



HAL
open science

Modélisation et commande de systèmes éoliens

Haritza Camblong

► **To cite this version:**

Haritza Camblong. Modélisation et commande de systèmes éoliens. Automatique. Université du Havre, 2009. tel-01258646

HAL Id: tel-01258646

<https://hal.science/tel-01258646>

Submitted on 20 Jan 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITE DU HAVRE

MEMOIRE

Présenté en vue d'obtenir

L'HABILITATION A DIRIGER DES RECHERCHES

Par

Haritza CAMBLONG

Docteur de l'Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers (ENSAM)

Enseignant Chercheur à l'Ecole Supérieure des Technologies Industrielles Avancées (ESTIA)
de Bidart

Modélisation et commande de systèmes éoliens

Soutenu le 17 Septembre 2009 devant le Jury composé de :

S. Bacha	Pr. 63	G2ELab, INP Grenoble	Président
S. Astier	Pr. 63	LAPLACE, INP Toulouse	Rapporteurs
JY. Dieulot	MC HDR 61	LAGIS/IAAL, EPU de Lille	
N. Héraud	MC HDR 61	SPE, Université de Corse	
B. Dakyo	Pr. 63	GREAH, Université du Havre	Examineurs
X. Guillaud	Pr. 63	L2EP, École Centrale de Lille	

SOMMAIRE

1. Introduction	7
1.1. Contexte.....	7
1.2. Evolution des normes	8
1.3. Problématique de la commande d'éoliennes	9
1.4. Plan du mémoire	10
2. Modèles de simulation	11
2.1. Interaction Vent - Turbine	11
2.1.1. Représentation détaillée basée sur la théorie de l'élément de pale	11
2.1.2. Représentation simplifiée basée sur la théorie du disque actuateur.....	16
2.2. Module mécanique.....	20
2.2.1. Modèle à une masse	20
2.2.2. Modèle à deux masses	21
2.2.3. Modèle multi-masses.....	22
2.3. Actionneur pitch.....	23
2.4. Partie électrique	24
2.4.1. Eoliennes de grande puissance avec une Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA).....	24
2.4.2. Onduleur à quatre bras dans un SEH contenant une petite éolienne.....	28
2.5. Intégration, simplifications, implémentations et exploitation des modèles	29
2.5.1. Grandes éoliennes	29
2.5.2. Petites éoliennes dans un SEH	30
2.5.3. Diagnostic d'erreurs de mesure.....	30
2.6. Valeur des paramètres et validation	30
2.7. Emulateur et prototype	30
2.7.1. Emulateur d'éoliennes de grande puissance	30
2.7.2. Plateforme d'étude d'un SEH et prototype de l'onduleur à quatre bras.....	31
2.8. Conclusions	32
3. Systèmes de commande d'éoliennes.....	33
3.1. Stratégie de commande : courbe de fonctionnement statique	34
3.1.1. Stratégie des éoliennes actuelles.	34
3.1.2. Stratégie des éoliennes du futur : participation à la régulation primaire de fréquence.....	35
3.2. Commande de niveau 1	37
3.2.1. Commande vectorielle de la MADA.....	37
3.2.2. Commande du Vecteur d'Erreur de Puissance (PEVC)	42
3.3. Commande de niveau 2	45
3.3.1. Zone de fonctionnement 2 : maximisation du rendement énergétique	45
3.3.2. Zone de fonctionnement 3 : réduction des émissions de flicker	55
3.3.3. Zone de fonctionnement 4 : réduction de la fatigue mécanique	61
3.3.4. Participation des éoliennes à la régulation primaire de fréquence	73
3.4. Commande de l'onduleur à quatre bras pour générer une tension triphasée équilibrée.....	84
3.4.1. Description du contrôleur innovant.....	84
3.4.2. Résultats de simulation et d'essais expérimentaux	90
3.5. Connexion HVDC d'éoliennes	92
3.5.1. Alternatives de transport à haute tension pour les parcs éoliens.....	93
3.5.2. Connexion des éoliennes à des systèmes HVDC VSC	94
3.5.3. Commande des convertisseurs	96
3.5.4. Résultats de simulation.....	97

3.5.5. Perspectives.....	99
4. Conclusions et perspectives	100
4.1. Conclusions	100
4.2. Perspectives	101

Introduction générale : mon parcours

Mon parcours professionnel est atypique par rapport à celui d'un enseignant / chercheur classique.

A la fin de mes études d'ingénieur, j'ai eu l'occasion de réaliser mon stage de fin d'étude et de DEA au centre de recherche Ikerlan de Mondragon (Communauté Autonome Basque, CAB, Espagne), notamment grâce aux liens que j'avais noués à l'ENSIEG de Grenoble avec les élèves ingénieurs provenant de l'Ecole d'Ingénieur de Mondragon. Cela a été ma première activité de recherche. Mes stages portaient sur la commande hybride position / force d'un robot flexible par la commande prédictive généralisée (voir mémoires [M2] et [M3]). Ces travaux faisaient parties de la thèse doctorale de Javier Hernandez sur la « Commande position / force de structures mécaniques flexibles ». J'ai continué à contribuer au travail du doctorant par la conception d'une commande de « placement de pôles avec calibrage de la fonction de sensibilité » à l'issue de mes stages. J'ai ainsi eu l'occasion d'appliquer, sur un problème concret, cette méthode de conception de commande enseignée par Ioan Doré Landau dans l'option Automatique des Procédés Continus. Cette expérience m'a permis de mieux assimiler cette méthode que j'ai plus tard appliquée à la commande d'éoliennes. Ces travaux menés avec J. Hernandez ont donné lieu à mes deux premières publications [CN1, C1]. J'ai ensuite eu l'occasion de continuer à travailler à Ikerlan jusqu'à Septembre 1998 en tant que Coopérant du Service National. Ces mois passés à Mondragon m'ont permis de découvrir le monde de la recherche, d'élargir mes connaissances dans le cadre de travaux concrets (programmation d'un BootLoader, commande directe de couple DTC et commande vectorielle d'un moteur à induction, programmation d'un protocole de communication série...) et de commencer à me créer un réseau d'amis chercheurs.

A la fin de la coopération, mon souhait de connaître de plus près le monde industriel m'a poussé à intégrer Mondragon Sistemas de Informacion, coopérative de MCC (Mondragon Corporacion Cooperativa) exerçant son activité dans l'ingénierie électrique et informatique. J'y ai en particulier travaillé en tant qu'analyste - programmeur et chef de projet. Les 27 mois passés à MSI m'ont notamment permis de connaître le monde industriel et de me former à la conduite de projet. Cette expérience m'a été très utile par la suite pour monter et mener des projets à l'ESTIA.

Une proposition de poste à l'ESTIA et une profonde réflexion m'ont convaincu d'intégrer cette école d'ingénieur en janvier 2001 pour y réaliser en priorité de l'enseignement et de la recherche. Compte tenu de mes expériences précédentes, on m'a de plus demandé de m'occuper des relations avec les entreprises, centres de formation et centres de recherche du Pays Basque côté espagnol.

J'ai naturellement démarré une thèse doctorale sous la direction du Pr. Jean-Rodolphe Puiggali, à l'époque directeur scientifique de l'ESTIA et directeur du LEPT (devenu TREFLE) de Bordeaux et le Pr. Miguel Rodriguez de l'Université de Mondragon. Bien que la thèse n'ait pas été réalisée officiellement en cotutelle à cause de la législation espagnole en vigueur à l'époque, elle l'a été de fait entre l'ENSAM de Bordeaux, l'ESTIA et l'Université de Mondragon. Le sujet de thèse a porté sur la commande d'éoliennes à vitesse variable et régulation pitch, du fait des travaux qu'était en train de mener le département d'électronique de l'université de Mondragon sur ce sujet, et aussi en grande partie par l'intérêt que Jean-Rodolphe Puiggali et moi-même portions sur ce thème.

Dans le cadre de ma thèse et d'un projet transfrontalier Aquitaine Euskadi que j'ai monté avec l'Université de Mondragon [P1], j'ai dans un premier temps complété un état de l'art de la modélisation d'éoliennes à vitesse variable (contenant une Machine Asynchrone Doublement Alimentée, MADA) et régulation pitch [R1]. Cela m'a permis de concevoir un modèle de simulation contenant les dynamiques électriques, mécaniques et aérodynamiques ainsi que les non linéarités et les effets aérodynamiques (ombre de la tour, *rotational*

sampling, cisaillement du vent). Ce modèle, validé en partie avec des données réelles, a ensuite été adapté (simplifié) en fonction des problèmes de commande étudiés pendant et après ma thèse. Il a également été utilisé dans un banc d'essai de Mondragon contenant une MADA de 15 kW et une Machine à Courant Continu (MCC) de 25 kW permettant d'émuler le comportement de l'aéroturbine et du train de puissance d'une éolienne de 180 kW [R4]. Ce banc expérimental a permis de tester durant ma thèse une Commande Directe de Vitesse (CDV) que j'ai conçue pour maximiser le rendement énergétique dans la zone de fonctionnement à charge partielle et vitesse de rotation non nominale de l'éolienne. Cette commande a conduit à un meilleur rendement qu'une Commande Indirecte de Vitesse (CIV) traditionnellement implémentée dans les éoliennes commerciales, tout en respectant les limites acceptables d'oscillation du couple mécanique du train de puissance [R4].

J'ai ensuite conçu des lois de commande avec la méthode du « Placement de Pôle avec Calibrage de la Fonction de Sensibilité » pour réduire les émissions de flicker liées aux oscillations de puissance électrique dues à des effets aérodynamiques dans la zone de charge partielle et vitesse de rotation nominale [R3]. La même méthode a permis de concevoir une commande réduisant les oscillations de l'angle de calage, et par suite les charges subies par le système pitch et les pales, dans la zone de puissance et vitesse de rotation nominales [R8].

L'ensemble des résultats de la thèse a largement été diffusé, notamment dans des conférences [C2, C3, C4, C5, C7, C8], ce qui m'a permis de connaître des chercheurs avec qui j'ai ensuite collaboré, en particulier sur des sujets liés à l'énergie éolienne.

Une première collaboration, prolifique en publication [R2, R6, R10, C14, C19], s'est produite avec l'Université de Corse et de Mondragon, dans le cadre de la thèse doctorale de Ouadie Bennouna. Cette thèse dirigée par Nicolas Héraud portait sur le diagnostic de la MADA dans les éoliennes à vitesse variable. J'ai notamment contribué à ces travaux en adaptant les modèles de simulation et le banc expérimental cités précédemment.

Deux autres collaborations significatives ont eu lieu avec le Pr. Xavier Guillaud du L2EP et le doctorant Fabien Lescher de l'Ecole Centrale de Lille et de l'EIGSI de La Rochelle. Nous avons comparé l'approche du Graphe Informationnel de Causalité, la commande LQG et certaines commandes que j'ai conçues durant ma thèse [C11, C20]. J'ai ensuite continué à travailler avec le Dr. Lescher sur la conception de lois de commande LQG et LPV (*Linear Parameter Varying*) associées à des accéléromètres autonomes en énergie et communicant sans fil. Ces capteurs ont été placés au bout des pales et l'objectif principal de la commande a été de réduire les charges mécaniques dans le train de puissance, les pales et la tour [C21, C24, P6].

En parallèle, j'ai encadré deux thèses doctorales. L'ESTIA m'a donné l'opportunité d'encadrer celle de Ionel Vechiu, financée par une bourse CABAB (Communauté d'Agglomération de Bayonne, Anglet et Biarritz) et réalisée, comme ma thèse, dans le cadre d'une cotutelle non officielle avec le laboratoire GREAH du Havre (le Pr. Brayima Dakyo a été le directeur de thèse) et l'Université du Pays Basque (EHU-UPV, co-encadrant Gerardo Tapia que j'ai connu à Ikerlan). Dans cette thèse, une stratégie de commande basée sur la décomposition par le théorème de Fortescue de grandeurs électriques triphasées en composantes symétriques a été associée à un onduleur à quatre bras, pour générer une tension équilibrée en présence de charges fortement déséquilibrées. Divers types d'essais de simulation [C10, C13, C16, C17, C18, R7] et expérimentaux [C15, C25] menés dans le cadre du projet ELINER [P5] sur un Système d'Energie Hybride (SEH) [C9, C11, C12] ont été concluants. Le SEH a été conçu et réalisé en grande partie par Octavian Curea dans le cadre d'un post-doc à l'ESTIA que j'ai encadré.

La seconde thèse doctorale qui a démarré à peu près à la même époque est celle d'Iñigo Martinez (que j'ai connu à Ikerlan), enseignant et chercheur à l'Ecole d'Ingénieur de Bilbao de EHU-UPV. C'est une thèse européenne dirigée par Jose Luis Martin, Pr. A EHU-UPV, et

co-encadrée par moi-même. Les principales contributions scientifiques réalisées dans cette thèse sont : l'étude des nouvelles normes de connexion d'éoliennes au réseau électrique appliquées dans plusieurs pays [R5] ; la conception de la Commande du Vecteur d'Erreur de Puissance (CVEP) (qu'on peut situer entre la commande vectorielle et la commande directe de Puissance) appliquée à la MADA d'une éolienne et la conception d'une structure innovante de connexion d'éoliennes à des lignes HVDC (*High Voltage Direct Current*) permettant de réduire considérablement le coût de l'ensemble de l'installation. La relativement réduite disponibilité d'Iñigo Martinez (il est enseignant à temps complet et il participe à d'autres projets de recherche) et des changements d'objectifs opérés durant sa thèse ont retardé la fin de celle-ci. La soutenance est prévue début 2009.

En 2006 j'ai eu l'opportunité de monter une thèse CIFRE et un projet de recherche en collaboration avec EDF-SEI, EEC (filiale d'Elyo), le L2EP et l'ADEME (voir projet IPERI [P8]), sur les problèmes d'intégration de parcs éoliens dans les réseaux insulaires. La thèse CIFRE que je coencadre est réalisée par David Marin au sein d'ESTIA Innovation et est dirigée par Xavier Guillaud du L2EP. Les principaux travaux menés dans ce cadre concernent l'étude de normes de connexion d'éoliennes à des réseaux insulaires [C22], l'analyse de divers types de régulations de tension (ou puissance réactive) à réaliser pour augmenter le taux de pénétration d'éoliennes dans une partie du réseau de Nouvelle Calédonie [C26] et la participation des éoliennes à la régulation de fréquence dans le réseau électrique de Guadeloupe. La soutenance de thèse est prévue début 2009.

Tous ces travaux ont été menés en équipe, avec en particulier Ionel Vechiu et Octavian Curea qui sont restés travailler à l'ESTIA et en collaboration avec nos laboratoires partenaires. Les connaissances acquises dans ces travaux ont donné lieu à un transfert de technologie significatif [P3, P4, P5, P8, P10...] et à l'émergence du groupe de recherche EneR-GEA (voir <http://energea.estia.fr/>) dont je suis l'animateur. De nouveaux projets [P2, P4, P6, P7, P12], qui ont accompagné ou suivi les travaux d'Octavian Curea dans le cadre de son post-doc, ont contribué à la mise en place d'une plateforme d'étude expérimentale (à compléter dans [P12]) nous permettant aujourd'hui de valider expérimentalement tous nos résultats de simulation. Cette plateforme sera notamment utilisée par deux nouveaux doctorants que nous devrions accueillir avant fin 2008 et que je codirigerai. Ces nouvelles thèses concernent « l'intégration et la gestion du stockage dans les SEH » et « la commande d'aérogénérateurs associés à des systèmes de stockage pour améliorer l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux insulaires ».

Modélisation et commande de systèmes éoliens

1. INTRODUCTION

1.1. CONTEXTE

L'énergie est au centre des débats depuis quelques années. La consommation énergétique ne cesse de croître, en particulier avec le développement économique significatif de pays très peuplés tels que la Chine et l'Inde. Cette croissance exige parallèlement d'augmenter la production d'énergie.

Le bouquet énergétique mondial est basé sur les énergies fossiles. Ces ressources fossiles sont limitées et leur exploitation ne peut pas suivre le taux de croissance de la consommation. Cette situation a d'ailleurs récemment entraîné une soudaine augmentation du prix de ces ressources. En conséquence, d'autres ressources énergétiques sont de plus en plus compétitives. Ceci est d'autant plus vrai dans certaines régions tels que les îles où le transport des énergies fossiles renchérit les ressources fossiles et où des ressources renouvelables telles que le vent ou le soleil sont souvent disponibles localement.

Cette crise énergétique est de plus liée à une crise environnementale. Pratiquement plus personne ne met en doute que la consommation excessive de ressources fossiles et l'émission de gaz à effet de serre qui en découle est la cause principale du réchauffement de la planète. De plus, nos dirigeants et la population mondiale en général sont de plus en plus conscients du danger de ce réchauffement. Les prévisions des conséquences de ce réchauffement sont de plus en plus catastrophiques.

L'énergie éolienne connaît une croissance exponentielle depuis plus de dix ans [Tab 2008]. Cette croissance a démarrée avant la crise énergétique que nous vivons, mais cette crise l'alimente ces dernières années et continuera probablement à le faire au moins à moyen terme, d'autant plus que le potentiel d'énergie éolienne est énorme (voir Figure 1-1).

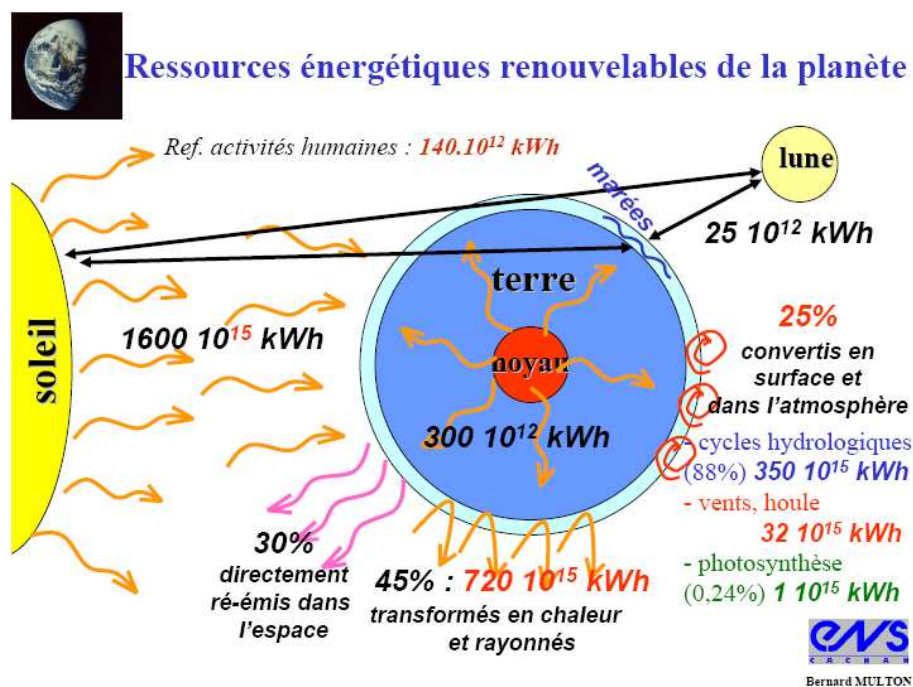


Figure 1-1 : ressources énergétiques renouvelables de la planète (source B. Multon de l'ENS Cachan)

Le développement technologique des éoliennes est également lié à cette croissance. C'est à la fin des années 80 que le Danemark, puis l'Allemagne et l'Espagne ont investi dans ce développement. Les éoliennes ont depuis énormément évoluées. Leur taille a rapidement augmenté et l'énergie électrique d'origine éolienne commence à avoir une place significative dans le réseau de certaines régions.

1.2. EVOLUTION DES NORMES

Les premières générations d'éoliennes étaient de petite taille et puissance. Elles étaient connectées au réseau de distribution. L'énergie électrique qu'elles produisaient devait évidemment avoir un minimum de qualité, notamment en terme d'oscillation de la puissance produite ou d'émission de flicker ou d'harmoniques [IEC 2001] [Lar 2000]. Mais les normes de connexion des éoliennes aux réseaux électriques étaient très peu contraignantes. Les éoliennes n'avaient pas à participer à la régulation de tension et de fréquence du réseau et elles pouvaient être déconnectées lorsque des conditions anormales de fonctionnement se produisaient (creux de tension, tension ou fréquence de fonctionnement hors normes...).

La constante augmentation de l'énergie éolienne dans les réseaux a rendu nécessaire la création de nouvelles normes ou Conditions Techniques de Raccordement CTR [R5]. Ce type de production électrique est différent de la production traditionnelle, spécialement par le caractère aléatoire de la ressource et par le type de machine électrique utilisée. Les centrales électriques conventionnelles ont des machines synchrones directement connectées au réseau, alors que les éoliennes de grande puissance sont munies de Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA) ou de machine synchrones connectés au réseau via des convertisseurs dos à dos.

Les nouvelles CTR cherchent en particulier à ce que les éoliennes :

- résistent au mieux aux diverses perturbations (variations de fréquence et de tension, creux de tension) provenant du réseau, en restant connectées à celui-ci ;
- fournissent des services au réseau (participation à la régulation de tension et de fréquence).

Les CTR sont encore plus contraignantes dans les réseaux insulaires [C22]. Ces réseaux sont moins stables que les réseaux interconnectés. La tension et la fréquence varient plus.

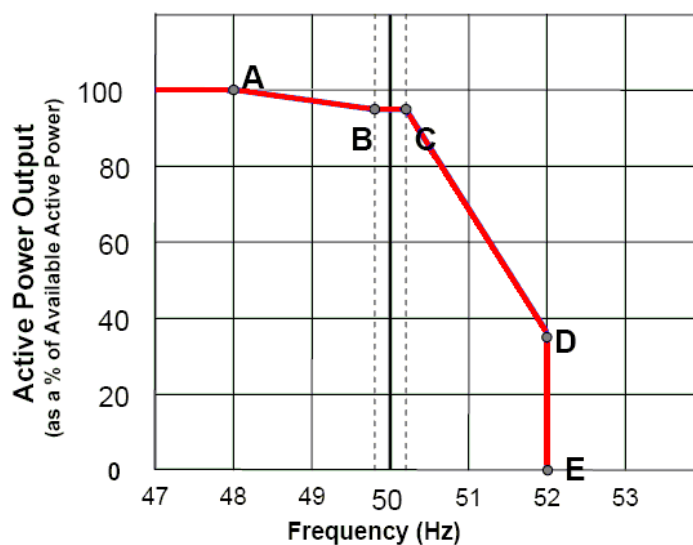


Figure 1-2 : profil de réglage de la puissance active pour la participation des éoliennes à la régulation de fréquence du réseau Irlandais (ESBNG)

La Figure 1-2 montre par exemple le pourcentage de la puissance disponible que les éoliennes doivent produire en fonction de la fréquence du réseau irlandais selon les nouvelles CTR de l'opérateur ESBNG [ESB 2004] (la position des points A, B, C, D et E est configurable). L'idée est de conserver une certaine réserve de puissance en fonctionnement normal de 50 Hz (comme dans les unités de production conventionnelle) et de réduire ou d'augmenter cette réserve dans la mesure où la fréquence baisse ou augmente. Ce profil est comparable au statisme des groupes conventionnels.

1.3. PROBLEMATIQUE DE LA COMMANDE D'ÉOLIENNES

Pour augmenter la compétitivité de l'énergie éolienne, il faut :

- Réduire son coût ;
- Augmenter la sécurité et la fiabilité ;
- Produire de l'énergie de qualité ;
- Fournir des services au réseau.

La commande d'éoliennes doit contribuer à atteindre ces objectifs.

En ce qui concerne la réduction du coût, il faut concevoir des lois de commande maximisant le rendement énergétique des éoliennes. De plus au fur et à mesure que la taille des éoliennes augmente, les fabricants essaient de réduire proportionnellement la masse des composants les plus chers, à savoir les pales, la tour et le train de puissance, pour diminuer leur coût. Ceci rend ces éléments plus flexibles et moins robustes. La conception de nouvelles lois de commande tenant compte de ces flexibilités et permettant de réduire les charges dynamiques subies par ces éléments (et par suite leur fatigue mécanique) est donc nécessaire. La durée de vie des éoliennes, leur fiabilité et donc leur disponibilité sont ainsi augmentées, ce qui réduit aussi le coût de l'énergie produite.

Un autre moyen d'augmenter la sécurité et la fiabilité des éoliennes est de concevoir des commandes robustes. Elles doivent être robustes face aux perturbations mais aussi face aux changements du comportement dynamique de l'éolienne. Ce comportement est modifié avec l'usure des pales ou le changement des conditions climatiques, par exemple en hiver où des blocs de glace peuvent se former sur les pales dans certaines régions. De plus, le comportement dynamique d'une éolienne n'est pas linéaire et change en fonction du point de fonctionnement. Les lois de commande, surtout celles qui sont linéaires et non adaptatives, doivent par conséquent être robustes en stabilité et performance sur toute la zone de fonctionnement de l'éolienne.

La commande a un impact sur la qualité de la puissance produite. Elle doit éviter de transmettre intégralement les fluctuations du vent dans la puissance produite. Elle doit aussi rejeter des perturbations cycliques d'origine aérodynamiques se produisant en particulier lorsque l'éolienne tourne à vitesse constante (*Rotational Sampling*, ombre de la tour, cisaillement du vent, voir §2.1.2). Ces perturbations entraînent l'émission de flicker (ou papillotement), c'est à dire des variations de tension de courte durée provoquant, entre autres, le scintillement des ampoules.

Enfin, dans la mesure où la part d'énergie éolienne dans un réseau électrique atteint un niveau significatif, les parcs éoliens doivent fournir des services aux réseaux. La commande des aérogénérateurs doit donc permettre leur participation dans la régulation de tension et de fréquence, en contrôlant les puissances réactives et actives échangées avec le réseau. De plus, cette commande doit permettre de maintenir les éoliennes connectées au réseau lorsque des défauts électriques tels que des creux de tension se produisent.

Des parcs éoliens offshore ont commencé à être installés ces dernières années. Ils représenteront une part significative de l'énergie éolienne produite dans le futur, car les conditions de vent en mer sont meilleures que sur terre. Ces parcs sont souvent connectés au réseau terrestre par des lignes à CC de tension élevée (HVDC, *High Voltage DC*). L'énergie électrique produite par ces parcs est néanmoins encore chère. De nouvelles architectures électriques de commande pour la connexion HVDC permettraient en partie de réduire le coût de cette énergie.

L'énergie produite par de petites éoliennes est marginale par rapport à la production mondiale d'énergie éolienne. Ces systèmes sont néanmoins compétitifs dans des régions isolées ventées. Ils sont souvent associés à d'autres sources d'énergies, renouvelables (panneaux PV) ou non (générateur diesel), pour former un Système d'Energie Hybride (SEH) alimentant des charges connectées à un microréseau. Compte tenu de la taille du microréseau triphasé, la probabilité que l'ensemble des charges qui y sont connectées ne soit pas équilibré est grande. Dans ce cas, le SEH et en particulier l'onduleur fournissant la tension triphasée au microréseau, doit être commandé de sorte à ce que cette tension soit équilibrée pour alimenter des charges sensibles aux déséquilibres de tension.

1.4. PLAN DU MEMOIRE

Ce mémoire est divisé en deux grands chapitres. Dans le premier, une description des modèles de simulation des systèmes éoliens sur lesquels j'ai travaillé est réalisée. La modélisation de chacun des modules composant un tel système est décrite dans les paragraphes successifs : l'interaction entre le vent et l'aéroturbine, le comportement mécanique, celui de l'actionneur pitch et toute la partie électrique y compris les éléments externes tels que les transformateurs ou le réseau. J'analyse ensuite la façon dont tous ces modules doivent être intégrés et exploités, avant d'expliquer comment j'ai obtenu et validé les valeurs des paramètres de ces modèles. Ce chapitre se termine par la description d'un émulateur d'éolienne et d'un prototype d'onduleur à quatre bras, tous deux basés sur les modèles de simulation.

Le second grand chapitre décrit les systèmes de commande que j'ai conçus et testés. Après avoir décrit les stratégies de commande des éoliennes actuelles (contenant 4 zones de fonctionnement) et futures (avec participation à la régulation de fréquence du réseau), je montre les commandes de niveau 1 (commande des convertisseurs de la MADA) que j'ai conçues et testées. Je passe ensuite à la description des commandes de niveau 2 dans les zones de fonctionnement 2, 3 et 4 et à la commande permettant aux éoliennes de participer à la régulation de fréquence. Je présente ensuite la commande d'un onduleur à quatre bras d'un SEH contenant une petite éolienne et je termine le chapitre par la description d'un système innovant permettant de connecter des éoliennes à des lignes HVDC à un coût réduit par rapport au coût des systèmes actuels.

Je termine le mémoire par des conclusions et les perspectives de recherche.

2. MODELES DE SIMULATION

L'utilisation de simulations numériques a largement contribué à l'amélioration technologique des éoliennes et en particulier de leur commande. Les modèles de simulation sont des modèles de connaissance. Ils sont basés sur les équations physiques du système. Ainsi, en plus d'être utilisés pour tester de nouvelles lois de commande, ils permettent d'analyser et de mieux connaître le système à commander.

Une éolienne peut être modélisée de façon modulaire. Dans le cas le plus général, le modèle contient les modules et signaux indiqués sur la Figure 2-1. Selon les objectifs de la commande, ce modèle peut être simplifié.

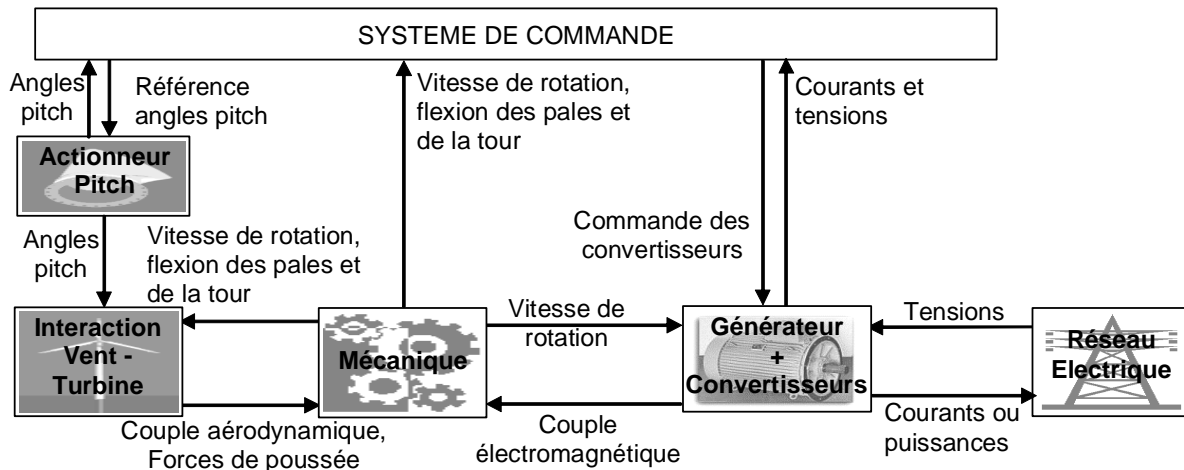


Figure 2-1 : diagramme de bloc du système éolien étudié

2.1. INTERACTION VENT - TURBINE

Le comportement aérodynamique d'une éolienne est extrêmement complexe et exige la réalisation de simplifications en fonction de l'objectif de l'étude.

Deux principales théories sont utilisées pour étudier et représenter le comportement aérodynamique d'une aéro turbine dans la littérature scientifique concernant la modélisation et la commande d'éolienne : la théorie de l'élément de pale et celle du disque actuateur.

2.1.1. Représentation détaillée basée sur la théorie de l'élément de pale

2.1.1.1. Théorie de l'élément de pale

Une coupe transversale d'une pale d'éolienne est représentée sur la Figure 2-2. On y a dessiné toutes les forces et vitesses mises en jeu. La vitesse relative V_r est la vitesse du vent incident sur l'élément de pale. Elle est définie par la superposition de la vitesse du vent incident sur le rotor V_0 et de la vitesse du vent $-V_p$ résultant de la vitesse de rotation Ω_t du rotor. Cette vitesse de vent relative produit deux vecteurs forces perpendiculaires l'une à l'autre sur la section de pale : la force de portance L (« lift » en anglais) perpendiculaire à la direction de V_r et la force de traînée D (« drag » en anglais) parallèle à la direction de V_r . La force de portance L est donnée par l'expression :

$$L = \frac{\rho c}{2} V_r^2 c_L, \quad \text{Eq. 2.1-1}$$

où c est la longueur de la corde du profil, ρ est la densité de l'air et c_L est le coefficient de portance.

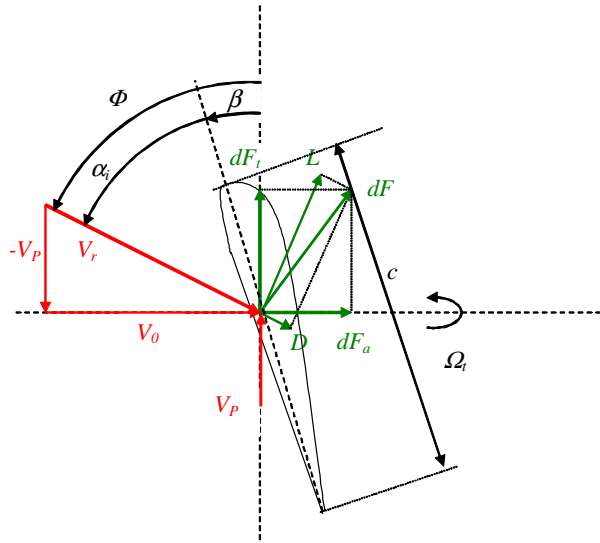


Figure 2-2 : diagramme des vitesses et des forces agissant sur un élément de pale

La force de traînée a pour expression :

$$D = \frac{\rho c}{2} V_r^2 c_D, \quad \text{Eq. 2.1-2}$$

c_D étant le coefficient de traînée.

Les coefficients de portance et de traînée sont des fonctions non linéaires de l'angle d'attaque α_i ($\alpha_i = \Phi - \beta$, où Φ est l'angle d'incidence du vent sur le rotor et β est l'angle de calage de la pale) et du type de profil de la pale.

Les forces de poussée axiale dF_a et tangentielle dF_t agissant sur un élément de pale sont donnée par :

$$dF_a = \frac{\rho c}{2} V_r^2 (c_L(\alpha) \cos(\Phi) + c_D(\alpha) \sin(\Phi)), \quad \text{Eq. 2.1-3}$$

$$dF_t = \frac{\rho c}{2} V_r^2 (c_L(\alpha) \sin(\Phi) - c_D(\alpha) \cos(\Phi)). \quad \text{Eq. 2.1-4}$$

L'intégrale de ces forces sur l'ensemble de la pale et la somme des forces capturées par chaque pale nous permet de retrouver la force de poussée axiale et le couple aérodynamique (couple capté par la turbine) :

$$F_a = \sum_{k=1}^{N_p} \int_{R_m}^R dF_a(r) dr, \quad \text{Eq. 2.1-5}$$

$$T_t = \sum_{k=1}^{N_p} \int_{R_m}^R r dF_t(r) dr, \quad \text{Eq. 2.1-6}$$

où N_p est le nombre de pales, R est le rayon de l'aéroturbine et R_m est la distance du centre du moyeu au bout de la pale côté moyeu.

La représentation de la force de poussée est impérative pour calculer les efforts subis par les pales et la tour. Elle est également utile si on souhaite tenir compte des mouvements de la tour et des pales sur le calcul de la vitesse du vent incident sur l'aéroturbine.

Ces équations montrent, qu'en plus des caractéristiques de la pale (type de profil et dimensions) la force de poussée et le couple aérodynamique dépendent de la vitesse de vent incident, de l'angle de calage de la pale et de la vitesse de rotation de l'aéroturbine : $F_a = f_1(\beta, \Omega, V_0)$ et $T_t = f_2(\beta, \Omega, V_0)$.

2.1.1.2. Vitesse du vent incident sur l'aéroturbine

La connaissance de la vitesse du vent incident sur les éléments de pale est nécessaire pour calculer la force de poussée et le couple aérodynamique. Un modèle de vent est donc nécessaire.

La vitesse du vent incident sur un point fixe est une grandeur de nature stochastique. Cette vitesse peut être décomposée en une composante moyenne, variant lentement, et des fluctuations, plus rapides :

$$V_0(t) = U(t) + g(t). \quad \text{Eq. 2.1-7}$$

Les fluctuations de la vitesse du vent (la turbulence du vent) sont définies par des paramètres statistiques, tel que l'écart type :

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{1}{\Delta t} \int_{t_0 - \frac{\Delta t}{2}}^{t_0 + \frac{\Delta t}{2}} g(t)^2 dt}. \quad \text{Eq. 2.1-8}$$

Un autre outil statistique représentant le vent est la Densité Spectrale de Puissance (DSP) de la vitesse du vent. Elle montre l'énergie correspondant à chaque fréquence des fluctuations de la vitesse du vent.

