseur en énergie électrique. Heureusement, ces années une décision présidentielle sur l'orientation de l'Algérie vers les énergies renouvelables a été prise. De ce fait, un programme très ambitieux de développement de ces énergies renouvelable a été adopté récemment par le gouvernement en visant une contribution de ces énergies à hauteur de 40% de la production nationale d'électricité à l'horizon 2030. Dans ce contexte, 65 projets pour la période 2011/2020, dont 10 projets pour la seule phase pilote 2011-2013 ont été identifiés. Ces projets seront menés dans le but de produire 22 000 MW à l'horizon 2030, dont 10 000 MW pourraient être dédiés à l'exportation [Cde 11]. En matière d'emploi, la réalisation du programme des énergies renouvelables prévoit la création de plus de 200 000 emplois directs et indirects. L'Algérie vise ainsi l'investissement dans le domaine de la production électrique à partir de la filière éolienne pour atteindre 3% du bilan national à l'horizon 2027. Un premier pas a été

fait par le groupe Sonalgaz, qui a confié la réalisation de la première ferme éolienne à Adrar d'une puissance de 10 MW, au groupe français Vergnet. L'énergie produite par cette ferme, sera injectée dans le réseau d'électricité de la Wilaya d'Adrar.

Le gisement éolien en Algérie est très diversifié. Il varie d'une zone à une autre selon la cartographie et le climat de cette dernière. La carte représentée à la figure 3 [Ham 03], montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement le Sud-ouest avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Concernant le Nord, il est à noter que la vitesse moyenne est globalement peu élevée. Cependant, les sites côtiers d'Oran, Béjaia et Annaba, et les hauts plateaux de Tiaret et El Kheiter ainsi que la région délimitée par Béjaia au Nord et Biskra au sud, sont prometteurs en termes de production si la hauteur des éoliennes choisies est élevée.

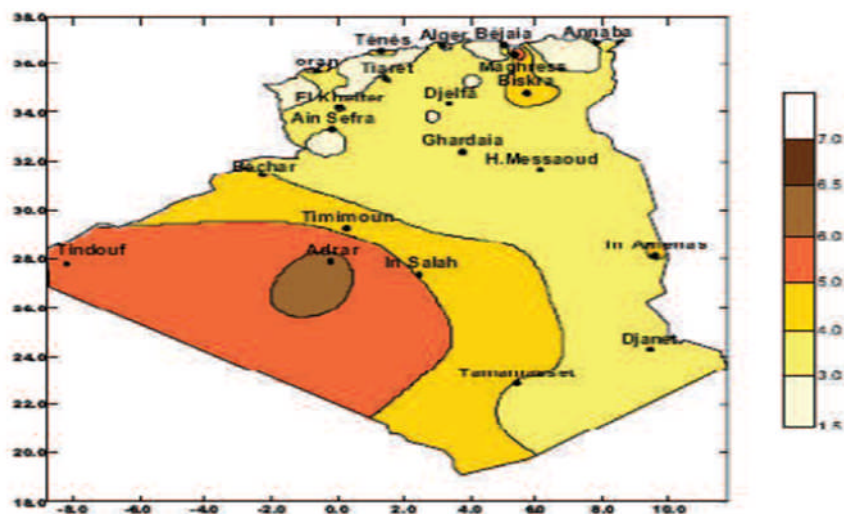


FIG.1.3 carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s)

1.3.3 Un projet de parc éolien :

Le déroulement d'un projet comporte 6 phases et nécessite la constitution d'une équipe pluridisciplinaire pour traiter les divers aspects, environnemental, technique, économique et financier. L'information, le dialogue et la concertation

entre tous les acteurs concernés sont des facteurs de succès d' un projet de parc éolien.

-Terme de préfaisabilité (durée 1 à 3 mois)

-Avant projet (durée 3 à 6 mois)

Consultation des administrations pour connaître les contraintes du site d'accueil, analyse du raccordement au réseau. Réalisation de l'état initial prévu par l'étude d'impact -Étude complète et instruction du permis de construire. Étude des variantes du projet (nombre d'éoliennes, disposition, taille, modèle...), concertation, décision du choix du projet retenu. Instruction de la demande de permis de construire par les services de l'Etat, enquête publique, décision par le Préfet - Construction et mise en service (Durée : 6 à 12 mois)

-Exploitation et maintenance du parc (Durée : tout au long de la vie de l'installation).

- Démantèlement (Durée : quelques semaines).

Au terme de l'exploitation du parc éolien, le maître d'ouvrage est tenu, par la loi, de procéder au démantèlement de l'installation puis à la remise du site dans son état initial .

1.4 Présentation du système éolien :

1.4.1 Type d'aérogénérateurs :

Du point de vue conception, les éoliennes peuvent être classées en deux catégories selon l'orientation de leur axe de rotation par rapport à la direction du vent. Les éoliennes à axe vertical (FIG.1.4) et les éoliennes à axe horizontal (FIG.1.5)

Ces dernières sont les plus répandues sur le marché à cause de leur rendement supérieur à celui des autres machines et c'est bien ce type d'éoliennes qui sera étudié dans ce document. Ces aérogénérateurs sont équipés par des hélices généralement bi- ou tripales. Dans la littérature, les principales éoliennes étudiées sont à axe horizontal et tripales, et un petit intérêt a été destiné aux éoliennes bipales .

Les pales peuvent être fixes ou orientables. Le deuxième cas est plutôt utilisé pour les grandes installations [18].

1.4.1.1 Aérogénérateurs à axe vertical :

Les aérogénérateurs à axe vertical ont été les premières structures utilisées pour la production de l'énergie électrique [19]. Aujourd'hui elles sont très peu mises en œuvre car elles sont moins performantes que celle à axe horizontal. Elles fonctionnent sur le même principe que les roues hydrauliques avec une direction perpendiculaire à l'axe de rotation. La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur et la génératrice au sol directement, mais cela impose que l'éolienne fonctionne avec le vent proche du sol, moins fort qu'en hauteur car freiné par le relief. De par son axe vertical, il y a symétrie de révolution et le vent peut provenir de toutes les directions sans avoir à orienter le rotor. Par contre, ce type d'éolienne ne peut pas démarrer automatiquement, il faut la lancer dès l'apparition d'un vent suffisamment fort pour permettre la production. En ce qui concerne leur implantation, elles ont une emprise au sol plus importante que les éoliennes à tour car elles sont haubanées sur de grandes distances. En effet, les câbles des haubans doivent passer au-dessus des pales, cela représente un inconvénient majeur sur site agricole par exemple [20]. Elles sont classées selon leurs caractéristiques aérodynamiques en deux familles :

1.4.1.1. a Aérogénérateurs à rotor de Darrieus :

La plus connue, conçue par l'ingénieur français George Darrieus, elle a un rotor en forme de C et mesure 110 m de haut. Elle est une des plus puissantes éoliennes (4.2 MW) [21]. Ce type d'aérogénérateur est basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensité variables selon l'orientation de ce profil (FIG.1.4). La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif.

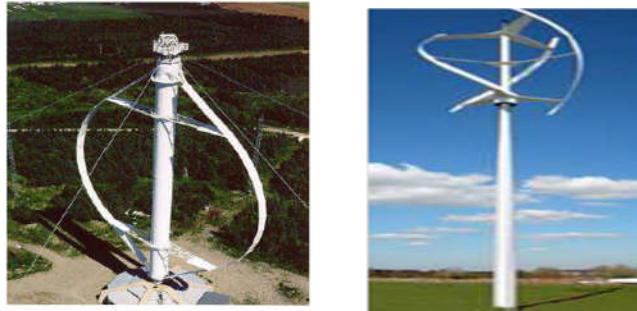


FIG.1.4 Éoliennes de Darrieus

1.4.1.1. b Aérogénérateurs à rotor de Savonius :

Inventé par l'ingénieur finlandais Sigurd Savonius en 1924. Elle constituée de deux demi cylindres légèrement désaxés et a les mêmes caractéristiques que sa sœur



FIG.1.5 Eoliennes de Savonius

1.4.1.2 Aérogénérateurs à axe horizontal :

Les turbines à axe horizontal sont les plus répandues maintenant, toutes les éoliennes commercialisées et qui sont raccordées au réseau électrique sont à axe horizontal puisque elle présente un coût moins important par rapport à celles à axe verticale en plus elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques. Elles sont constituées de plusieurs pales pour générer un couple moteur entraînant la rotation.



FIG.1.6 Éoliennes à axe horizontal

Parmi ce type de système éolien il en existe plusieurs dont les caractéristiques sont différentes :

- Les mono-pales, équilibrées par un balancier
- Les bipales
- Les tripales, les plus courantes

Pour des raisons de stabilité, les éoliennes n'ont plus un ombre pair ou unitaire de pales

La pale supérieure est plus fléchie, quand la pale inférieure est protégée par l'ombre de la tour dans ce cas le rotor doit être muni d'un rotor basculant pour compenser le déséquilibre subi par la pale passant devant la tour. Elle risque casser plus facilement si le vent est très fort c'est pour cette raison que les éoliennes tripales sont plus communes.

D'autre part Le rotor tripal est le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien

Même pour celle -ci, il existe encore deux configurations suivant leur orientation en Fonction du vent :

Les éoliennes à axe horizontal :

- a) **En amont (up-wind)** : elles ont le rotor face au vent afin que le flux d'aire ne soit pas perturbé par l'ombre de tour ,grâce a un

mécanisme d'asservissement de l'orientation le rotor maintenir en permanence face au vent.

- b) **En aval (down-wind)** : les éoliennes à rotor en aval sont les plus simple puisque le rotor utilise un phénomène d'équilibre dynamique naturel assuré par un gouvernail mais l'ombre de la tour fait obstacle au vent et lorsque passe dans la tour, elle subit une forte variation d'efforts de flexion et de rotation. Ceci augmente le risque de rupture de la pale par fatigue du matériau et génère une production fluctuante d'électricité de ces deux configuration d'éolienne à axe horizontal , celle en amont est largement très dominante.

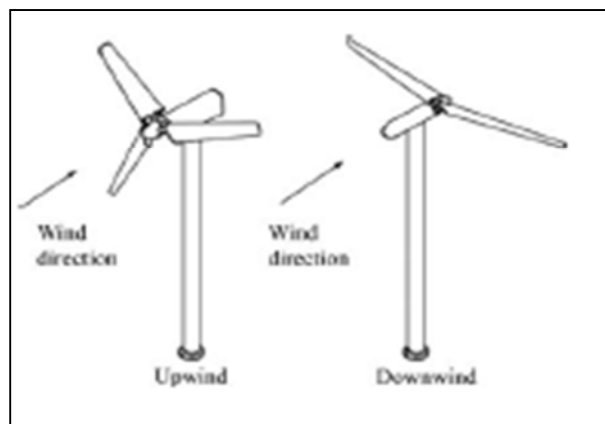


FIG.1.7 éolienne en amont et en aval

1.4.2 Constitutions d'une éolienne à axe horizontal

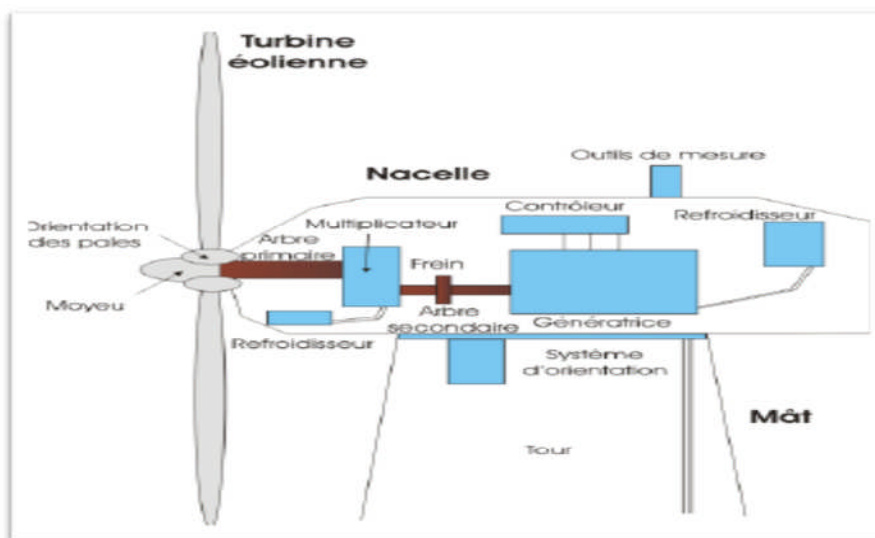


FIG.1.8 schéma de la nacelle

- a) **Les pales** : la plupart des pales modernes des grandes éoliennes sont fabriquées en plastique (polyester ou époxy) renforcé par des fibres de verre .le système tripale le plus employer dans ce type d'aérogénérateur puisque il limite les vibrations, le bruit et la fatigue de rotor par rapport à système bipale ou monopole.
- b) **La nacelle** : constitue des éléments mécanique permettant de coupler la génératrice électrique à l'arbre de l'éolien **L'arbre primaire (arbre lent)** : arbre du rotor de la turbine éolienne. Vitesse de rotation (20-40 tr/min) .Relié à l'arbre secondaire par l'intermédiaire du multiplicateur.
- c) **Le multiplicateur (boite de vitesse)**: il transforme la vitesse de rotation lente du rotor (20-40 tr/min) en une fréquence rapide (1500 tr/min) pour la génératrice électrique à l'aide d'engrenages.
- d) **L'arbre rapide** : relie le multiplicateur à la génératrice, équipé d'un frein à disque arrête la rotation en cas de grand vent.
- e) **La génératrice** : elle permet de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique.il en existe deux types : synchrone (à entraînement direct) et asynchrone (avec un arbre lent, un multiplicateur et un arbre rapide).les plus fréquents sont les génératrices asynchrones triphasés ou à induction. La puissance électrique de cette génératrice peut varier entre quelque kW à 10 MW.
- f) **Le contrôleur électronique (cerveau de l'éolienne)**: contrôle le fonctionnement général de l'éolienne (100 à 500 paramètres) : démarrage, freinage, orientation des pales et de la nacelle, refroidissement du générateur..., en lien permanent avec le système de mesure (anémomètre, girouette)

- g) **Les outils de mesure** : Anémomètre : pour mesurer la vitesse du vent
Girouette : pour déterminer la direction du vent En lien permanent avec le système de contrôle.

- h) **Le système de refroidissement** : se compose généralement d'un ventilateur pour refroidir la génératrice et d'un radiateur à eau et à huile pour le multiplicateur.

- i) **Le système d'orientation** : soit sous formes des moteurs électriques font pivoter la nacelle (roue dentée ou crémaillère) ou la régulation de la puissance (réglage aérodynamique) par l'orientation des pales si la turbine est munie des pales orientables.

- j) **Le mat(tour)** : le tour supporte la nacelle et le rotor d'éolienne , il permet aussi l'accès a la nacelle (échelle ou ascenseur) .il est de conception différente selon les dimensions d' éoliennes et selon l'impacte souhaité sur le paysage.il existe des diverses structures de pylône (tour auto porteuse cylindrique, pylône en treillis métallique, mat haubané et solution mixte) ,la premier équipe la plupart des grandes éoliennes avec une structure qui basée sur l'acier ou le béton et sa forme conique pour augmenter la rigidité tout en minimisant le poids de la structure. Ce sont en générale des 40 à 100 m de longueur .l'ancrage au sol est important et nécessite des fondations solides.

1.5 conversion de l'énergie éolienne :

1.5.1 Principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique:

Pour obtenir de l'électricité à partir du vent, les pales de l'éolienne capturent l'énergie cinétique en suite le système électrique constitué d'une génératrice et d'un module d'électronique de puissance convertir l'énergie mécanique en énergie électrique.

1.5.2 Loi de betz :

L'éolienne ne récupère qu'une partie de la puissance du vent déterminée par le physicien allemand betz qui montre que cette partie de la puissance présente un maximum de $16/27$ soit environ 59% de l'énergie totale du vent.

Le coefficient $C_p(\lambda, \beta)$ diffère pour chaque éolienne, dépend de l'angle d'inclinaison des pales et de vitesse spécifique normalisée.

La proposition de betz être plus claire avec la représentation de passage de l'air en amont Et en aval de l'aérogénérateur (le système à axe horizontal) par un tube de courant :

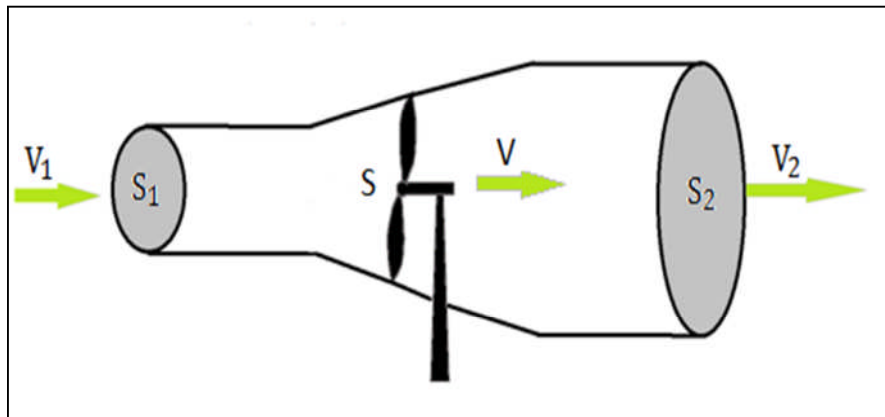


FIG.1.9 tube de courant autour d'une éolienne

V_1 : La vitesse du vent avant les de l'éolienne

V_2 : La vitesse du vent après le prélèvement de l'énergie par les pales de l'éolienne.

V : La vitesse du vent au niveau des pales de l'éolienne

CH1 : Généralités sur les systèmes éoliens

Pour retrouver le $\frac{\Delta E_C}{\Delta t}$ en faisant une démonstration mathématique :

La puissance captée sur l'éolienne correspond à la variation d'énergie cinétique du vent.

$$\frac{\Delta E_C}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho S V_{vent} (V_2^2 - V_1^2) \quad (1.1)$$

m : la masse d'air présentée par :

$$m = \rho S V_{vent} \quad (1.2)$$

D'autre part, l'effort qui s'applique sur l'éolienne crée une puissance aérodynamique.

Le théorème de la quantité mouvement donne :

$$F = \rho S V_{vent} (V_1 - V_2) \quad (1.3)$$

Donc la puissance absorbée par l'aérogénérateur

$$P_{aéro} = F V_{vent} = \rho S V_{vent} (V_1 - V_2) V_{vent} \quad (1.4)$$

La puissance aérodynamique est égale à la variation de l'énergie cinétique E_C de la masse d'air :

$$\rho S V_{vent} (V_1 - V_2) V_{vent} = \frac{1}{2} \rho S V_{vent} (V_2^2 - V_1^2) \quad (1.5)$$

Par simplifications :

$$V_{vent} (V_2 - V_1) = \frac{1}{2} (V_2 - V_1) (V_2 + V_1) \quad (1.6)$$

Donc :

$$V_{vent} = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (1.7)$$

CH1 : Généralités sur les systèmes éoliens

L'expression de la puissance aérodynamique devient :

$$P_{aéro} = \rho S \frac{(V_1 + V_2)^2}{4} (V_1 - V_2) = \rho S \frac{V_1 + V_2}{4} (V_2^2 - V_1^2) \quad (1.8)$$

La puissance est maximale pour V_2 : $\frac{dP_{aéro}}{dV_2} = 0$

Ce qui donne :

$$-3V_2^2 - 2V_1V_2 + V_1^2 = 0 \quad (1.9)$$

Après la résolution de cette équation du deuxième ordre, seulement la solution positive sera prendre :

$$V_2 = \frac{V_1}{3} \quad (1.10)$$

La nouvelle expression de $P_{aéro}$:

$$P_{aéro} = \rho S V_1^3 \left(\frac{8}{27} \right) \quad (1.11)$$

Le coefficient de puissance maximale alors extraite :

$$P_{aéro} (max) = \rho S V_1^3 \left(\frac{8}{27} \right) = \frac{1}{2} \rho S C_{p_{max}} V_1^3 \quad (1.12)$$

Par identification :

$$C_{p_{max}} = \frac{16}{27} \approx 0.59 \quad (1.13)$$

Le coefficient de puissance représente le ratio entre la puissance d'aérogénérateur et la puissance disponible dans le vent :

$$C_p = \frac{P_{aéro}}{P_{vent}} \quad (1.14)$$

La puissance maximale du aérogénérateur sera égale à :

$$P_{aéro} (max) = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho S V_1^3 \quad (1.15)$$

1.6 Description d'une pale d'éolienne :

Au niveau de l'hélice, le vent qui passe sur les pales crée des efforts de portance et trainée sur ce profil. Ces efforts vont générer un couple. Ce couple associé au couple de la génératrice va définir la vitesse de rotation de l'ensemble en fonction de la puissance produite par la génératrice. Si la puissance produite est grande, le couple de la génératrice sera supérieur au couple de l'hélice et la vitesse de rotation va donc diminuer et inversement.

