

Université Mouloud Mammeri. Tizi-ouzou



**Faculté de génie électrique et informatique
Département d'électrotechnique**

Mémoire de Magister en électrotechnique

Option : entraînements électriques

Présenté par :

BOUHEDDA Ali

Thème

Contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne

Devant le jury composé de :

CHAIBI Rachid	Professeur	UMMTO	Président
MOHELLEBI Hassane	Professeur	UMMTO	Rapporteur
NEDJAR Mohammed	Professeur	UMMTO	Examineur
MECHRI Yacine	Maitre de conférences B	USTHB	Examineur
OULD OUALI Samy Hassani	Maitre de conférences B	UMMTO	Examineur

Soutenu le : 07/07/2011

Remerciements

J'adresse mes vifs remerciements à Monsieur MOHELLEBI Hassane (Professeur à l'UMMTO) d'avoir accepté de diriger ce travail et pour ses nombreux conseils judicieux, qu'il trouve ici ma sincère gratitude.

Je remercie chaleureusement Mr R. Chaibi (Professeur à l'UMMTO) pour avoir accepté de juger ce travail et de présider le jury.

Que Mr M. Nedjar (Professeur à l'UMMTO), trouve ici mes sincères et respectueuses salutations pour avoir accepté de juger ce travail et d'avoir été pour nous les étudiants du LGE un juste et sincère exemple de travail et de persévérance. Mille mercis.

Je remercie Mr Y.Mecheri (Maitre de conférences à l'USTHB) pour avoir accepté de juger ce travail qu'il trouve ici une marque d'estime et de respect de ma part.

Je remercie Mr. S.H Ouldouali (Maitre de conférences à l'UMMTO) pour m'avoir honoré de sa présence dans le jury et ainsi accepté de juger ce travail qu'il trouve ici ma sincère reconnaissance.

Mes remerciements à Mrs. : S. Rezgui, A. Diche, F. Hocini et tous les membres du LGE.

Je remercie F. Namani ; T. Zidane, G. Youcef, F. Bouali, A. Nait Ouslimane, M. Hamel, S. Belhadj, et tous les membres du CPG.

DEDICACES

Je dédie ce travail à mes parents, mon père et ma mère qu'ils trouvent ici une modeste contribution de ma part par rapport à tous ce qu'ils m'ont offert.

Mes petits frères Mourad et Hacène, mon grand frère Said ainsi que sa petite famille, sa femme Linda, sa fille Nadine et son fils Elias.

A ma femme Saliha....

Sommaire

<i>Introduction générale</i>	<i>01</i>
------------------------------	-----------

Chapitre I : Energie éolienne : Situation, Etat de l'art

I-1 introduction	03
I-2 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne	03
I-3 : Situation actuelle de l'énergie éolienne	04
I-4 : Etat de l'art des aérogénérateurs	06
I-4-1 : principe	06
I- 4-2 Constitutions d'une éolienne	06
I 4-3 Différents types d'éoliennes	07
I-4-4 Fonctionnement de l'éolienne	10
I-4-4-1 Action du vent sur une pale	10
I-4-4-2) Modes de contrôle au niveau de la turbine	13
I-4-4-2 a) Contrôle par décrochage aérodynamique passif (« Passive Stall »)	14
I-4-4-2-b) Contrôle par décrochage aérodynamique actif (« active stall » ou « combi stall »)	15
I-4-4-2-c) Contrôle par angle de calage variable (Pitch control)	15
I-4-4-3 Contrôles au niveau du système générateur et transmission au réseau	16
I-4-4-3 -1) Système à vitesse fixe – Machine asynchrone à cage : structure MAS	16
I-4-4-3-2 Système à vitesse variable	17
I-4-4-3-2 a) Machine asynchrone à rotor bobiné: structure MASRe	17
I-4-4-3-2 b) Machine asynchrone à double alimentation: structure MASDA	18
I-4-4-3-2 b) Machine asynchrone à aimants permanents- structure MSAP	20
I-5 Génératrices synchrones à aimants permanents utilisées dans les systèmes éoliens	21
I-5-1 Machines synchrones à aimants permanents (MSAP) à flux radial	21
I-5-2 Machines synchrones à aimants permanents (MSAP) à flux axial	23
I-6 conclusion du premier chapitre	24

Chapitre II : Modélisation de la turbine éolienne

II-1 Introduction	25
II-2 Conversion de l'énergie éolienne	25
II-2-1 Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique	25
II-2-1 a) Loi de Betz	25
II-3 Modélisation de la turbine éolienne	28
II-3-1 Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine	28
II-3-2 Modèle de la turbine	30
II-3-2-1 Modèle du multiplicateur	30
II-3-2-2 Equation dynamique de l'arbre de transmission	30
II-4 Stratégies de commande de la turbine éolienne	31
II-4-1 Système de contrôle de l'aéroturbine	33
II-4-2 Méthodes de recherche du point maximum de puissance	33
II-4-2-1 MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne	34
II-4-2-1-1 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse	35
II-4-2-1-1-1 conception du correcteur de vitesse	35
II-4-2-1-1-1 a) PI à avance de phase	36
II-4-2-1-1-1 b) PI avec anticipation	37
II-4-2-1-1-1 c) correcteur flou avec anticipation	39
II-4-2-1-2 Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse	44
II-5 Courbes caractéristiques du coefficient de puissance	46
II-6 Simulation et résultats	48
II-7 Modélisation du système d'orientation des pales (PITCH)	52

II-8-1 Introduction	52
II-8-2 Régulation de l'angle avec régulateur PI	54
II-7-3 Régulation de l'angle à partir de gain	55
II-7-4 Fonctionnement à vitesse constante	56
II-8 Simulation et résultats	58
II-9 Conclusion du deuxième chapitre	60

Chapitre III Modélisation de la GSAP et de la connexion au réseau

III.1 Introduction	62
III-2 généralités sur la machine synchrone à aimants permanents (MSAP)	62
III-3 Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP)	64
III-3-1 Hypothèses simplificatrices	64
III-3-2 Mise en équation de la MSAP	64
III-3-2-1 Equations électriques	66
III-3-2-2 Passage au repère de Park	66
III-3-2-3 Modèle de la MSAP dans le repère de Park	67
III-4 Simulation de la génératrice synchrone à aimants permanents	69
III-5 Modélisation de la connexion au réseau	73
III-5-1 Modélisation du convertisseur	75
III-5-1-1 Modélisation du convertisseur coté réseau dans un repère naturel	75
III-5 b) Modèle continu équivalent du convertisseur	80
III-6 Modélisation du bus continu	81
III-7 Modélisation du filtre	82
III-7 a) dans le repère naturel	82
III-7 b) dans le repère de Park	83
III-8 Modèle du transformateur	83
III-8 a) Modèle du transformateur dans le repère naturel	83
III-8 b) Modélisation du transformateur dans le repère de Park	84
III-9 Conclusion du troisième chapitre	84

Chapitre IV Contrôle de la chaîne éolienne globale

IV.1 Introduction	86
IV.2 commande au niveau de la GSAP	86
IV.2-1 commande en couple de la GSAP	87
IV.2-2 Commande vectorielle de la machine synchrone à aimants permanents	87
IV.2-2-1 Synthèse des correcteurs	89
IV.3 Contrôle de la connexion coté réseau	91
IV.3-1 contrôle du convertisseur coté réseau	91
IV.3-2 Contrôle des courants transités au réseau	91
IV.3-3 Contrôle des puissances	92
IV.4 Régulation du bus continu par réglage du transit de puissance active	93
IV.4-1 Modélisation du transit de la puissance active vers le réseau	93
IV.4-2 Contrôle du transit de puissance de la liaison au réseau	94
IV.5 Simulation et résultats	95
Conclusion Générale	97

Introduction générale

L'énergie éolienne est une source d'énergie utilisée depuis des siècles. En plus de son exploitation en mer pour faire avancer les bateaux, ce type d'énergie a été exploité sur terre durant au moins les 3000 dernières années. En effet, des moulins à vent à axe vertical étaient déjà utilisés dans les hautes terres afghanes sept siècles A.C. pour moudre du grain. Ainsi, dans un premier temps, l'énergie cinétique du vent était uniquement transformée en énergie mécanique. C'est en 1891 que le Danois Poul LaCour construisit pour la première fois une turbine à vent générant de l'électricité.

Depuis, la technologie des aérogénérateurs a évidemment évoluée. Ceci a permis à l'énergie éolienne, de devenir ces dernières années une alternative aux sources d'énergie traditionnelles. Bien que les aérogénérateurs aient atteint une certaine maturité technique, il leur reste encore une grande marge de progrès technologique. Dans les années 1940, on pensait que la technologie des automobiles n'allait plus vraiment évoluer. La même réflexion était faite à propos des avions dans les années 70.

Ces technologies ont pourtant progressé. De même, il n'y a pas de doute que les aérogénérateurs évolueront encore, et la recherche a un rôle important à jouer dans ce sens. On peut notamment y introduire plus « d'intelligence ».

Les éoliennes de dernière génération fonctionnent à vitesse variable. Ce type de fonctionnement permet d'augmenter le rendement énergétique, de baisser les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite, par rapport aux éoliennes à vitesse fixe. Ce sont les algorithmes de commande qui permettent de contrôler la vitesse de rotation des éoliennes à chaque instant.

Dans notre pays, les énergies renouvelables à leur tête l'énergie éolienne accusent un retard considérable par rapport aux autres nations voisines. Les études qui se font dans le domaine de l'éolien se comptent sur les bouts des doigts.

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

Ce choix est justifié par l'intérêt que la recherche consacre à ce type de structures vu qu'elles sont décrites comme étant les éoliennes de l'avenir. En effet le développement actuel dans le domaine des matériaux magnétiques a fait que l'inconvénient majeur de ces structures à savoir le prix des aimants permanents ne soit plus un obstacle pour construire des éoliennes gigantesques à base de génératrice synchrone à aimants permanents(GSAP), un objectif qui, des années avant, était impossible vu l'énorme prix des aimants permanents.

Notre travail consiste en premier lieu de dresser la situation de l'éolien dans le monde jusqu'à la fin de l'année 2009, de décrire l'état de l'art de la conversion de l'énergie éolienne à savoir le principe de la conversion de l'énergie cinétique véhiculée par le vent en énergie mécanique qu'on récupère au niveau de l'arbre lent de la turbine, celle-ci à son tour est transmise à l'arbre rapide de la génératrice qui a son tour la converti en énergie électrique et qui est transmise au réseau de distribution à travers une structure d'électronique de puissance via un filtre et un transformateur.

Différentes structures sont décrites, celles qui utilisent le principe de la vitesse fixe (machine asynchrone à cage d'écureuil (MAS)) et de la vitesse variable (génératrice asynchrone à résistance rotorique variable (MASRe), machine asynchrone à double alimentation (MADA), machine synchrone à rotor bobine (MS) et machine synchrone à a imants permanents (MSAP)).

La deuxième partie sera consacrée à la modélisation de la turbine éolienne et aux différents modes de son fonctionnement pour ainsi dresser une méthodologie de contrôle adéquate, alors de ux algorithmes de contrôle de la turbine seront détaillés. Le premier consiste à maximiser la puissance captée du vent pour des fonctionnements à vent faible appelée MPPT (M.P.P.T : Maximum Power Point Tracking) (méthode de recherche du maximum de puissance) et une deuxième qui est utilisée pour des vents forts appelée calage variable des pales (PITCH). Pour l'optimisation de la puissance éolienne captée trois régulateurs seront calculés, un pr oportionnel intégral (PI) à avance de phase, un P I avec anticipation et correcteur flou adaptatif.

La troisième partie sera dédiée à la modélisation de la GSAP et de la transmission au réseau de distribution. Les différentes parties sont modélisées dans le repère de Park pour simplifier le contrôle de la chaine globale de conversion, c'est ainsi qu'un modèle équivalent de la GSAP, du redresseur, du bus continu, du filtre passif et du transformateur est détaillé dans cette partie.

La dernière partie est consacrée au contrôle global de la chaine de conversion éolienne. Un contrôle vectoriel de la GSAP, contrôle des convertisseurs et du bus continu.

Chapitre I
Energie éolienne : situation, Etat de l'art

Chapitre I : Energie éolienne : Situation, Etat de l'art

I-1 introduction

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent (capteur à axe vertical ou à axe horizontal) et les structures des capteurs sont de plus en plus performantes. Outre les caractéristiques mécaniques de l'éolienne, l'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Là encore, de nombreux dispositifs existent et, pour la plupart, ils utilisent des machines synchrones et asynchrones. Les stratégies de commande de ces machines et leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau doivent permettre de capter un maximum d'énergie sur une plage de variation de vitesse de vent la plus large possible, ceci dans le but d'améliorer la rentabilité des installations éoliennes. Dans ce chapitre la situation de l'énergie éolienne dans le monde est décrite, les principes de base de la conversion d'énergie, les différentes structures et l'état de l'art de l'énergie éolienne sont aussi détaillés.

I-2 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

I-2-1 Avantages

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable contrairement aux énergies fossiles.
- L'énergie éolienne est une énergie propre. Elle n'a aucun impact néfaste sur l'environnement comme les autres sources d'énergie qui ont causé un changement radical du climat par la production énorme et directe du CO₂.
- L'énergie éolienne ne présente aucun risque et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs contrairement à l'énergie nucléaire.

I-2-2 Inconvénients

- La nature stochastique du vent a une influence sur la qualité de la puissance électrique produite, ce qui représente une contrainte pour le raccordement au réseau.
- Le coût de l'énergie éolienne reste plus élevé par rapport aux autres sources d'énergie classique surtout sur les sites moins ventés. [01]
- Le bruit : la source essentielle du bruit dans les éoliennes c'est le multiplicateur, ce dernier commence à disparaître après l'apparition des éoliennes à attaque directe.
- Impact visuel : les éoliennes installées sur terre ont tendance à défigurer le paysage, mais après

l'apparition des fermes offshore on commence à oublier cette idée reçue.

- Les oiseaux : Les éoliennes, selon certains, pourraient constituer pour la migration des oiseaux un obstacle mortel. En effet, les pales en rotation sont difficilement visibles par mauvais temps ou la nuit. Les oiseaux peuvent alors entrer en collision avec celles-ci.

I-3 : Situation actuelle de l'énergie éolienne

Le rapport annuel publié par le GWEC (Global Wind Energy Council) pour l'année 2009 montre l'énorme intérêt voué à l'énergie éolienne à travers le monde, en effet la puissance totale installée à travers le monde jusqu'à la fin de l'année 2009 est estimée à plus de 158 GW contre 120GW pour l'année précédente (**Figure 1.I**), et cela malgré la crise financière qui a secoué le monde durant l'année 2009 [02].

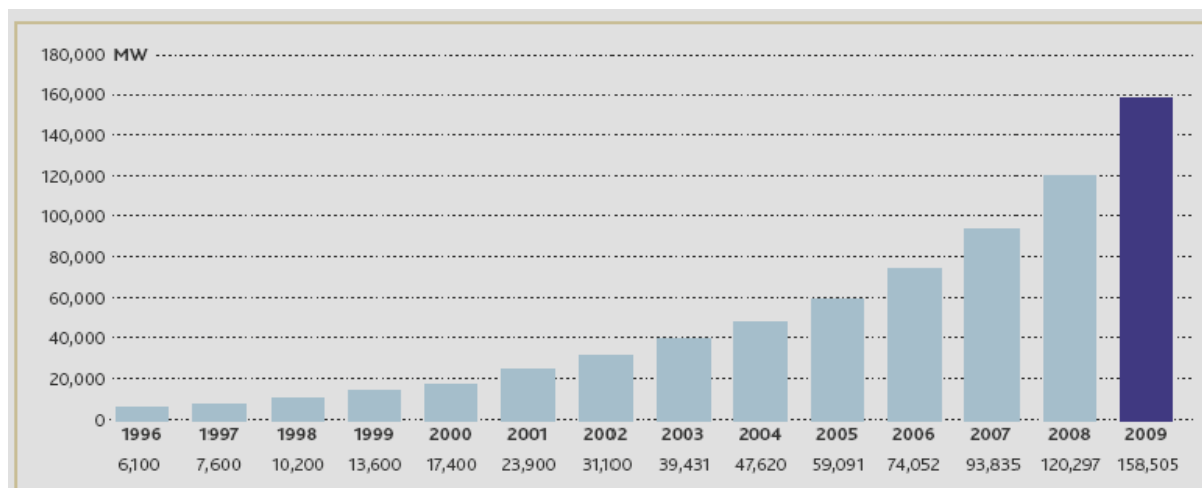


Figure 1.I : croissance de la puissance éolienne installée dans le monde de 1996 à 2009 [02]

La Chine est le principal acteur de ce « Boom » qui a vu sa puissance éolienne augmenter de 12.2 GW en 2008 à 25.8 GW en 2009 soit une puissance installée en une année de 13.6 GW, elle surclasse ainsi l'Allemagne en deuxième position derrière les Etats Unis (Tableau 1.I) [02].

Les progrès réalisés pour la fin 2009, ne se limite pas à la puissance installée, mais aussi à la puissance d'une seule éolienne, c'est ainsi que le constructeur allemand « ENERCON » vient d'installer la plus grande éolienne jamais mise en service à savoir la E- 126 avec un diamètre de turbine de 126 m, une hauteur totale de 198 m et une puissance de 6MW équipée d'un générateur synchrone à aimants permanents (Figure 2.I) [03].

	MW	%
US	35,064	22.1
PR China	25,806	16.3
Germany	25,777	16.3
Spain	19,149	12.1
India	10,926	6.9
Italy	4,850	3.1
France	4,492	2.8
UK	4,051	2.6
Portugal	3,535	2.2
Denmark	3,465	2.2
Rest of world	21,391	13.5
Total top 10	137,114	86.5
World total	158,505	100.0

Tableau 1.I : classement des dix premier pays selon la puissance cumulée jusqu'à 2009 [02]



Une course a démarré pour la construction d'une éolienne de 10 MW pour l'année 2011, elle regroupera le constructeur norvégien SWAY, l'anglais Clipper Windpower et l'américain AMSC. Le constructeur norvégien Sway prévoit de construire cette éolienne en eaux profondes i.e. : une éolienne de 10MW flottante [04].

I-4 : Etat de l'art des aérogénérateurs

I-4-1 : principe Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (Figure 3.I).

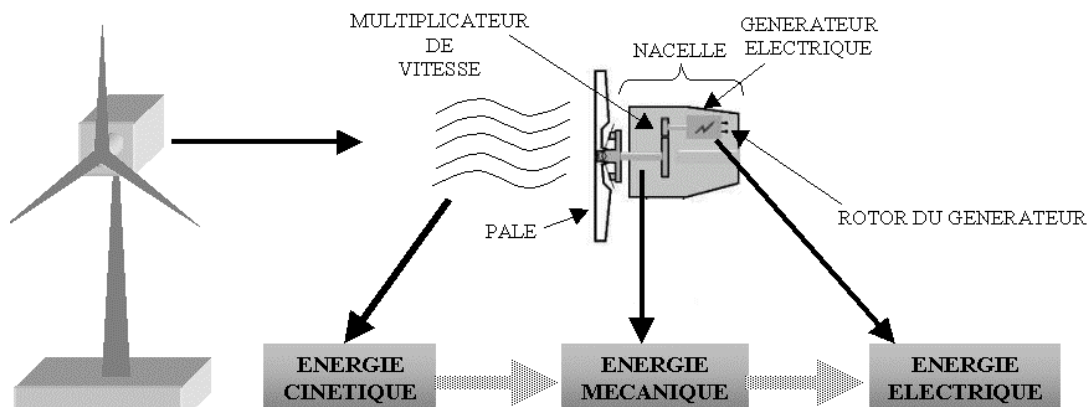


Figure 3.I : principe de conversion de l'énergie éolienne [05]

I- 4-2 Constitutions d'une éolienne

Une éolienne est constituée de plusieurs éléments tels représentés sur la figure suivante/

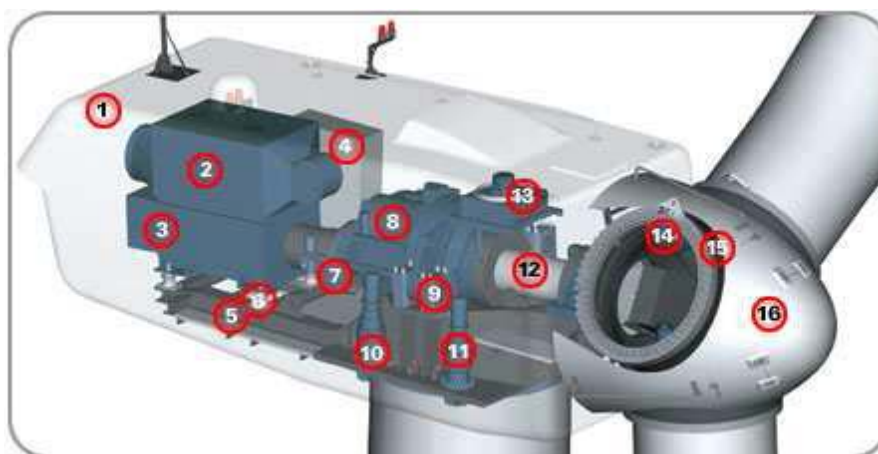


Figure 4.I : éléments constituant d'une éolienne [06]

Un mat, ou tour, supporte la nacelle (1) et la turbine (16). Il est important qu'il soit haut du fait de l'augmentation de la vitesse du vent avec la hauteur et aussi du diamètre des pales. Il est tubulaire et contient une échelle voire un ascenseur. La nacelle (1) partiellement insonorisée (6), (9), avec une armature métallique (5), accueille la génératrice (3) et son système de refroidissement (2), le multiplicateur de vitesse (8) et différents équipements électroniques de contrôle (4) qui permettent de commander les différents mécanismes d'orientation ainsi que le fonctionnement global de l'éolienne. Le multiplicateur de vitesse (quand il existe) comporte un arbre lent (12) supportant la turbine (16) et un arbre à grande vitesse (1000 à 2000 tours/min). Il est équipé d'un frein

mécanique à disques (7), auquel est accouplé le générateur (3). Le multiplicateur de vitesse peut être pourvu d'un système de refroidissement (13) à huile. La turbine (16) possède trois pales (15) qui permettent de capter l'énergie du vent et de la transférer à l'arbre lent. Un système électromécanique (14) permet généralement d'orienter les pales et de contrôler ainsi le couple de la turbine et de réguler sa vitesse de rotation. Les pales fournissent également un f rein aérodynamique par « mise en drapeau » ou seulement par rotation de leurs extrémités. Un mécanisme utilisant des servomoteurs électriques (10), (11) permet d'orienter la nacelle face au vent. Un anémomètre et une girouette situés sur le toit de la nacelle fournissent les données nécessaires au système de contrôle pour orienter l'éolienne et la déclencher ou l'arrêter selon la vitesse du vent [07].

I 4-3 Différents types d'éoliennes

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

- éoliennes à axe vertical.
- éoliennes à axe horizontal.

a) Eoliennes à axe vertical

Les principaux capteurs à axe vertical sont le rotor de Savonius, le rotor de Darrieus classique et Darrieus en forme de H. (Figure 5.I).

Elles sont très peu mises en jeu de nos jours car elles sont moins performantes que celles à axe horizontal. Elles fonctionnent sur le même principe que les roues hydrauliques avec une direction du vent perpendiculaire à l'axe de rotation. La conception verticale offre l'avantage de mettre la machinerie au sol (accès plus facile à la génératrice et au multiplicateur) mais cela impose que l'éolienne fonctionne avec des vents proches du sol, moins forts qu'en hauteurs car freinés 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 un site agricole par exemple (Figure 6.I)

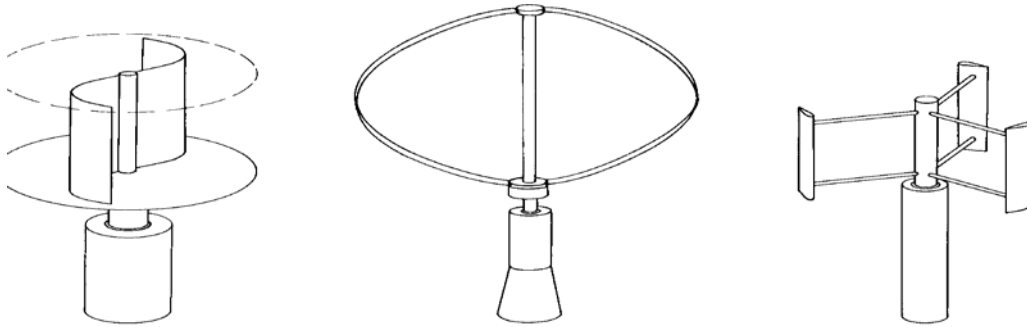


Figure 5.I : éoliennes à axe vertical (de gauche a droite) : turbine Savonius, turbine Darrieus et Darrieus en H [08]



Figure 6.I : éolienne Darrieus du constructeur américain Flowind d'un diamètre de la turbine de 19 m et une puissance de 170 kW [08]

b) Eoliennes à axe horizontal

Une turbine à axe de rotation horizontal demeure face au vent, comme les hélices des avions et des moulins à vent. Elle est fixée au sommet d'une tour, ce qui lui permet de capter une quantité plus importante d'énergie éolienne. La plupart des éoliennes installées sont à axe horizontal. Ce choix présente plusieurs avantages, comme la faible vitesse d'amorçage (cut-in) et un coefficient de puissance (rapport entre la puissance obtenue et la puissance de la masse d'air en mouvement) relativement élevé [09]. Toutefois, la boîte de vitesses et la machine électrique

doivent être installées en haut de la tour, ce qui pose des problèmes mécaniques et économiques. Par ailleurs l'orientation automatique de l'hélice face au vent nécessite un organe supplémentaire (« queue », « yaw control »...). Selon son nombre de pales, une éolienne à axe horizontal est dite mono-pale, bipale, tripale ou multi-pale. Une éolienne mono-pale est moins coûteuse car les matériaux sont en moindre quantité et, par ailleurs, les pertes aérodynamiques par poussée (drag) sont minimales.

Cependant, un contrepoids est nécessaire et ce type d'éolienne n'est pas très utilisé à cause de cela. Tout comme les rotors mono-pales, les rotors bipales doivent être munis d'un rotor basculant pour éviter que l'éolienne ne reçoive des chocs trop forts chaque fois qu'une pale de rotor passe devant la tour [10]. Donc, pratiquement toutes les turbines éoliennes installées ou à installer prochainement sont du type tripale. Celles-ci sont plus stables car la charge aérodynamique est relativement uniforme et elles présentent le coefficient de puissance le plus élevé actuellement.

Suivant leur orientation en fonction du vent, les éoliennes à axe horizontal sont dites en « amont » (up-wind) ou en « aval » (down-wind). La Figure 7.I montre les deux types mentionnés. Les premières ont le rotor face au vent ; puisque le flux d'air atteint le rotor sans obstacle, le problème de « l'ombre de la tour » (tower shadow) est bien moindre. Néanmoins, un mécanisme d'orientation est essentiel pour maintenir en permanence le rotor face au vent. Les éoliennes à rotor en aval n'ont pas besoin de ce mécanisme d'orientation mais le rotor est placé de l'autre côté de la tour : il peut donc y avoir une charge inégale sur les pales quand elles passent dans l'ombre de la tour. De ces deux types d'éoliennes, celle en amont est largement prédominante. [11]

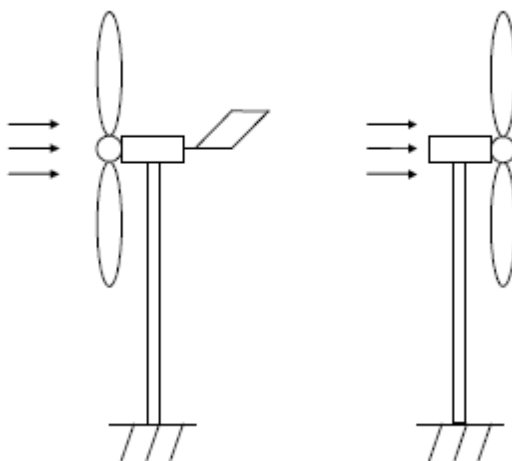


Figure 7.I : éolienne en amont et en aval [11]

La Figure 8.I montre le choix des turbines éoliennes tri pales du point de vu rendement.

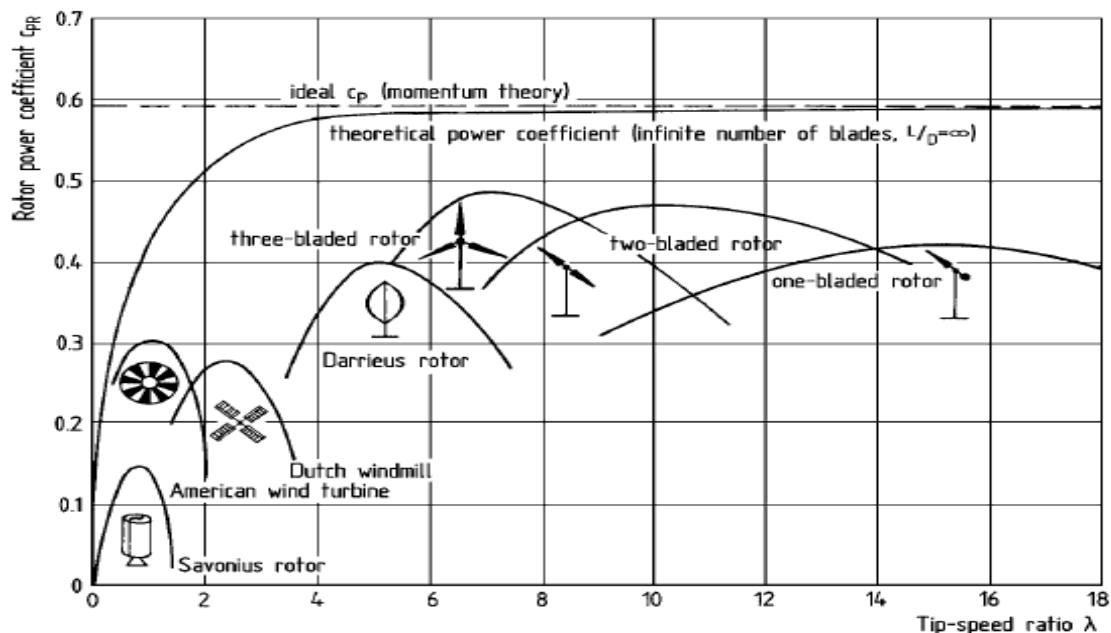


Figure 8.I : coefficient de puissance des différentes configurations d'éoliennes [11]

Dans ce qui suit la turbine éolienne étudiée est horizontale et tripale.

I-4-4 Fonctionnement de l'éolienne

I-4-4-1 Action du vent sur une pale

L'action de l'air en mouvement va se traduire par des forces appliquées en chaque point de la surface. Les pales ont un profil aérodynamique présenté sur le schéma de la Figure 9.I [12]

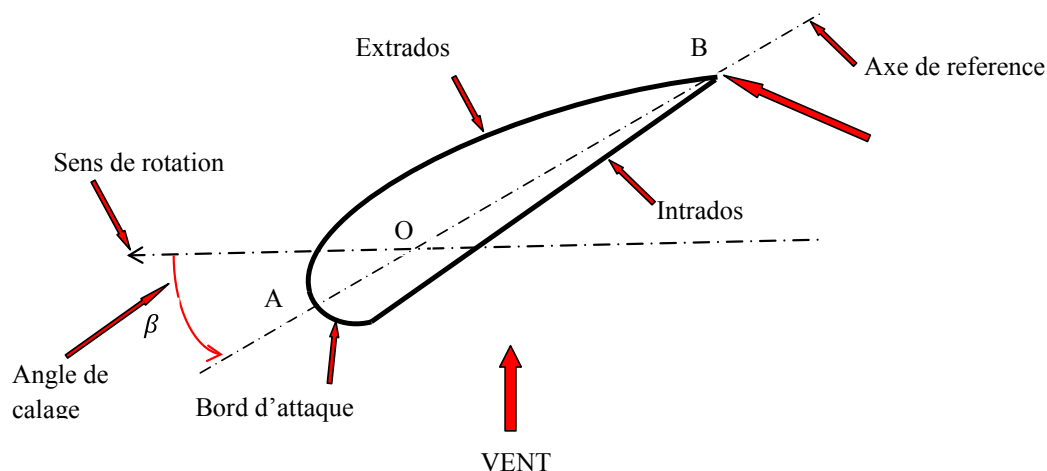


Figure 9.I : Eléments caractéristiques d'une pale

On remarque plus particulièrement les éléments suivants :

- ✓ Corde : longueur l du profil du bord d'attaque au bord de fuite.
- ✓ Angle de calage β (inclinaison de l'axe de référence par rapport au plan de rotation).
- ✓ Extrados : dessus des pales
- ✓ Intrados : dessous des pales

Les profils sont généralement de type plan-convexe (l'intrados est plan alors que l'extrados est convexe) ou alors biconvexe (l'intrados et l'extrados sont convexes). Ils sont normalisés et les paramètres sont bien définis. [12]

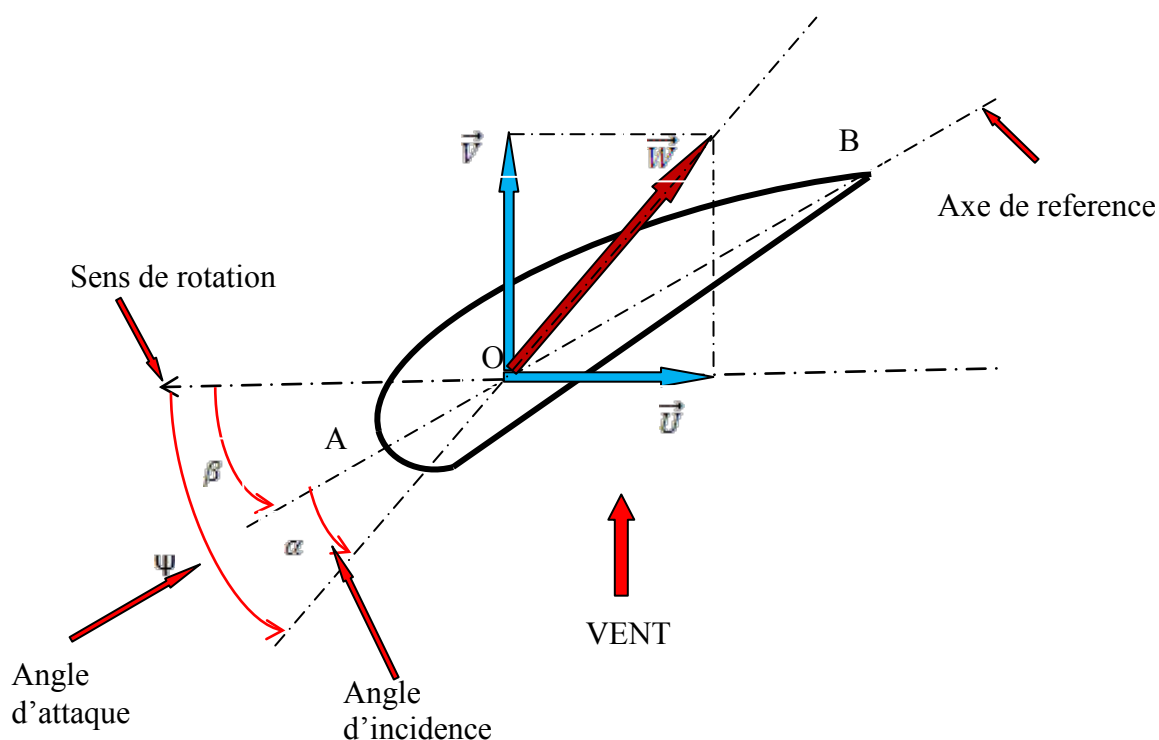


Figure 10.I: Directions du vent sur un tronçon de pale

La résultante du vent (apparent) \vec{W} :

$$\vec{W} = \vec{V} + \vec{U} \quad (\text{I-01})$$

La vitesse du vent apparent \vec{W} fait un angle d'attaque Ψ avec le plan de rotation. Cet angle s'écrit :

$$\Psi = \arctg\left(\frac{V}{U}\right) \quad (\text{I-02})$$

On introduit alors l'angle dit d'incidence, noté α entre l'axe de référence de la pale et la direction du vent apparent :

$$\alpha = \Psi - \beta \quad (\text{I-03})$$

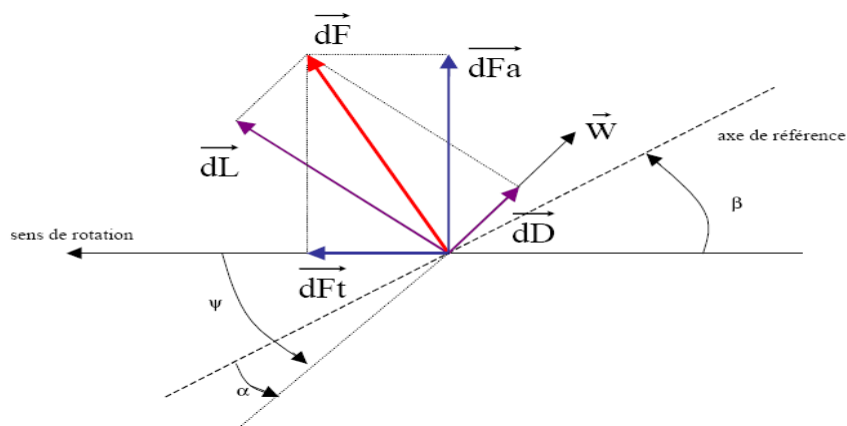


Figure 11.I: Forces appliquées sur un tronçon de pale [07]

On peut décomposer la force résultante $d\vec{F}$ de la manière suivante :

- La portance $d\vec{L}$, normale à la direction du vent apparent.
- La force de traînée $d\vec{D}$, parallèle à la direction du vent.