Une forme de DSP définissant les caractéristiques de la turbulence en un point est le spectre de von Karman [Nic 2002] :

$$\Phi_v(\omega) = \frac{0.475 \sigma_v^2 L_u / U}{(1 + (\omega L_u / U)^2)^{5/6}}, \quad \text{Eq. 2.1-9}$$

où L_u est l'échelle de longueur de la turbulence.

La variance de la turbulence dépend de la vitesse moyenne du vent. Nichita donne des valeurs des paramètres de l'expression du spectre de von Karman pour divers sites types [Nic 2002]. Pour générer la série temporelle liée au spectre, une solution couramment utilisée est la méthode dite de Shinozuka [Shi 1972]. Elle consiste à, pour chaque point de la série temporelle, faire la somme de termes en cosinus de différente fréquence, de phase aléatoire et avec une magnitude dépendant du spectre utilisé. L'inconvénient principal de cette méthode est qu'elle demande une grande puissance de calcul. Pour avoir des simulations plus rapides, le spectre de von Karman peut être approché par un spectre rationnel :

$$\Phi_v(\omega) = \frac{K_v}{1 + (T_v \omega)^2} \quad \text{Eq. 2.1-10}$$

où K_v est lié à la variance σ_v^2 , et la constante de temps T_v est obtenue à partir de l'échelle de longueur de la turbulence et de la vitesse moyenne du vent.

Cela permet, à partir de la fonction de transfert correspondant à ce spectre rationalisé et d'un bruit blanc gaussien en entrée, de générer une série temporelle de la vitesse du vent [Eke 1997]. Les séries temporelles de vent en un point peuvent donc être générées comme expliqué, mais le vent incident sur l'aéroturbine n'est pas homogène : deux points distincts de l'aire balayée par la turbine reçoivent un vent distinct. Ce vent incident n'est d'ailleurs pas unidirectionnel.

La vitesse du vent en un point est corrélée à celle des points voisins. Cette corrélation s'exprime par une fonction de cohérence entre deux points, qui permet de calculer le spectre croisé entre ces points. A partir de ce spectre croisé et du spectre en un point, Winkelaar [Win 1991] propose une méthode efficace en temps de calcul permettant de générer des séries temporelles du vent en divers points du rotor éolien.

La turbulence n'est pas la seule cause de la non homogénéité du vent incident sur la turbine. D'autres éléments tels que l'effet d'ombre de la tour ou le cisaillement du vent, illustrés sur la Figure 2-3, contribuent aussi à cette non homogénéité. Contrairement à la turbulence, ces effets sont déterministes.

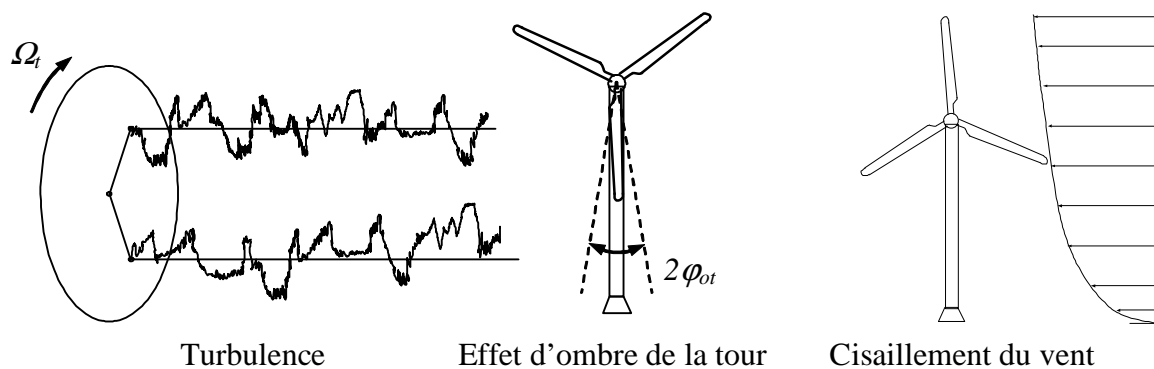


Figure 2-3 : quelques causes de la non homogénéité du vent incident sur la turbine

Le cisaillement du vent exprime le fait que la vitesse du vent augmente avec l'altitude. La loi exprimant ce gradient de vitesse est logarithmique mais est souvent approchée par une loi potentielle [Spe 1995] :

$$U(z) = U_r \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha. \quad \text{Eq. 2.1-11}$$

U est la vitesse moyenne du vent à la hauteur z , U_r la vitesse de référence à la hauteur z_r (par exemple la hauteur du moyeu), et α est le paramètre empirique de la loi potentielle. L'effet d'ombre de la tour traduit le fait que la tour a une certaine zone d'influence où la vitesse du vent est plus faible. La zone d'influence ainsi que la chute de vitesse dans cette zone dépendent notamment du type et des dimensions de la tour. Pour tenir compte de ces effets déterministes, il faut superposer à la série temporelle du vent calculée avec la méthode de Winkelaar, la variation de la vitesse due à ces effets.

La série temporelle de vitesse du vent incident sur un élément de pale en rotation quasi-constante peut être aisément évaluée à partir de la série temporelle précédente. La représentation de la densité spectrale de puissance de cette vitesse fait apparaître des pics aux fréquences $1.nP$ correspondant aux multiples entiers de la vitesse de rotation (voir Figure 2-4). La courbe temporelle de vitesse du vent vu d'un élément de pale en rotation quasi-constante est périodique mais non sinusoïdal, ce qui explique l'apparition de pics spectraux à des fréquences multiples (harmoniques) de la fréquence de rotation $1.P$ de l'aéroturbine. Ce phénomène est plus amplement expliqué dans [R1].

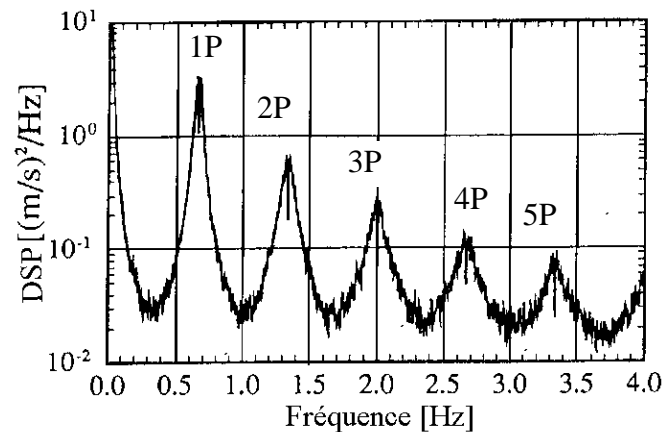


Figure 2-4 : DSP de la vitesse du vent perçu par un élément de pale en rotation constante

La cause produisant ces oscillations est l'échantillonnage de la vitesse du vent perçue par un point en rotation dans un champ non uniforme de vitesses du vent, d'où le nom de « Rotational Sampling » donné à cet effet.

2.1.1.3. Couple aérodynamique produit

Le couple aérodynamique de l'éolienne peut être déduit en réalisant une discrétisation de l'aire balayée par l'aéroturbine puis en appliquant les équations 2.1-4 et 2.1-6 aux nœuds correspondant [Pet 2001a]. Lorsque la vitesse de rotation est quasi-constante, le couple produit par une pale oscille à des fréquences $1.nP$ alors que celui produit par une éolienne tripale a des oscillations à des fréquences $3.nP$.

L'effet du *rotational sampling* ne produit donc pas d'oscillations du couple à des fréquences $1.nP$ pour une éolienne tripale symétrique avec des pales identiques. Des pics à $1nP$ apparaissent pourtant dans des essais expérimentaux [Thi 2001]. Ceci s'explique par un déséquilibre du rotor éolien, des coefficients de traînée et de portance différents pour au moins une des pales, une direction du vent incident non perpendiculaire à la turbine ou encore un jeu mécanique dans l'axe.

En plus des fluctuations aux fréquences $3.nP$, l'analyse du couple T_t capté par l'aéroturbine fait apparaître un autre phénomène, connu sous le nom de « filtre spatial ». T_t est la somme des couples produits par chacun des éléments de pale. La variance de chacun de ces couples est la même que celle de la vitesse du vent incident sur l'élément. Par contre, la variance du couple total est plus petite. Ceci s'explique par le fait que les effets de la turbulence s'annulent en partie. Comme on l'a dit au début de ce paragraphe, les vitesses du vent incident en deux points voisins sont corrélées. Plus ces points sont éloignés l'un de l'autre et plus la turbulence en ces deux points est indépendante et sa répercussion sur le couple total diminue. Dans ce cas, les composantes hautes fréquences du couple total ont un module plus petit [Eke 1997]. Les composantes basses fréquences étant uniformes sur l'aire balayée par le rotor, elles se retrouvent dans le couple total. L'aéroturbine a donc un comportement correspondant à un filtre passe-bas appelé « filtre spatial » [Lei 1992a].

Concernant le comportement dynamique de l'interaction entre le vent et l'aéroturbine, le seul effet d'intérêt pour nos travaux est l'effet connu sous le nom de flux dynamique (*dynamic inflow*) ou plus couramment *induction lag*. Cela concerne le retard des vitesses induites dans le sillage de l'aéroturbine quand un changement se produit au niveau de la vitesse du vent incident, de la vitesse de rotation ou de l'angle de calage. La masse d'air du sillage a besoin d'un certain temps pour s'adapter à la nouvelle situation [Rod 2000]. Cet effet dynamique a été analysé expérimentalement [Sti 1986] et s'exprime par le filtre suivant :

$$H_{fd}(s) = \frac{K_{fd} \tau_{fd} s + 1}{\tau_{fd} s + 1}. \quad \text{Eq. 2.1-12}$$

L'entrée de ce filtre est le couple capté par l'aéroturbine.

Le flux dynamique n'est pas toujours pris en compte. Il l'est de temps en temps pour la comparaison de contrôleurs en termes de rendement énergétique.

La méthode proposée dans ce paragraphe est très exigeante en temps de calcul. Elle est utilisée par certains chercheurs [Pet 2001a] [Tho 2008] pour simuler des lois de commande, mais elle donne surtout l'occasion d'analyser les phénomènes rencontrés dans l'interaction vent - aéroturbine. En se basant sur cette analyse, un modèle plus simple produisant pratiquement le même couple est présenté dans le prochain paragraphe.

2.1.2. Représentation simplifiée basée sur la théorie du disque actuateur

2.1.2.1. Théorie du disque actuateur

Cette théorie explique très simplement le processus d'extraction de l'énergie cinétique contenue dans le vent, en se basant sur des bilans énergétiques et l'application de l'équation de Bernoulli. Le rotor éolien captant l'énergie est perçu comme un disque poreux qui provoque une diminution de la quantité de mouvement du courant d'air, donnant lieu à un saut de pression dans les faces du disque et à une déflexion du courant en aval [Rod 2000]. Les hypothèses principales sont que l'air est incompressible, que le mouvement du fluide est stationnaire et que les grandeurs étudiées ont la même valeur sur une section donnée du tube de courant d'air.

L'aéroturbine ne capture qu'une partie de la puissance contenue sous forme d'énergie cinétique dans le vent traversant l'aire balayée par l'éolienne :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_v^3 C_p(\lambda, \beta), \quad \text{Eq. 2.1-13}$$

où V_v est la vitesse du vent, ρ est la densité de l'air et R est le rayon de l'aéroturbine. C_p est le coefficient de puissance, un paramètre sans dimension qui exprime l'efficacité de l'aéroturbine dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Pour une aéroturbine donnée, ce coefficient est une fonction non linéaire de l'angle de calage β et la vitesse spécifique λ qui exprime le quotient entre la vitesse du bout de la pale et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R \Omega_t}{V_v}. \quad \text{Eq. 2.1-14}$$

La valeur théorique maximale de C_p est donnée par la limite de Betz [Win] : $C_{p_theo_max} = 0,593 = 59,3\%$.

Le couple aérodynamique s'obtient à partir de la puissance captée et de la vitesse de rotation de la turbine :

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{\rho \pi R^2 V_v^3}{2 \Omega_t} C_p = \frac{\rho \pi R^3 V_v^2}{2 \lambda} C_p = \frac{\rho \pi R^3 V_v^2}{2} C_t, \quad \text{Eq. 2.1-15}$$

où C_t est le coefficient de couple :

$$C_p(\lambda, \beta) = \lambda \cdot C_t(\lambda, \beta). \quad \text{Eq. 2.1-16}$$

La force de poussée axiale agissant sur l'aéroturbine a une expression similaire :

$$F_a = \frac{\rho \pi R^2 V_v^2}{2} C_a, \quad \text{Eq. 2.1-17}$$

où C_a est le coefficient de force axiale, également fonction non linéaire de λ et β .

Les expressions de C_p , de C_a et de C_t en fonction de λ , et de β dépendent essentiellement des caractéristiques géométriques des pales conçues en fonction des caractéristiques d'un site, de la puissance nominale souhaitée et du type de régulation (pitch ou stall) et de fonctionnement (vitesse variable ou fixe) de l'aérogénérateur. Des algorithmes permettent de calculer selon ces objectifs, la forme et les dimensions des pales et donnent lieu à des courbes exprimant C_p et C_t en fonction de λ et β [Gou 1982] [Vec 2002]. Ces courbes peuvent également être obtenues par des essais en soufflerie ou à partir du coefficient de portance et de traînée et de la théorie de l'élément de pale, comme expliqué dans mon mémoire de thèse [M3].

La mémoire nécessaire pour les simulations est plus petite si on dispose d'une expression analytique de ces coefficients en fonction de λ et β , plutôt que de tables de données. Une expression analytique peut être obtenue à partir de ces données, mais on peut directement trouver ce type d'expression dans la littérature scientifique ou sur des logiciels commerciaux, par exemple [Ack 2005] [EUR] :

$$C_p(\lambda, \beta) = LF(\lambda_f LD - LE\beta - LG)e^{-LH\lambda_f} \quad \text{Eq. 2.1-18}$$

$$\lambda_f = \frac{1}{\beta LB + \lambda} - \frac{LC}{\beta^3 + 1} \quad \text{Eq. 2.1-19}$$

La Figure 2-5 montre les courbes du coefficient de puissance et de couple en fonction de λ et β obtenues à partir de l'expression analytique précédente. Différentes expressions ou courbes ont été utilisées pour simuler et concevoir les commandes d'éoliennes présentées dans ce rapport.

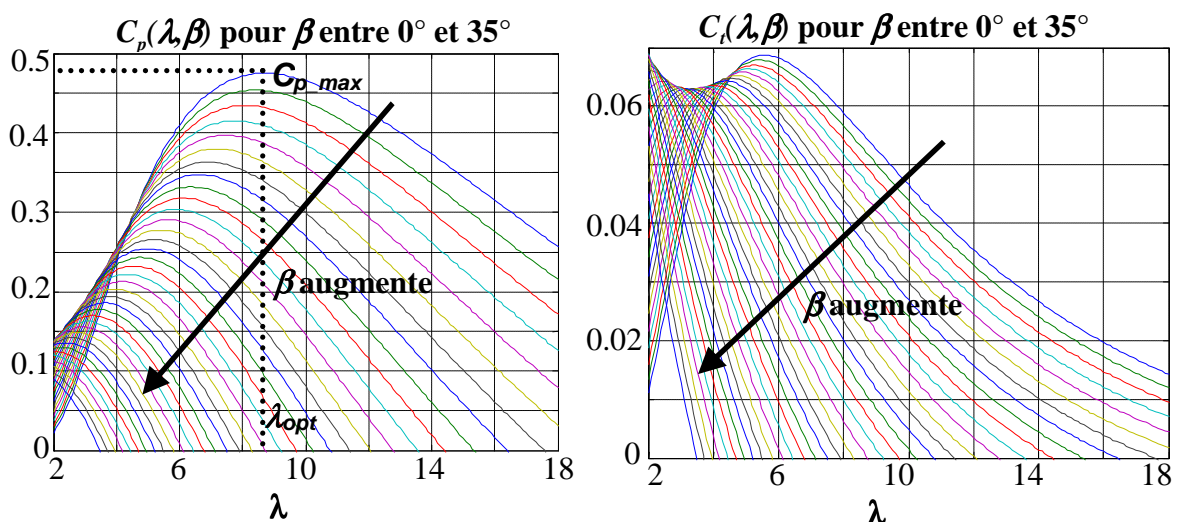


Figure 2-5 : courbes des coefficients de puissance et de couple

Les valeurs des coefficients LF, LD, LE, LG, LH, LB et LC sont données dans le Tableau 2-1.

Tableau 2-1 : Constantes nécessaires pour le calcul du coefficient de puissance

LB	LC	LD	LE	LF	LG	LH
0,08	0,001	112	0,4	0,22	3,8	12,5

2.1.2.2. Vent fictif

Le vent de l'équation 2.1-13 n'est pas réel, c'est un vent homogène fictif. Ce vent doit être tel que le couple T_i soit le même, ou ait la même DSP que celle du couple obtenue par le modèle du paragraphe précédent. Le vent fictif est construit tel qu'illustré sur la Figure 2-6.

La vitesse de vent de départ est exprimée en un point fixe. Elle peut être :

- Mesurée par un anémomètre à une fréquence d'échantillonnage tenant compte de la composante turbulente ;
- Générée par la méthode de Shinozuka par un spectre de von Karman par exemple ;
- Générée en filtrant avec un filtre linéaire dont le spectre est proche de celui de von Karman, un bruit blanc gaussien.

Cette vitesse est ensuite filtrée par un filtre spatial (phénomène décrit dans le paragraphe précédent) :

$$H_{fs} = \frac{\sqrt{2} + bs}{(\sqrt{2} + bs\sqrt{a})\left(1 + \frac{b}{\sqrt{a}}s\right)}. \quad \text{Eq. 2.1-20}$$

Le paramètre a est empirique et vaut 0,55. Le paramètre b est lié à la corrélation de la vitesse du vent en deux points voisins et vaut $b = \gamma R/U$, où γ est le facteur de déclin ou « decay factor » et U est la vitesse moyenne du vent.

Il peut être utile de modéliser des rafales car ce sont ces perturbations qui imposent, dans certaines zones de fonctionnement de l'éolienne, la bande passante des régulateurs.

Une fonction classique définissant les rafales est :

$$V_v(t) = U + 0,5\Delta V \left[1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{\tau}\right) \right], \quad \text{Eq. 2.1-21}$$

où ΔV est la magnitude de la rafale, t le temps écoulé depuis le début de la rafale et τ est la durée.

Des rafales plus sévères sont modélisées par des fonctions exponentielles.

Comme la turbulence, les rafales sont spatialement filtrées si leur taille est plus petite que l'aire balayée par l'aéroturbine. La taille d'une rafale dépend de sa durée. La durée minimale d'une rafale assurant une taille englobant toute l'aéroturbine est donnée par :

$$\tau = \frac{d_y 2R}{U \ln(\text{coh}_D)}, \quad \text{Eq. 2.1-22}$$

où d_y est le coefficient de déclin, et coh_D est la cohérence entre deux points extrêmes du rotor [Spe 1995].

L'effet du *rotational sampling* de la turbulence peut simplement être représenté en superposant des sinusoïdes aux fréquences 1.P et 3.P à la vitesse du vent spatialement filtrée. Les amplitudes des sinusoïdes superposées peuvent être ajustées en simulant l'éolienne et en

réglant les amplitudes des oscillations du couple aérodynamique pour qu'elles soient égales à des valeurs expérimentales.

Des expériences ont montré que sur une éolienne tripale, ces composantes à 1.P et 3.P sont dominantes. Les composantes aux autres fréquences multiples de la vitesse de rotation peuvent être retrouvées en modélisation l'effet d'ombre de la tour et celui du cisaillement du vent.

Les effets d'ombre de la tour et celui du cisaillement du vent dépendent de la position angulaire des pales. Ainsi, afin de modéliser ces effets, il faut simuler le vent incident sur chaque pale. On calcule la vitesse du vent incident sur chaque pale comme indiqué sur la Figure 2-6 :

$$V_{pi}(\varphi_{pi}, r) = V_m (1 + \Delta C(r, \varphi_{pi}) - \Delta OT(r, \varphi_{pi})), \quad \text{Eq. 2.1-23}$$

où φ_{pi} est la position angulaire de la pale pi , r est la position radiale dans la pale, V_m est la vitesse du vent fictif à la hauteur du moyeu, ΔC représente la variation de vitesse due au cisaillement du vent et ΔOT est lié au décrétement de vitesse dû à l'effet d'ombre de la tour. On considère que le vent agit au centre de poussée de la pale, $r_p = 0,75R$.

Le décrétement de vitesse dû à l'effet d'ombre s'exprime [Spe 1995] :

$$\Delta OT(\varphi_{pi}) = t_0 + t_p \cos\left(\frac{k_{tour}\pi}{\varphi_{pi}}(\varphi_{pi} - \varphi^*)\right), \quad \varphi_{pi} \in (\varphi^* - \varphi_{ot}, \varphi^* + \varphi_{ot}), \quad \text{Eq. 2.1-24}$$

où φ_{ot} est l'angle d'influence de la tour, φ^* est l'angle de position de la tour pour le système de référence choisi, t_0 , t_p sont des constantes d'échelle empirique et k_{tour} est un paramètre qui dépend du type de tour ($k_{tour}=1$ pour une tour tubulaire). L'effet d'ombre de la tour se pondère avec les paramètres t_0 et t_p .

Le cisaillement du vent est modélisé par la loi potentielle :

$$\Delta C(\varphi_{pi}) = \left(\frac{z}{H}\right)^\alpha = \left(\frac{0,75R \sin(\varphi_{pi}) + H}{H}\right)^\alpha, \quad \text{Eq. 2.1-25}$$

où H est la hauteur du moyeu de l'aérogénérateur et z est la hauteur. Une expression simplifiée est obtenue en développant la précédente en série de Taylor [Spe 1995] :

$$\Delta C(\varphi_{pi}) \approx \alpha \left(\frac{0,75R}{H}\right) \sin(\varphi_{pi}) + \frac{\alpha(\alpha-1)}{2} \left(\frac{0,75R}{H}\right)^2 \sin^2(\varphi_{pi}). \quad \text{Eq. 2.1-26}$$

Le couple capté par chaque pale est déduit à partir de l'équation 2.1-15 :

$$T_{pi} = \left(\frac{\pi\rho R^3}{2N_p}\right) V_{pi}^2 \left(\frac{C_p(\lambda_{pi}, \beta_{pi})}{\lambda_{pi}}\right) \quad \text{Eq. 2.1-27}$$

où $\lambda_{pi} = \frac{\Omega_t R}{V_{pi}}$, N_p étant le nombre de pales.

En introduisant le filtre *induction lag*, le couple capté par l'aéroturbine est finalement donné par l'expression :

$$T_t(s) = \frac{K_{fd} \tau_{fd} s + 1}{\tau_{fd} s + 1} \sum_{pi=1}^{N_p} T_{pi}(s). \quad \text{Eq. 2.1-28}$$

Pour les simulations où on souhaite étudier les efforts de fatigue des pales ou de la tour, les déformations de ces éléments peuvent être prises en compte dans le calcul du vent juste après le filtre spatial. De plus, une fois λ calculé, de façon similaire au calcul du couple aérodynamique, les forces de poussée axiales de chaque pale sont aisément obtenues à partir de l'équation 2.1-17.

Compte tenu de leur impact nul ou mineur par rapport aux objectifs des travaux de recherche que j'ai menés, certains phénomènes tels que la dynamique du passage en fonctionnement *stall* [Rod 2000], l'effet de sillage d'une éolienne sur une autre [Ger 1994], l'opération d'orientation de la nacelle ou une mauvaise orientation de celle-ci [Rod 2000] [Eke 1997] et les pertes en bout de pâles [Mol 2001] n'ont pas été représentés dans les modèles de simulations utilisés.

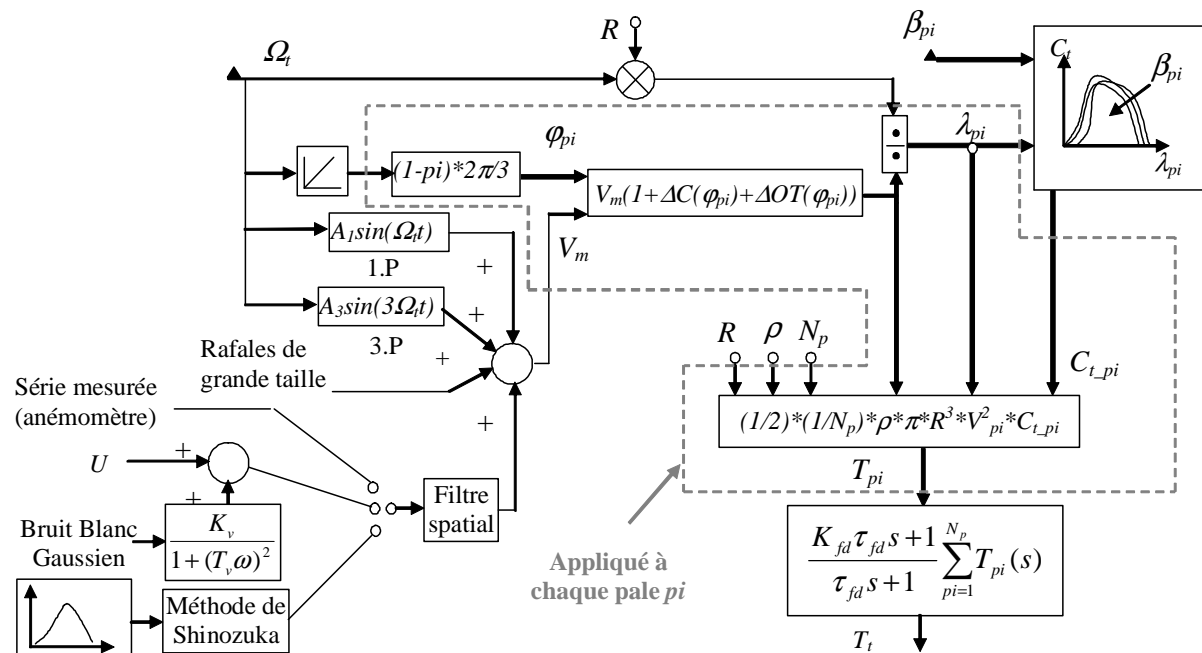


Figure 2-6 : calcul du couple capté par l'aéroturbine avec le modèle simplifié

2.2. MODULE MECANIQUE

Dans le cas général, ce module représente la vitesse de rotation du générateur et de l'aéroturbine, ainsi que la flexion des pales (*flapwise*) et de la tour (*foreaft*) dans la direction du vent en fonction des forces de poussée et du couple aérodynamique provenant du module aérodynamique.

Le système mécanique est celui qui contient les dynamiques dominantes, les plus lentes, c'est pourquoi il est toujours pris en compte. La complexité de son modèle varie en fonction de l'objectif de la commande.

2.2.1. Modèle à une masse

Pour les éoliennes rigides ou lorsque la représentation de leur flexibilité n'est pas nécessaire, le module mécanique contient une simple masse tournante [Eke 1997] [Car 1996]. Son moment d'inertie est la somme de l'ensemble des moments d'inerties de l'aéroturbine au générateur électrique. Comme indiqué sur la Figure 2-7 (J_t et J_m sont les moments d'inertie de la turbine éolienne et de la machine électrique, D_t et D_m sont les coefficients de frottements et

T_{em} est le couple électromagnétique du générateur), dans ce cas, les vitesses de rotation de la turbine et du générateur sont les mêmes.

Les pertes par frottements sont représentées lorsqu'on réalise une étude du rendement énergétique du système.

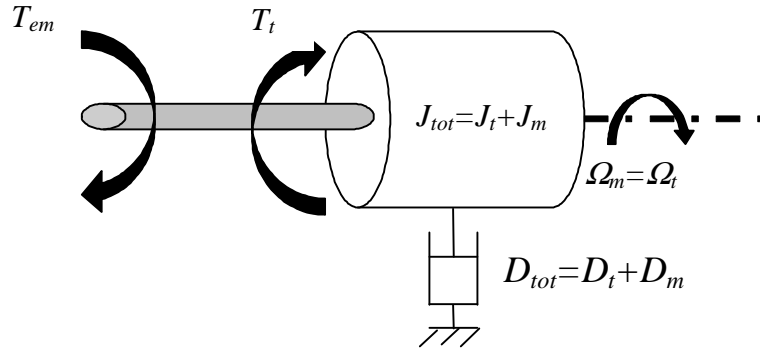


Figure 2-7 : représentation simplifiée du couplage mécanique

La dynamique du système mécanique est alors donnée par l'équation différentielle du premier ordre :

$$J_{tot} \frac{d\Omega_m}{dt} = T_t - T_{em} - D_{tot} \Omega_m. \quad \text{Eq. 2.2-1}$$

2.2.2. Modèle à deux masses

L'augmentation de la taille et l'utilisation de nouveaux matériaux font que la structure mécanique des éoliennes soit de plus en plus flexible. Cette flexibilité doit être modélisée si on souhaite étudier les efforts dynamiques subis par des composants ou si on souhaite considérer l'impact des oscillations dues à ces flexibilités dans la puissance ou l'énergie produite par l'éolienne. Un modèle à deux masses tel que celui de la Figure 2-8 permet de prendre en compte le premier mode de flexion du couplage entre l'aéroturbine et le générateur.

Ce couplage flexible entre les inerties J_t et J_m est défini par des coefficients de rigidité et d'amortissement K_{tm} et D_{tm} .

Toutes les variables du côté de la turbine sont ramenées à l'axe rapide : $\Omega_{t_ar} = N\Omega_t$ et

$$T_{t_ar} = \frac{T_t}{N} \text{ où } N \text{ est le rapport de multiplication du multiplicateur.}$$

La dynamique du système mécanique est alors donnée par trois équations différentielles linéaires :

$$\begin{aligned} J_t \frac{d\Omega_{t_ar}}{dt} &= T_{t_ar} - D_t \Omega_{t_ar} - T_{mec} \\ J_m \frac{d\Omega_m}{dt} &= T_{em} - D_m \Omega_m + T_{mec} \\ \frac{dT_{mec}}{dt} &= K_{tm} (\Omega_{t_ar} - \Omega_m) + D_{tm} \left(\frac{d\Omega_{t_ar}}{dt} - \frac{d\Omega_m}{dt} \right) \end{aligned} \quad , \quad \text{Eq. 2.2-2}$$

où T_{mec} est le couple mécanique.

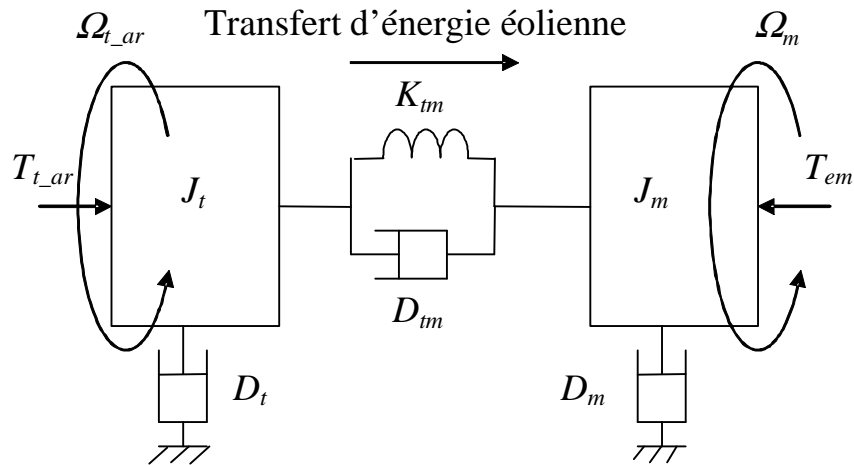


Figure 2-8 : modèle à deux masses du couplage mécanique entre l'aéroturbine et le générateur

2.2.3. Modèle multi-masses

Lorsqu'on souhaite également tenir compte de la flexibilité des pales et de la tour pour étudier l'effet des lois de commande sur la fatigue mécanique de ces éléments, le modèle précédent peut être étendu. Le système mécanique est considéré comme une interconnexion d'éléments rigides et les flexibilités des composants sont représentées par une liaison pivot de type amortisseur-ressort entre deux éléments [Bin 1999] [Les 2006], comme dans le modèle précédent.

La Figure 2-9 représente, pour une éolienne bipale, la flexion des pales dans la direction du vent (*flapwise mode*), de la tour (*foreaft mode*) et de l'arbre de transmission. ζ_1 et ζ_2 sont les déplacements angulaires des deux pales, x_T est le déplacement linéaire de la tour et r_p est, comme indiqué précédemment, la distance entre le centre de l'aéroturbine et le centre de poussée de la pale.

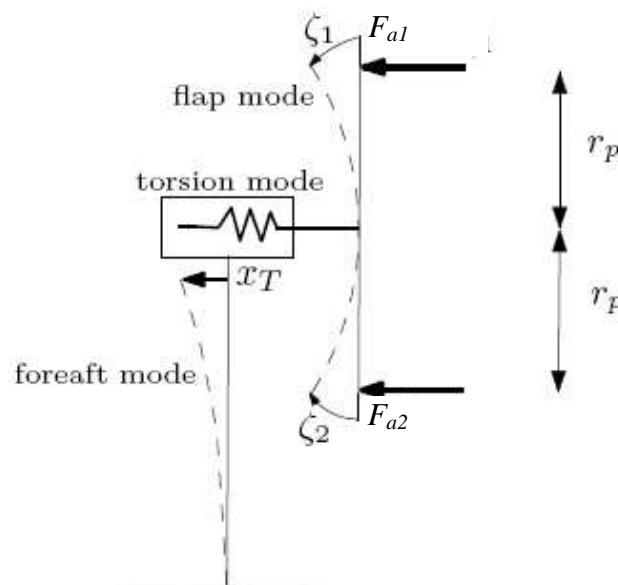


Figure 2-9 : modes de flexion principales d'une éolienne bipale

Dans l'hypothèse de petits déplacements (modèle linéaire) et à partir des équations de Lagrange, on obtient une équation d'état linéaire décrivant le comportement dynamique de la structure mécanique [Les 2006] :

$$\dot{x} = \begin{pmatrix} O & I \\ -M^{-1}K & -M^{-1}C \end{pmatrix} x + \begin{pmatrix} 0 \\ M^{-1} \end{pmatrix} Q, \quad \text{Eq. 2.2-3}$$

où le vecteur d'état $x^T = (q \ \dot{q})^T$ avec q représentant l'ensemble des degrés de liberté de la structure :

$$q = (\theta_t \ \theta_m \ \zeta_1 \ \zeta_2 \ x_T)^T, \quad \text{Eq. 2.2-4}$$

où θ_t et θ_m sont les positions angulaires de l'arbre de transmission du côté de la turbine éolienne et de la machine électrique.

Q est le vecteur des forces généralisées :

$$Q = (T_t \ -C_{em} \ r_p F_{a1} \ r_p F_{a2} \ F_{a1} + F_{a2})^T, \quad \text{Eq. 2.2-5}$$

où F_{a1} et F_{a2} sont les forces de poussée axiales s'exerçant à un point de la pale à la distance r_p de l'axe de l'aéroturbine.

M , K et C sont les matrices d'inertie, de raideur et d'amortissement :

$$M = \begin{pmatrix} J_t & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & J_m & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & M_p r_p^2 & 0 & M_p r_p \\ 0 & 0 & 0 & M_p r_p^2 & M_p r_p \\ 0 & 0 & M_p r_p & M_p r_p & M_T + 2M_p \end{pmatrix},$$

$$K = \begin{pmatrix} K_m & -K_m & 0 & 0 & 0 \\ -K_m & K_m & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & K_p r_p^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & K_p r_p^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & K_T \end{pmatrix},$$

$$C = \begin{pmatrix} D_m & -D_m & 0 & 0 & 0 \\ -D_m & D_m & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & D_p r_p^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & D_p r_p^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & D_T \end{pmatrix}. \quad \text{Eq. 2.2-6}$$

où M_T , M_p , K_T , K_p , D_T et D_p sont respectivement les masses, les coefficients de raideur et les coefficients d'amortissement de la tour et d'une pale.

2.3. ACTIONNEUR PITCH

Beaucoup de couples entrent en jeu dans l'étude dynamique du système de régulation du pas d'une pale [Hei 2000]. La représentation de ces couples ou moments exige la modélisation de la dynamique des structures de la pale, du comportement de l'air autour des pales ou encore la prise en compte des frictions dans les paliers. L'influence des ces

phénomènes est néanmoins négligeable dans les travaux présentés dans ce rapport. C'est pourquoi les modèles de l'actionneur pitch utilisés dans ces travaux sont relativement simples.