C'est donc l'hélice qui impose le couple mécanique et la génératrice impose la vitesse de rotation en fonction de la puissance qu'elle produit.

1.6.1 Actions du vent sur une pale :

Selon le profil aérodynamique des pales, le flux d'air qui traverse l'hélice va traduire par un bilan des forces appliquées sur une section de pale.

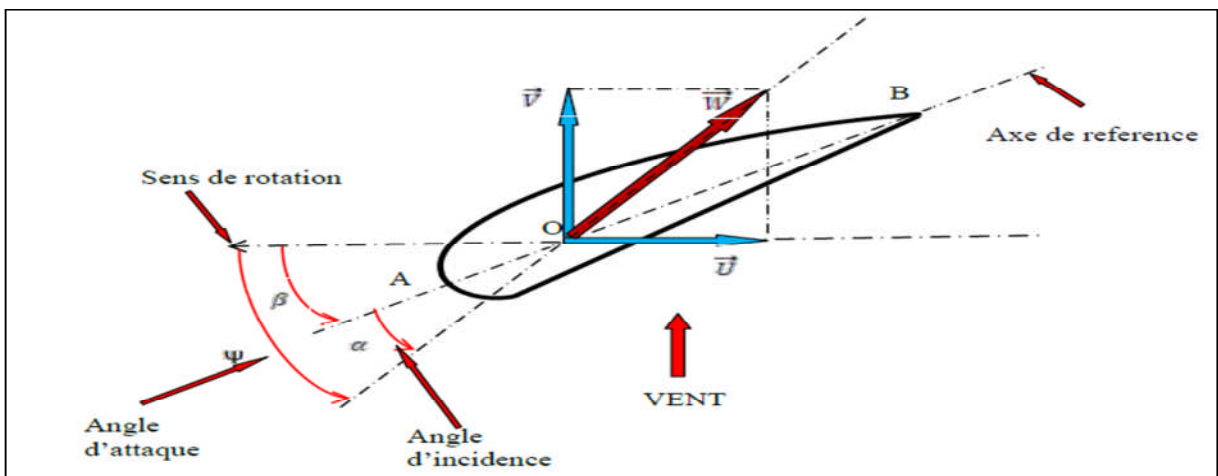


FIG.1.10 directions du vent sur une éolienne [24]

\vec{V} : la vitesse du vent face de pale

\vec{W} : la résultante du vent telle que :

$$\vec{W} = \vec{U} + \vec{V} \tag{1.16}$$

La résultante du vent \vec{W} fait un angle d'attaque δ avec le plan de rotation .cet angle s'écrit :

$$\delta = \arctg\left(\frac{V}{U}\right) \quad (1.17)$$

par conséquent l'angle dite d'incidence, noté α entre l'axe de référence de la pale et la direction du vent apparent :

$$\alpha = \delta - \beta \quad (1.18)$$

1.6.2 Efforts sur une pale d'éolienne :

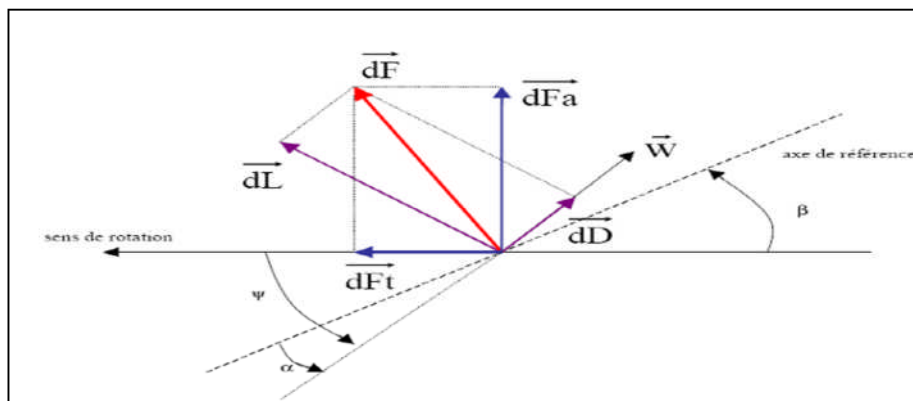


FIG.1.11 Forces appliquées sur une pale

Selon (FIG.1.11) le bilan des forces appliquées sont:

Par la décomposition de l'effort sur la section (la force résultante) :

- La portance \vec{dL} , perpendiculaire à la direction du vent relatif
- La force de trainée \vec{dD} , parallèle à la direction du vent.

La décomposition d'une autre manière :

- La poussée axiale \vec{dF}_a , perpendiculaire au plan de rotation.
- La poussée tangentielle \vec{dF}_t dans la direction de rotation

1.7 Régulation mécanique de puissance de l'éolienne :

Pour une exploitation parfaite de l'énergie disponible dans le vent, différents mécanismes de régulation et de control mécanique étaient développés.

Ces différents mécanismes génère des plusieurs caractéristiques aérodynamique comme l'angle de calage et plus précisément le coefficient de puissance afin de maintenir la puissance autour de sa valeur nominale. Cependant l'éolienne ne produit pas le maximum de puissance sur toute sa plage de fonctionnement.

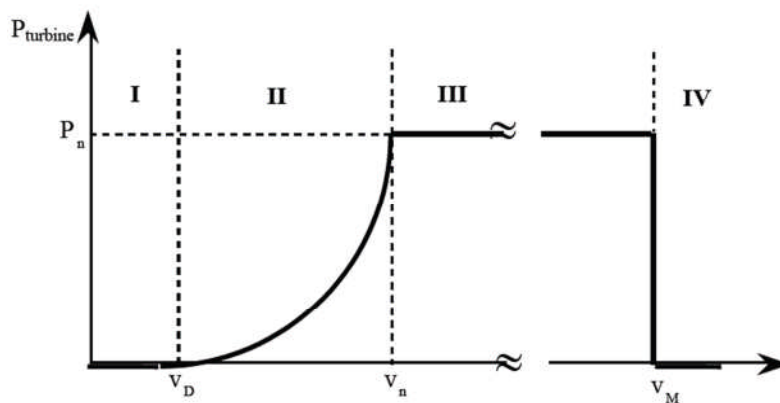


FIG.1.12 la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent

Ainsi la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte quatre zones :

- la zone I, où $p_{turbine} = 0$ (la turbine ne fournit pas de puissance) ;
- la zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent VW ;
- la zone III, où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance $p_{turbine}$ fournie reste sensiblement égale à P_n ;
- la zone IV, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie.

La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle

aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice :

- Système « pitch » ou « à pas ou calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent, principalement pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses.
- Système « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance maximale n'est pas plate et chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive et robuste (pas besoin de système d'orientation des pales). Chez certains fabricants de grandes machines, un système hybride se développe, le « stalle actif », dans lequel le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minime des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le système pitch .

1.8 Les éoliennes à vitesse fixe

Les premières éoliennes commercialisées reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique (Fig. 1.6). Un multiplicateur de vitesse entraîne cette machine à une vitesse qui est maintenue approximativement constante grâce à un système mécanique d'orientation des pales. Une batterie de condensateurs est souvent associée pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone à cage. La conception des turbines éoliennes à vitesse fixe est fortement liée aux caractéristiques aérodynamiques et mécaniques. Le temps de réponse de certaines de ces parties se situe dans la gamme de la dizaine de millisecondes [Fra 05]. En conséquence, en cas de rafales de vent, on remarque une variation rapide et importante de la puissance électrique générée.

Cette configuration présente les inconvénients suivants :

- Un dispositif consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone

-Bruyant, à cause de la modification du système d'orientation des pales fortement sollicité,

-Variations fréquentes du couple mécanique à cause du mouvement des pales pour garder une vitesse constante, ce qui entraîne des variations rapides du courant dans le réseau,

-Impossibilité de réglage de la puissance générée.

1.8.1 Intérêt de la vitesse variable

A partir de l'ensemble des caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses du vent montrée sur la figure apparaît clairement l'importance d'un réglage de vitesse. En effet, si la génératrice électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplée au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse de vent. Un système à deux vitesses de rotation est possible mais la vitesse variable électronique apporte beaucoup plus en terme énergétique.

Actuellement, les éoliennes de forte puissance, connectées aux réseaux de moyenne tension, fonctionnent sous vitesse variable.

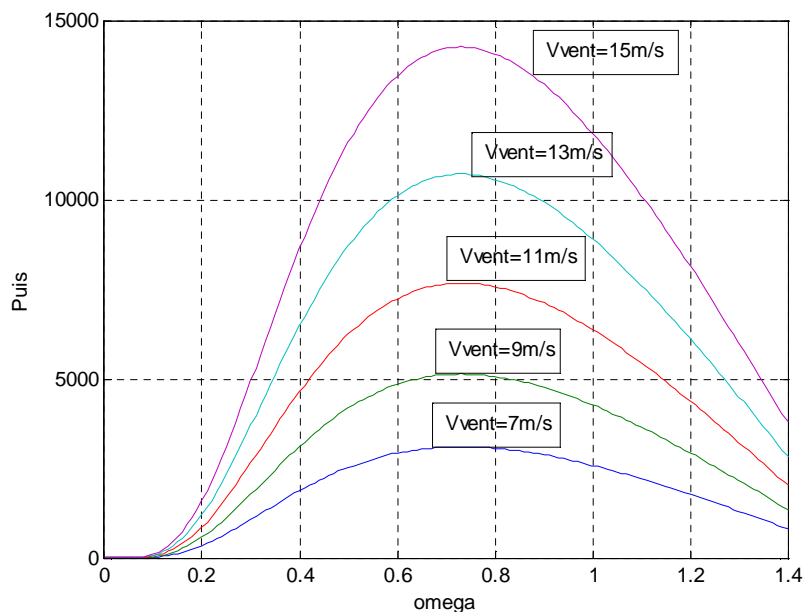


FIG.1.13 Puissance théorique disponible au niveau de la turbine éolienne [18]

1.9 Chaîne de conversion électrique :

Diverses chaînes de productions coexistent pour la production d'électricité par aérogénérateurs. elles peuvent être très différentes selon que l'on est en forte ou en petite puissance, en fonctionnement à vitesse fixe (ou peu variable) ou à vitesse variable .

1.9.1 Système utilisant la machine asynchrone :

Il en existe trois classes :

a) **Asynchrone à cage à vitesse sensiblement constante :**

Elle est reliée directement au réseau Grâce à un transformateur. son rotor tourne à une vitesse plus grande que celle de synchronisme. Dans ce cas, il est indispensable qu'elle soit branchée au réseau (à fréquence constante), à des batteries de condensateurs ou à des compensateurs actifs (à fréquence variable) dans le cas de sites isolés, pour produire la puissance réactive nécessaire à son démarrage. Les génératrices à fréquence constante sont préconisées dans le cas de sites où le vent est régulier. Ainsi la vitesse de rotation change un peu et le glissement varie de quelques pourcents.

Le glissement g est la différence relative entre la vitesse de synchronisme N_s est la vitesse réelle N tel que :

$$g = \frac{(N_s - N)}{N} \quad (1.19)$$

b) **Asynchrone à rotor bobiné :** elle s'ajuste aux variations de puissance de la turbine, grâce à un réglage du glissement. comme dans le cas précédent, la génératrice n'est pas autonome : elle est toujours reliée au réseau.

c) **Asynchrone à double alimentation :** elle est la plus favorable car la fréquence du stator peut être synchronisée avec celle du réseau. Ce système est raccordé au réseau deux fois d'où son nom : la première directement par le stator et la deuxième par un convertisseur électronique lié au rotor.

L'intérêt de système par rapport aux deux autres est qu'il a un bon rendement. Cette génératrice est la plus répandue sur le marché.

1.9. 2 systèmes utilisant la machine synchrone

Il en existe de deux types :

-Synchrone à aimants permanents à vitesse variable

-Synchrone à inducteur bobiné à vitesse variable

Ces deux types ont un entraînement direct et fournissent une fréquence variable grâce à un convertisseur de fréquence. Leur utilisation a pour objectif d'améliorer la fiabilité et le rendement et de réduire la maintenance et le bruit de la machine. L'avantage de cette technologie permet de se passer d'un multiplicateur mécanique(entraînement direct)en revanche ,un convertisseur sur la première génératrice pour que la fréquence soit fixe Lors du raccordement au réseau.il régule aussi la puissance pour un fonctionnement à vitesse variable. En raison de son cout élevé, de sa complexité et de sa technologie récente dans certains cas, sa présence sur le marché est rare.

1.10 Modélisation du système éolienne :

1.10.1 Modèle du vent :

La modélisation du vent nécessite un profile du vent approximé au maximum la réalité de ce que l'on peut trouver sur un site éolien. Différentes modélisation ont été proposés la modélisation de NICHITA est une de ces propositions. Cette approche est basée sur la génération de l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de transfert du filtre non rationnel de *Von Karman* dont les paramètres dépendent des caractéristiques du site et de la nature du vent

Cette fonction de transfert est approximée par :

$$\hat{H}_F(s) = K_F \frac{(m_1 T_F s + 1)}{(T_F s + 1)(m_2 T_F s + 1)} \quad (1.20)$$

m_1 et m_2 étant les paramètres de Nichita, $m_1 = 0,4$ et $m_2 = 0,25$

Les paramètres mathématiques T_F et K_F sont calculés selon les expressions suivantes :

$$T_F = \frac{L_F}{V} \quad (1.21)$$

L_F : L'échelle de longueur de la turbulence du vent $v_t(t)$. Cette valeur dépend des caractéristiques du site, et varie de 100 en mer à 500 dans les zones turbulentes.

V : La valeur moyenne de la vitesse du vent qui dépend de la nature du vent (faible, moyen ou fort)

$$K_F = \sqrt{\frac{\pi}{T_S \Delta \omega S_F}} \quad (1.22)$$

T_S : La période d'échantillonnage

$\Delta \omega$: 0.02 rad/s

$$S_F = \sum_{k=0}^{\frac{\pi}{T_S \Delta \omega}} \frac{(m_1 T_F k \Delta \omega)^2 + 1}{[(T_F k \Delta \omega)^2 + 1][(m_2 T_F k \Delta \omega)^2 + 1]}$$

L'expression $v_0(t)$ de la vitesse du vent en un point fixe peut être représentée par l'équation suivante :

$$v_0(t) = V + v_t(t) \quad (1.23)$$

La composante représentant la turbulence $v_t(t)$ est caractérisée par la longueur d'échelle L_F et aussi par l'écart type σ_v de cette turbulence qui dépend de la valeur moyenne de la vitesse du vent V par la relation 1.17 :

$$\sigma_v = k_\sigma V \quad (1.24)$$

k_σ : L'intensité de la turbulence. La valeur de ce coefficient varie de 0,1 en mer à 0,25 dans une zone turbulente.

La vitesse du vent est construite selon le schéma bloc de la Figure 1.15.

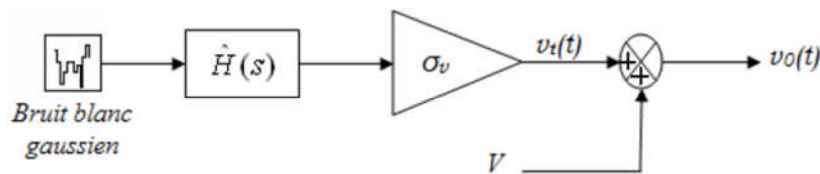


FIG1.14 Schéma blocs de la construction de la vitesse du vent en un point

1.10.2 Modèle de la turbine :

D'après la théorie de betz la puissance cinétique du vent est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (1.25)$$

La turbine permet de convertir l'énergie aérodynamique du vent en énergie mécanique.

Son couple aérodynamique est donné par l'expression suivante :

$$C_{aéro} = \frac{1}{2\Omega_t} \rho S v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1.26)$$

La puissance aérodynamique aura alors l'expression simplifiée suivante :

$$P_{aéro} = \frac{1}{2} \rho S v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1.27)$$

ρ : La densité de l'air ($\approx 1,22 \text{ Kg/m}^3$ à 15°C),

S : La surface circulaire balayée par la turbine, et dont le rayon R_T est déterminé par la longueur de la pale ($S = \pi R_T^2$)

v : La vitesse du vent,

λ : Le ratio de vitesse (rad), défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales $\Omega_t R_T$ et la vitesse du vent v :

$$\lambda = \frac{\Omega_t R_T}{v} \quad (1.28)$$

β : L'angle d'orientation de la pale (degré),

$C_p(\lambda, \beta)$: Le coefficient de puissance qui est une fonction fortement non linéaire de λ et β définie par les courbes caractéristiques de (FIG1.15).

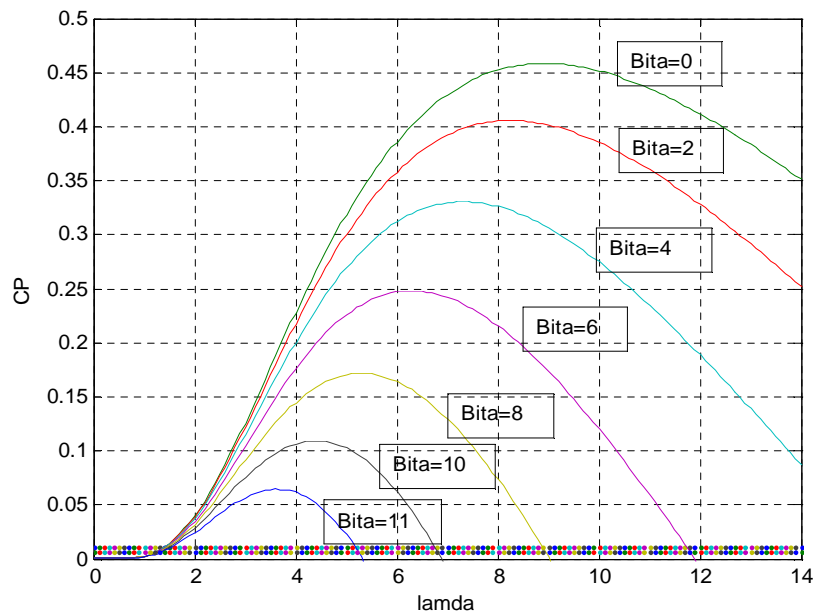


FIG1.15 courbes de C_p en fonction de λ et β

Pour une éolienne de 2 MW, l'expression du coefficient de puissance est donnée par :

$$C_p = 0.18 \times \left(\frac{90}{0.4+0.5\lambda} - 6,8 - 0,115\beta^2 \right) \times e^{\frac{-8}{0.4+0.5\lambda}+0,16} \quad (1.29)$$

1.10.2.1 Modèles du multiplicateur de vitesse

Quand le diamètre du rotor est grand, les vitesses de rotation sont trop faibles donc il est important de placer cet élément entre la turbine et la génératrice pour

adapter les deux vitesses de rotation à la même valeur ce dispositif va modéliser tous simplement par un gain entre le couple aérodynamique C_{aero} et le couple électromagnétique C_{em} :

$$C_{em} = \frac{C_{aero}}{G_g} \quad (1.30)$$

G_g : étant le gain du multiplicateur

Par conséquent la relation entre la vitesse de la turbine Ω_T et celle de la génératrice Ω_g :

$$\Omega_T = \frac{\Omega_g}{G_g} \quad (1.31)$$

1.10.2.2 Modèle de l'arbre mécanique

Dans la littérature, il existe deux types de modèles de transmission mécanique :

Une transmission rigide et une transmission souple.

1.10.2.2. a) Modèle de transmission rigide :

Dans ce type de modèle l'inertie totale J constituée de l'inertie J_T de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie générateur J_g . Cette inertie est exprimée par la formule suivante :

$$J = \frac{J_T}{G_g^2} + J_g \quad (1.32)$$

J_T : Inertie de la turbine.