On peut aussi la décomposer d'une autre manière :

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

On déduit aisément les expressions de la poussée axiale et tangentielle en fonction de la portance et de la traînée :

$$dF_t = dL \sin(\Psi) - dD \cos(\Psi) \quad (\text{I-04})$$

$$dF_a = dL \cos(\Psi) + dD \sin(\Psi) \quad (\text{I-05})$$

C'est le couple résultant des forces tangentielles qui va provoquer la rotation de la turbine.

Les modules des forces dL et dD

$$dL = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot dA \cdot C_L \quad (\text{I-06})$$

$$dD = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot dA \cdot C_D \quad (\text{I-07})$$

Avec :

- dA = Surface du « tronçon » de la pale.
- C_L : Coefficient de portance (sans dimension)
- C_D : Coefficient de traînée (sans dimension)
- w : Module du vent apparent

Ces coefficients C_L et C_D dépendent fortement de l'angle d'incidence α . Pour des angles à faibles, l'écoulement de l'air le long de la pale est laminaire et est plus rapide sur l'extrados que sur l'intrados. La dépression qui en résulte à l'extrados crée la portance. C'est cette force qui soulève un avion et qui lui permet de voler. Ici, elle « aspire » la pale vers l'avant. Si α augmente, la portance augmente jusqu'à un certain point puis l'écoulement devient turbulent. Du coup, la portance résultant de la dépression sur l'extrados disparaît. Ce phénomène s'appelle le décrochage aérodynamique. Cependant, les concepteurs de pales ne se préoccupent pas uniquement de la portance et du décrochage. Ils prêtent également beaucoup d'attention à la résistance de l'air, appelée aussi dans le langage technique de l'aérodynamique, la traînée. La traînée augmente en général si la surface exposée à la direction de l'écoulement de l'air augmente. Ce phénomène apparaîtra ici pour des angles α importants.

I-4-4-2) Modes de contrôle au niveau de la turbine

Comme le montrent les expressions des forces précédemment données, celles-ci augmentent rapidement avec le vent apparent et la puissance correspondante peut devenir rapidement supérieure à la puissance nominale de la machine. Il faut donc à un moment donné pouvoir limiter le couple. Le réglage du couple, donc de la puissance captée par la turbine, se fait essentiellement par action sur la portance qui dépend principalement de l'angle d'incidence α . Le réglage de la puissance va donc se faire par action sur α .

Il existe trois méthodes de contrôle qui sont décrites sur la (Figure 12.I). Elles servent principalement à limiter la puissance captée pour les vents forts mais certaines peuvent également intervenir pour faciliter la mise en rotation de la turbine. [13].

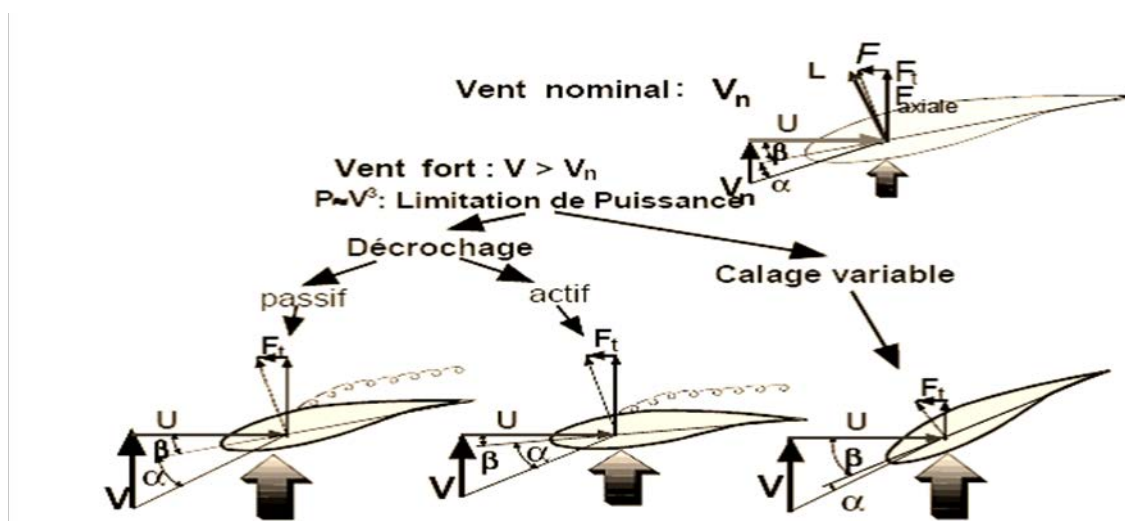


Figure 12.I: différents modes de réglage de puissance captée par la turbine [07]

I-4-4-2 contrôle au niveau de la turbine

I-4-4-2 a) Contrôle par décrochage aérodynamique passif (« Passive Stall »)

L'angle de calage β est fixe, l'angle α augmente naturellement avec la vitesse du vent incident v si la vitesse de rotation est pratiquement constante. Cette augmentation provoque l'augmentation de la traînée (coefficient C_D) et un décrochage progressif de la pale, le couple est maintenu à peu près constant ($\alpha_1 < \alpha < \alpha_2$) jusqu'au décrochage ($\alpha_3 < \alpha$) (chute brutale de C_L et augmentation importante de C_D) où il chute rapidement. La puissance est donc bien limitée.

De part sa simplicité et l'absence de tout système électrique ou mécanique, ce système montre des insuffisances, à savoir, la puissance captée par la turbine est seulement fonction de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation. Il n'y a donc aucune possibilité d'adaptation. En cas de défaut sur le réseau, si l'énergie captée ne peut lui être transmise, il est nécessaire de disposer de freins dimensionnés pour absorber l'énergie cinétique de la turbine ainsi que l'énergie captée pendant le freinage, même en cas de problème sur la transmission, ce qui suppose un système de freinage sur l'arbre de la turbine lui-même (couple de freinage très élevé). Généralement, les constructeurs prévoient de pouvoir utiliser les extrémités des pales comme aérofreins en les faisant pivoter de 90° en cas d'urgence. Dans ce cas, le système de freinage mécanique peut être monté derrière le multiplicateur de vitesse où le couple est plus faible, et il n'est utilisé que comme frein de « parking ». Un freinage d'urgence peut également être assuré par le générateur à condition de prévoir un circuit électrique résistif de récupération d'énergie connecte (freinage rhéostatique). Par ailleurs, en fonctionnement normal, le générateur doit être capable de freiner la turbine et d'imposer le décrochage alors que la vitesse du vent croît, ce qui peut nécessiter un dimensionnement supérieur à celui correspondant aux conditions nominales [07].

I-4-4-2-b) Contrôle par décrochage aérodynamique actif (« active stall » ou « combi stall »)

L'angle α peut être augmenté (ou diminué) légèrement par diminution (ou augmentation) de l'angle de calage β de quelques degrés (3 à 5° généralement). Le décrochage peut être légèrement avancé (ou retardé). Le couple est maintenu pratiquement constant jusqu'au décrochage total où il chute rapidement. La puissance peut donc être limitée à sa valeur nominale.

Avantages :

Il y a possibilité d'adaptation de la turbine aux conditions d'exploitation. Les actionneurs, électriques ou hydrauliques nécessaires, sont de taille réduite, les mouvements de rotation des

pales restant de faible amplitude. La possibilité de provoquer un décrochage volontairement facilite les conditions de freinage. Le frein mécanique peut être monté derrière le multiplicateur de vitesse où le couple est plus faible, et il n'est utilisé que comme frein de « parking ».

Inconvénients :

L'énergie nécessaire aux actionneurs doit être transmise au moyeu de la turbine. Si les actionneurs sont électriques, cela nécessite des contacts glissants (bagues/charbons) sujets à l'usure et nécessitant un entretien [07].

I-4-4-2-c) Contrôle par angle de calage variable (Pitch control)

L'angle α peut être diminué (ou augmenté) fortement par augmentation (ou diminution) de l'angle de calage β de quelques dizaines de degrés (20 à 30° généralement). Les forces aérodynamiques s'exerçant sur les pales sont donc ainsi réduites (à la fois pour la portance et pour la traînée). Le couple est maintenu pratiquement constant et peut être annulé par « mise en drapeau » des pales ($\beta = 90^\circ$). La puissance est donc limitée.

Avantages :

La diminution de l'angle d'incidence α jusqu'à une valeur nulle ou négative limite toutes les forces aérodynamiques sur les pales, ce qui réduit considérablement les efforts à vitesse de vent élevée. Comme la force de poussée axiale est également diminuée, les efforts sur la tour sont réduits. Cet avantage est encore amplifié à vitesse variable puisque l'excès d'énergie pendant une rafale (dont la variation est trop brutale pour que le mécanisme d'orientation puisse compenser les effets) peut être stocké dans l'inertie du rotor par variation de sa vitesse (si le générateur l'accepte) alors que la puissance transmise reste pratiquement constante. Le frein mécanique n'est alors qu'un frein de « parking ».

Inconvénients :

Les actionneurs nécessaires sont de puissance supérieure à celle du cas précédent. L'énergie nécessaire aux actionneurs doit être transmise au moyeu de la turbine. Si les actionneurs sont électriques, cela nécessite également des contacts glissants bagues/charbons sujets à l'usure et nécessitant un entretien [07].

I-4-4-3 Contrôles au niveau du système générateur et transmission au réseau

I-4-4-3 -1) Système à vitesse fixe – Machine asynchrone à cage : structure MAS [07]
[14].

Ces systèmes éoliens (Figure 13.I) sont constitués d'une turbine éventuellement

équipée d'un système de contrôle de l'angle de calage des pales, d'un multiplicateur de vitesse et d'un générateur. Ce générateur est principalement une machine asynchrone à cage directement couplée au réseau et fonctionnant en hyper synchronisme à la vitesse $\Omega_{Sync}(1-g)$, où g est le glissement de la machine ($g < 0$ dans ce cas). La machine étant couplée directement au réseau, la vitesse de synchronisme étant imposée par ce dernier, la vitesse de rotation est par conséquent quasiment constant ; à titre d'exemple ; le glissement d'une machine de 1,5 MW est de l'ordre de 1%.

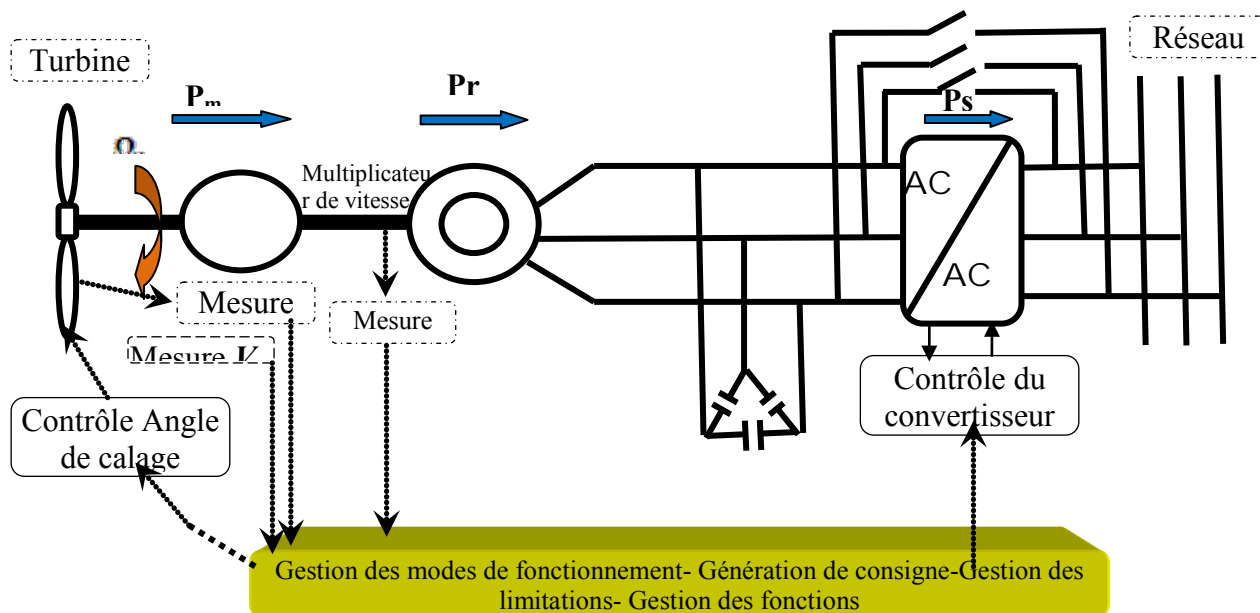


Figure 13.I : Schéma de principe d'un entraînement à vitesse fixe [07]

On peut noter, dans certains cas la présence d'un convertisseur statique de type gradateur entre le réseau et la génératrice. Ce convertisseur sert uniquement à limiter le fort appel de courant dû à la magnétisation au moment du couplage sur le réseau. Une fois le couplage effectué, ce convertisseur est court-circuité. La machine est alors directement raccordée au réseau. On note également la présence de batterie de condensateur pour compenser la puissance réactive consommée par le maintien de la magnétisation de la machine.

Les principaux avantages de cette technologie sont sa robustesse et son faible coût notamment dû à l'utilisation de machines standards. Par contre la puissance captée n'est pas optimisée (pas de contrôle du générateur), le coût de maintenance essentiellement imputé au multiplicateur est élevé et on ne peut pas contrôler l'énergie réactive. Par ailleurs la connexion directe de l'enroulement statorique de la génératrice au réseau entraîne une très forte sensibilité lors de la présence de défaut sur celui-ci.

On retrouve encore cette technologie chez certains constructeurs tels que VESTAS ; VERGNET, SUZLON ou encore MITSUBISHI.

I-4-4-3-2 Système à vitesse variable

I-4-4-3-2 a) Machine asynchrone à rotor bobiné: structure MASRe [07] [14].

On distingue différents types d'éoliennes à vitesse variable, classés en fonction de la plage de variation de vitesse qu'elles s'autorisent. Une technologie, basée sur une machine asynchrone à rotor bobiné auquel est raccordé un dispositif de contrôle de dissipation d'énergie, permet une variation de vitesse de $+10\%$ à $+16\%$ (Figure 14.I)

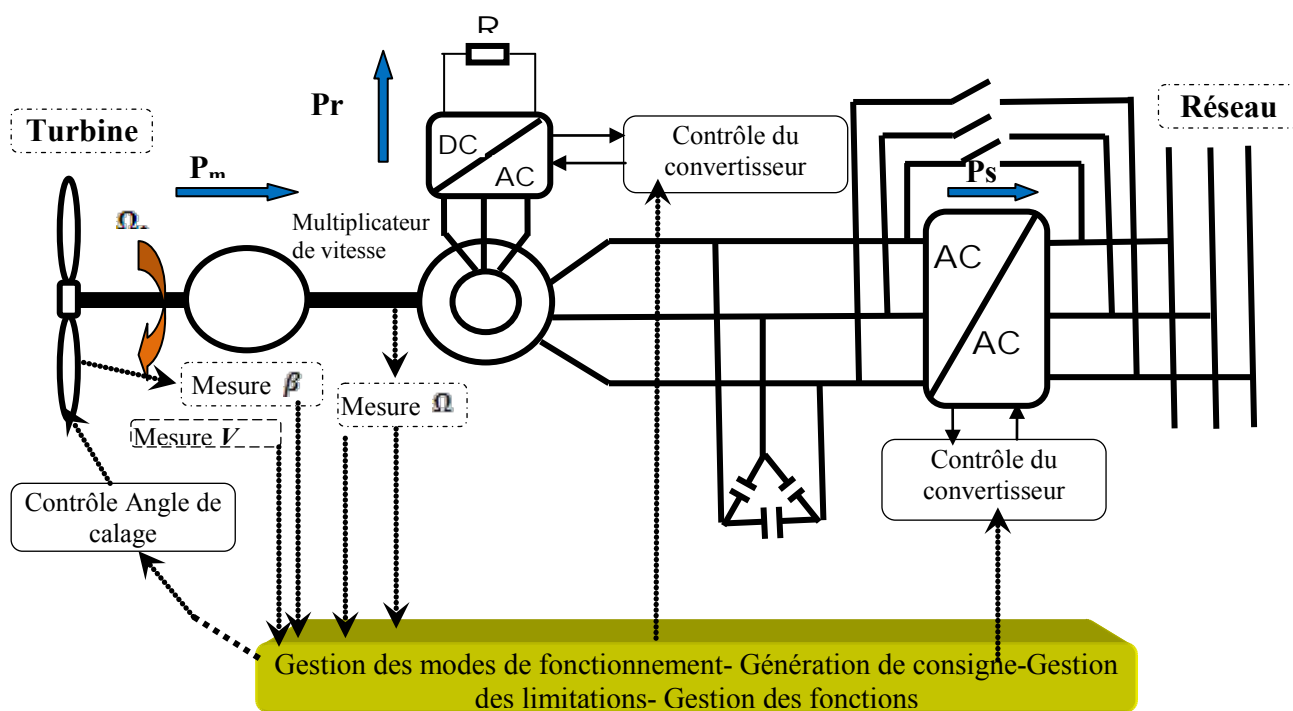


Figure 14.I : Schéma de principe d'un entraînement à vitesse variable -machine asynchrone à résistance rotorique variable MASRe [07]

Dans ce cas là le rotor de la machine asynchrone n'est plus court-circuité. L'enroulement rotorique est triphasé et bobiné. Une résistance « contrôlée » à travers une interface d'électronique de puissance est « embarquée » sur le rotor de la machine. Le contrôle de cette interface permet d'obtenir une résistance rotorique variable. Ceci permet une variation de vitesse de l'ordre de 10% à 16% au-delà de la vitesse de synchronisme ω_{sync} , augmentant sensiblement l'énergie captée et réduisant l'influence des oscillations de puissances dues aux fluctuations du vent. Cette solution n'apporte que très peu d'évolutions par rapport à la structure MAS. Elle conserve les mêmes inconvénients. On peut néanmoins la considérer comme le précurseur des technologies à vitesse variable modernes. Cette structure est proposée uniquement par le constructeur danois VESTAS (système Optislip).

I-4-4-3-2 b) Machine asynchrone à double alimentation: structure MASDA.

Une machine asynchrone à double alimentation est une machine asynchrone dont le rotor (bobiné) est raccordé au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance. Cette interface adapte l'amplitude et la fréquence des courants rotorique, en contrôlant la tension aux bornes du rotor en fonction du point de fonctionnement de la machine. On s'autorise ainsi une variation de vitesse de $\pm 30\%$ autour de la vitesse de synchronisme. Le stator est lui directement connecté au réseau (Figure 15.I) [14].

Structure de commande

Les convertisseurs d'électronique de puissance offrent des possibilités de contrôle extrêmement utiles au pilotage de l'ensemble : contrôle de la qualité des courants et des puissances active et réactive injectés au réseau, meilleur suivi de trajectoires des courants, maîtrise fine et rapide des points de fonctionnement. La commande de l'onduleur cote rotor permet le contrôle de la puissance convertie. Il s'agit en fait de contrôler le couple du générateur afin d'obtenir la vitesse de rotation souhaitée. Les dynamiques des grandeurs électriques et mécaniques étant très différentes, il est avantageux de contrôler la machine par une structure générale en cascade avec des boucles imbriquées [17]. Le couple et le flux sont contrôlés par l'intermédiaire de boucles de courant internes très rapides. Ces commandes sont réalisées dans un référentiel tournant. La consigne de couple provient généralement d'une boucle d'asservissement de vitesse externe plus lente. La consigne de vitesse peut être calculée à partir de la vitesse du vent pour obtenir un fonctionnement optimal aux faibles et moyennes vitesses du vent et pour obtenir un fonctionnement à vitesse de rotation constante (en général) aux fortes vitesses du vent lorsque la puissance captée est limitée.

Connexion au réseau :

La commande de l'onduleur coté réseau permet le contrôle du transfert de puissance. Il s'agit d'assurer le transfert de la puissance rotorique en contrôlant le niveau de la tension du bus continu à une valeur garantissant un fonctionnement correct de l'onduleur. L'objectif est atteint par le contrôle du courant continu dans l'onduleur et des courants triphasés. Le contrôle de tension fournit une consigne de courant continu d'où nous déduisons des consignes de courants triphasés (ou transformés) fournies aux contrôleurs de courant [18], [19]. Il est donc nécessaire d'insérer des inductances aux bornes de l'onduleur. Une modification dans le calcul des consignes des courants triphasés permet d'intégrer d'autres fonctions : fourniture de puissance réactive, filtrage actif. En fait, la puissance réactive est en principe fournie plutôt par le stator. Les convertisseurs de l'électronique de puissance sont ici dimensionnés en fonction du glissement que l'on s'autorise

(de l'ordre de $\pm 30\%$ en théorie) donc à 30% de la puissance de la turbine [07].

Cette structure présente beaucoup d'avantage par rapport aux structures précédentes on peut citer :

- Fonctionnement à vitesse variable.
- Puissance extraite optimisée pour des vents faibles et moyens.
- Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale.
- Machine standard.
- Connexion de la machine plus facile à gérer.

Mais elle présente aussi des inconvénients tels que :

- Maintenance de la boîte de vitesse.
- Prix de l'électronique de puissance relatif.
- Contrôle-commande complexe.
- Oscillations mécaniques (mais amorties par un contrôle adéquat).

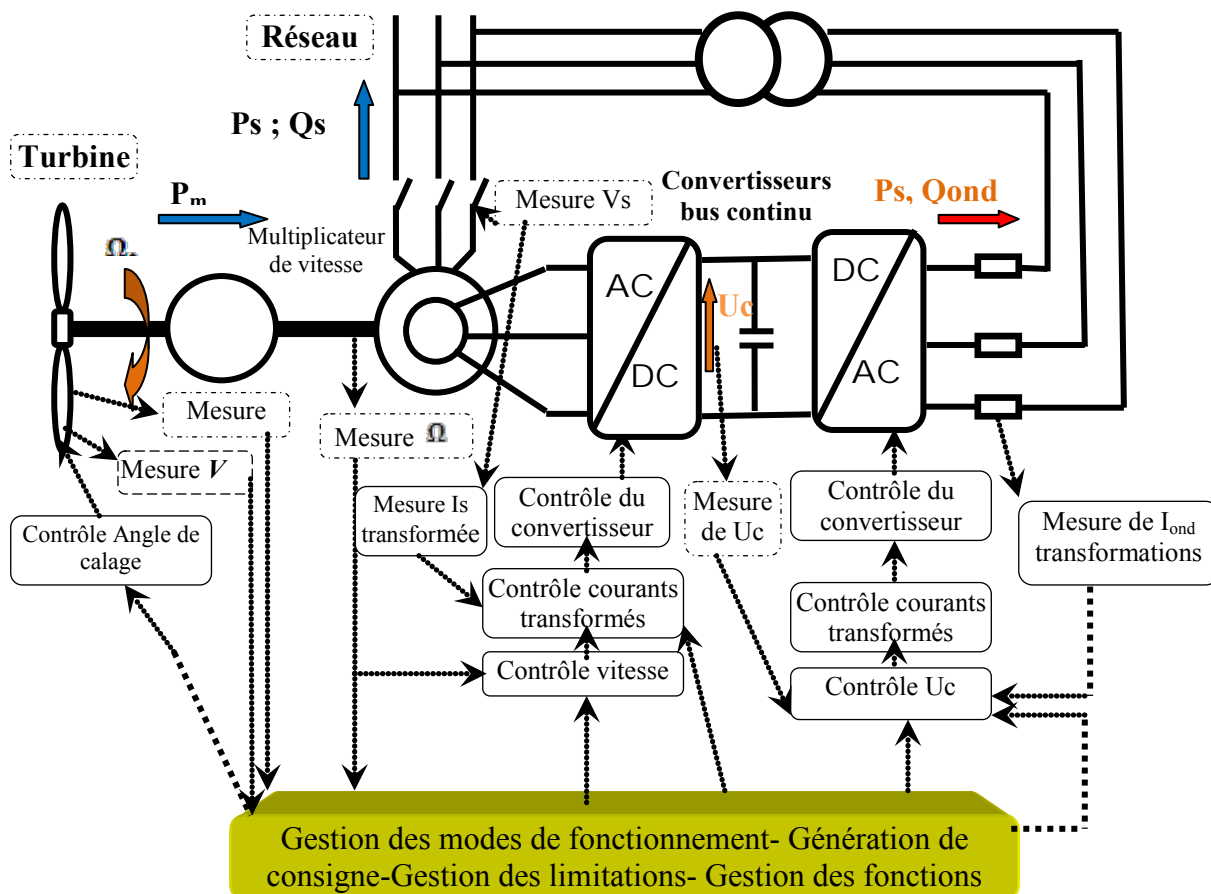


Figure 15.I : Schéma de principe d'un entraînement à vitesse variable -machine asynchrone à double alimentation MASDA [07]

I-4-4-3-2 b) Machine synchrone à aimants permanents- structure MSAP

On s'intéresse ici à une structure d'éolienne entièrement interfacée par un

dispositif d'électronique de puissance constitués de deux convertisseurs (généralement maintenant des onduleurs réversibles à base de composants semi-conducteurs commandables IGBT ou IGCT contrôlés par MLI (*PWM*), l'un connecté au stator et l'autre connecté au réseau. La génératrice de référence considérée ici est une machine synchrone à aimants permanents possédant un grand nombre de paires de pôles (Figure 16.I) ce qui permet la réduction ou la suppression du multiplicateur de vitesse. Cette structure permet une variation de vitesse de 0% à 100% de la vitesse nominale de rotation.

Le convertisseur connecté au stator de la machine contrôle le couple de la machine et donc sa vitesse de rotation. Celui connecté au réseau assure le transfert de puissance entre la génératrice et le réseau ainsi que l'échange de puissance réactive avec ce dernier. Cette interface offre un découplage presque total entre le réseau et la génératrice : un défaut sur le réseau ne viendra pas (ou très peu) perturber le fonctionnement de la génératrice.

Cette technologie offre de nombreux avantages : souplesse de contrôle, découplage entre réseau et génératrice, optimisation de la production grâce à une grande plage de vitesse, gestion possible du réactif. Tout ceci entraîne un coût plus élevé : l'interface dimensionnée à 100% de la puissance nominale de la machine et la machine synchrone est spécialement conçue pour cette utilisation [14].

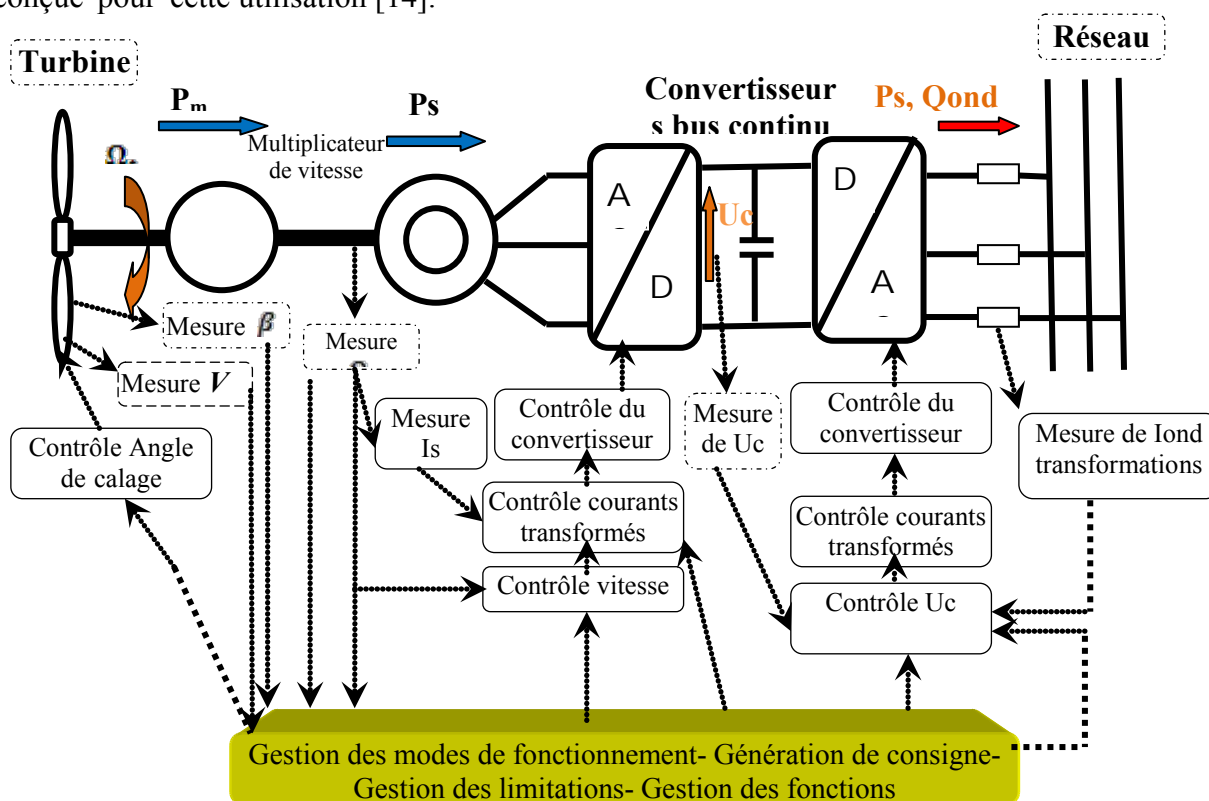


Figure 16.I : Schéma de principe d'un entraînement à vitesse variable - machine synchrone à aimants permanents MSAP [07]

Les structures entièrement interfacées, ne sont pas encore forcément à aimants permanents ou à grand nombre de paires de pôles. De même il existe différentes solutions technologiques concernant le convertisseur connecté à la génératrice. ENERCON, par exemple utilise depuis plusieurs années des générateurs synchrones en « anneau » multipolaires avec inducteurs bobinés alimentés indépendamment et un redresseur à diodes plus hacheur pour sa connexion au bus continu. VESTAS et GE commence à proposer une technologie avec multiplicateur de vitesse et machine synchrone à aimants. SIEMENS propose actuellement une structure entièrement interfacée avec machine asynchrone à cage et multiplicateur de vitesse. Des générateurs à aimants sont annoncés chez GAMESA. [14]

I-5 Génératrices synchrones à aimants permanents utilisées dans les systèmes éoliens

Nous avons établi précédemment que les entrainements directs sont l'avenir des systèmes éoliens, il se trouve que ces derniers sont basés sur des génératrices synchrones à aimants permanents.

Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) ou génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur. [20], [21], [22].

I-5-1 Machine synchrone à aimants permanents (MSAP) à flux axial

Cette machine possède la particularité d'avoir un champ magnétique axial contrairement à la machine synchrone classique où le champ est radial. L'interaction engendrée par le courant traversant une bobine statorique, et le flux créé par les aimants permanents, produit une force magnétomotrice sur la périphérie du rotor qui le fait tourner. [21], [22], [23].

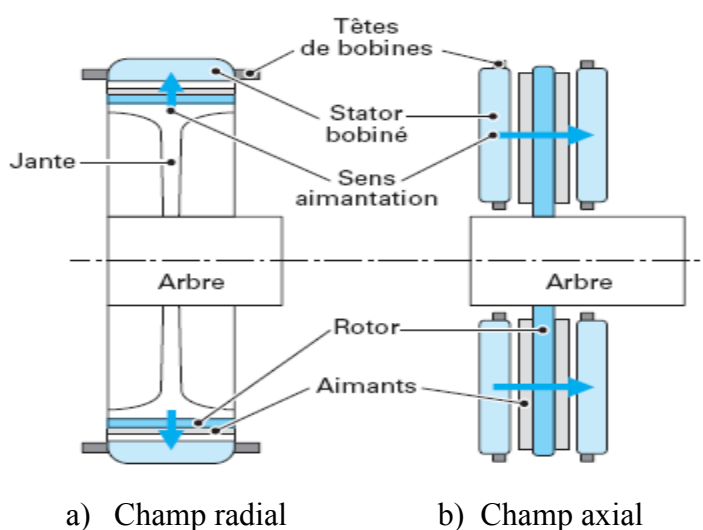


Figure 17.I : Architectures schématiques des machines synchrones à champ radial (cylindrique) et à champ axial (discoïde). [21]

I-5-1-1 Types de machines synchrones à aimants permanents à flux axial

On distingue essentiellement quatre types de machines synchrones à flux axial :

- A. MSAP discoïde avec deux stators et un rotor
- B. MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté rotor
- C. MSAP discoïde avec deux rotors et un stator
- D. MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté stator

Les différentes configurations sont illustrées par la Figure 18.I, néanmoins on peut décrire les différentes MSAP.

La MSAP discoïde avec deux stators et un rotor est composée d'un disque rotorique entouré par deux disques statoriques [22], [23]. Le disque rotorique est constitué d'un circuit magnétique torique portant les aimants permanents sur une ou deux faces. Le disque statorique est constitué d'un circuit magnétique torique à section rectangulaire portant les bobinages statoriques.

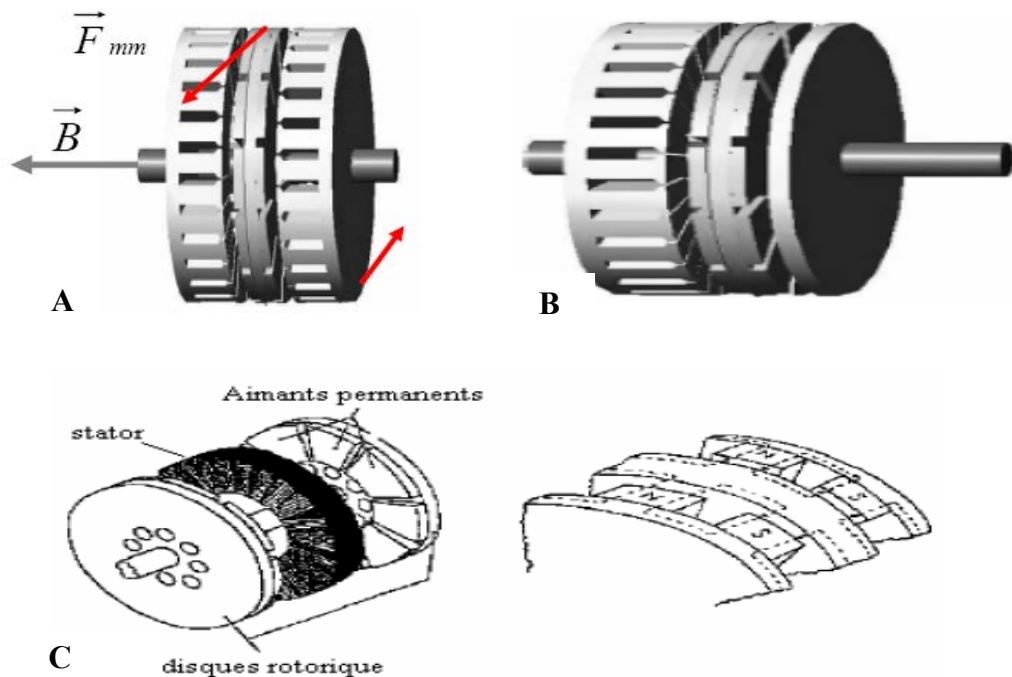


Figure 18.I : Différents types de MSAP à flux axial

- A : discoïde avec deux stators et un rotor [23]
- B : discoïde unilatérale avec contrepoids du côté rotor [22]
- C : discoïde avec deux rotors et un stator [22]

Ces derniers peuvent être enroulés autour du tore statorique, ou encore, ils peuvent être logés dans des encoches disposées radialement tout au long de l'entrefer [22], [23]. Cette structure axiale permet de réaliser une machine modulaire en disposant plusieurs étages les uns à côté des autres et en les connectant en parallèle [21].

La MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté rotor se distingue par un seul stator

et un seul rotor. Cependant, une grande force d'attraction est appliquée entre le stator et le rotor. Pour créer une force de contre réaction et éviter ainsi le déplacement axial du rotor, il est nécessaire de placer un contrepoids de l'autre côté du rotor [22], [23].

La MSAP discoïde avec deux rotors et un stator a un disque statorique entouré de deux disques rotoriques.

MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté stator a la même configuration que la MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté rotor sauf que dans ce cas le contrepoids est remplacé par un rotor additif.

I-6 conclusion du premier chapitre

Dans ce chapitre, un bref aperçu sur la situation de l'éolien dans le monde est décrit. Les efforts fournis par les différentes nations dans le but de diminuer le rejet des gaz à effet de serre est énorme pour l'année 2009, contre toutes les prévisions, vu la crise financière qui a secoué le monde pour cette année, la Chine a doublé sa puissance éolienne installée et a permis au monde d'enregistrer un record jamais atteint.

L'aspect aérodynamique de la conversion de l'énergie éolienne est aussi détaillé dans ce chapitre, ainsi on peut distinguer trois techniques utilisées dans le contrôle de la turbine éolienne se basant sur le profile des pales (décrochage aérodynamique passif et actif) et contrôle par variation de l'angle de calage (Pitch).

Le contrôle au niveau de la génératrice et transmission au réseau nous offre deux structures essentielles (entraînement à vitesse fixe et variable). Les entraînements à vitesse fixes ont tendance à disparaître devant les structures à vitesse variable.

Aujourd'hui la tendance va vers des structures entièrement interfacées avec ou sans multiplicateur de vitesse suivant le type de machine. Cette solution a l'avantage de pouvoir optimiser au mieux la production d'énergie et offre grâce à son interface une grande souplesse d'adaptation aux conditions techniques de raccordement. Les machines à aimants permanents vont certainement se généraliser. Si l'on considère une vision plus lointaine, le multiplicateur de vitesse qui est source de nombreux incidents tendra à disparaître ou être fortement réduit : c'est déjà le cas chez les constructeurs, ENERCON, WINWIND et MULTIBRID.

Avec les grandes avancées technologiques en matière d'électronique de puissance et le prix en constante diminution, les solutions à base de MASDA seront progressivement remplacées par des solutions entièrement interfacées à base de MSAP.

Chapitre II
Modélisation de la turbine éolienne

Chapitre II : Modélisation de la turbine éolienne

II-1 Introduction

Une éolienne a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique et, d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable. Pour parvenir à cet objectif, idéalement, une éolienne doit comporter :

- un système qui permet de la contrôler mécaniquement (orientation des pâles de l'éolienne, orientation de la nacelle).
- un système qui permet de la contrôler électriquement (Machine électrique associée à l'électronique de commande)[24].

Dans cette partie un modèle analytique de la turbine éolienne est décrit ainsi que l'identification des différents paramètres qui régissent le fonctionnement de cette dernière à savoir le coefficient de puissance (C_p), l'angle de calage (β) et la vitesse spécifique du vent (λ).

II-2 Conversion de l'énergie éolienne [33], [34].

II-2-1 Energie cinétique du vent – conversion en énergie mécanique

II-2-1 a) Loi de Betz

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la Figure 1.II sur lequel on a représenté la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur V_1 et V_2 en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor soit :

$$\frac{V_1 + V_2}{2}$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant une surface S des pâles en une seconde est :

$$m = \rho S \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{II-1})$$

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

$$P_m = m \frac{V_1^2 - V_2^2}{2} \quad (\text{II-2})$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (II-2)

$$P_m = \rho S \frac{(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (\text{II-3})$$

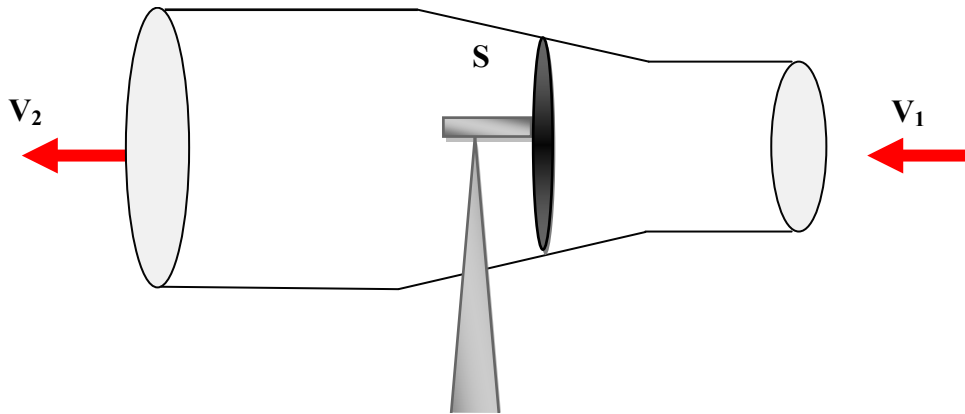


Figure 1.II: tube de courant autour d'une éolienne

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse soit à la vitesse V_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \rho S \frac{V_1^3}{2} \quad (\text{II-4})$$

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

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right)\left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right)}{2} \quad (\text{II-5})$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus Figure 2.II, on s'aperçoit que le ratio P_m/P_{mt} appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maxima de $16/27$.

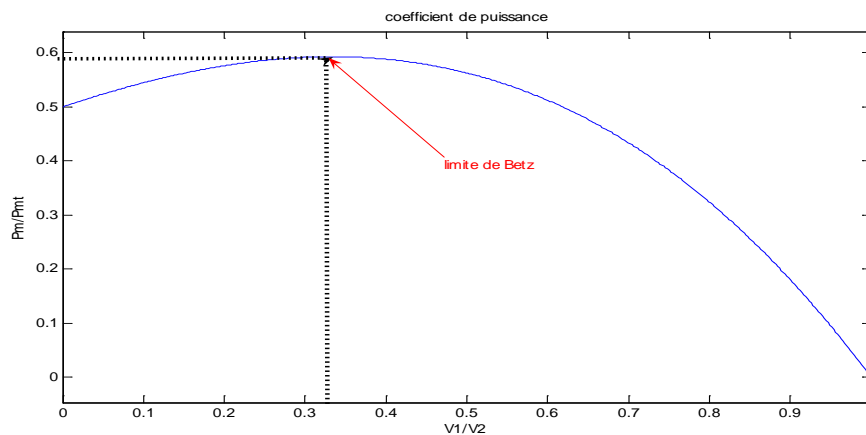


Figure 2.II: Limite de Betz.

C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

II-2-1 b) Conversion en énergie mécanique

En combinant les équations (II-1), (II-4) et (II-5), la puissance mécanique disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur est s'exprime comme suit :

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} \cdot P_{mt} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \tag{II-6}$$

Avec :

$$\lambda = \frac{\Omega_1 R}{V_1} \tag{II-7}$$

appelée vitesse spécifique ou (Tip-speed-ratio).

Avec $\Omega_1 R$ vitesse linéaire au bout des pales.

En tenant compte du rapport du multiplicateur G la puissance mécanique P_{mg} disponible sur l'arbre après le multiplicateur est :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_2 R}{G V_1} \right) \rho \pi R^2 V_1^3 \tag{II-8}$$

Avec Ω_2 : vitesse mécanique après multiplicateur.

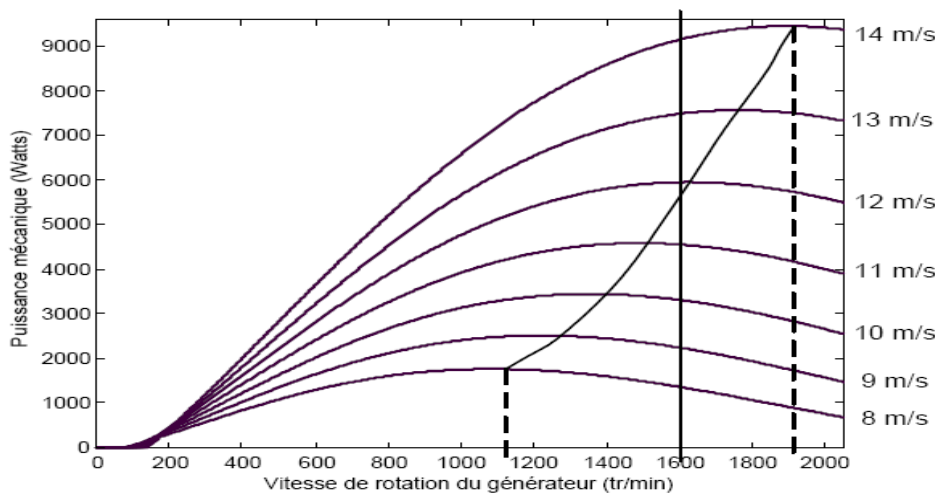


Figure 3.II : Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné [05]

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses du vent. (Figure 3.II)

Au vu de ces caractéristiques, il apparaît clairement que si l'éolienne et par conséquent la génératrice fonctionne à vitesse fixe (par exemple 1600 tr/min sur la Figure 3.II les maxima théoriques des courbes de puissance ne sont pas exploités. Pour pouvoir optimiser le transfert de puissance et ainsi obtenir le maximum théorique pour chaque vitesse de vent, la machine devra pouvoir fonctionner entre 1100 et 1900 tr/min pour cet exemple [05].

II-3 Modélisation de la turbine éolienne

II-3-1 Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine [35].

La partie mécanique de la turbine qui sera étudiée comprend trois pales orientables et de longueur R . Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse $\Omega_{turbine}$ qui est relié à un multiplicateur de gain G . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique (Figure 4.II).

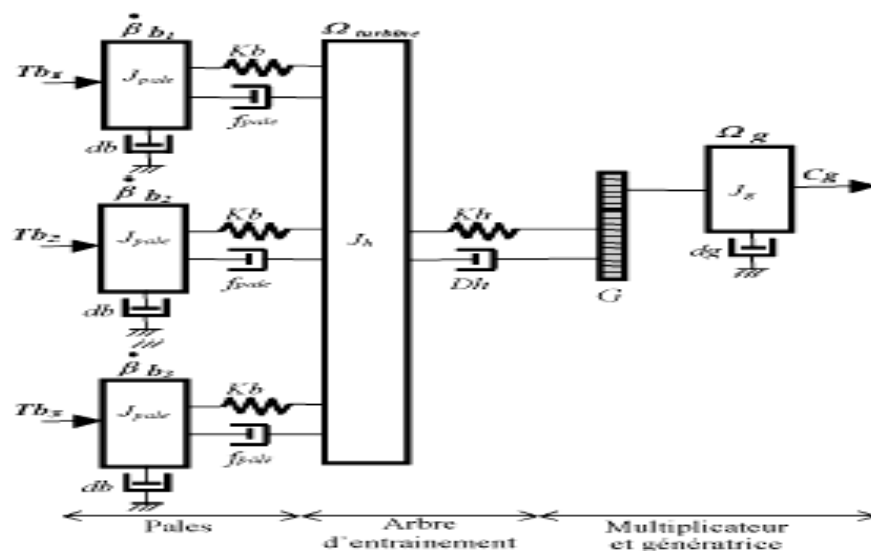


Figure 4.II: Système mécanique de l'éolienne [35]

Les trois pales sont considérées de conception identique et possèdent donc :

- la même inertie J_{pales}
- la même élasticité Kb
- le même coefficient de frottement par rapport à l'air db

Ces pales sont orientables et présentent toutes un même coefficient de frottement par rapport au support f_{pales} . Les vitesses d'orientation de chaque pale sont notées $\dot{\beta}_{b1}, \dot{\beta}_{b2}, \dot{\beta}_{b3}$. Chaque pale reçoit une force Tb_1, Tb_2, Tb_3 qui dépend de la vitesse de vent qui lui est appliquée [36].

L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par :

- son inertie J_h .
- son élasticité K_h .
- son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur D_h .

Le rotor de la génératrice possède :

- une inertie J_g .
- un coefficient de frottement par rapport à l'air dg .

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

Si l'on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée ($Tb_1 = Tb_2 = Tb_3$) alors on peut considérer l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. De part la conception aérodynamique des pales, leur coefficient de frottement par rapport à l'air (db) est très faible et peut être ignoré. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement sont négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté de la génératrice. On obtient alors un modèle mécanique comportant deux masses (Figure 5.II) dont la validité (par rapport au modèle complet) a déjà été vérifiée.

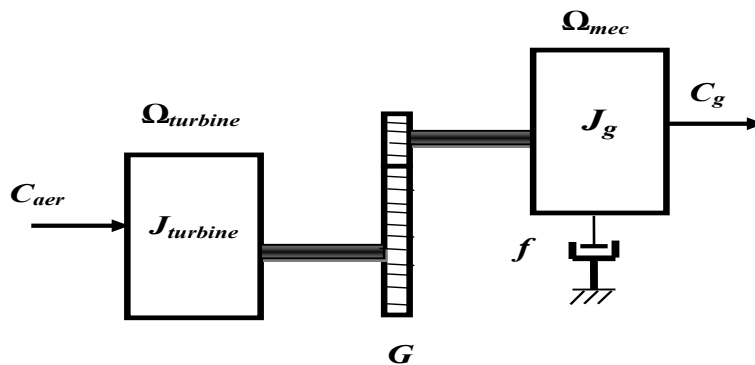


Figure 5.II : Modèle simplifié de la turbine

II-3-2 Modèle de la turbine

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

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

Les quantités de sortie de la turbine sont la puissance ou le couple qui peuvent être contrôlés en variant les quantités d'entrée précédentes.[28]

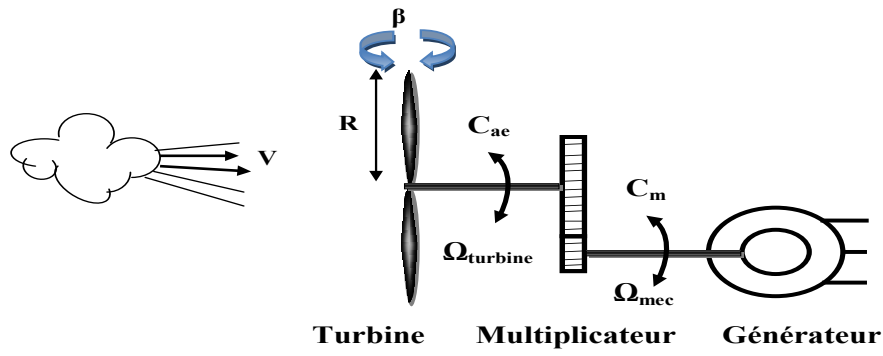


Figure 6.II : schéma du système à modéliser

II-3-2-1 Modèle du multiplicateur

Le rôle du multiplicateur est de transformer la vitesse mécanique de la turbine en vitesse de la génératrice, et le couple aérodynamique en couple du multiplicateur selon les formules mathématiques suivantes :

$$G = \frac{C_{aer}}{C_g} \quad (II-10)$$

$$G = \frac{\Omega_{mec}}{\Omega_{tur}} \quad (II-11)$$

II-3-2-2 Equation dynamique de l'arbre de transmission [37].

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

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} \quad (II-12)$$

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

f : le coefficient de frottement total du couplage mécanique.

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

$$C_{mec} = C_g - C_{em} - C_f \quad (II-13)$$

C_{mec} : Le couple électromagnétique développé par la génératrice.

C_g : Le couple issu du multiplicateur.

C_f : Le couple résistant du aux frottements.

$$C_f = f\Omega_{mec} \quad (II-14)$$

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

L'organigramme de simulation de la turbine peut se présenter comme suit :

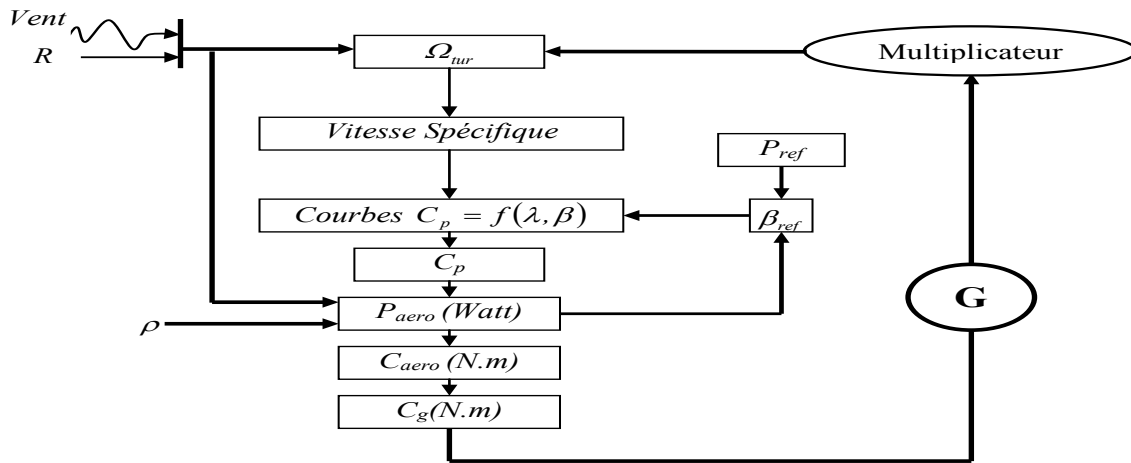


Figure 7.II : Organigramme de simulation de la turbine éolienne.[37]

II-4 Stratégies de commande de la turbine éolienne

Les stratégies de commande des systèmes de génération éoliens de moyenne et grande puissance à vitesses variables et à régulation de puissance « pitch » utilisées notamment pour les aérogénérateurs sont basées sur les deux courbes illustrées sur la Figure 8.II, qui sont déduites des données aérodynamiques de la turbine [34], [01].

(a) Puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent.

(b) Puissance électrique en fonction de la vitesse de rotation de la turbine.

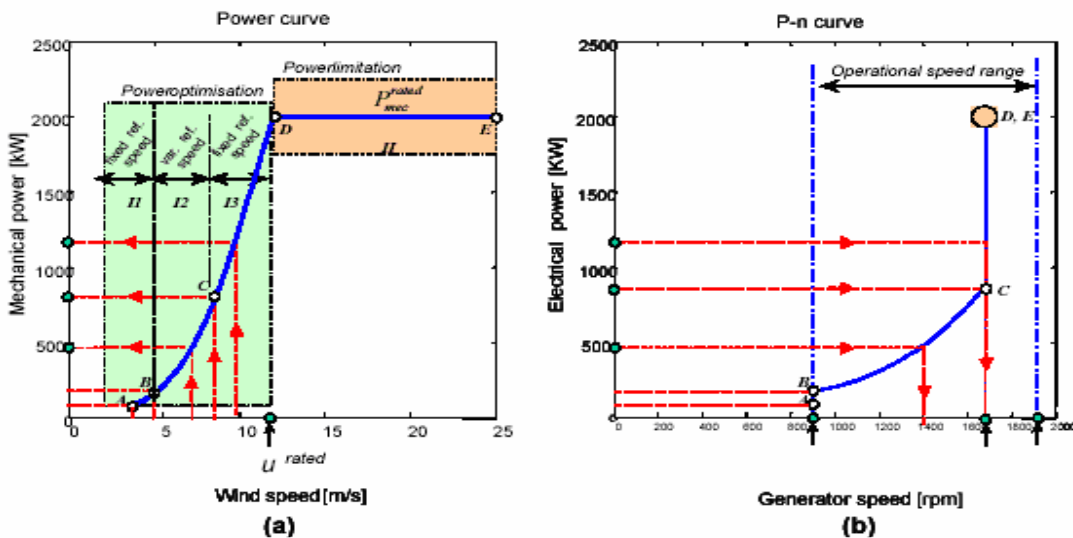


Figure 8.II: caractéristiques puissance, vitesse du vent et vitesse de rotation [38]

(a) puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent

(b) puissance électrique en fonction de la vitesse de rotation

La Figure 9.II représente une autre caractéristique de la turbine éolienne, qui est la puissance transmise de l'aérogénérateur en fonction de la variation de vitesse de vent.

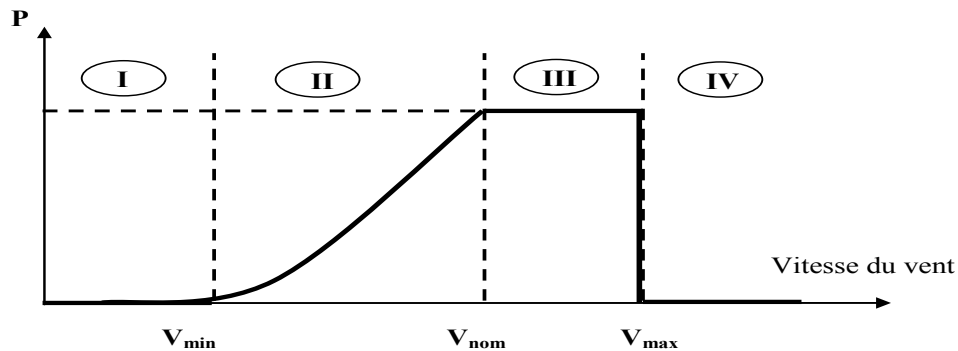


Figure 9.II : Caractéristiques puissance, vitesse de vent [39]

L'objectif de cette régulation est double, d'une part de protéger l'éolienne par vent fort et d'autre part de délimiter la puissance. En effet, la turbine éolienne est dimensionnée pour fournir une puissance nominale P_n à une vitesse de vent nominale V_{nom} , au delà de cette vitesse les paramètres de la turbine doivent évoluer afin de fournir la puissance nominale et de ne pas produire au delà d'une vitesse maximale V_{max} qui pourrait endommager la turbine. On peut définir quatre zones de fonctionnement : [39]

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

II-4-1 Système de contrôle de l'aéroturbine

Le contrôle de l'aéroturbine est assuré par deux boucles de régulation, fortement liées [35], [38]:

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

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

Quand la vitesse de vent est inférieure à la vitesse nominale, l'angle de calage est maintenu constant à une valeur optimale β_{opt} , tandis que la vitesse de rotation est ajustée par la boucle de

régulation de vitesse pour extraire le maximum de la puissance du vent. Lors d'une rafale de vent, la vitesse de rotation va augmenter et peut dépasser la vitesse nominale à cause de la lenteur du système d'orientation des pales qui a une dynamique plus lente que celle de la machine [26]. Dans ce cas, la boucle de vitesse réagit en augmentant la puissance de référence de la génératrice, et anticipe l'action du dispositif d'orientation des pales en réglant le couple électromagnétique de manière à contrôler la vitesse de rotation dans la zone III [35], [38].

II-4-2 Méthodes de recherche du point maximum de puissance

La caractéristique de la puissance optimale d'une éolienne est fortement non linéaire et en forme de « cloche » [40]. Pour chaque vitesse de vent, le système doit trouver la puissance maximale ce qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale. Le schéma de la Figure 10.II illustre les courbes caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation de la turbine. Chaque courbe en ligne pointillée correspond à une vitesse de vent V_v donnée. L'ensemble des sommets de ces caractéristiques, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale définie par l'équation :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt}(\lambda_{opt}) \rho S V_v^3 \tag{II-15}$$

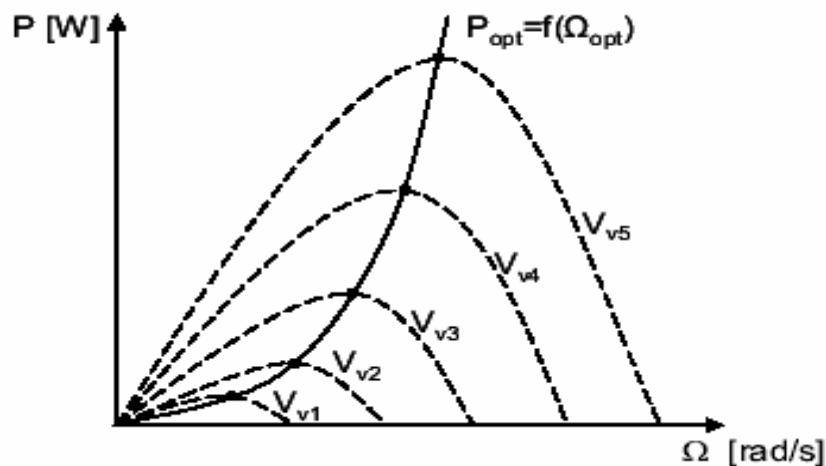


Figure 10.II : caractéristiques de l'éolienne dans le plan puissance, vitesse de rotation

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

- 1- La première approche, la moins classique [40], considère que la caractéristique $C_p = f(\lambda)$ n'est pas connue.
- 2- La deuxième approche considère que la caractéristique $C_p = f(\lambda)$ est connue. Il suffit de suivre la courbe optimale de puissance pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales.

II-4-2-1 MPPT avec la connaissance de la courbe caractéristique de la turbine éolienne

Cette façon de procéder exige du constructeur de l'éolienne des essais de caractérisation (soufflerie) ou des simulations du profil de pales. Une telle caractérisation permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de puissance maximale et d'utiliser des convertisseurs plus basiques et moins coûteux [40]. Deux familles de structures de commande sont présentées dans cette approche:

II-4-2-1-1 Maximisation de la puissance avec asservissement de vitesse

La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien, et crée des variations continues de puissance. De cet effet, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quelque soit la puissance générée [35]

$$C_{em} = C_{em_ref} \quad (II-16)$$

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

$$C_{em_ref} = K_{ass} (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (II-17)$$

K_{ass} : Régulateur de vitesse.

Ω_{ref} : Vitesse de référence.

Selon l'équation (II-6), la vitesse de rotation de la turbine est égal à :

$$\Omega_{turbine} = \frac{V_v \lambda}{R_t} \quad (II-18)$$

La vitesse de référence de la turbine correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique λ_{opt} et le coefficient de puissance maximale C_{pmax} peut se déduire de (II-18) :

$$\Omega_{turbine_ref} = \frac{V_v \lambda_{opt}}{R_t} \quad (II-19)$$

II-4-2-1-1-1 conception du correcteur de vitesse

L'action du correcteur de vitesse doit accomplir deux tâches : [35]

- Il doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence.
- Il doit atténuer l'action du couple éolien qui constitue une entrée perturbatrice.

Trois correcteurs ont été utilisés dans le développement du modèle, un correcteur Proportionnel Intégral (PI) avec anticipation, et un correcteur proportionnel intégral à avance de phase et un correcteur flou avec optimisation.

II-4-2-1-1-1 a) PI à avance de phase_ [35]

Le correcteur considéré a pour expression :

$$C_{em_ref} = \left(\frac{a_1 s + a_0}{\tau s + 1} \right) (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (II-20)$$

a_0 , a_1 et τ sont les paramètres du correcteur à déterminer.

s est la grandeur de Laplace.

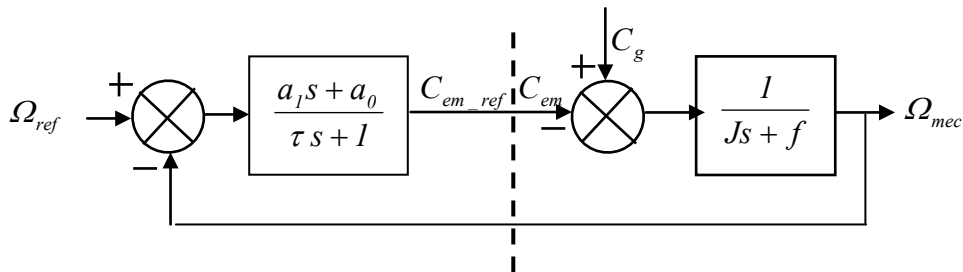


Figure 11.II Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase

La fonction de transfert en boucle fermée se met sous la forme suivante

$$\Omega_{mec} = F(s) \Omega_{ref} + P(s) C_g \quad (II-21)$$

Où $F(s)$ est la fonction de transfert de la référence de vitesse

$$F(s) = \frac{a_1 s + a_0}{J \cdot \tau \cdot s^2 + (f \cdot \tau + J + a_1) \cdot s + a_0 + f} \quad (II-22)$$

Et $P(s)$ est la fonction de transfert de la perturbation C_g

$$P(s) = \frac{\tau s + 1}{J \cdot \tau \cdot s^2 + (f \cdot \tau + J + a_1) \cdot s + a_0 + f} \quad (\text{II-23})$$

Dans l'objectif d'atténuer l'action de la perturbation (couple éolien C_g), il faut que le paramètre a_0 soit élevé. Les autres paramètres (a_1 et τ), sont déterminés de manière à avoir une fonction de transfert du 2^{ème} ordre, ayant une pulsation naturelle ω_n et un coefficient d'amortissement ζ définis comme suit :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{a_0 + f}{J \cdot \tau}} \quad (\text{II-24})$$

$$\zeta = \frac{\tau + J + a_1}{a_0 + f} \cdot \frac{\omega_n}{2} \quad (\text{II-25})$$

La constante de temps τ permet de régler la pulsation naturelle et donc le temps de réponse de l'asservissement de vitesse (l'amortissement étant unitaire) :

$$a_0 = \omega_n^2 \cdot J \cdot \tau \quad (\text{II-26})$$

$$a_1 = \frac{2 \cdot \zeta}{\omega_n} \cdot (a_0 + f) - \tau - J \quad (\text{II-27})$$

Le temps de réponse en boucle fermée affecte la valeur de la variation de puissance au moment de l'accrochage au réseau. En effet plus ce dernier est réduit plus la puissance électrique produite est importante en régime transitoire, autrement dit au démarrage de la génératrice, et réciproquement. Un temps de réponse de $100ms$ en boucle fermée, choisi pour limiter la génération de puissance au démarrage, est obtenu, en considérant la fonction de transfert anticipatrice suivante :

$$T(s) = \frac{J \cdot \tau \cdot s^2 + (f \cdot \tau + J + a_1) \cdot s + a_0 + f}{(a_1 \cdot s + a_0) \left(\frac{0.05}{3} \cdot s + 1 \right)} \quad (\text{II-28})$$

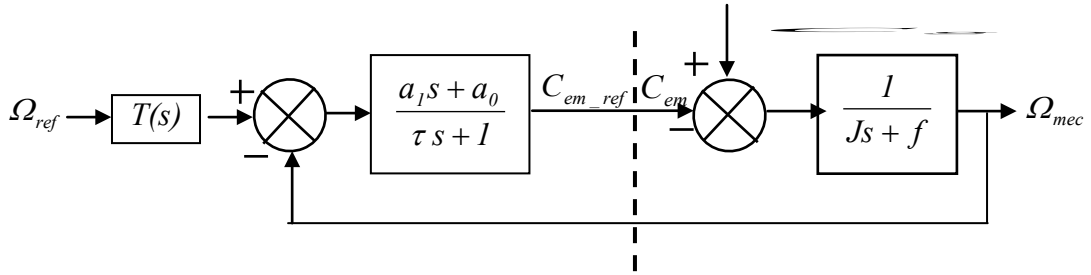


Figure 12.II Schéma bloc du correcteur PI à avance de phase avec fonction anticipatrice

II-4-2-1-1-1 b) PI avec anticipation [35]

Dans ce type de correcteur le PI utilisé est standard il est décrit par l'équation suivante :

$$C_{em_ref} = \left(b_1 + \frac{b_0}{s} \right) (\Omega_{ref} - \Omega_{mec}) \quad (II-29)$$

b_1 : gain proportionnel et b_0 : gain intégral, sont les paramètres du correcteur à déterminer.

La fonction de transfert en boucle fermée est identique à la précédente (II-21).

Avec :

- $$F(s) = \frac{b_1 s + b_0}{J.s^2 + (f + b_1).s + b_0} \quad (II-30)$$

- $$P(s) = \frac{s}{J.s^2 + (f + b_1).s + b_0} \quad (II-31)$$

Il est donc nécessaire d'augmenter le paramètre b_0 pour atténuer l'action du couple éolien C_g . La pulsation naturelle et le coefficient d'amortissement sont déterminés par :

- $$\omega_n = \sqrt{\frac{b_0}{J}} \quad (II-32)$$

- $$\zeta = \frac{f + J + b_1}{b_0} \cdot \frac{\omega_n}{2} \quad (II-33)$$

Donc, pour imposer un temps de réponse et un facteur d'amortissement donné, on a :

- $$b_0 = \omega_n^2 \cdot J \quad (II-34)$$

- $$b_1 = \frac{2.b_0.\zeta}{\omega_n} - f - J \quad (II-35)$$

Le paramètre b_1 est calculé de manière à obtenir un coefficient d'amortissement unitaire. Un temps de réponse en boucle fermée de $0,1s$ avec la fonction de transfert anticipatrice (Figure 13.II), donnée selon cette expression :

$$T(s) = \frac{J.s^2 + (f + b_1).s + b_0}{(b_1.s + b_0) \cdot \left(\frac{0.05}{3}.s + 1\right)} \quad (II-36)$$

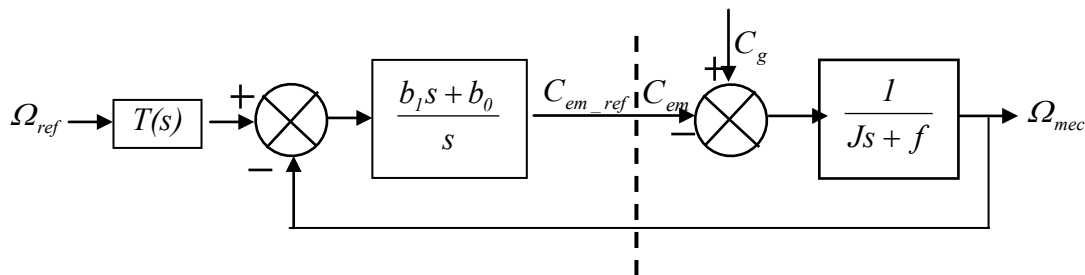


Figure 13.II Schéma bloc du correcteur PI avec anticipation

II-4-2-1-1-1 c) correcteur flou avec optimisation

Rappels sur la logique floue

Il y a énormément d'ouvrages qui traitent le principe de la logique floue depuis son apparition en 1965, suite à publication de LOTFI ZADEH, de l'université de Californie, Berkeley USA, d'un article célèbre qui s'intitule « les ensembles flous »

Dans notre cas nous allons nous intéresser à la structure du correcteur flou, et la méthode d'optimisation adéquate et la moins coûteuse en temps de calcul.

Structure interne du correcteur flou

Pour rappel, par opposition à un régulateur standard, le régulateur par logique floue ne traite pas une relation mathématique bien définie, mais utilise des inférences avec plusieurs règles se basant sur des variables linguistiques. Ces inférences sont alors traitées par des opérateurs de la logique floue.

Dans la configuration interne d'un régulateur flou, on distingue trois parties comme la montre la Figure 14.II

1. La fuzzification : conversion des valeurs d'entrées (grandeurs physiques) en grandeurs floues réunies dans un vecteur « x ».
2. L'inférence (avec la base de règles) : prise des décisions (chaque règle activée donne un sous-ensemble flou de sortie).
3. La défuzzification : conversion de ses sous-ensembles flous de sortie en valeurs numériques.