Dans mon mémoire de thèse [M3], la dynamique de la boucle interne de régulation de la variation de l'angle pitch est représentée par un premier ordre. La régulation de l'angle pitch est réalisée dans une boucle externe, par un simple correcteur proportionnel.

Néanmoins, la régulation de la vitesse de rotation autour de l'axe longitudinal des pales ayant une bande passante bien plus grande que celle de la régulation de l'angle lui-même, la régulation de l'angle de calage peut être modélisée par une simple fonction de transfert du premier ordre [Lei 1992b] [Kod 2001], telle que sur la Figure 2-10.

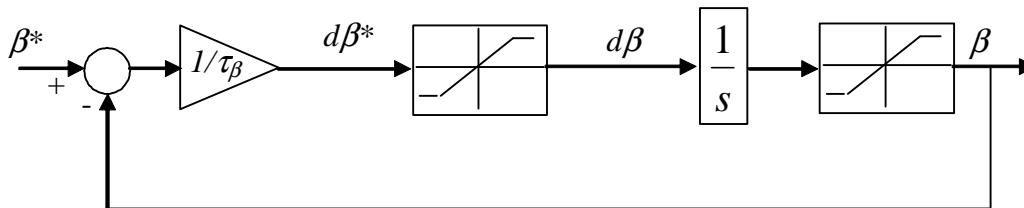


Figure 2-10 : modèle de l'actionneur pitch

Quel que soit le modèle utilisé, il est important de limiter l'angle pitch et surtout le taux de variation de cet angle. Selon [Hei 2000], ce taux est limité à environ 10°/s lors de procédures normales et à 20°/s pour des cas d'urgence. Selon [Ack 2005], la limite est en général différente pour les variations positives et négatives de l'angle de calage.

2.4. PARTIE ELECTRIQUE

La partie électrique contient la machine électrique, les convertisseurs et le réseau. Ce paragraphe présente dans un premier temps les modèles concernant les éoliennes de grande puissance munies d'une Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA). Ensuite, je décris la modélisation d'un onduleur de tension à quatre bras utilisé dans un Système d'Énergie Hybride (SEH) contenant une petite éolienne. Une partie de la thèse d'Iñigo Martinez concerne la Machine Synchrone (MS) (associée à des convertisseurs dos à dos qui transfèrent 100% de la puissance produite) contenue dans des éoliennes offshore connectées au réseau continental par du HVDC (voir §3.5). Les modèles électriques associés à cette étude ne sont pas décrits ici.

2.4.1. Eoliennes de grande puissance avec une Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA)

80% des éoliennes de grande puissance commercialisées aujourd'hui contiennent une MADA [Tab 2008]. La MADA, le Convertisseur côté RoTor (CRT), le bus à courant continu, le Convertisseur côté Réseau (CRS), le filtre (L_A , R_A) de sortie et un réseau idéal (L_R , R_R , et source de tension u_{R_RST}) sont illustrés sur la Figure 2-11. Les indices s , r , A et G sont respectivement liés au stator, au rotor, au filtre de sortie et au générateur.

2.4.1.1. MADA

Les grandeurs électriques alternatives étant sinusoïdales, elles sont définies par leur module et leur phase. Elles peuvent être représentées dans un système de référence bidimensionnel, par exemple dans un système de référence (α_f , β_f) lié au stator de la machine (à axes fixes). Le passage des grandeurs électriques à ce système de référence, à partir du système de référence associé aux trois enroulements statoriques et rotoriques, se fait à travers

la transformée de Park. Les équations électriques de la MADA dans ce repère peuvent être représentées sous forme d'équation d'état :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \\ i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{pmatrix} = \frac{1}{(L_s L_r - L_h^2)} \begin{pmatrix} -R_s L_r & \omega_m L_h^2 & L_h R_r & \omega_m L_h L_r \\ -\omega_m L_h^2 & -R_s L_r & -\omega_m L_h L_r & L_h R_r \\ L_h R_s & -\omega_m L_s L_h & -R_r L_s & -\omega_m L_s L_r \\ \omega_m L_s L_h & L_h R_s & \omega_m L_s L_r & -R_r L_s \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \\ i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{pmatrix} + \frac{1}{(L_s L_r - L_h^2)} \begin{pmatrix} L_r & 0 & -L_h & 0 \\ 0 & L_r & 0 & -L_h \\ -L_h & 0 & L_s & 0 \\ 0 & -L_h & 0 & L_s \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u_{\alpha s} \\ u_{\beta s} \\ u_{\alpha r} \\ u_{\beta r} \end{pmatrix}, \quad \text{Eq. 2.4-1}$$

où R_r , R_s , L_r et L_s sont respectivement les résistances et les inductances au rotor et au stator, L_h est l'inductance mutuelle et ω_m est la vitesse de rotation électrique de la machine (vitesse de rotation du générateur multiplié par p le nombre de paires de pôles de la machine).

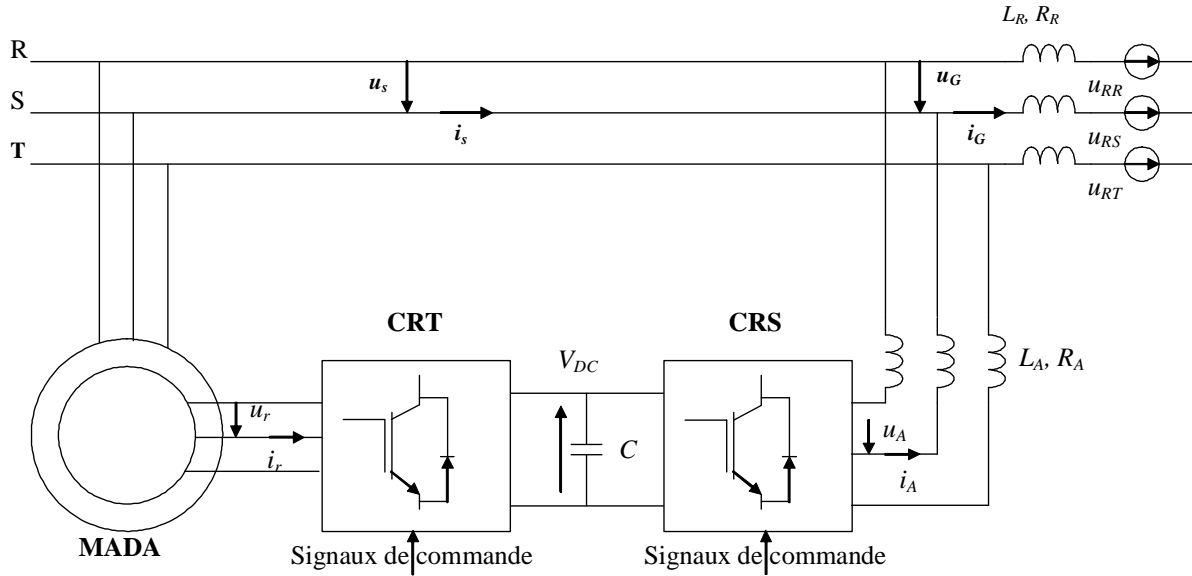


Figure 2-11 : modèle électrique d'éoliennes munies d'une MADA

Le couple électromagnétique découle des variables électriques :

$$T_{em} = k_t p \operatorname{Im}(\overline{\Psi}_s^* \vec{i}_s) = k_t p L_h \operatorname{Im}(\vec{i}_r^* \vec{i}_s) = k_t p L_h (i_{\alpha r} i_{\beta s} - i_{\beta r} i_{\alpha s}), \quad \text{Eq. 2.4-2}$$

où k_t est un paramètre dépendant du type de transformation de Park réalisée (à puissance ou à amplitude constante).

Les puissances active et réactive au stator et rotor sont respectivement données par :

$$P_s = \operatorname{Re}(\overline{u}_s \vec{i}_s^*), \quad \text{Eq. 2.4-3}$$

$$Q_s = \operatorname{Im}(\overline{u}_s \vec{i}_s^*), \quad \text{Eq. 2.4-4}$$

$$P_r = \operatorname{Re}(\overline{u}_r \vec{i}_r^*), \quad \text{Eq. 2.4-5}$$

$$Q_r = \text{Im}(\bar{u}_r \bar{i}_r^*).$$

Eq. 2.4-6

2.4.1.2. Convertisseurs

Les convertisseurs sont en général modélisés avec deux niveaux de complexité.

La plupart du temps, compte tenu du fait que d'une part la fréquence des commutations est très élevée par rapport à la bande passante des contrôleurs et que d'autre part la simulation discrète des commutations exige une puissance de calcul significative, le modèle des convertisseurs est simplifié à l'aide du théorème des valeurs moyennes [Wic 1997]. Dans ce cas, les signaux de commande des convertisseurs de tension CRT et CRS sont les rapports cycliques (valeurs moyennes temporelles des commutations) des IGBT. Les tensions générées par ces convertisseurs sont le produit de ces rapports cyclique par la tension dans le bus à courant continu V_{DC} divisé par deux. Il faut noter que cette simplification n'est réalisable que si les convertisseurs sont commandés par des techniques de modulation.

Le modèle des convertisseurs doit être plus détaillé lorsqu'on applique des techniques de commande directes, tels que le DTC (*Direct Torque Control*) ou le DPC (*Direct Power Control*) [C6]. On doit alors tenir compte de la nature discrète des conversions. Le CRT et le CRS sont représentés par l'onduleur de tension de la Figure 2-12 :

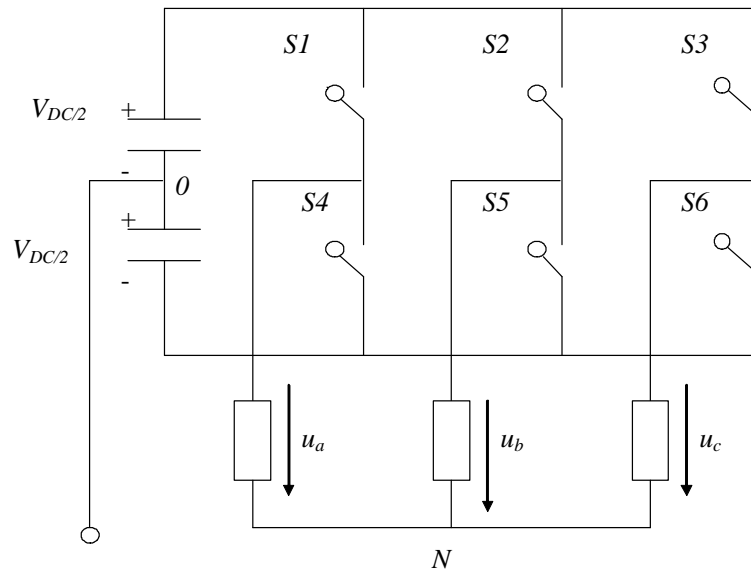


Figure 2-12 : schéma d'un onduleur de tension

En supposant que le système triphasé est équilibré et en considérant que les commutateurs sont idéaux, que les commutations sont instantanées et que les commutateurs situés sur la même branche sont en état complémentaire, on déduit les tensions à la sortie des convertisseurs [M3] :

$$u_a = \frac{V_{DC}}{3}(2S_a - S_b - S_c),$$

$$u_b = \frac{V_{DC}}{3}(2S_b - S_c - S_a),$$

$$u_c = \frac{V_{DC}}{3}(2S_c - S_a - S_b).$$

Eq. 2.4-7

où les variables S_a, S_b, S_c sont fonctions de l'état des commutations ($S_i, i=1$ à 6) dans les trois branches.

2.4.1.3. Bus à courant continu

La dynamique de la tension V_{DC} du bus à courant continu est liée au bilan des puissances :

$$\frac{dW_C}{dt} = P_r - P_A. \quad \text{Eq. 2.4-8}$$

Ainsi, connaissant la puissance active P_r échangée avec le convertisseur CRT et la puissance active P_A échangée avec le convertisseur CRS, on en déduit la variation d'énergie dans le condensateur C , d'où il en résulte l'énergie contenue dans ce condensateur W_C et donc la valeur de la tension dans l'étape continue :

$$V_{DC} = \sqrt{2 \frac{W_C}{C}}. \quad \text{Eq. 2.4-9}$$

2.4.1.4. Filtres de sortie

Le signal électrique en sortie des convertisseurs n'est pas sinusoïdal. Pour rendre le courant i_A le plus sinusoïdal possible, on filtre la tension générée par le convertisseur CRS à l'aide de filtres (R_A, L_A). Les courants dans les trois phases à la sortie du convertisseur CRS sont donnés par les équations différentielles :

$$\begin{aligned} u_{Aa} &= U_{Ga} + R_A i_{Aa} + L_A \frac{di_{Aa}}{dt}, \\ u_{Ab} &= U_{Gb} + R_A i_{Ab} + L_A \frac{di_{Ab}}{dt}, \\ u_{Ac} &= U_{Gc} + R_A i_{Ac} + L_A \frac{di_{Ac}}{dt}. \end{aligned} \quad \text{Eq. 2.4-10}$$

2.4.1.5. Réseau

Pour l'étude d'aérogénérateurs connectés à un réseau de forte puissance un modèle de réseau idéal est suffisant : modélisation de lignes d'inductance L_R et de résistance R_R et d'une source de tension triphasée idéale u_{R_RST} . On retrouve les mêmes équations différentielles que dans le paragraphe précédent. Les paramètres L_R et R_R sont utilisés pour fixer la puissance de court-circuit S_R et l'angle ψ_R du réseau :

$$\begin{aligned} \psi_R &= \arctan\left(\frac{\omega_s L_R}{R_R}\right), \\ S_R &= \frac{V_s^2}{\sqrt{R_R^2 + (\omega_s L_R)^2}}. \end{aligned} \quad \text{Eq. 2.4-11}$$

Plus le réseau est résistif, plus l'angle est petit et plus l'indice du flicker émis est grand.

Ce modèle n'est pas valable pour représenter des réseaux faibles ou isolés tel que des réseaux insulaires. La représentation du réseau devient alors plus complexe et des logiciels de réseau commerciaux tel que Eurostag sont utilisés pour simuler l'ensemble du système [EUR] [C26].

2.4.2. Onduleur à quatre bras dans un SEH contenant une petite éolienne

L'architecture du SEH étudié dans le cadre de la thèse de Ionel Vechiu [T1] est illustrée sur la Figure 2-13.

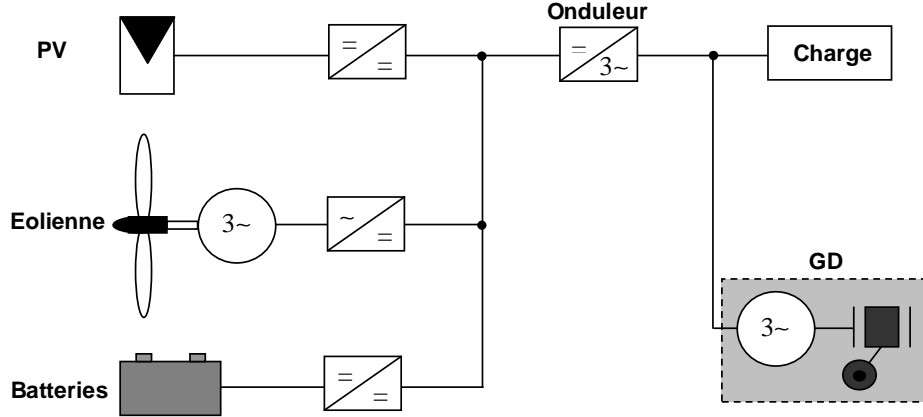


Figure 2-13 : architecture du SEH

Dans les travaux menés sur ce SEH, deux types d'éoliennes ont été considérées : une contenant une machine à induction et une autre munie d'une machine synchrone [T1] [C17]. Quel que soit le type de machine, nos travaux se sont avant tout centrés sur l'onduleur. Deux types d'onduleurs ont été modélisés : un onduleur classique à trois bras, semblable à celui représenté à la Figure 2-12, et un onduleur à quatre bras.

Le modèle en valeurs moyennes de ce convertisseur est illustré sur la Figure 2-14. Il s'agit d'un convertisseur à quatre bras [EIB 2000] [Ben 2005] où le fil de neutre est connecté au milieu du quatrième bras ce qui permet de traiter le courant de neutre causé par les charges déséquilibrées.

Les tensions v_{af} , v_{bf} , v_{cf} s'expriment :

$$\begin{bmatrix} v_{af} \\ v_{bf} \\ v_{cf} \end{bmatrix} = V_{cc} \begin{bmatrix} d_{af} \\ d_{bf} \\ d_{cf} \end{bmatrix}, \quad \text{Eq. 2.4-12}$$

où d_{af} , d_{bf} et d_{cf} sont les rapports cycliques. Les tensions et les courants dans le convertisseur s'expriment :

$$\begin{bmatrix} v_{af} \\ v_{bf} \\ v_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{AN} \\ v_{BN} \\ v_{CN} \end{bmatrix} + R_f \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - R_N \begin{bmatrix} i_N \\ i_N \\ i_N \end{bmatrix} - L_N \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_N \\ i_N \\ i_N \end{bmatrix}, \quad \text{Eq. 2.4-13}$$

$$i_a + i_b + i_c + i_N = 0, \quad \text{Eq. 2.4-14}$$

où v_{AN} , v_{BN} et v_{CN} sont les tensions rapportées au point de neutre à la sortie du filtre, i_a , i_b et i_c sont les courants triphasés à la sortie de l'onduleur et i_N est le courant de neutre. Le courant dans la partie continue peut être obtenu à partir de la loi de conservation de la puissance :

$$i_{cc} = [d_{af} \quad d_{bf} \quad d_{cf}] [i_a \quad i_b \quad i_c]^T. \quad \text{Eq. 2.4-15}$$

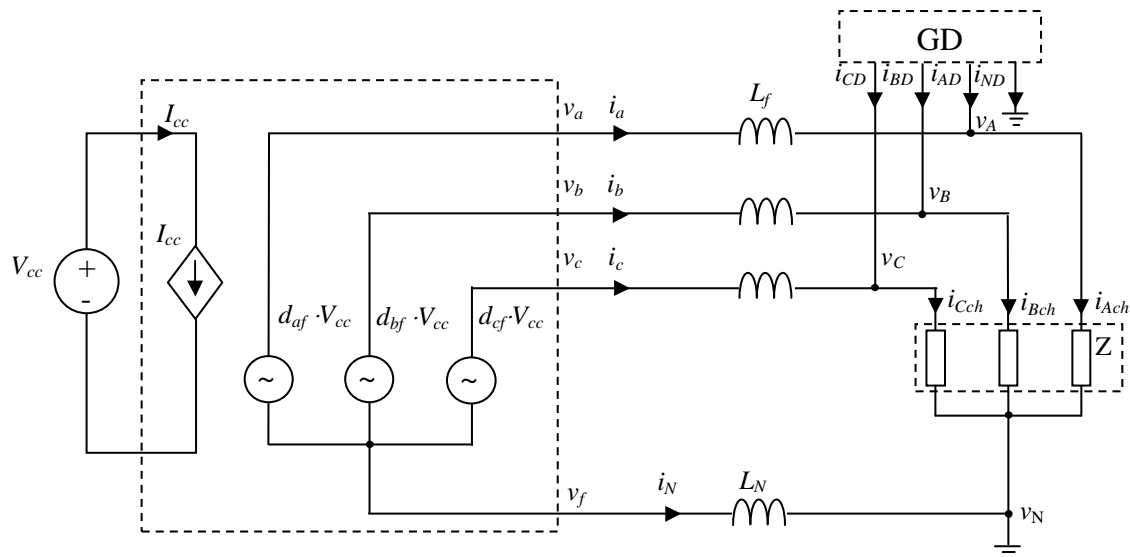


Figure 2-14 : modèle en valeurs moyennes du convertisseur

2.5. INTEGRATION, SIMPLIFICATIONS, IMPLEMENTATIONS ET EXPLOITATION DES MODELES

Les modèles que je viens de présenter ont été implémentés sur Matlab / Simulink. Pour les travaux menés sur l'intégration de parcs éoliens dans les réseaux insulaires, une partie de ces modèles a également été implémentée sur Eurostag, et complétée par un modèle du réseau de Nouvelle Calédonie puis de Guadeloupe.

2.5.1. Grandes éoliennes

La modularité du modèle d'éolienne présenté dans ce rapport permet de tester chaque partie du modèle indépendamment. Elle donne aussi l'occasion de modéliser facilement, en changeant simplement la structure ou les paramètres d'un module, différents types d'aérogénérateur tripales à axe horizontal. La complexité de chaque module doit être choisie en respectant une cohérence globale [M3]. Ce choix est lié à la puissance de calcul disponible et à l'objectif recherché dans la simulation du modèle.

Deux configurations ont en particulier été considérées dans mes travaux :

- Un modèle ne prenant pas en compte toute la partie électrique de l'aérogénérateur, pour les travaux concernant le rendement énergétique, les charges dynamiques et la participation des éoliennes à la régulation primaire de fréquence d'un réseau. Les dynamiques électriques sont très grandes par rapport aux phénomènes étudiés dans ces travaux ;
- Un modèle comprenant la partie électrique, sans les convertisseurs pour l'étude d'émission de flicker et avec les convertisseurs pour l'étude de la commande de niveau 1 (commande des CRT et CRS) de la MADA.

Les effets du module aérodynamique produisant des pics spectraux aux fréquences 1.nP et 3.nP ont été négligés pour des travaux où ils n'ont pas d'impact, par exemple dans l'étude de la participation des éoliennes à la régulation primaire de fréquence.

2.5.2. Petites éoliennes dans un SEH

Le modèle de l'onduleur à quatre bras et du reste du SEH ne sont utilisés que dans le cadre des travaux sur un microréseau déséquilibré.

2.5.3. Diagnostic d'erreurs de mesure

Le modèle sans convertisseurs et avec un modèle mécanique à deux masses a été utilisé dans le cadre d'une collaboration avec l'Université de Corse (thèse doctorale de Oudie Bennouna dirigée par Nicolas Héraud). Il a servi à tester en simulation une méthode d'identification et d'estimation de grosses erreurs de mesure des grandeurs électriques de la MADA [R2, R6, R10, C14, C19]. Cette détection est très utile pour réduire l'effet d'erreurs de mesures sur la commande. Cette méthode peut aussi être utilisée pour la maintenance d'éoliennes.

2.6. VALEUR DES PARAMETRES ET VALIDATION

Il est extrêmement compliqué d'obtenir des paramètres ou des données de fonctionnement d'une éolienne réelle.

Les valeurs des paramètres du modèle présenté ont été obtenues dans la littérature scientifique. De plus, certaines valeurs concernant notamment la flexibilité des pales ont été données par le fabricant d'éoliennes français Vergnet [C21, C24].

La validation, souvent négligée, est une étape importante du processus de modélisation. Une partie de notre modèle a été validée à partir de séries temporelles de la vitesse du vent et de la puissance active produite par une éolienne à vitesse fixe de l'île de Gotland. En plus des séries temporelles réelles et simulées, leur DSP ont également été comparées. On retrouve notamment dans les DSP des résultats de simulation les pics spectraux à 1.nP et 3.nP qu'on a dans les DSP des données réelles. De plus l'émission de flicker mesurée en simulation par un flickermètre numérique implémenté sur Matlab et respectant la norme internationale *IEC 61000-4-15* [IEC 1997] a été comparée avec celle mesurée et présentée dans [Pet 2001b].

Ces comparaisons ont permis d'ajuster les valeurs de certains paramètres puis de valider le comportement dynamique de l'interaction vent - aéroturbine, du couplage mécanique et de la machine électrique. Le comportement de modules tel que l'actionneur pitch n'ayant pas pu être validés avec des données réelles, ils l'ont été par comparaison avec des dynamiques trouvées dans la littérature scientifique.

2.7. EMULATEUR ET PROTOTYPE

2.7.1. Emulateur d'éoliennes de grande puissance

Un banc d'essai représente une étape intermédiaire entre un modèle de simulation et un système réel. Le coût d'un tel banc est bien inférieur à celui d'un aérogénérateur et sa représentation du système réel est plus réaliste qu'un simulateur numérique.

Le modèle que je viens de présenter a été utilisé pour émuler, par le biais d'un banc d'essai (voir Figure 2-15), une éolienne de grande puissance [R4]. Ce banc installé à l'Université de Mondragon est composé d'un Moteur à Courant Continu (MCC) de 25 kW émulant le comportement aérodynamique et mécanique d'une éolienne de 180 kW, et d'une MADA de 15 kW jouant le rôle de la machine électrique [C4, C7]. Ce banc permet notamment de mettre au point les éléments électriques et électroniques du système réel.

La Figure 2-16 illustre la stratégie d'émulation appelée *Model Speed Tracking*. Le couplage entre le MCC et la MADA étant très rigide, la vitesse de rotation de la MADA et du MCC est la même. Pour assurer une bonne émulation, il faut que la vitesse de rotation Ω_m simulée et celle des machines électriques réelles Ω_{cc} soient pratiquement égales, au gain N_I

près. Pour cela, la fréquence de coupure de la boucle de régulation de Ω_{cc} doit être plus élevée que celle de la boucle de commande de Ω_m .

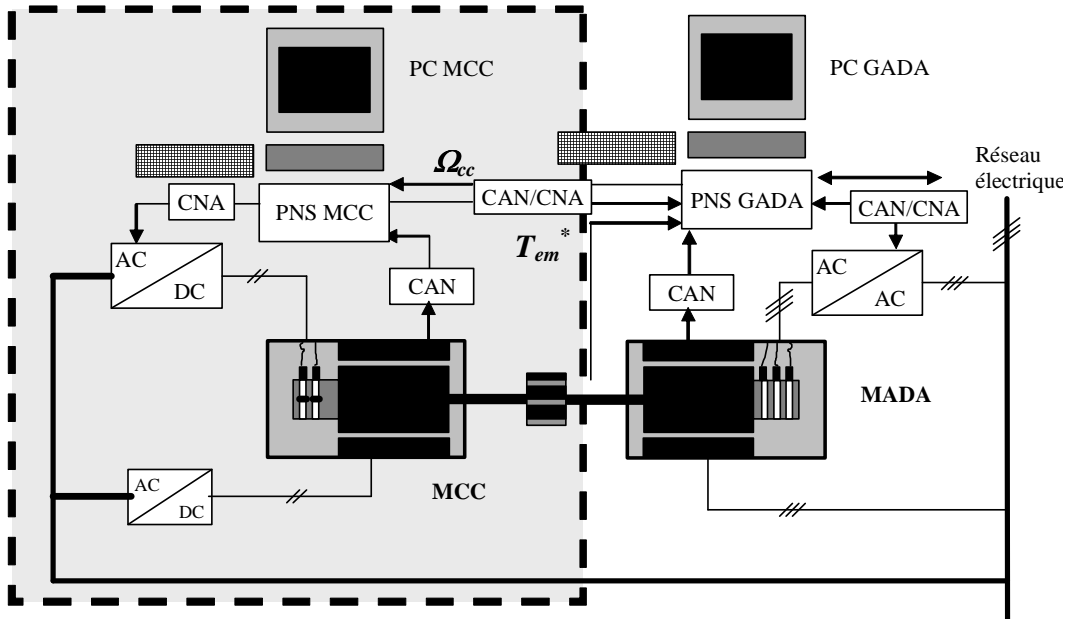


Figure 2-15 : schéma du banc d'essai de Mondragon

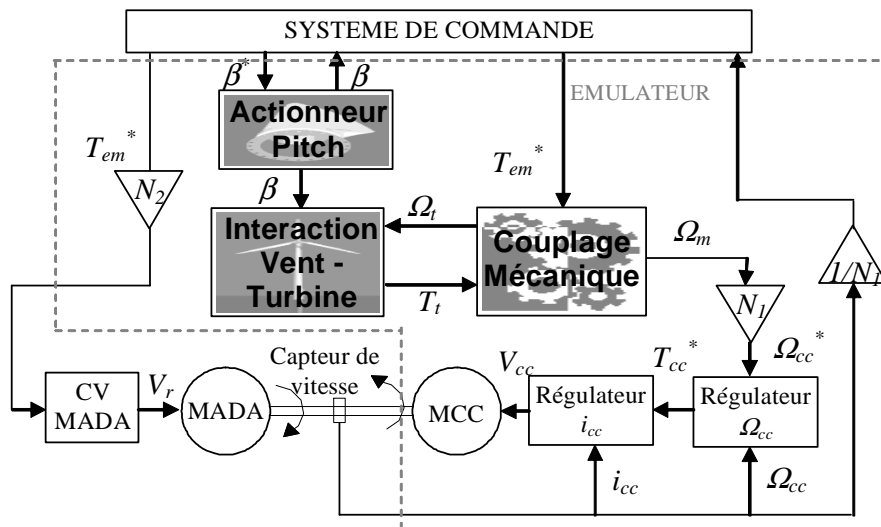


Figure 2-16 : schéma bloc décrivant la stratégie d'émulation

Les comportements statique et dynamique de l'émulateur ont été validés en comparant les résultats d'émulation et de simulation [M3]. Certaines commandes présentées dans le §3.3.1 ont été testées sur ce banc. Le banc a aussi été utilisé pour réaliser des essais expérimentaux des algorithmes de diagnostic développés par Ouadie Bennouna dans sa thèse [R6, R10].

2.7.2. Plateforme d'étude d'un SEH et prototype de l'onduleur à quatre bras

Une plateforme d'étude d'un SEH dépassant le cadre des travaux scientifiques présentés ici a été conçue et installée à l'ESTIA (voir Figure 2-17) [PD1, C9, C11, C12]. Elle représente, à une échelle de 1/100, le SEH modélisé et présenté dans le §2.4.2. Elle contient

entre autres une petite éolienne *Air-X* et un prototype de l'onduleur à 4 bras conçu dans le cadre des études liées aux problèmes de déséquilibre et présenté dans la même section. Des essais expérimentaux présentés dans le §3.4 ont été réalisés sur cette plateforme pour tester un algorithme de commande permettant de générer, avec l'onduleur à 4 bras, une tension triphasée équilibrée malgré la présence de charges déséquilibrées.

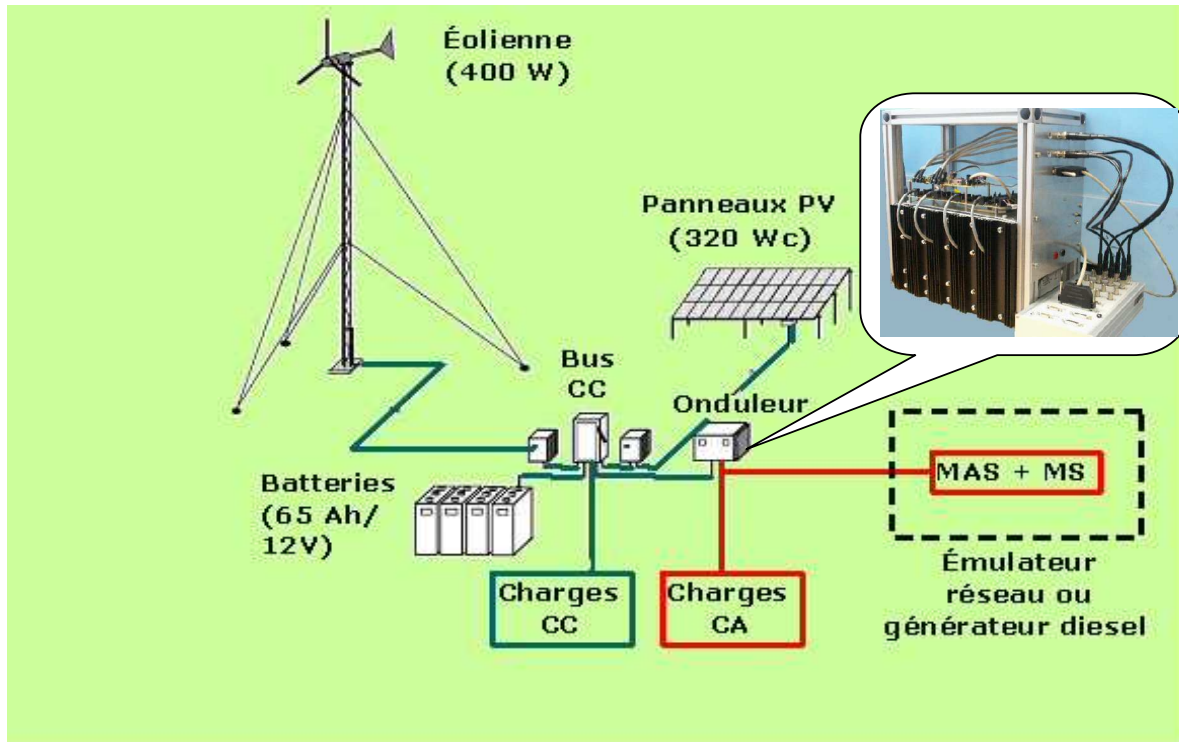


Figure 2-17 : plateforme d'étude du SEH d'ESTIA et prototype de l'onduleur à quatre bras

2.8. CONCLUSIONS

Une éolienne à vitesse variable et régulation pitch est un système complexe et par conséquent son modèle l'est aussi.

Un modèle détaillé de l'interaction entre le vent et l'aéroturbine est utile pour comprendre certains phénomènes tels que le *Rotational Sampling* ou le Filtre Spatial. Basé sur ce modèle, un modèle plus simple et moins gourmand en temps de calcul peut être conçu. Ce modèle modulaire est facile à implémenter (par exemple sur Matlab / Simulink) et peut aisément s'adapter aux objectifs des simulations. Il a été utilisé et adapté pour simuler les lois de commande conçues dans le cadre des travaux présentés dans ce rapport (voir §3).

3. SYSTEMES DE COMMANDE D'EOLIENNES

Le système de commande d'une éolienne à vitesse variable et régulation pitch peut se décomposer en trois niveaux (voir Figure 3-1). Le plus haut niveau définit la courbe de fonctionnement en Régime Permanent (RP). Il donne des références de puissance, couple ou vitesse de rotation au deuxième niveau, ces grandeurs étant mesurées ou estimées.

Le deuxième niveau contient une boucle de commande et des contrôleurs générant les consignes à appliquer à l'actionneur pitch ou à des variables électriques ou électromécanique de la MADA. Ces contrôleurs sont conçus pour que le système éolien ait un comportement dynamique répondant aux objectifs donnés dans le §1.3.

La commande de niveau 1 agit directement sur le pitch et la MADA. Un modèle de contrôle de l'angle de calage a été décrit au §2.3. Le contrôle de la MADA est réalisé par le biais des CRT et CRS commandés indirectement par une Modulation à Largeur d'Impulsion (MLI) ou directement par des commandes tels que le DTC ou le DPC. Ce contrôle tient compte d'objectifs liés à la qualité de l'énergie électrique produite par l'éolienne et à des services ou contraintes définis par le gestionnaire du réseau (§1.3).

La vitesse du vent est perçue comme une perturbation. Les variables mesurées sont les angles de calage des pales, la vitesse de rotation de la MADA et ses variables électriques. Le reste des grandeurs est estimé.