Le modèle de la partie mécanique en transmission rigide définit par l'équation :

$$J \frac{d\Omega_T}{dt} = C_{aéro} - G_g C_{em} \quad (1.33)$$

C_{em} : Couple électromagnétique

Le modèle rigide est alors représenté par le schéma blocs de la Figure 1.9

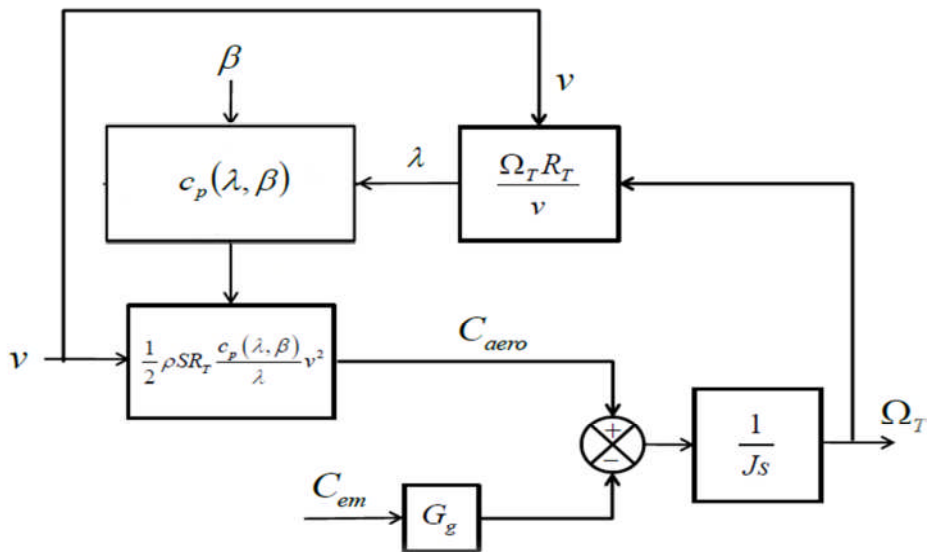


FIG.1.16 schéma blocs du modèle rigide de l'éolienne

1.10.2.2. b) Modèle de transmission souple :

Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique en transmission souple est modélisé par un modèle à deux masses comme présenté à la Figure 1.10 [CAMBLONG, 08]. Les deux masses sont connectées à un arbre souple caractérisé par le coefficient d'élasticité de l'arbre d'entraînement des pales k et le coefficient de frottement de l'arbre par rapport au multiplicateur d .

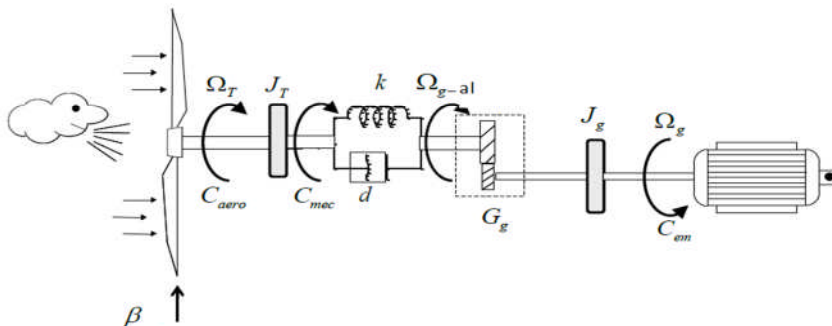


FIG.1.17 modèle souple de l'éolienne

Alors les équations ramenées à l'arbre lent :

$$\begin{cases} J \frac{d\Omega_T}{dt} = C_{aéro} - C_{mec} \\ J_{g-al} \frac{d\Omega_{g-al}}{dt} = C_{mec} - G_g C_{em} \\ \frac{dC_{mec}}{dt} = k(\Omega_T - \Omega_{g-al}) + d \left(\frac{d\Omega_T}{dt} - \frac{d\Omega_{g-al}}{dt} \right) \end{cases} \quad (1.34)$$

Ω_{g-al} : la vitesse de rotation de la génératrice

J_{g-al} : L'inertie de la génératrice

$$\begin{cases} \Omega_{g-al} = \frac{\Omega_g}{G_g} \\ J_{g-al} = G_g^2 J_g \end{cases} \quad (1.35)$$

Le modèle souple est alors représenté par le schéma blocs de la Figure (FIG.1.19) .

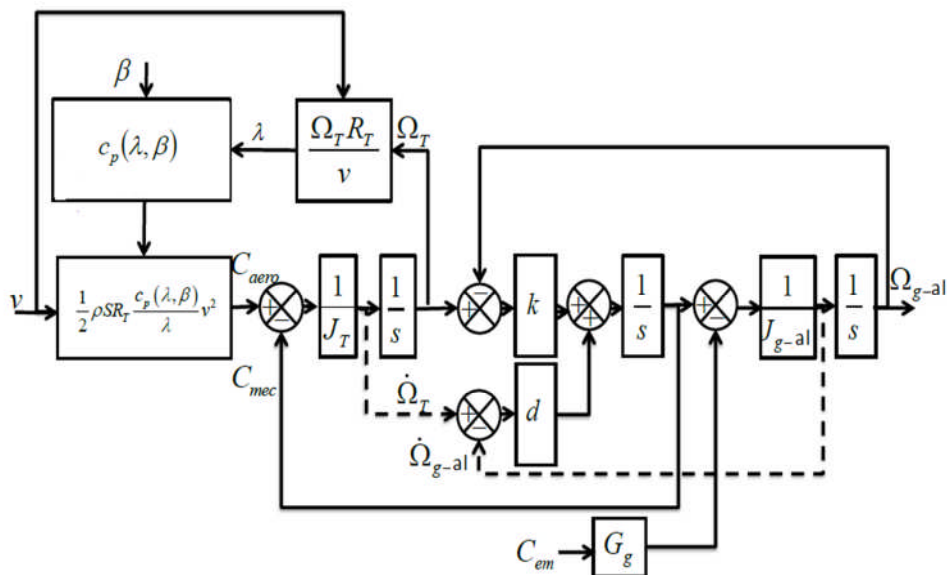


FIG.1.18 schéma du modèle souple de l'éolienne

1.10.2.3 Modélisation du système d'orientation des pales :

le système d'orientation des pales permet d'ajuster la portance des pales afin de maintenir la puissance autour de sa valeur nominale. En réglant l'angle de calage, on agit sur les performances de l'éolien et plus précisément sur le coefficient de puissance.

Le système d'orientation des pales génère alors de calage de référence qu'on not β_{reg} . la dynamique de l'actionneur pitch est généralement décrite par la fonction de transfert de premier ordre suivante :

$$\beta = \frac{1}{1 + \tau_{\beta}s} \beta_{reg}$$

τ_{β} Étant la constante de temps du système de premier ordre de l'actionneur pitch.

Lors de la modélisation du système d'orientation de pales, il est très important de modéliser la vitesse de variation de cet angle. En effet, compte tenu des efforts subis par les pales, la variation de l'angle de calage doit être limitée à 10°/s. La valeur de saturation de l'angle de calage en position est de 45°.

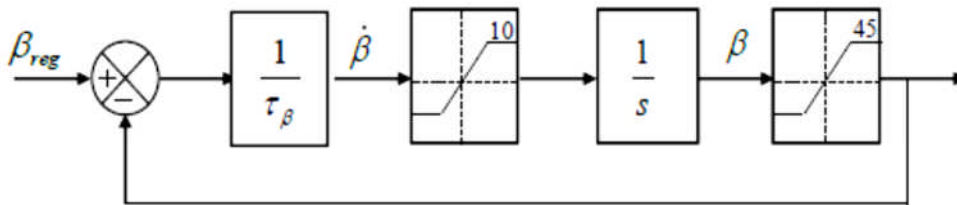


FIG 3.19. modèle de l'actionneur de l'ange de calage

Conclusion :

Pour une identification générale du système éolienne trois parties ont été réalisées dans la première partie nous avons décrit les différents types d'aérogénérateur avec leur constituants, la technologie la plus installée actuellement qui présentée par les grandes éoliennes à vitesses variables, l'intérêt de ce dernier et les inconvénients des éoliennes à vitesse constante. Ainsi nous avons indiqué les caractéristiques aérodynamiques influencées sur les systèmes éoliens avec les coefficients qui génèrent la vitesse du turbine notamment le plus important le coefficient de puissance. La deuxième partie concernant les genres de génératrice utilisée dans l'éolienne, l'intérêt de la technologie basée sur la machine asynchrone à double alimentation. Enfin la troisième partie consacrée à la modélisation de l'ensemble mécanique notamment la turbine, le multiplicateur, l'arbre mécanique prenant en compte les caractéristiques aérodynamiques.

Chapitre 2

*Représentation de théories
de l'approche Multi-Modèles*

Chapitre 2 : représentation Multi-Modèles

2.1.Introduction :

La modélisation d'un système non linéaire vise à trouver un modèle mathématique linéarisé autour d'un point d'équilibre qui décrit le mieux possible la réalité du système en question et traduit son comportement dynamique dans tous ses modes de fonctionnement. Cependant, l'inconvénient qui apparaît à ce stade est que ce modèle linéarisé n'est qu'une description locale du comportement du système au voisinage du point de linéarisation. La modélisation du système sur l'ensemble des points de fonctionnement résulte de la fusion de plusieurs modèles judicieusement choisis sur l'ensemble de la zone de fonctionnement.

L'approche multi-modèles, inspirée de la représentation floue a connu un intérêt certain depuis de nombreuses années. L'idée de cette approche est l'appréhension du comportement non linéaire d'un système par un ensemble de modèles locaux caractérisant le comportement du système dans différentes zones de fonctionnement. En effet, les multi-modèles s'écrivent sous forme d'interpolation entre des modèles linéaires (LTI) valide dans une zone de fonctionnement. Trois méthodes peuvent être utilisées pour l'obtention d'un multi-modèle :

- Méthode par identification de type boîte noire lorsque le système non linéaire n'a pas de forme analytique.
- Méthode par linéarisation du système autour de plusieurs points de fonctionnement lorsqu'on dispose d'un modèle mathématique.
- Méthode basée sur des transformations mathématique lorsqu'un modèle analytique est disponible.

2.2. Obtention d'une structure Multi-Modèles :

Dans cette section, nous décrivons les trois méthodes d'obtention d'une structure multi-modèle à partir d'un modèle non linéaire.

2.2.1 Multi-Modèles par identification :

En utilisant un système non linéaire sous forme multi-modèles, le problème de l'identification des systèmes non linéaires est réduit à l'identification des sous-systèmes définies par des modèles et des fonctions d'activation. Les méthodes d'optimisation numériques sont alors utilisées pour estimer ces paramètres.

La forme générale d'un multi-modèle décrivant un système dynamique non linéaire continue dans le temps est :

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^M \mu_i(\xi(t))(A_i x(t) + B_i u(t)) \quad (2.1)$$

Où $\xi(t) \in \mathbb{R}$ est le vecteur des variables de décision et $u(\cdot), i \in I_M$ sont les fonctions d'activation. Elles déterminent le degré d'activation du i^{me} modèle local associé.

Généralement la construction d'un multi-modèles des entrées/sorties exige :

- La définition d'une structure de multi-modèles
- La définition de la fonction d'appartenance
- L'estimation des paramètres des fonctions d'activation et des modèles locaux
- L'évaluation des performances des multi-modèles

Pour l'estimation des paramètres, plusieurs méthodes d'optimisation numériques peuvent être utilisées, selon les informations a priori. Elles sont généralement basées sur la minimisation d'une fonction de l'écart entre la sortie estimée du multi-modèle $y_m(t)$ et la sortie mesurée du système (t).

Le critère le plus utilisé est le critère qui représente l'écart quadratique entre les deux sorties indiquées.

$$J(\theta) = \frac{1}{2} \sum_{t=1}^N \epsilon(t, \theta)^2 = \frac{1}{2} \sum_{t=1}^N (y_m(t) - y(t))^2 \quad (2.2)$$

Où N est l'horizon d'observation et θ est le vecteur de paramètres des modèles locaux et ceux des fonctions d'activation.

Les méthodes de minimisation du critère $J(\theta)$ s'appuient, le plus souvent, sur un développement limité $J(\theta)$ autour d'une valeur particulière du vecteur de paramètres θ et d'une procédure itérative de modification progressive de la solution. Si l'on note k l'indice d'itération de la méthode de recherche $\theta(k)$ la valeur de la solution à l'itération k , la mise à jour de l'estimation s'effectue de la manière suivante :

$$\theta(k + 1) = \theta(k) - \eta D(k) \quad (2.3)$$

Où η représente un facteur d'ajustement permettant de régler la vitesse de convergence vers la solution. $D(k)$ est la direction de recherche dans l'espace paramétrique. Selon la façon dont $D(k)$ est calculée, on distingue différentes méthodes d'optimisation numériques dont les principales sont : algorithme Levenberg-Marquardt, algorithme du gradient et algorithme de Newton, algorithme de Gauss-Newton.

2.2.2 Multi-Modèles par la linéarisation :

Dans ce cas, on dispose de la forme analytique du modèle non linéaires du processus physique qu'on linéarise autour de différents points de fonctionnement judicieusement choisis. Considérons le système non linéaire suivant :

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = F(x(t), u(t)) \\ y(t) = G(x(t), u(t)) \end{cases} \quad (2.4)$$

Où $(F, G) \in \mathcal{R}^{2n}$ sont des fonctions non linéaires continues, $x(t) \in \mathcal{R}^n$ est le vecteur d'état et $u(t) \in \mathcal{R}^m$ est le vecteur d'entrée. Par la suite, nous représenterons le système non linéaire par un multi-modèle, composé de plusieurs modèles locaux linéaires ou affines obtenus en linéarisant les systèmes non linéaires autour d'un point de fonctionnement arbitraire $(x_i, u_i) \in \mathcal{R}^n \times \mathcal{R}^m$:

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = \sum_{i=1}^M \mu_i(\xi(t))(A_i x_m(t) + B_i u(t) + D_i) \\ y_m(t) = \sum_{i=1}^M \mu_i(\xi(t))(C_i x_m(t) + E_i u(t) + N_i) \end{cases} \quad (2.5)$$

avec

$$A_i = \left. \frac{\partial F(x, u)}{\partial x} \right|_{\substack{x=x_i \\ u=u_i}}, B_i = \left. \frac{\partial F(x, u)}{\partial u} \right|_{\substack{x=x_i \\ u=u_i}}, D_i = F(x_i, u_i) - A_i x - B_i u$$

$$C_i = \left. \frac{\partial G(x, u)}{\partial x} \right|_{\substack{x=x_i \\ u=u_i}}, E_i = \left. \frac{\partial G(x, u)}{\partial u} \right|_{\substack{x=x_i \\ u=u_i}}, N_i = G(x_i, u_i) - C_i x - E_i u$$

Notons que dans ce cas, le nombre de modèles locaux (M) dépend de la précision de modélisation souhaité du système non linéaire et du choix de la structure des fonctions d'activation. Ces dernières doivent satisfaire les propriétés du système non linéaire et du système de commande.

2.2.3 Multi-Modèles basé sur les secteurs de non linéarité :

Considérons le cas général d'un système continu non linéaire :

$$\dot{x}(t) = f(x(t)) + Bu(t) \quad (2.6)$$

Avec $x(.) \in \mathcal{R}^p, u(.) \in \mathcal{R}^m, f(x(.)) \in \mathcal{R}^p$ et $B \in \mathcal{R}^{p.M}$

La méthode de transformation exposée a été proposée par Tanaka. Elle est basée sur une transformation des fonctions scalaires origines du non linéarité.

L'avantage de cette méthode est de ne pas engendrer d'erreur d'approximation et de minimiser le nombre de modèles locaux. Cette méthode est basée sur la bornitude des fonctions continues.

Lemme 1 : soit $h(x(t))$ une fonction bornée de $[a, b] \rightarrow \mathcal{R}$ pour tout $x \in [a, b]$ avec $(a, b) \in \mathcal{R}^P$. alors il existe deux fonctions :

$$\begin{aligned} F^i(.) : [a, b] &\rightarrow [0, 1], \in I_2 \\ x(t) &\rightarrow F^i(x(t)) \end{aligned} \quad (2.7)$$

avec $F^1(x(t)) + F^2(x(t)) = 1$ et deux scalaires α et β tels que

$$h(x(t)) = F^1(x(t))\alpha + F^2(x(t))\beta \quad (2.8)$$

Une décomposition de $h(x(t))$ est considérée sur $[a, b]$ comme suivant

$$\beta = \min_{x \in [a, b]}(h(x)), \alpha = \max_{x \in [a, b]}(h(x)) \quad (2.9)$$

$$F^1(x(t)) = \frac{h(x(t)) - \beta}{\alpha - \beta}, F^2(x(t)) = \frac{\alpha - h(x(t))}{\alpha - \beta} \quad (2.10)$$

Sous l'hypothèse de la continuité et de la bornitude des fonctions $f(x(t))$ et $g(x(t))$ données en (2.6) avec $f(0) = 0$ et $g(0) = 0$, ces fonctions peuvent être réécrites sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} f(x(t)) &= \sum_{i=1}^2 F^i(x(t))A_i x(t), \\ g(x(t)) &= \sum_{i=1}^2 F^i(x(t))C_i x(t), \end{aligned} \quad (2.11)$$

Le modèle (2.6) devient :

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = \sum_{i=1}^2 F^i(x(t))(A_i x(t) + B_i u(t)) \\ y_m(t) = \sum_{i=1}^2 F^i(x(t))(C_i x(t) + D_i u(t)) \end{cases} \quad (2.12)$$

Dans ce cas, le multi-modèle (2.12) obtenu représente de façon exacte linéaire (2.6) sur l'intervalle compact considéré.

Exemple d'illustration

Afin d'illustrer la méthode, nous proposons le modèle non linéaire autonome de dimension 2 suivant :

$$\dot{x} = f(x(t)) = \begin{pmatrix} -x_1 + x_1(t)x_2^3(t) \\ -x_2(t) + x_1(t) + x_2(t)x_1^3(t) \end{pmatrix} \quad (2.13)$$

Nous supposons que les variables d'état sont bornées :

$$x_1(t) \in [-1,1] \text{ et } x_2 \in [-1,1]$$

Le modèle (2.13) peut être réécrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1(t) \\ \dot{x}_2(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & x_1(t)x_2^2(t) \\ 3 + x_2(t)x_1^2(t) & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

L'équation (2.14) présente deux non linéaires qu'on notera $z_1(x(t))$ et $z_2(x(t))$ respectivement tels que :

$$z_1(x(t)) = x_1(t)x_2^2(t), \quad z_2(x(t)) = 3 + x_2(t)x_1^2(t) \quad (2.15)$$

Nous évaluons ensuite les valeurs minimales et maximales de $z_1(t)$ et $z_2(t)$

$$\begin{aligned} \max_{x_1(t), x_2(t)} z_1(t) &= 1 & \min_{x_1(t), x_2(t)} z_1(t) &= -1 \\ \max_{x_1(t), x_2(t)} z_2(t) &= 4 & \min_{x_1(t), x_2(t)} z_2(t) &= 2 \end{aligned}$$

Ainsi, on peut réécrire les termes non linéaires $z_1(x(t))$ et $z_2(x(t))$ comme suit

$$z_1(x(t)) = F_1^1(x(t)).1 + F_1^2(x(t)).(-1) \quad (2.16)$$

$$z_2(x(t)) = F_2^1(x(t)).4 + F_2^2(x(t)).0 \quad (2.17)$$

$$F_1^1(x(t)).1 + F_1^2(x(t)) = 1 \quad (2.18)$$

$$F_2^1(x(t)).1 + F_2^2(x(t)) = 1 \quad (2.19)$$

$$F_1^1(x(t)) = \frac{z_1(t) + 1}{2}, \quad F_1^2(x(t)) = \frac{1 - z_1(t)}{2} \quad (2.20)$$

$$F_2^1(x(t)) = \frac{z_2(t)}{4}, \quad F_2^2(x(t)) = \frac{4 - z_1(t)}{4} \quad (2.21)$$

On aura alors quatre modèles locaux par combinaison des quatre fonctions $F_1^1, F_1^2, F_2^1, F_2^2$.

Le multi-modèle équivalent au modèle non linéaire **(2.13)** est :

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^4 \mu_i(x(t)) (A_i x(t)) \quad (2.22)$$

$$A_1 = \begin{bmatrix} -1 & 1 \\ 4 & -1 \end{bmatrix}, \quad A_2 = \begin{bmatrix} -1 & 1 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}$$

$$A_3 = \begin{bmatrix} -1 & 1 \\ 4 & -1 \end{bmatrix}, \quad A_4 = \begin{bmatrix} -1 & -1 \\ 4 & -1 \end{bmatrix}$$

$$\mu_1(t) = F_1^1(x(t)) \times F_1^1 x(t)$$

$$\mu_2(t) = F_1^1(x(t)) \times F_2^2 x(t)$$

$$\mu_3(t) = F_1^2(x(t)) \times F_2^1 x(t)$$

$$\mu_4(t) = F_1^2(x(t)) \times F_2^2 x(t)$$

Après ce bref rappel sur les méthodes d'obtention des multi-modèles, nous abordons par la suite les problèmes de commande et d'observation des multi-modèles. Seuls les résultats basés sur les fonctions de la deuxième méthode et l'approche de linéarisation seront présentés.