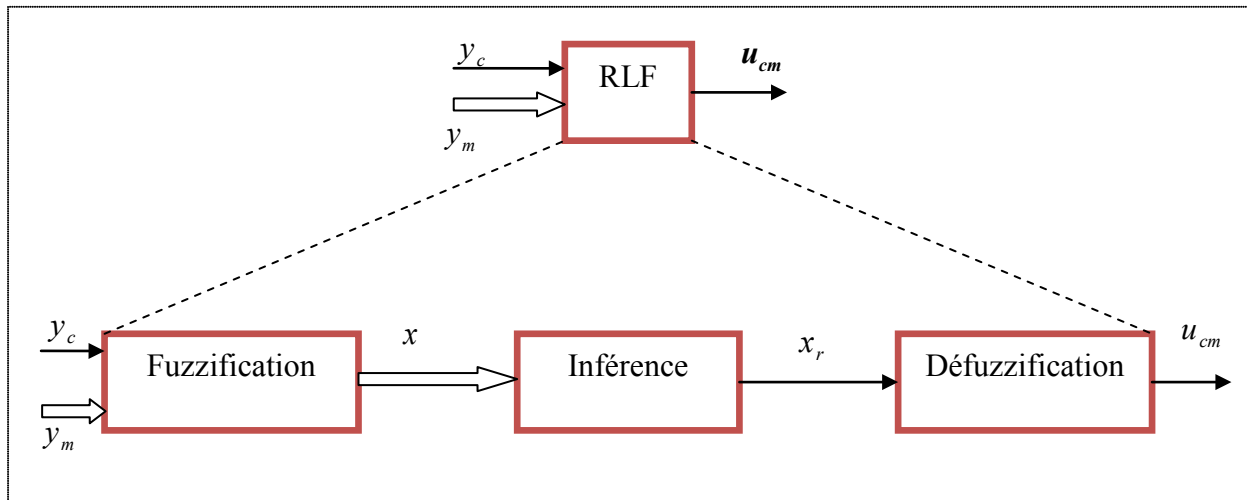


Figure 14.II Configuration interne d'un régulateur par logique floue

Tel que :

- RLF : le régulateur par logique floue
- y_c : la grandeur de consigne
- u_{cm} : le signal de commande fourni par le RLF
- u : la grandeur de commande fournie par l'OCM
- d : une perturbation
- y : la grandeur à régler (ou sortie)
- y_m : le vecteur des grandeurs mesurées.
- OCM : l'organe de commande

Pour les différentes étapes de la régulation par logique floue plus de détails sont présentés en (Annexe II).

Structure externe du correcteur flou

La structure externe d'un régulateur flou est donnée par la Figure 15.II



Figure 15.II Configuration interne d'un régulateur par logique floue

Où :

e : Représente l'erreur.

de : Représente la dérivée de l'erreur.

u : Représente le signal de commande.

Et :

GE , GCE et GCU sont les paramètres d'adaptations du régulateur flou.

Le problème majeur rencontré lors de la synthèse du correcteur flou et le choix de ces paramètres d'adaptations qui jouent un rôle des plus importants pour assurer les meilleures performances. Généralement, ces derniers sont déterminés par tâtonnement en faisant des essais de simulation. Ces dernières années, plusieurs méthodes ont été proposées pour la détermination de ces paramètres d'adaptations à partir des paramètres d'un correcteur classique, pour lequel plusieurs méthodes de synthèse ont été échafaudées.

Correcteur flou avec optimisation

D'une façon générale, résoudre un problème d'optimisation revient à rechercher une fonction dite objective, dont le maximum ou le minimum correspondrait à la solution optimale du problème posé.

Dans notre cas, l'objectif recherché est d'avoir une erreur minimale entre la vitesse de référence déduite des paramètres optimaux de la turbine éoliennes et la vitesse mesurée à la sortie de celle-ci.

Les différentes méthodes d'optimisation seront détaillées en annexe.

Optimisation de critères de performances

L'objectif d'un correcteur, inséré dans une boucle de commande, est de minimiser l'écart entre la sortie d'un système et une valeur de consigne désirée. Cet écart peut être dû, soit à un changement de consigne, soit à des perturbations agissant sur le système. Pour choisir un bon réglage d'un correcteur, on prend en compte à la fois l'amplitude maximale de l'écart, et la durée nécessaire pour qu'il s'annule après une perturbation ou un changement de consigne.

Il est possible de définir des indices numériques permettant de mesurer la qualité d'un réglage donné. Les plus employés sont :

1. Le critère ISE (Integral of the Squared Error)

$$ISE = \int_0^{+\infty} |e(t)|^2 dt \quad (\text{II-37})$$

2. Le critère IAE (Integral of the Absolute Value Error)

$$IAE = \int_0^{+\infty} |e(t)| dt \quad (II-38)$$

3. Le critère *ITAE* (Integral of the time-weighted Absolute Error)

$$ITAE = \int_0^{+\infty} |e(t)| t dt \quad (II-39)$$

(Pour plus de détails voir AnnexeII).

Détermination des paramètres d'adaptation d'un correcteur flou

Pour simplifier le choix des paramètres d'adaptation d'un correcteur flou, plusieurs auteurs ont proposé de les déterminer en fonction des paramètres d'un correcteur classique. La démarche consiste, en premier lieu, à choisir la loi de commande et la détermination des paramètres du correcteur classique, puis en le discrétisant, on détermine les relations donnant les paramètres d'adaptation du correcteur flou en fonction des paramètres du PID classique, c'est-à-dire :

$$\begin{cases} GE = f(K_c, K_i, K_d) \\ GCE = f(K_c, K_i, K_d) \\ GCU = f(K_c, K_i, K_d) \end{cases} \quad (II-40)$$

Où

K_c, K_i, K_d : Paramètres du correcteur classique

GE, GCE, GCU : Paramètres d'adaptation du correcteur flou.

Formulation du problème

Pour illustrer la procédure proposée, pour la détermination des paramètres optimaux, on considère le cas d'un correcteur proportionnel intégral flou, présentée dans le chapitre précédent, et comme critère à minimiser nous considérerons l'ISE, qui représente la fonction objective. Dans ce cas, on cherche à minimiser :

$$J = ISE = T_s \sum_i^{+\infty} |e_i|^2 \quad (II-41)$$

Tel que : $e_i = F(GCE, GE, GCU)$.

Alors :

$$J = T_s \sum_i^{+\infty} | F(GCE, GE, GCU) |^2 \quad (II-42)$$

Ainsi :

$$\min_{GE, GCE, GCU} J = \min_{GE, GCE, GCU} \left(T_s \sum_i^{+\infty} | F(GE, GCE, GCU) |^2 \right) \quad (II-43)$$

Résolution du problème

La résolution analytique du problème d'optimisation (II-43) est impossible, car la détermination de l'expression mathématique de l'erreur $e(t)$, en fonction des paramètres d'adaptation GCE , GE et GCU , est très difficile voir très compliquée vu la caractéristique non linéaire f du correcteur flou. Ainsi, il est intéressant de rechercher la solution d'une manière numérique en utilisant, conjointement, le langage de programmation Matlab et l'outil Simulink en tant que simulateur des systèmes dynamiques.

Nous allons utiliser les boîtes à outils « Optimisation », « logique floue » et « Simulink ». Vu l'absence de l'expression mathématique de la fonction objective, alors nous allons faire appel à des fonctions Matlab de recherche de l'optimum basées sur des méthodes itératives qui à partir d'une valeur initiale (estimé de départ) $GCE^{(0)}$, $GE^{(0)}$ et $GCU^{(0)}$ permettent de calculer la suite des valeurs :

$$\begin{aligned}
 & J(GE^{(0)}, GCE^{(0)}, GCU^{(0)}) > J(GE^{(1)}, GCE^{(1)}, GCU^{(1)}) > \dots \\
 & > J(GE^{(k)}, GCE^{(k)}, GCU^{(k)})
 \end{aligned}
 \tag{II-44}$$

II-4-2-1-2 Maximisation de la puissance sans asservissement de vitesse

En pratique, une mesure précise de la vitesse du vent est difficile à réaliser. Ceci pour deux raisons :

1. L'anémomètre est situé derrière le rotor de la turbine, ce qui donne une lecture erronée de la vitesse du vent.
2. Ensuite, le diamètre de la surface balayée par les pales étant important (typiquement 70 m pour une éolienne de $1,5\text{ MW}$), une variation sensible du vent apparaît selon la hauteur où se trouve l'anémomètre. L'utilisation d'un seul anémomètre conduit donc à n'utiliser qu'une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est donc pas suffisamment représentative de sa valeur moyenne apparaissant sur l'ensemble des pales.

Une mesure erronée de la vitesse conduit donc forcément à une dégradation de la puissance captée selon la technique d'extraction précédente. C'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse [31].

Cette seconde structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = 0 = C_g - C_{em} - C_f
 \tag{II-45}$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique C_{mec} développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($C_f = 0$), on obtient :

$$C_{em} = C_g \quad (II-46)$$

Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolien :

$$C_{em_ref} = \frac{C_{aer_estimé}}{G} \quad (II-47)$$

Sachant que :

$$P_{aer} = C_p \cdot P_v = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} \quad (II-48)$$

Et :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} \quad (II-49)$$

Alors :

$$C_{aer_estimé} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S}{2} \frac{1}{\Omega_{turbine_estimée}} \cdot V_{estimée}^3 \quad (II-50)$$

Ainsi :

$$\Omega_{turbine_estimée} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (II-51)$$

La mesure de la vitesse du vent apparaissant au niveau de la turbine étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation suivante :

$$V_{estimée} = \frac{\Omega_{turbine_estimée}}{\lambda} \quad (II-52)$$

Après calcul et une série de combinaison on aboutit à l'équation suivante :

$$C_{em_ref} = \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (II-53)$$

Pour extraire le maximum de la puissance générée, il faut fixer le ratio de vitesse à la valeur λ_{Cp_opt} qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{p_opt} . Le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante :

$$C_{em_ref} = \frac{C_{p_opt}}{\lambda_{Cp_opt}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (II-54)$$

L'expression du couple de référence peut se mettre donc sous la forme suivante :

$$C_{em_ref} = K_{opt} \cdot \Omega_{mec}^2 \tag{II-55}$$

Tel que :

$$K_{opt} = \frac{C_{p_opt} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{\lambda^3 C_{p_opt} \cdot 2 \cdot G^3} \tag{II-56}$$

II-5 Courbes caractéristiques du coefficient de puissance

Les performances de la turbine éolienne à vitesses variables et à réglage par orientation de pale, sont déterminées par les caractéristiques des courbes reliant le coefficient de puissance, la vitesse spécifique, et l'angle de calage. Ces courbes peuvent être obtenues à partir des relevés réels réalisés sur différentes catégories d'éoliennes, ou par des formules non linéaires [28], [32].

Le coefficient de puissance utilisé dans notre modélisation est donné par la formule suivante :

$$C_p = C_1 \cdot (C_2 - C_3 \cdot \beta - C_4 \cdot \beta^x - C_5) \cdot e^{-C_6(\lambda_i)} \tag{II-57}$$

Tel que : $C_1=0,5$; $C_2=\frac{116}{\lambda_i}$; $C_3=0,4$; $C_4=0$; $C_5=5$; $C_6=\frac{21}{\lambda_i}$

Et : $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$ (II-58)

La Figure 14.II montre les différentes courbes obtenues pour plusieurs angles de calage. Nous constatons que la vitesse spécifique ait relativement une large gamme pour un angle de calage de 2 degré. Ceci représente un avantage pour les turbines éoliennes destinées pour fonctionner avec une large gamme de vitesses de vent. Avec l'augmentation de l'angle de calage, la vitesse spécifique et le coefficient de puissance diminuent considérablement.

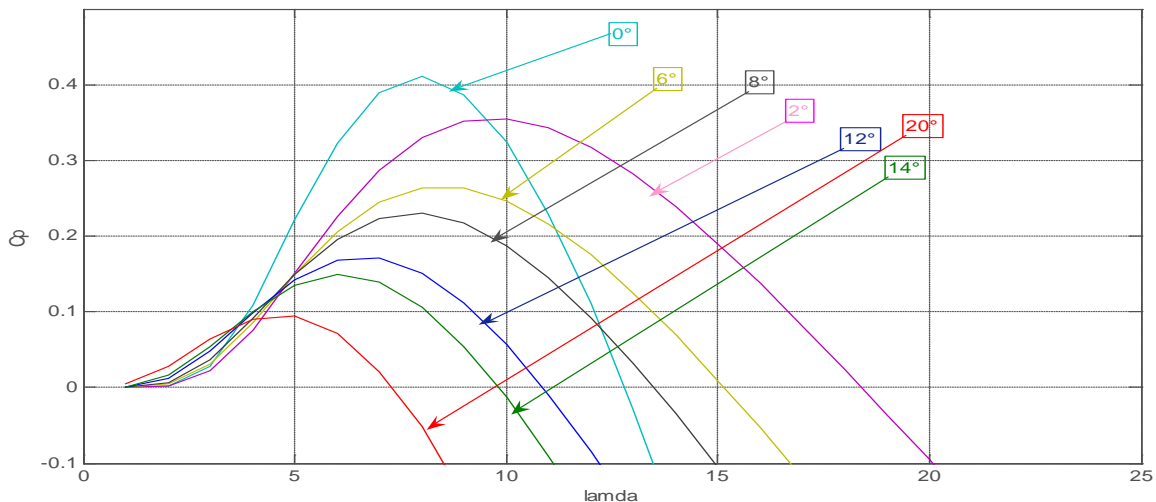


Figure 16.II coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour différents angles de calage

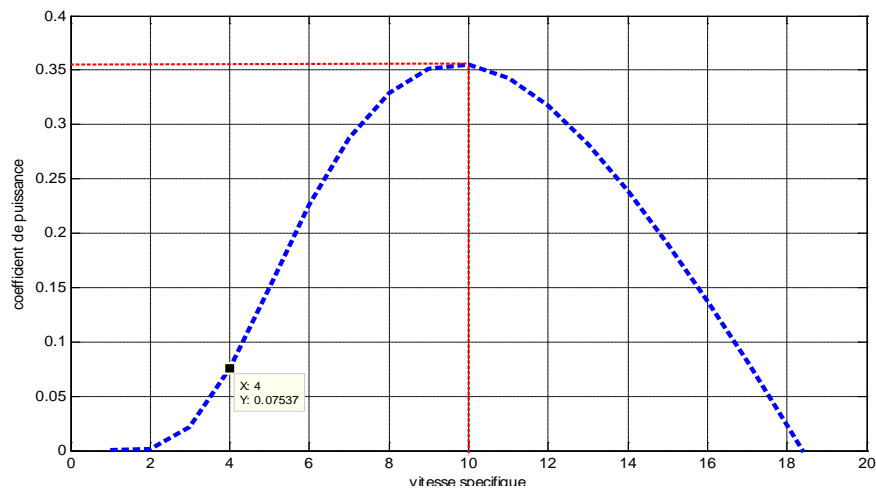


Figure 17.II coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour un angle de calage optimale (2°)

De la Figure 17.II on déduit le coefficient de puissance optimal ainsi que la vitesse spécifique optimale

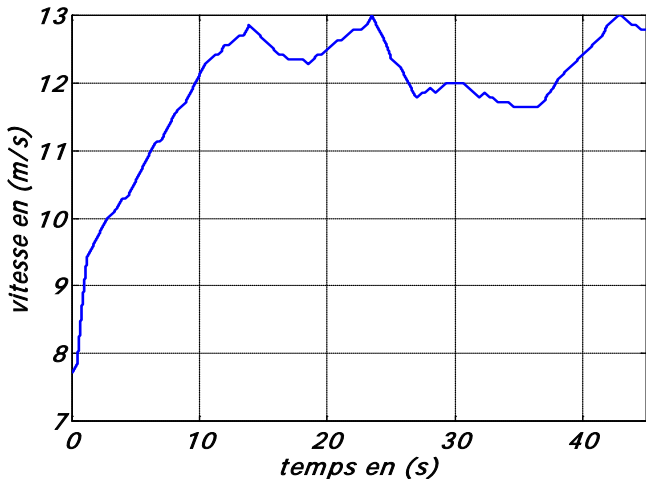
$$C_{p_opt} = 0,35$$

$$\lambda_{Cp_opt} = 10$$

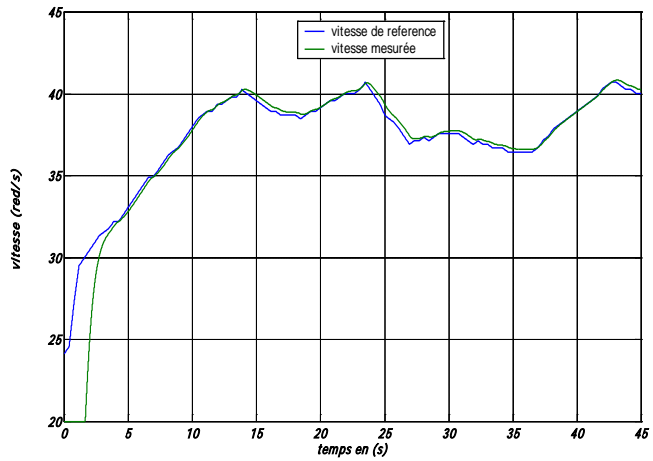
II-6 Simulation et résultats

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

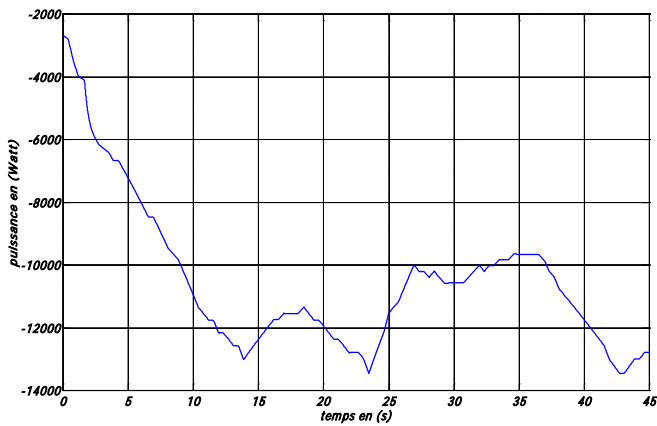
1- sans asservissement de vitesse



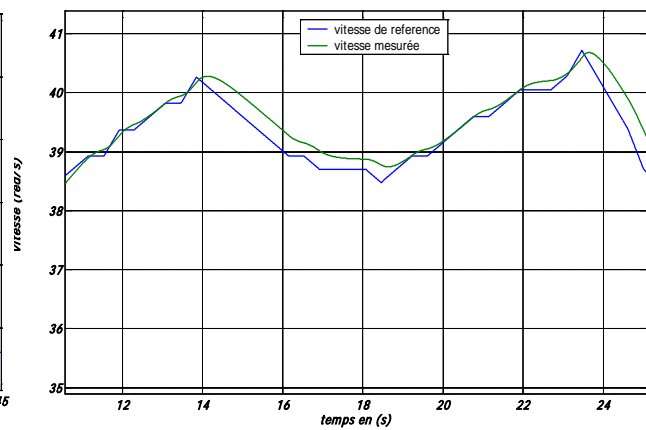
-a-



-b-



-c-

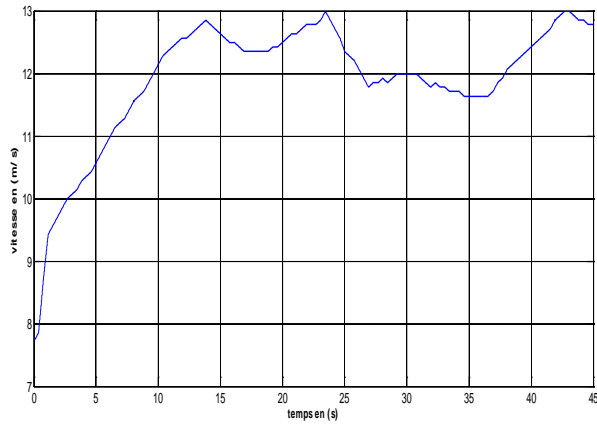


-d-

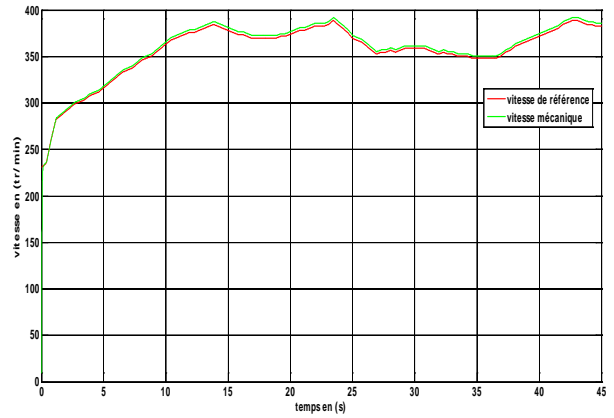
Figure 18.II Résultats de simulation de la turbine sans asservissement de vitesse -a- profil du vent appliqué à la turbine. -b- évolution de la vitesse mesurée par rapport à la vitesse de référence. -c- évolution de la puissance électrique transmise à la génératrice -d- zoom sur la(figure -a-)

La Figure 18.II montre que la vitesse et la puissance électrique en régime permanent ont une bonne adaptation aux variations de la vitesse du vent néanmoins on remarque au démarrage et au régime permanent une erreur de vitesse par rapport à la vitesse de référence .

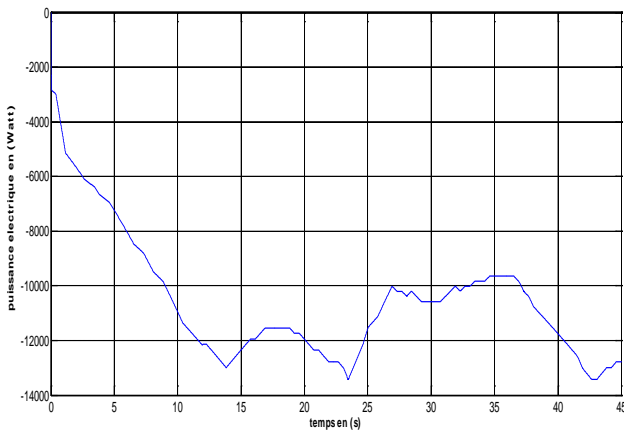
2- PI à avance de phase



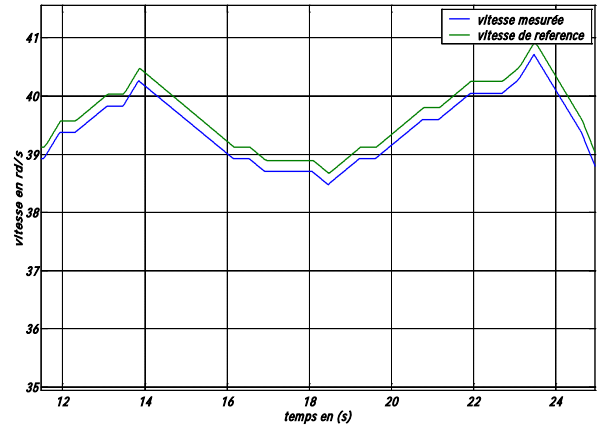
-a-



-b-



-c-



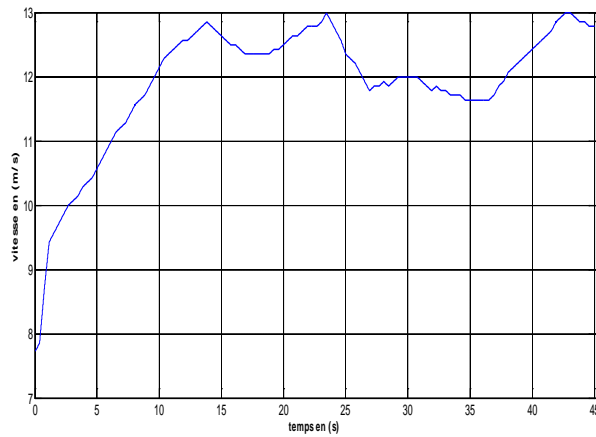
-d-

Figure 19.II résultats de simulation de la turbine avec asservissement de vitesse (PI à avance de phase)
-a- profil du vent **-b-** vitesse mesurée et vitesse de référence **-c-** puissance électrique **-d-** zoom sur la figue –b-

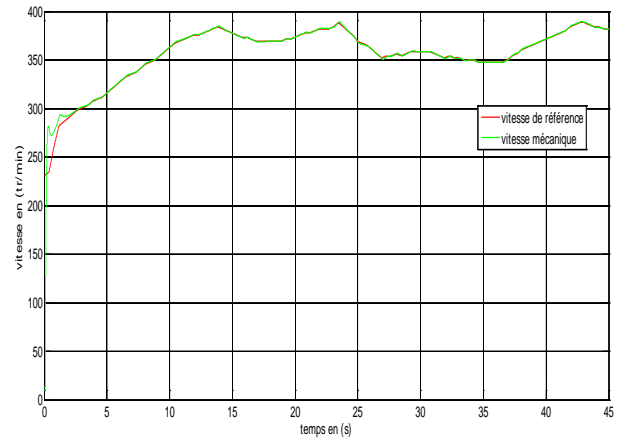
Pour le même profil du vent nous remarquons que l’erreur de vitesse au démarrage est nettement minime mais l’erreur en régime permanent est plus apparente.

La turbine montre une bonne adaptation quant aux variations de la vitesse du vent néanmoins nous remarquons sur le zoom que l’action (avance de phase) pour palier à l’action du couple issu de la turbine est bien apparente la vitesse mesurée est au dessus de la vitesse de référence.

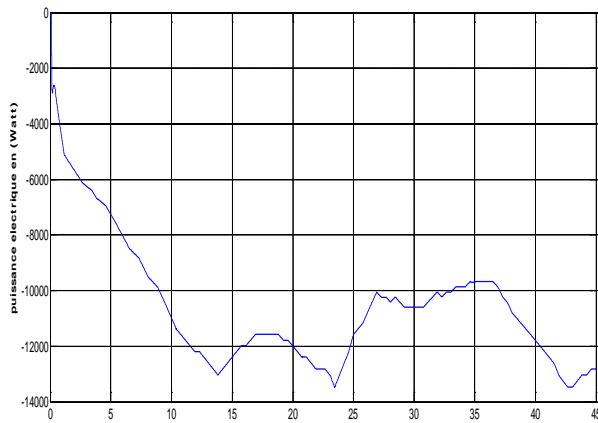
3- PI avec anticipation



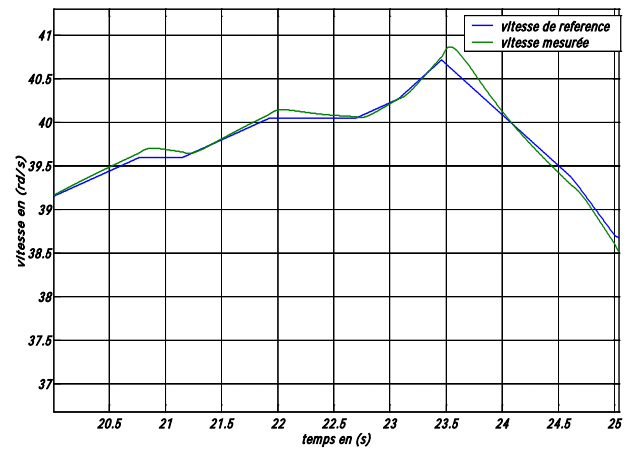
-a-



-b-



-c-



-d-

Figure 20.II Résultats de simulation de la turbine avec asservissement de vitesse (PI avec anticipation) -a- profil du vent -b- vitesse mécanique et vitesse de référence -c- puissance électrique -d- zoom sur la (figure -b-)

Pour la correction par un PI avec anticipation, elle montre une nette amélioration par rapport à l'asservissement en boucle ouverte mais l'action d'anticipation est nettement apparente sur le zoom, la vitesse mesurée est légèrement en avance.

4- correcteur flou avec optimisation

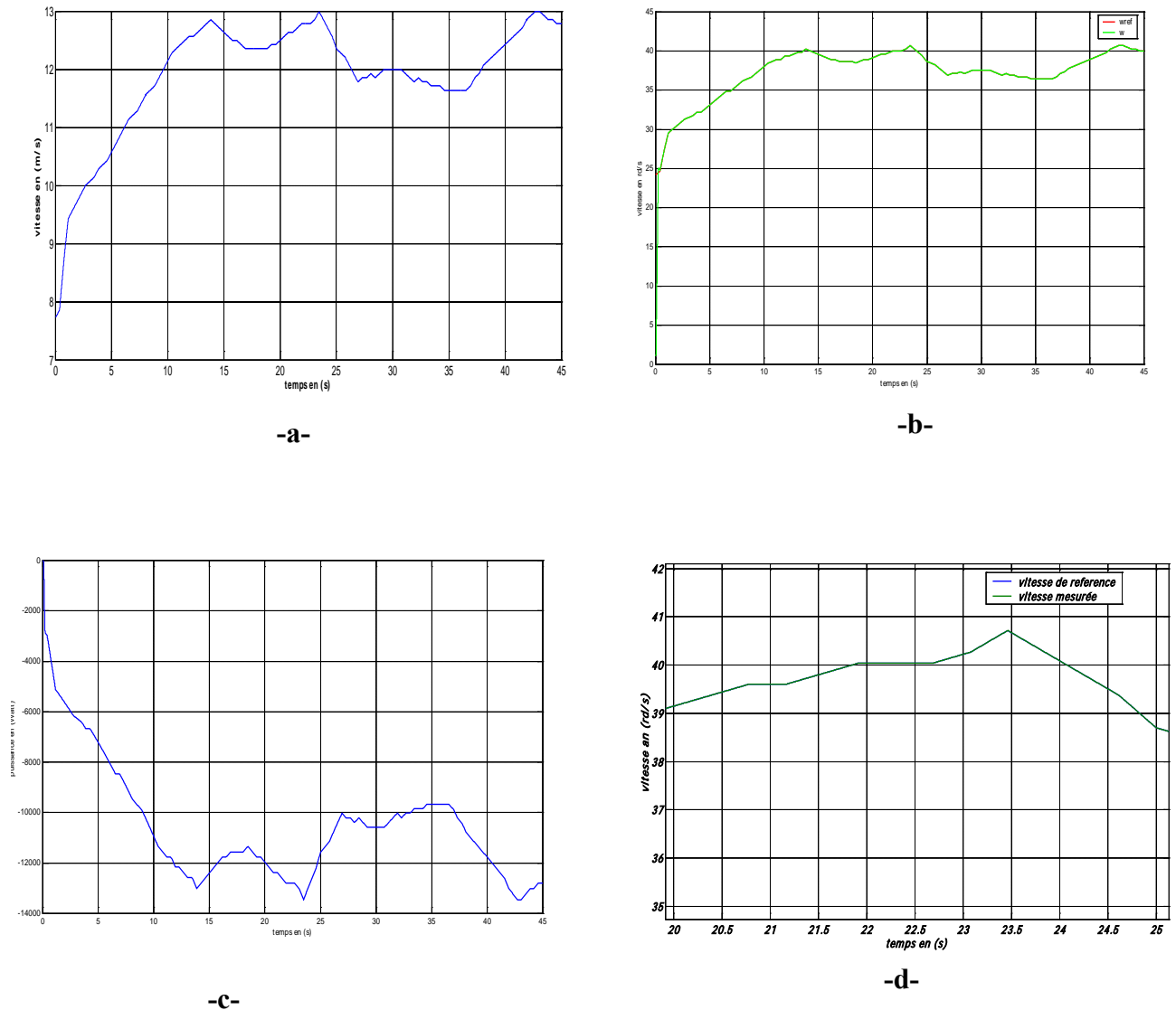


Figure 21.II Résultats de simulation de la turbine avec asservissement de vitesse (correcteur flou avec optimisation) -a- profile du vent -b- vitesse de référence et vitesse mesurée -c- puissance électrique. -d- zoom sur la figure -b-

Les résultats obtenus sont très satisfaisant et nettement meilleurs par rapport aux trois précédentes méthodes vu le coefficient de puissance qui est asservi à sa valeur optimale ($C_p=0,35$) donc une transmission de puissance optimale vers la génératrice. La vitesse de référence et celle mesurée sont tellement confondues qu'il est impossible de les différencier même après zoom.

II-7 Modélisation du système d'orientation des pales (PITCH)

II-7-1 Introduction

Les turbines éoliennes de grande puissance, de nos jours utilisent le système PITCH pour le contrôle dans la puissance dans la zone III. Elles utilisent pour cela le principe du contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à sa valeur nominale.

Ainsi l'orientation des pales pour augmenter ou diminuer la portance selon la vitesse du vent constitue l'organe principal du contrôle de la puissance extraite de la turbine.

En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine, et plus précisément le coefficient de puissance. Les pales sont face au vent en basses vitesses, puis, pour les fortes vitesses de vent, s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance. Elles atteignent la position « en drapeau ($\beta = 90^\circ$) » à la vitesse maximale V_{max}

L'entrée de commande du système d'orientation des pales est la puissance électrique mesurée (Figure 22.II). [35]

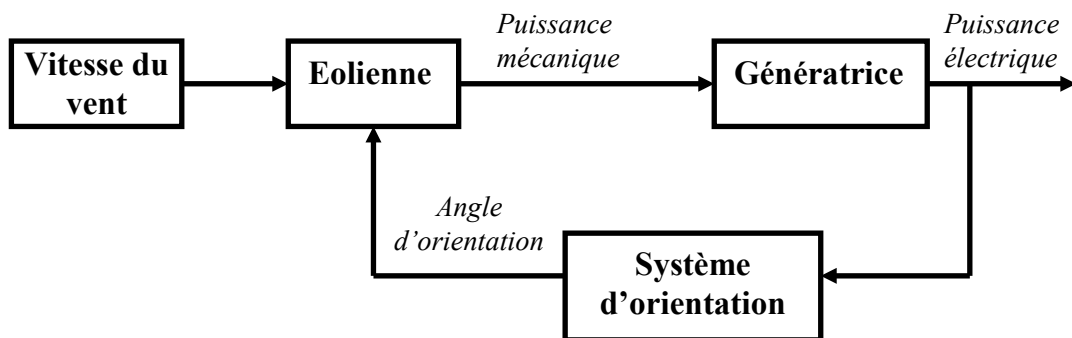


Figure 22.II Schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage

En générale la modélisation du PITCH se fait en trois étapes :

1. génération de l'angle de référence β_{ref}
2. régulation de l'angle d'orientation
3. régulation de la vitesse de variation de l'angle
- 4.

La Figure 23.II montre les différentes parties d'un système de contrôle de l'angle de calage.

- Génération de l'angle d'orientation:

La conception analytique de ce réglage est complexe à cause des caractéristiques des pales et du modèle non linéaire de la turbine. Il est plus pratique d'utiliser des caractéristiques expérimentales renseignant les puissances mesurées pour différents angles de calage. Dans le cas

de manque de ces informations, l'angle de référence est obtenu par le réglage de l'erreur entre la puissance mesurée et celle de référence [35,37,38].

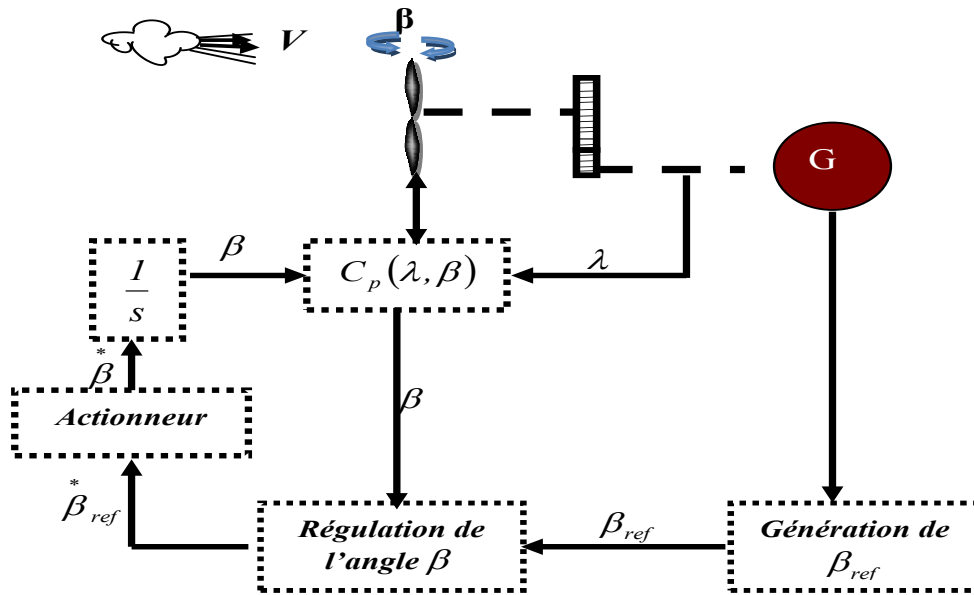


Figure 23.II Schéma bloc du contrôle de l'angle de calage

- Réglage de l'angle d'orientation:

Le régulateur est conçu soit pour le calage de toutes les pales soit pour chacune d'elle indépendamment [35]. La régulation indépendante donne plus de degrés de liberté au système de commande, mais peut entraîner un déséquilibre aérodynamique dans la turbine. Un système précis de mesure est par conséquent utilisé pour assurer que l'angle de calage de chacune des pales soit le même [42]. Certains auteurs représentent tout simplement la régulation de l'angle par une simple fonction de transfert du premier ordre [42,35].