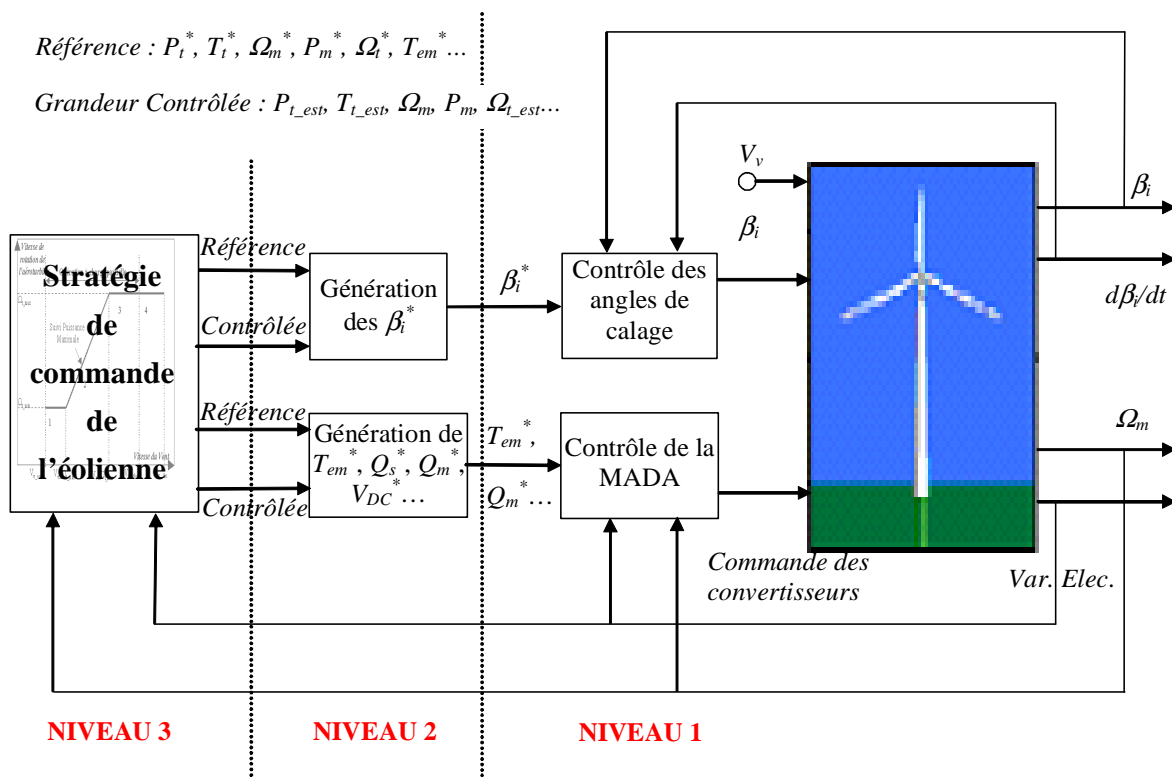


Figure 3-1 : schéma du système de contrôle d'un aérogénérateur à vitesse variable et régulation pitch

Les paragraphes suivants décrivent les travaux menés sur les trois niveaux de contrôle. La commande de l'onduleur à quatre bras est traitée séparément, vers la fin du chapitre 3, qui se termine par la description d'un système innovant de connexion d'éoliennes à une ligne HVDC.

3.1. STRATEGIE DE COMMANDE : COURBE DE FONCTIONNEMENT STATIQUE

Cette courbe définit l'ensemble des points de fonctionnement de l'aérogénérateur, c'est-à-dire l'ensemble des valeurs de β et Ω_t , en fonction des variations de la vitesse du vent V_v (seule grandeur non contrôlable). Toutes les autres grandeurs dépendent de ces trois variables en RP.

3.1.1. Stratégie des éoliennes actuelles.

La façon la plus naturelle de définir la stratégie de commande est de décrire les variations que doivent suivre la vitesse de rotation de l'aéroturbine et l'angle de calage en fonction de la vitesse du vent V_v . Cette vitesse étant fictive, la courbe de fonctionnement statique est traditionnellement représentée dans le plan Couple / Vitesse de Rotation [Lei 2000 a] (l'angle de calage étant implicitement paramétré pour les zones de fonctionnement où elle varie).

Les stratégies les plus couramment appliquées sont illustrées sur la Figure 3-2, pour des courbes du coefficient de couple utilisées dans la ma thèse et différentes de celles de la Figure 2-5. Les courbes multicolores représentent le couple capté par la turbine par rapport à sa vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent. Celles qui sont en trait plein sont tracées pour un angle de calage fixe β_{opt} , lié au rendement énergétique maximal, alors que celles en pointillé sont associées à différents pas de pale, dans la zone de fonctionnement à pleine charge. La courbe rouge correspond au fonctionnement avec un rendement maximal, c'est à dire lorsque la vitesse spécifique λ est optimale et $C_p = C_{p_max}$. La courbe verte correspond à la zone de pleine charge (puissance nominale). Enfin, la courbe noire représente la stratégie de commande choisie pour nos travaux. Les stratégies alternatives sont tracées en tirets noirs.

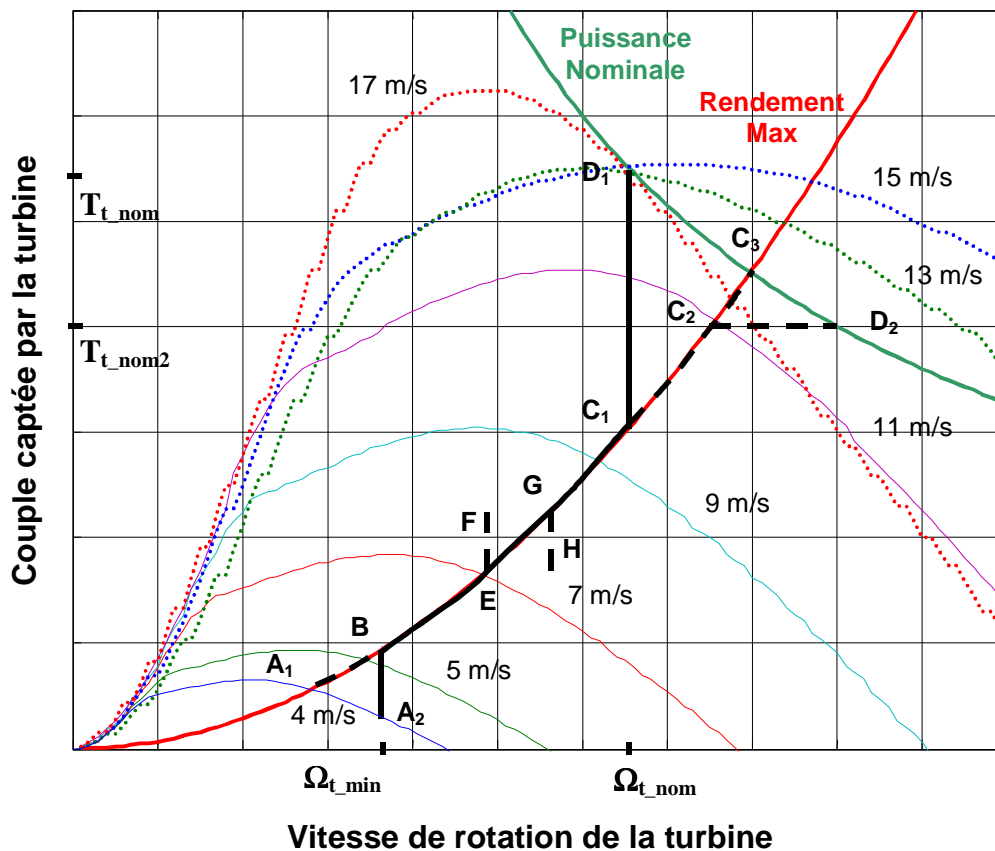


Figure 3-2 : courbes de fonctionnement statiques classiques

L'aérogénérateur se connecte au réseau à partir de la vitesse de vent pour laquelle le fonctionnement de l'éolienne est rentable. L'aéroturbine tourne ensuite à la vitesse de rotation liée à la courbe de rendement maximal. L'angle de calage est maintenu constant dans toute cette partie de la courbe.

A partir du point C_1 , différentes stratégies de commande existent. La plupart des aérogénérateurs de dernière génération sont dimensionnés de sorte à ce que la vitesse de rotation nominale (et non le couple nominal) soit atteinte avant la zone de pleine charge [Kru 2001] [Rod 2001] (C_1D_1). Une fois en puissance nominale, la stratégie la plus courante est de fonctionner à couple et vitesse de rotation constants, l'angle pitch permettant de limiter la puissance captée par la turbine.

Plus d'explications sur les stratégies correspondantes aux autres points de la Figure 3-2 sont données dans mon mémoire de thèse [M3].

Sur la Figure 3-3, la courbe de fonctionnement statique utilisée dans nos travaux (tronçons A_2B , BC_1 , C_1D_1 de la Figure 3-2) est montrée dans les plans β/λ , T_t/Ω_t , P_t/Ω_t et Ω_t/V_v .

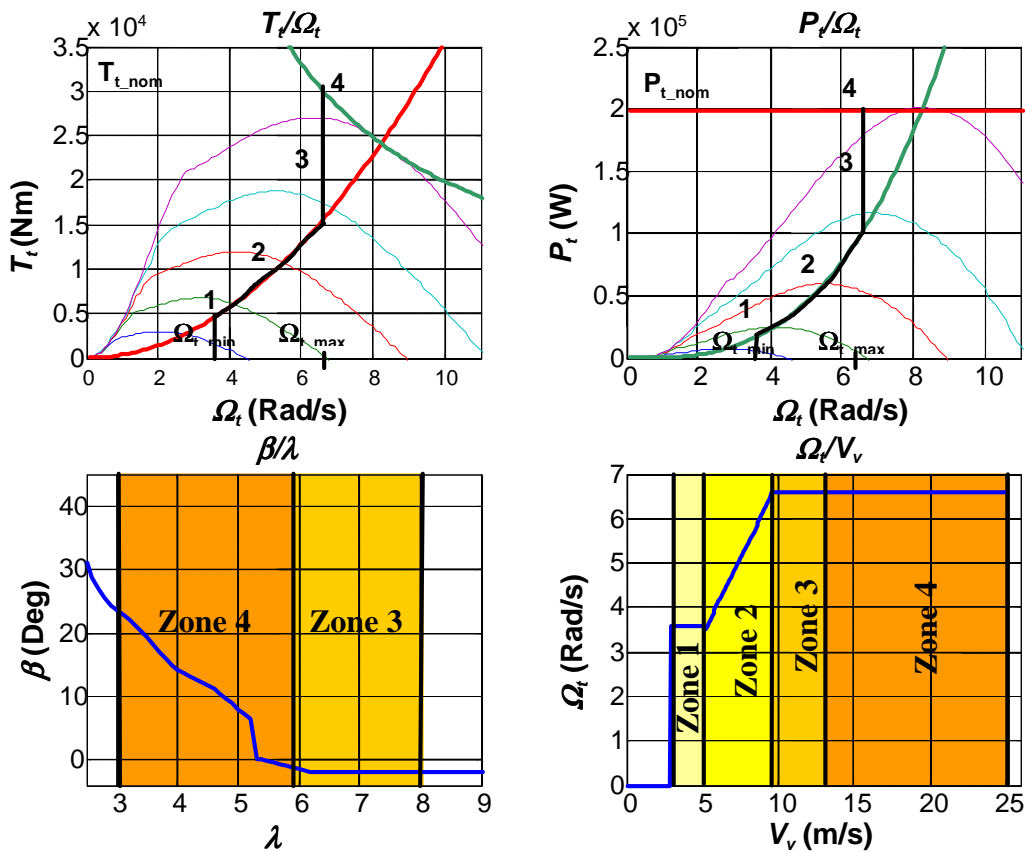


Figure 3-3 : stratégie de commande choisie pour nos travaux et représentée dans quatre plans différents

3.1.2. Stratégie des éoliennes du futur : participation à la régulation primaire de fréquence.

Comme indiqué dans les §1.2 et 1.3, les gestionnaires de certains réseaux exigent que les parcs éoliens se connectant à leur réseau puissent produire une puissance active inférieure à la puissance disponible (ou productible) pour participer à la régulation primaire de fréquence [Eka 2003]. D'après l'équation 2.1-13, on voit que la puissance captée par l'aéroturbine dépend du coefficient de couple C_p . Celui-ci peut-être fixé à la valeur souhaitée par le biais de

β ou de λ , qui à son tour peut être ajustée en jouant sur Ω_t pour une vitesse de vent donnée. Une réserve de puissance par rapport à la puissance disponible peut donc être fixée en :

1. Réduisant Ω_t par rapport à vitesse de rotation optimale Ω_{t_opt} ;
2. Augmentant Ω_t par rapport à Ω_{t_opt} ;
3. Augmentant β par rapport à β_{opt} ;
4. En appliquant deux des actions précédentes en même temps.

La première solution consiste donc à se retrouver, pour par exemple V_v égale à 7 m/s, sur le point B de la Figure 3-4 (ces courbes correspondent à celles de la Figure 2-5), avec une puissance captée de 95% de la puissance disponible, au lieu du point A correspondant au fonctionnement normal (sur la courbe de rendement maximal). Cette solution peut être écartée pour 2 raisons principales :

- En réduisant Ω_t on entre dans la zone de fonctionnement *stall* où le comportement aérodynamique est turbulent (même effet que lorsque la vitesse du vent augmente dans les éoliennes à vitesse fixe) ;
- La réserve de puissance inertielle diminue par rapport à la deuxième stratégie.

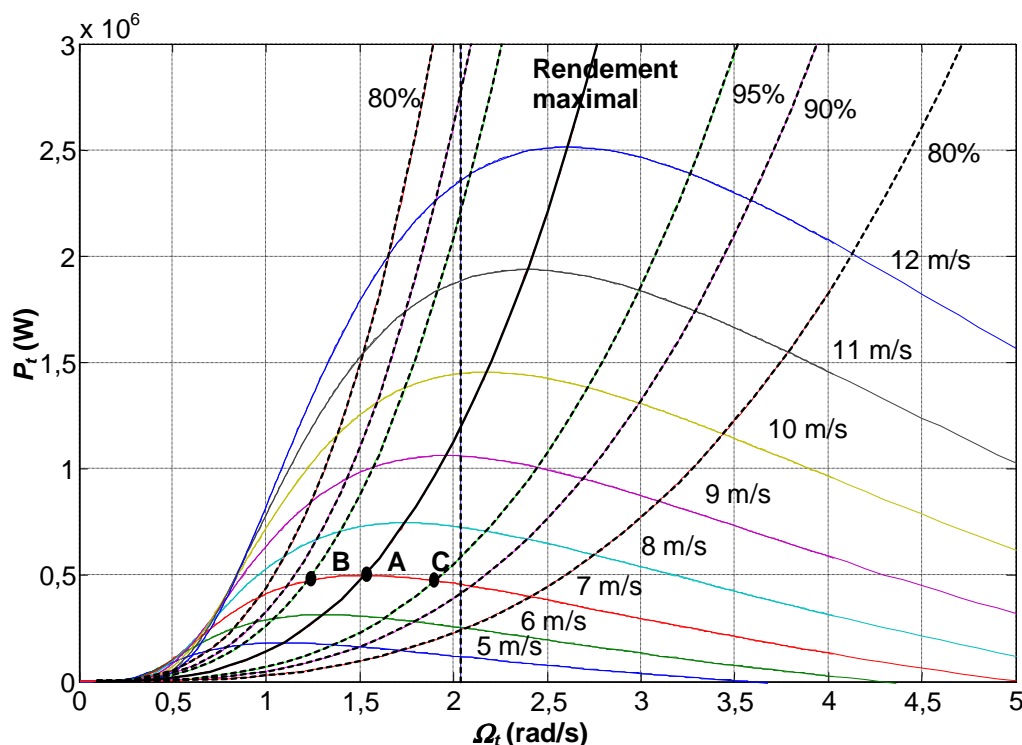


Figure 3-4 : courbes de fonctionnement à une puissance inférieure à la puissance disponible

Avec la deuxième stratégie on se retrouverait sur le point de fonctionnement C de la Figure 3-4 au lieu du point A, pour V_v égale à 7 m/s et une réserve de 95%. Le principal intérêt de la deuxième stratégie est qu'en augmentant la vitesse de rotation, on augmente l'énergie inertielle contenue dans l'aéroturbine. Cette énergie peut rapidement être « libérée » et être fournie au réseau quand celui-ci en a besoin.

De plus, un avantage par rapport à la troisième stratégie (action sur β) est que la puissance est contrôlée par le biais du couple électromagnétique agissant sur la machine électrique dont la dynamique est plus rapide que celle du pitch. Ainsi, l'éolienne peut varier la puissance active générée, en fonction des besoins du réseau, plus rapidement qu'avec le pitch.

L'inconvénient de cette stratégie est que le pourcentage de réserve de puissance pouvant être fixé est limité puisque Ω_t ne peut pas dépasser, en RP, sa valeur nominale Ω_{t_nom} (voir ligne verticale à 2,04 rad/s sur la Figure 3-4). On constate que pour par exemple $V_v=7$ m/s, la réserve de puissance disponible en appliquant cette deuxième stratégie est inférieure à 10%. Dès que V_v est au-dessus de la valeur pour laquelle l'aéroturbine tourne à Ω_{t_nom} (dès la fin de la zone de fonctionnement 2), on ne peut plus faire de réserve de puissance du tout.

La troisième option consiste à contrôler la réserve de puissance par le biais du pitch. On constate en effet sur la Figure 2-5 que la valeur de C_p peut être réduite en augmentant β . L'avantage de cette stratégie est que le pourcentage de réserve de puissance n'est pas limité, quel que soit le point de fonctionnement de l'éolienne. Un désavantage est que la dynamique du pitch est plus lente que celle de la machine électrique, d'autant plus qu'il faut éviter de trop « fatiguer » les pales. De plus, cette solution ne permet pas de directement utiliser l'énergie cinétique contenue dans l'aéroturbine.

La solution la plus intéressante est de combiner les stratégies 2 et 3 en exploitant l'ensemble de leurs avantages. Ainsi, on fixe une réserve de puissance en jouant sur la machine jusqu'à ce qu'on atteigne Ω_{t_nom} . Au-delà, on joue sur le pitch si on a besoin de plus de réserve. Cette quatrième solution est notamment adoptée dans [Ram 2007] [Bad 2008] [Rog 2007]. Par rapport aux zones de fonctionnement des éoliennes classiques, on pourrait dire qu'il existe ici aussi une zone 2 où l'angle de calage est constant et on fait varier la vitesse de rotation afin de produire une certaine puissance. Les zones 3 et 4 peuvent par contre être considérées comme communes. Elles deviennent une zone où la vitesse de rotation est maintenue à sa valeur nominale et la puissance captée par la turbine est contrôlée directement ou indirectement avec le pitch.

3.2. COMMANDE DE NIVEAU 1

3.2.1. Commande vectorielle de la MADA

Comme illustré sur la Figure 3-5, le couple électromagnétique et la puissance réactive échangée entre le réseau et le stator sont contrôlés par le biais d'une Commande Vectorielle (CV) du CRT alors que la CV du CRS permet de contrôler la tension dans le bus à courant continu et la puissance réactive échangée entre le CRS et le réseau.

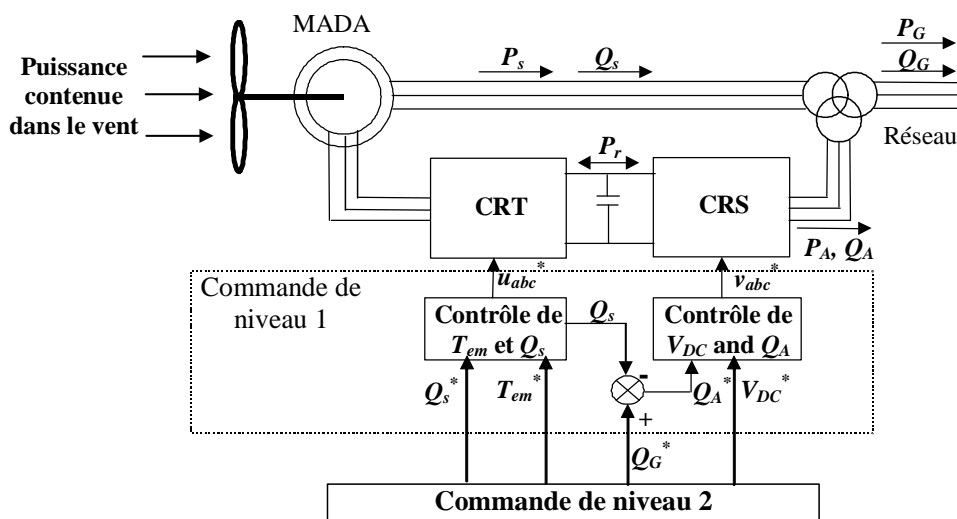


Figure 3-5 : structure de la commande de niveau 1 de la MADA

3.2.1.1. CV du CRT

Les puissances active et réactive du stator, P_s et Q_s , peuvent être découplées en exprimant les équations de la MADA dans un système de référence (d, q) lié au flux du stator (voir Figure 3-6) :

$$P_s = -k_t \omega_s \frac{L_h^2}{L_s} i_{ms} i_{qr}, \quad \text{Eq. 3.2-1}$$

$$Q_s = k_t \omega_s \frac{L_h^2}{L_s} i_{ms} (i_{ms} - i_{dr}), \quad \text{Eq. 3.2-2}$$

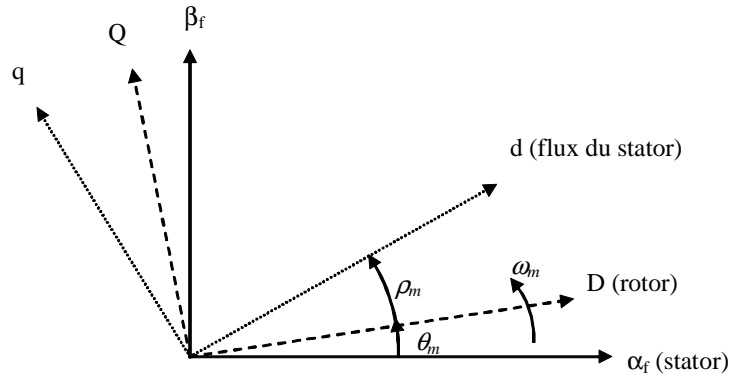


Figure 3-6 : système de référence lié au flux du stator

où ω_s est la pulsation des grandeurs électriques du stator, i_{ms} est le courant de magnétisation du stator et i_{dr} et i_{qr} sont les composantes directe et en quadrature du courant au rotor. Le couple électromagnétique est lié à P_s :

$$T_{em} = \frac{P_s}{\omega_s / p} = -k_t p \frac{L_h^2}{L_s} i_{ms} i_{qr}. \quad \text{Eq. 3.2-3}$$

Compte tenu que i_{ms} varie peu en pratique, les expressions précédentes mettent en évidence que T_{em} et P_s dépendent de i_{qr} et que Q_s dépend de i_{dr} .

Le convertisseur CRT étant un onduleur de tension et la variable de contrôle étant le courant au stator, il faut examiner la relation liant le courant et la tension au rotor [Vas 1998] :

$$u_{dr} = R_r i_{dr} + \sigma L_r \frac{di_{dr}}{dt} + \frac{L_h^2}{L_s} \frac{di_{ms}}{dt} - (\omega_s - \omega_m) \sigma L_r i_{qr}, \quad \text{Eq. 3.2-4}$$

$$u_{qr} = R_r i_{qr} + \sigma L_r \frac{di_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega_m) \frac{L_h^2}{L_s} i_{ms} + (\omega_s - \omega_m) \sigma L_r i_{dr}, \quad \text{Eq. 3.2-5}$$

où u_{dr} et u_{qr} sont les composantes directe et en quadrature des tensions en sortie du CRT et $\sigma = 1 - L_h^2 / (L_r L_s)$ est le facteur de dispersion. Même si les deux équations sont couplées, les termes de couplage peuvent être considérés comme des perturbations (voir Figure 3-7 où le gain statique $K = 1/R_r$ et la constante de temps $\tau = \sigma L_r / R_r$). Un découplage est souvent réalisé en estimant et compensant ces termes de couplage par un *feedforward*. Par suite, la

commande par MLI du CRT permet de contrôler Q_s et T_{em} par le biais de i_{dr} et i_{qr} avec respectivement u_{dr} et u_{qr} comme variables d'action.

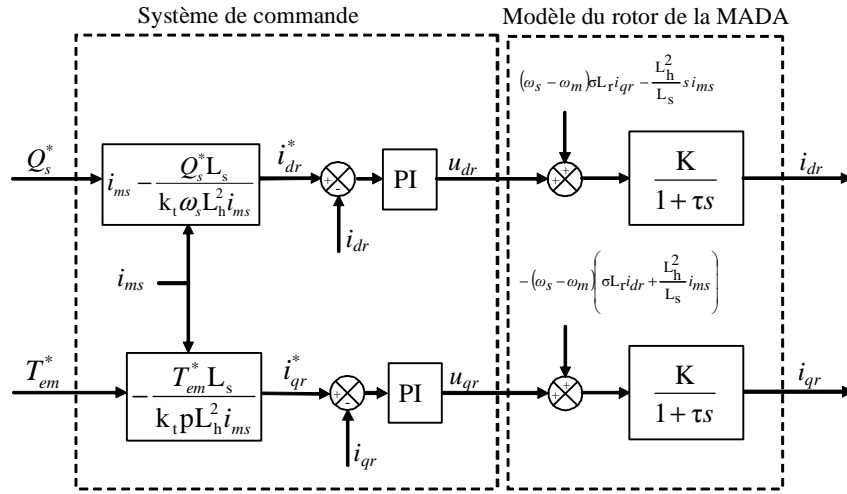


Figure 3-7 : dynamique du rotor de la MADA et commande de niveau 1 du CRT

Deux PI numériques contrôlant les courants au rotor avec ces variables d'action sont synthétisés par placement de pôles. Le modèle du procédé avec un bloqueur d'ordre 0 s'exprime :

$$\frac{I_{dr}(s)}{U_{dr}(s)} = \frac{I_{qr}(s)}{U_{qr}(s)} = H(s) = \frac{\frac{K}{\tau} \frac{1 - e^{-T_s s}}{s}}{s + \frac{1}{\tau}}, \quad \text{Eq. 3.2-6}$$

où T_s est la période d'échantillonnage. Le modèle à temps discret correspondant se déduit :

$$H(z^{-1}) = K(1 - z^{-1}) \frac{\left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) z^{-1}}{\left(1 - z^{-1}\right) \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}} z^{-1}\right)} \Rightarrow H(z) = \frac{K \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right)}{z - e^{-\frac{T_s}{\tau}}}. \quad \text{Eq. 3.2-7}$$

Un PI discret s'écrit sous la forme :

$$PI(z) = K_p \left(1 + K_i \frac{T_s z}{z - 1}\right) = K_p (K_i T_s + 1) \frac{z - \frac{1}{K_i T_s + 1}}{z - 1}. \quad \text{Eq. 3.2-8}$$

Le pôle du procédé peut être compensé en posant :

$$\frac{1}{K_i T_s + 1} = e^{-\frac{T_s}{\tau}} \Rightarrow K_i = \frac{e^{\frac{T_s}{\tau}} - 1}{T_s}. \quad \text{Eq. 3.2-9}$$

Par suite, la fonction de transfert en Boucle Fermée s'écrit :

$$\frac{I_{dr}(z)}{I_{dr}^*(z)} = \frac{I_{qr}(z)}{I_{qr}^*(z)} = \frac{K \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) K_p (K_i T_s + 1)}{z - 1 + K \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) K_p (K_i T_s + 1)}. \quad \text{Eq. 3.2-10}$$

La boucle de régulation des courants au rotor se comporte comme un premier ordre dont on peut régler la constante de temps à une valeur τ_{des} désirée (quelques millisecondes) en posant K_p comme suit :

$$e^{-\frac{T_s}{\tau_{des}}} = 1 - K \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) K_p (K_i T_s + 1) \Rightarrow K_p = \frac{1 - e^{-\frac{T_s}{\tau_{des}}}}{K \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) (K_i T_s + 1)}. \quad \text{Eq. 3.2-11}$$

Pour par exemple $\tau_{des} = 10$ ms, la commande en Boucle Fermée (BF) du CRT aurait une marge de module de -0.0862 dB et une marge de retard de $78,83 T_s$ (voir Tableau 3-1). Etant donné qu'une loi de commande est considérée comme robuste pour des marges de module et de retard supérieures à respectivement -6 dB et $1 T_s$ [Lan 1993], la commande du CRT est robuste comme le montrent le Tableau 3-1 et la Figure 3-8.

Tableau 3-1 : marges de module et de retard de la commande en BF du CRT pour différentes constantes de temps désirées

τ_{des} (ms)	Marge de Module (dB)	Marge de Retard (s)
1	-0.8252	$8.1526 T_s$
10	-0.0862	$78.8264 T_s$
100	-0.0083	$785.6793 T_s$

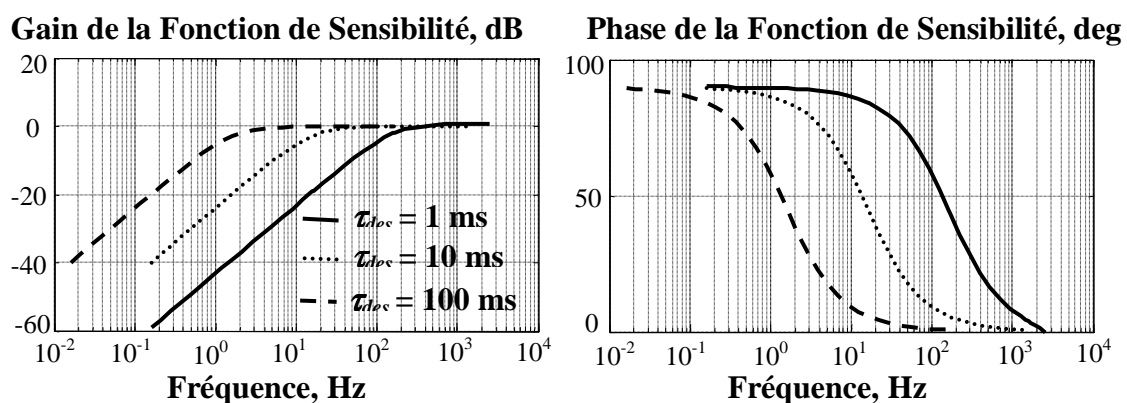


Figure 3-8 : diagramme de Bode de la fonction de sensibilité de la boucle de commande du CRT

3.2.1.2. CV du CRS

Cette CV est semblable à celle du CRT. Elle est maintenant réalisée dans un système de référence dont l'axe direct tourne avec le phaseur spatial de la tension du réseau [Rod 2001]

[Leo 2001] [M3] [Kaz 2002]. Dans cette référence les puissances actives et réactives échangées entre le CRS et le réseau s'expriment :

$$P_A = \frac{3}{2} |\bar{u}_G| i_{dA}, \quad \text{Eq. 3.2-12}$$

$$Q_A = -\frac{3}{2} |\bar{u}_G| i_{qA}, \quad \text{Eq. 3.2-13}$$

où $|\bar{u}_G|$ est le pic de la tension du réseau (presque constante en pratique sauf lors de défauts) et i_{dA} et i_{qA} sont les composantes directe et en quadrature du courant entre le CRS et le réseau. Les équations ci-dessus montrent que comme avant, une commande de P_A et Q_A peut être réalisée en jouant sur i_{dA} et i_{qA} respectivement. Ces courants doivent être régulés avec la tension de sortie du CRS comme variable d'action. La dynamique entre u_{dA} et u_{qA} , les composantes de tension dans la référence liée à la tension du réseau et i_{dA} et i_{qA} est illustrée sur la Figure 3-9 où $K=1/R_A$ et $\tau=L_A/R_A$. Le système de commande du CRS et par suite son niveau de robustesse sont semblables à ceux du CRT.

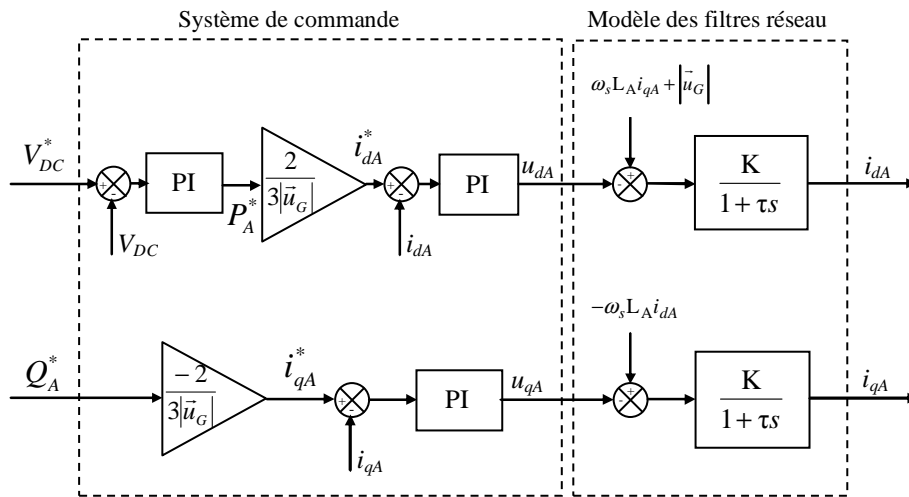


Figure 3-9 : dynamique des filtres réseau et commande de niveau 1 du CRS

Connaissant la puissance réactive transférée par le stator, la commande de la puissance réactive Q_A permet de contrôler la puissance réactive totale échangée avec le réseau $Q_G=Q_A+Q_S$ (voir Figure 3-5).

D'autre part, connaissant la puissance active échangée par le rotor P_r , la puissance active P_A permet de contrôler la variation d'énergie W_c dans le condensateur du bus à courant continu, et par conséquent la tension V_{DC} :

$$\frac{dW_c}{dt} = P_r - P_A, \quad \text{Eq. 3.2-14}$$

$$V_{DC} = \sqrt{2 \frac{W_c}{C}}. \quad \text{Eq. 3.2-15}$$

3.2.2. Commande du Vecteur d'Erreur de Puissance (PEVC)

Cette commande du CRT, inspirée de la commande directe de couple (DTC), a été développée dans le cadre de la thèse d'Iñigo Martinez [T2].

3.2.2.1. Effet des vecteurs de tension sur le flux du rotor

Dans un système de référence lié au rotor, le vecteur de tension au rotor s'écrit :

$$\vec{u}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt}. \quad \text{Eq. 3.2-16}$$

Par suite, le vecteur de flux au rotor à l'instant t s'exprime :

$$\vec{\psi}_r^r(t) = \vec{\psi}_r^r(0) + \int_0^t (\vec{u}_r^r - R_r \vec{i}_r^r) dt. \quad \text{Eq. 3.2-17}$$

Dans les MADA de grande puissance la tension au rotor est largement plus élevée que la chute de tension dans la résistance du rotor, d'où l'approximation :

$$\vec{\psi}_r^r(t) \approx \vec{\psi}_r^r(0) + \int_0^t \vec{u}_r^r dt. \quad \text{Eq. 3.2-18}$$

Notons que bien que la tension moyenne lorsque la MADA tourne à une vitesse proche de celle de synchronisme soit très petite, pendant chaque intervalle de commutation la tension V_{DC} est appliquée à un des bras, ce qui rend cette méthode valable même à la vitesse de synchronisme.