2.3. Représentation des différents types des systèmes asservis :

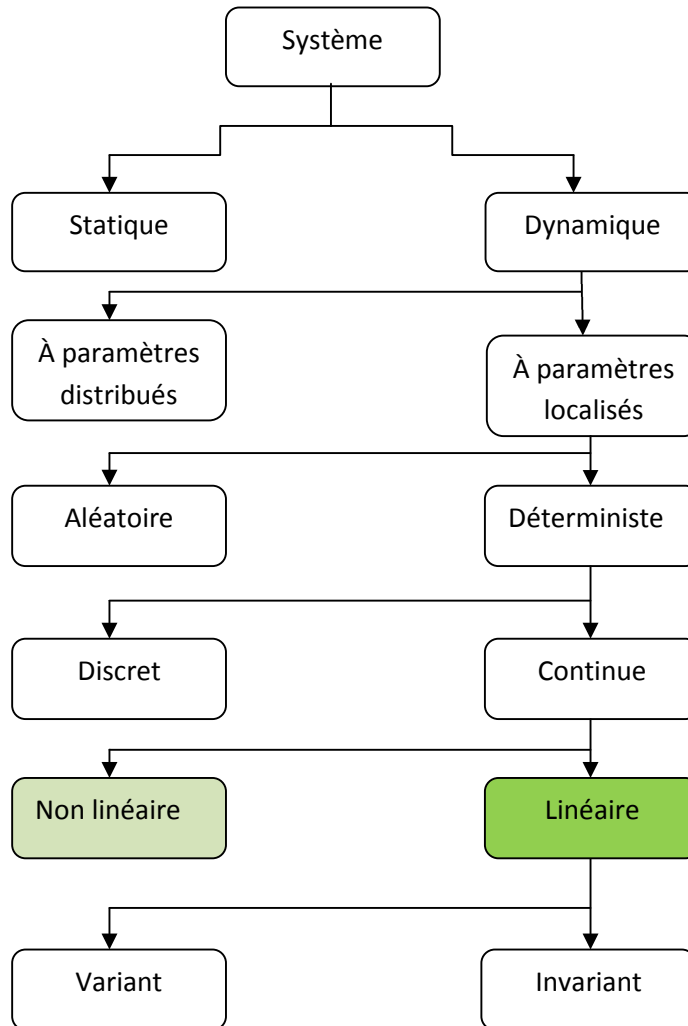


FIG.2.1 : classification des systèmes

[EL-K 95]

2.4. Les systèmes non linéaires :

La majorité des systèmes physiques sont en réalité non linéaires et décrits par le modèle de représentation d'état. Une pratique très courante consiste à linéariser le modèle d'état non linéaire localement autour d'un point de fonctionnement nominal afin de disposer d'un modèle linéaire localement valide sous les hypothèses de faibles déviations autour du point de fonctionnement.

2.4.1 Linéarisation par le développement de séries de Taylor :

Soit le système décrit par l'équation d'état différentielle :

$$\dot{x}(t) = f(x(t), u(t), t) \quad (2.23)$$

On définit une trajectoire d'état nominale $x_0(t)$ ainsi qu'un vecteur de commande nominal $u_0(t)$ vérifiant :

$$\dot{x}_0(t) = f(x_0(t), u_0(t), t) \quad (2.24)$$

On suppose alors que le système fonctionne autour des conditions nominales. Cela signifie que pour tout $t_0 \leq t \leq t_f$, $(u(t), x(t))$ ne diffère de $(u_0(t), x_0(t))$ que très faiblement. Il est donc possible de définir les faibles perturbations $\tilde{u}(t)$ et $\tilde{x}(t)$ telles que :

$$u(t) = u_0(t) + \tilde{u}(t) \quad t_0 \leq t \leq t_f$$

$$x(t) = x_0(t) + \tilde{x}(t)$$

$$u(t) = x_0(t) + \tilde{x}(t) \quad t_0 \leq t \leq t_f \quad (2.25)$$

En écrivant le développement en séries de Taylor au premier ordre de la fonction f autour du point nominal, on obtient :

$$\dot{x}_0(t) + \dot{\tilde{x}}(t) = f(x_0(t), u_0(t), t) + J_x(x_0(t), u_0(t), t)\tilde{x}(t) + J_u(x_0(t), u_0(t), t)\tilde{u}(t) + h(t) \quad (2.26)$$

Où $J_x(J_u)$ est la matrice Jacobienne de la fonction f par rapport au vecteur $x(u)$:

$$J_x = \left[\frac{\partial f_i}{\partial x_j} \right]_{\substack{1 \leq i \leq n \\ 1 \leq j \leq n}} \quad J_u = \left[\frac{\partial f_i}{\partial u_j} \right]_{\substack{1 \leq i \leq n \\ 1 \leq j \leq m}}$$

En négligeant le terme $h(t)$, on obtient l'équation d'état linéarisée pour $t_0 \leq t \leq t_f$:

$$\dot{\tilde{x}}(t) = \underbrace{J_x(x_0(t), u_0(t), t)}_{A(t)} \tilde{x}(t) + \underbrace{J_u(x_0(t), u_0(t), t)}_{B(t)} \tilde{u}(t) \quad (2.27)$$

$$\dot{\tilde{x}}(t) = A(t)\tilde{x}(t) + B(t)\tilde{u}(t) \quad (2.28)$$

2.5. Linéarisation du système éolienne :

Comme nous l'avons montré précédemment, le système éolien est fortement non linéaire. Nous allons proposer une linéarisation du système autour d'un point de fonctionnement. Nous rappelons, dans un premier temps, les principes généraux de linéarisation des systèmes. Nous définissons un point de fonctionnement étant le vecteur état du système et u_i l'entrée.

Si l'on considère un système non linéaire de la forme suivante :

$$\dot{x}(t) = f(x(t), u(t)) \quad (2.29)$$

Où $f(\cdot)$ est une fonction non linéaire en l'état et la commande.

La linéarisation du système (2.29) autour du point de fonctionnement (x_i, u_i) peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= A_i(x(t) - x_i(t)) + B_i(u(t) - u_i(t)) + f(x_i(t), u_i(t)) \\ &= A_i x(t) + B_i u(t) + d_i \end{aligned} \quad (2.30)$$

avec:

$$\begin{cases} d_i = f(x_i(t), u_i(t) - A_i x_i(t) - B_i u_i(t) \\ A_i = \left. \frac{\partial f(x(t), u(t))}{\partial x} \right|_{\substack{x=x_i \\ u=u_i}} \\ B_i = \left. \frac{\partial f(x(t), u(t))}{\partial u} \right|_{\substack{x=x_i \\ u=u_i}} \end{cases} \quad (2.31)$$

Pour le cas du système éolien, la non linéarité apparaît dans du couple aérodynamique C_{aero} . Nous avons donc besoin d'adopter une démarche de linéarisation du couple C_{aero} (équation (2.32) par rapport à Ω_T et β .

$$C_{aero} = \frac{P_{aero}}{\Omega_T} = \frac{\rho \cdot S \cdot R_T \cdot v^2}{2\lambda} C_P(\lambda, \beta) \quad (2.32)$$

Le point de fonctionnement correspondant à une vitesse de vent v_i étant variable, on peut alors procéder à la linéarisation du système éolien autour de différents points de fonctionnement \mathcal{O}_i° correspondant à plusieurs vitesses v_i . De ce fait, on peut écrire dans un système écart par rapport à un point de fonctionnement (noté pf) donné à une vitesse de vent égale à v_i :

$$\begin{aligned} \Delta C_{aero} &= \left. \frac{\partial C_{aero}}{\partial \Omega_T} \right| \Delta \Omega_T + \left. \frac{\partial C_{aero}}{\partial \beta} \right| \Delta \beta_{pf} \\ &= a_i \Delta \Omega_T + b_i \Delta \beta \end{aligned} \quad (2.33)$$

La linéarisation du C_{aero} suivant la formule théorique (2.33), nous donne les deux termes de la linéarisation a_i et b_i suivants :

$$\begin{aligned} \frac{\partial C_{aero}}{\partial \Omega_T} &= \frac{\partial}{\partial \Omega_T} \left(\frac{\rho \cdot S \cdot R_T \cdot v^2}{2\lambda} C_P(\lambda, \beta) \right) \\ &= \frac{\partial}{\partial \Omega_T} \left(\frac{\rho \cdot S \cdot R_T \cdot v^2}{2\lambda} \right) C_P(\lambda, \beta) + \left(\frac{\rho \cdot S \cdot R_T \cdot v^2}{2\lambda} \right) \frac{\partial}{\partial \Omega_T} (C_P(\lambda, \beta)) \end{aligned}$$

Après la simplification on trouve :

$$\frac{\partial C_{aero}}{\partial \Omega_T} = \frac{1}{2} \rho \pi R_T^3 \frac{v_i^2}{\Omega_{T-nom}} \left[\frac{\partial c_p}{\partial \lambda} - \frac{c_{p-nom}}{\lambda_{i-nom}} \right]$$

Et la deuxième terme de la linéarisation :

$$\frac{\partial C_{aero}}{\partial \beta} = \frac{\partial}{\partial \beta} \left(\frac{\rho \cdot S \cdot R_T \cdot v^2}{2\lambda} \right) C_P(\lambda, \beta) + \left(\frac{\rho \cdot S \cdot R_T \cdot v^2}{2\lambda} \right) \frac{\partial}{\partial \beta} (C_P(\lambda, \beta))$$

La simplification aussi nous donne :

$$\frac{\partial C_{aero}}{\partial \beta} = \frac{1}{2} \rho \pi R_T^3 \frac{v_i^2}{\lambda_{i-nom}} \frac{\partial c_P(\lambda, \beta)}{\partial \beta}$$

Où le symbole Δ désigne la variation par rapport au point de fonctionnement choisi. Nous pouvons alors schématiser le modèle linéarisé par le graphe suivant :

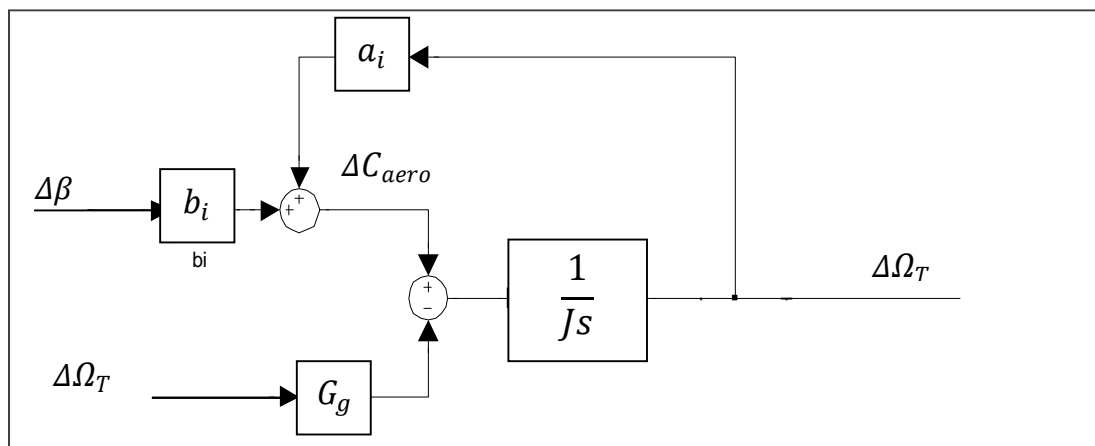


FIG. 2.2 : modèle rigide linéarisé

Nous définissons, dans un premier temps, quelques notations liées au point de fonctionnement indiqué 'i'.

La vitesse du vent est notée : v_i

Considérons la zone des vitesses élevées du vent. Ainsi, la vitesse de rotation de l'éolienne se situe aux alentours de la vitesse nominale (Ω_{T-nom}) et la puissance électrique générée est égale à sa valeur nominale P_{nom} .

Notons par :

- γ_{i-nom} : le ration de vitesse spécifique qui permet d'avoir la vitesse de rotation nominale pour la vitesse du vent v_i :

$$\lambda_{i-nom} = \frac{\Omega_T R_T}{v_i} \quad (2.34)$$

- $C_{p i-nom} = C_p(\lambda_{i-nom}, \beta_{i-nom})$: le coefficient de puissance correspondant à

Ω_{T-nom} la vitesse du vent v_i ;

$$C_{pi-nom} = \frac{2\Omega_{T-nom}C_{aero-nom}}{\sigma S v_i^3} \quad (2.35)$$

- β_{i-nom} : l'angle d'orientation des pales nécessaire pour avoir la vitesse de rotation nominale pour la vitesse du vent v_i .

À titre d'exemple : pour $v_i = 15$ m/s , $\lambda_{i-nom} = 5.03$, $C_{pi-nom} = 0.19$ on trouve L'équation (1.33) peut être exprimée autour du point de fonctionnement nominal de la manière suivante :

$$\begin{aligned} J \frac{d\Delta\Omega_T}{dt} &= J \left(\frac{d\Omega_T}{dt} - \frac{d\Omega_{T-nom}}{dt} \right) \\ &= (C_{aero} - C_{aero-nom}) - G_g (C_{em} - C_{em-nom}) \\ &= \Delta C_{aero} - C_g \Delta C_{em} \end{aligned} \quad (2.36)$$

On cherche une expression linéaire du premier ordre, faisant intervenir $\Delta\beta$. Il nous faut pour cela exprimer ΔC_{aero} et ΔC_{em} en fonction de $\Delta\beta$ et $\Delta\Omega_T$.

Il y a alors un besoin de linéariser l'expression de ΔC_{em} . Étant donné que la puissance électrique $P = C_{em}\Omega_g$ devrait être maintenue égale à sa valeur nominale, nous pouvons alors écrire :

$$\Delta P = 0 \rightarrow \Delta C_{em} = -\frac{C_{em-nom}}{\Omega_{T-nom}} \Delta\Omega_T = \gamma \Delta\Omega_T \quad (2.37)$$

avec :

$$\gamma = -\frac{C_{em-nom}}{\Omega_{T-nom}} \quad (2.38)$$

En considérant l'équation (1.16), la linéarisation du couple aérodynamique, autour du point de fonctionnement choisi, permet d'écrire :

$$\Delta C_{em} = a_i \Delta\Omega_T + b_i \Delta\beta \quad (2.39)$$

avec :

$$\begin{cases} a_i = \frac{1}{2} \rho \pi R_T^3 \frac{v_i^2}{\Omega_T - \text{nom}} \left[\frac{\partial c_p}{\partial \lambda} - \frac{c_{p-\text{nom}}}{\Omega_i - \text{nom}} \right] \\ b_i = \frac{1}{2} \rho \pi R_T^3 \frac{v_i^2}{\lambda_i - \text{nom}} \frac{\partial c_p(\lambda, \beta)}{\partial \beta} \end{cases} \quad (2.40)$$

Pour la dérivation du coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$, à des éoliennes de 2MW, la formule (2.41), qui est utilisée dans tous les calculs de notre travail, on doit dériver par rapport aux Ω_T et par rapport aux.

$$c_p = 0.18 \times \left(\frac{90}{0.4 + 0.5\lambda} - 6.8 - 0.115\beta^2 \right) e^{\frac{-8}{0.4 + 0.5\lambda} + 0.16} \quad (2.41)$$

a) Dérivation de $C_p(\lambda, \beta)$ par rapport aux Ω_T :

$$\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \lambda} = \frac{\partial}{\partial \lambda} \left(0.18 \times \left(\frac{90}{0.4 + 0.5\lambda} - 6.8 - 0.115\beta^2 \right) e^{\frac{-8}{0.4 + 0.5\lambda} + 0.16} \right)$$

Les simplifications de cette calcul donne :

$$\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \lambda} = 0.18 \left(\frac{1}{(0.4 + 0.5\lambda)^2} e^{\frac{-8}{0.4 + 0.5\lambda} + 0.16} \right) \left(-45 + \frac{90}{0.4 + 0.5\lambda} - 6.8 - 0.115\beta^2 \right)$$

b) Dérivation de $C_p(\lambda, \beta)$ par rapport aux β :

$$\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \beta} = \frac{\partial}{\partial \beta} \left(0.18 \times \left(\frac{90}{0.4 + 0.5\lambda} - 6.8 - 0.115\beta^2 \right) e^{\frac{-8}{0.4 + 0.5\lambda} + 0.16} \right)$$

Donc :

$$\frac{\partial C_p(\lambda, \beta)}{\partial \beta} = 0.0414\beta * e^{\frac{-8}{0.4 + 0.5\lambda} + 0.16}$$

En tenant compte des expressions précédentes linéarisées, la linéarisation du modèle souple autour d'un point de fonctionnement conduit aux équations suivantes

:

$$\begin{cases} J_T \Delta \dot{\Omega}_T = a_i \Delta \Omega_T + b_i \Delta \beta - \Delta C_{em} \\ J_{g-BV} \dot{\Omega}_{g-BV} = \Delta C_{em} - G_g \Delta C_{em} \\ \Delta \dot{C}_{mec} = \left(k + \frac{da_i}{J_T} \right) \Delta \Omega_T - k \Delta \Omega_{g-BV} + db_i \Delta \beta - d \left(\frac{1}{J_T} + \frac{1}{J_{g-BV}} \right) \Delta C_{mec} \end{cases} \quad (2.41)$$

2.6 Structure Multi-Modèles de l'éolienne :

La méthode Multi-Modèles utilisée dans notre système, turbine éolienne, si la deuxième méthode, par linéarisation, qui est expliquée sur le paragraphe (2. 2.2).

Si l'on considère une linéarisation autour d'un point de fonctionnement sous la forme de l'équation (2.30), et on suppose avoir n points de linéarisation (donc n modèles locaux), une représentation multi-modèle du système sera sous la forme.

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^n \mu_i(z(t))(A_i x(t) + B_i u(t) + d_i) \tag{2.43}$$

$\mu_i(z(t)), i \in \{1, \dots, n\}$ étant les fonctions d'activation et $z(t)$ le vecteur des variables de décision .

La structure d'un système multi-modèle est décrite par le schéma blocs de la figure :(2.3).

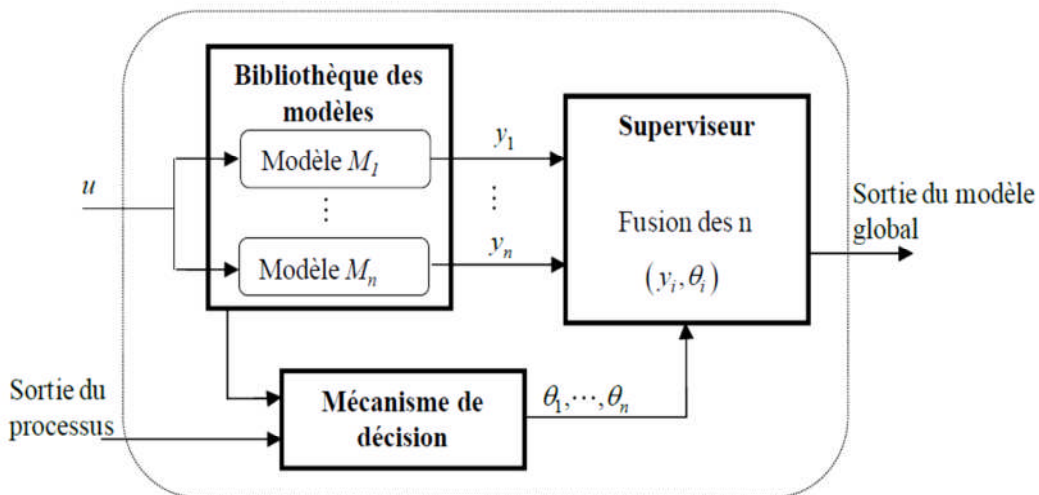


FIG.2.3 Structure d'un système Multi-Modèles

Dans la Figure (2.3), on fait appel à une "bibliothèque" (ou "base") de n modèles linéaires locaux ($M1, M2, \dots, Mn$). Chaque modèle est une représentation linéarisée simplifiée du système, valide pour des circonstances bien précises et décrivant les caractéristiques dynamiques du système non linéaire pour un point de fonctionnement.

À un instant donné, seulement quelques-uns de ces modèles sont validés. En effet, le choix du modèle valide consiste à calculer la distance entre les données de l'état actuel et celles de chaque modèle local. Le modèle le plus proche est ainsi choisi à chaque instant. On aura donc besoin d'un "mécanisme de décision" permettant d'évaluer la pertinence de chaque modèle, et de calculer les validités ($\theta \in [0,1]$) i des différents modèles M_i permettant de quantifier le degré de fiabilité de chaque modèle. Si, à un instant considéré, $\theta_k = 1$, alors le modèle M_k décrit parfaitement le processus, et si, au contraire, $\theta_k = 0$, le modèle M_k est considéré complètement faux à cet instant. Après avoir calculé les validités, le superviseur génère une description globale du processus en interpolant les différentes informations incluses dans le système multi-modèle.

Afin de déterminer les valeurs des validités de chaque modèle, plusieurs approches sont connues dans la littérature. Dans ce document, nous choisissons d'utiliser l'approche des résidus. Un résidu r_i est une fonction qui calcule l'erreur entre deux valeurs d'une variable noté Y afin de quantifier l'erreur commise par chaque modèle dans sa représentation du processus. Il est défini alors par l'expression suivante :

$$r_i(t) = \|Y(t) - Y_i\|; \quad i = 1 \dots n \quad (2.44)$$

avec n le nombre de modèles locaux et $\|\cdot\|$ une norme choisie.