- Régulation de la vitesse de variation de l'angle d'orientation:

Lors de la modélisation du système de commande du pas des pales, il est très important de modéliser la vitesse de variation de cet angle. En effet, compte tenu des efforts subits par les pales, la vitesse de variation de l'angle de calage doit être limitée à environ 10% lors d'un fonctionnement normal et à 20% pour les cas d'urgence [41]. La boucle de régulation de la vitesse de variation de l'angle de calage peut être approchée par un système linéaire du premier ordre contenant la dynamique principale défini par une constante de temps $\tau_{d\beta}$ [01]. Si l'on considère que la régulation de la vitesse de l'angle de calage et le contrôle de l'actionneur sont parfaitement réalisés, on aura :

$$\dot{\beta}_{ref} = \dot{\beta} \tag{II-59}$$

La régulation de l'angle de calage est donc modélisée par un régulateur générant une référence de vitesse de variation de l'angle, cette référence est limitée. L'angle de calage est ensuite obtenu en intégrant les variations de l'angle

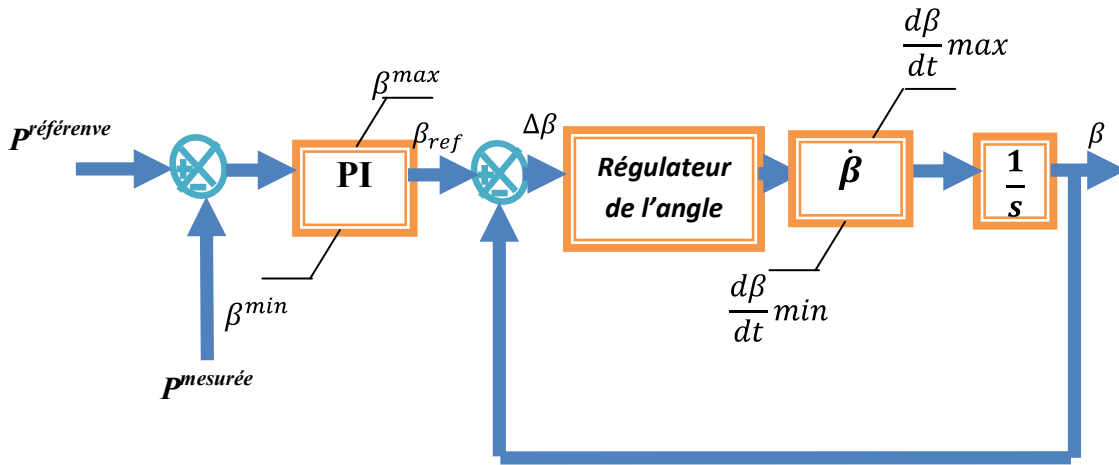


Figure 24.II Modèle du système de régulation de l'angle de calage

II-7-2 Régulation de l'angle avec régulateur PI

Les régulateurs les plus utilisés dans la régulation de l'angle de calage sont de type PI [35].

L'expression du correcteur PI est donnée par :

$$\frac{\dot{\beta}_{ref}}{\varepsilon} = K_{p\beta} + \frac{K_{i\beta}}{s} \tag{II-60}$$

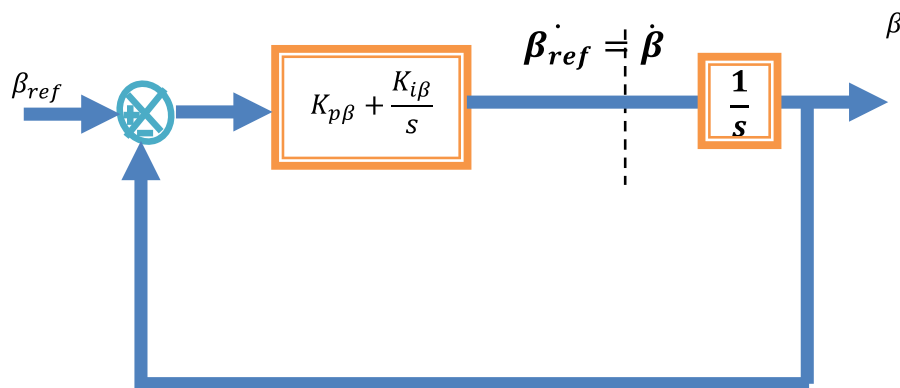


Figure 25.II Schéma d'un régulateur de l'angle avec un PI

En boucle fermée, la réponse est donnée par l'expression :

$$\beta = \frac{\frac{K_{p\beta}}{K_{i\beta}} \cdot s + 1}{\frac{1}{K_{i\beta}} \cdot s^2 + \frac{K_{p\beta}}{K_{i\beta}} \cdot s + 1} \cdot \beta_{ref} \tag{II-61}$$

II-7-3 Régulation de l'angle à partir de gain [35,38].

Dans cette technique illustrée dans la Figure 23.II, l'erreur $\Delta\beta$ est corrigée par le servomécanisme représenté par le modèle $\frac{1}{T_{servo}} \cdot \frac{1}{T_{servo}}$ est une constante de temps dépend de la puissance de l'éolienne [15,29] et prend par exemple selon [33] les valeurs suivantes : $T_{servo} = 0,2s$ Pour une éolienne de 387.5KVA. $T_{servo} = 1,2s$ pour une éolienne de 600 KVA.

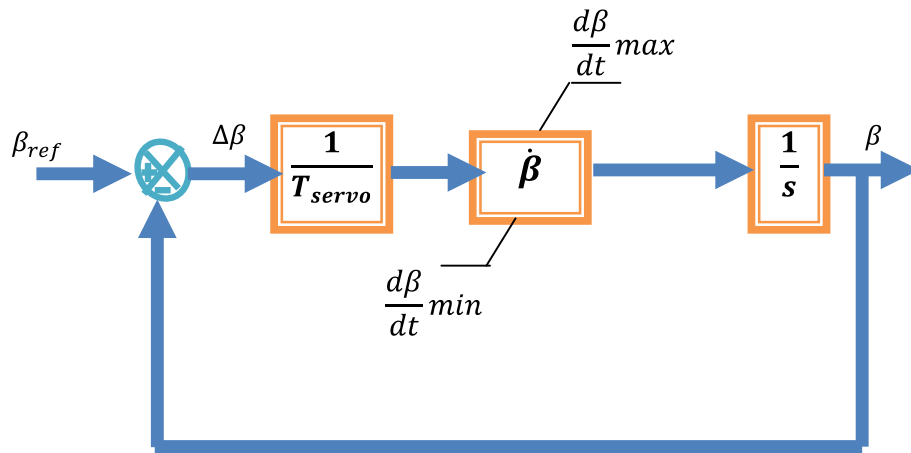


Figure 26.II Schéma d'un régulateur de l'angle avec des gains

La réponse du système en boucle fermée correspond à un système du 1^{er} ordre

$$G(s) = \frac{\beta}{\beta_{ref}} = \frac{1}{1 + T_{servo} \cdot s} \tag{II-62}$$

La Figure 24.II illustre la boucle de régulation globale de l'angle de calage

Soit $K_{p\beta}$ et $K_{i\beta}$ les paramètres du régulateur PI, la fonction de transfert du système en boucle fermée est donnée par :

$$F(s) = \frac{\frac{K_{p\beta}}{K_{i\beta}} \cdot s + 1}{\frac{T_{servo}}{K_{i\beta}} \cdot s^2 + \frac{K_{p\beta} + 1}{K_{i\beta}} \cdot s + 1} \tag{II-63}$$

Les paramètres du dénominateur de cette fonction correspondent à ceux d'une fonction de second ordre et sont calculés pour avoir un facteur d'amortissement ζ et une pulsation naturelle ω_N donnés

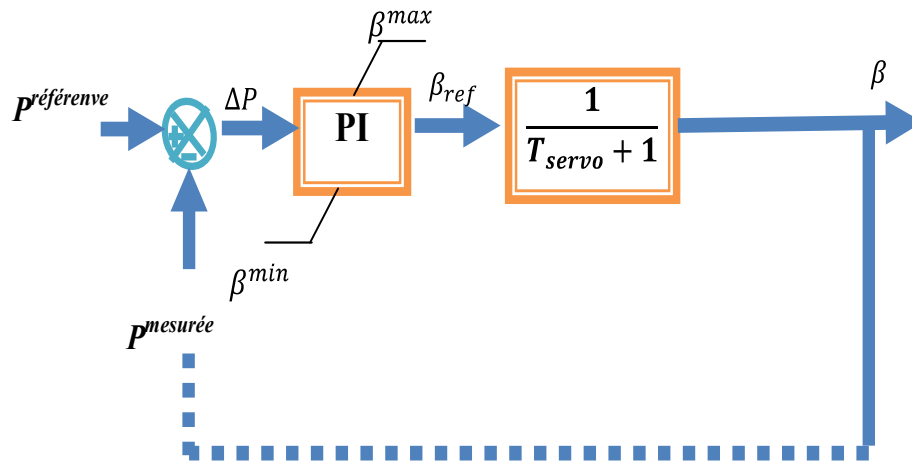


Figure 27.II Schéma bloc de la boucle globale de régulation de l'angle de calage

On aura donc :

$$K_{i\beta} = \tau_{\beta} \cdot \omega_n^2 \quad (\text{II-64})$$

$$K_{p\beta} = \frac{2 \cdot \zeta \cdot K_{i\beta}}{\omega_n} - 1 \quad (\text{II-65})$$

II-7-4 Fonctionnement à vitesse constante [35,42]

Lorsque la vitesse de la turbine atteint environ 90% de la vitesse nominale, la turbine ne doit plus être contrôlée pour extraire le maximum de la puissance éolienne. La vitesse de la turbine doit alors être rendue constante. Ce mode de contrôle correspond à la zone III du fonctionnement de la turbine (Figure 9.II). Pour ce faire, deux moyens sont mis en œuvre :

- Une orientation des pales pour réduire la portance.
- Un réglage électrique de la vitesse.

Nous ne détaillons pas le principe de réglage de l'angle de la pale car il a été explicité dans la partie précédente. L'algorithme de maximisation de la puissance (MPPT) doit être remplacé par un algorithme permettant d'obtenir un fonctionnement à vitesse constante. Deux cas sont à considérer selon qu'un contrôle avec asservissement de vitesse est utilisé ou non. Lorsqu'un contrôle avec asservissement de vitesse est utilisé, il suffit d'appliquer une vitesse de référence constante plutôt que celle générée par l'algorithme de maximisation de puissance (Figure 28.II)

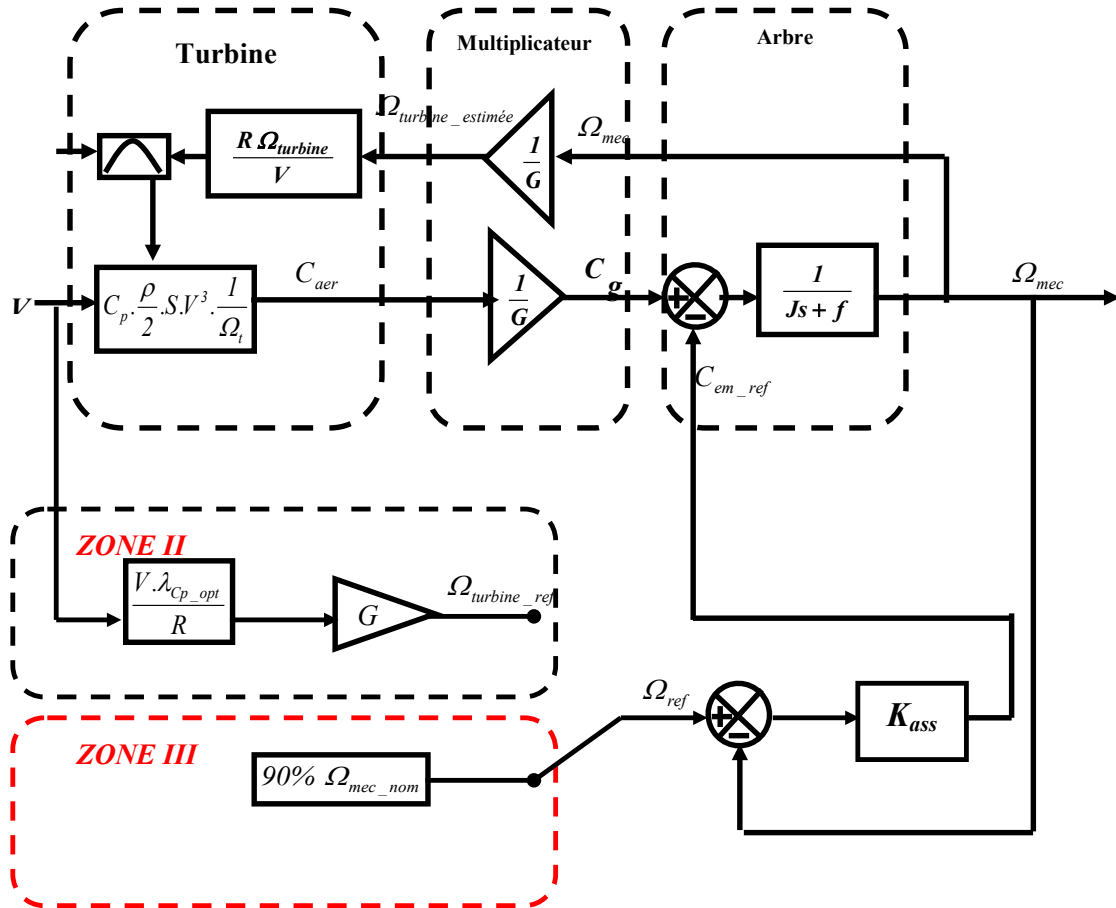


Figure 28.II Fonctionnement à vitesse constante en zone III avec asservissement de vitesse [35]

Lorsqu'un contrôle sans asservissement de vitesse est utilisé, le ratio de vitesse doit être réglé pour maintenir une vitesse constante. Pour cela, on utilise une mesure de la puissance électrique (P_{elec}) qu'on suppose égale à la puissance aérodynamique.

$$P_{elec} = P_{aero} \quad (II-66)$$

$$P_{elec} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (II-67)$$

$$P_{elec} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{1}{\lambda^3} \cdot R^3 \cdot \Omega^3 \quad (II-68)$$

Dès lors la relation de vitesse qui permet d'obtenir un fonctionnement à vitesse constante est :

$$\lambda_{\Omega_constqnte} = \sqrt[3]{\frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot \frac{1}{P_{elec}}} \cdot R \cdot \Omega_{turbine_estimee} \quad (II-69)$$

II-8 Simulation et résultats

Pour faire apparaître le rôle du contrôle de l'angle de calage, on démarre la turbine avec une vitesse de vent de 11 m/s et après 10 s on applique à la machine une charge de 370 kW . A 15 s on augmente la vitesse du vent à 14 m/s . les résultats de simulation sont obtenus selon les conditions précédentes.

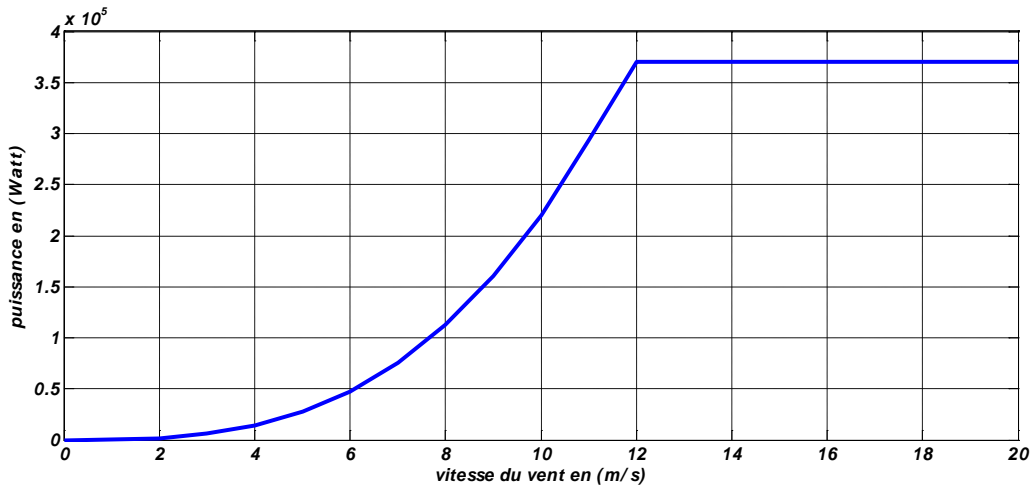


Figure 29.II Variation de la puissance produite en fonction de la vitesse du vent

On peut observer que la puissance garde une valeur limite pour les grandes vitesses de vent malgré que la turbine soit capable de produire plus de puissance. Cette limite de puissance est utilisée pour éviter une éventuelle survitesse du rotor, et protéger le système électrique.

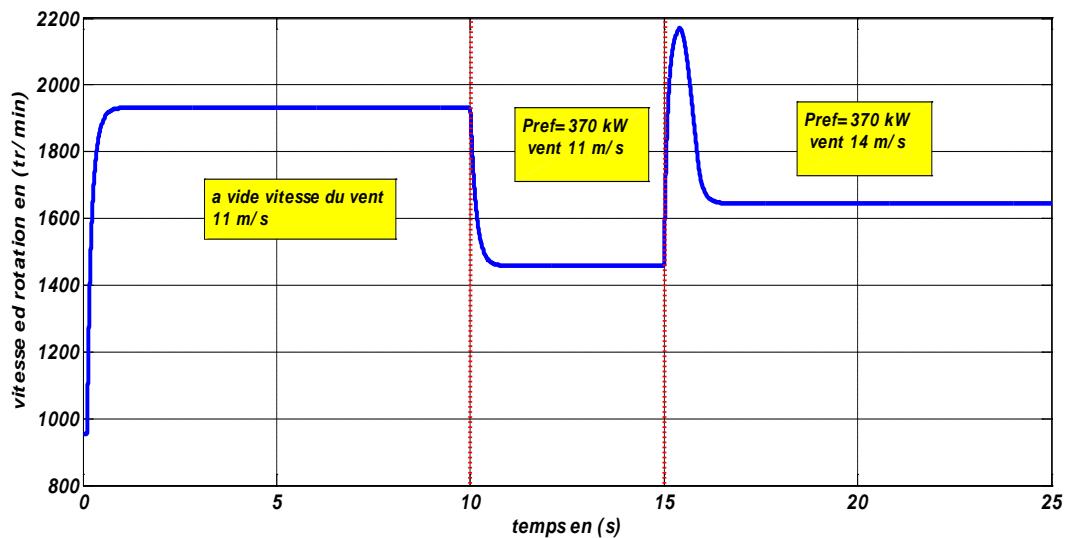


Figure 30.II Variation de la vitesse du rotor

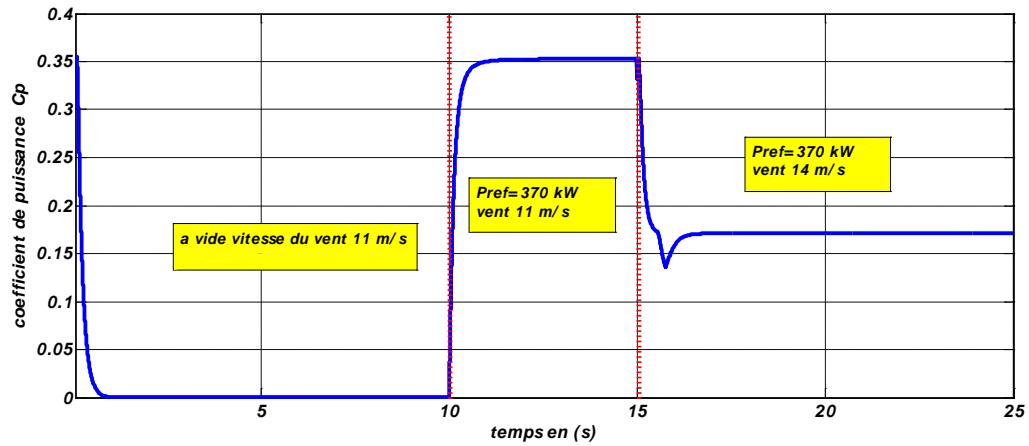


Figure 31.II Variation du coefficient de puissance

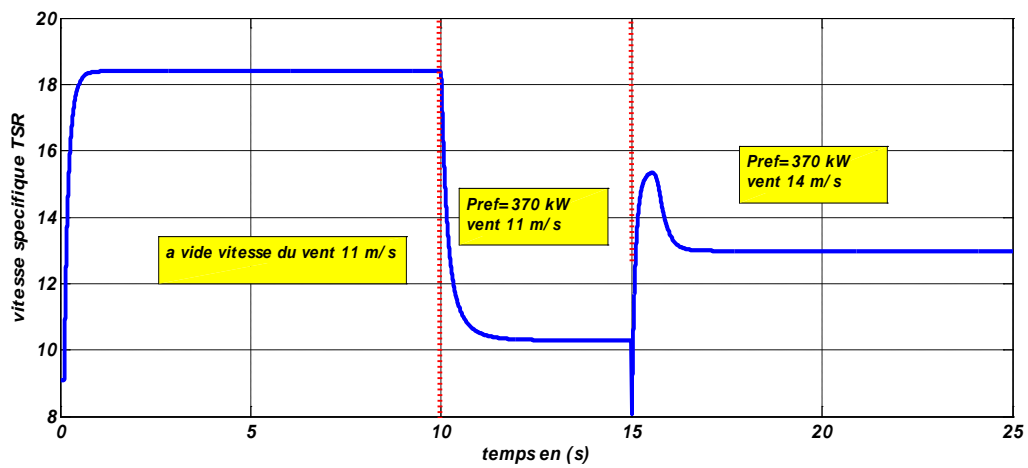


Figure 32.II Variation de la vitesse spécifique (TSR)

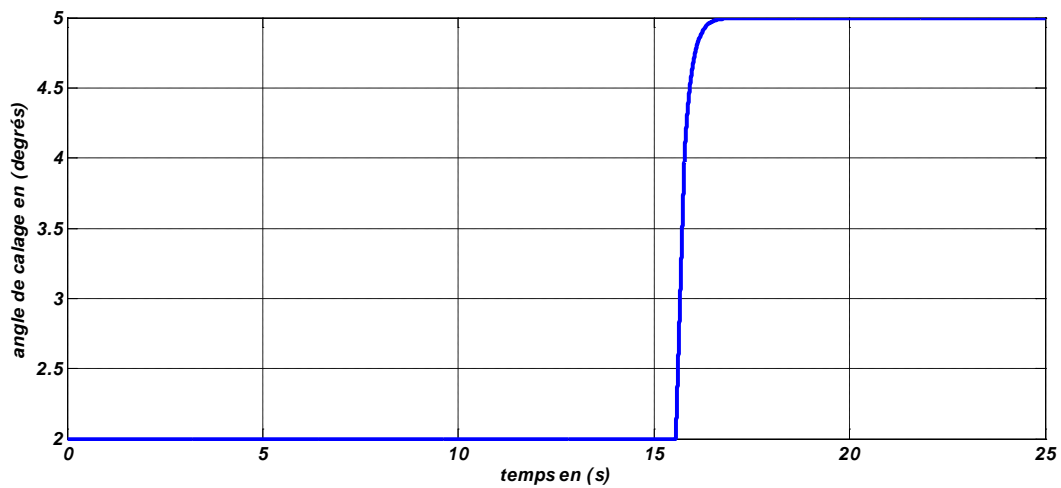


Figure 33.II Variation de l'angle de calage

Sur les Figures 30.II et 32.II, on peut observer les changements de la vitesse spécifique correspondant aux changements de la vitesse du rotor pour différentes conditions de vent et de charge. A vide, la turbine tourne librement sous l'influence du vent, et peut atteindre des grandes vitesses. A partir de la relation (II-7) reliant la vitesse spécifique et la vitesse de rotation de la turbine, on peut conclure que des vitesses de rotation élevées aboutissent à des vitesses spécifiques élevées. Comme la vitesse spécifique atteint des valeurs supérieures à 18, la valeur du coefficient de puissance obtenue des courbes caractéristiques de la Figure 16.II est presque zéro. Par conséquent, l'énergie capturée par la turbine éolienne est nulle. En appliquant une charge sur le système de conversion de l'énergie éolienne, la vitesse du générateur baisse ce qui réduit la vitesse de rotation de la turbine et par conséquent la valeur de la vitesse spécifique. Ceci aboutit à des valeurs élevées du coefficient de puissance et permet à la turbine d'extraire l'énergie du vent. La Figure 33.II illustre les variations du coefficient de puissance (C_p) correspondant aux changements de la vitesse spécifique. Au regard des courbes caractéristiques de la turbine éolienne $C_p=f(\lambda)$ représentées sur la figure (16.II), il est clair que le coefficient de puissance est inversement proportionnel avec la vitesse spécifique sur la partie droite des courbes, (après le passage des valeurs limites) ; de cet effet, une faible vitesse de vent fait augmenter la valeur de la vitesse spécifique et diminuer le C_p , par contre une vitesse élevée de vent fait diminuer la vitesse spécifique et augmenter le C_p , ce qui permet d'aboutir à des puissances plus importantes. Sur la Figure 33.II, on observe que l'angle de calage est maintenu constant par le système d'orientation des pales à une valeur optimale de 02 degrés jusqu'à ce que la turbine fonctionne au dessus de la vitesse nominale du vent, où elle aura la capacité de produire une puissance supérieure à la puissance nominale du système. A ce moment, le système de contrôle de l'angle de calage modifie l'orientation des pales avec une vitesse finie et change ainsi la circulation de l'air autour des pales ce qui réduit le rendement de la turbine et limite sa valeur maximale.

II-9 Conclusion du deuxième chapitre

Dans ce chapitre les caractéristiques de la turbine éolienne sont déduites des courbes du coefficient de puissance ainsi son comportement aérodynamique de est bien déterminé.

En posant des hypothèses simplificatrices un modèle des agrégats mécaniques de la turbine a été construit.

Trois correcteurs pour le contrôle de la turbine sont calculés :

1. PI à avance de phase.
2. PI avec anticipation.
3. Correcteur flou optimisé.

Une simulation en boucle ouverte a été réalisée.

Les résultats de la simulation ont montrés que le correcteur flou offre des performances en régime permanent et transitoire nettement meilleures par rapport aux deux autres correcteurs (PI à avance de phase et PI avec anticipation) Un système d'orientation des pales a été aussi modélisé et simulé. Les résultats de simulation montrent l'intérêt du contrôle variable du Pitch quant à la limitation de la puissance transmise à l'arbre de la turbine dans la protection des agrégats mécaniques de celle ci et du système électrique (la génératrice).

Chapitre III
Modélisation de la GSAP et de la
connexion au réseau

Chapitre III Modélisation de la GSAP et de la connexion au réseau

III-1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons modéliser la génératrice synchrone à aimants permanents, le redresseur, le bus continu, l'onduleur et le réseau selon la structure décrite au paragraphe (I-4-4-3-2 b)) et selon la Figure 16.I.

III-2 généralités sur la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) [29,43].

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

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

Apparus dans les années 50, les ferrites dures (hexaferrites de baryum ou de strontium) sont parmi les aimants les plus utilisés à l'heure actuelle. Malgré des performances magnétiques limitées, ils restent compétitifs grâce à leur très faible coût de production. Les aimants permanents samarium cobalt (SmCo), apparus dans les années 60, sont dotés de performances magnétiques très élevées supplantant dans ce domaine les deux familles précédentes. Résistants à la corrosion et stables en température, ils sont en revanche chers (présence de cobalt). Leurs applications sont limitées à des domaines où le coût n'est pas un critère majeur (en particulier les hautes températures). Enfin les plus récents, les aimants

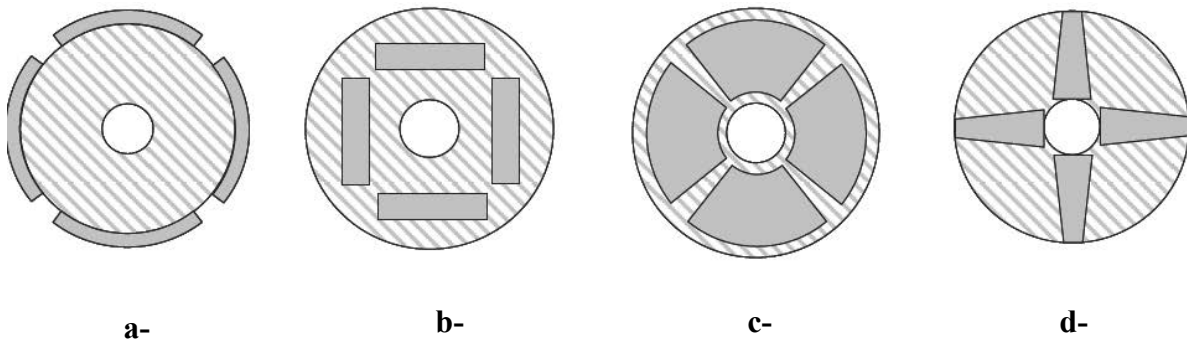


Figure 2.III Quelques configurations du placement des aimants
a- Aimants en surface pour machine à flux radial.
b- Aimants enterrés pour machine à flux radial.
c- Aimants en surface pour machine à flux axial.
d- Aimants enterrés pour machine à flux axial.

III-3 Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP)

III-3-1 Hypothèses simplificatrices

Le modèle mathématique de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) obéit à certaines hypothèses simplificatrices

- L'absence de la saturation dans le circuit magnétique.
- La distribution sinusoïdale de la force magnétomotrice (fmm), créée par les enroulements du stator.
- L'hystérésis, les courants de Foucault, l'effet de peau sont négligés.
- L'effet des encoches est négligé.
- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température

La structure de la machine à aimants permanents comporte un enroulement triphasé au stator. L'excitation est créée par les aimants permanents au niveau du rotor, ces derniers sont supposés de perméabilité voisine de celle de l'air.

III-3-2 Mise en équation de la MSAP

Les modèles des machines électriques les plus utilisés sont basés sur la théorie unifiée des machines électriques. Cette théorie est basée sur la transformation de Park, qui rapporte les équations électriques statoriques et rotoriques à un système cartésien d'axes, d et q [44], [45].

Dans le repère classique il y a trois axes (as , bs , cs) orientés suivant les axes des trois enroulements statoriques de la machine. D'habitude, l'axe as est considéré comme référence pour les transformations ultérieures. Comme les stators des machines asynchrones et

synchrones sont pareils, les repères statoriques pour les deux types de machine sont identiques. Quant aux rotors, on a toujours trois axes (ar , br , cr – correspondant aux trois enroulements rotoriques) pour la machine asynchrone (MAS), mais un seul axe (F – correspondant à la direction de l'aimantation) pour la machine synchrone à aimants permanents (MSAP). L'angle θ_r donne la position du rotor par rapport au stator.

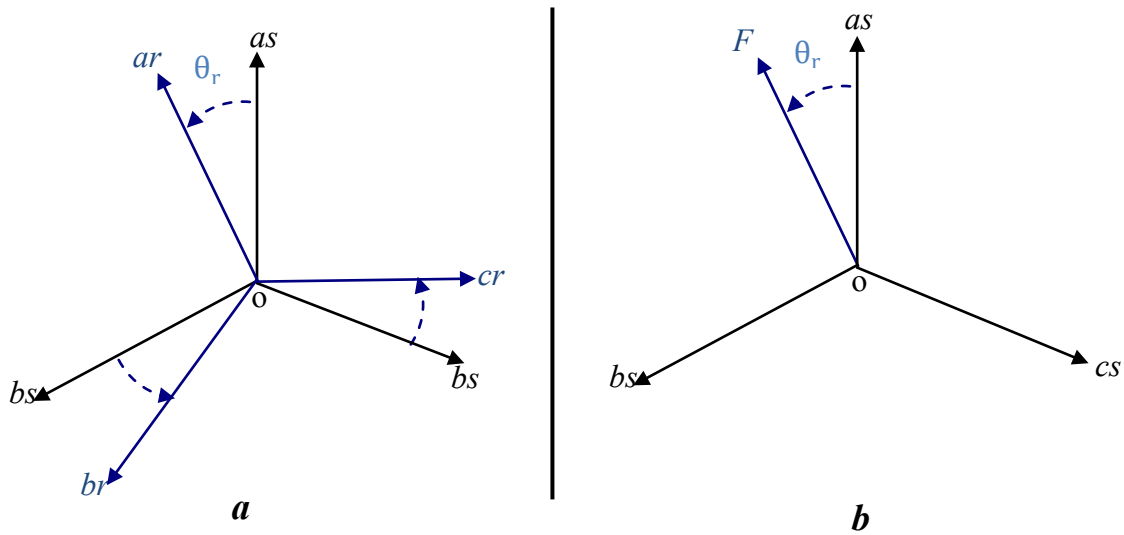


Figure 3.III a- machine asynchrone
b- machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

Le modèle de la MSAP qui sera développé dans notre travail est basé sur le schéma de la figure suivante :

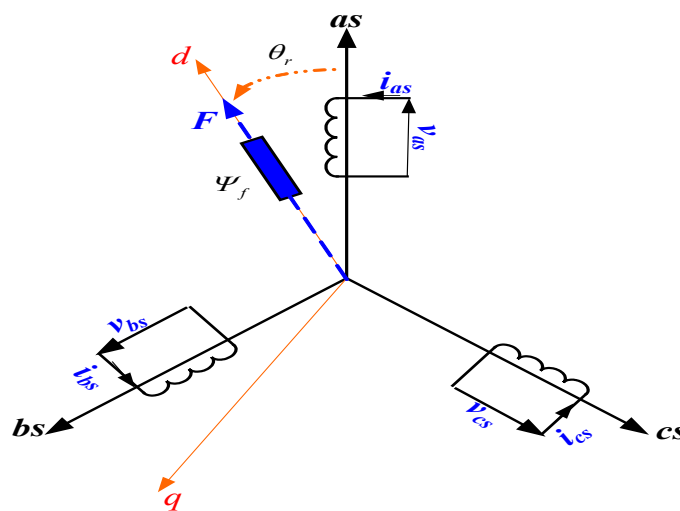


Figure 4.III schéma représentatif de la MSAP à modéliser

III-3-2 -1 Equations électriques

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_a \\ \Psi_b \\ \Psi_c \end{bmatrix} \quad \text{(III-1)}$$

$[v_a \ v_b \ v_c]^T$: Vecteur tension de phases statoriques.

$[i_a \ i_b \ i_c]^T$: Vecteur courant de phases statoriques.

$[\Psi_a \ \Psi_b \ \Psi_c]^T$: Vecteur des flux totaux traversant les bobines statorique.

R_s : la résistance des phases statoriques.

Les enroulements statoriques de la machine synchrone considérée sont connectés en étoile à neutre isolé, d'où la somme instantanée des courants statoriques est nulle, et il n'y a pas de courant homopolaire. Par conséquent, s'il existe une composante homopolaire de tension ou flux, elle n'intervient pas dans le couple [46]. Le comportement de la machine est donc représenté par deux variables indépendantes.