Pendant chaque intervalle de commutation, le vecteur de tension appliqué est constant. L'incrément du vecteur de flux peut donc être approché par :

$$\vec{\psi}_r^r(k+1) \approx \vec{\psi}_r^r(k) + T_{com} \vec{u}_r^r, \quad \text{Eq. 3.2-19}$$

où T_{com} est la période de commutation. La variation du vecteur de flux est donc proportionnelle au vecteur de tension appliqué au rotor :

$$\Delta \vec{\psi}_r^r = \vec{\psi}_r^r(k+1) - \vec{\psi}_r^r(k) \approx T_{com} \vec{u}_r^r \rightarrow \frac{\Delta \vec{\psi}_r^r}{T_{com}} \approx \vec{u}_r^r. \quad \text{Eq. 3.2-20}$$

3.2.2.2. Vecteur d'Erreur de Puissance dans un système de référence lié au flux du stator

Les puissances active et réactive au stator peuvent s'exprimer, dans un système de référence lié au flux du stator, en fonction des composantes du flux du rotor :

$$P_s = \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s L_r \sigma} |\vec{u}_s| |\psi_{qr}^s, \quad \text{Eq. 3.2-21}$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s L_r \sigma} |\vec{u}_s| (\psi_{dr}^s - L_r i_{ms}^s). \quad \text{Eq. 3.2-22}$$

La puissance active au stator dépend de la composante quadratique du flux du rotor et la puissance réactive de la composante directe du même flux. Notons que le module du vecteur de tension du stator reste constant en conditions normales de fonctionnement du réseau. Les

composantes quadratique et directe du flux du rotor nécessaires pour produire les puissances P_s et Q_s souhaitées s'écrivent par suite :

$$\psi_{dr}^{s*} = \frac{2 L_s L_r \sigma}{3 L_m |\vec{u}_s|} Q_s^* + L_r i_{ms}^s, \quad \text{Eq. 3.2-23}$$

$$\psi_{qr}^{s*} = \frac{2 L_s L_r \sigma}{3 L_m |\vec{u}_s|} P_s^*. \quad \text{Eq. 3.2-24}$$

Pour faire face à une erreur de puissance active ou réactive, les composantes du flux au rotor devraient s'incrémenter de la manière qui suit :

$$\psi_{dr}^{s*} - \psi_{dr}^s = \frac{2 L_s L_r \sigma}{3 L_m |\vec{u}_s|} (Q_s^* - Q_s), \quad \text{Eq. 3.2-25}$$

$$\psi_{qr}^{s*} - \psi_{qr}^s = \frac{2 L_s L_r \sigma}{3 L_m |\vec{u}_s|} (P_s^* - P_s), \quad \text{Eq. 3.2-26}$$

soit sous forme vectorielle :

$$\Delta \vec{\psi}_r^s = \frac{2 L_s L_r \sigma}{3 L_m |\vec{u}_s|} \Delta \vec{S}_s, \quad \text{Eq. 3.2-27}$$

où :

$$\Delta \vec{S}_s = \begin{bmatrix} \Delta Q_s \\ \Delta P_s \end{bmatrix}. \quad \text{Eq. 3.2-28}$$

On constate donc que l'erreur des puissances active et réactive du stator se transforme en erreur du flux du rotor dans un système de référence lié au flux du stator, d'où le nom de Vecteur d'Erreur de Puissance. Par suite le gradient de flux au rotor à appliquer dans un intervalle de commutation s'écrit :

$$\frac{\Delta \vec{\psi}_r^s}{T_{com}} = \frac{2 L_s L_r \sigma}{3 L_m |\vec{u}_s| T_{com}} \Delta \vec{S}_s. \quad \text{Eq. 3.2-29}$$

3.2.2.3. Commande du Vecteur d'Erreur de Puissance

L'analyse des deux paragraphes précédents a été réalisée dans des systèmes de références différents. La dérivée du flux du rotor sur la référence liée au rotor peut s'exprimer en fonction de la même grandeur dans la référence liée au flux du stator :

$$\frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} = \frac{d}{dt} (e^{j\rho_m} \vec{\psi}_r^s) = e^{j\rho_m} \left(j\omega_r \vec{\psi}_r^s + \frac{d\vec{\psi}_r^s}{dt} \right), \quad \text{Eq. 3.2-30}$$

où ρ_m et l'angle les deux références (axe tournant du rotor et flux au stator, voir Figure 3-6) et ω_r est, dérivée de ρ_m , est la pulsation des grandeurs électriques au rotor, liée au glissement de la MADA. Si la période de commutation est suffisamment petite, alors :

$$\frac{\Delta \vec{\psi}_r^r}{T_{com}} \approx \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} \quad \text{et} \quad \frac{\Delta \vec{\psi}_r^s}{T_{com}} \approx \frac{d\vec{\psi}_r^s}{dt}, \quad \text{Eq. 3.2-31}$$

d'où :

$$\vec{u}_r^r \approx \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} = e^{j\rho m} \left(j\omega_r \vec{\psi}_r^s + \frac{d\vec{\psi}_r^s}{dt} \right) \approx e^{j\rho m} \left(j\omega_r \vec{\psi}_r^s + \frac{2}{3} \frac{L_s L_r \sigma}{L_m |\vec{u}_s| T_{com}} \Delta \vec{S}_s \right). \quad \text{Eq. 3.2-32}$$

Par suite :

$$\vec{u}_r^s = e^{-j\rho m} \vec{u}_r^r = j\omega_r \vec{\psi}_r^s + \frac{2}{3} \frac{L_s L_r \sigma}{L_m |\vec{u}_s| T_{com}} \Delta \vec{S}_s. \quad \text{Eq. 3.2-33}$$

En remplaçant par l'expression de $\vec{\psi}_r^r$ des équations 3.2-23 et 24 on peut écrire que :

$$\vec{u}_r^s = K_1 \omega_r \begin{bmatrix} -P_s \\ Q_s + K_2 \end{bmatrix} + \frac{K_1}{T_{com}} \begin{bmatrix} \Delta P_s \\ \Delta Q_s \end{bmatrix}, \quad \text{Eq. 3.2-34}$$

où :

$$K_1 = \frac{2}{3} \frac{L_s L_r \sigma}{L_m |\vec{u}_s|} \approx \frac{2}{3} \frac{L_{sl} \frac{N_r}{N_s} + L_{rl} \frac{N_s}{N_r}}{|\vec{u}_s|}, \quad \text{Eq. 3.2-35}$$

$$K_2 = \frac{L_r |\vec{u}_s|}{K_1 \omega_s L_m}. \quad \text{Eq. 3.2-36}$$

où N_s et N_r sont le nombre de spires au stator et au rotor.

L'idée de la commande est d'obtenir le vecteur de tension du rotor dans la référence du flux du stator par le biais de l'équation 3.2-34, puis de retrouver la même grandeur exprimée dans la référence liée au rotor par une rotation de ρ_m , pour l'appliquer pendant un intervalle de temps T_{com} afin de corriger les erreurs de puissance au stator. Ainsi, cette commande est capable de contrôler les puissances actives et réactives au stator, en utilisant leur mesure et sans régulateurs de courants, contrairement à la CV. Les constantes K_1 et K_2 ne varient pratiquement pas lorsque la température ou le niveau de saturation de la MADA change puisque les inductances de fuite L_{sl} et L_{rl} ne varient presque pas.

Il est possible d'utiliser différentes méthodes de modulation pour obtenir la tension désirée : Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI ou PWM), modulation vectorielle (SVM) ou à partir de tables prédéfinies (Look-Up Tables, comme dans la commande DTC ou DPC). La SVM permet d'exploiter 15% de plus de la tension V_{DC} par rapport à une MLI. Or la tension au rotor est proportionnelle au glissement de la MADA. Le domaine de variation peut ainsi être augmenté avec l'utilisation de la SVM par rapport à une MLI.

Le vecteur de tension du rotor de référence obtenu de cette manière présente de nombreux avantages face aux méthodes conventionnelles :

- Les besoins en capacité de calcul sont réduits ;
- La commande est robuste par rapport à des variations des paramètres et indépendante de la taille de la MADA ;
- Le courant au rotor n'a pas à être mesuré ;

- La commande est robuste face à des erreurs de mesure ou d'estimation de la position du rotor ;
- Elle n'a pas besoin de réglage.

3.3. COMMANDE DE NIVEAU 2

3.3.1. Zone de fonctionnement 2 : maximisation du rendement énergétique

On cherche à optimiser le rendement énergétique dans la zone de fonctionnement 2 (voir Figure 3-2 et Figure 3-3). Il faut pour cela fonctionner avec une vitesse spécifique :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V_v} = \lambda_{opt}. \quad \text{Eq. 3.3-1}$$

On voit donc qu'il faut adapter la vitesse de rotation de l'aéroturbine aux variations de la vitesse du vent, ce qui est réalisable avec des éoliennes à vitesse variable contrairement à celles à vitesse fixe. La vitesse de rotation dans cette zone étant normalement contrôlée avec T_{em} (β est maintenu constant en zone 2), le risque est d'avoir des variations de T_{em} intenses pour fonctionner à λ_{opt} lors de vents turbulents. Ce type de variations provoque des charges dynamiques considérables dans le train de puissance, ainsi que des oscillations de la puissance électrique produite. C'est pourquoi un compromis doit être réalisé entre l'optimisation du rendement énergétique et l'atténuation des variations de T_{em} . On s'assurera tout au moins que la puissance électrique produite, bien qu'oscillante, est toujours négative (en convention moteur) [Lei 2000].

J'ai réalisé de nombreux travaux sur ce sujet en collaboration avec des collègues d'autres laboratoires. Ces divers travaux sont présentés dans les paragraphes ci-dessous.

3.3.1.1. Comparaison de la Commande Indirecte de Vitesse (CIV) et la Commande Directe de Vitesse (CDV)

a) *Commande Indirecte de Vitesse (CIV)*

La CIV est celle utilisée dans la plupart des éoliennes. Elle permet, comme son nom l'indique, de contrôler la vitesse de rotation indirectement, pour fonctionner à λ_{opt} . La CIV est basée sur le fait que le système éolien est dynamiquement stable autour d'un point quelconque de la courbe de rendement maximal de la Figure 3-2 [Lei 2000], c'est-à-dire que quelle que soit la variation de vitesse de rotation autour de cette courbe, l'éolienne revient naturellement à son point de fonctionnement sur la courbe. Compte tenu de cette propriété, il vient que le couple aérodynamique T_t peut être maintenu sur la courbe de rendement maximal en réponse aux variations de V_v , si à chaque instant on donne à T_{em} la valeur correspondante au point de la courbe définie par V_v .

Lorsque l'aéroturbine fonctionne à λ_{opt} , T_t est donné par :

$$T_t = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{R^5}{\lambda_{opt}^3} C_{p_max} \Omega_t^2 = k_{opt_t} \Omega_t^2 \quad \text{avec} \quad k_{opt_t} = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{R^5}{\lambda_{opt}^3} C_{p_max}. \quad \text{Eq. 3.3-2}$$

En introduisant cette expression dans l'équation du modèle mécanique à deux masses en RP on a :

$$T_{em} = -k_{opt} \Omega_m^2 + (D_t + D_m) \Omega_m \text{ avec } k_{opt} = \frac{k_{opt-t}}{N^3} = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{R^5}{\lambda_{opt}^3 N^3} C_{p_max}, \quad \text{Eq. 3.3-3}$$

d'où le schéma de commande de la Figure 3-10.

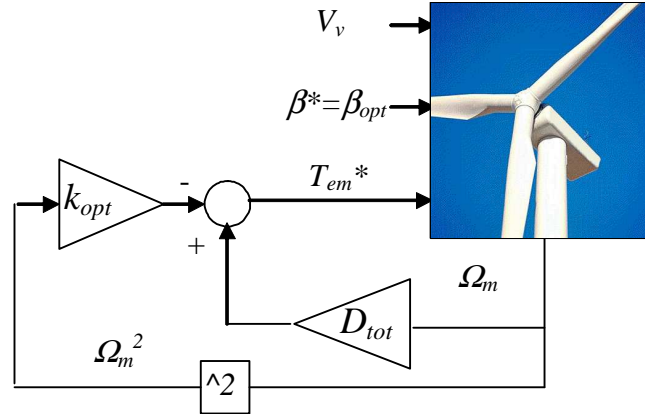


Figure 3-10 : schéma de la CIV

Le désavantage principal de la CIV est que la dynamique du système en BF est lente du fait que T_{em}^* est généré par l'intermédiaire de Ω_m qui ne prend en compte les variations de V_v (et donc de λ) qu'après le temps de réponse du système mécanique.

b) Commande Directe de Vitesse (CDV)

La CDV poursuit la courbe de rendement maximal avec une plus grande dynamique. L'idée est d'adapter la vitesse de rotation aux variations de V_v pour fonctionner à λ_{opt} . La principale difficulté est que nous ne connaissons pas V_v qui est un vent fictif non mesurable. Il faut donc l'estimer. En fait, on voit de l'équation 3.3-2 que la vitesse de rotation optimale est directement déduite de T_t . Il suffit donc d'estimer T_t . Cette estimation peut être réalisée comme indiquée sur la Figure 3-11.

Un observateur d'état numérique permet, en se basant sur les équations d'état du modèle mécanique d'estimer le vecteur d'état x à chaque instant, avec :

$$x = \begin{pmatrix} \Omega_{t_ar} \\ \Omega_m \\ T_{mec} \end{pmatrix}. \quad \text{Eq. 3.3-4}$$

Le couple aérodynamique T_{t_ar} sur l'arbre de grande vitesse peut être ensuite estimé à partir du vecteur d'état estimé et de l'inversion de la troisième équation du modèle mécanique à deux masses (§2.2.2). Le rapport de multiplication puis l'inversion du filtre du flux dynamique (§2.1.2) permettent enfin d'estimer T_t .

Comme en RP, $\Omega_m = N \Omega_t$, la consigne de vitesse de rotation est donnée par :

$$\Omega_m^* = N \sqrt{\frac{\hat{T}_t}{k_{opt-t}}}, \quad \text{Eq. 3.3-5}$$

d'où le schéma de la CDV illustré sur la Figure 3-12.

Cette méthode permet de contrôler Ω_t par l'intermédiaire de Ω_m . L'avantage est que cette variable est mesurée contrairement à Ω_t qui ne peut être qu'estimée.

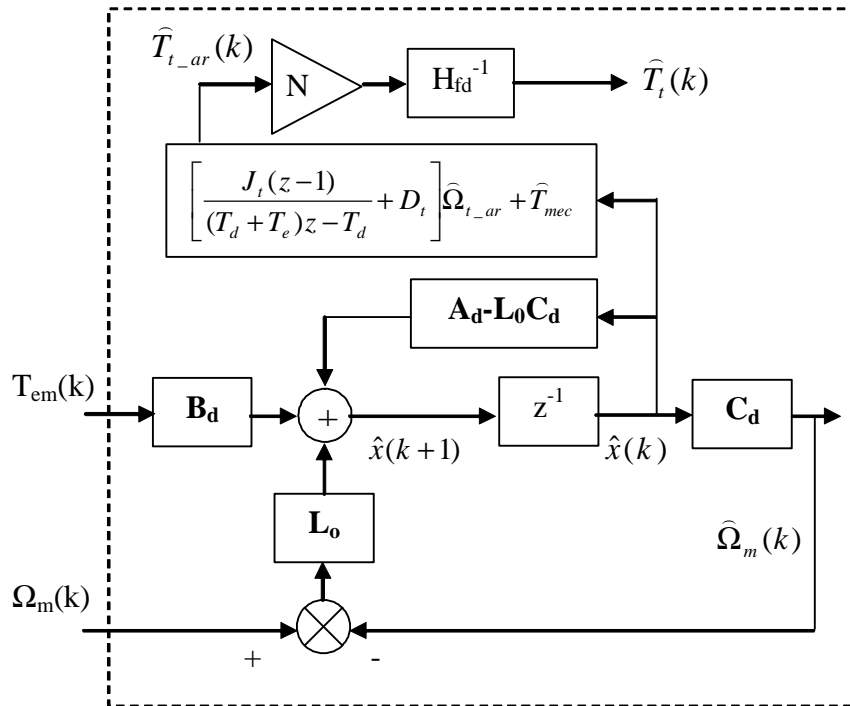


Figure 3-11 : schéma blocs de l'estimateur de T_t (A_d , B_d et C_d représentent le modèle mécanique discrétisé)

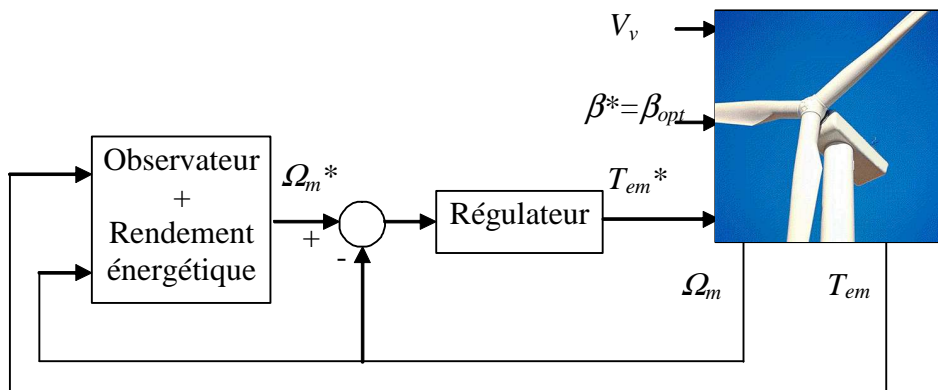


Figure 3-12 : schéma de la CDV

c) Synthèse des commandes

La CIV ne nécessite aucune synthèse. Pour ce qui est de la synthèse de la CDV, les dynamiques du régulateur et de la génération de Ω_m^* sont couplées par le biais de T_t dont dépend Ω_m^* et qui lui-même dépend de Ω_m . Le régulateur ne peut pas être réglé sans considérer son influence sur Ω_m^* . Pour cette raison et afin de comparer la CIV et la CDV pour différents réglages du régulateur, la dynamique entre la vitesse de rotation optimale Ω_{t_opt} et la vitesse de rotation Ω_t est analysée.

L'observateur de la Figure 3-11 est conçu avec une très grande dynamique. Deux PIs avec un réglage différent sont considérés pour la CDV. La Figure 3-13 montre que la CDV 1 a une plus grande bande passante (BP) que la CDV 2. La BP de la CIV est la plus petite comme on s'y attendait. Ces BPs dépendant aussi de V_v . La courbe de gain de ce diagramme de Bode a été tracée pour un vent moyen de la zone 2.

d) Résultats expérimentaux

Des essais de simulation ont d'abord été réalisés sur le modèle présenté au §2 mais les résultats expérimentaux ayant une grande ressemblance, je ne montre que ces derniers. Ces résultats ont été obtenu lors d'essais réalisés sur l'émulateur d'éolienne décrit dans le §2.7.1.

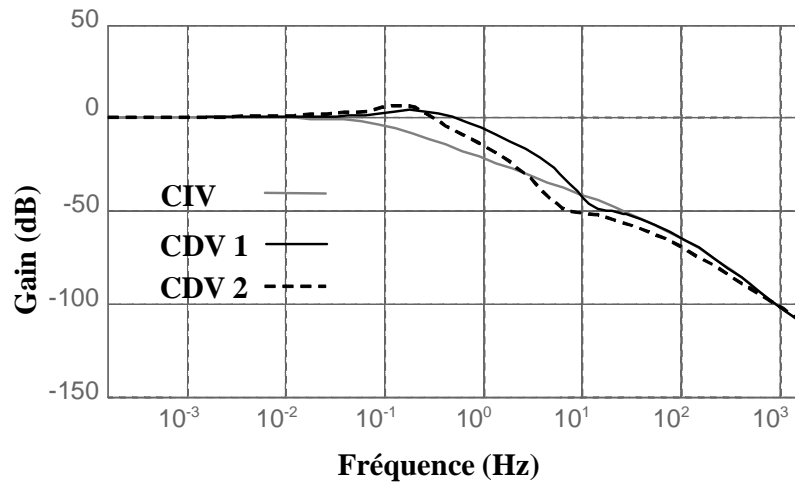


Figure 3-13 : courbe de gain du diagramme de Bode du système en BF pour trois contrôleurs ($V_v=7.5$ m/s)

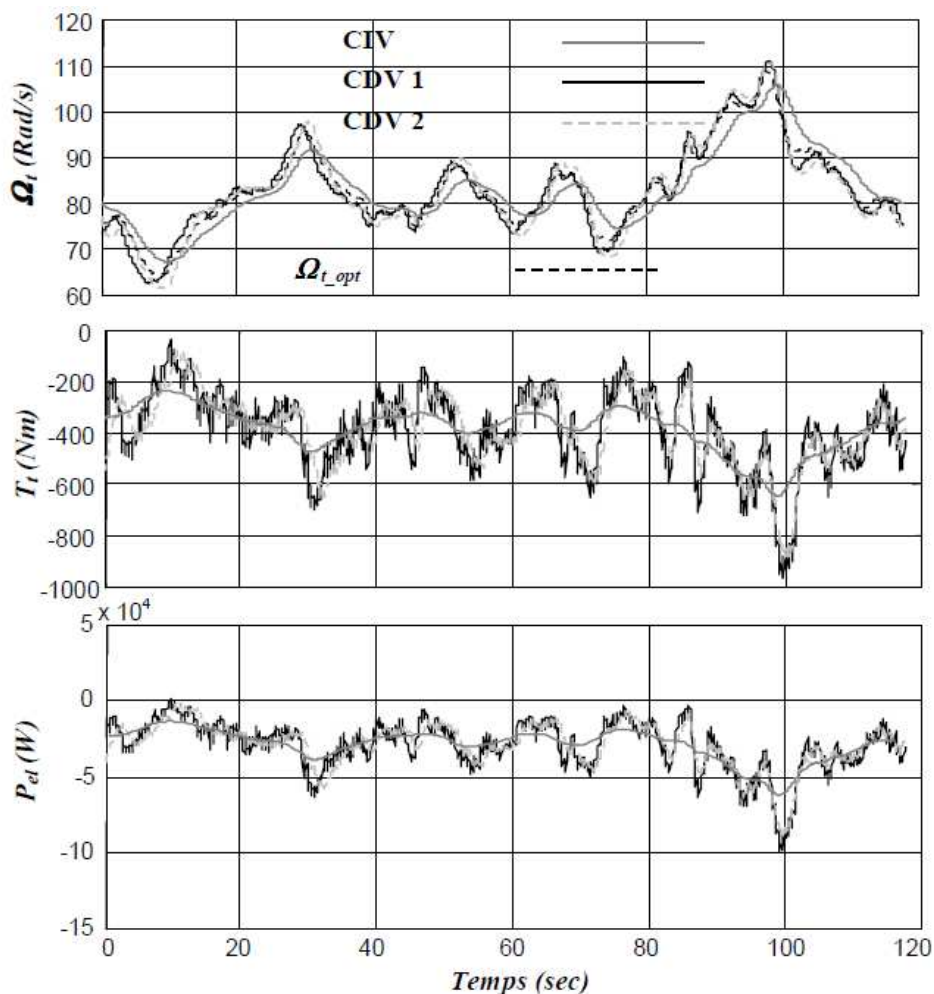


Figure 3-14 : séries temporelles des principales variables pour un vent turbulent

La Figure 3-14 compare les séries temporelles de Ω_t obtenues avec les différents contrôleurs avec celle de Ω_{t_opt} , puis les séries temporelles de T_t et P_{el} pour ces mêmes contrôleurs. La vitesse du vent simulée dans ces essais a une intensité de la turbulence de 10% et une échelle de longueur de la turbulence de 100 m. P_{el} est directement mesurée à partir des grandeurs électriques de la MADA du banc d'essai. On voit que la poursuite de Ω_{t_opt} est presque parfaite avec les deux CDVs. Elle est moins bonne avec la CIV à cause de sa dynamique plus lente. En contrepartie, T_t et P_{el} fluctuent moins avec la CIV. Les fluctuations plus importantes de T_t avec les CDV (en particulier avec la CDV 1) entraînent des charges dynamiques qui accélèrent la fatigue du couplage mécanique. On remarque enfin que quel que soit le contrôleur, P_{el} a toujours le même signe (la convention moteur explique que P_{el} soit négative) ce qui est une condition indispensable à respecter par les contrôleurs dans cette zone 2 [Lei 2000].

Le rendement aérodynamique est analysé sur la Figure 3-15.

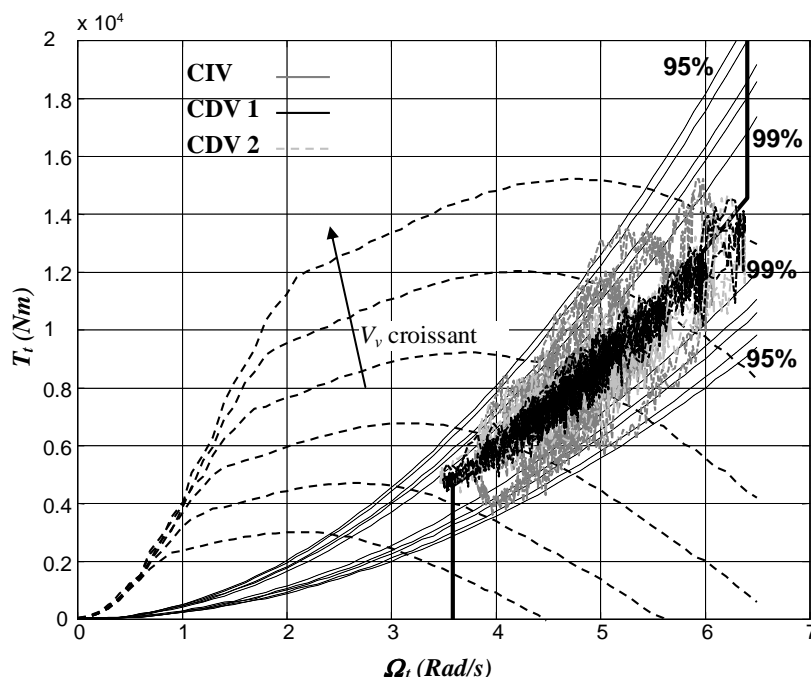


Figure 3-15 : analyse du rendement aérodynamique

On observe que les CDV entraînent un rendement aérodynamique qui est toujours supérieur à 99% alors qu'avec la CIV ce rendement descend parfois jusqu'à 95%.

Le Tableau 3-2 donne des résultats statistiques de l'essai réalisé. Ces résultats mènent aux mêmes conclusions, à savoir que plus la dynamique en BF est grande, meilleure est le rendement aérodynamique et plus grandes sont les fluctuations de la puissance produite.

Tableau 3-2 : résultats statistiques de l'essai avec un vent turbulent

	CIV	CDV 1	CDV 2
Ecart quadratique de $(\Omega_{t_opt} - \Omega_t)$	3,404	1,181	1,977
Fluctuations relatives de puissance (écart type divisé par la valeur moyenne)	-0,3539	-0,5565	-0,5074

La Figure 3-16 qui analyse le rendement aérodynamique lors d'une rafale montre à nouveau la supériorité de la CDV par rapport à ce critère de commande.

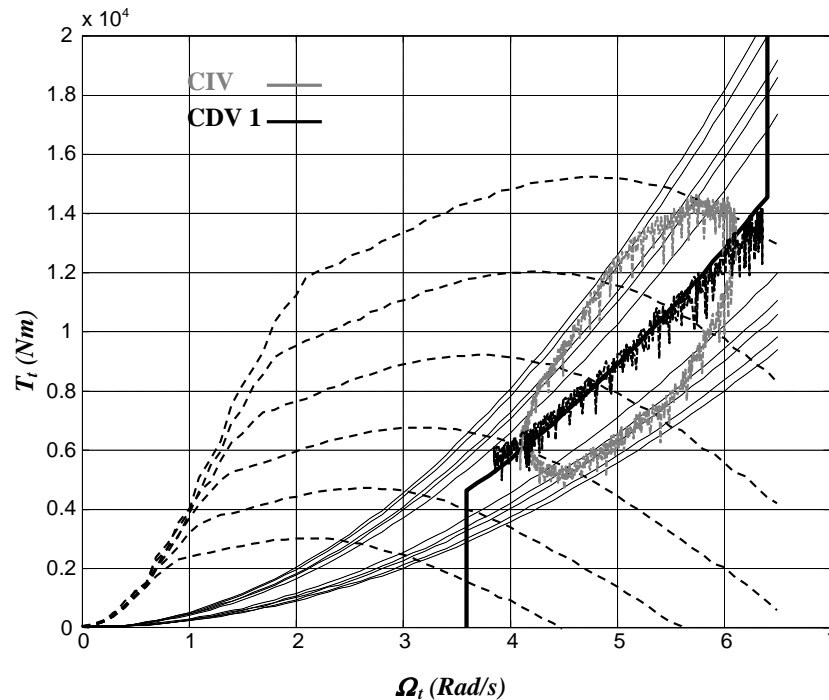


Figure 3-16 : analyse du rendement aérodynamique pour un essai avec une rafale de vent

3.3.1.2. Comparaison de différentes approches de conception de la CDV

En collaboration avec le L2EP de Lille et l'EIGSI-ERPA de La Rochelle, différentes approches de conception de la CDV ont été comparées. Les contrôleurs conçus avec ces approches ont été testés en simulation sur le modèle d'une éolienne d'1,2 MW. Les résultats de ces travaux ont été présentés dans deux conférences [C11, C20].

En plus de l'approche présentée dans le paragraphe précédent, une approche basée sur l'inversion d'un Graphe Informationnel de Causalité (GIC) et une méthode de conception d'une loi Linéaire Quadratique Gaussienne (LQG) sont considérées.

a) Graphe Informationnel de Causalité (GIC)

Le GIC est une représentation graphique de l'information énergétique transitant au sein d'un système [Gui 2000]. Un objet se représente par un processeur (voir les ellipses sur la Figure 3-17) symbolisant le traitement. Les processeurs avec une flèche dans un sens traduisent une relation causale alors que ceux avec des flèches bidirectionnelles traduisent une relation rigide (algébrique). Le GIC de la Figure 3-17 représente la partie mécanique de l'éolienne avec une seule masse tournante (donc $\Omega_{tar} = \Omega_m$) et sans frottements. La partie électrique n'y est pas représentée ce qui est logique vu la rapidité significative de sa dynamique par rapport à celle de la partie mécanique et compte tenu que l'objectif est ici d'analyser le rendement énergétique de l'éolienne. T est la différence de T_t et T_{em} .

La Figure 3-18 montre comment l'inversion du GIC permet de concevoir le contrôleur. On inverse chaque processeur du graphe initial. Les relations algébriques (flèches bidirectionnelles) sont directement inversées alors que les relations causales sont inversées en introduisant une boucle de retour. On constate que cette approche mène à une régulation de la vitesse de rotation classique, mais avec une compensation du couple aérodynamique, en l'estimant avec un observateur. Cette compensation permet d'éliminer le couplage gênant décrit précédemment entre la dynamique de la boucle de régulation et T_t qui est une fonction non linéaire de Ω_t et V_v . Cette compensation rend le système linéaire et compte tenu du modèle mécanique considéré, le modèle de commande n'est plus qu'un intégrateur. Le

régulateur n'a donc pas besoin d'intégrateur supplémentaire pour assurer une erreur statique nulle en réponse à un échelon. Un simple proportionnel est suffisant.

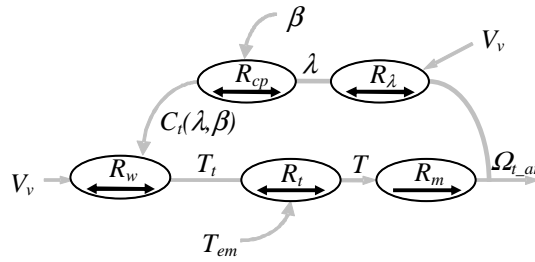


Figure 3-17 : représentation de l'éolienne par un GIC

La vitesse de rotation de référence a été générée directement en supposant que V_v est connu. Dans la réalité, V_v ne peut évidemment pas être mesurée mais peut être estimée via l'estimation de T_t et l'inversion de la courbe $C_p(\lambda, \beta_{opt})$ [M3].

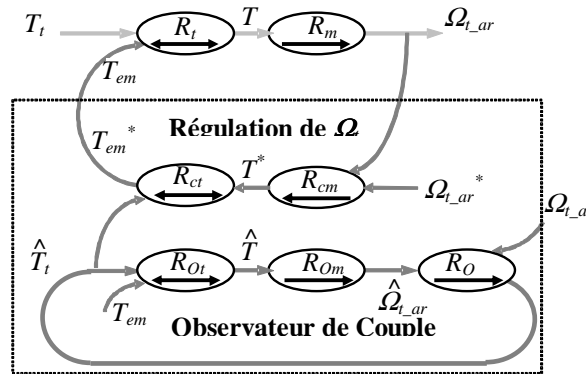


Figure 3-18 : inversion du GIC

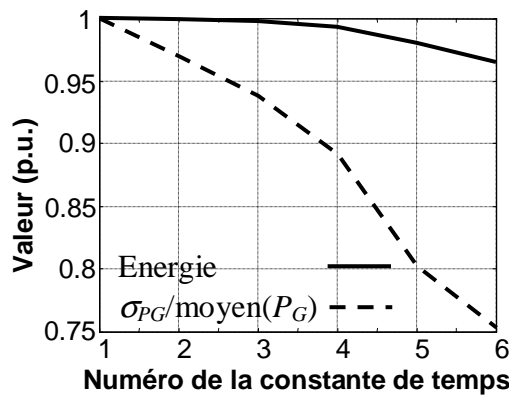


Figure 3-19 : analyse du choix de la constante de temps en BF

Comme observé précédemment, le choix de la dynamique de commande doit être réalisé pour atteindre un compromis entre les deux objectifs de maximisation du rendement énergétique et de minimisation des fluctuations du couple mécanique et de la puissance électrique. Pour faciliter ce choix, une analyse de l'effet de cette dynamique sur l'énergie produite et l'écart type de P_G (semblable à celui du couple mécanique) en *per unit* (pu) est présenté dans [C11]. Les résultats sont illustrés sur la Figure 3-19 où on considère six

constantes de temps en BF : 0,1; 0,5; 1; 2; 5 et 10 secondes. Compte tenu de ces résultats, la dynamique en BF a été réglée pour l'approche basée sur le GIC et l'approche « classique » du paragraphe précédent, de sorte à ce qu'elle ressemble à un premier ordre de constante de temps de 1 seconde.

b) Approche LQG

Cette approche, déjà appliquée à la commande d'éolienne dès 1997 [Eke 1997] [Wri 2006], est adaptée à cette application car elle garantit un comportement optimal du système pour un critère défini comme un compromis entre différents objectifs de commande et les variations de l'action de commande. Une représentation d'état linéaire est nécessaire en tant que modèle de commande pour cette approche. Dans la zone 2, elle est obtenue par une linéarisation du comportement aérodynamique du système (§2.1.2) en un point de la courbe de rendement maximal :

$$\Delta T_t = \gamma_\Omega \Delta \Omega_{t_ar} + \gamma_\beta \Delta \beta + \gamma_V \Delta V_v,$$

avec $\gamma_\Omega = \left. \frac{\partial T_t}{\partial \Omega_{t_ar}} \right|_{\beta_0 V_{v,0}}$, $\gamma_\beta = \left. \frac{\partial T_t}{\partial \beta} \right|_{\Omega_0 V_{v,0}}$, $\gamma_V = \left. \frac{\partial T_t}{\partial V_v} \right|_{\beta_0 \Omega_{t,0}}$. Eq. 3.3-6

L'équation d'état qui tient compte de la dynamique du modèle mécanique à deux masses est :

$$\dot{x} = Ax + Bu + Gw, \quad \text{Eq. 3.3-7}$$

où le vecteur d'état x et de commande u , la perturbation externe w et les matrices d'état s'expriment :

$$x = \begin{pmatrix} \Delta \Omega_{t_ar} \\ \Delta \Omega_m \\ \Delta T_{mec} \\ \Delta \beta \\ \Delta V_v \end{pmatrix}, \quad u = \begin{pmatrix} \Delta T_{em} \\ \Delta \beta^* \end{pmatrix}, \quad w = m_v, \quad B = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{J_m} & 0 \\ -\frac{D_{tm}}{J_m} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\tau_\beta} \\ 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad G = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix},$$

$$A = \begin{pmatrix} \frac{1}{J_t}(\gamma_\Omega - D_t) & 0 & -\frac{1}{J_t} & \frac{1}{J_t} \gamma_\beta & \frac{1}{J_t} \gamma_V \\ 0 & -\frac{D_m}{J_m} & \frac{1}{J_m} & 0 & 0 \\ K_{tm} + \frac{D_{tm}}{J_t}(\gamma_\Omega - D_t) & -K_{tm} + \frac{D_{tm}}{J_m} D_m & D_{tm} \left(\frac{1}{J_t} - \frac{1}{J_m} \right) & \frac{D_{tm}}{J_t} \gamma_\beta & \frac{D_{tm}}{J_t} \gamma_V \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{\tau_\beta} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_v} \end{pmatrix}. \quad \text{Eq. 3.3-8}$$

et où m_v est un bruit blanc gaussien.

Un filtre de *Kalman* est dans un premier temps conçu à partir de la représentation d'état du système pour estimer le vecteur d'état (voir Figure 3-20). Ce filtre est calculé à partir des

propriétés stochastiques du procédé et des bruits de mesure. Ensuite, un retour d'état optimal $u=K\hat{x}$ minimisant un critère quadratique J qui dépend des objectifs de commande est conçu. Compte tenu de ces objectifs en zone 2, ce critère est ici défini afin de minimiser les variations de λ autour de λ_{opt} , les fluctuations de T_{mec} et ceux du signal d'action, T_{em} :

$$J = \int (q_1 (\Delta\lambda)^2 + q_2 (\Delta T_{mec})^2 + r (\Delta T_{em})^2) dt, \quad \text{Eq. 3.3-9}$$

où q_1 , q_2 et r définissent le poids donné à chaque objectif.

J peut être réécrit sous la forme standard :

$$J = \int (x^T Q x + 2x^T S u + u^T R u) dt, \quad \text{Eq. 3.3-10}$$

où les poids Q , S et R permettent d'ajuster le compromis entre les différents objectifs de contrôle.

ΔV_v , en tant que variable d'état, est estimée par le filtre de *Kalman*. La composante turbulente de la vitesse du vent est considérée comme la sortie d'un filtre du premier ordre d'entrée m_v dont la variance dépend des caractéristiques du site (tiré de l'équation 2.1-10) :

$$\dot{V}_v = -\frac{1}{T_v} V_v + m_v. \quad \text{Eq. 3.3-11}$$

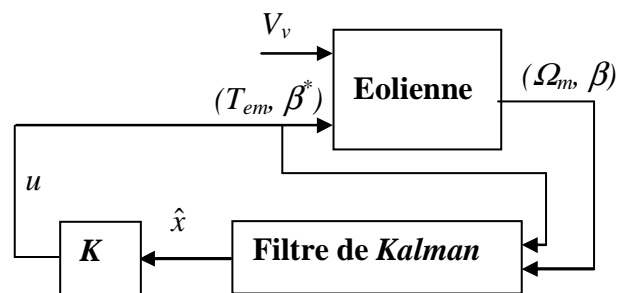


Figure 3-20 : schéma de la commande LQG

c) Résultats de simulations

Une première comparaison est réalisée entre l'approche classique de la CDV et celle du GIC dans [C11]. Les résultats d'une simulation réalisée avec une vitesse de vent moyen de 6 m/s et une turbulence d'échelle de longueur de 125 m et d'intensité de 13% sont montrés sur la Figure 3-21. Le filtre spatial élimine les fluctuations de haute fréquence. On constate que les deux approches mènent ici à une poursuite quasi parfaite de la vitesse de rotation optimale et que la puissance électrique fluctue modérément et a toujours le même signe (positif en convention générateur), comme on le désire. La ressemblance entre le GIC, qui mène à une linéarisation du système en BF et l'approche classique où le système en BF est non linéaire s'explique par le fait que les non linéarités en zone 2 sont petites [M3].