Cette valeur de résidu nécessite alors d'être normalisée. On définit \hat{r}_i tel que :

$$\hat{r}_i(t) = \frac{r_i(t)}{\sum_{j=1}^n r_j(t)}; \quad i = 1, \dots, n \quad (2.45)$$

À partir de ces résidus, on peut calculer les validités par le fait que plus l'erreur commise par un modèle local est grande, moins il est valide. Ceci se traduit alors par l'expression **(2.46)** :

$$\theta_i(t) = 1 - \hat{r}_i(t); \quad i = 1, \dots, n \quad (2.46)$$

Le système éolien est linéarisé autour de différents points de fonctionnement définis par rapport à la vitesse du vent. Par conséquent, pour chaque point de fonctionnement choisi, un modèle linéaire local est défini.

À partir de la caractéristique de l'angle de calage par rapport au vent, n modèles locaux seront choisis pour constituer la base multi-modèle du correcteur. Le choix de ces modèles locaux se base essentiellement sur les vitesses du vent. De ce fait, on peut choisir le vent comme la variable à utiliser pour le calcul des validités. À partir de cette base, on choisit les 2 modèles locaux successifs les plus proches au système à chaque instant donné. Le choix des modèles locaux valides se base sur un test sur la valeur instantanée de la vitesse du vent v : si $v \in [v_i, v_{i+1}]$, on choisit les modèles locaux M_i et M_{i+1} correspondant aux vitesses du vent v_i et v_{i+1} respectivement. Les résidus sont alors donnés par l'expression suivante :

$$r_k = |v - v_k|; \quad k \in \{i, i + 1\} \quad (2.47)$$

où

- r_k : est le résidu du modèle local M_k ,
- v_k : est la vitesse du vent correspondant au modèle local M_k ,
- v : est la vitesse instantanée du vent.

Une fois les validités $\theta_k (k \in \{i, i + 1\})$ sont déterminées par la formule **(2.46)**, le modèle M , qui représente le système à cet instant, est obtenu par une fusion linéaire des modèles locaux M_i et M_{i+1} sous la forme :

$$M = \theta_k M_i + \theta_{i+1} M_{i+1} \quad (2.48)$$

Conclusion :

Nous allons utilisés la deuxième méthode de multi-modèle c'est-à-dire la méthode de la linéarisation afin d'obtenir un moyen de commande basé sur un modèle mathématique, théoriquement il est possible de trouver une loi de commande à chaque instant ayant un modèle linéaire.

Mais sur le pratique il faut utilisée des cartes électronique ou des calculateurs très puissant surtout pour les systèmes ayant des entrées aléatoires dans notre cas le vent. Simplement parce que la lecture des données et la comparaisant avec les valeurs stockés et le calcule du modèle nécessaire utilisée sur la commande à besoin des plusieurs opération numérique.

Sur le chapitre **(3)** on essayi de simuler toutes ces synthèses et ces théorèmes pour étudier la validité du commande multi_modèles, pour cette objectif on utilise MATLAB-SUMILINK, telle que le vrai multi-modèles remplacer par un programme MATLAB.

Chapitre 3

*Synthèse des correcteurs
classiques basée sur
l'approche MULTI-
MODÈLES*

Chapitre 3 : Synthèse des correcteurs classiques basés sur l'approche MULTI-MODÈLES

3.1 Introduction :

Après la conversion de l'énergie cinétique à une énergie électrique la deuxième étape est consistée à améliorer les performances de notre système éolien afin d'obtenir une bonne qualité de la puissance électrique générée, pour cette raison plusieurs travaux de recherche sont réalisés, actuellement la plupart des systèmes éoliens installés dans le monde utilisent des correcteurs soit sous formes classiques de types proportionnel (P), proportionnel-intégral (PI) ou proportionnel-intégral-dérivé (PID), soit sous forme des stratégies telles que l'adaptation du gain ou la logique floue. Le but de ce chapitre est à partir de commande simple, d'introduire la problématique de la commande multi-modèle appliquée à un système éolien, Nous présentons d'abord les principes sur un correcteur à action proportionnelle puis un correcteur PI appliqué à un modèle très simplifié. Ceci nous permet, d'une part, d'exposer le cahier des charges relatif la commande : contrôle de la vitesse avec une dynamique lente, contrôle de la puissance électrique avec une dynamique beaucoup plus élevée, d'autre part, de présenter le principe de l'adaptation du correcteur en fonction de la vitesse du vent à l'aide du principe de la commande multimodèle pour traiter la non linéarité du système. La prise en compte de la dynamique de réglage du pitch nous amène à étudier le cas d'un correcteur PID

3.2 Les stratégies de commande d'un système éolien :

La commande d'une éolienne considère généralement :

* Deux grandeurs d'entrée (commande) : l'angle de calage des pales β_{reg} et le couple électromagnétique de la génératrice C_{em}

* Deux variables à commander (sortie) : la puissance électrique générée P et la vitesse de rotation de la turbine Ω_T .

Dans la littérature On peut trouver deux stratégies de commande

La stratégie A : (Figure 3.1) qui consiste à réguler la vitesse par action sur C_{em} et la puissance par β_{reg} ,

La stratégie B : (Figure 3.2) où Ω_T est régulée en agissant sur β_{reg} et P sur C_{em} . C'est uniquement cette deuxième stratégie que nous allons étudier dans tous nos travaux.

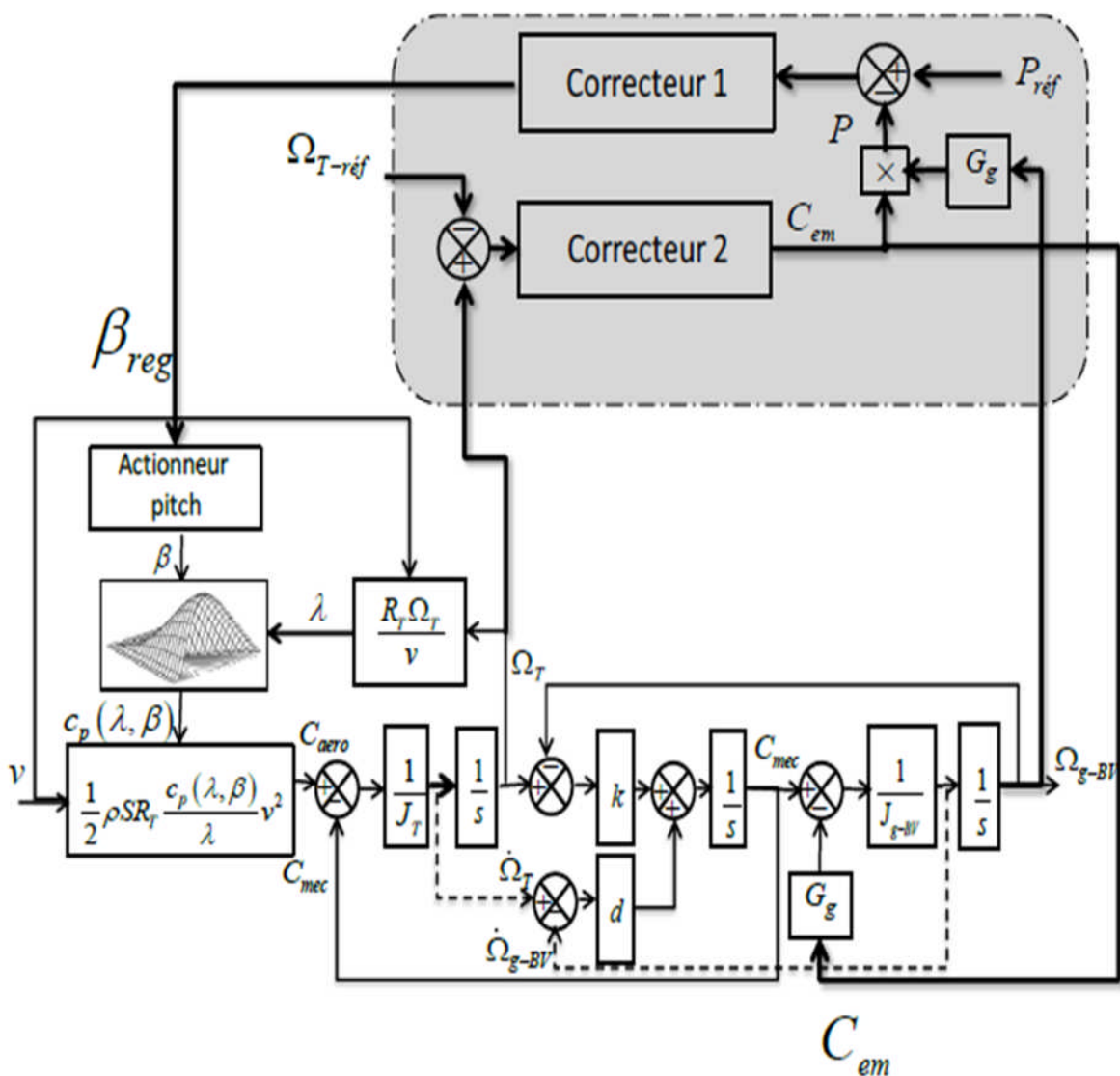


Figure 3.1. Stratégie A d'implantation de commande d'une éolienne

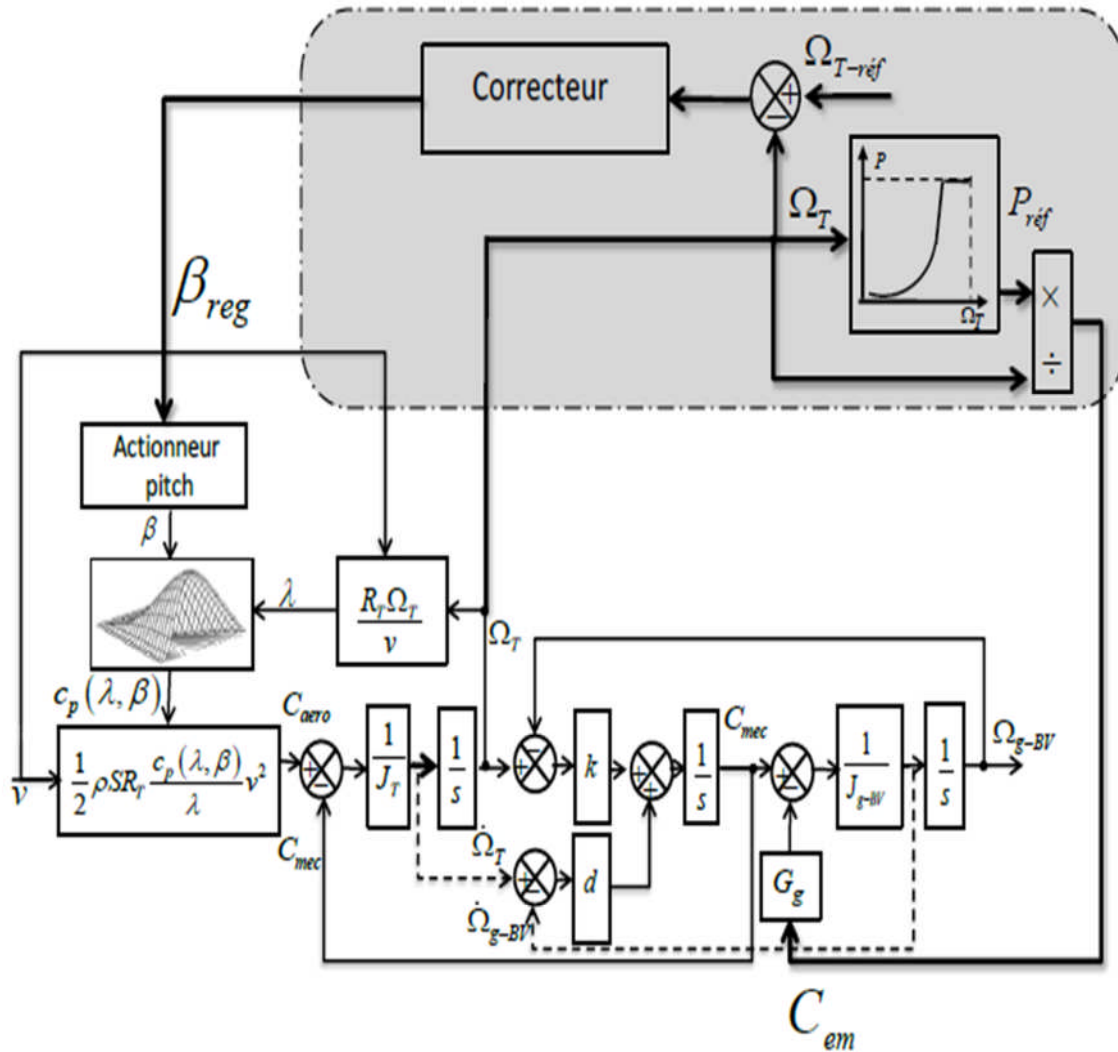


Figure 3.2 Stratégie B d'implantation de commande d'une éolienne

Nous présentons dans les sections suivantes des lois de commande de type P, PI, PID en y associant une approche multi-modèle. On considèrera un modèle de transmission mécanique de l'éolienne (modèle rigide) et ce pour la zone de pleine charge (vitesses de vent élevées).

3.3 Correcteur proportionnelle :

Le correcteur, conçu dans cette section, fait partie de la stratégie de commande B :

Commande de la vitesse Ω_T par β_{reg} et de la puissance P par C_{em} . La Figure 3.3 précise la structure de la commande étudiée. L'angle pitch appliqué au système issu d'une action proportionnelle à laquelle nous ajoutons une action β_{i-nom} telle que définie au paragraphe 1.3.5.

D'après la définition de β_{i-nom} , la vitesse de rotation Ω_T est égale à Ω_{T_nom} pour $V_I = P$. Ainsi, le correcteur a uniquement pour rôle de limiter les fluctuations de vitesse pour les variations du vent.

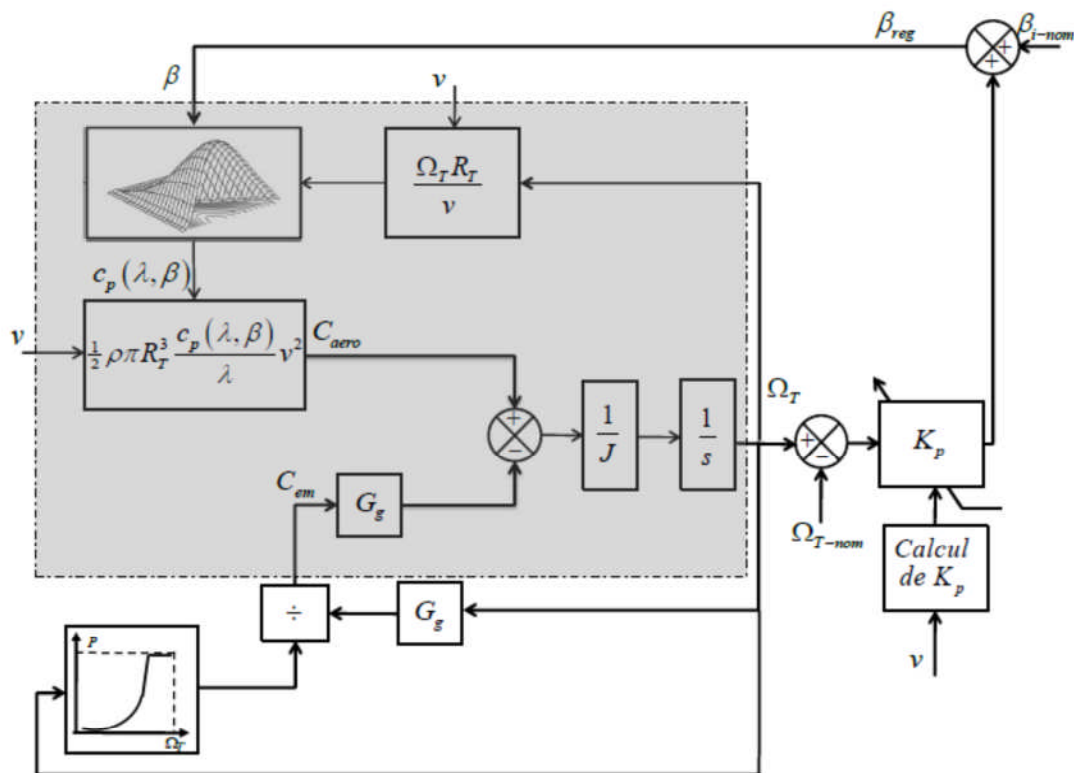


Figure 3.3 Structure du correcteur proportionnel multi-modèle (rigide, sans pitch)

Pour cette partie, nous allons considérer l'actionneur pitch comme étant un gain unitaire, ce qui revient à supposer que :

$$\beta = \beta_{reg} \tag{3.1}$$

On peut aussi écrire :

$$J \frac{d\Delta\Omega_T}{dt} = a_i \Delta\Omega_T + b_i \Delta\beta - G_g \gamma \Delta\Omega_T = d_i \Delta\Omega_T + b_i \Delta\beta \quad (3.2)$$

En négligeant la valeur du coefficient de frottement, on peut tout juste écrire:

$$d_i = a_i - G_g \gamma \quad (3.3)$$

Donc :

$$\Delta\Omega_T = \frac{-b_i/d_i}{-J/d_i s+1} \Delta\beta \quad (3.4)$$

On cherche une commande de la forme :

$$\Delta\beta = -k_i \Delta\Omega_T \quad (3.5)$$

Il s'agit donc d'un correcteur proportionnel, ou k_i est déterminé par la méthode de placement de pôles et est égale à l'expression suivante :

$$k_i = -\frac{J_T P - d_i}{b_i} \quad (3.6)$$

Où P est le pôle désiré.

Lorsque la vitesse du vent v est située entre deux points de la base multimodale v_i et v_{i+1} ($v \in [v_i, v_{i+1}]$), le gain proportionnel qui sera appliqué est :

$$K_P = \theta_i k_i + \theta_{i+1} k_{i+1} \quad (3.7)$$

Avec

$$\begin{cases} \theta_i = 1 - \frac{v - v_i}{v_{i+1} - v_i} \\ \theta_{i+1} = \frac{v - v_i}{v_{i+1} - v_i} \end{cases} \quad (3.8)$$

Afin d'améliorer la précision et la robustesse de notre système on se propose d'installer sur ce système un correcteur PI.

3.4 Correcteur Proportionnel Intégral (PI):

Pour contourner le problème de l'erreur statique, nous cherchons à concevoir un correcteur PI sans tenir compte du modèle du pitch, donc, pour un point de fonctionnement i , on aura :

$$\Delta\beta = k_{p-i} \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \Delta\Omega_T \quad (3.9)$$

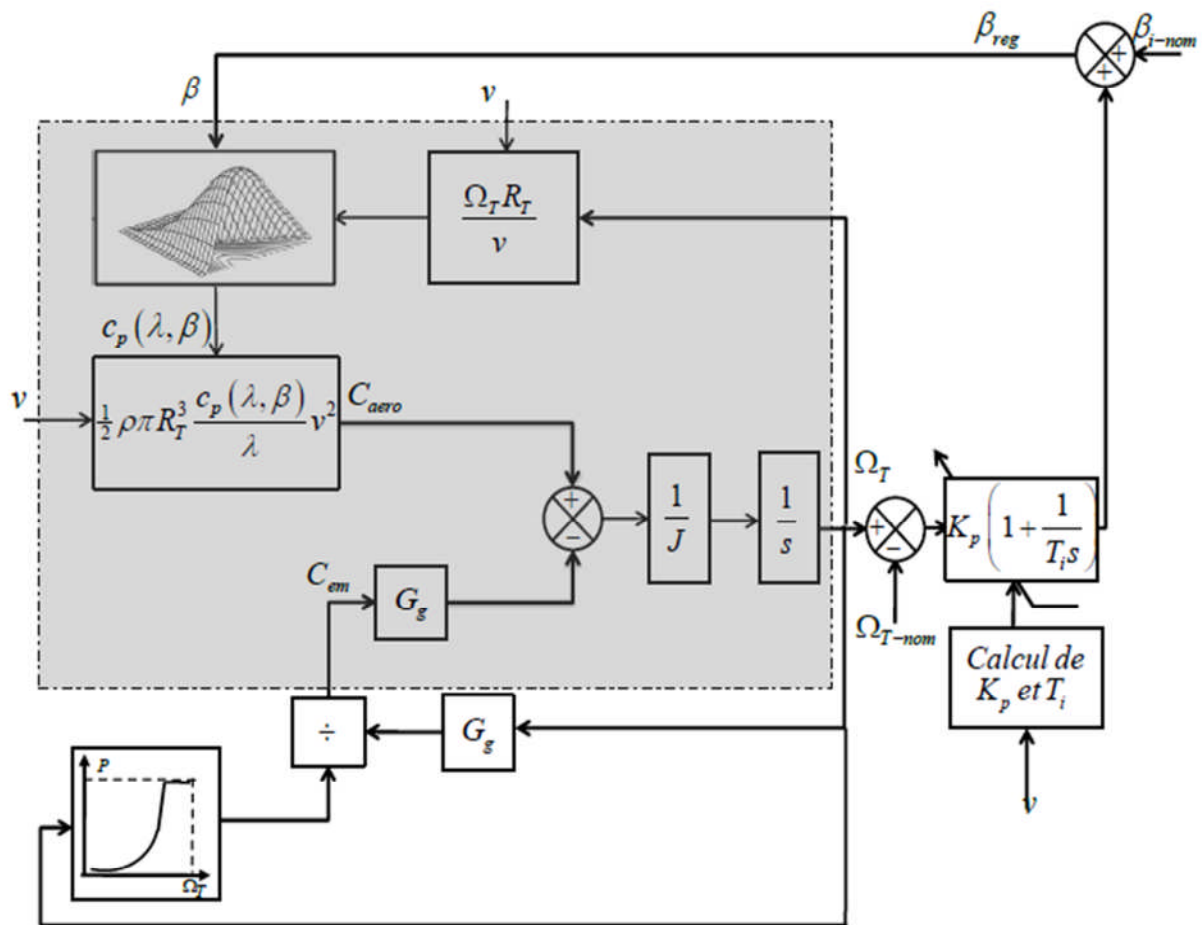


Figure 3.4 Structure du correcteur proportionnel-intégral multi-modèle (rigide, sans pitch)

On considère alors :

$$k_{p-i} \left(\frac{1+T_i s}{T_i s} \right) = \frac{-J_t/d_i s+1}{-b_i/d_i} \quad (3.10)$$

On définit, par la suite, le polynôme caractéristique qu'on peut assimiler à un système du second ordre :

$$-k_{p-i} \frac{b_i}{d_i} 1 + T_i 1 - \frac{d_i}{k_{p-i} b_i} s + \frac{T_i J_t}{k_{p-i} b_i} s^2 - k_{p-i} \frac{b_i}{d_i} 1 + \frac{2\xi}{\omega_n} s + \frac{1}{\omega_n^2} s^2 \quad (3.11)$$

Ainsi, par identification, nous pouvons calculer :

$$k_{p-i} = \frac{J_t T_i \omega_n^2}{b_i} \quad (3.12)$$

$$T_i = \frac{2\xi}{\omega_n} + \frac{d_i}{J_t \omega_n^2} \quad (3.13)$$

où ξ et ω_n sont les paramètres du système désiré.