III-3-2-2 Passage au repère de Park

Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine, on applique un changement de repère. Cette transformation mathématique, transforme les trois bobines statoriques déphasées de $\frac{2\pi}{3}$ en deux bobines fictives équivalentes déphasées de $\frac{\pi}{2}$ et situées sur le rotor

Figure 5.III

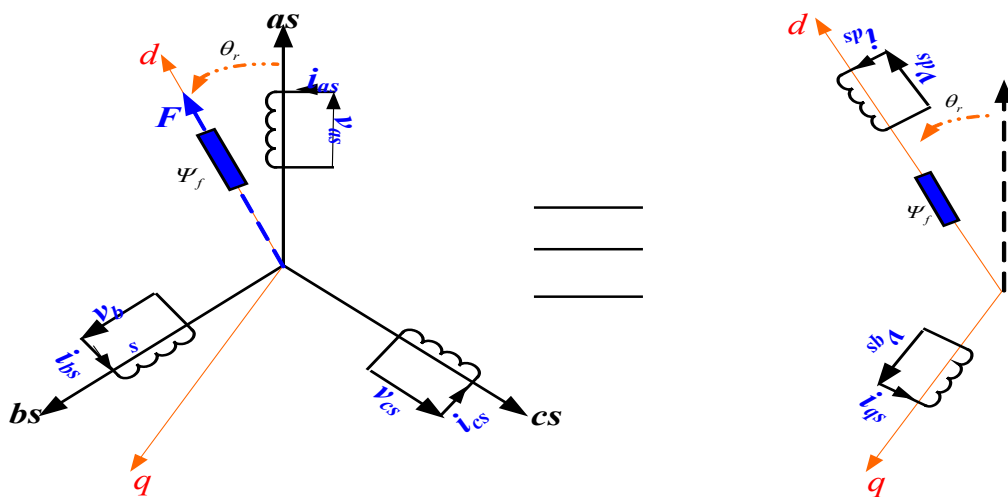


Figure 5.III : Transformation triphasée- diphasée

La transformation de Park ($P(\theta)$) est définie par la matrice suivante :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_e - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_e) & -\sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_e - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III-2})$$

$P(\theta)$ définit le passage du repère a, b, c vers d, q, o

$$P^{-1}(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & -\sin(\theta_e) & 1 \\ \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta_e - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta_e - \frac{4\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{III-3})$$

$P^{-1}(\theta)$ définit le passage du repère d, q, o vers a, b, c

On définit aussi une autre transformation qui est celle de Concordia qui définit d'autres axes fictifs α et β tel que l'axe α est confondu avec l'axe a ce qui revient à poser $\theta_r = 0$ dans la transformation de Park (équation III-2) :

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III-4})$$

III-3-2-3 Modèle de la MSAP dans le repère de Park

Le schéma simplifié du GSAP dans le repère de Park est représenté sur la Figure 5.III, le modèle de la MSAP est défini par les différentes équations électriques, magnétiques et mécaniques suivantes :

Equations électriques

Les équations électriques de la MSAP convention moteur sont données par :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + L_s \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \\ v_{qs} = +R_s \cdot i_{qs} + L_s \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_r \cdot L_d \cdot i_d + \omega_r \cdot \Psi_f \end{cases} \quad (\text{III-5})$$

En convention génératrice on inverse le sens des courants on aura donc les équations électriques de la GSAP comme suit :

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s \cdot i_{ds} - L_s \frac{di_{ds}}{dt} + \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \\ v_{qs} = -R_s \cdot i_{qs} - L_s \frac{di_{qs}}{dt} - \omega_r \cdot L_d \cdot i_d + \omega_r \cdot \Psi_f \end{cases} \quad (\text{III-6})$$

Cette convention de signe sera conservée tout le long de cette modélisation.

Equations magnétiques

$$\begin{cases} \Psi_{ds} = L_d \cdot i_{ds} + \Psi_f \\ \Psi_{qs} = L_q \cdot i_{qs} \end{cases} \quad (\text{III-7})$$

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale les flux d'axe direct (Ψ_{ds}) et de quadrature (Ψ_{qs}) sont fonction linéaire des courants (i_{ds} et i_{qs}) respectivement d'axe direct et de quadrature

Expression du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique C_{em} est exprimé par la dérivée partielle de stockage d'énergie électromagnétique par rapport à l'angle géométrique de rotation du rotor [35]:

$$C_{em} = \frac{dW_e}{d\theta_{geo}} \cdot p \cdot \frac{dW_e}{d\theta_r} \quad (\text{III-8})$$

W_e : Energie emmagasinée dans le circuit magnétique.

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

p : Nombre de paires de pôles.

L'expression de la puissance transmise est donnée par :

$$P(t) = \frac{3}{2} \cdot (v_{ds} \cdot i_{ds} + v_{qs} \cdot i_{qs}) \quad (\text{III-9})$$

En remplaçant v_{ds} et v_{qs} par leurs expressions on aura :

$$P(t) = \frac{3}{2} \cdot [-R_s \cdot (i_{ds}^2 - i_{qs}^2) - (i_{ds} \cdot \frac{d\Psi_{ds}}{dt} + i_{qs} \cdot \frac{d\Psi_{qs}}{dt}) + \frac{d\theta_r}{dt} \cdot (\Psi_{ds} \cdot i_{qs} - \Psi_{qs} \cdot i_{ds})] \quad (\text{III-10})$$

$\frac{3}{2} \cdot R_s \cdot (i_{ds}^2 - i_{qs}^2)$: Représente la puissance dissipée par effet Joule

$\frac{3}{2} \cdot (i_{ds} \cdot \frac{d\Psi_{ds}}{dt} + i_{qs} \cdot \frac{d\Psi_{qs}}{dt})$: La variation de l'énergie emmagasinée dans les enroulements du stator.

$\frac{3}{2} \cdot \frac{d\theta_r}{dt} \cdot (\Psi_{ds} \cdot i_{qs} - \Psi_{qs} \cdot i_{ds})$: La puissance électromagnétique.

Sachant que $P = C_{em} \cdot \Omega$ et $\omega = p \cdot \Omega$ (Ω : vitesse mécanique) alors:

$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot (\Psi_{ds} \cdot i_{qs} - \Psi_{qs} \cdot i_{ds})$ et après l'affectation des valeurs de flux on aura :

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot [(L_d - L_q) \cdot i_{ds} \cdot i_{qs} + i_{qs} \cdot \Psi_f] \quad (III-11)$$

Equations mécaniques

L'équation de la dynamique de la GSAP est donnée comme suit :

$$C_m - C_{em} - f\Omega = J \cdot \frac{d\Omega}{dt} \quad (III-12)$$

Tel que :

- C_m : couple moteur.
- $f\Omega$: couple de frottements visqueux.
- f : coefficient des frottements visqueux.
- J : moment d'inertie de la machine.

III-4 Simulation de la GSAP

Dans cette partie la GSAP sera simulée sur trois cas distincts :

1. A vide : la GSAP sera entraînée par un couple moteur d'une valeur de $6,28 \text{ N.m}$ durant 10 ms puis on la laisse tourner librement.
2. La GSAP alimente une charge (Rch, Lch) montée en étoile, le couple moteur initial est de $6,28 \text{ N.m}$ mais à $0,4 \text{ s}$, il sera diminué à $4,2 \text{ N.m}$
3. La GSAP débite sur une source de tension parfaite d'une valeur efficace $E=100V$, le couple moteur au démarrage est de $6,28 \text{ N.m}$, il est ensuite diminué à $3,2 \text{ N.m}$

1. A vide les courants sont nuls donc :

$$\left\{ \begin{array}{l} i_{ds} = 0 \\ i_{qs} = 0 \\ \text{ainsi :} \\ C_{em} = 0 \end{array} \right\} \Rightarrow v_{ds} = \omega \cdot \Psi_f$$

2. sur une charge (R_{ch} , L_{ch}) l'application des tensions v_{ds} , v_{qs} sur la charge donne :

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{ds} = R_{ch} \cdot i_{ds} + L_{ch} \cdot \frac{di_{ds}}{dt} - \omega \cdot L_{ch} \cdot i_{qs} \\ v_{qs} = R_{ch} \cdot i_{qs} + L_{ch} \cdot \frac{di_{qs}}{dt} + \omega \cdot L_{ch} \cdot i_{ds} \end{array} \right. \quad (III-13)$$

D'autre part on a les équations de (III-6) ce qui nous mène au système d'équations suivant:

$$\left\{ \begin{array}{l} R_{ch} \cdot i_{ds} + L_{ch} \cdot \frac{di_{ds}}{dt} - \omega \cdot L_{ch} \cdot i_{qs} = -R_s \cdot i_{ds} - L_s \frac{di_{ds}}{dt} + \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \\ R_{ch} \cdot i_{qs} + L_{ch} \cdot \frac{di_{qs}}{dt} + \omega \cdot L_{ch} \cdot i_{ds} = -R_s \cdot i_{qs} - L_s \frac{di_{qs}}{dt} - \omega_r \cdot L_d \cdot i_d + \omega_r \cdot \Psi_f \end{array} \right. \quad (III-14)$$

Ce qui donne :

$$\left\{ \begin{array}{l} (R_{ch} + R_s) i_{ds} + (L_{ch} + L_d) \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_r \cdot (L_{ch} + L_q) \cdot i_{qs} = 0 \\ (R_{ch} + R_s) \cdot i_{qs} + (L_{ch} + L_q) \cdot \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_r \cdot (L_{ch} + L_d) i_{ds} - \omega_r \cdot \Psi_f = 0 \end{array} \right. \quad (III-15)$$

Ainsi on peut déduire le modèle d'état suivant :

$$\begin{bmatrix} \frac{di_{ds}}{dt} \\ \frac{di_{qs}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s + R_{ch}}{L_d + L_{ch}} & \omega_r \cdot \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} \\ -\omega_r \cdot \frac{L_q + L_{ch}}{L_d + L_{ch}} & -\frac{R_s + R_{ch}}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\omega_r \cdot \Psi_f}{L_q + L_{ch}} \end{bmatrix} \quad (III-16)$$

4. sur une source de tension parfaite :

Le modèle d'état dans ce cas est le suivant :

$$\begin{bmatrix} \frac{di_{ds}}{dt} \\ \frac{di_{qs}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & \omega_r \cdot \frac{L_q}{L_d} \\ -\omega_r \cdot \frac{L_q}{L_d} & -\frac{R_s}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_d} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_q} & \frac{\omega_r}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ \Psi_f \end{bmatrix} \quad (III-17)$$

Résultats de simulation

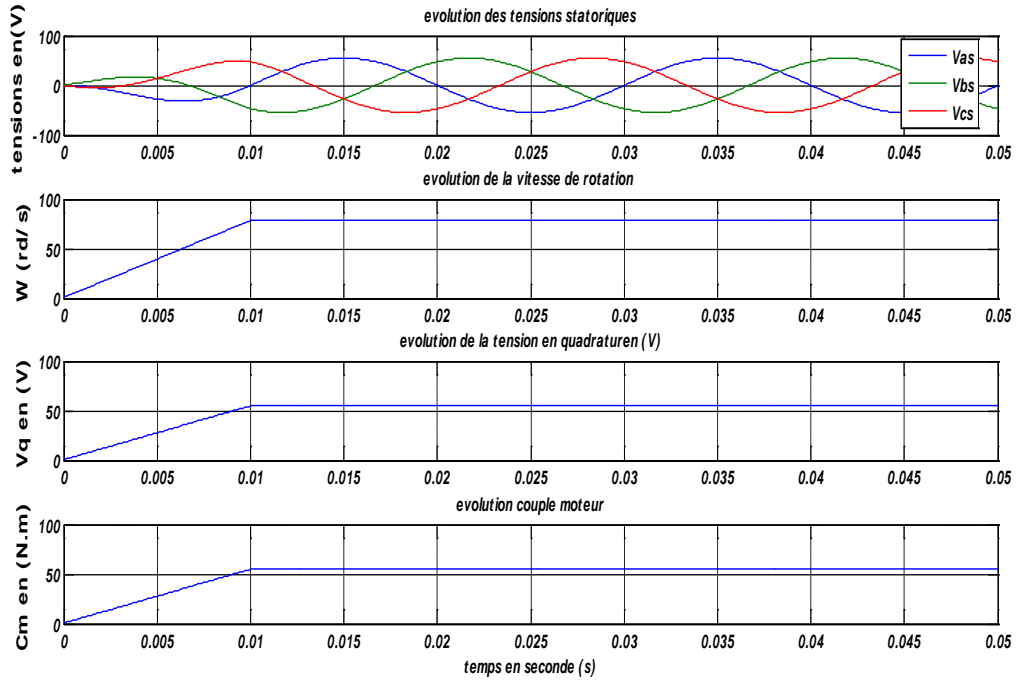


Figure 6.III Résultats de simulation de la GSAP à vide

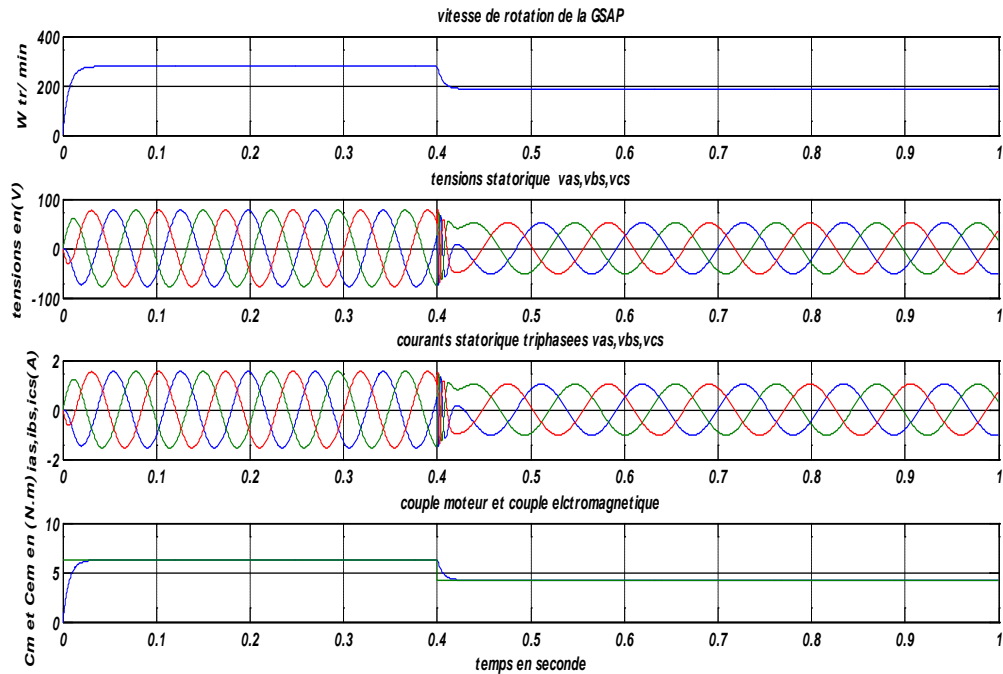


Figure 7.III Résultats de simulation de la GSAP débitant sur une charge (R_{ch} , L_{ch})

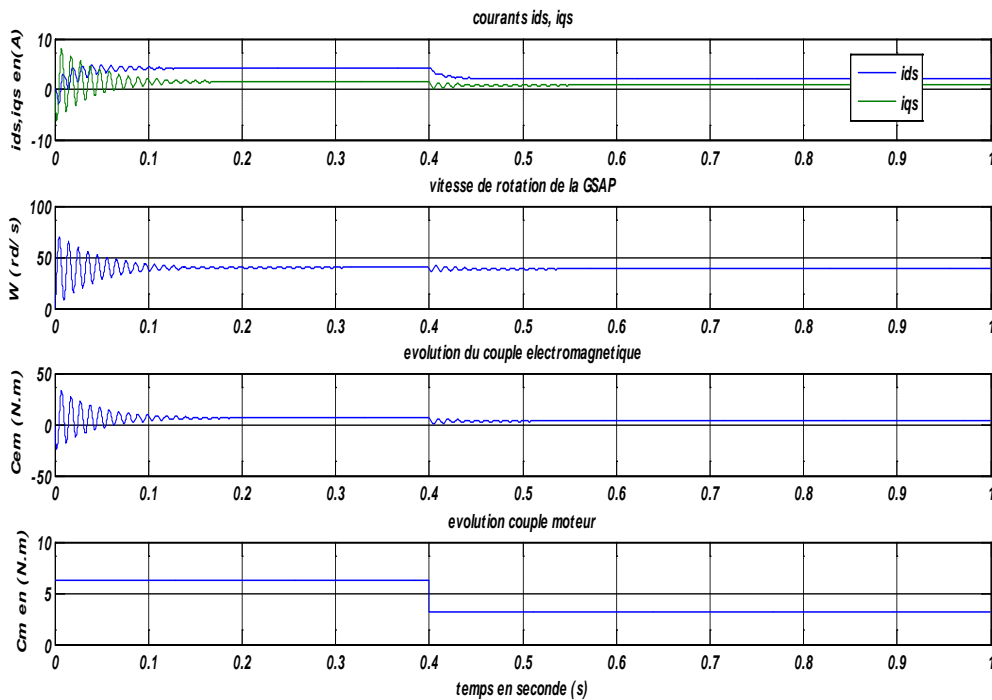


Figure 8.III Résultats de simulation de la GSAP
débitant sur une source de tension parfaite

Interprétation

1- à vide.

On fait lancer la génératrice par un couple moteur égale à $6.28Nm$ pour une durée de $10(ms)$, puis, on la laisse tourner librement. Etant donné que le frottement considéré dans ce cas est nul, on constate sur la Figure 6.III que la vitesse est stabilisée à une valeur de $78.5 (rad/s)$, alors que les tensions des phases sont parfaitement sinusoïdales en régime stable, avec une valeur crête de $55(V)$ et une fréquence de $50(HZ)$.

2- sur une charge Rch et Lch montée en étoile.

Pour déduire l'effet de la charge électrique sur le comportement de la génératrice en fonction de la puissance mécanique fournie, deux couples moteurs différents sont appliqués. On constate sur la Figure 7.III que la vitesse de la génératrice est faible et loin de celle de synchronisme, ce qui se traduit par des faibles fréquences de tension et courant . Ceci est expliqué par le fait que le couple moteur appliqué est insuffisant. En diminuant le couple moteur de $6.28 (Nm)$, à $4.2 (Nm)$, la vitesse mécanique varie de $277(tr/mn)$ jusqu'à $185(tr/mn)$. La tension et le courant diminuent respectivement de $77.17 (V)$, à $51.6 (V)$, et de $1.54 (A)$, à $1.03 (A)$. Il est clair donc, que la puissance électrique de la charge est directement liée à la puissance mécanique fournie.

3-sur une source parfaite.

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

III-5 Modélisation de la connexion au réseau

Grâce au développement très rapide de l'électronique de puissance, offrant à la fois, une grande capacité, et une bonne qualité de puissance, avec le moindre coût; le domaine de l'énergie éolienne a connu une large utilisation des convertisseurs de puissance. Des nouveaux types de génératrices associées à ces convertisseurs sont en cours de développement [43,45]. L'utilisation des convertisseurs de puissance dans le système de conversion d'énergie éolienne permet, non seulement, d'obtenir la forme souhaitée de l'énergie électrique, mais aussi d'optimiser la puissance prélevée [45].

Plusieurs structures de conversion de l'énergie électrique fournie par la génératrice éolienne à vitesses variables peuvent être utilisées dans le but d'avoir une tension de fréquence et amplitude constants du coté réseau. Ces structures sont basées sur des dispositifs électroniques, et se sont caractérisées par leurs performances et inconvénients sur les plans techniques et économique [43].

Pour notre étude nous avons opté pour la structure la plus utilisée de nos jours à savoir un convertisseur composé d'un redresseur et d'un onduleur séparés par un bus continu (Anglais : back to back converter) (Figure 7.III). Le pont redresseur composé de six transistors IGBT avec leurs diodes antiparallèles permet d'avoir une structure bidirectionnelle en puissance, et de fournir le courant nécessaire demandé par la charge [46,35].

Par un autopilotage de la génératrice, il peut contrôler les grandeurs électromécaniques telles que le couple ou la vitesse de rotation. Les inconvénients de cette structure reposent sur la complexité du montage qui comporte trois bras complets donc six interrupteurs, et la commande nécessitant généralement un capteur mécanique de position. De plus, ce montage est survolteur et la tension du bus continu doit être supérieure à la tension composée de la génératrice obtenue à vitesse de rotation maximale [47,35,48]. Cela conduit à des courants de phase de la machine d'amplitudes plus élevées que le courant dans l'étage continu. Ce dispositif tolère facilement toute stratégie de contrôle de courant qu'elle soit à fréquence fixe (M.L.I ou « hystérésis modulée ») ou à fréquence variable (hystérésis classique) et cela aussi bien en fonctionnement redresseur qu'en onduleur [48].

Notre choix est argumenté par l'usage actuel de cette structure ainsi que par les avantages suivants :

- Facilité de la commande.
- Réversibilité en puissance de cette structure.
- La structure du convertisseur étant classique et les composants IGBT à l'heure actuelle bien maîtrisés, dont la modélisation et le dispositif de commande seront détaillés en se reposant sur un modèle continu équivalent.

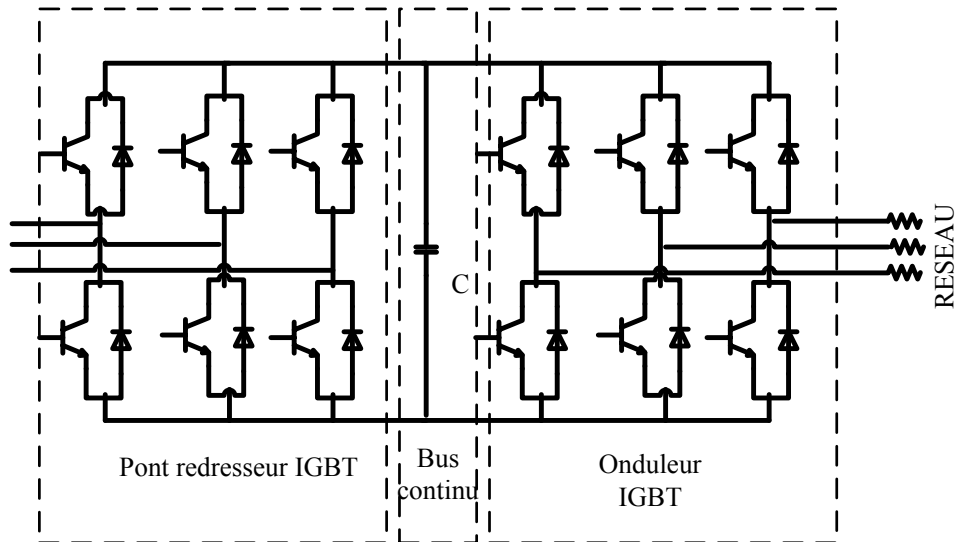


Figure 9.III Schéma du convertisseur choisi

III-5-1 Modélisation du convertisseur

Une fonctionnalité commune des différents types de sources de production décentralisées est à connexion électronique est l'utilisation d'un convertisseur triphasé à modulation de largeur d'impulsion pour assurer le transfert d'énergie au réseau électrique [49]. L'étude de ce convertisseur est intéressante dans la mesure où il est utilisé dans la plupart des nouveaux types de sources de production d'énergie connectée au réseau, mais aussi comme conditionneur de réseau (filtre actif, rééquilibrage de réseau, compensation d'énergie réactif).

III-5-1-1 Modélisation du convertisseur coté réseau dans un repère naturel [35]

Dans cette partie, nous nous intéressons à la modélisation du convertisseur de puissance (constitués d'IGBT et de diodes en antiparallèles) dans le repère triphasé naturel. Le convertisseur considéré dans notre étude, est celui relié au réseau. La structure de l'ensemble de la liaison au réseau, constituée du bus continu, du convertisseur MLI, du filtre d'entrée et du transformateur est rappelée sur la Figure 10.III

Où :

- i_{m_mac} courant fourni par la génératrice.
- i_c courant traversant le condensateur.
- u tension aux bornes du condensateur (tension du bus continu).
- i_{m_res} courant modulé par le convertisseur MLI.

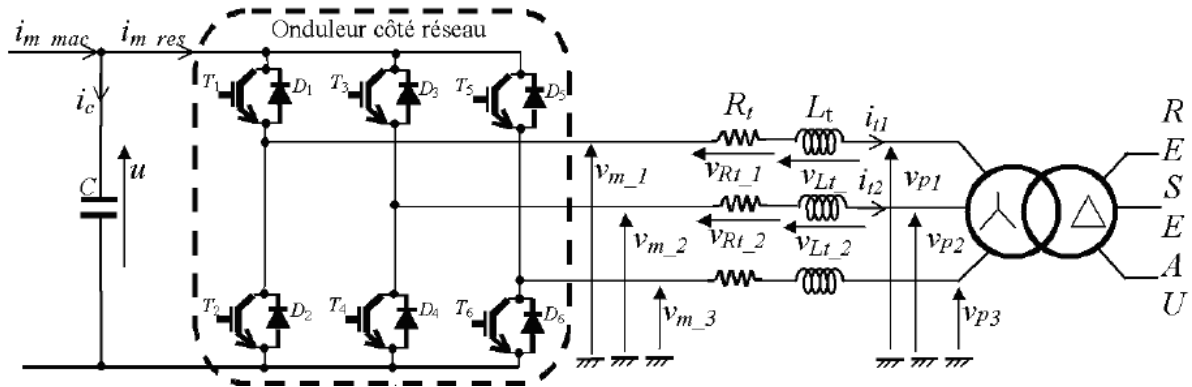


Figure 10.III Schéma électrique de la liaison au réseau via un convertisseur MLI

- $T_i; D_i$, avec $i \in \{1,2,3,4,5,6\}$ désignent respectivement le transistor IGBT et la diode en antiparallèle.
- v_{m_i} , avec $i \in \{1,2,3\}$ sont les tensions simples modulées par le convertisseur MLI.
- R_t, L_t sont, respectivement, la résistance et l'inductance du filtre.
- v_{Rt_i} et v_{Lt_i} , avec $i \in \{1,2,3\}$ sont respectivement la tension aux bornes de la résistance et de l'inductance du filtre.
- v_{pi} , avec $i \in \{1,2,3\}$ sont les tensions simples appliquées aux bornes du transformateur.
- i_{t1}, i_{t2} sont les courants circulant dans le filtre et fournis au réseau.

Afin de générer (et envoyer) un courant sur le réseau électrique, il faut que la tension du bus continu (u) soit supérieure à la valeur crête des tensions composées apparaissant du côté du filtre. En supposant un mode de fonctionnement continu, chaque ensemble transistor-diode peut être considéré comme un interrupteur idéal (bidirectionnel en courant, unidirectionnel en tension) (Figure 11.III). Le convertisseur associé à son interface de contrôle est alors équivalent à une topologie matricielle composée de trois cellules de commutation dont les deux interrupteurs idéaux sont dans des états complémentaires.

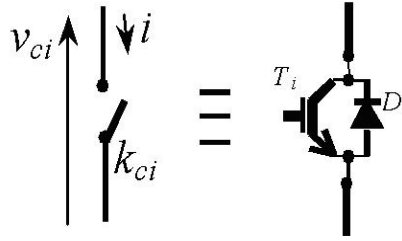


Figure 11.III Interrupteur bidirectionnel en courant

L'état fermé d'un interrupteur idéal sera quantifié par une fonction dite de connexion égale à 1 : $f_{ic} = 1$. L'état ouvert est caractérisé par une fonction de connexion nulle : $f_{ic} = 0$

L'indice c correspond à la cellule de commutation $c \in \{1,2,3\}$ et l'indice i à l'emplacement de l'interrupteur dans cette cellule $i \in \{1,2\}$ (Figure 10.III).

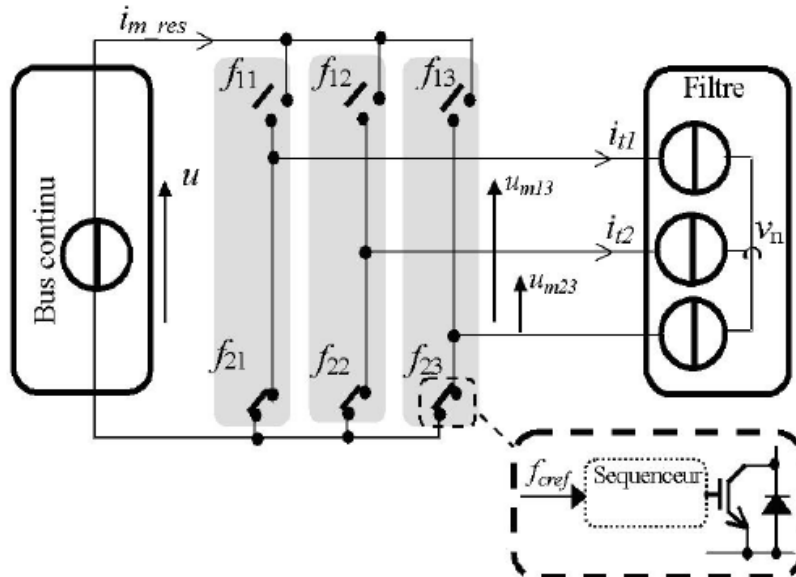


Figure 12.III Matrice d'interrupteurs idéaux équivalente au convertisseur MLI

La condition de ne pas court-circuiter la source de tension (u) et de ne pas interrompre la circulation des courants issus du filtre, impose que les interrupteurs d'une même cellule soient dans des états complémentaires. On doit avoir donc : $f_{1c} = f_{2c} = 1$.

Les tensions modulées sont obtenues à partir de la tension du bus continu et des fonctions de conversion :

$$u_{m13} = m_1 \cdot u \quad \text{(III-18)}$$

$$u_{m23} = m_2 \cdot u \quad \text{(III-19)}$$

Les fonctions m_1 et m_2 sont appelées fonctions de conversion. L'onduleur ayant une structure matricielle, les fonctions de conversion dépendent elles-mêmes des fonctions de connexion selon [50]:

$$m_1 = f_{11} - f_{13} \tag{III-20}$$

$$m_2 = f_{12} - f_{13} \tag{III-21}$$

Les tensions simples modulées sont issues des tensions composées modulées selon la formule suivante :

$$v_{m_1} = \frac{2}{3} \cdot u_{m13} - \frac{1}{3} \cdot u_{m23} \tag{III-22}$$

$$v_{m_2} = \frac{2}{3} \cdot u_{m23} - \frac{1}{3} \cdot u_{m13} \tag{III-23}$$

Le courant modulé est obtenu à partir des courants du filtre et des fonctions de conversion selon :

$$i_{m_res} = m_1 \cdot i_{t1} + m_2 \cdot i_{t2} \tag{III-24}$$

Simulation de l'onduleur

L'onduleur est simulé sur une charge R_{ch} et L_{ch} montée en étoile à travers un filtre de sortie composé d'une inductance L_f et d'une capacité C_f

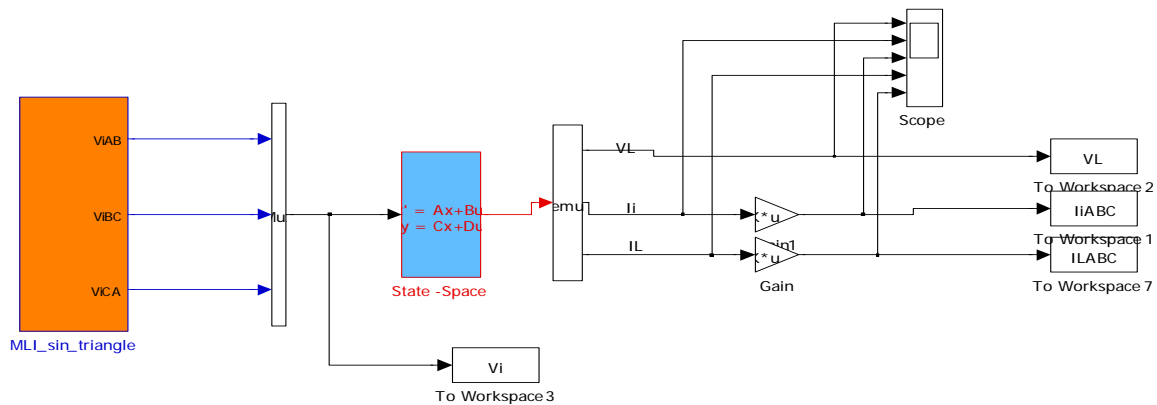


Figure 13.III Schéma bloc Simulink de l'onduleur à MLI

Le schéma bloc est défini sous Matlab simulink par la Figure 13.III.

L'onduleur est modélisé selon un modèle d'état.