D'autres simulations ont été réalisées pour comparer l'approche classique avec un régulateur R-S-T (voir §3.3.2.3) au lieu du PI, celle du GIC et celle du LQG en conditions normales et lorsque de la glace s'accumule sur les pales [C20]. Ceci se produit dans certaines régions en hiver et provoque une variation du moment d'inertie de l'aéroturbine et des courbes $C_p(\lambda, \beta)$ [Sei 1998].

Cette comparaison permet notamment de tester la robustesse des différents contrôleurs. Le Tableau 3-3 donne les valeurs des paramètres pour les deux conditions.

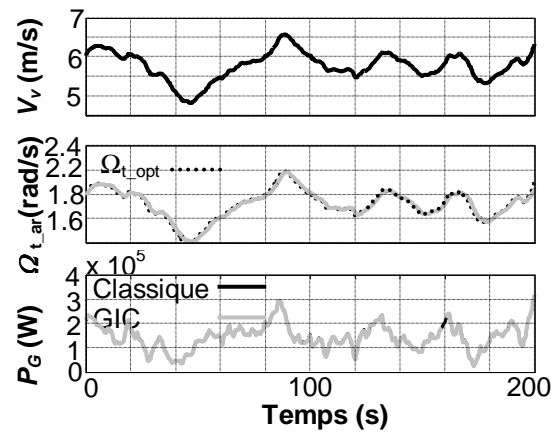


Figure 3-21 : séries temporelles des variables intéressantes pour l'étude du rendement énergétique

Tableau 3-3 : valeur des paramètres de l'éolienne

Paramètres	Valeurs en conditions nominales	Valeurs avec glace
J_t	1,10e6 kg.m ²	1,38e6 kg.m ²
R	30 m	30 m
ρ	1,22 kg.m ³	1,3 kg.m ³

Le Tableau 3-4 montre les résultats de simulation en conditions normales alors que le Tableau 3-5 montre ceux obtenus lorsque l'aéroturbine a de la glace.

Tableau 3-4 : résultats de la simulation en conditions normale

Contrôleur	Energie produite	Perte d'énergie	Ecart type du couple du train de puissance
LQG	4,5337e ⁷	0,14%	1,80e ⁴
R-S-T	4,5358e ⁷	0,096%	2,47e ⁴
GIC	4,5356e ⁷	0,097%	2,26e ⁴

On constate que l'énergie et les fluctuations du couple dans le train de puissance produites par les trois contrôleurs sont semblables. Les légères différences sont dues à la différence de dynamique en BF : plus la dynamique est rapide, plus on produit d'énergie et plus les fluctuations du couple sont importantes.

Lorsque l'aéroturbine a de la glace, les valeurs de C_{p_max} et λ_{opt} changent [Sei 1998], et l'éolienne ne tourne plus à Ω_{t_opt} , ce qui explique une réduction de la production d'énergie (un peu plus de 2% de pertes dans les conditions simulées). Les contrôleurs sont néanmoins robustes en stabilité. Le LQG est ici le plus robuste en performance.

Tableau 3-5 : résultats de la simulation avec de la glace

Contrôleur	Energie produite	Perte d'énergie	Ecart type du couple du train de puissance
LQG	4,1302e ⁷	2,2 %	1,63e ⁴
R-S-T	4,1042e ⁷	2,9 %	2,80e ⁴
GIC	4,1055e ⁷	2,8 %	2,52e ⁴

3.3.2. Zone de fonctionnement 3 : réduction des émissions de flicker

L'émission de flicker est un des problèmes significatifs liés à la qualité de l'énergie électrique produite par les éoliennes [Lar 2000] [IEC 2001]. L'intensité de ces émissions qui gênent l'œil humain (en particulier pour les fluctuations autour de 9 Hz) et qui peuvent aussi causer le chauffage non désiré de composants électriques connectés au réseau, est estimée par l'index de sévérité de flicker de courte durée, P_{st} [IEC 1997]. Les émissions de flicker (et donc la valeur de cet index) sont en particulier élevées lorsque l'aéroturbine tourne à vitesse quasi-constante. C'est en effet dans ces conditions que les effets aérodynamiques tel que le *Rotational Sampling* provoquent les fluctuations de T_t de plus grande amplitude, aux fréquences multiples de la vitesse de rotation $1.nP$ et $3.nP$ (§2.1.2). C'est dans les zones 1, 3 et 4 de la Figure 3-3 que les éoliennes tournent à une vitesse quasi-constante. Compte tenu des contraintes liées à leur dimensionnement, la zone 3 est de plus celle où les éoliennes fonctionnent la plupart du temps. Ce paragraphe présente un algorithme de commande spécialement conçu pour réduire les émissions de flicker dans cette zone [R3].

L'angle pitch est en général maintenu constant à sa valeur optimale dans cette zone (Figure 3-3), même si dans certains aérogénérateurs Vestas par exemple [Kru 2001], on fait varier cet angle pour optimiser le rendement aérodynamique. La vitesse de rotation Ω_m est régulée à sa valeur nominale avec T_{em} comme variable d'action.

La Figure 3-22 illustre le schéma de régulation à temps discret de Ω_m . $H_{\Omega T_{em}}$ est la fonction de transfert à temps discret entre Ω_m et T_{em} , et $H_{\Omega V}$ est celle entre Ω_m et la vitesse du vent V_v . R , S , T sont les polynômes définissant le régulateur numérique R-S-T et B_m et A_m sont les polynômes définissant le modèle de référence.

Par le théorème de superposition, Ω_m est influencée par T_{em} et V_v qui est vue comme une perturbation de sortie pouvant osciller à des fréquences multiples entières $n.P$ de la vitesse de rotation Ω_t . Par conséquent, ces oscillations sont transmises à Ω_m et dues à la contre-réaction aussi à T_{em} .

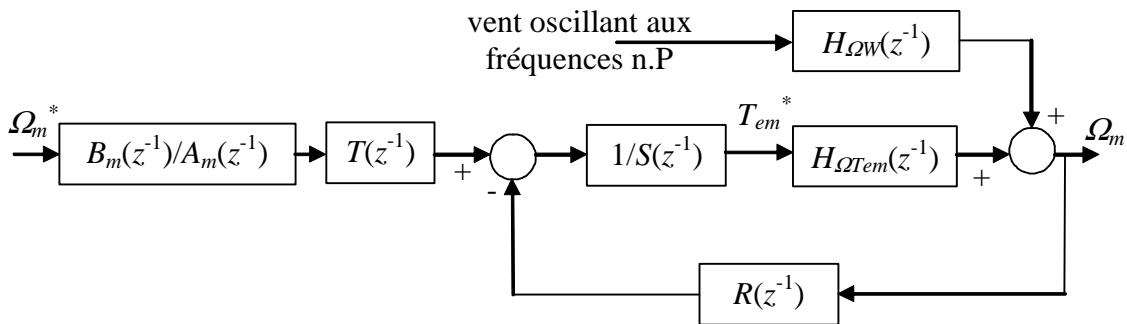


Figure 3-22 : schéma blocs de la commande de la vitesse de rotation de la machine en zone 3

3.3.2.1. Spécifications de la commande

La puissance active P_G générée par la MADA est principalement transmise par le stator. P_s étant donnée par :

$$P_s = T_{em} \omega_s, \quad \text{Eq. 3.3-12}$$

et ω_s étant pratiquement constante (fixée par le réseau), les fluctuations dans T_{em} sont directement transmises à P_s et dans une grande mesure à P_G , produisant ainsi d'importantes émissions de flicker. Pour réduire ces émissions, T_{em} ne doit pas agir aux fréquences $n.P$, ce qui demande « d'ouvrir » la boucle de régulation à ces fréquences.

La linéarisation du modèle aérodynamique de l'éolienne démontre de plus que le gain entre T_{em} et T_{mec} est pratiquement égal à 1 dans la bande de fréquence de 1 à 10 Hz où les oscillations les plus sévères se produisent [M3]. On remarque donc que la réduction des oscillations dans T_{em} contribue aussi à réduire les efforts dynamiques dans le train de puissance dans cette zone de fonctionnement [R3].

La robustesse du régulateur est aussi une spécification importante, d'autant plus que le comportement dynamique du système est non linéaire (voir §2.1 et chapitre 4 de [M3]).

La méthode « placement de pôles avec calibrage de la fonction de sensibilité » permet la conception d'un correcteur répondant à ces spécifications. Cette méthode nécessite un modèle de commande. Le paragraphe ci-dessous décrit ce modèle et le suivant présente la méthode de conception du contrôleur.

3.3.2.2. Modèle de commande à temps discret

Le modèle de commande a été obtenu par linéarisation du modèle de simulation validé (§2 et chapitre 4 de [M3]). Le comportement du modèle étant légèrement non linéaire en zone 3, un modèle de commande représentant son comportement moyen a été choisi. De plus, compte tenu que la dernière oscillation intéressante est à 9.P (un peu plus de 9 Hz dans notre cas), le modèle de commande a été échantillonné à une fréquence de 20Hz, donnant l'expression suivante pour le modèle à temps discret :

$$H_{\Omega T_{em}}(z^{-1}) = \frac{0,001372z^{-1} - 0,0003173z^{-2}}{1 - 0,9943z^{-1}}. \quad \text{Eq. 3.3-13}$$

3.3.2.3. Placement de pôles avec calibrage de la fonction de sensibilité

Cette description est basée sur [Lan 1993] [Lan 1994] et [Lan 1998]. La Figure 3-23 montre le schéma-bloc d'un système linéaire monovarié à temps discret en BF. $B(z^{-1})$ ($B^*(z^{-1})$ sans le retard de discrétisation) et $A(z^{-1})$ sont le numérateur et le dénominateur du modèle de commande. d est le retard en nombre de période d'échantillonnage T_s . $R(z^{-1})$, $S(z^{-1})$ et $T(z^{-1})$ sont des polynômes définissant le régulateur. $B_m(z^{-1})$ et $A_m(z^{-1})$ sont le numérateur et le dénominateur du modèle de référence. $y^*(t+d+1)$ est la trajectoire de poursuite souhaitée pour atteindre la référence $r(t)$. $u(t)$ est le signal d'action, $y(t)$ la sortie à contrôler et $p_y(t)$ est une perturbation de sortie.

La régulation est caractérisée par la fonction de transfert :

$$\frac{Y(z^{-1})}{W(z^{-1})} = \frac{z^{-(d+1)}B^*(z^{-1})}{A(z^{-1})S(z^{-1}) + z^{-(d+1)}B^*(z^{-1})R(z^{-1})} = \frac{z^{-(d+1)}B^*(z^{-1})}{P_c(z^{-1})}. \quad \text{Eq. 3.3-14}$$

R et S peuvent contenir des pré-spécifications (un intégrateur peut par exemple être introduit dans S en posant $S(z^{-1}) = (1-z^{-1})S'(z^{-1})$) :

$$R(z^{-1}) = H_R(z^{-1})R'(z^{-1}), \quad S(z^{-1}) = H_S(z^{-1})S'(z^{-1}). \quad \text{Eq. 3.3-15}$$

La définition de la dynamique de régulation en BF donne les pôles désirés en BF et donc le polynôme caractéristique désiré $P_c^*(z^{-1})$. Alors, R et S sont obtenus de l'équation :

$$\underbrace{A(z^{-1})H_S(z^{-1})S'(z^{-1})}_{A'(z^{-1})} + z^{-d} \underbrace{z^{-1}B^*(z^{-1})H_R(z^{-1})R'(z^{-1})}_{B'(z^{-1})} = \underbrace{P_d(z^{-1})P_f(z^{-1})}_{P_c^*(z^{-1})}, \quad \text{Eq. 3.3-16}$$

où $P_d(z^{-1})$ contient les pôles dominants et $P_f(z^{-1})$ contient les pôles auxiliaires.

La dynamique de poursuite est définie par le modèle de référence et T qui s'exprime :

$$T(z^{-1}) = P_c^*(z^{-1}); \text{ si } B^*(1) = 0,$$

$$T(z^{-1}) = \frac{P_c^*(z^{-1})}{B^*(1)} \text{ sinon.}$$

Eq. 3.3-17

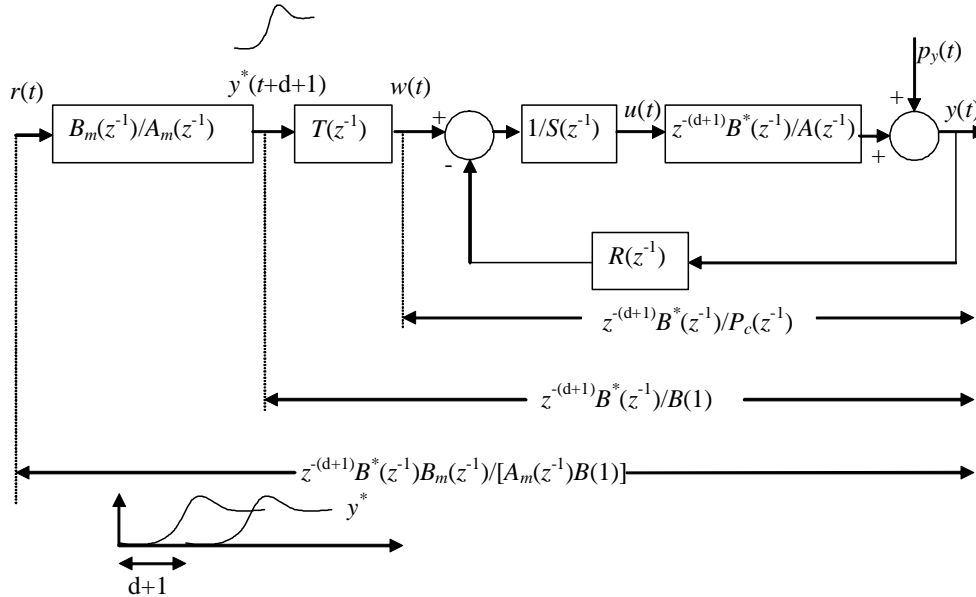


Figure 3-23 : diagramme de blocs de la structure du régulateur R-S-T en BF

La fonction de sensibilité $S_{yp}(z^{-1})$ qui est la fonction de transfert entre p_y et y a des propriétés permettant de spécifier les performances et la robustesse désirées en BF. Ces spécifications peuvent être exprimées sous forme de gabarit à respecter pour la courbe de gain du diagramme de Bode de $S_{yp}(z^{-1})$ (voir Figure 3-24). La marge de module ΔM du système est liée au maximum du module de $S_{yp}(z^{-1})$. Ce maximum doit être inférieur à 6dB pour avoir une marge de module supérieure à 0,5.

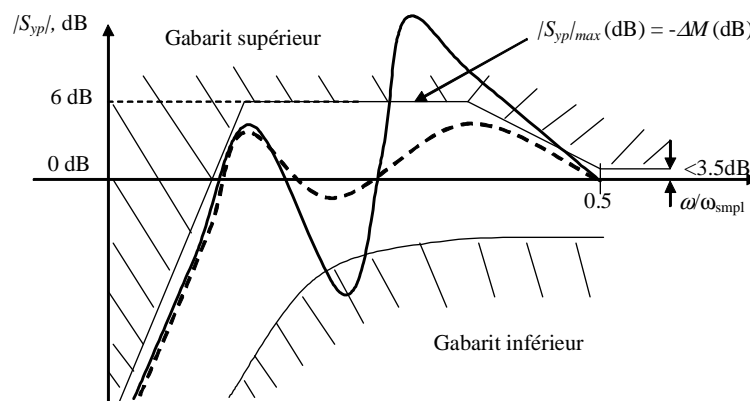


Figure 3-24 : gabarit de la fonction de sensibilité et calibrage

$S_{yp}(z^{-1})$ est calibrée en jouant sur P_d , P_f , H_s et H_r . Pour par exemple « ouvrir » la boucle de régulation à une pulsation ω_b , il suffit de placer une paire de zéros complexes non amorties dans H_r . L'objectif étant :

$$S_{yp}(z^{-1}) = \frac{A(z^{-1})S(z^{-1})}{A(z^{-1})S(z^{-1}) + z^{-(d+1)}B^*(z^{-1})H_R(z^{-1})R'(z^{-1})} = 1 \Big|_{\omega=\omega_0}, \quad \text{Eq. 3.3-18}$$

il faut respecter la condition :

$$z^{-(d+1)}B^*(z^{-1})H_R(z^{-1})R'(z^{-1}) \Big|_{\omega=\omega_0} = 0, \quad \text{Eq. 3.3-19}$$

c'est-à-dire que H_R doit s'écrire sous la forme :

$$H_R(z^{-1}) = 1 + \alpha_1 z^{-1} + \alpha_2 z^{-2}. \quad \text{Eq. 3.3-20}$$

3.3.2.4. Synthèse du régulateur à temps discret

Le régulateur de vitesse de rotation a été conçu avec la méthode décrite ci-dessus [R3]. Un calibrage de la fonction de sensibilité est réalisé pour assurer que le régulateur ait un niveau de robustesse suffisant.

Le zéro du modèle de commande étant stable, il est compensé en l'incluant dans le polynôme H_s contenant les pré-spécifications du polynôme S . De plus, le modèle de commande ne contenant pas d'intégrateur, on en inclut un dans H_s afin de garantir une erreur statique nulle en réponse à un échelon de consigne ou de perturbation.

Cinq paires de zéros complexes légèrement amortis sont introduits dans le polynôme H_R contenant les pré-spécifications du polynôme R , aux fréquences naturelles 1.P, 2.P, 3.P, 6.P et 9.P, avec des facteurs d'amortissements de 0,05 pour les paires de zéro à 1.P, 2.P et 3.P et de 0,2 pour ceux à 6.P et 9.P. L'objectif n'est pas d'annuler complètement l'action de commande à ces fréquences mais de l'atténuer.

Les pôles dominants et auxiliaires inclus dans le polynôme P_c^* sont choisis de sorte à atteindre le meilleur compromis entre de bonnes marges de robustesse et une fréquence de coupure élevée. Les pôles dominants discrets contenus dans P_d correspondent à ceux d'un second ordre continu avec un facteur d'amortissement $\xi=0,7$ et une pulsation naturelle $\omega_0=5,5$ rad/s. Pour ce qui est des pôles auxiliaires contenus dans P_f , quatre pôles réels sont placés à 0,35, quatre autres à 0,4 et un à 0,45. Ces pôles permettent de réduire le gain de la fonction de sensibilité, surtout en hautes fréquences, et d'atteindre ainsi une marge de module et de retard plus élevées.

Le polynôme T est défini de sorte à éliminer les pôles en BF, racines du polynôme caractéristique P_c^* , et le modèle de référence correspond à l'échantillonnage d'un système du second ordre continu avec $\xi = 0,8$ et $\omega_0 = 5,5$ rad/s.

La Figure 3-25 montre la fonction de sensibilité liée au régulateur R-S-T décrit au-dessus. Elle est comparée à celle associée à un PI ayant la même fréquence de coupure et action intégrale. Le résultat de l'introduction des paires de zéros complexes peu amorties à 1.P, 2.P, 3.P, 6.P et 9.P dans H_R est nettement visible : le gain de la fonction de sensibilité dans $a)$ est presque de 0 dB à ces fréquences, ce qui signifie que l'effet des perturbations de sorties, V_v , sur la sortie Ω_m , n'est ni amplifiée ni atténuée. Cette caractéristique apparaît aussi clairement dans $S_{up}(d)$ où l'effet des perturbations de sortie sur l'action de commande T_{em}^* est atténué à 1.P, 2.P, 3.P et 9.P et un peu moins à 6.P. Rappelons que les zéros à 6.P et 9.P sont moins amortis qu'ailleurs.

La fonction de sensibilité complémentaire dans $b)$ montre que les bruits de mesure sont atténués en haute fréquence. De même S_{ypu} montre dans $c)$ une atténuation des effets de la perturbation et du bruit en entrée sur la sortie Ω_m en haute fréquence.

Les performances nominales du régulateur sont donc très satisfaisantes. De plus, les marges de gain et de retard sont considérables, comme illustré sur la Figure 3-26.

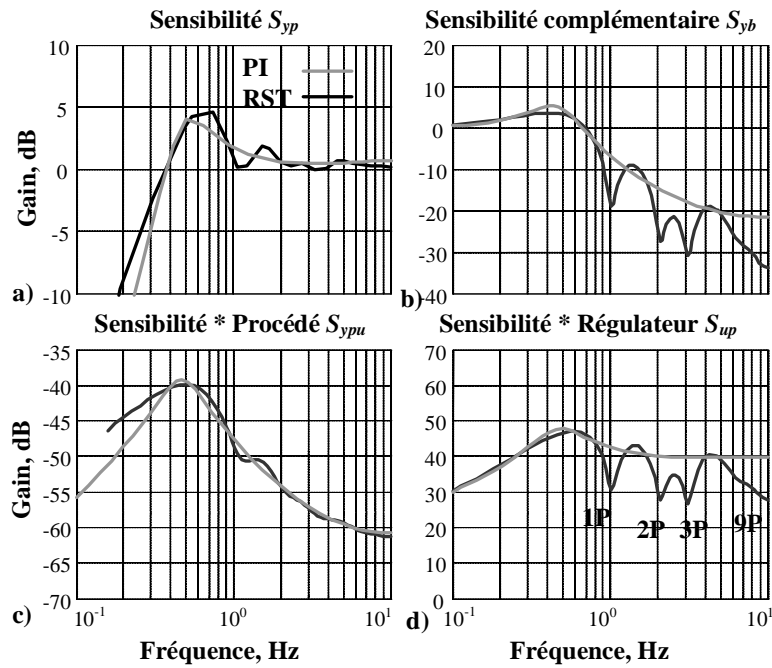


Figure 3-25 : fonction de sensibilité liée au régulateur R-S-T

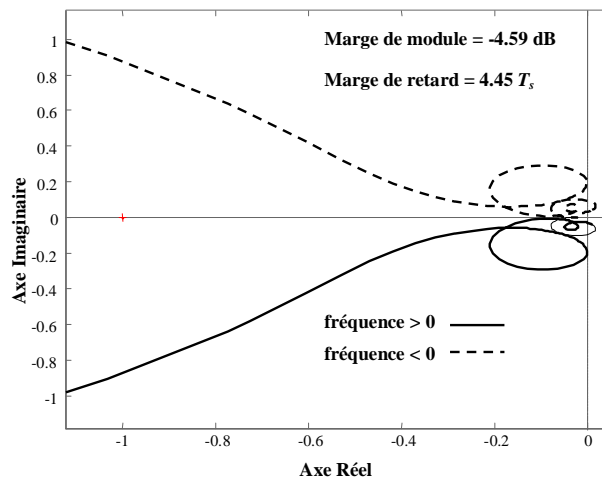


Figure 3-26 : diagramme de Nyquist et marges de robustesse du régulateur R-S-T

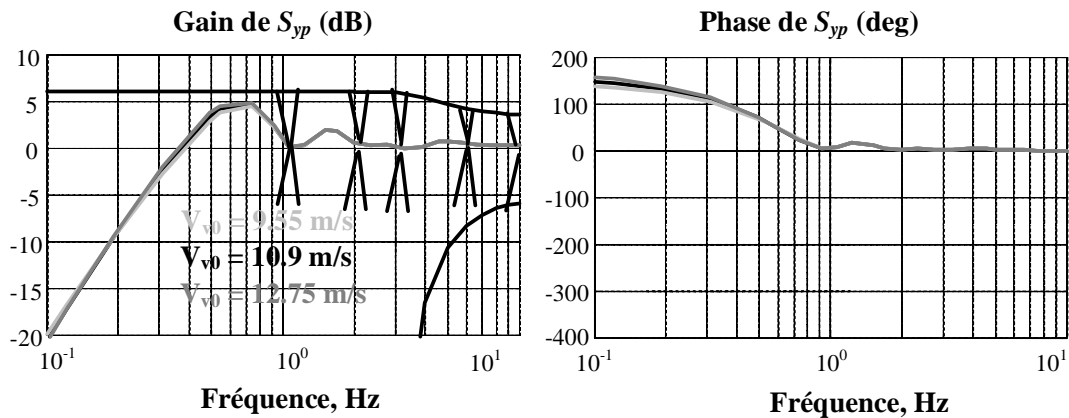


Figure 3-27 : diagramme de Bode de S_{yp} dans trois points de fonctionnement extrêmes de la zone 3

La Figure 3-27 montre le gabarit utilisé pour calibrer la fonction de sensibilité liée au régulateur R-S-T avec le diagramme de Bode de cette fonction de sensibilité obtenu dans trois points de fonctionnement extrêmes de la zone 3. Les trois diagrammes de Bode sont très similaires et montrent qu'en plus d'être robuste en stabilité, le régulateur est aussi robuste en performance.

3.3.2.5. Résultats de simulations

Les séries temporelles des principales variables obtenues avec le modèle de simulation du §2 sont présentées sur la Figure 3-28 et la Figure 3-29. Le modèle de vitesse du vent contient l'ensemble des phénomènes aérodynamiques décrits au §2.1.2 et il a été choisi de sorte à ce que l'éolienne fonctionne en zone 3. On retrouve les oscillations dues notamment à l'effet du *Rotational Sampling*. En conséquence, T_{mec} , T_{em} et P_G fluctuent aussi, quel que soit le régulateur, mais avec une amplitude plus petite lorsque Ω_m est contrôlée avec le R-S-T.

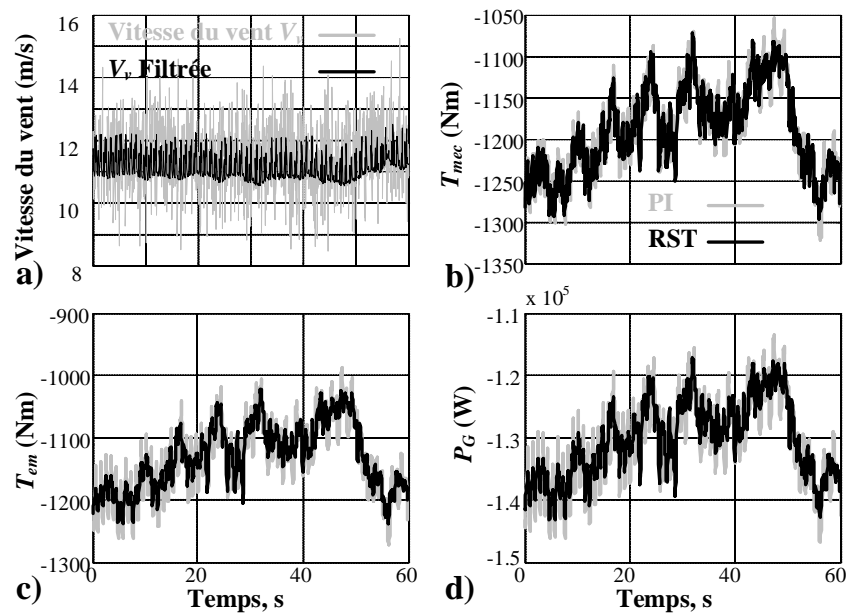


Figure 3-28 : séries temporelles des principales variables

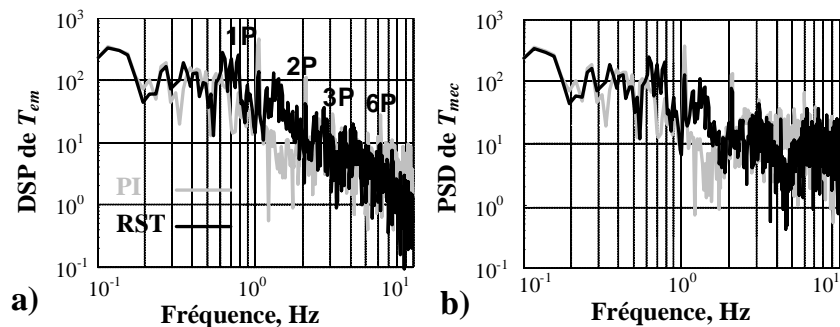


Figure 3-29 : DSP de T_{em} et T_{mec}

Ces résultats sont confirmés sur la Figure 3-29 où les pics spectraux des DSP de T_{em} et T_{mec} sont moins grands avec le régulateur R-S-T qu'avec le PI. Les P_{st} mesurées avec le flickermètre numérique implémenté sur Matlab et respectant la norme internationale IEC 61000-4-15 [Rui 2000] [IEC 1997] est de 0,0744 pour la régulation PI et de 0,0590 pour celle

avec le R-S-T. Même si le P_{st} obtenu avec le PI est bas dû au modèle idéal de réseau utilisé, le R-S-T permet de réduire encore de près de 25% cette valeur.

Notons que même si l'objectif principal de la synthèse du régulateur R-S-T présenté dans ce chapitre était de réduire l'émission de flicker, il permet aussi de réduire les fluctuations de T_{mec} et donc les efforts dynamiques de fatigue dans le train de puissance.

3.3.3. Zone de fonctionnement 4 : réduction de la fatigue mécanique

Les efforts dynamiques de fatigue les plus intenses sont subis dans la zone de fonctionnement 4 (Figure 3-3). C'est dans cette zone que les variables de l'éolienne atteignent leur valeur nominale voir maximale. Le premier objectif de commande dans cette zone est de limiter la puissance électrique à sa valeur nominale. Contrairement aux autres zones, β n'est pas maintenu constant en zone 4, rendant le système multivariable. Cet angle est la plupart du temps utilisé pour réguler Ω_m à sa valeur nominale [Ves 2000] [Rod 2000] [Car 1996a] [Lei 1996a] [Lei 2000a] [Lei 2000b] [Bos 2000] [Eng 2001]. La référence de T_{em} peut être générée comme dans la CIV de la zone 2 où elle est proportionnelle au carré de la vitesse de rotation [Car 1996a] [Rod 2000]. Elle peut être utilisée pour contrôler P_G [Ves 2000] ou T_t [Lei 2000a] ou être directement fixée à sa valeur nominale [Bos 2000].

Les efforts dynamiques subis par les principaux composants mécaniques de l'éolienne ont pour origine la turbulence du vent, les modes de vibration des éléments flexibles et la dynamique de β et T_{em} . De plus, Ω_m étant quasi constante, T_t oscille aux fréquences n.P et 3n.P (§2.1). Les travaux que je présente dans ce paragraphe cherchent en priorité à réduire ces charges responsables de la fatigue des éléments les plus chers d'une éolienne.

3.3.3.1. Réduction des fluctuations de β par rapport aux effets aérodynamiques

Je présente ici les principaux résultats de [R 8]. La structure de la commande choisie pour ce travail est illustrée sur la Figure 3-30. T_{em} est maintenu constant à sa valeur nominale et l'angle pitch est utilisé comme variable d'action pour réguler Ω_m à sa valeur nominale.

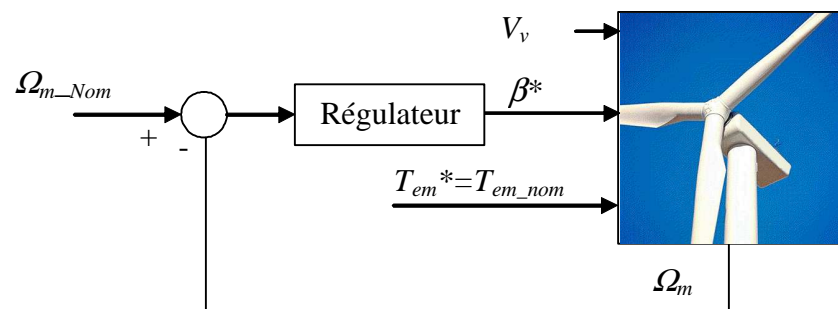


Figure 3-30 : structure de la commande choisie

Dans ce travail, le régulateur a été conçu avec la méthode de « Placement de pôles avec calibrage de la fonction de sensibilité » [Lan 1993] [Lan 1994] [Lan 1998] (voir §3.3.2.3) pour réduire l'impact des oscillations de T_t dues aux effets aérodynamiques tel que le *Rotational Sampling* sur le comportement du pitch.

a) Objectif du régulateur R-S-T

Le procédé reçoit des perturbations de sortie oscillantes aux fréquences n.P (voir Figure 3-31). Bien que ces oscillations soient légèrement atténuées par la fonction de transfert $H_{\Omega V}$ entre V_v et Ω_m dans la bande de fréquence où elles se produisent [R8], on les retrouve dans

Ω_m . Par contre-réaction, β oscille aussi à ces fréquences. Il faut limiter les oscillations de β car elles augmentent les charges subies par les pales et le reste de la structure mécanique.

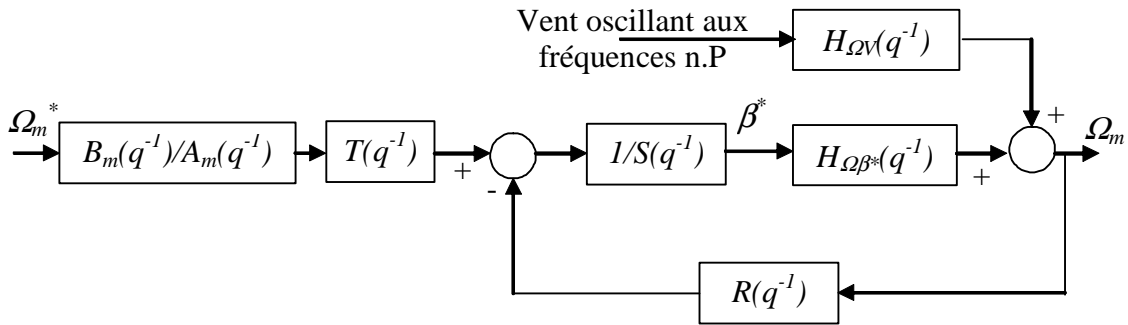


Figure 3-31 : schéma blocs de la commande de la vitesse de rotation de la machine en zone 4

Un autre objectif significatif est que le régulateur R-S-T soit robuste pour faire face aux non linéarités du comportement aérodynamique. Enfin, la bande passante du système en BF doit être la plus large possible pour éviter que Ω_m n'augmente trop lorsque des rafales se produisent.

b) Linéarisation du système et modèle de commande

Un modèle de commande linéaire à temps discret est nécessaire pour concevoir le régulateur R-S-T. Il a été obtenu en linéarisation le modèle de l'éolienne autour d'un point de fonctionnement défini par une vitesse de vent correspondant à la zone 4. Cette linéarisation est illustrée sur la Figure 3-32, où H_β est la fonction de transfert de l'actionneur pitch, γ_β , γ_v et γ_Ω ont été définis à l'équation 3.3-6 et les fonctions de transfert G_1 à G_6 sont liées au modèle mécanique à deux masses.