La stratégie multi-modèle sera par la suite élaborée afin de calculer à chaque instant les paramètres du correcteur k_p et T à partir d'une base de modèles locaux correspondant à différents points de fonctionnement.

Nous choisissons une dynamique de :

$$T_r(2\%) = 4s$$

$$\xi = 0.7$$

$$\omega_n = 1.43 \text{ rad/s}$$

Ainsi, les pôles du système bouclé seront les pôles désirés: $P_{1,2} = -1 \pm 1.02020i$

3.5 Correcteur Proportionnel Intégral Dérivé (PID) :

Ce type de correcteur combine les avantages des deux correcteurs PI et PD

Le système linéarisé commandé peut être représenté par la structure de la Figure 2.11



Figure 3.5 Structure du correcteur PID (rigide, avec pitch)

Le correcteur PID peut être défini au voisinage d'un point de fonctionnement i correspondant à la vitesse V_i par la fonction de transfert suivante :

$$\begin{aligned} C(s) &= k_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right) & (3.14) \\ &= k_p \left(\frac{1 + T_i s + T_i T_d s^2}{T_i s} \right) \end{aligned}$$

Avec :

k_p : le gain proportionnel locale

T_i : la constante d'intégration locale

T_d : la constante de dérivation locale

Nous pouvons alors écrire :

$$\frac{\Delta\Omega_T}{\Delta\varepsilon} = \frac{b_i k_p (1 + T_i s + T_i T_d s^2)}{(J_t s - d_i)(1 + \tau_\beta s) T_i s} \quad (3.15)$$

Le polynôme caractéristique de l'équation précédente est donnée par :

$$\begin{aligned}
 P(s) &= 1 + T_i s + T_i T_d s^2 + \frac{J_t \tau_\beta T_i}{b_i k_p} s^3 + \frac{T_i}{b_i k_p} (J_t - d_i \tau_\beta) s^2 - \frac{d_i T_i}{b_i k_p} s \quad (3.16) \\
 &= 1 + T_i \left(1 - \frac{d_i}{b_i k_p}\right) s + T_i \left(T_d + \frac{J_t - d_i \tau_\beta}{b_i k_p}\right) s^2 + \frac{J_t \tau_\beta T_i}{b_i k_p} s^3
 \end{aligned}$$

Il s'agit donc d'un polynôme de 3ème degré, qu'on pourrait assimiler au polynôme de Naslin :

$$P_{ref}(s) = 1 + \frac{s}{\omega_0} + \frac{s^2}{\alpha \omega_0^2} + \frac{s^3}{\alpha^3 \omega_0^3} \quad (3.17)$$

Avec :

$$\begin{cases} \alpha = 2.1 \\ T_{pic} = \frac{2.2}{\omega_0} \end{cases}$$

Par la suite, on définit par identification les paramètres du correcteur PID :

$$\begin{cases} T_i \left(1 - \frac{d_i}{b_i k_p}\right) = \frac{1}{\omega_0} \\ T_i \left(T_d + \frac{J_t - d_i \tau_\beta}{b_i k_p}\right) = \frac{1}{\alpha \omega_0^2} \\ \frac{J_t \tau_\beta T_i}{b_i k_p} = \frac{1}{\alpha^3 \omega_0^3} \end{cases} \quad (3.18)$$

Après tout calcul fait, nous obtenons alors les expressions suivantes du gain proportionnel et des constantes d'intégration et de dérivation :

$$\begin{cases} k_p = \frac{\alpha^3 \omega_0^2 J_t \tau_\beta + d_i}{b_i} \\ T_i = \frac{1}{\omega_0} + \frac{d_i}{\alpha^3 \omega_0^2 J_t \tau_\beta} \\ T_d = \frac{\alpha^3 \omega_0^2 J_t \tau_\beta + J_t - d_i \tau_\beta}{\alpha^3 \omega_0^2 J_t \tau_\beta + d_i} \end{cases} \quad (3.19)$$

Avec :

$$\tau_\beta = \frac{b_i k_p}{\alpha^3 \omega_0^3 J_t T_i} \quad (3.20)$$

3.6 Résultat de simulation :

3.6.1 Correcteur proportionnel :

La dynamique du système a été choisie pour un temps de réponse égal à $T_r = 4s$ et donc le pôle désiré est égal à : $P = -0,75$.

Pour choisir le nombre des modèles locaux à utiliser dans notre base multi-modèle, nous avons considéré la caractéristique de l'angle de calage en fonction du vent, .La réflexion que nous proposons consiste à choisir des points de fonctionnement plus condensés dans le début de la zone de fonctionnement en pleine charge relative à une pente plus raide de la caractéristique de l'angle de calage en fonction du vent, ceci nous ramène à une base de quatre modèles locaux dont les détails sont donné dans le tableau :

M_i	v_i	B_{i-nom}	k_i
1	12	3.5818	- 76.9118
2	14	7.9821	-29.8903
3	17	11.1173	-18.9594
4	24	15.0105	-13.7145

Tableau 3.1 Présentation de la base des 4 modèles locaux

À partir de cette base multi-modèle , on simule le comportement de l'éolien munie de la loi de commande proportionnelle multi-modèle développer et ce pour un vent d vitesse variable le vent est généré avec une vitesse moyenne de 15m/s

Les résultats obtenu sont consignés dans la Figure 3.5, afin de comparer les résultats obtenu à l'utilisation des différent correcteurs classique on présente la réponses Ω_T suite à un échelon de 5% sur la référence de ce paramètres

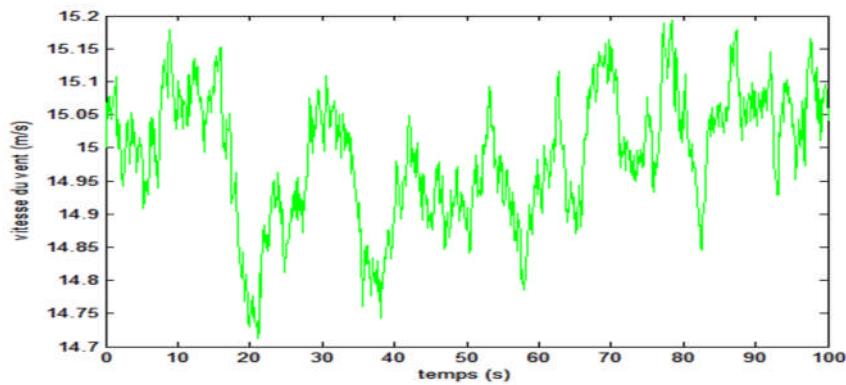


Figure 3.6 Vent variable autour de 15m/s

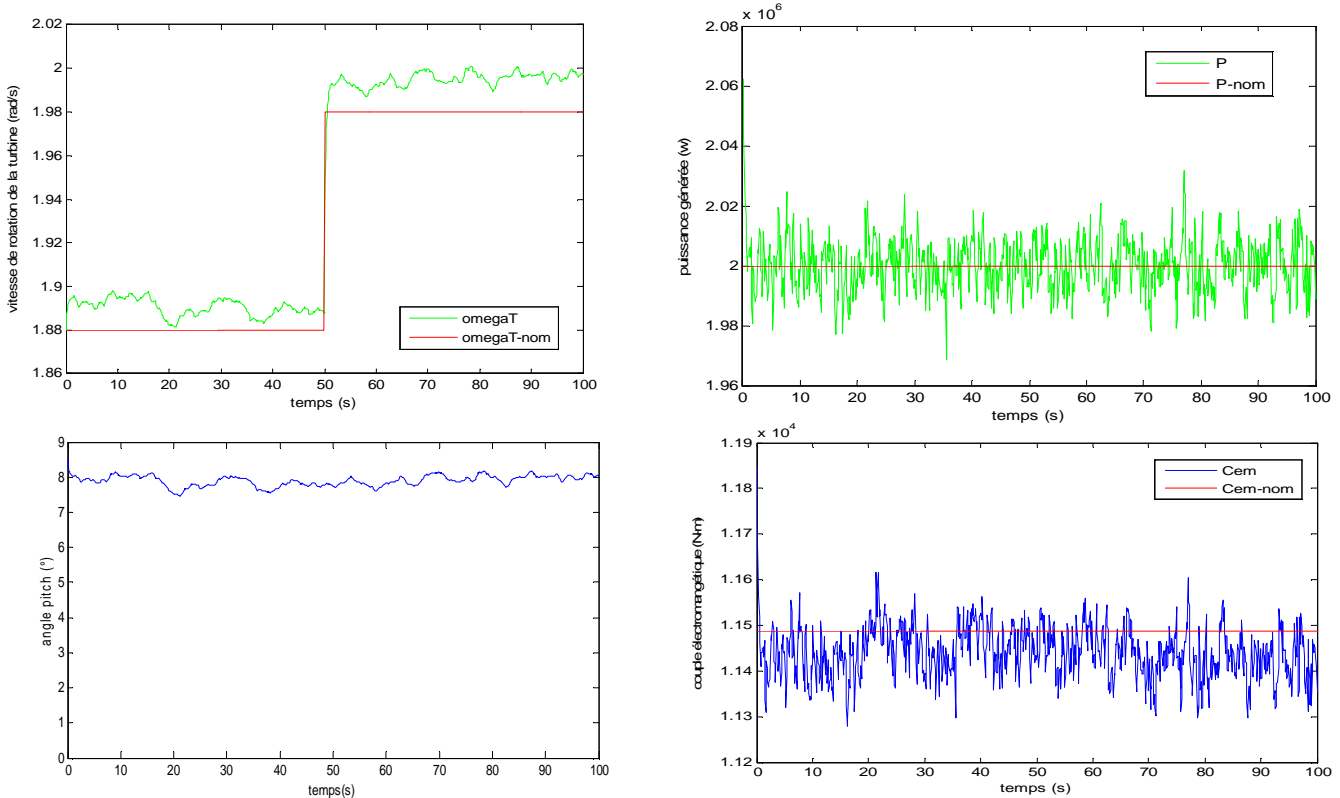


Figure 3.7 Résultats de simulation pour correcteur proportionnel multi-modèle sur une structure rigide (sans pitch)

Les résultats obtenus à la Figure 3.7 montre que la puissance générée et la vitesse de la turbine restent autour de leur valeurs désirées avec des signaux de commande acceptable (couple électromagnétique, angle pitch)

Pour avoir bien la différence entre un correcteur P local et un correcteur P multi-modèle, on présente en première temps à la Figure 3.6(a) la réponse de Ω_T suite à un échelon de +5% sur la référence de la vitesse de rotation et ce pour un vent constant égal à $V_2 = 14 \text{ m/s}$ qui correspond au modèle local M_2 .

Le correcteur utilisé pour cette simulation est un correcteur proportionnel local avec gain égal à k_2 . On voit bien sur cette figure que la réponse du système suit bien la référence désirée.

Dans la Figure 3.8(b), on représente la réponse de Ω_T pour le même échelon sur la vitesse de référence, mais avec un vent constant de $V = V_2 + 2 = 16 \text{ m/s}$ et qui se situe entre les deux points de fonctionnements V_2 et V_3 . On considère en premier lieu le même correcteur P local (à gain k_2), et puis le correcteur P multi-modèle. Il est nettement mieux d'utiliser la stratégie multi-modèle qui permet d'avoir une erreur statique beaucoup moins.

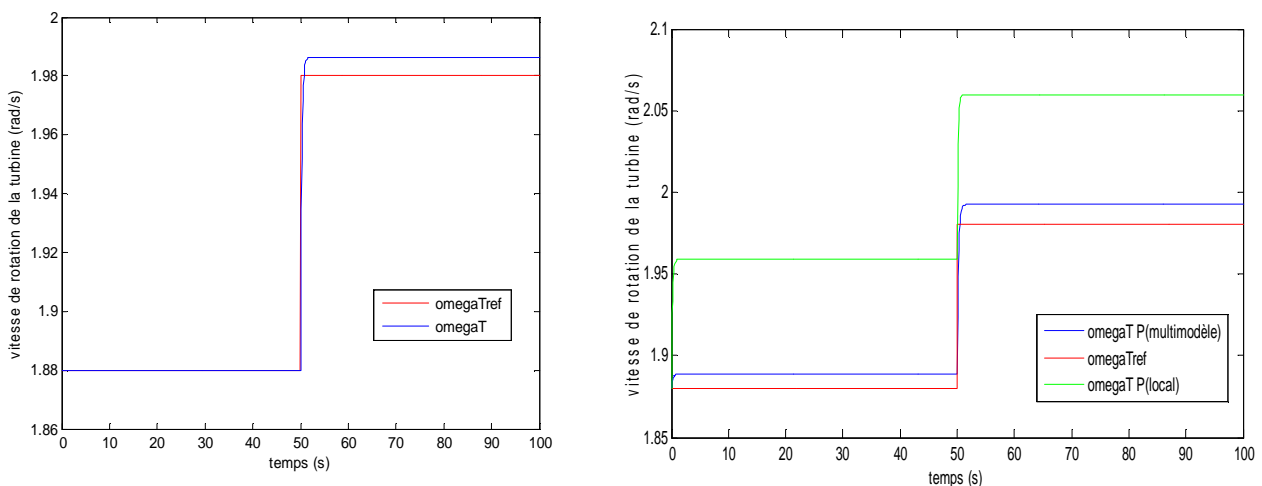


Figure 3.8 Réponse indicielle de la vitesse de rotation avec un correcteur P multi-modèle (vent constant)

Il est clair que la réponse indicielle de Ω_T (multi-modèle) suivre bien la valeur de référence au contraire de la réponse Ω_T correspond a P (local) qui est loin de la valeur désiré .donc l'ajout de l'approche multi-modèle est indispensable pour notre loi de commande afin de satisfaire les critères du cahier des charges.

Cette fois on va essayer à étudier la robustesse de notre correcteur proportionnel au moyen de coefficient de puissance qui reste toujours une expression mathématique approximative à la valeur réelle, on suppose que notre valeur de C_p est idéal et on prendre le même C_p avec une diminution de 10% , Nous présentons ci-après (Figure 3.9) la réponse indicielle de la vitesse de rotation de la turbine suite à un échelon sur son signal de référence, et ce pour un vent constant. Nous considérons deux cas de figures : simulation avec la bonne valeur de C_p et simulation avec $0.9 * C_p$

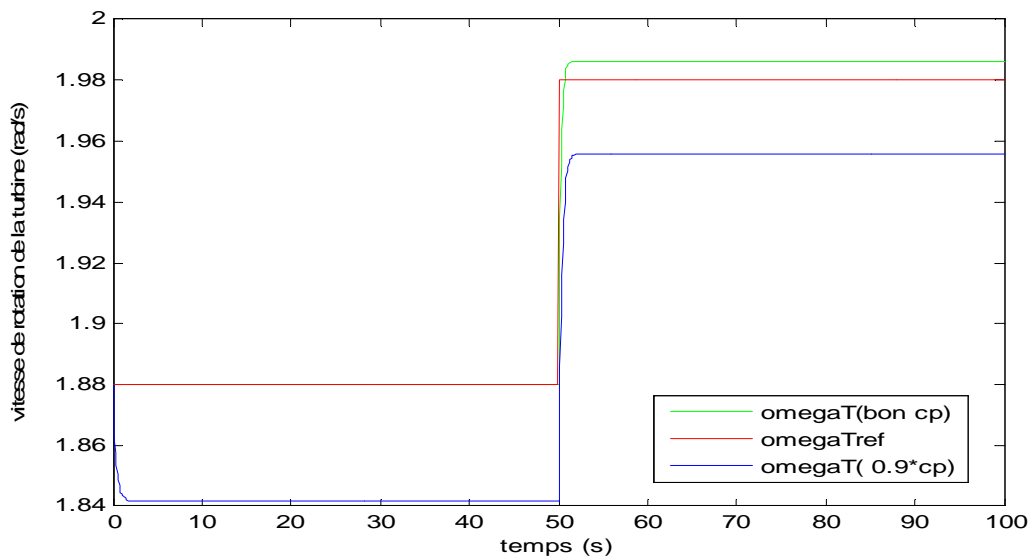


Figure 3.9 Robustesse du correcteur proportionnel par rapport à C_p

Dans cette figure on remarque la dégradation des performance de correcteur proportionnel suite à la diminution de 10% sur la valeur de C_p

3.6.1 Correcteur proportionnel-intégral :

On utilisera la même base multi-modèle composée de quatre modèles locaux telle définie dans le Tableau 3.2.

M_i	v_i	B_{i-nom}	k_i	T_i
1	12	3.5818	-197.2853	1.0035
2	14	7.9821	-77.1312	0.9996
3	17	11.1173	-49.2840	0.9950
4	24	15.0105	-35.5148	0.9974

Tableau 3.2 Présentation des paramètres du correcteur PI pour une base de 4 modèles locaux (sans le modèle du pitch)

Pour la même allure du vent de la Figure 3.10, nous obtenons les résultats de la Figure 3.10

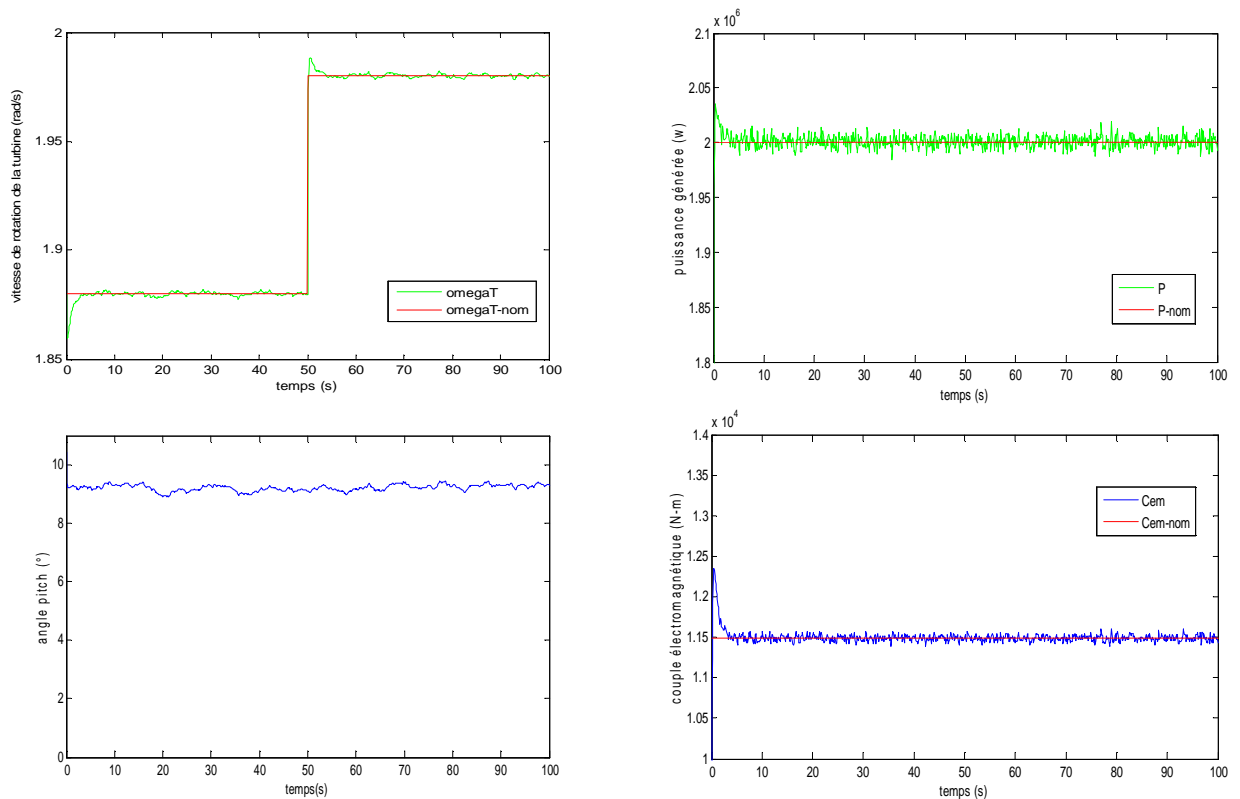


Figure 3.10 Résultats de simulation pour correcteur PI multi-modèle sur une structure rigide (sans pitch)

En comparant les courbes illustrées dans les Figure 3.10 et Figure 3.7, il est clair que les résultats obtenus avec approche multi-modèle combiné au correcteur proportionnel-intégral sont nettement meilleurs, surtout de point de vue régulation de la puissance électrique générée et une vitesse de rotation qui varie peu autour d'une référence désirée. Cependant, le coût de ces résultats se manifeste en une activité mécanique non négligeable sur l'actionneur pitch (Figure 2.12(c)) et des fluctuations non désirables sur le couple électromagnétique. De manière à prendre en compte la dynamique du pitch, nous ajoutons une action dérivée dans le correcteur. La section suivante porte donc sur la conception d'un correcteur PID pour les éoliennes à modèle rigide.