Les résultats de simulation sont donnés sur les figures suivantes

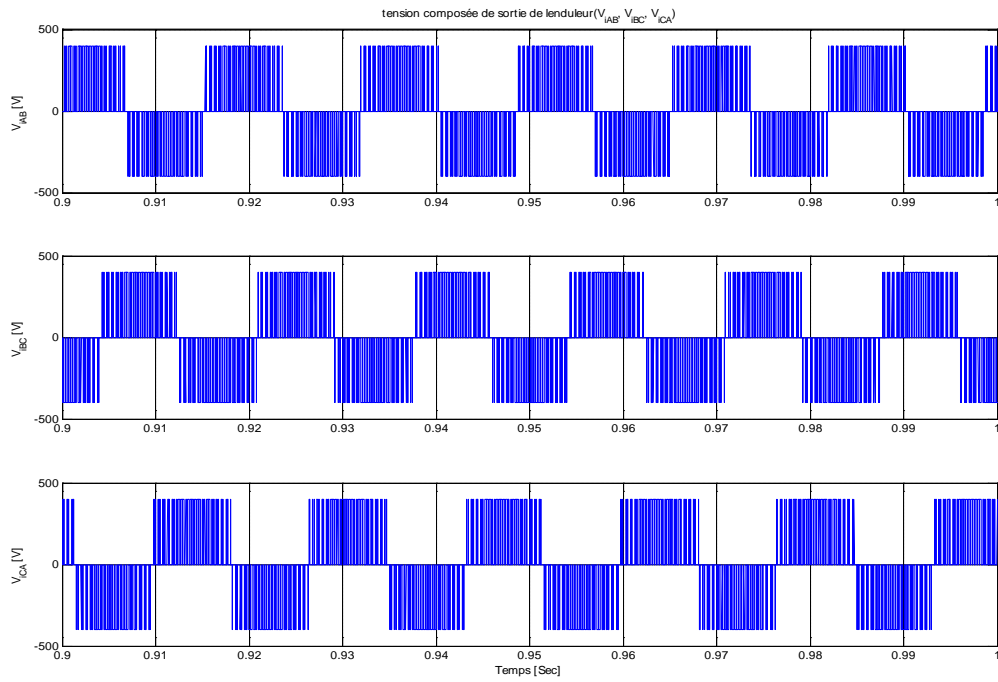


Figure 14.III tensions entre lignes à la sortie de l'onduleur

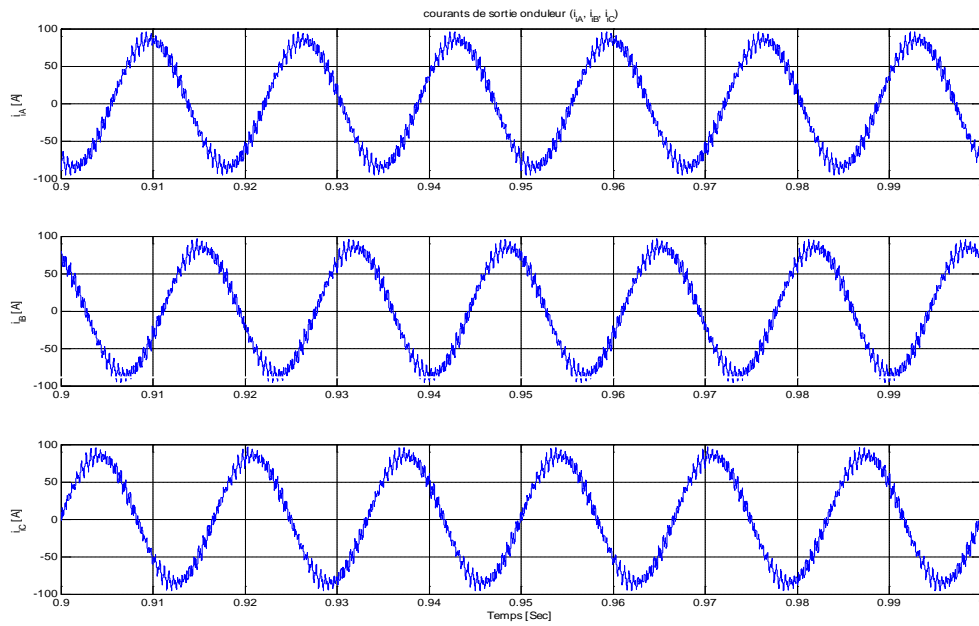


Figure 15.III courants à la sortie de l'onduleur

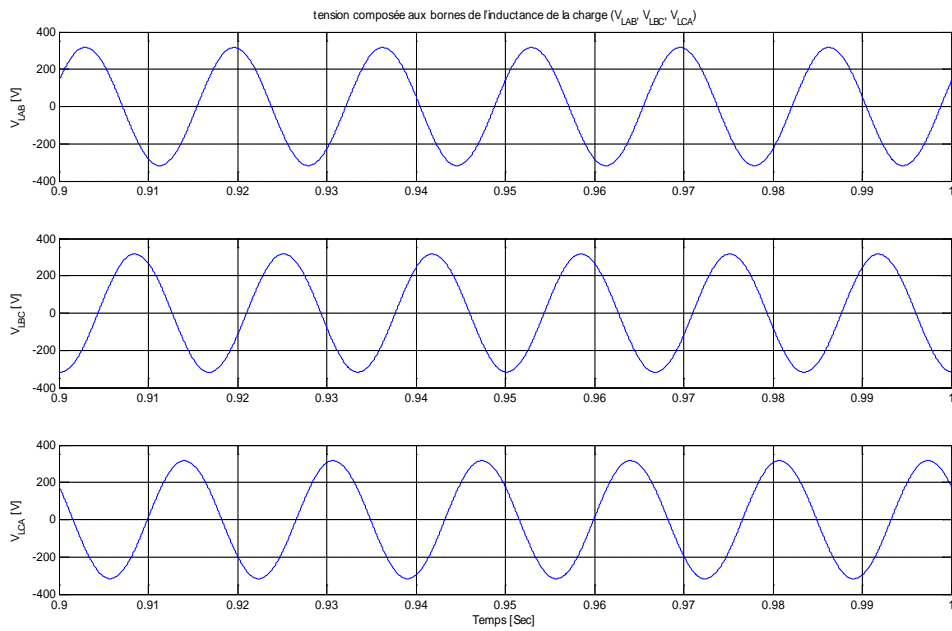


Figure 16.III tensions composées aux bornes de l'inductance la charge

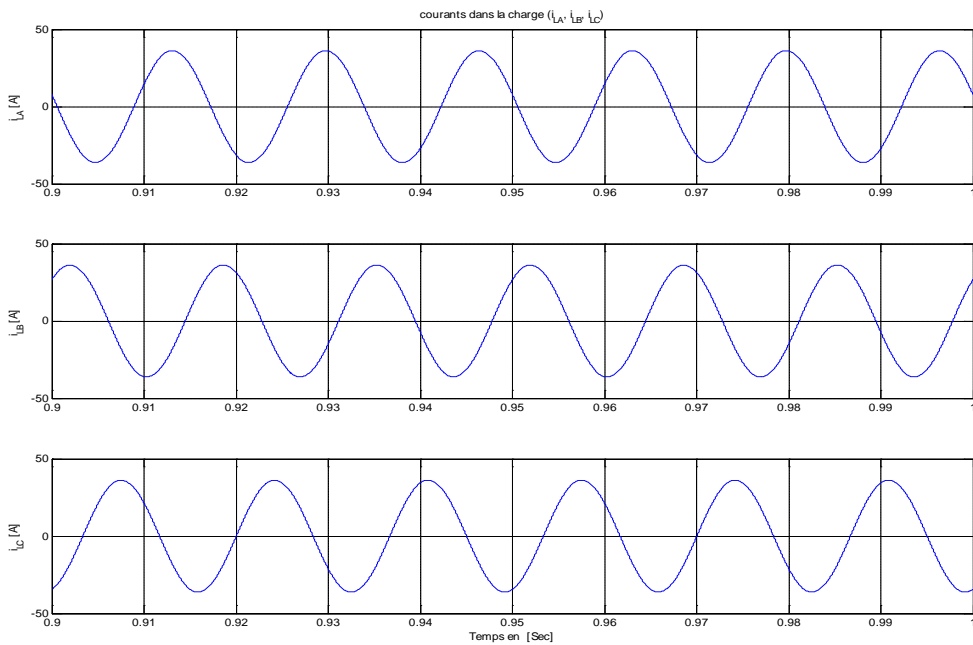


Figure 17.III courants de phases dans la charge

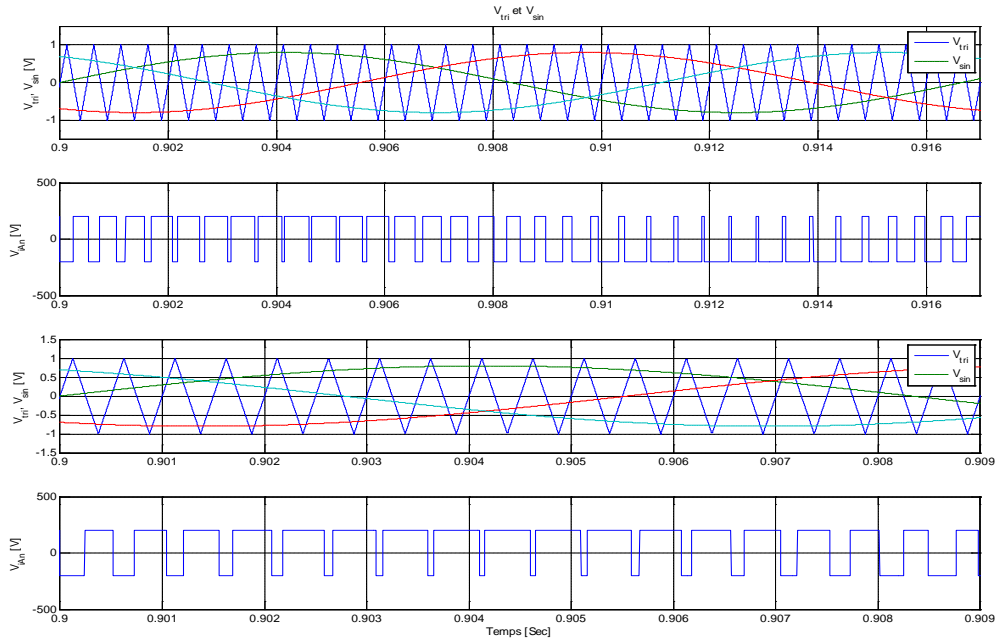


Figure 18.III forme d'onde de la porteuse, signal de référence, et les tensions de ligne à la sortie de l'onduleur.

- (a) onde de la porteuse (V_{tri}) signal de référence (V_{sin})
- (b) tensions simples a la sortie de l'onduleur (V_{iAn})
- (c) zoom sur (V_{tri}) et (V_{sin})
- (d) zoom (V_{iAn})

Interprétation

Les courants circulants dans la charge sont parfaitement sinusoïdaux (Figure 15.III), ainsi que les tensions composées (Figure 14.III)

Cela montre que ce modèle d'onduleur est parfaitement adéquat pour notre application son contrôle repose sur le signal de référence et de la porteuse.

III-5 b) Modèle continu équivalent du convertisseur

Les convertisseurs de puissance sont par nature des systèmes discrets [50], [51], tandis que les générateurs et le réseau d'énergie sont des systèmes continus. Pour l'analyse du comportement dynamique d'un système complet de génération d'énergie et pour la synthèse des différents correcteurs, il est pratique d'adopter un modèle continu équivalent du système complet. Pour cela, il est nécessaire de développer un modèle continu équivalent des convertisseurs de puissance [52]. La dynamique du système étudié est lente par rapport a la fréquence de commutation des convertisseurs MLI. Pour l'étude de cette dynamique, seules les composantes basses fréquences sont utiles pour le modèle à développer. Les harmoniques

générées par les convertisseurs ne sont pas à prendre en compte dans cette étude. Un modèle moyen équivalent des convertisseurs dans le repère de Park a été développé dans l'hypothèse d'un fonctionnement triphasé équilibré (tensions et courants). Ainsi, dans le repère de Park, les tensions simples modulées par le convertisseur du côté du réseau dépendent des tensions de réglage du convertisseur [53] et sont exprimées par :

$$v_{md} = u_{dw_res} \cdot \frac{u}{2} \quad \text{(III-25)}$$

$$v_{mq} = u_{qw_res} \cdot \frac{u}{2} \quad \text{(III-26)}$$

Où v_{md} et v_{mq} sont les composantes directe et en quadrature des tensions modulées.

u_{dw_res} et u_{qw_res} sont les composantes directe et de quadrature des tensions de réglage du convertisseur comprises entre $-\sqrt{\frac{3}{2}}$ et $+\sqrt{\frac{3}{2}}$.

Les tensions simples modulées sont retrouvées en utilisant la transformée inverse de Park.

Le courant modulé par les convertisseurs a pour expression :

$$i_{m_res} = \frac{I}{2} \cdot (u_{dw_res} \cdot i_{td} + u_{qw_res} \cdot i_{tq}) \quad \text{(III-27)}$$

III-6 Modélisation du bus continu

L'évolution temporelle de la tension du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant capacitif (Figure 19.III):

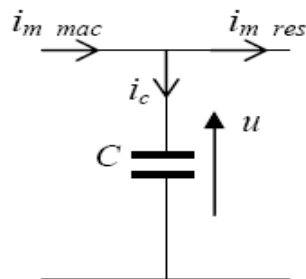


Figure 19.III Schéma électrique du bus continu

$$\frac{du}{dt} = \frac{I}{C} \cdot i_c \quad \text{(III-28)}$$

Ainsi :
$$u = \int \frac{du}{dt} + u(t_0) \quad (III-29)$$

III-7 Modélisation du filtre

III-7 a) dans le repère naturel

Il s'agit d'un filtre passif série (R_t, L_t) raccordé entre le convertisseur de puissance et le réseau (Figure 20.III) pour réduire la propagation des harmoniques dans le réseau électrique.

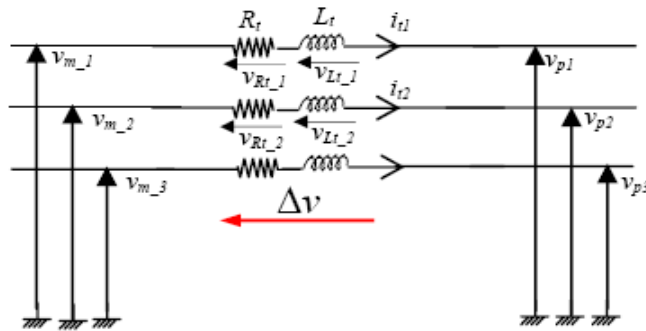


Figure 20.III Schéma électrique du filtre passif

Les courants traversant le filtre sont obtenus par intégration des tensions aux bornes des bobines :

$$\begin{cases} i_{t1}(t) = \frac{1}{L_t} \cdot v_{Lt_1} + i_1(t_0) \\ i_{t2}(t) = \frac{1}{L_t} \cdot v_{Lt_2} + i_2(t_0) \end{cases} \quad (III-30)$$

$i_1(t_0)$ et $i_2(t_0)$ sont respectivement les courants i_1 et i_2 à l'instant initial.

Le courant dans la troisième phase est déduit à partir des deux premiers :

$$i_{t3} = -(i_{t1} + i_{t2}) \quad (III-31)$$

Les tensions aux bornes des résistances sont données par :

$$v_{Rt1} = R_t \cdot i_{t1} \quad (III-32)$$

$$v_{Rt2} = R_t \cdot i_{t2} \quad (III-33)$$

Les tensions aux bornes des bobines peuvent se donner en appliquant la loi des mailles :

$$v_{Lt1} = \Delta v_1 - v_{Rt1} \quad (III-34)$$

$$v_{Lt2} = \Delta v_2 - v_{Rt2} \quad (III-35)$$

III-7 b) dans le repère de Park

Les équations différentielles définissant le filtre peuvent être obtenues en regroupant les équations précédentes :

$$\begin{pmatrix} v_{m_1} \\ v_{m_2} \\ v_{m_3} \end{pmatrix} = R_t \cdot \begin{pmatrix} i_{t1} \\ i_{t2} \\ i_{t3} \end{pmatrix} + L_t \cdot \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{t1} \\ i_{t2} \\ i_{t3} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} v_{p1} \\ v_{p2} \\ v_{p3} \end{pmatrix} \quad \text{(III-36)}$$

Après application de la transformation de Park :

$$v_{mq} = R_t \cdot i_{tq} + L_t \cdot \frac{di_{tq}}{dt} - L_t \cdot \omega_s \cdot i_{td} + v_{pq} \quad \text{(III-37)}$$

$$v_{md} = R_t \cdot i_{td} + L_t \cdot \frac{di_{td}}{dt} - L_t \cdot \omega_s \cdot i_{tq} + v_{pd} \quad \text{(III-38)}$$

III-8 Modèle du transformateur

III-8 a) Modèle du transformateur dans le repère naturel

Le modèle du transformateur ramené au primaire est basé sur le circuit équivalent d'une seule phase représenté sur la Figure 21.III.

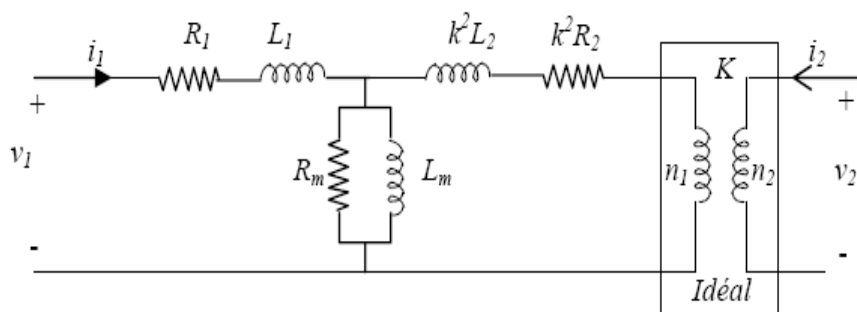


Figure 21.III Schéma équivalent du transformateur ramené au primaire

Dans ce modèle, les pertes fer sont modélisées par une résistance en parallèle avec l'inductance de magnétisation. En négligeant le courant de magnétisation, le modèle peut se réduire à celui représenté sur la Figure 22.III [54].

Avec :

$$R = R_1 + k^2 R_2, L = L_1 k^2 . L_2 \text{ et } k = \frac{n_1}{n_2} \quad \text{(III-39)}$$

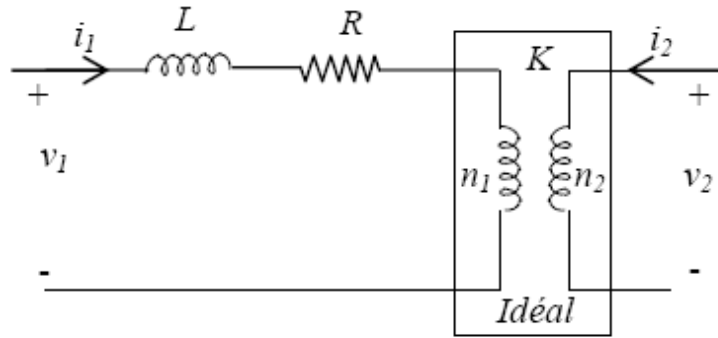


Figure 22.III Schéma monophasé équivalent simplifié du transformateur ramené au primaire

Les équations du circuit triphasé équivalent sont les suivantes :

$$\begin{pmatrix} v_{1a} \\ v_{1b} \\ v_{1c} \end{pmatrix} = R \begin{pmatrix} i_{1a} \\ i_{1b} \\ i_{1c} \end{pmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{1a} \\ i_{1b} \\ i_{1c} \end{pmatrix} + K \begin{pmatrix} v_{2a} \\ v_{2b} \\ v_{2c} \end{pmatrix} \quad \text{(III-40)}$$

III-8 b) Modélisation du transformateur dans le repère de Park

L'application de la transformation de Park donne :

$$\begin{cases} v_{1d} = R.i_{1d} + L \frac{di_{1d}}{dt} - L\omega_s . i_{1q} + K.v_{2d} \\ v_{1q} = R.i_{1q} + L \frac{di_{1q}}{dt} - L\omega_s . i_{1d} + K.v_{2q} \end{cases} \quad \text{(III-41)}$$

III-9 Conclusion du troisième chapitre.

Après avoir présenté les types des aimants permanents et les caractéristiques des matériaux utilisés, nous avons établi un modèle de la machine synchrone dans sa structure générale, avant d'arriver à un modèle définitif de la génératrice synchrone à aimants permanents utilisée au cours de ce travail. Ce modèle a été validé par les résultats de simulation aboutis pour une génératrice à vide, avec une charge séparée, ou encore connectée à une source de tension.

Un modèle équivalent du convertisseur utilisé, du bus continu du filtre et du transformateur a été aussi abordé.

Dans un intérêt de simplifier les modèles abordé nous avons opté pour des modèles équivalents dans le repère de Park.

Le chapitre suivant abordera l'aspect régulation de la chaîne éolienne globale.

Chapitre IV
Contrôle de la chaîne éolienne globale

Chapitre IV Contrôle de la chaîne éolienne globale

IV-1 Introduction

Le modèle complet de la chaîne de conversion éolienne englobe en outre la turbine et son arbre, la GSAP, un redresseur MLI, un bus continu, un onduleur MLI, un filtre et un transformateur qui assure le couplage au réseau. Ce système est assez compliqué pour la génération des lois de commande qui le gère, néanmoins il suffit de partager en parties le système et ainsi suivre le flux de transfert de puissance de la turbine jusqu'au réseau.

Pour simplifier le système global un Modèle équivalent de la partie électrique dans le repère de Park sera construit.

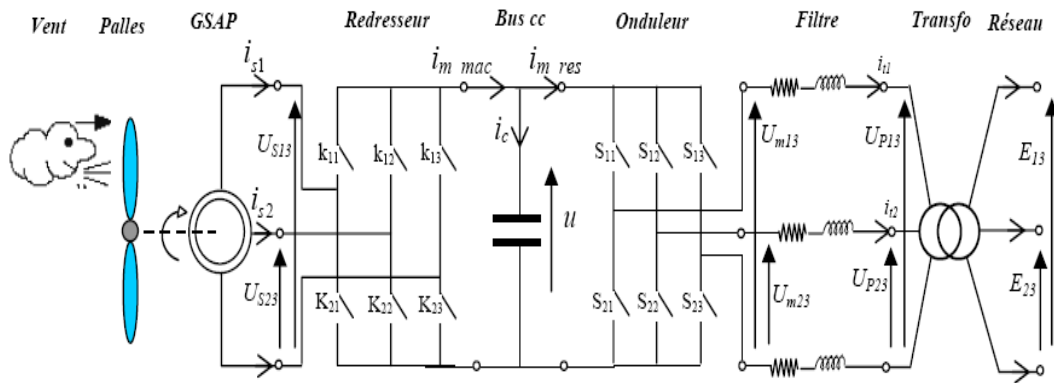


Figure 1.IV Schéma complet de la chaîne de conversion éolienne à base d'une GSAP

IV-2 commande au niveau de la GSAP

La figure 1.IV illustre les trois parties de commande de la GSAP qui sont:

- 1- l'algorithme d'extraction du maximum de puissance.
- 2- La commande vectorielle de la GSAP.
- 3- Le contrôle du convertisseur MLI1.

Les techniques d'extraction du maximum de puissance détaillées dans le chapitre II permettent de piloter la génératrice synchrone en imposant un couple de référence donné par la formule (II-46).

La commande vectorielle de la GSAP permet d'appliquer les tensions de réglage nécessaires à ces bornes pour avoir le couple demandé [42,55]. La commande rapprochée du convertisseur détermine les signaux nécessaires à la MLI1. Le contrôle du convertisseur MLI1 est identique à celui du convertisseur MLI2.

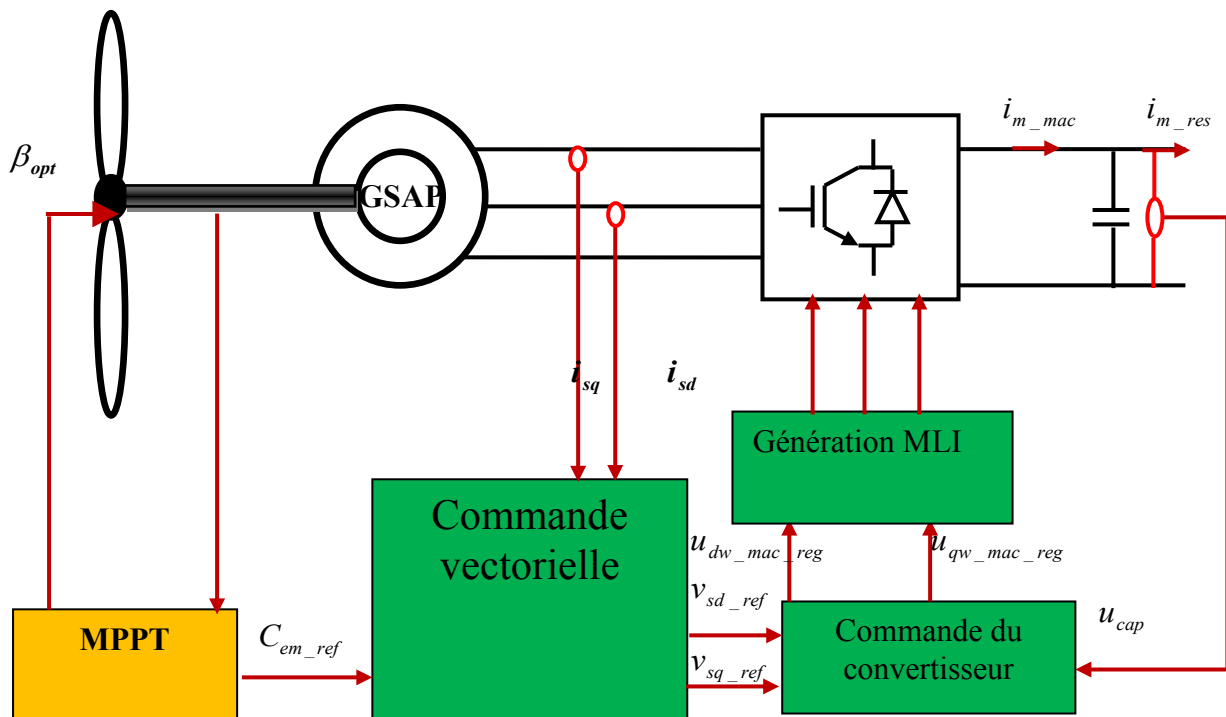


Figure 2.IV Schéma de commande de la génératrice synchrone à aimants permanents

IV-2-1 Commande en couple de la GSAP

La commande vectorielle est une méthode qui traite la technique de contrôle des machines alternatif [56]. Son principe consiste à éliminer le couplage entre l'inducteur et l'induit en dissociant le courant statorique en deux composantes (i_{ds}, i_{qs}) en quadrature dans un référentiel lié au champ tournant de façon que l'une des composantes (i_{qs}) commande le couple et l'autre (i_{ds}) commande le flux, ce qui permet d'obtenir un fonctionnement comparable à celui d'une machine à courant continu, à excitation séparée [47].

IV-2-2 Commande vectorielle de la machine synchrone à aimants permanents

La commande de la génératrice est basée sur un pilotage vectoriel classique avec capteur de position [55,56]. Le champ magnétique d'excitation dans une machine synchrone est produit par le rotor. Ce champ magnétique tourne avec une vitesse angulaire égale à la vitesse de rotation électrique. Un autre champ magnétique tournant est appelé la réaction de l'induit est produit par les enroulements de stator. $p\Omega$ La vitesse de rotation est liée à la pulsation du champ tournant par la relation:

$$\Omega = \frac{\omega}{p} \quad (IV-1)$$

Où p est le nombre de paires de pôles de la machine. Si on suppose un fonctionnement de la machine à vide et sans pertes, seul le flux magnétique d'excitation apparaît. La commande vectorielle classique consiste à aligner un des deux axes du repère de Park, généralement l'axe direct d selon ce vecteur tournant composé par le champ d'excitation [31,44].

Lorsque la machine est chargée, une réaction d'induit apparaît et déplace le flux d'excitation. Le couple électromagnétique et la vitesse de rotation dépendent donc des courants statoriques et du flux magnétique. Comme décrit dans le chapitre III, le modèle de la machine synchrone à aimants permanents dans le repère de Park est donné par les équations différentielles :

$$\begin{cases} v_d = -R_s \cdot i_d - L_s \frac{di_d}{dt} + \omega L_q i_q \\ v_q = -R_s \cdot i_q - L_s \frac{di_q}{dt} - \omega L_d i_d + \omega \Psi_f \end{cases} \quad (IV-2)$$

Avec :

$$\begin{cases} \Psi_d = L_d i_d + \Psi_f \\ \Psi_q = L_q i_q \end{cases} \quad (IV-3)$$

IV-2 devient

$$\begin{cases} v_d = -R_s \cdot i_d - \frac{d\Psi_d}{dt} + \omega \Psi_q \\ v_q = -R_s \cdot i_q - \frac{d\Psi_q}{dt} - \omega L_d i_d + \omega \Psi_f \end{cases} \quad (IV-4)$$

L'expression du couple électromagnétique est donnée par:

$$C_{em} = \frac{3}{2} P (\Psi_d \cdot i_q - \Psi_q \cdot i_d) \quad (IV-5)$$

Pour une machine synchrone à pôles lisse on a:

$$L_d = L_q = L_s$$

En passant à une écriture complexe :

$$\underline{v}_{-s} = R_s \underline{i}_{-s} + L_s \frac{d\underline{i}_{-s}}{dt} + j\omega \underline{\Psi}_{-s} \quad (IV-6)$$

$$\underline{i}_s = \underline{i}_d = \underline{i}_q \quad (IV-7)$$

Donc :

$$\underline{v}_s = j\omega \underline{\Psi}_s \quad (IV-8)$$

$$\underline{\Psi}_s = \underline{\Psi}_q = \underline{\Psi}_d \quad (IV-9)$$

$$\underline{v}_s = \underline{E}_0 = \underline{v}_q \quad (IV-10)$$

La force électromotrice de la génératrice est donnée par :

$$E_0 = p \cdot \Omega \cdot \Psi_f \quad (IV-11)$$

Parmi les stratégies de commande vectorielle appliquées à une machine synchrone, celle qui consiste à imposer une référence du courant direct i_d égale à zéro est la plus répandue.

Le couple électromagnétique est donné donc par l'expression :

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \Psi_f \cdot i_q \quad (IV-12)$$

Ainsi il est possible de contrôler le couple électromagnétique en contrôlant le courant i_q tandis que le courant i_d est asservi à zéro.

IV-2-2-1 Synthèse des correcteurs

On propose de mettre en œuvre des régulateurs de type PI dans la structure de commande.

Les équations du modèle mathématique de la machine synchrone à aimants permanents peuvent être écrites par la forme :

$$\begin{cases} V_d = R_s \cdot I_d(s) + PL_s \cdot I_d(s) - \omega \cdot \Psi_q(s) \\ V_q = R_s \cdot I_q(s) + PL_s \cdot I_q(s) - \omega \cdot \Psi_d(s) \end{cases} \quad (IV-13)$$

Les termes $E_{dq} = \omega \cdot \Psi_{dq}$ sont considérés comme des perturbations mesurables.

La fonction de transfert de la machine peut se mettre sous la forme suivante :

$$G_s(p) = \frac{I}{R_s + L_s \cdot s} = \frac{I}{R_s} \cdot \frac{1}{1 + T_e \cdot s} \quad (IV-14)$$

$$G_s(p) = \frac{I_{dq}(s)}{V_{d,q}(s) + E_{d,q}(s)} \quad (IV-15)$$

Avec la constante de temps :

$$T_e = \frac{L_s}{R_s} \quad (IV-16)$$

Les boucles de régulation se présentent alors sous la forme du schéma donné sur la Figure 3. IV, (Les constante K_p et K_i sont identiques pour la boucle de courant de l'axe direct et de quadrature).

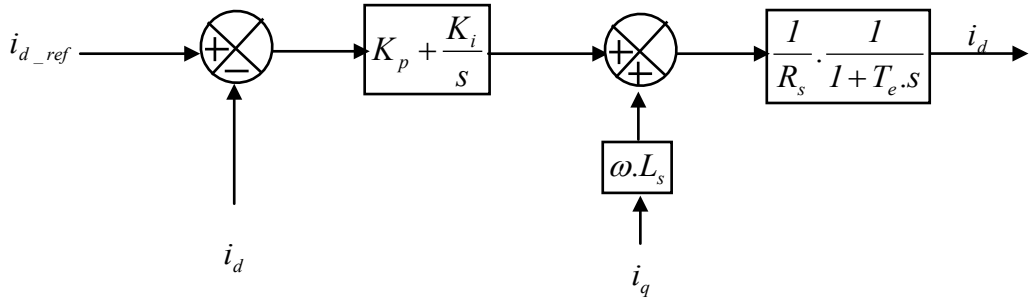


Figure 3.IV boucle de régulation des courants

La figure 4.IV illustre les deux boucles de régulation des courants et découplage des tensions.

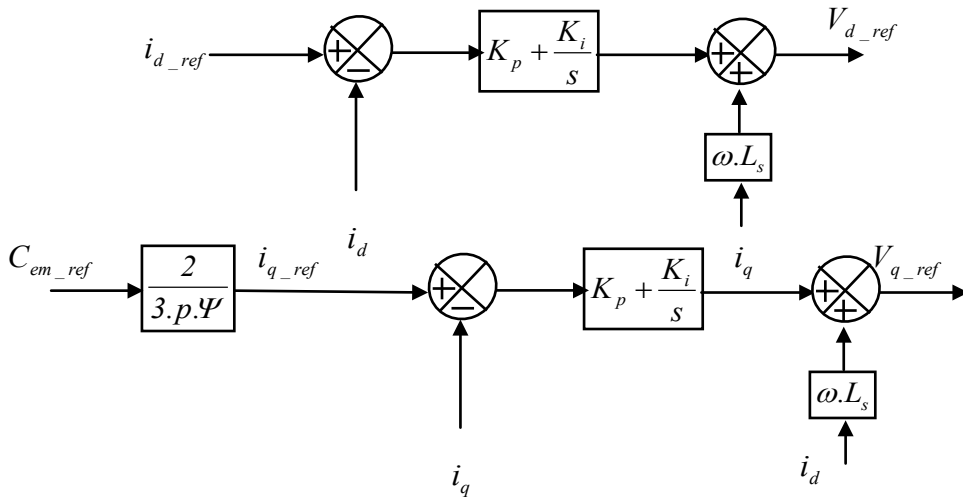


Figure 4.IV Stratégie de commande en couple de la GSAP

Les constantes des correcteurs sont déterminées par la méthode de placement de pôles.

Pour la boucle de vitesse les constantes des correcteurs sont données par [57]:

$$K_{p\omega} = \frac{2.p^2.\Psi_f}{J} \tag{IV-17}$$

$$K_{i\omega} = \frac{2.p^2.\Psi_f.R_s}{JL_s} \tag{IV-18}$$

Ainsi la structure générale du contrôle de la GSAP et de sa connexion au convertisseur coté machine (Conv-1) est donnée par la Figure 5-IV

Les courants de référence du convertisseur (Conv-1) sont générés par le contrôle vectoriel de la GSAP et le captage de la tension du bus continu.

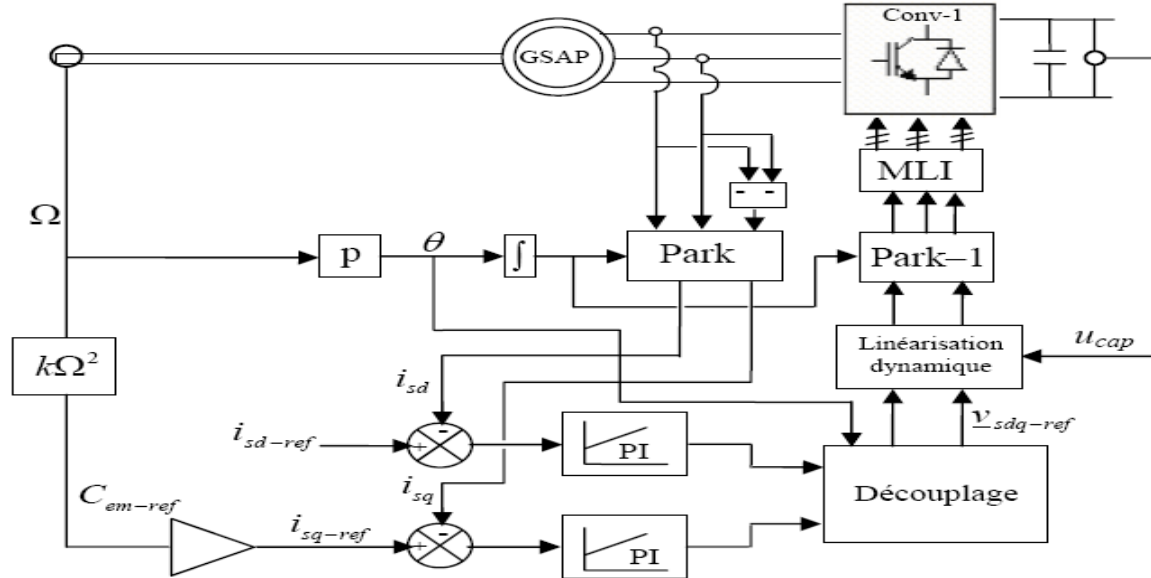


Figure 5.IV Schéma complet de commande vectorielle de GSAP associé au convertisseur Conv-1

IV-3 Contrôle de la connexion coté réseau

IV-3-1 Contrôle du convertisseur coté réseau

L'ensemble des productions d'énergie sont connectés au réseau triphasé via un convertisseur et un transformateur, entre lesquels s'insère un filtre triphasé. Le rôle du convertisseur coté réseau est de maintenir la tension du bus continu constante quelque soit l'amplitude et le sens de la puissance, en générant le courant de charge nécessaire au condensateur notamment dans la phase de démarrage par le contrôle des courants transités vers le réseau via le filtre [35,58]. Le convertisseur est commandé de manière à imposer des références aux tensions simples à partir de la mesure de la tension du bus continu selon la relation inverse du modèle continu équivalent du convertisseur donné précédemment par les équations (III-18), et (III-19)

$$\begin{cases} u_{dv_res_ref} = v_{md_ref} \cdot \frac{2}{u} \\ u_{qw_res_ref} = v_{mq_ref} \cdot \frac{2}{u} \end{cases} \quad (IV-19)$$

IV-3-2 Contrôle des courants transités au réseau

En observant les équations (III-27) et (III-28) on remarque qu'il y a un couplage défini par les FEM suivantes :

$$\begin{cases} e_d = L_t \cdot \omega_s \cdot i_{tq} \\ e_q = -L_t \cdot \omega_s \cdot i_{td} \end{cases} \quad (IV-20)$$

Pour avoir les courants désirés, les tensions de compensation sont considérées comme des grandeurs de perturbation, et les tensions de référence peuvent être écrites sous la forme :

$$\Delta v_d^* = \Delta v_d - L_t \cdot \omega_s \cdot i_{tq} \quad (IV-21)$$

$$\Delta v_q^* = \Delta v_q + L_t \cdot \omega_s \cdot i_{td} \quad (IV-22)$$

Avec :

$$\Delta v_d = R_t i_{td} + L_t \cdot \frac{di_{td}}{dt} \quad (IV-23)$$

$$\Delta v_q = R_t i_{tq} + L_t \cdot \frac{di_{tq}}{dt} \quad (IV-24)$$

En appliquant la transformé de Laplace aux équations précédentes on aura :

$$F(s) = \frac{i_{td}(s)}{\Delta v_d(s)} = \frac{1}{R_t + L_t \cdot s} \quad (IV-25)$$

$$F(s) = \frac{i_{tq}(s)}{\Delta v_q(s)} = \frac{1}{R_t + L_t \cdot s} \quad (IV-26)$$

Le schéma de découplage est donné par la figure suivante

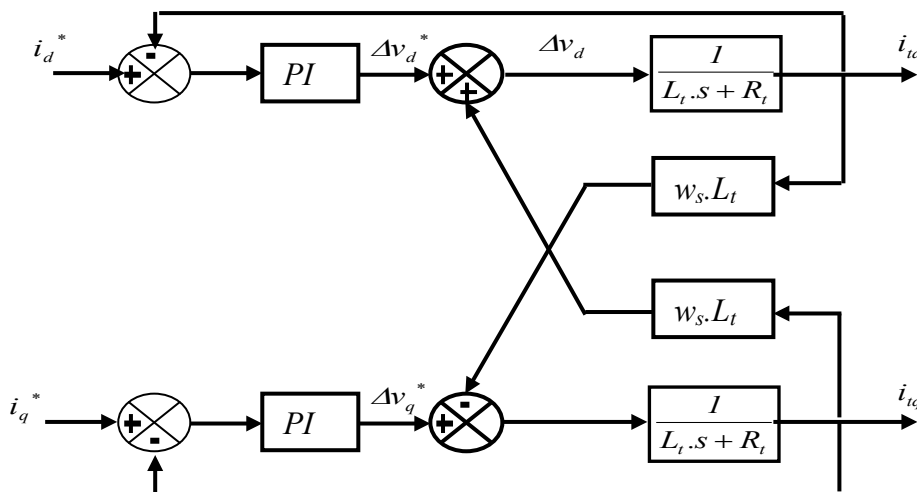


Figure 6.IV Schéma du découplage entre les courants transités au réseau

IV-3-3 Contrôle des puissances

Les puissances transitées vers le réseau sont données par les équations suivantes :

$$P = v_{pd} i_{td} + v_{pq} i_{tq} \quad (IV-27)$$

$$Q = v_{pq} i_{td} - v_{pd} i_{tq} \quad (IV-28)$$

Par inversion de ces équations il est possible d'appliquer des puissances de référence P_{ref} et Q_{ref} en imposant des courants de référence :

$$i_{td_ref} = \frac{P_{ref} \cdot v_{pd_mes} + Q_{ref} \cdot v_{pq_mes}}{v_{pd_mes}^2 + v_{pq_mes}^2} \quad (IV-29)$$

$$i_{tq_ref} = \frac{P_{ref} \cdot v_{pq_mes} - Q_{ref} \cdot v_{pd_mes}}{v_{pd_mes}^2 + v_{pq_mes}^2} \quad (IV-30)$$

Le système de commande doit répondre aux objectifs suivants:

- assurer un contrôle indépendant des puissances active et réactive circulant entre le convertisseur et le réseau.
- Maintenir une tension constante du bus continu.
- Avoir des courants sinusoïdaux au primaire du transformateur d'amplitude et fréquence définis.