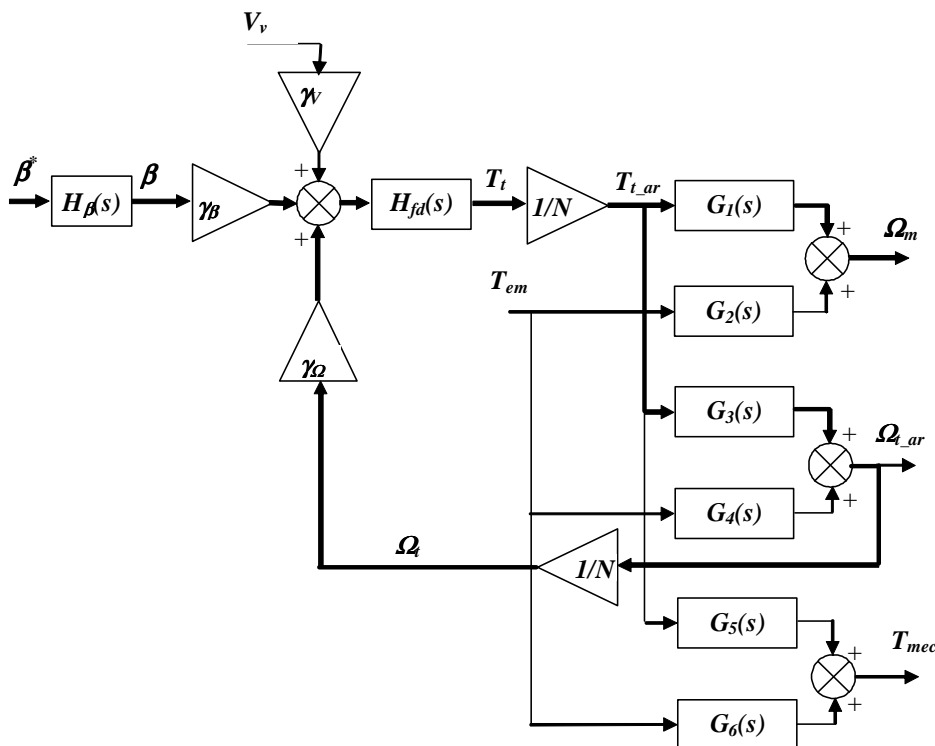


Figure 3-32 : linéarisation de l'éolienne autour d'un point de la zone 4

On en déduit le modèle de commande :

$$H_{\Omega\beta^*}(s) = \frac{\Omega_m(s)}{\beta^*(s)} = \frac{NG_1(s)H_{il}(s)H_\beta(s)K_{t\beta}}{N^2 - H_{il}(s)G_3(s)K_{t\Omega}}. \quad \text{Eq. 3.3-21}$$

La fréquence d'échantillonnage T_s est choisie à 20 Hz pour que le régulateur R-S-T puisse tenir compte de la fréquence la plus élevée des oscillations de Ω_m ayant une amplitude non négligeable (il s'agit des oscillations à 9.P soit environ 9 Hz). On obtient le modèle de commande discret en échantillonnant le modèle continu puis en simplifiant son expression (élimination des pôles et des zéros proches...) :

$$H_{\Omega\beta^*_d} = \frac{-0,02904z^{-1} - 0,08961z^{-2} - 0,018z^{-3}}{1 - 1,74z^{-1} + 1,02z^{-2} - 0,2649z^{-3}}. \quad \text{Eq. 3.3-22}$$

c) Synthèse du régulateur R-S-T

Cinq paires de zéros complexes légèrement amorties à 1.P, 2.P, 3.P, 6.P et 9.P sont introduites dans H_R . Le modèle de commande ne contenant pas d'intégrateur, l'action intégrale est prise en compte dans H_S . Les pôles dominants et auxiliaires sont choisis de sorte à avoir la robustesse et la fréquence de coupure la plus élevée possible. Les pôles dominants correspondent à ceux d'un second ordre continu de facteur d'amortissement égal à 0,7 et de pulsation naturelle égale à 4,58 rad/s. Trois pôles réels à 0,25 et trois autres à 0,3 sont choisis comme pôles auxiliaires. Le modèle de référence correspond à un second ordre continu avec $\xi=0,8$ et $\omega_0=5,5$ rad/s.

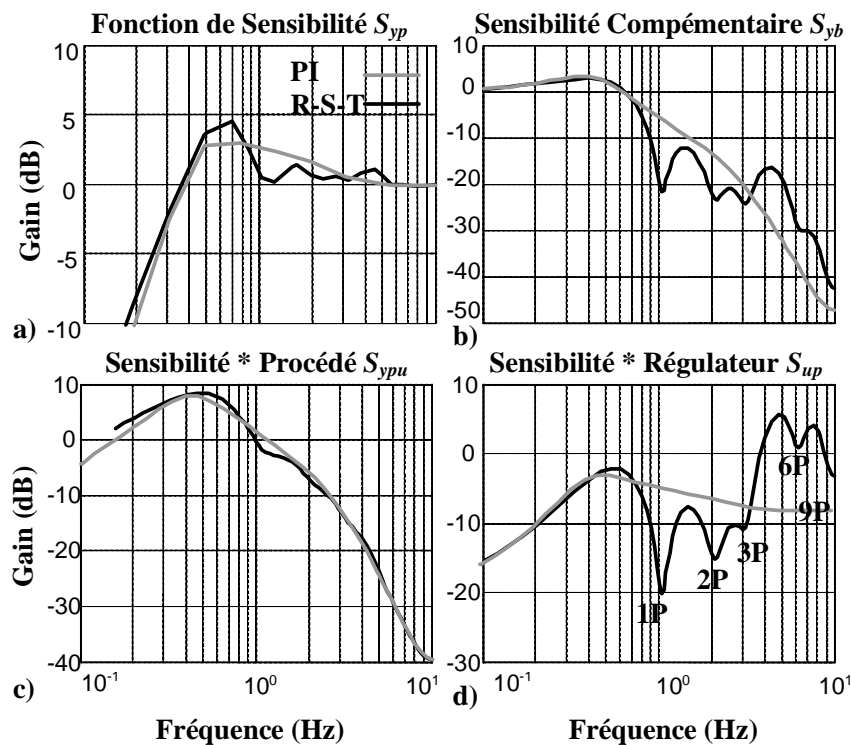


Figure 3-33 : fonctions de sensibilité du régulateur de vitesse de rotation

Le régulateur R-S-T est comparé à un PI ayant la même action intégrale et la même bande d'atténuation. Les fonctions de sensibilité du système sont illustrées sur la Figure 3-33. Le gain de la fonction de sensibilité du R-S-T aux fréquences où se produisent les oscillations est

presque nul. L'effet des perturbations de la vitesse du vent sur Ω_m à ces fréquences sera donc presque nul. Ceci apparaît aussi clairement dans S_{up} . Les zéros à $6P$ et $9P$ sont plus amortis. Enfin, les marges de module et de retard sont élevées.

d) Résultats de simulation

La Figure 3-34 montre les séries temporelles des principales variables obtenues en simulation pour une vitesse de vent moyenne de 14 m/s et une intensité de la turbulence de 15%. On constate dans a) que le filtre spatial élimine la plus grande partie de la turbulence. Comme prévu, β oscille à cause des effets tels que le *Rotational Sampling*. L'amplitude des oscillations est plus petite avec le régulateur R-S-T. En conséquence, les fluctuations de Ω_m , T_{mec} et P_G sont aussi réduites avec le R-S-T.

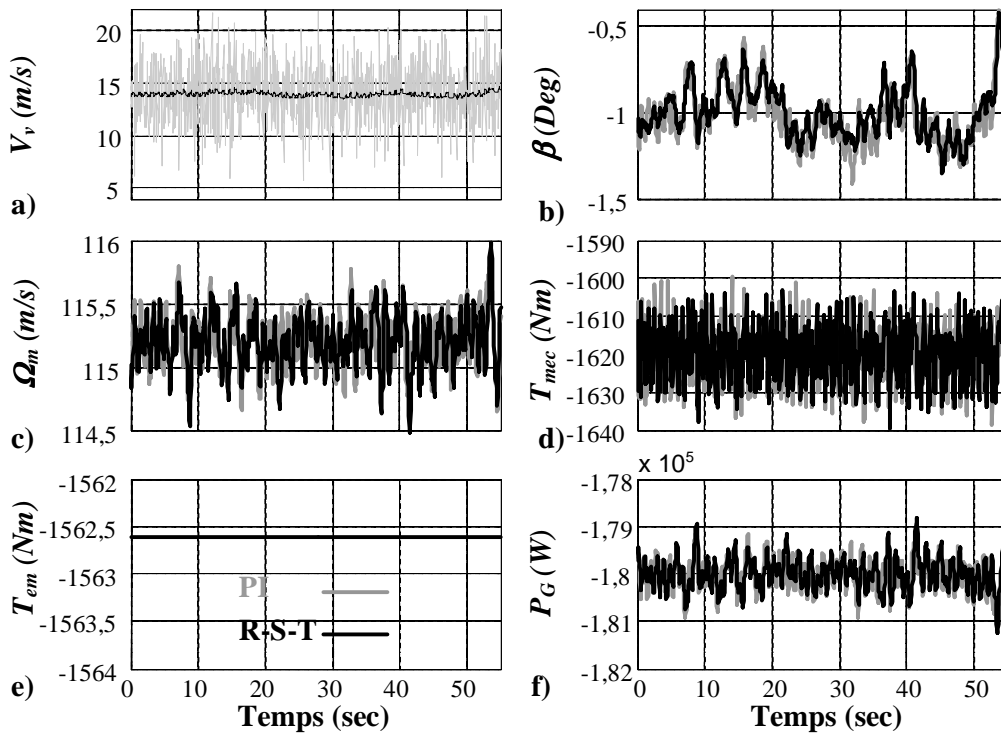


Figure 3-34 : séries temporelles des principales variables pour une vitesse de vent moyenne de 14 m/s

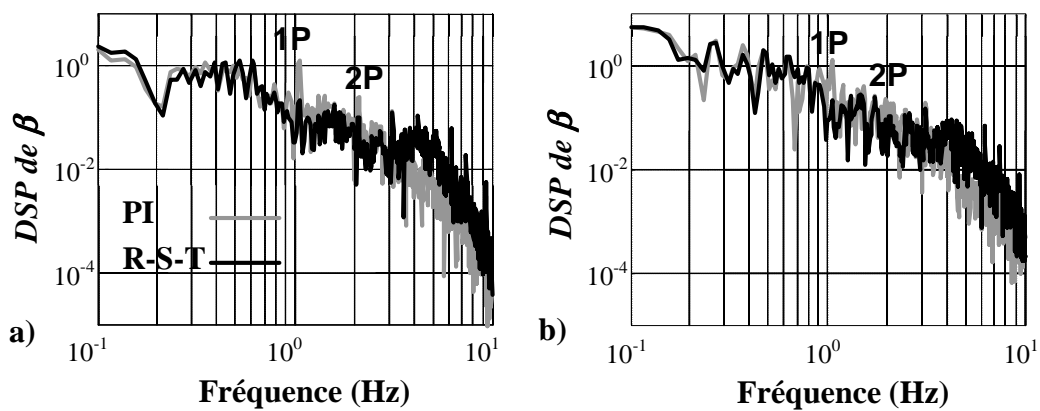


Figure 3-35 : DSP de β pour une vitesse de vent moyenne de : a) 17,5 m/s et b) 23 m/s

Les DSP des principales variables confirment ces résultats [R8]. Deux autres simulations ont été réalisées pour des vitesses de vent moyennes de 17,5 m/s (point de fonctionnement du modèle de commande) et de 23 m/s. Les DSP de β montrent sur la Figure 3-35 que le régulateur R-S-T est robuste en performance face à la non linéarité du comportement aérodynamique, puisque les pics spectraux à 1.P et 2.P sont largement réduits avec le R-S-T à ces deux nouveaux points de fonctionnement.

La réduction de l'amplitude de ces fluctuations avec le R-S-T est un bon présage pour la réduction des charges dynamiques subies par les pales et le train de puissance.

3.3.3.2. Comparaison de différentes approches

Une comparaison entre 3 méthodes de conception de contrôleurs est réalisée en zone 4 dans [C11, C20].

a) Graphe Informationnel de Causalité (GIC)

Le GIC en zone 4 et son inversion sont montrés sur la Figure 3-36. Comme pour le GIC en zone 2 (voir §3.3.1.2), la dynamique du modèle électrique n'est pas représentée et ($T_{em}=T_{em}^*$). Bien que ce ne soit pas montré sur la Figure 3-36, T_{em}^* est généré de sorte à maintenir la puissance électrique constante, comme illustré sur la Figure 3-37. Le modèle mécanique ne contenant qu'une masse, la vitesse de rotation de la machine et celle de la turbine dans l'axe rapide sont égales, comme précédemment. Cette vitesse est contrôlée à sa valeur nominale ($\Omega_m^*=\Omega_{m_nom}$) par le biais de l'angle pitch. L'angle de référence correspondant à la vitesse de rotation souhaitée est calculé en inversant le GIC, et par suite en inversant les courbes $C_t(\lambda, \beta)$. Cette inversion, qui exige une bonne connaissance des caractéristiques des pales, permet de linéariser le système.

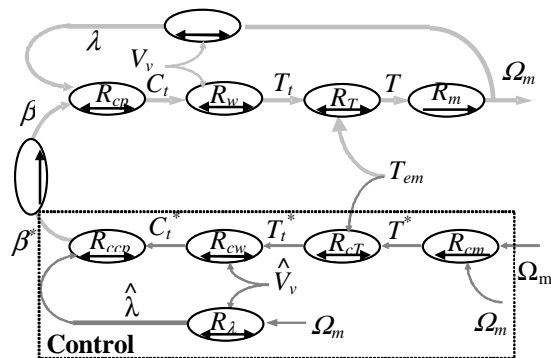


Figure 3-36 : inversion du GIC dans la zone de fonctionnement 4

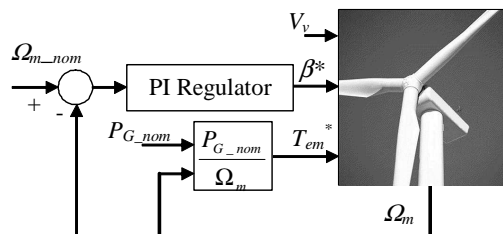


Figure 3-37 : contrôleur « classique » en zone 4

Le contrôleur obtenu par l'inversion du GIC est comparé à un contrôleur « classique » dans [C11]. La seule différence est que le contrôleur classique n'inverse pas les courbes

$C_t(\lambda, \beta)$ qui rendent le système non linéaire. Le système reste donc non linéaire. Le PI est réglé de sorte à avoir la plus grande dynamique possible en BF mais sans faire saturer le taux de variation de β en conditions de fonctionnement normales.

b) La méthode LQG

Un contrôleur LQG est conçu spécifiquement pour le fonctionnement en zone 4 [C20]. La seule différence par rapport au §3.3.1.2 est le critère d'optimisation. Dans cette zone, le principal objectif est de maintenir la puissance générée à sa valeur nominale, d'où l'expression du critère :

$$J = \int \left(q_1 (\Delta P_G)^2 + q_2 (\Delta T_{mec})^2 + r_1 (\Delta T_{em})^2 + r_2 (\Delta \beta^*)^2 \right) dt, \quad \text{Eq. 3.3-23}$$

où q_1 , q_2 et r_1 et r_2 définissent le poids donné à chaque objectif.

La limitation des variations de T_{mec} , T_{em} et β est liée à l'objectif de réduction des charges subies par les principaux composants de l'éolienne.

c) Résultats de simulation

Une première comparaison est réalisée entre le contrôleur « classique » et celui du GIC dans [C11]. Les résultats d'une simulation réalisée avec une vitesse de vent moyenne de 18 m/s et une turbulence d'échelle de longueur de 125 m et d'intensité de 13% sont montrés sur la Figure 3-38. On constate que P_G est maintenue constante grâce à la façon dont T_{em} est générée. La vitesse de rotation varie autour de sa valeur nominale. Les variations sont plus petites avec le contrôleur GIC. Ceci s'explique par le fait qu'il compense les non linéarités du système. Un contrôleur « classique » avec des gains programmés (*gain scheduling*) devrait atteindre les mêmes performances.

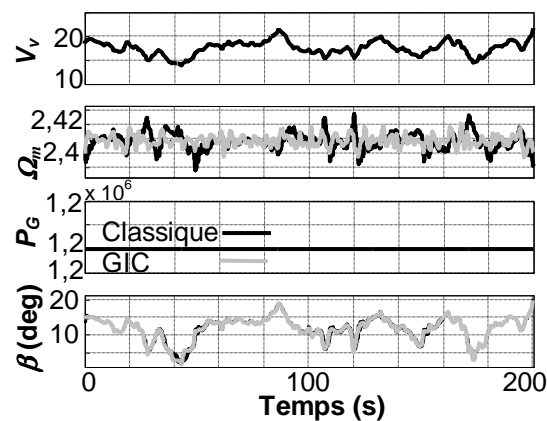


Figure 3-38 : séries temporelles des principales variables pour une simulation en zone 4

Tableau 3-6 : résultats statistiques d'une simulation en zone 4

Contrôleur	Ecart type de P_G	Ecart type de T_{mec}	Ecart type de β
LQG	$8,44e^3$	$4,88e^3$	2,78
RST	$1,07e^4$	$2,73e^3$	2,88

Dans [C20] une nouvelle comparaison est réalisée entre le contrôleur LQG présenté ci-dessus et un contrôleur « classique » ayant un régulateur R-S-T au lieu d'un PI. La principale différence par rapport au contrôleur « classique » de l'essai précédent est que T_{em}^* est ici

constant et égal à T_{em_nom} . Le Tableau 3-6 montre que le R-S-T entraîne de plus petites fluctuations de T_{mec} alors que les fluctuations de P_G , et β sont plus petites avec le LQG. Ces résultats sont liés au compromis réalisé entre les différents objectifs de commande.

3.3.3.3. Comparaison de deux contrôleurs LQG associés à différents capteurs

Un projet financé en partie par le Conseil Régional d'Aquitaine (CRA) a été mené sur l'« optimisation de la commande d'aérogénérateurs au moyen de micro capteurs intelligents » [P7]. L'idée était d'associer des micro-acceleromètres autonomes en énergie, communiquant sans fil et placés au bout des pales, à une commande avancée de l'éolienne, pour réduire les charges de fatigue subies par les pales, la tour et le train de puissance. Un contrôleur LQG a été conçu dans ce cadre. Il est comparé à un second contrôleur LQG associé à un acceleromètre placé sur la tour (assez habituel) dans [C21]. Ce chapitre présente ce travail.

a) Eolienne considérée

L'éolienne considérée dans cette étude est une éolienne bipale de 400 kW dont les paramètres nous ont été fournis par Vergnet. Son modèle tient compte du premier mode de flexion des pales, de la tour et du train de puissance (voir Figure 2-9). Les mouvements des bouts des pales sont supposés connus pour le premier LQG et le mouvement de la tour pour le second. Les objectifs de commande en pleine charge (zone 4) sont de réduire les charges de fatigue subies par les pales, la tour et le train de puissance et de maintenir la puissance générée à sa valeur nominale avec le moins de fluctuations possible. β et T_{em} sont aussi maintenus autour de leur valeur nominale. Les dynamiques électriques sont négligées, donc $T_{em} = T_{em}^*$. La vitesse du vent incident sur chacune des pales est différente, à cause des effets aérodynamiques décrits dans le §2.1. Un diagramme de bloc des microcapteurs considérés est donné sur la Figure 3-39.

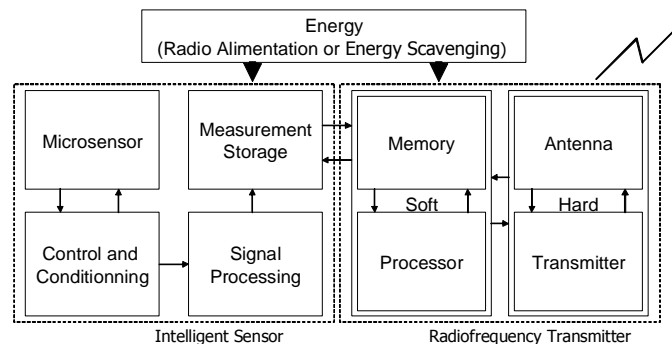


Figure 3-39 : diagramme de blocs des microcapteurs sans fil

b) Conception des contrôleurs LQG

Les contrôleurs LQG ont été conçus comme indiqué au §3.3.1.2. Le modèle de commande est ici plus complexe. Le vecteur d'état est composé :

- Des coordonnées Lagrangiennes du modèle mécanique, c'est-à-dire θ , θ_m , ζ_1 , ζ_2 et x_T (voir §2.2.3).
- Des dérivées par rapport au temps de ces coordonnées.
- De l'angle de calage des deux pales, β_1 et β_2 .
- De la partie turbulente de la vitesse du vent incident sur chacune des pales.

Le vecteur de commande u est composé de T_{em} , β_1 et β_2 . Le bruit blanc m_v représente les perturbations m_{v1} et m_{v2} affectant la partie turbulente du vent incident sur les pales.

Le filtre de *Kalman* estimant le vecteur d'état à partir des mesures de Ω_m , β_1 et β_2 est conçu à partir du modèle de commande, de la nature des mesures et de la connaissance du bruit des capteurs.

La matrice de retour d'état K est calculée à partir du critère quadratique J à minimiser. Celui-ci tient compte de tous les objectifs de commande :

$$J = \int_0^{\infty} (q_p \Delta P_G^2 + q_{tm} \Delta T_{mec}^2 + q_T \Delta F_T^2 + q_a (\Delta F_{a1}^2 + \Delta F_{a2}^2) + r_\beta (\Delta \beta_1^{*2} + \Delta \beta_2^{*2})) dt, \quad \text{Eq. 3.3-24}$$

où q_p , q_{tm} , q_T , q_a et r_β définissent les poids donnés à chaque objectif et F_T est la force de poussée sur la tour (somme des forces de poussée sur les deux pales).

Le capteur placé sur la tour permet de mesurer la vitesse de déplacement de la tour dans le sens de V_v . Cette information peut être utilisée, avec les mesures de Ω_m , β_1 et β_2 , par le filtre de *Kalman* pour estimer le vecteur d'état. Il permet notamment d'estimer V_v mais pas la vitesse du vent incident sur chaque pale. Par suite, les références des angles pitch sont les mêmes pour les deux pales avec le contrôleur LQG associé au capteur dans la tour.

Les capteurs placés au bout des pales permettent d'estimer les forces de poussées axiales et donc la vitesse du vent incident sur chacune des pales. Le LQG associé à ces capteurs génère donc une consigne d'angle de calage différente pour chaque pale.

c) Résultats de simulation

Les deux contrôleurs LQG ont été conçus avec le même critère à minimiser et les simulations sur Matlab / Simulink ont été réalisées avec la même série temporelle de vitesse du vent. Le modèle de commande a été linéarisé autour du point de fonctionnement correspondant à $V_v = 17$ m/s. La série temporelle de V_v et de la puissance produite avec les deux contrôleurs est montrée sur la Figure 3-40. On constate que le contrôleur avec les capteurs au bout des pales permet de réduire les fluctuations de puissance.

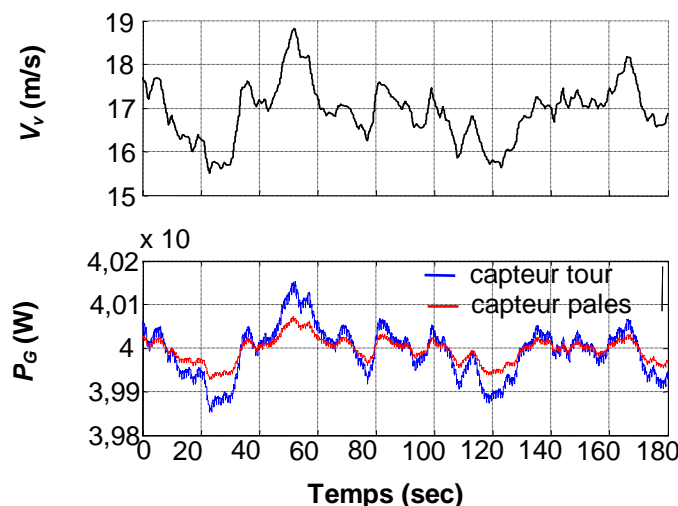


Figure 3-40 : séries temporelles de V_v et P_G

La Figure 3-41 montre les séries temporelles des angles de calages. Comme prévu, β_1 et β_2 sont les mêmes pour le contrôleur utilisant le capteur de la tour. Les fluctuations de β_1 et β_2 ont une plus grande amplitude pour le contrôleur utilisant les capteurs au bout des pales. Ces angles et leur taux de variation ne saturent cependant jamais.

L'évaluation de la fatigue mécanique des principaux composants est réalisée en utilisant l'algorithme *Rainflow Counting* qui calcule le nombre de cycles de charge à partir des séries temporelles des forces et couples obtenues en simulation. La charge de fatigue équivalente L est donnée par :

$$L = \sqrt[m]{\frac{\sum_i n_i F_i^m}{N}}, \quad \text{Eq. 3.3-25}$$

où n_i est le nombre de cycles de charge d'amplitude F_i , N est le nombre total de cycles et m est la pente de la courbe S-N correspondante au matériel [Mat 1969] [Lei 2000].

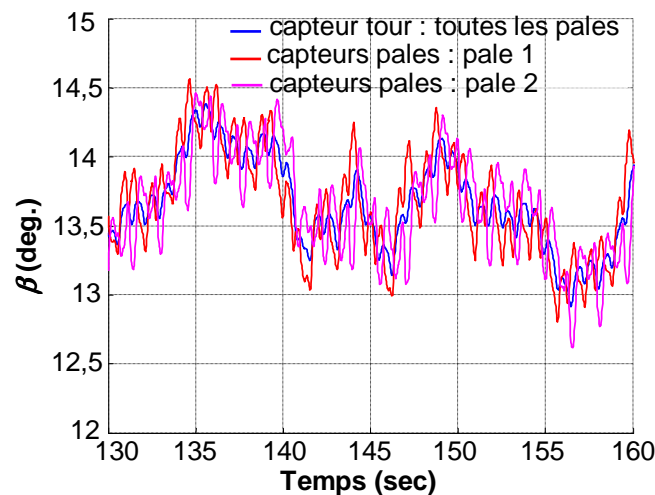


Figure 3-41 : séries temporelles des angles de calage

Le Tableau 3-7 donne le ratio entre les charges équivalentes sur les divers composants pour les deux contrôleurs. On constate que le contrôleur utilisant les capteurs au bout des pales permet de réduire significativement les charges de fatigue, en particulier celles subies par les pales. La réduction des charges pouvant entraîner une réduction proportionnelle de la masse du composant, ce contrôleur devrait permettre de réduire sensiblement le coût des pales.

Tableau 3-7 : ratio entre la charge équivalente pour le contrôleur avec capteur dans la tour et celle pour le contrôleur avec capteur au bout des pales

	Tour	Pales	Train de puissance
Capteur tour	100%	100%	100%
Capteurs pales	96,4%	57,5%	94,8%

3.3.3.4. Comparaison de deux contrôleurs LPV associés à différents capteurs

Toujours dans le cadre du projet du CRA [P7], deux contrôleurs LPV (*Linear Parameter Varying*) ont été conçus et comparés [C24]. Comme précédemment pour les contrôleurs LQG, un contrôleur LPV a été associé à un capteur donnant la vitesse de déplacement du haut de la tour dans le sens du vent, et un second LPV a été associé à deux capteurs donnant la vitesse des déplacements du bout des pales. La principale différence par rapport aux contrôleurs LQG est que les LPV tiennent compte des non linéarités du système.

a) Conception des contrôleurs LPV

L'approche LPV permet de concevoir un contrôleur du type *gain scheduling* qui compense les non linéarités du système et garantit la stabilité et un certain niveau de performances sur toute la zone de fonctionnement.

Le modèle LPV de l'éolienne est obtenu par une linéarisation Jacobienne du modèle de simulation le long de la courbe statique. Les coefficients Jacobiens sont alors des fonctions affines de l'angle de calage qui est choisi comme variable de commutation. Le modèle LPV est donc exprimé sous la forme :

$$\dot{x} = (A_0 + \beta A_1)x + Bu + Gm_v, \quad \text{Eq. 3.3-26}$$

où le vecteur d'état x , le vecteur de commande u et les perturbation externes m_v sont les mêmes que dans le paragraphe précédent.

Le critère d'optimisation est par contre différent de celui des contrôleurs LQG. L'objectif de réduction des charges de fatigue peut être exprimé par la norme H_∞ . En effet, en calibrant les fonctions de transfert entre les perturbations externes et les sorties de performance, cette norme permet de faire disparaître les pics de résonance et ainsi de réduire les amplitudes des charges de fatigue se produisant à la fréquence de résonance des divers éléments. Comme précédemment, une partie des sorties de performance sont les charges affectant la structure mécanique de l'éolienne et s'expriment :

$$\begin{cases} T_p = D_p \dot{\zeta} + K_p \zeta \\ F_T = D_T \dot{x}_T + K_T x_T \\ T_{mec} = D_{tm} (\dot{\theta}_t - \dot{\theta}_m) + K_{tm} (\theta_t - \theta_m) \end{cases}, \quad \text{Eq. 3.3-27}$$

où $T_p = r_p F_a$ est le couple de flexion des pales.

Les courbes de gain des diagrammes de Bode des trois types de charge en réponse à une variation de V_v sont illustrées sur la Figure 3-42. Les résonances sont très peu amorties. Par suite, les charges se produisant à des fréquences proches de la fréquence de résonance seront les principales responsables de la fatigue mécanique des composants.

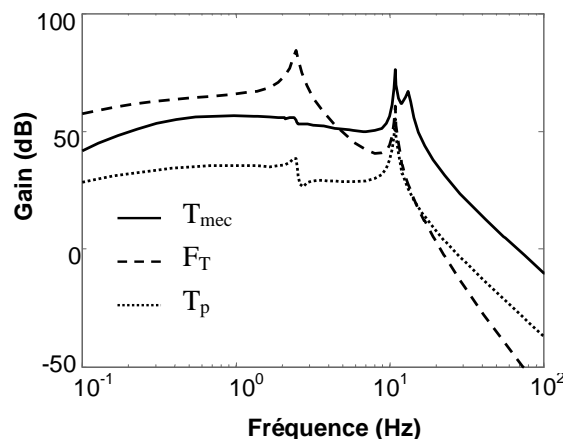


Figure 3-42 : diagramme de Bode des fonctions de transfert entre les perturbations et les charges

Pour atténuer l'amplitude de ces charges fluctuant à ces fréquences, on introduit des post-compensateurs de type filtre passe-haut dans la définition de z_∞ tel qu'illustré sur la Figure 3-43. Les fréquences de coupure de ces filtres sont choisies légèrement en dessous des fréquences de résonance afin de pénaliser les cycles de charge se produisant au delà des

fréquences de coupure des post-compensateurs dans le calcul des paramètres du contrôleur par le processus d'optimisation. La norme H_∞ est choisie afin de minimiser l'amplitude maximale des ces charges dans ce domaine de fréquence (en principe à la fréquence de résonance). De plus l'optimisation H_∞ offre une robustesse face aux incertitudes des paramètres du modèle de commande.

β^* est aussi filtré avec un filtre passe-haut afin d'éviter que l'actionneur pitch ne soit trop sollicité en hautes fréquences. Le post compensateur de P_G est un filtre passe-bas pour assurer une bonne régulation en basses fréquences. Cette régulation sera moins bonne en hautes fréquences car dans le cas contraire elle entraînerait une augmentation des charges dynamiques dans le train de puissance et des sollicitations de l'actionneur pitch. Compte tenu de la grande largeur de la bande de fréquence des perturbations externes, une norme H_2 est choisie pour l'optimisation des sorties de performance liées à β^* et P_G .

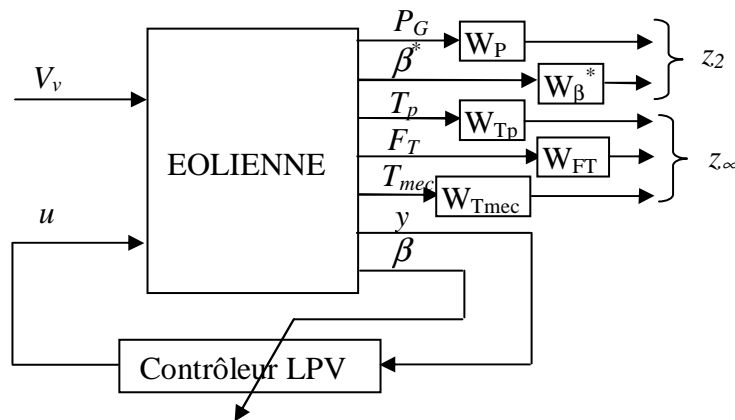


Figure 3-43 : diagramme de blocs du procédé augmenté

Le problème de commande est donc défini comme le problème d'optimisation mixte H_2 / H_∞ suivant :

$$\min v \text{ tel que } \begin{cases} \|z_\infty\|_\infty < \gamma \\ \|z_2\|_2 < v \end{cases}, \quad \text{Eq. 3.3-28}$$

où v et γ sont les paramètres de synthèse du contrôleur. Ces paramètres doivent être choisis suffisamment petits pour réduire significativement les charges de fatigue affectant la structure mécanique.

La structure de commande choisie est un retour d'état dépendant de la variable de commutation β :

$$\begin{cases} \dot{x}_K = A_K(\beta)x_K + B_K(\beta)y \\ u = C_K(\beta)x_K + D_K(\beta)y \end{cases}. \quad \text{Eq. 3.3-29}$$

Les matrices d'état sont choisies de sorte à avoir une dépendance affine par rapport à β , afin de minimiser les erreurs d'approximation induites par ce processus de modélisation et pour faciliter la résolution du problème de synthèse. En effet, grâce à cette représentation affine, le problème de commande peut être formulé comme un problème d'optimisation convexe avec un nombre fini de LMIs (*Linear Matrix Inequalities*) et il peut être résolu numériquement. En utilisant la propriété multiconvexe des problèmes LMI [Gah 1996], le

problème de synthèse peut s'exprimer par des conditions suffisantes et il peut être posé comme des problèmes LMIs utilisant une fonction de Lyapunov dépendant d'une variable [Apk 1997].

b) Résultats de simulation

Cette commande LPV a été associée, comme dans le paragraphe précédent, à deux types de capteur : des capteurs de la vitesse de déplacement en bout de pale et un capteur de la vitesse de déplacement du haut de la tour.

Afin que la comparaison entre les deux contrôleurs soit juste, ceux-ci ont été ajustés de façon à avoir des performances de régulation de puissance similaires. De plus, la même série temporelle de vitesse de vent leur a été appliquée dans les simulations menées sur Matlab / Simulink. Ces deux contrôleurs sont aussi comparés à un autre contenant deux PIs [Lei 2004] [Bur 2001]. Un PI est ajusté pour réguler la puissance électrique produite. Une seconde boucle de commande est conçue pour atténuer les vibrations de la tour dans la direction du vent. Cette boucle est ajustée de sorte à ne pas interagir avec la bande passante de la première. Ce contrôleur n'agit que sur les angles pitch.

Les séries temporelles de la vitesse du vent et de la puissance électrique produite P_G sont montrées sur la Figure 3-44. L'amplitude des fluctuations de P_G est plus petite pour le contrôleur associé aux capteurs en bout des pales.

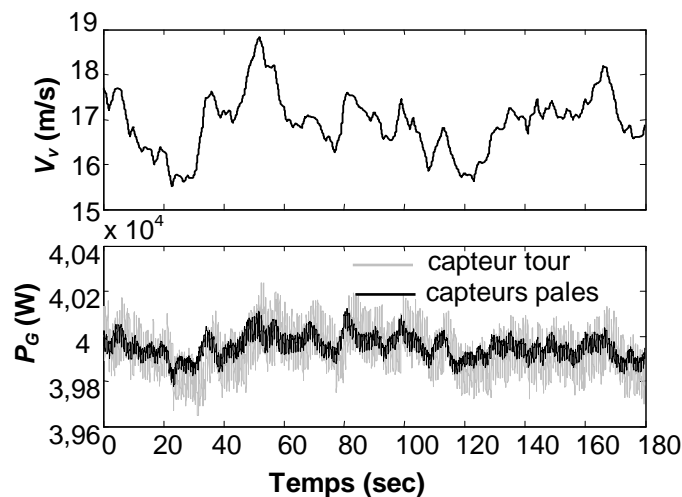


Figure 3-44 : séries temporelles de la vitesse du vent et de la puissance électrique produite

La Figure 3-45 montre les angles pitch pour les deux types de contrôleur LPV. L'angle est évidemment le même pour les deux pales avec le contrôleur associé au capteur du haut de la tour. C'est pour ce contrôleur que l'angle a les plus petites fluctuations, en concordance avec les résultats de la Figure 3-44.

Le tableau Tableau 3-8 donne le ratio entre les charges équivalentes sur les divers composants pour les trois contrôleurs. Le contrôleur utilisant les capteurs au bout des pales permet de réduire significativement les charges de fatigue subies par les pales et la tour qui sont les composants les plus chers de l'éolienne. En revanche, les charges dans le train de puissance sont plus atténuées avec le contrôleur utilisant deux PIs. Ceci s'explique par le fait que ce contrôleur n'agit pas sur le couple électromagnétique. La réduction des charges pouvant entraîner une réduction proportionnelle de la masse du composant, le contrôleur utilisant les capteurs au bout des pales devrait permettre de réduire sensiblement le coût des pales.