On teste la robustesse de ce correcteur par rapport à une erreur sur la valeur de C_p . On considère pour la simulation de la Figure 3.11 un vent constant de vitesse égale à 14 m/s , et on représente, pour deux valeurs de C_p (la bonne valeur calculée, et une valeur inférieure de 10%), la réponse indicielle de la vitesse de rotation de la turbine suite à un échelon de 5% sur la vitesse de référence :

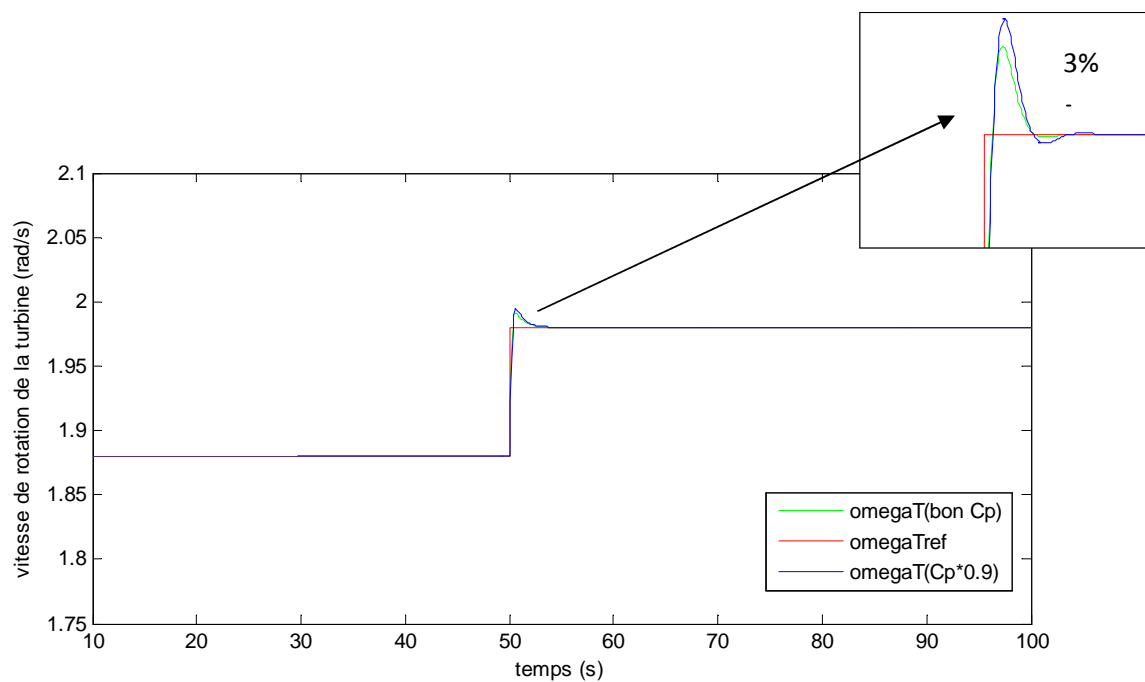


Figure 3.11 Robustesse du correcteur PI par rapport à C_p

D'après la Figure 3.11, on voit bien que l'ajout de l'action intégrale dans le correcteur a permis en premier lieu d'annuler l'erreur statique en régime permanent. de plus, elle a permis au système d'être beaucoup plus robuste vis-à-vis à des erreurs sur la valeur du coefficient de puissance C_p . En effet, on ne voit presque aucune différence entre la réponse indicielle de Ω_T pour une bonne valeur de C_p et celle pour une valeur de C_p inférieure de 10%, tout en respectant au temps de réponse choisi au préalable et qui est égal à 4s.

3.6.2 Correcteur proportionnel-intégral-dérivée :

Pour la même base multi-modèle composée de quatre modèles locaux telle définie dans le Tableau 3.3 :

M_i	v_i	B_{i-nom}	k_i	T_i	T_d
1	12	3.5818	-139.4758	1.8830	1.5081
2	14	7.9821	-54.4437	1.8729	1.5189
3	17	11.1173	-34.9482	1.8607	1.5322
4	24	15.0105	-25.0452	1.8670	1.5253

Tableau 3.3 Présentation des paramètres du correcteur PID pour une base de 4 modèles locaux (sans le modèle du pitch)

La figure suivante donne les simulations du système commandé par un correcteur PID multi-modèle :

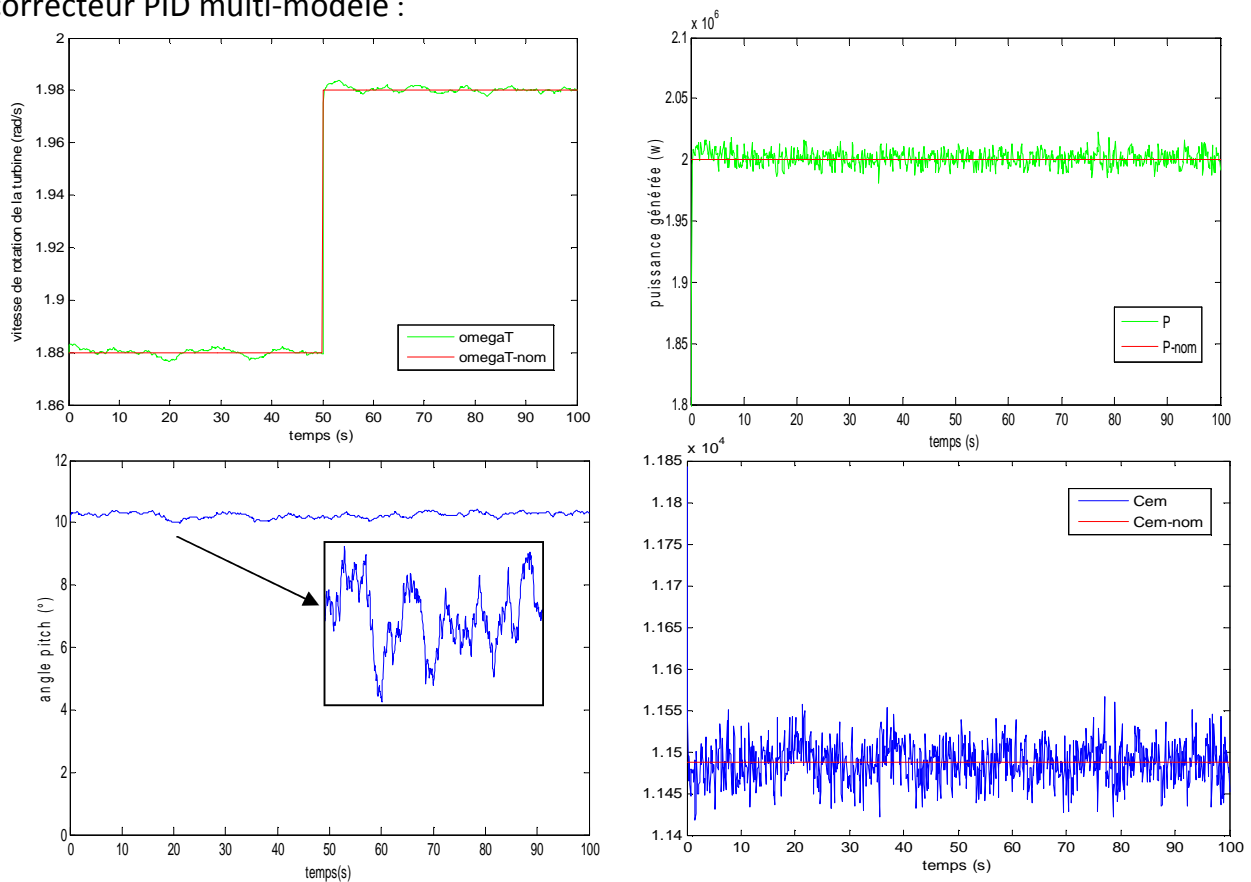


Figure 3.12 Résultats de simulation pour correcteur PID multi-modèle sur une structure rigide

Les résultats obtenus à la Figure 3.13 sont satisfaisants : une puissance électrique (Figure 2.13 (b)) constante et égale à sa valeur nominale, et une vitesse de rotation (Figure 2.13 (a)) qui varie peu autour de la référence désirée et ce pour des signaux de commande (Figure 2.13 (c) et (d)) acceptables

La réponse indicielle de la vitesse de rotation de la turbine présentée à la Figure 3.12 présente l'étude de robustesse de ce correcteur vis-à-vis à une erreur de 10% sur le coefficient de puissance. Les deux réponses (pour la bonne valeur de C_p et pour la valeur erronée) sont presque confondues : ce correcteur est bien robuste par rapport aux erreurs sur la valeur de C_p . On voit bien aussi que le temps de pic choisi dans le calcul de la commande égale à 4s, est bien conservé pour les deux réponses.

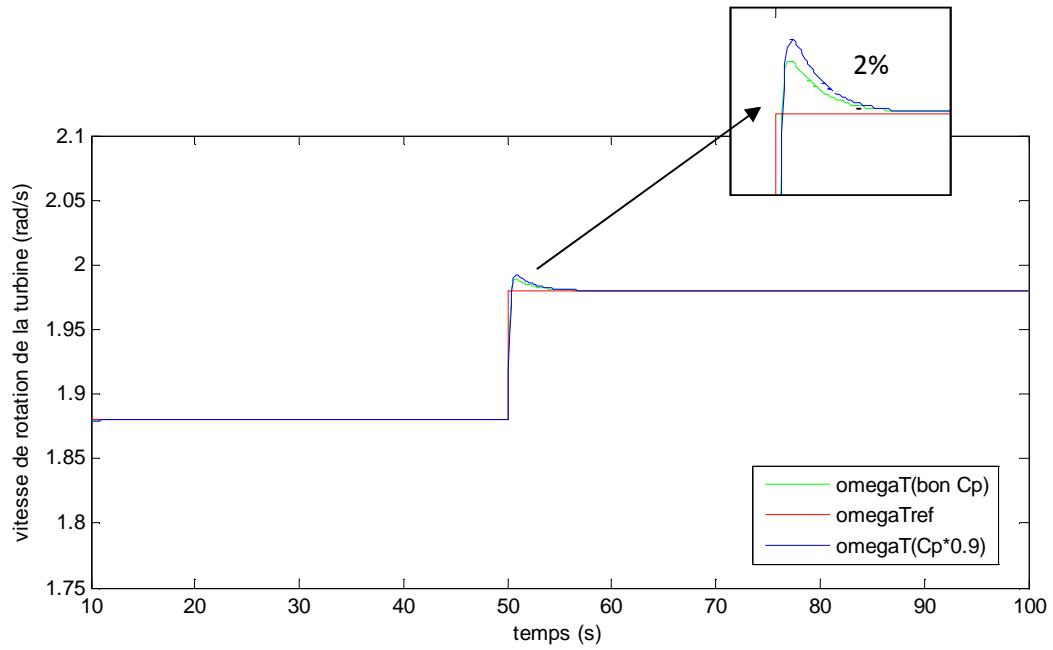


Figure 3.13 Robustesse du correcteur PID par rapport à C_p

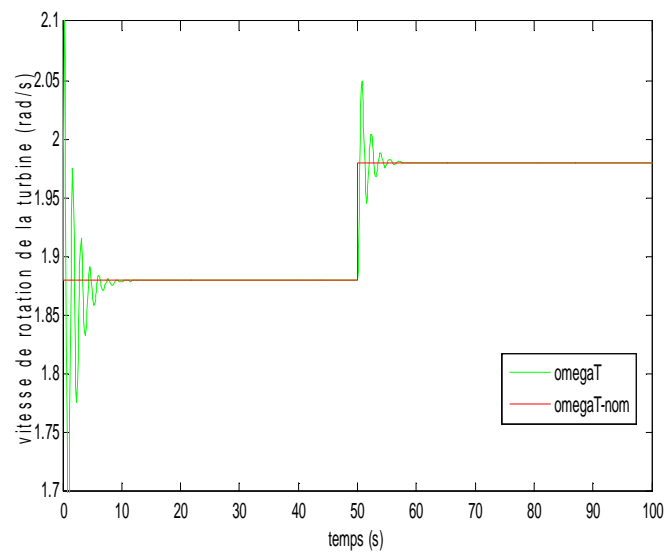


Figure 3.14 Réponse indicielle de la vitesse de rotation avec un correcteur PID multi-modèle (vent constant)

Conclusion :

La loi de commande de la turbine éolienne par des correcteurs classique P, PI, PID dont le calcul approximative utilise l'approche multi-modèle. D'après les résultats de simulation, le réglage proportionnelle présente un erreur statique ayant $\varepsilon_p=0.01\text{rad/s}$ pour l'approche multi-modèles celle-ci augmente considérablement $\varepsilon_p=0.07\text{rad/s}$ avec un modèle local (Fig.3.8), nous avons tester la robustesse de réglage P multi-modèles suite à une variation de C_p ceci à conduit au augmentation de l'erreur statique.

Le réglage PI satisfait une erreur statique nulle malgré la fluctuation du vent (Fig.3.10) ou encore variation du C_p (Fig.3.11) né moins on remarque un dépassement de l'ordre 3%

Le réglage PID conserve approximativement les même performances que le réglage PI, pour un vent avec fluctuation (Fig.3.12) et un dépassement plus faible suit a une variation de C_p .

Enfin si on considère la fonction de transfert du pitch contrôle égale à un filtre du 1^{er} ordre dont la constante de temps de l'ordre à 0.5 on observe des oscillations en régime transitoire.

Conclusion générale

L'objectif de ce mémoire est l'étude et synthèse de la commande multi-modèle de la vitesse d'une éolienne.

Dans le premier chapitre nous avons donné un état d'art des systèmes éoliens et les différents paramètres relatifs à leur fonctionnement

Ensuite nous avons présenté la modélisation et la simulation de la turbine et du système d'accouplement rigide ou souple avec la génératrice électrique.

Le second chapitre a été dédié à la théorie multi modèle basé sur la linéarisation autour d'un point. par la suite nous l'avons appliqué à la partie mécanique du système éolien.

Étant donné le modèle linéaire du processus, le troisième chapitre est consacré à la synthèse de la loi de commande par l'approche multi modèle. Une structure classique de réglage a été utilisée en occurrence le régulateur P, PI et PID. D'après les résultats de simulation le PID permet d'assurer d'une part une statique nulle et d'autre part limiter le dépassement suite à un changement de référence. Par ailleurs une robustesse est constatée suite à une variation de C_p .

En coté des perspectives on a été amélioré la loi de commande du système éolienne munie de l'approche MULTI-MODÈLES, notamment les performances du système comme la robustesse.

Annexes

ANNEXES

ANNEXE 1 :

Les paramètres de la turbine utilisée

ρ	1.22 kg/m^3
R_t	40m
P_{nom}	2MW
Ω_{t-nom}	18 tr/min
G_g	92.6
J_t	$4.9 \times 10^6 \text{ N.m.s}^2$
J_{g-BV}	$0.9 \times 10^6 \text{ N.m.s}^2$

ANNEXE 2 :

Les blocks de simulation développer sous MATLAB-SIMULINK:

Modèle du vent :

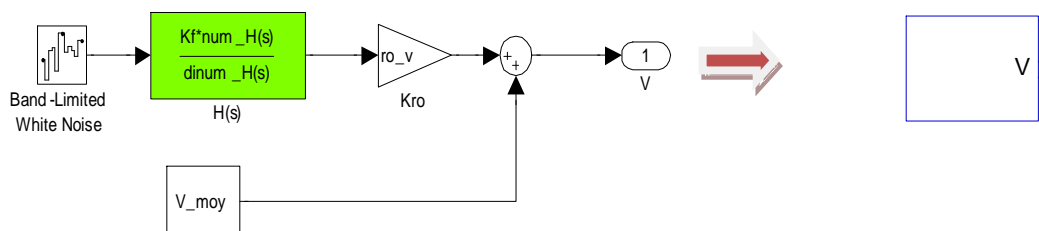


FIG 1 : modèle SIMULINK du vent de NICHITA

Modèle de la turbine :

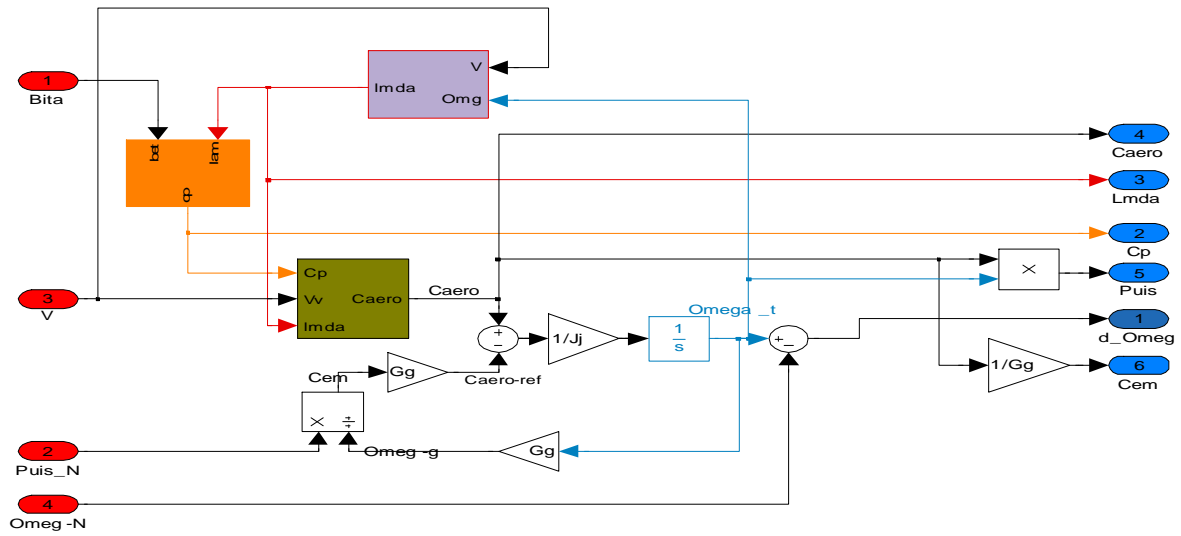


FIG 2 : modèle SIMULINK de la turbine

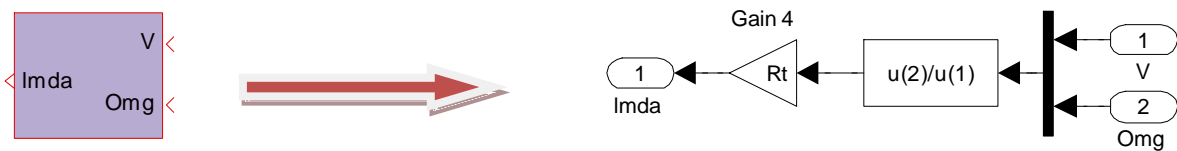


FIG 3 : block de calcul de $lmda$ (λ)

$$\lambda_i = \frac{\Omega_T R_T}{v_i}$$

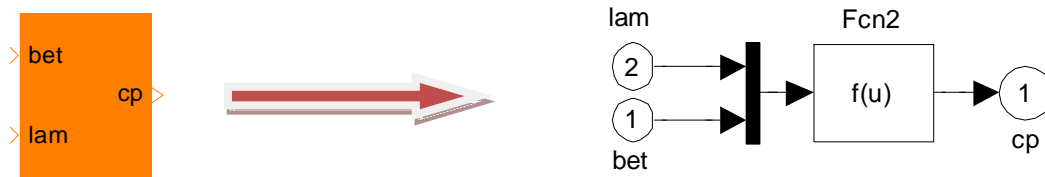


FIG 4: block de calcul de C_p

$$c_p = 0.18 \times \left(\frac{90}{0.4 + 0.5\lambda} - 6.8 - 0.115\beta^2 \right) e^{\frac{-8}{0.4+0.5\lambda} + 0.16}$$