IV-4 Régulation du bus continu par réglage du transit de puissance active

IV-4-1 Modélisation du transit de la puissance active vers le réseau

Le bilan de puissances transitées au réseau est défini par :

P_{dc_mac} : La puissance active transitée par le convertisseur coté machine au bus continu exprimé par:

$$P_{dc_mac} = u_{cap} \cdot i_{m_mac} \quad (IV-31)$$

$P_{condens}$: Puissance emmagasinée dans le condensateur.

$P_{pertes_condens}$: Pertes dissipées au sein du bus continu.

$P_{pertes_convert}$: Pertes du convertisseur coté réseau.

P_{pertes_filtre} : Pertes dissipées par effet Joule dans le filtre, données par:

$$P_{pertes_filtre} = R_t \cdot i_{td}^2 + R_t \cdot i_{tq}^2 \quad (IV-32)$$

P_{dc_res} et P_{ac_res} : Puissances transitées par le condensateur et le convertisseur coté réseau.

Ces puissances sont représentées sur la Figure 7-IV avec:

$$P_{dc_res} = P_{dc_mac} - P_{condens} - P_{pertes_condens} \quad (IV-33)$$

$$P_{ac_res} = P_{dc_res} - P_{pertes_convert} \quad (IV-34)$$

$$P = P_{ac_res} - P_{pertes_filtre} \quad (IV-35)$$

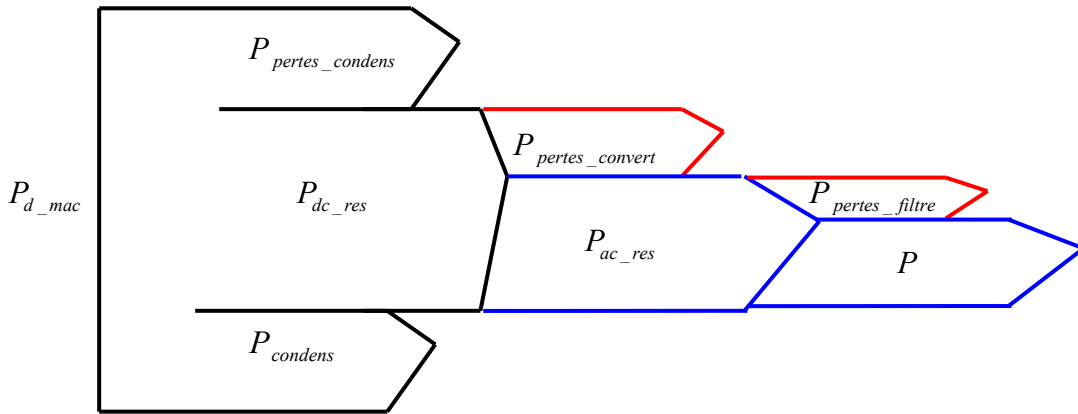


Figure 7.IV Schéma représentatif du transit de puissance

IV-4-2 Contrôle du transit de puissance de la liaison au réseau

A partir du Schéma de la Figure 7.IV; la puissance emmagasinée dans le condensateur et les pertes de Joule varient en fonction de la puissance transitée au réseau. En effet, toute réduction de la puissance transitée conduit à une diminution des pertes Joule et une augmentation de la puissance emmagasinée dans le condensateur, et toute augmentation de la puissance transitée au réseau conduit à une augmentation des pertes Joule et une diminution de la puissance emmagasinée dans le condensateur [18].

Il est donc nécessaire de contrôler la puissance emmagasinée dans le condensateur et donc la tension du bus continu.

En négligeant les pertes dans le condensateur, dans le convertisseur et dans le filtre devant la puissance transitée au réseau, il suffit de connaître la puissance disponible issue du redresseur P_{dc_mac} donnée par l'équation (IV-31), et la puissance à stocker dans le condensateur P_{cond_ref} pour déterminer la puissance de référence nécessaire. La référence de la puissance stockée dans le condensateur varie donc en fonction de la référence du courant capacitif selon l'expression:

$$P_{cond_ref} = u_{cap} \cdot i_{c_ref} \quad (IV-36)$$

Ainsi on aboutit à :

$$P_{dc_res_ref} = P_{dc_mac} - P_{cond_ref} \quad (IV-37)$$

$$P_{ac_res_ref} = P_{dc_res_ref} \quad (IV-38)$$

$$P_{ref} = P_{ac_res_ref} \cdot \quad (IV-39)$$

Ainsi en régulant le transit de puissance on arrive à imposer le courant du bus continu.

IV-5 Simulation et résultats

La caractéristique de la turbine ($C_p = f(\lambda)$), de la turbine utilisée est différente de la turbine précédente elle est illustrée par la Figure 8.IV

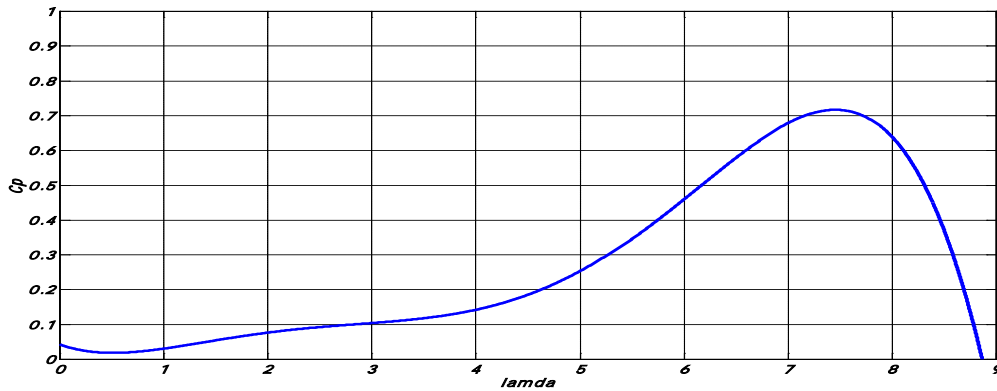


Figure 8.IV $C_p = f(\lambda)$

Cette caractéristique dépasse la limite de Betz du à l'approximation polynomiale du coefficient de puissance.

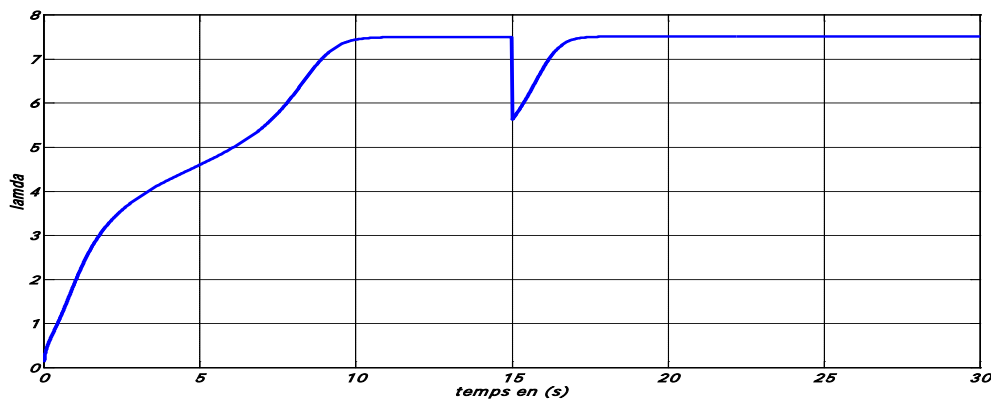


Figure 9.IV Variation de la vitesse spécifique (TSR)

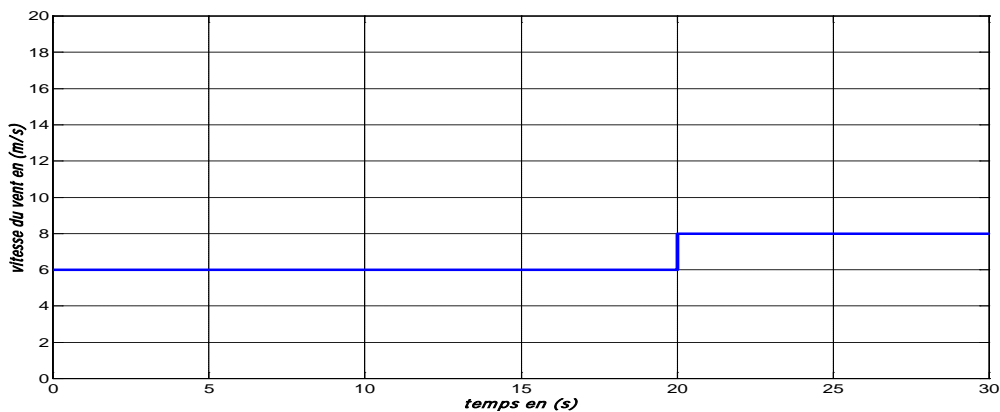


Figure 10.IV Profil du vent appliqué

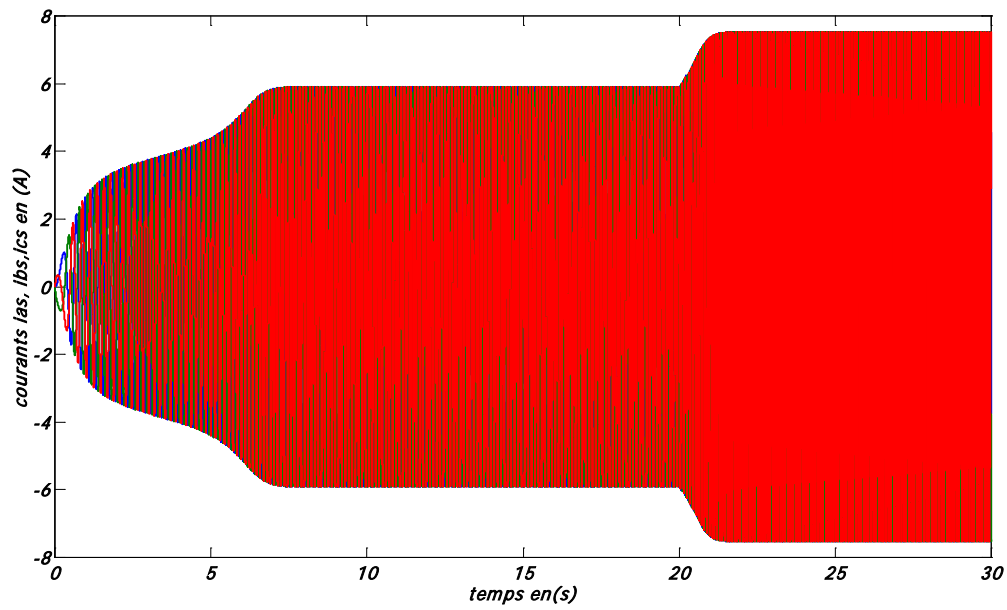
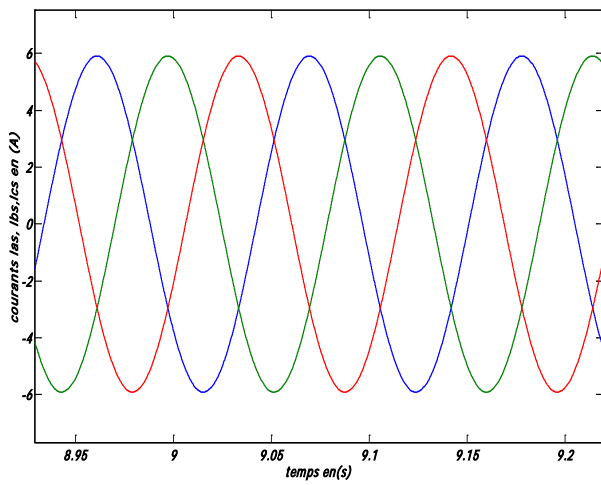
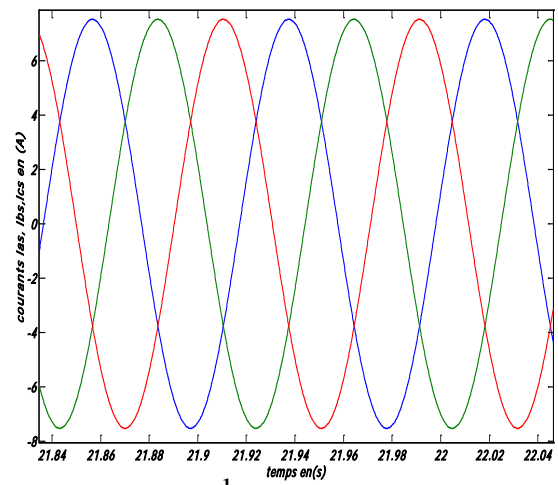


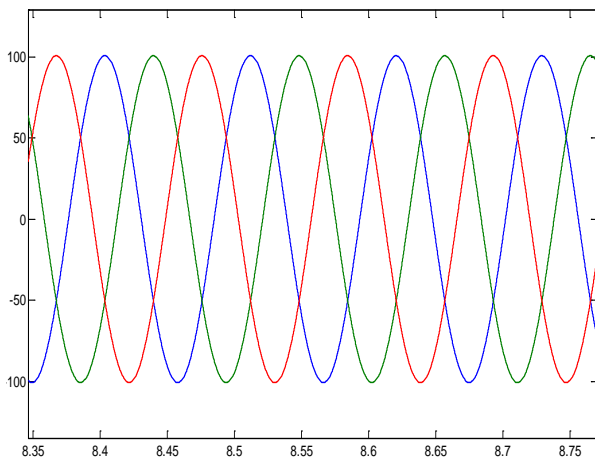
Figure 11.IV Allure des courants issus de la génératrice



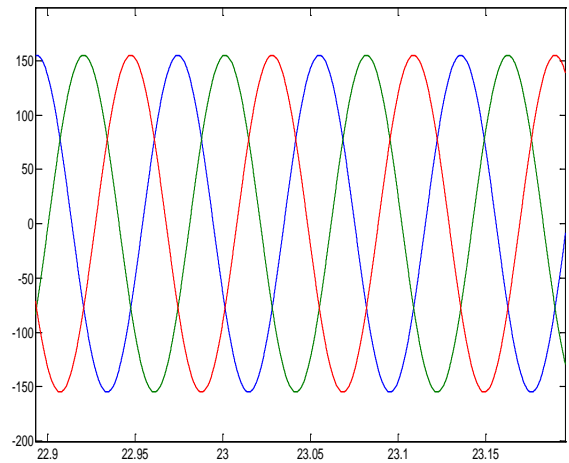
a



b



c



d

Figure 12.IV Zoom sur les courants et les tensions issus de la génératrice

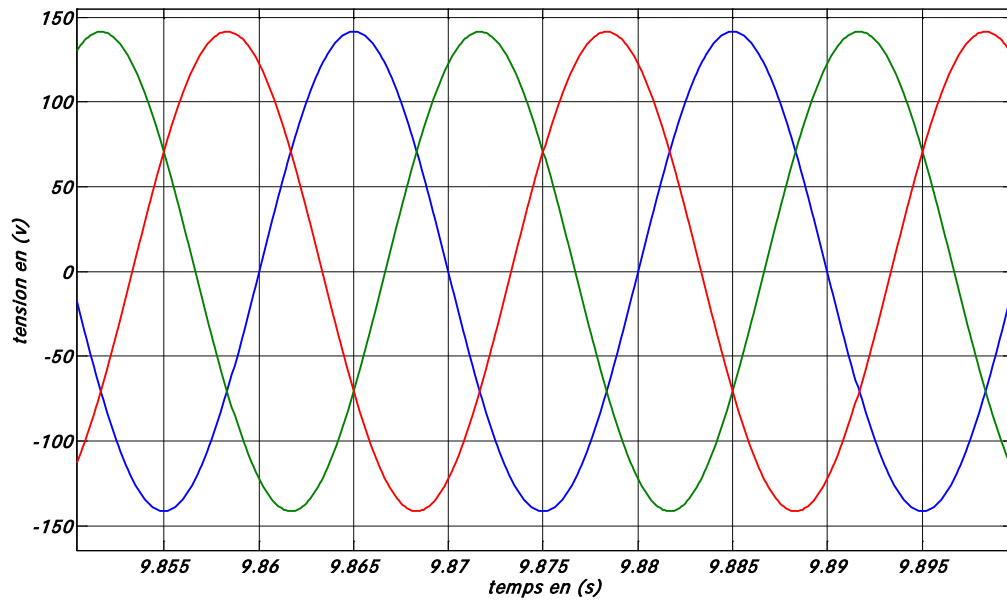


Figure 13.IV Zoom sur les tensions envoyées au réseau

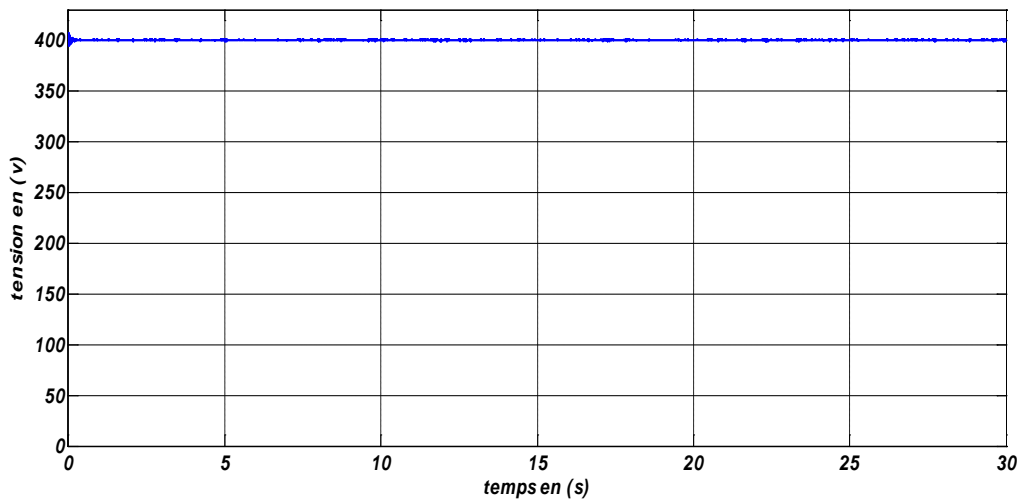


Figure 14.IV Tension du bus continu

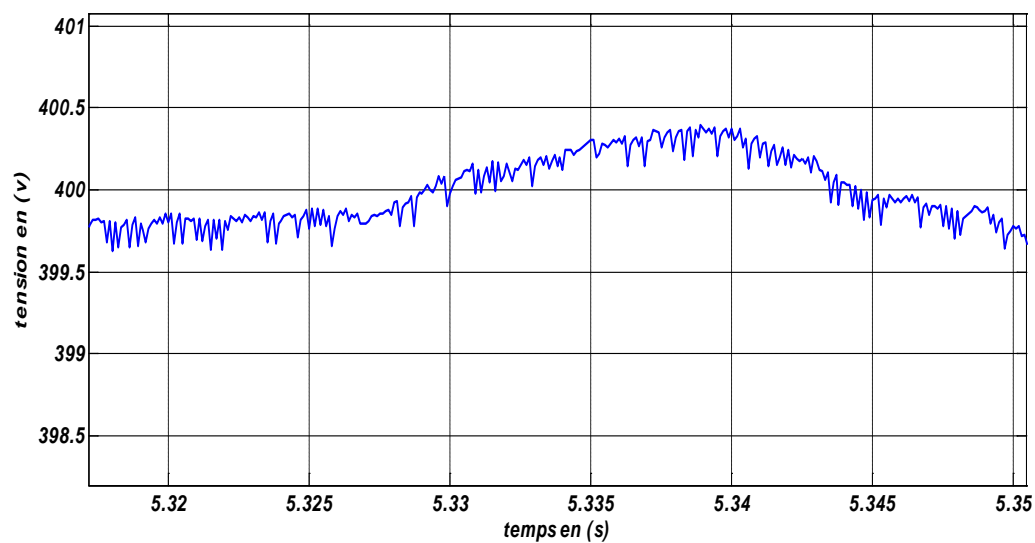


Figure 15.IV Zoom sur la tension du bus continu

Sur la Figure 9.IV on remarque que la vitesse spécifique est maintenue à sa valeur optimale grâce à l'algorithme de maximisation de puissance.

La Figures 11.IV représente les courants issus de la génératrice ; il est à remarquer sur les zooms (a) et (b) l'augmentation du courant suite à l'augmentation de la vitesse du vent et même chose pour les tensions sur les zooms (c) et (d).

Plus la vitesse du vent est plus importante plus la tension issue de la génératrice est grande.

Cependant pour les tensions et les courants aux bornes du filtre arrivent à suivre la fréquence du réseau.

La tension aux bornes du bus continu (Figure 15.IV) est maintenue à sa valeur nominale.

IV-6 Conclusion du quatrième chapitre

Dans ce chapitre nous avons assemblé les différentes parties de la chaîne de conversion éolienne, la turbine et le système électrique pour la connexion au réseau.

Nous avons décrit le contrôle vectoriel au niveau de la génératrice le contrôle du transit de puissance vers le réseau, le contrôle du bus continu et le contrôle des courants transités au réseau.

Conclusion Générale

L'objectif de ce travail est d'apporter une contribution à l'étude de systèmes de commande d'une éolienne, ainsi notre choix s'est porté sur une structure à vitesse variable à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP).

Dans le but de concevoir le principe de régulation de la vitesse mécanique, une étude aérodynamique de la pale a été faite. Un état de l'art a été présenté des différentes configurations électriques utilisées dans le domaine de l'énergie éolienne. Parmi les topologies citées, notre choix s'est porté sur l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents à vitesses variables avec redresseur et onduleur commandés par MLI.

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

Une modélisation du système d'orientation des pales pour limiter la puissance aérodynamique recueillie par la turbine pour des vitesses de vent élevées a été considérée; de même que la description des correcteurs permettant le réglage de l'angle d'orientation pour obtenir un fonctionnement à puissance électrique constante. De là, le comportement de la turbine peut donc être observé à travers un modèle de simulation pour différentes conditions de fonctionnement de charge et de vent. Les résultats de simulation ont montré l'efficacité de la stratégie de limitation de la puissance recueillie par la turbine éolienne.

Le modèle de la GSAP a été validé par les résultats de simulation à vide, avec charge séparée, ou encore connectée à une source de tension parfaite.

Enfin, une modélisation a été élaborée des différents éléments de la chaîne éolienne selon une structure de conversion d'énergie choisie constituée d'une machine synchrone à aimants permanents, pilotée par le stator par un convertisseur contrôlé par MLI, un bus continu placé en aval de ce convertisseur, garde par un contrôle adéquat une tension constante. La liaison au réseau est ensuite réalisée par un autre convertisseur contrôlé par MLI, un filtre de lissage, et un transformateur. Un modèle continu équivalent du système complet, a été développé dans le but d'analyser son comportement dynamique. Compte tenu de la complexité du système étudié, deux dispositifs de commande, complètement séparés ont été développés. Le premier dispositif est basé sur la commande vectorielle de la génératrice pour pouvoir extraire la puissance maximale du vent, alors que le deuxième est consacré au contrôle de la liaison au réseau, avec la régulation du bus continu.

Références bibliographiques

[01] **H. Camblong** ; « *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable* » ; thèse doctorat en automatique de l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux ; décembre 2003.

[02] Rapport annuel du conseil mondial de l'énergie éolienne 2009, 15 avril 2010, (Global Wind Energy Council, GWEC) disponible en ligne sur <http://www.gwec.net/>

[03] Site d'ENERCON http://www.enercon.fr/en/_home.htm

[04] Article disponible en ligne sur <http://www.greenunivers.com>

[05] **F.Poitiers** ; « *Etude et Commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne : - Machine asynchrone à cage autonome - Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau* », Thèse de doctorat, 19 Décembre 2003, Ecole polytechnique de l'université de Nantes.

[06] Documentation GE WIND disponible en ligne sur <http://www.gepower.com>. Mars 2010

[07] **N. Laverdure** « *Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires* » ; thèse doctorat de l'INPG ; Spécialisé : Génie électrique ; 09 décembre 2005.

[08] **E. Hau** ; « *Wind Turbines : Fundamentals, Technologies, Applications, Economics* » ; deuxième édition ; © Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2006

[09] **S. Mathew**, « *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics* » Springer, Germany

[10] Site de l'association danoise de l'énergie éolienne, Mars 2010, <http://www.windpower.org>.

[11] **M. Lôpez**, « *Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée* », thèse doctorat de l'université Paris-Sud 11 ; Spécialité : Physique ; 18 Février 2008.

[12] **A. Diop** « *Contribution au développement d'un simulateur électromécanique d'aérogénérateurs: Simulation et commande en temps réel d'une turbine de puissance moyenne à angle de calage variable* », Thèse de Doctorat de l'Université du Havre, 1999.

- [13] **R. Hoffman**, « *A comparison of control concepts for wind turbines in terms of energy capture* », Thèse Dipl.-Ing. Université de Darmstadt, 2002.
- [14] **A. Teninge** ; « *participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire* » ; thèse de doctorat de l'INPG ; Spécialité : Génie électrique ; 04 décembre 2009.
- [15] **JL. Rodríguez-Amenedo, S. Arnalte, JC. Burgos**, « *Automatic Generation Control of a Wind Farm with Variable Speed Wind Turbines* », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 17, no. 2, 2002
- [16] **S. Bhowmik, R. Spée, JHR. Enslin**, « *Performance Optimization for Doubly Fed Wind Power Generation Systems* », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 35, no. 4, 1999.
- [17] **A. Petersonn**, « *Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines* », thèse de doctorat de l'université de Chalmers, Goteborg, 2003.
- [18] **DJ. Atkinson, B. Hopfensperger, RA. Lakin**, « *Field Oriented Control of a Doubly-Fed Induction Machine using Coupled Microcontroller* », EPE Conference Proceedings, 1999
- [19] **CJ. Ramos, AP. Martins, AS. Araujo, AS. Carvalho**, « *Current Control in the Grid Connection of Double-Output Induction Generator Linked to a Variable Speed Wind Turbine* », IECON Conference Proceedings, pp: 979 – 984, 2002.
- [20] **K. Sitapati, R. Krishnan**, « *Performance Comparisons of Radial and Axial Field, Permanent Magnet, Brushless Machines* », IEEE Transactions on Industry Applications, pp: 1219 - 1226, 2001.
- [21] **C.C. Mi**, « *Analytical Design of Permanent-Magnet Traction-Drive Motors* », IEEE Transactions on Magnetics, 2006.
- [22] **A.M. El-Refaie, T.M. Jahns**, « *Comparison of Synchronous PM Machine Types for Wide Constant-Power Speed Range Operation* », IAS'05, 2005.
- [23] **M.A. Jabbar, A.M. Khambadkone, L. Qinghua** « *Design and Analysis of Exterior and Interior Type High-Speed Permanent Magnet Motors* », Proc. Aust. University Power Electronics Conference, pp 484-489, 2001.
- [24] **M. Aydin, S. Huang, T.A Lipo**, « *Torque Quality and Comparison of Internal and External Rotor Axial Flux Surface-Magnet Disc Machines* », IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol.53, n°3, Juin, 2006.

- [25] **Han-Wook Cho, Seok-Myeong Jang, Sang-Kyu Choi**, « *A Design Approach to Reduce Rotor Losses in High-Speed Permanent Magnet Machine for Turbo-Compressor* », IEEE Transactions on Magnetics, 2006.
- [26] **W.Wu, V.S.Ramsden, T.Crawford, G.Hill**, « *A Low Speed, High Torque, Direct Drive Permanent Magnet Generator for Wind Turbines* », IEEE Industry Applications Conference, 2000.
- [27] **L.Vido, Y.Amara, E.Hoang, M.Gabsi, F.Chabot, M.Lecrivain**, « *Design and Comparison of Concentrated Windings and Distributed Windings Interior PM Machines for a Hybrid Vehicle Application* », IEEE Transactions on Magnetics, 2004.
- [28] **A.M. El Refaie, T.M. Jahns, D.W. Novotny**, « *Analysis of Surface Permanent Magnet Machines with Fractional Slot Concentrated Windings* », IEEE Transactions on Energy Conversion 2006.
- [29] **E. Bommé**, « *Modélisation et Optimisation des Machines Electriques Discoïdes à Double Entrefer* ». Thèse doctorat en Génie électrique de l'institut polytechnique de Grenoble, soutenue le 11 Décembre 2009.
- [30] **M.Aydin, S.Huang, T.A Lipo**, « *Axial Flux Permanent Magnet Disc Machines: A Review* », EPE-PEMC' 04, 2004.
- [31] **P.R.Johansen, D.Patterson, C.O'Keefe, J.Swenson** « *The use of an axial flux permanent magnet in wheel direct drive in an electric bicycle* », World Renewable Energy Conference, Perth, Australia, 2001, vol.22,n°123, pp 151-157.
- [32] **E.Peeters, J.Van Bael, P. Van Tichelen**, « *Different 600kW designs of an axial flux permanent magnet machine for wind turbine* », WSEAS Transactions on Power Systems, Juin 2007, Issue 6, vol. 2, pp 145-151.
- [33] **Y-P.Yang, C-P. Lo**, « *Current distribution control of dual directly driven wheel motors for electric vehicles* », Control Engineering Practice, 2008, pp. 1285-1292.
- [34] **A.Parviainen, A.Piispanen**, « *Axial Flux Induction Electrical Machine* », World Wilde Patent, Patent Number 3048723; 2008.
- [33] **T.Burton, D.Sharpe, N. Jenkins, E.Bossanyi** « *Wind Energy Handbook* », John Wiley & Sons, 2001.
- [34] **M. Stieber** « *Wind Energy Systems for Electric Power Generation* » Springer Series in Green Energy and Technology, Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2008

- [35] **S. El aimani**, « *Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension* », Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lille (ECL) Co-habilitation avec L'université des sciences et technologies de Lille 1 (USTL) Spécialité : Génie électrique - Electronique - Automatique, 06 décembre 2004.
- [36] **J. Wilkie, W.E. Leithead, C. Anderson**, « *Modelling of wind turbines by simple models* » Wind engineering, vol. 14, No 4, 1990, pp. 247-274.
- [37] **S.R.Guda**, « *Modeling and power management of a hybrid wind-microturbine power generation* ». Thèse de master de l'université de Bozeman, Monata. Juillet 2005.
- [38] **A.D. Hansen, C.Jauch, P.Sørensen, F.Iov, F. Blaabjergm**, « *Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT* », projet de recherche, laboratoire national de Risø, Roskilde. Décembre 2003.
- [39] **V.Courtecuisse**, « *Supervision d'une centrale multi source à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique.* », Thèse Doctorat de l'école nationale supérieure d'arts et métiers. Spécialité : Génie Electrique. 20 Novembre 2008.
- [40] **E. Muljadi**, « *Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation* », IEEE Transaction on Industry Applications, Vol. 37, No 1, Jan. /Feb. 2001.
- [41] **S. Heier**, « *Grid Integration of Wind energy Conversion Systems* », John Wiley & Sons, 1998.
- [42] **L. Leclercq**, « *Apport de stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes* », thèse de doctorat de l'université de Lille, n° d'ordre : 3563, UFRR IEEEA Décembre 2004.
- [43] **M. Kant**, « *Actionneurs à collecteur à aimant permanent* », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D 3 695.
- [44] **M. Kant**, « *Actionneurs à collecteur à aimant permanent* », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D 3 695.
- [45] **G. Grellet, G. Clerc**, « *Actionneurs électriques* », Editions Eyrolles, Paris, France, 1997.
- [46] **J. Marques, H. Pinheiro, H. A. Gründling, J. R. Pinheiro and H. L. Hey**, « *A survey on variable-speed wind turbine system* », Federal University of Santa Maria – UFSM. Group of Power Electronics and Control – EPOC. 97015-900, Santa Maria, RS, Brazil.

- [47] **I. Boldea, S. A. Nasar**, « *Induction Machines Handbook* », CRC Press, Boca Raton, Florida, U.S.A., 2002.
- [48] **B. Multon**, « *Application des aimants aux machines électriques* », Notes de cours version 2006 Ecole Normale Supérieure de Cachan, antenne de Bretagne, Département de Mécatronique
- [49] **Z. Chen, E. Spooner**, « *Wind turbine converters : A comparative study* », Power Electronics and Variable Speed Drives, 21-23 September 1998, Conference Publication N°. 456 © IEE 1998.
- [50] **A. Mirecki** « *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance* », Thèse de doctorat de L'institut national polytechnique de Toulouse soutenue le 5 avril 2005.
- [51] **D.B.Alexandre**, « *Etude et optimisation d'un ensemble alternateur à aimants / redresseur commandé. Application à un véhicule hybride* ». Thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Lorraine. Décembre 2000.
- [52] **E. F. Mogo**, « *Production décentralisée dans les études pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources* ». Thèse de doctorat de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Lille, n° d'ordre : 2005 -14
- [53] **F. Labrique, H. Buyse, G. S'eguier**, « *Les convertisseurs de l'électronique de puissance, Commande et comportement dynamique* », Tome 5, Technique et Documentation - Lavoisier, 1998.
- [54] **H. Buyse, D. Grenier, F. Labrique, S. Gusia**, « *Dynamic modelling of power electronic converters using a de scribing function like approach* », Proceedings of Electrimacs'99, Lisbonne, Septembre 1999, pp. I-7-I-14.
- [55] **B. Robyns, Y. Pankow, L. Leclercq, B. Francois**, « *Equivalent Continuous Dynamic Model of Renewable Energy Systems* », 7th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems : Electrimacs 2002, CD, 18-21 Aout 2002, Montreal, Canada.
- [56] **J.T.G. Pierikm, J. Morrenm, E.J. Wiggelinkhuizen, S.W.H. de Haan, T.G. van Engelen, J. Bozelie**, « *Electrical and Control Aspects of Offshore Wind Farms II (Erao II), Volume I: 'Dynamic models of wind farms'* », Juin 2004

[57] **M. Chinchilla, S. Arnaltes, J. Carlos Burgos**, « *Control of Permanent-Magnet Generators Applied to Variable-Speed Wind-Energy Systems Connected to the Grid* », IEEE Transaction on energy conversion vol 21, n°, 1, Mars 2006.

[58] **B. N. Mobarkah**, « *Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants : Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification 'en ligne' des paramètres* », thèse de doctorat de l'Université de Téhéran, Iran. Décembre 2001

[59] **I. Schiemenz and M. Stiebler**. « *Control of a permanent magnet synchronous generator used in a variable speed wind energy system* ». IEEE Electric Machines and Drives Conference, IEMDC 2001, pages 872–877, 2001.