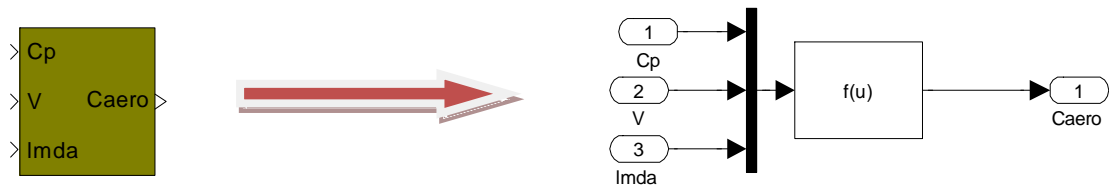


FIG 5 : block pour calculer Caero

$$C_{aero} = \frac{P_{aero}}{\Omega_T} = \frac{\rho \cdot S \cdot R_T \cdot v^2}{2\lambda} C_P(\lambda, \beta)$$

Modèle de la turbine complet :

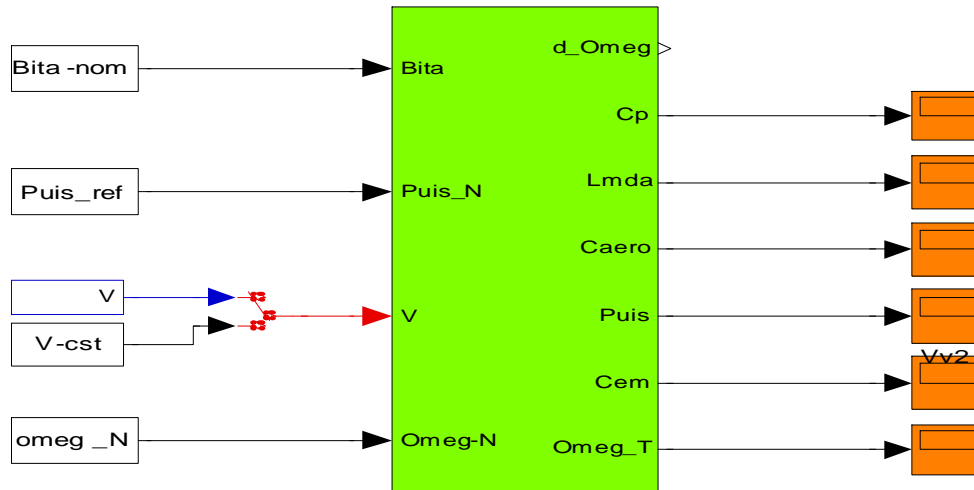


FIG 6 : modèle de la turbine sans asservissement

Commande par action proportionnel (Kp) :

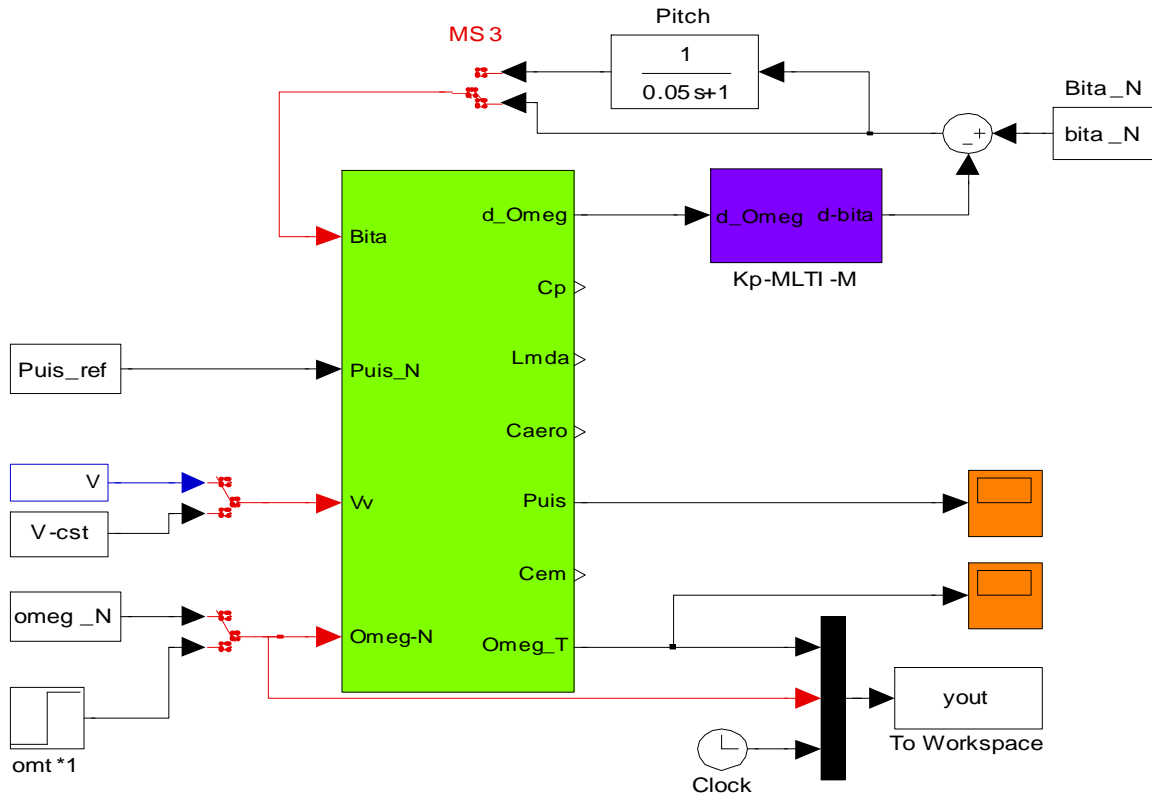
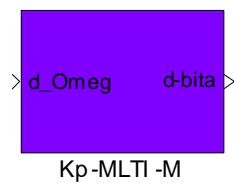


FIG 7 : commande par action proportionnelle



$$k_{p_i} = \frac{-P * J_t + d_i}{b_i}$$

FIG 8 : calcul du gain proportionnel

$$\Delta\beta = -k_i \Delta\Omega_T$$

Commande par action proportionnel intégrale :

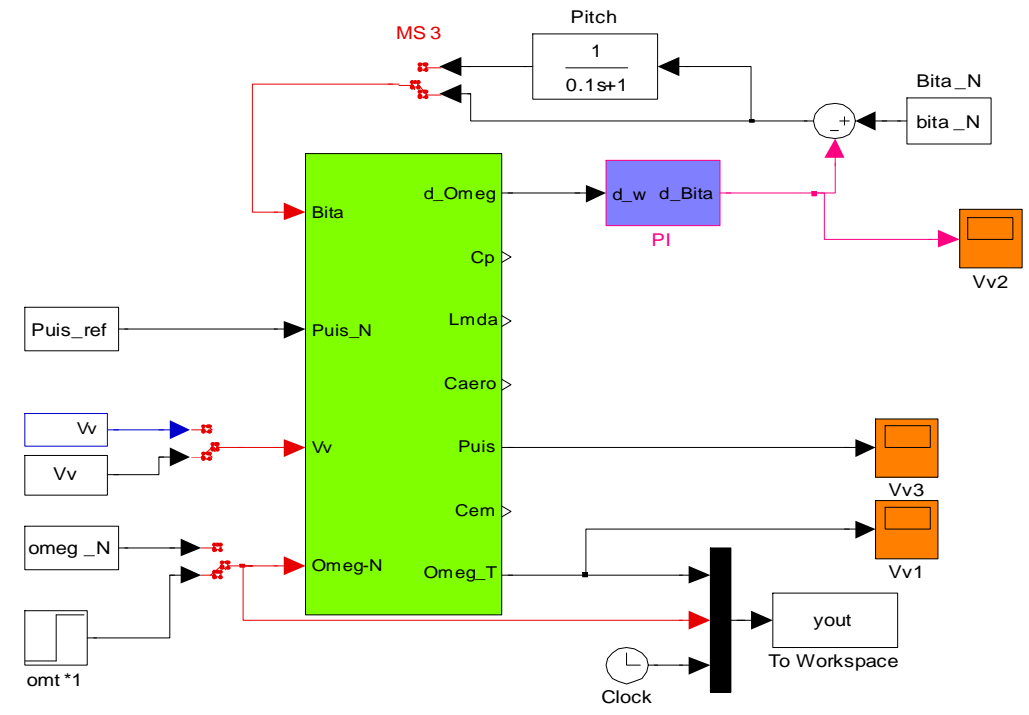


FIG 9: commande par action proportionnelle intégrale

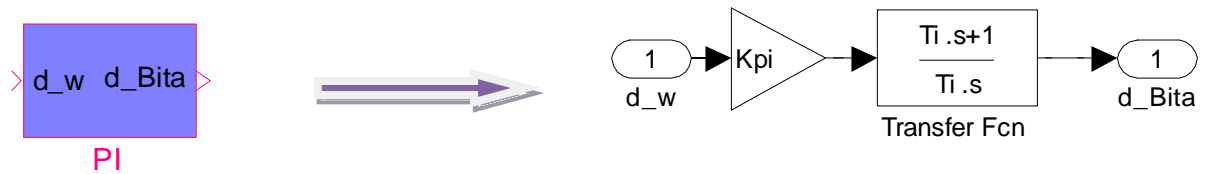


FIG 10 : calcul du correcteur PI

$$\Delta\beta = k_{p-i} \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \Delta\Omega_T$$

$$k_{p-i} = \frac{J_t T_i \omega_n^2}{b_i} \quad T_i = \frac{2\xi}{\omega_n} + \frac{d_i}{J_t \omega_n^2}$$

Correction proportionnelle intégrale dérivé PID :

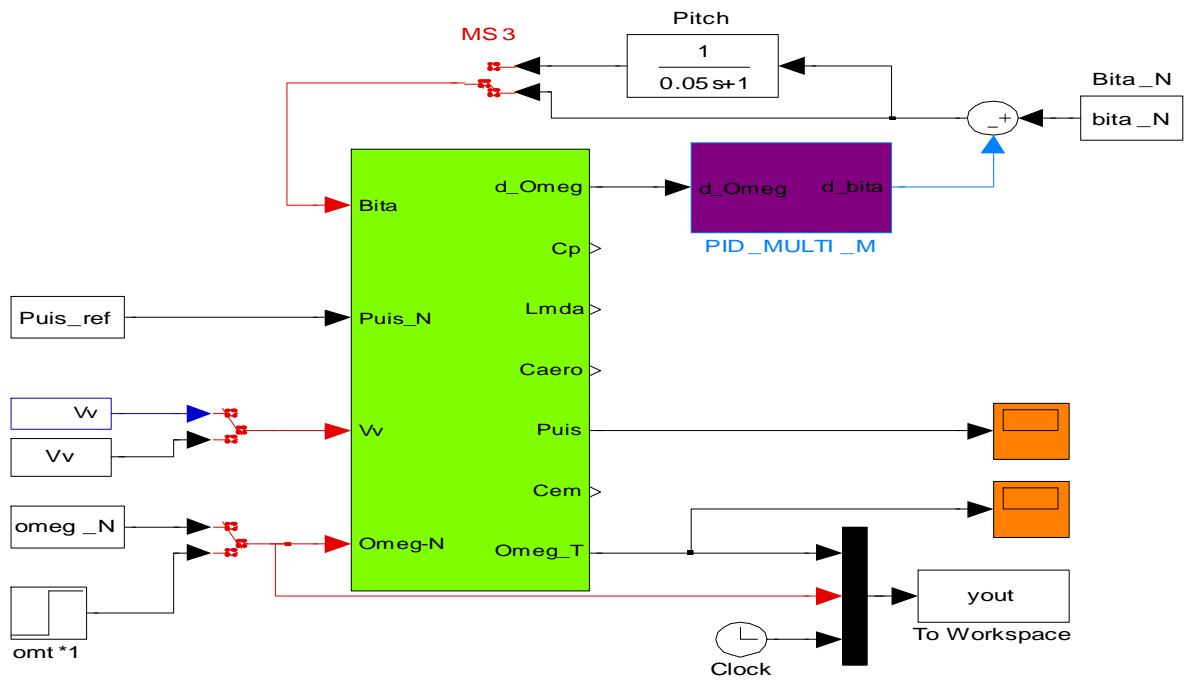


FIG 11 : commande par action proportionnelle intégrale dérivé PID

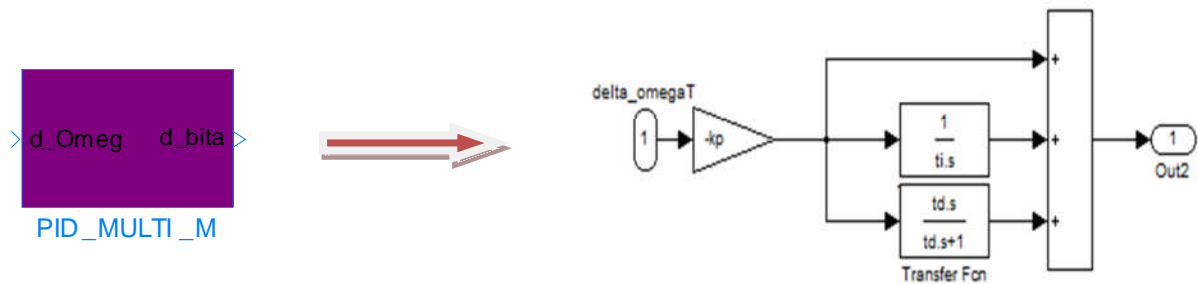


FIG 12 : Calcul du correcteur PID

$$\begin{cases} k_p = \frac{\alpha^3 \omega_0^2 J_t \tau_\beta + d_i}{b_i} \\ T_i = \frac{1}{\omega_0} + \frac{d_i}{\alpha^3 \omega_0^2 J_t \tau_\beta} \\ T_d = \frac{\alpha^3 \omega_0^2 J_t \tau_\beta + J_t - d_i \tau_\beta}{\alpha^3 \omega_0^2 J_t \tau_\beta + d_i} \end{cases}$$

ANNEXE 3 :

Les programmes MATLAB :

%Les variable des calcul:

```
Vv=17;omeg_N=1.88;Puis_ref=2*10^6;  
m1=0.4;m2=0.25;dw=0.002;Ts=1;Lf=195;k_ro=0.14;  
Rt=40;ro=1.22;Gg=92.6;Jt=4.9*10^6;Jg=0.9*10^6;Jj=Jt/Gg^2+Jg;  
Poule=-0.75;omt_n=1.88;  
Tr=4;epn=0.7;Wn=1.43;
```

Calcul du modèle du vent :

```
% calcul du modèle du vent  
ro_v=k_ro*Vv;Tf=Lf/Vv;k=0:1:(3.14/(Ts*dw));  
ss=ones(1,(3.14/(Ts*dw)+1));  
Sf1=((m1*Tf.*k*dw).^2+ss)./(((Tf.*k*dw).^2+ss).*(  
(m2*Tf.*k*dw).^2+ss));  
sft=sum(Sf1);  
Kf=sqrtm(3.14/(Ts*dw*sft));num_H=[m1*Tf 1];dinum_H=conv([Tf  
1],[m2*Tf 1]);  
Hf=Kf*tf(num_H,dinum_H);
```

Calcul des valeurs nominales :

```
% Calcul de Bitan et Cp_N et lmda_N  
lmda_N=(omeg_N*Rt)/Vv;Cp_N=(2*Puis_ref)/(ro*3.14*Rt^2*Vv^3)  
bita_N=sqrt(-((Cp_N/(0.18*exp(-8/(0.4+0.5*lmda_N)+0.16)))-  
90/(0.4+0.5*lmda_N)+6.8))/0.115)  
Cem_N=(0.5*ro*Rt^3*Vv^2*Cp_N)/(lmda_N*Gg);  
gama=-Cem_N/omeg_N;  
Paero=1/2*ro*3.14*Rt^2*Vv^3*Cp_N
```

Calcul de d-Cp-omeg et d-Cp-bitan :

```
% calcul de d_Cp_omeg et d-Cp-bitan  
dCp_omg=0.18*(-45+4*((90/(0.4+0.5*lmda_N))-6.8-  
0.115*bita_N^2))*((Rt/Vv)/(0.4+0.5*lmda_N^2)*exp(-  
8/(0.4+0.5*lmda_N)+0.16));  
dCp_bitan=-2*0.18*0.115*bita_N*exp(-8/(0.4+0.5*lmda_N)+0.16);
```

calcul de ai et bi :

```
%calcul de ai et bi et di  
ai=(0.5*ro*3.14*Rt^3*Vv^2/omeg_N)*(dCp_omg-(Cp_N/omeg_N));  
bi=(0.5*ro*3.14*Rt^3*Vv^2/lmda_N)*dCp_bitan;  
di=ai-Gg*gama;
```

calcul de Ki proportionnelle :

```
%calcul de ki proportionnelle  
ki=(-(Poule*Jt-di))/(bi)
```

calcul de Ki et Ti proportionnelle intégrale :

```
% calcul de Ti et ki proportionnelle  
Ti=(2*epsn/Wn)+(di/(Jt*Wn^2))  
ki=(Jt*Ti*Wn^2)/bi
```

calcul de Ki , Ti , Td pour (PID) :

```
% calcul des paramètres du PID  
Td=(alf^2*W0*Jj*to+Jj-di*to)/(alf^3*W0^2*Jj*to+di)  
Ti=1/W0+di/(alf^3*W0^3*Jj*to)  
ki=(alf^3*W0^2*Jj*to+di)/bi
```

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie :

- [KHE 11] Nadhira KHESAMI << *commande multimodale optimales des éoliennes : Application à la participation des éoliennes au réglage de la fréquence* >>
Thèse de doctorat en Génie Électrique, octobre 2011
- [BOU 11] BOUHADA .Ali << *Contribution à l'étude des systèmes de commande d'une éolienne* >> mémoire de magister en entrainements électrique 07/2011
- [LOP 04] Miguel LOPEZ << *contribution a l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée* >> Thèse de doctorat en physique
- [NIC 12] Dr.cristian NICHITA << *Partie A : Chain de conversion électromécanique d'une éolienne de petite puissance* >> cours 2012
- [BEC 11] BECKER Florent << *Émulation d'une chaîne éolienne de conversion d'énergies* >> Master Système embarqué et énergie 2010-2011
- [HOE 06] Ben Hoen << *Impacts of windmill visibility on roperty in Madsen county new yourk* >> 2006
- [TAH 10] A.Tahom , A.aissaoui , M.Adid , N. Essoui bouli et A.Chawki Meghrabi
<< *la commande de la puissance active et réactive d'une éolienne à génératrice synchrone* >> 2010
- [SIN 12] Sina.Lotfi , Mayer sajedi << *Modeling and application of permanent magne synckrone generation (PMSG) based variable speed wind generation système* >> Article 2012
- [KEN] F.Kendouli , K.Nabile . A bed et H.b << *Modulation, simulation et Contrôle d'une turbin éolien à vitesse variable basée sur la génératrice asynchrone* >>

BIBLIOGRAPHIE

- [MOR 05]** Luc MOREAN << *Modélisation, conception et commande de génératrice à reluctance variable Basse vitesse* >> Thèse doctorat décembre 2005
- [AZZ 07]** Jaouad Azzouzi << *contribution à la modélisation et à l'optimisation des machines Synchrones à aiment permanents à flux axial application au cas de L'aérogénérateur* >> Mémoire de doctorat, mars 2007
- [KEN 12]** KENDOULI Fairose << *Modélisation et commande des machines électriques* >> Thèse de doctorat 2012
- [OUD 92]** Mohamed OUDGHIRI << *Commande multi-modèles tolérante aux défauts : Application au contrôle de la dynamique d'un véhicule automobile* >>
- [COU 08]** Vincent COURTRECUISE :<< *Supervision d'une centrale multisources à Base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique*>>
- [GHE 11]** Tarak GHENNAM << *Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine synchrone à double alimentation* >> Thèse docteur 09/2011
- [ROD 05]** Mickaël Rodrigues << *Diagnostic et commande active tolérante aux défauts appliqués aux systèmes décrits par des multi-modèles Linéaires* >> Thèse doctorat 12/2005
- [EL-K 95]** EL-Kébir Boukas << *systemes asservies* >>
Bibliothèque nationale de canada 1995
- [ARZ 10]** D.Arzelier << *représentation et analyse des systèmes linéaires* >>
Cours 6/2010