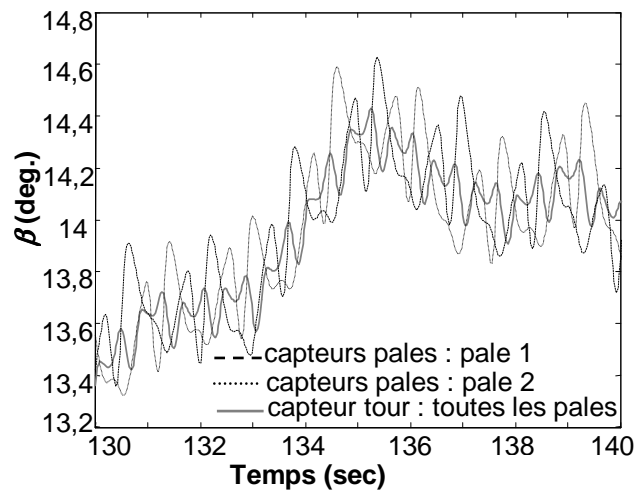


Figure 3-45 : séries temporelles des angles pitch

Tableau 3-8 : ratio entre la charge équivalente pour les deux contrôleurs LPV et celui avec les PIs

	Tour	Pales	Train de puissance
Contrôleur avec PI et capteur tour	100%	100%	100%
Contrôleur LPV avec capteur tour	62,2%	68,9%	134,2%
Contrôleur LPV avec capteurs pales	42,1%	43,7%	152,3%

3.3.4. Participation des éoliennes à la régulation primaire de fréquence

Dans la mesure où les éoliennes représentent une partie de plus en plus grande de l'énergie d'un réseau (surtout insulaire), elles doivent participer à la régulation de tension et de fréquence du réseau. Une étude sur divers systèmes de régulation de tension associés à de nouveaux parcs éoliens à installer dans une partie du réseau électrique de Nouvelle Calédonie a été réalisée [C26]. L'étude n'ayant pas un grand intérêt scientifique, nous ne parlons ici que des travaux menés sur la régulation de fréquence.

Comme indiqué au §1.2, les conditions techniques de raccordement appliquées aux parcs éoliens évoluent dans le sens d'exiger à ces parcs leur participation à la régulation primaire de fréquence, d'une façon similaire aux centrales conventionnelles. Cette nouvelle demande est d'autant plus forte que le taux de pénétration d'éoliennes dans le réseau est important.

Les chercheurs ont anticipé la constitution de ces nouvelles normes. Dans la littérature scientifique, on retrouve des travaux sur ce sujet datant de plusieurs années. Les chercheurs à l'origine de ces travaux ont ouvert certaines voies, mais ils n'ont évidemment pas donné toutes les solutions. Ils n'ont en particulier pas proposé de solution adaptée à une norme telle que l'irlandaise qui spécifie le pourcentage de puissance par rapport à la puissance disponible ou productible à chaque instant que les éoliennes doivent générer en fonction de la fréquence du réseau. De plus, les solutions proposées ne fonctionnent pas sur des éoliennes à trois zones de fonctionnement comme expliqué plus tard. Ce chapitre présente une solution originale, répondant à ces deux caractéristiques.

Deux concepts sont à distinguer lorsqu'on parle de la participation des éoliennes à la régulation primaire de fréquence. D'une part, il y a ce que les anglophones appellent le fonctionnement en mode « deloaded ». Il s'agit de faire fonctionner les éoliennes à une puissance inférieure à la puissance disponible ou productible à chaque instant (voir §3.1.2). De cette manière, on dispose d'une marge de manœuvre pour augmenter ou réduire la puissance électrique produite par les éoliennes lorsque la fréquence baisse ou augmente. C'est

le même principe que celui utilisé par les centrales conventionnelles lorsqu'on les fait fonctionner à une puissance inférieure à la puissance nominale. La différence se situe évidemment au niveau de la ressource, le combustible dont on maîtrise le flux pour les centrales conventionnelles, et le vent dont la vitesse est stochastique pour les éoliennes. L'opérateur du système électrique fixe un statisme pour chaque centrale conventionnelle. Celui-ci définit quelle sera la variation de la puissance produite en fonction des variations de la fréquence. Pour les éoliennes, certaines nouvelles normes proposent aussi de leur appliquer une sorte de statisme. Celui-ci a en général une valeur différente de celle des centrales conventionnelles. Cette valeur peut aussi changer selon le domaine de fréquence où on se trouve. Une zone morte peut aussi être imposée autour de 50 Hz (voir norme irlandaise). Une autre différence par rapport aux centrales conventionnelles est que ce « statisme » définit le pourcentage de puissance (par rapport à la puissance disponible) et non la puissance que les éoliennes doivent produire en fonction de la fréquence. Il est ainsi possible que lors d'une baisse de fréquence, la consigne de pourcentage de puissance à produire augmente et que malgré tout la puissance produite diminue, si au même moment une réduction de la vitesse du vent se produit. Ce phénomène assez peu probable peut être gênant, mais on ne peut pas faire mieux, à moins de stocker une partie de l'énergie éolienne.

Le second concept est celui de l'apport inertiel. Comme décrit dans le chapitre 1, les centrales conventionnelles produisent ou consomment naturellement de l'énergie sous forme cinétique lorsque la fréquence et donc la vitesse de rotation des alternateurs évoluent. Ce phénomène contribue à maintenir la stabilité en fréquence du réseau. Les éoliennes à vitesse variable étant entièrement ou partiellement découplées du réseau, elles n'ont pas ce comportement. Malgré tout, la puissance produite par une éolienne pouvant être contrôlée, cet effet inertiel peut être reproduit au niveau des parcs éoliens. La puissance productible à chaque instant n'est pas tout à fait limitée par la puissance disponible dans le vent à cet instant. Les éoliennes contiennent en effet une énergie cinétique significative dans les pales en rotation. Cette énergie peut transitoirement être utilisée pour reproduire l'effet inertiel des centrales conventionnelles.

3.3.4.1. Apport inertiel

Lorsque la fréquence du réseau baisse, les alternateurs des centrales conventionnelles dégagent une quantité d'énergie correspondante à un couple résistant égal au produit du moment d'inertie du groupe par la dérivée de la fréquence. De même, lorsque la fréquence augmente, ces alternateurs produisent un couple moteur de la même valeur qui se superpose au couple lié au point de fonctionnement.

Le même effet peut être reproduit au niveau des éoliennes en superposant à la consigne de couple électromagnétique de la machine électrique un couple proportionnel à la dérivée de la fréquence (voir Figure 3-46). La valeur du gain de cette dérivée peut d'ailleurs être choisie contrairement aux centrales conventionnelles où elle est égale au moment d'inertie du groupe tournant.

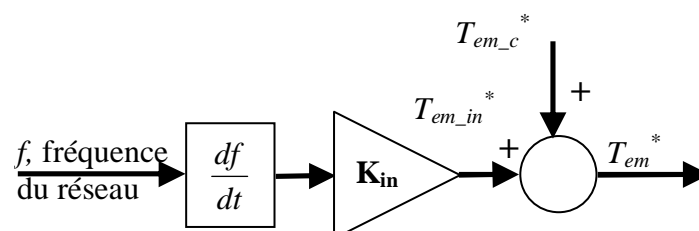


Figure 3-46 : reproduction de l'apport inertiel des centrales conventionnelles dans les éoliennes

A vrai dire, pour les vents faibles, l'apport inertiel est naturellement et de façon permanente réalisé si on applique la deuxième stratégie décrite précédemment. En effet, dans

cette stratégie, lorsque la fréquence du réseau baisse, on va du point C vers le point A de la Figure 3-4 pour libérer une partie de la réserve de puissance (en faisant augmenter C_p). Indirectement, on libère également l'énergie cinétique contenue dans les pales en rotation, puisque la vitesse de rotation de l'éolienne (Ω_t correspondant au point C pour $V_v=7$ m/s dans la Figure 3-4) est supérieure à celle correspondante à la puissance maximale pour une vitesse de vent donnée (Ω_t correspondant au point A pour $V_v=7$ m/s dans la Figure 3-4). Mais cette libération d'énergie cinétique ne se produit que dans certains domaines de fonctionnement, selon la vitesse de vent et la réserve de puissance avec laquelle on fonctionne.

Dans l'éolienne dont le comportement aérodynamique est défini par les courbes $C_p(\lambda, \beta)$ de la Figure 3-4, pour une réserve de puissance de 10% à la fréquence nominale, Ω_{t_nom} est atteinte pour $V_v=6,83$ m/s. Au-delà de cette vitesse, Ω_t sature et il faut agir sur l'angle de calage pour maintenir la réserve de 10% souhaitée. Si la fréquence baisse un peu on baissera l'angle de calage pour augmenter le pourcentage de puissance produite mais tant que cet angle n'atteindra pas sa valeur limite, la vitesse de rotation sera maintenue à sa valeur nominale. Il ne peut donc pas y avoir d'apport inertiel naturel et permanent dans ces cas là.

Dans ces cas, si on superpose un couple propositionnel à la dérivée de la fréquence, la vitesse de rotation sera transitoirement réduite. Ceci aura pour effet de libérer une partie de l'énergie inertielle contenue dans l'aéroturbine en rotation. Ca aura aussi pour effet une baisse transitoire non désirée de la puissance P_t captée par l'aéroturbine dans le vent. La boucle de commande régulant la vitesse de rotation ou la puissance P_t permettra d'atteindre à nouveau la vitesse de rotation et la puissance de consigne. La dynamique de cette boucle étant plus lente que celle de la machine, cela va entraîner une réduction de P_t puis une augmentation pour atteindre la nouvelle référence de réserve souhaitée pour l'éolienne. La puissance électrique ne baissera pas forcément comme P_t puisque on exploite transitoirement l'énergie cinétique de l'aéroturbine.

3.3.4.2. Stratégies de commande

La littérature scientifique contient des travaux de recherche analysant les stratégies à appliquer pour la participation des éoliennes à la régulation primaire de fréquence depuis environ une décennie. Ces travaux différencient les stratégies liées aux deux concepts vus précédemment : l'apport inertiel et la constitution d'une réserve de puissance et sa libération (statisme).

Les deux degrés de liberté desquels nous disposons sont le couple électromagnétique produit par la machine électrique (ou la puissance active) et l'angle de calage. Ces deux signaux de commande sont en général utilisés pour contrôler directement ou indirectement la vitesse de rotation Ω_t de l'aéroturbine et la puissance P_t captée par celle-ci dans le vent (voir Figure 3-47).

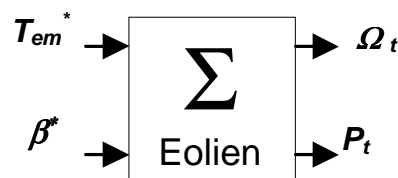


Figure 3-47 : signaux de commande et sorties à contrôler

Dans [Ram 2007], l'éolienne fonctionne, dans un premier essai, sur la courbe de rendement maximal, avec T_{em} généré comme la somme du couple produit par une CIV (voir §3.3.1.1) en charge partielle, d'un couple proportionnel à la déviation de la fréquence du réseau par rapport à la fréquence nominale de 50 Hz et d'un autre couple proportionnel à la dérivée de cette même fréquence. [Mor 2006] propose le même type de solution. Dans [Bad

2008], c'est la puissance électrique de référence, somme de la puissance disponible et de puissances proportionnelles à la dérivée de la fréquence et à la déviation de la fréquence qu'on contrôle via un convertisseur de puissance. Ces stratégies permettent entre autres de retrouver l'effet inertiel des centrales conventionnelles. Lors d'un creux de fréquence, la puissance active augmente avec la libération d'une partie de l'énergie cinétique contenue dans le train de puissance, mais cette puissance se réduit ensuite pour revenir au point de fonctionnement sur la courbe de rendement maximal. Cet apport inertiel est donc transitoire. Il peut être intéressant de l'associer à des groupes de production conventionnels de dynamique lente, pour diminuer le creux de fréquence lors de la perte d'un groupe de production [Rah 2008].

Pour la constitution d'une réserve de puissance et son exploitation pour la régulation primaire de fréquence les auteurs de [Ram 2007] proposent de générer T_{em}^* comme la somme d'une part de la sortie de la CIV sur une courbe de fonctionnement inférieure à la courbe de rendement maximal et d'autre part d'un couple proportionnel à la déviation de la fréquence du réseau. β^* est la somme du signal d'action permettant de limiter la vitesse de rotation à sa valeur nominale et d'un angle proportionnel à la déviation de la fréquence, avec un offset de 4° . Dans [Bad 2008], β^* sert à contrôler la puissance électrique au lieu de la vitesse de rotation. Un angle proportionnel à la déviation de la fréquence est ajouté au signal d'action régulant la puissance électrique. Dans [Rog 2007], β^* permet de contrôler la vitesse de rotation et la commande du convertisseur lié à la machine électrique permet de contrôler la puissance électrique au lieu du couple électromagnétique. La référence de puissance électrique est la somme d'un pourcentage de la puissance disponible (fonction de la réserve souhaitée) et d'une puissance proportionnelle à la déviation de la fréquence. La référence de vitesse de rotation est calculée comme le quotient de la puissance produite et le couple aérodynamique.

Les stratégies proposées dans ces publications varient toutes la puissance produite en fonction de la fréquence du réseau, mais elles ne permettent pas de contrôler la puissance générée de sorte à ce que ce soit un pourcentage de la puissance productible à chaque instant, comme l'exige la norme irlandaise.

Comme indiqué précédemment, beaucoup d'éoliennes commercialisées aujourd'hui contiennent trois zones de fonctionnement. Elles possèdent en particulier la zone 3 où la vitesse de rotation a atteint sa valeur nominale alors que la puissance est encore inférieure à sa valeur nominale. Or presque toutes les solutions proposées dans la littérature scientifique s'appliquent à des éoliennes à deux zones de fonctionnement pour lesquelles la vitesse de rotation et la puissance nominales sont atteintes pour la même vitesse de vent. Par suite, ces solutions ne sont pas applicables aux éoliennes à trois zones de fonctionnement. Certaines solutions proposées plus haut ont déjà été adaptées à ce type d'éolienne, mais pas correctement, entraînant un saut de consigne de couple électromagnétique lorsqu'on atteint la vitesse de rotation nominale. Nous avons développé dans le cadre de ce travail de thèse une stratégie innovante adaptée aux éoliennes à trois zones de fonctionnement.

D'autre part, les solutions actuelles utilisent en général l'angle pitch pour contrôler la vitesse de rotation. Pourquoi ne pas l'utiliser pour contrôler la puissance P_t ? C'est ce que nous avons fait dans la stratégie proposée.

L'idée de cette nouvelle stratégie est de fixer un certain pourcentage de réserve de la puissance disponible en jouant en priorité sur Ω_t , via T_{em} . C'est-à-dire qu'on transforme une consigne de pourcentage de puissance captée par la turbine en une consigne de vitesse de rotation. En parallèle, l'actionneur pitch se charge de réguler la puissance P_t captée par l'aéroturbine à une valeur de consigne correspondante à la portion de la puissance disponible

souhaitée. Les deux boucles participent donc, directement ou indirectement, à la régulation de la puissance à capter par l'aéroturbine. Mais celle régulant directement Ω_t étant plus rapide, ces deux boucles sont suffisamment découplées. La boucle de régulation de la vitesse de rotation permet de contrôler celle-ci avec la dynamique souhaitée, contrairement à la CIV où cette dynamique dépend notamment du moment d'inertie du train de puissance. La Figure 3-48 illustre le schéma de commande.

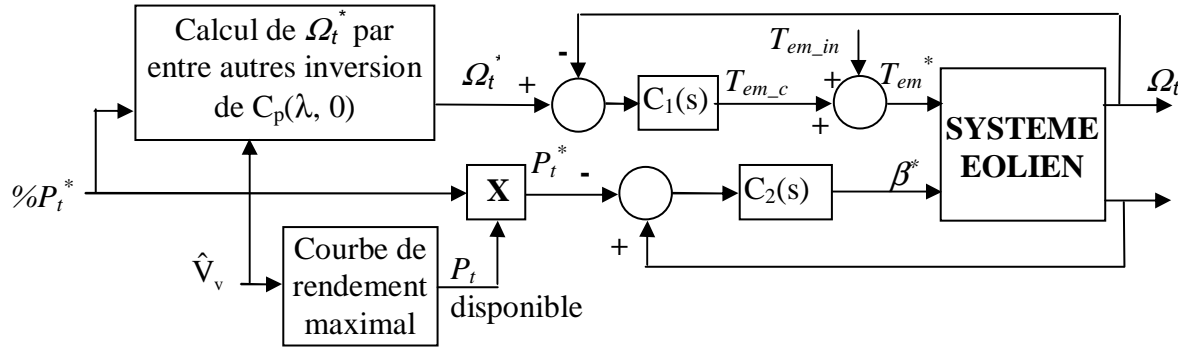


Figure 3-48 : stratégie de commande avec deux boucles de contrôle direct et indirect de la puissance captée par l'aéroturbine

Le pourcentage de puissance à capter par l'aéroturbine est une consigne provenant de l'opérateur du réseau, en fonction du niveau de participation des éoliennes à la régulation primaire de fréquence souhaitée (définie par la configuration de la courbe de la Figure 1-2) et en fonction de la fréquence du réseau. La consigne de pourcentage de puissance à capter permet de générer la consigne de vitesse de rotation Ω_t^* correspondante et la puissance mécanique de référence P_t^* . Deux correcteurs se chargent de réguler Ω_t et P_t avec respectivement les actions de commande T_{em_c} et β^* . La somme du couple T_{em_in} permettant de retrouver l'effet inertiel des centrales conventionnelles et de T_{em_c} donne le couple de référence T_{em}^* .

Une réserve de puissance pourra être assurée en jouant sur la machine électrique, jusqu'à ce que $\Omega_t = \Omega_{t_nom}$. Au delà le pitch contrôlant la puissance totale à générer se chargera de constituer le reste de la réserve. Donc tant que $\Omega_t < \Omega_{t_nom}$, β sera nul.

Le pourcentage de réserve est directement lié à $C_p(\lambda, \theta)$. C'est un pourcentage de C_{p_max} : $C_p^* = \%C_{p_max} = \%P_{t_dispo}$. On déduit Ω_t^* en inversant les courbes $C_p(\lambda, \theta)$ et en choisissant la solution où Ω_t est maximum, c'est-à-dire λ maximum. Si la solution de cette inversion correspond à Ω_t au-delà de Ω_{t_nom} , alors on prend $\Omega_t^* = \Omega_{t_nom}$.

La puissance de référence à capter par l'aéroturbine est le produit du pourcentage de réserve souhaité par la puissance disponible. L'estimation de V_v est nécessaire pour connaître cette puissance disponible ou productible P_{t_dispo} .

3.3.4.3. Conception et synthèse des correcteurs

On décrit ici la façon dont les correcteurs $C_1(s)$ et $C_2(s)$ sont conçus et synthétisés.

En considérant un modèle mécanique simplifié, défini par une masse et sans frottements, le système éolien entrées-sorties qui nous intéresse pour la conception des correcteurs C_1 et C_2 est illustré sur la Figure 3-49.

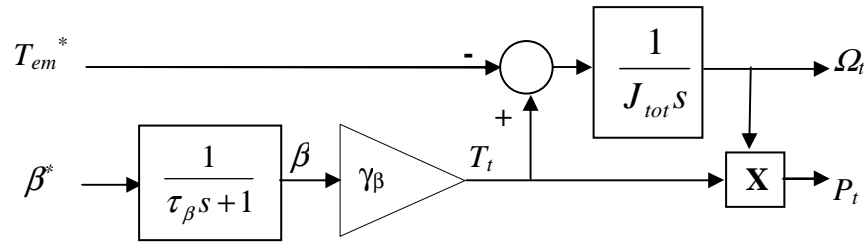


Figure 3-49 : système éolien entrées-sorties avec modèle mécanique simplifié

Rappelons que la valeur de γ_β dépend du point de fonctionnement et que la relation entre β et T_t est donc non linéaire. On constate de plus qu'il existe deux couplages dans la relation entrées-sorties et une non linéarité supplémentaire puisque P_t est le produit de T_t et Ω_t . Un découplage peut être réalisé en exploitant l'estimation de T_t , comme montré sur la Figure 3-50.

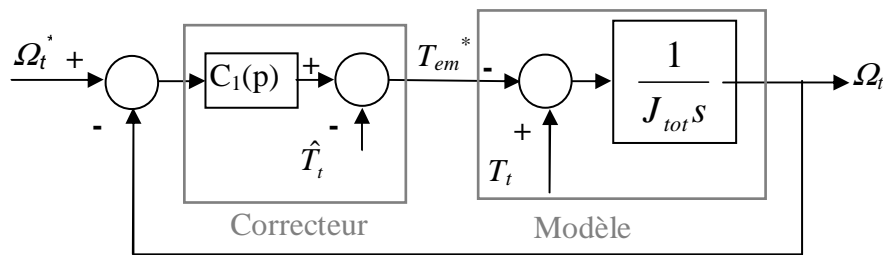


Figure 3-50 : boucle de commande de Ω_t découplé avec l'estimation de T_t

Avec cette compensation, il n'y a plus de « perturbation » T_t en entrée du modèle. Ce modèle étant un simple intégrateur, un correcteur proportionnel suffit pour avoir une erreur statique nulle en réponse à un échelon. La constante proportionnelle K_{p1} peut être calculée par placement de pôles de sorte à avoir une constante de temps désirée en BF. Il vient que :

$$K_{p1} = -\frac{J_{tot}}{\tau_{des}} \tag{Eq. 3.3-30}$$

où τ_{des} est la constante de temps désirée en BF (temps de réponse de $3\tau_{des}$). Cette constante de temps ne doit pas être trop petite afin d'éviter que la machine électrique ne soit pas trop sollicitée, et pour ne pas compenser le couple T_{em_in} , vu comme une perturbation d'entrée (voir Figure 3-48). Une dynamique trop rapide annulerait ainsi l'effet inertiel qu'on souhaite reproduire en générant T_{em_in} .

L'actionneur pitch n'agit que lorsque Ω_t a atteint sa valeur nominale. Si la dynamique de régulation de Ω_t est significativement plus grande que celle de P_t , Ω_t est vue par la boucle de régulation de P_t comme une constante (égale à 1 en p.u.). Le schéma blocs de cette boucle de régulation se simplifie alors, comme illustré sur la Figure 3-51.

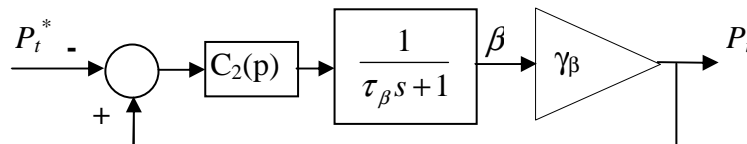


Figure 3-51 : boucle de commande de P_t

La constante de temps de l'actionneur pitch τ_β étant connue, elle peut être compensée.

Le système est non linéaire puisque γ_β dépend du point de fonctionnement. L'idéal serait que le correcteur C_2 s'adapte aux variations de γ_β . Compte tenu des objectifs de cette thèse

ceci n'a pas été réalisé. Un correcteur PI a été ajusté par placement de pôles pour le modèle de commande obtenu autour d'un point de fonctionnement ($V_v=8$ m/s). Les deux paramètres du PI permettent de compenser la dynamique de l'actionneur pitch et de régler la constante de temps en BF, en posant :

$$T_{i2} = \gamma_\beta \tau_{des} \quad \text{et} \quad K_{p2} = \frac{\tau_\beta}{T_i} \quad \text{Eq. 3.3-31}$$

T_{i2} est réglée de sorte à avoir une constante de temps de l'ordre de 2 secondes en BF.

3.3.4.4. Résultats de simulation

La commande présentée au-dessus a été simulée avec deux outils de simulation liés à des objectifs différents. On présente dans ce sous-chapitre les simulations réalisées sur Matlab Simulink afin de valider nos analyses autour de la stratégie et des contrôleurs que nous avons conçus. D'autres simulations, non présentées ici, ont été réalisées sur Eurostag (logiciel de simulation de réseau électrique) afin de valider nos résultats d'un point de vue réseau.

On simule dans un premier essai un changement de consigne de réserve de la puissance disponible. La vitesse du vent est de 8 m/s. La consigne de pourcentage de réserve de puissance passe de 0,9 à 0,99 en $t=15$ s.

Les courbes de la Figure 3-52 montrent la dynamique de régulation de la vitesse de rotation. On constate que, comme espéré, le temps de réponse est de l'ordre de 0,6 s et que le couple électromagnétique sature légèrement.

La Figure 3-53 montre les principales variables impliquées dans la régulation de la puissance captée par l'aéroturbine avec l'angle de calage. Cette régulation est réalisée avec un temps de réponse de l'ordre de 7 s. On constate que le taux de variation de l'angle de calage est loin de saturer. La dynamique réglée ne semble donc pas excessive.

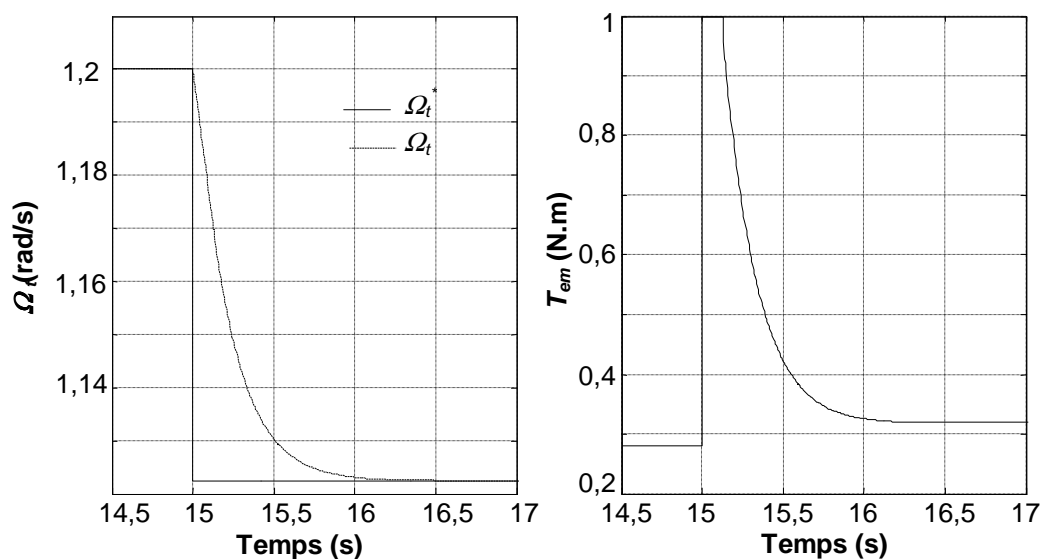


Figure 3-52 : variables d'intérêt de la boucle de régulation de Ω

La Figure 3-54 montre cette même dynamique pour différentes vitesses de vent. On voit comme prévu que le temps de réponse varie en fonction de la valeur du vent. Le PI a une constante d'intégration de 0,02 s dans ces essais (dans l'essai précédent on avait le double). Le temps de réponse en BF est de l'ordre de 12 s pour $V_v=5$ m/s, 2 s pour $V_v=10$ m/s et 0,5 s pour $V_v=17$ m/s. Ces résultats illustrent le besoin d'appliquer une commande non linéaire si

on souhaite bénéficier de la même dynamique en BF sur toute la zone de fonctionnement de l'éolienne.

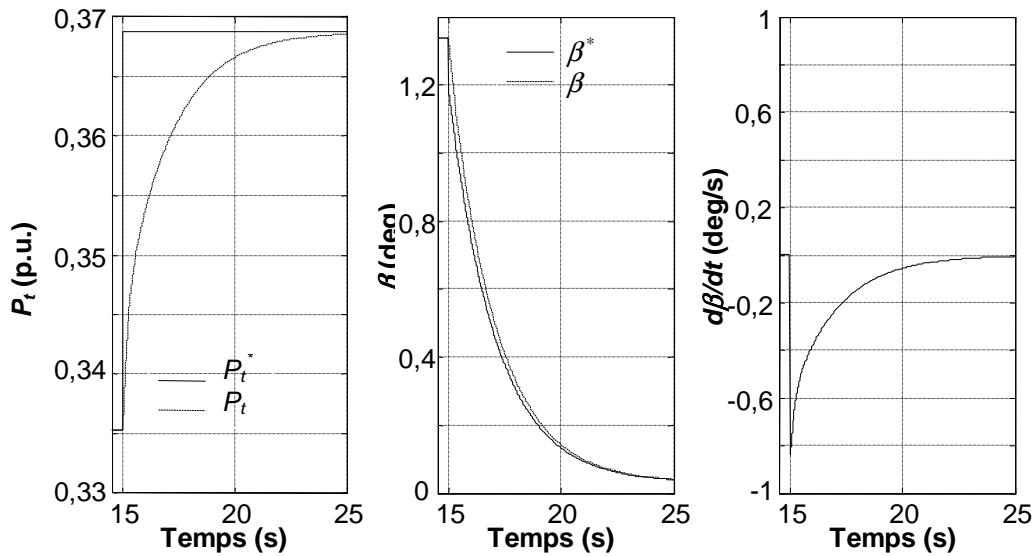


Figure 3-53 : variables intéressantes de la boucle de régulation de P_t

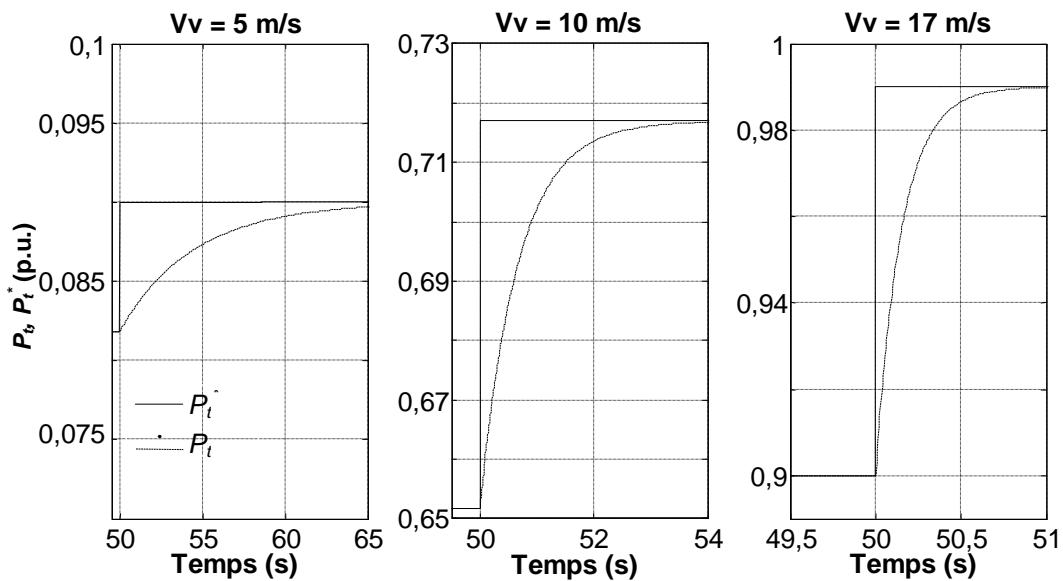


Figure 3-54 : dynamique de la boucle de régulation de P_t sur différents points de fonctionnement

La Figure 3-55 montre la puissance électrique produite et la puissance captée par l'aéroturbine. On constate qu'au moment du changement de consigne de pourcentage de réserve de puissance, la réduction de la vitesse de rotation s'accompagne d'une libération significative de l'énergie cinétique contenue dans l'aéroturbine. On retrouve ainsi l'effet inertiel des centrales conventionnelles. Cette libération soudaine d'énergie devrait limiter la chute de fréquence à l'origine du changement de consigne de pourcentage de réserve de puissance active. Mais cette quantité d'énergie libérée peut être trop importante. On peut imaginer une couche d'IA supplémentaire permettant de filtrer la consigne de vitesse de rotation en fonction des besoins du gestionnaire du réseau (type de creux de fréquence, type de réseau...).

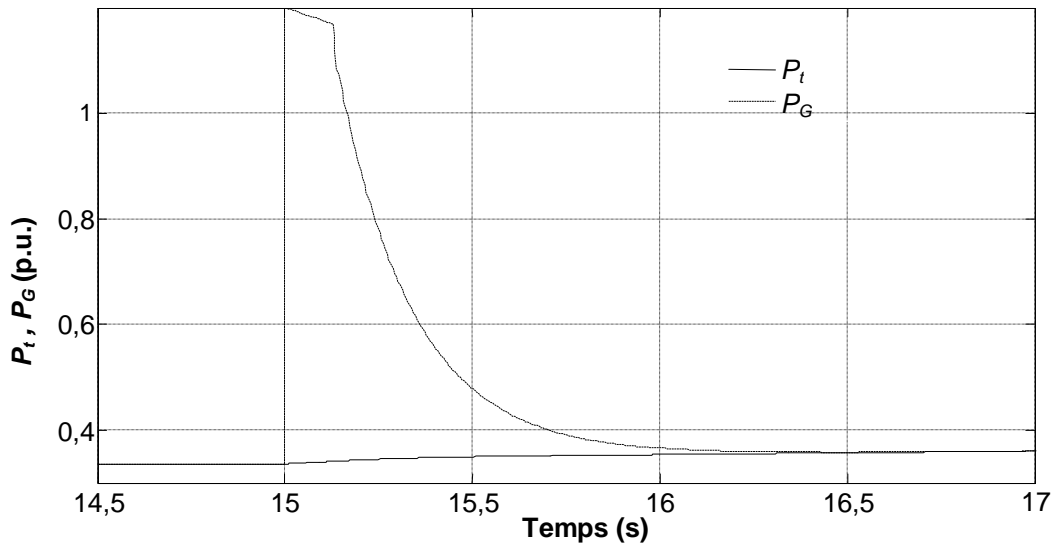


Figure 3-55 : puissances mécanique et électrique générées

Enfin, la Figure 3-56 montre la puissance produite par rapport à la puissance disponible (à gauche) et la réserve de puissance obtenue grâce à l'action sur la machine et sur le pitch.

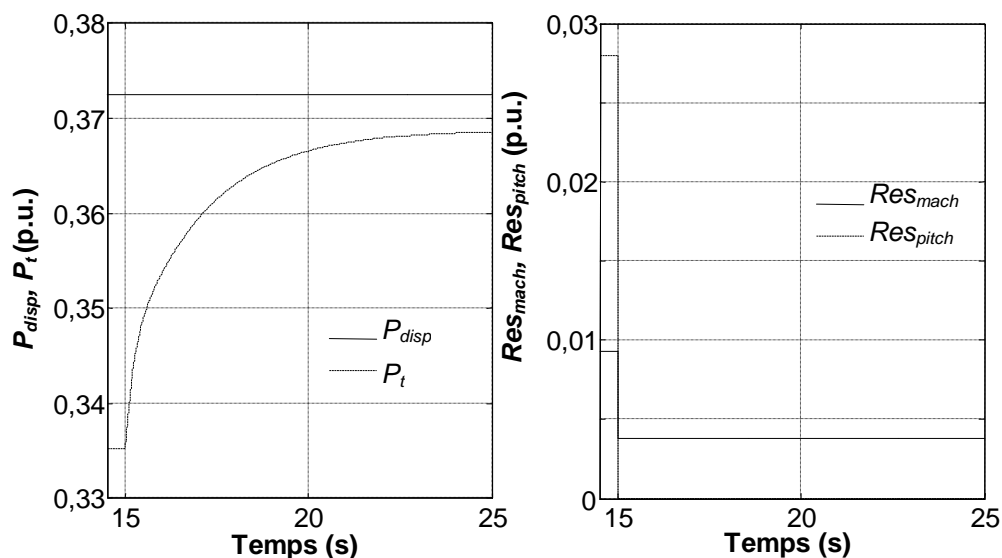


Figure 3-56 : puissance disponible et répartition de la réserve de puissance entre MADA et pitch

Un second essai a été réalisé avec un vent réel correspondant à la production à pleine puissance. C'est lors d'une pénétration maximale de l'énergie éolienne que le problème de la régulation de fréquence risque d'être le plus délicat. Or cette pénétration maximale devrait se produire lorsque les éoliennes génèrent leur puissance nominale.

Dans cet essai, la fréquence du réseau est de 50 Hz, jusqu'à $t=25$ s ou la perte d'un groupe du réseau entraîne une baisse de fréquence jusqu'à 49 Hz. Pour qu'elle soit plus réaliste, cette réduction de fréquence est simulée par un échelon filtré avec un premier ordre de constante de temps de 0,1 s. Contrairement à l'essai précédent, dans celui-ci on reproduit l'effet inertiel avec la génération du signal T_{em_in} .

La Figure 3-57 montre les variations de la vitesse du vent, la puissance disponible et la puissance mécanique produite. Jusqu'à $t=25$ s la consigne de puissance est de 90% de la puissance disponible. Ensuite elle passe à 100 % de cette puissance.

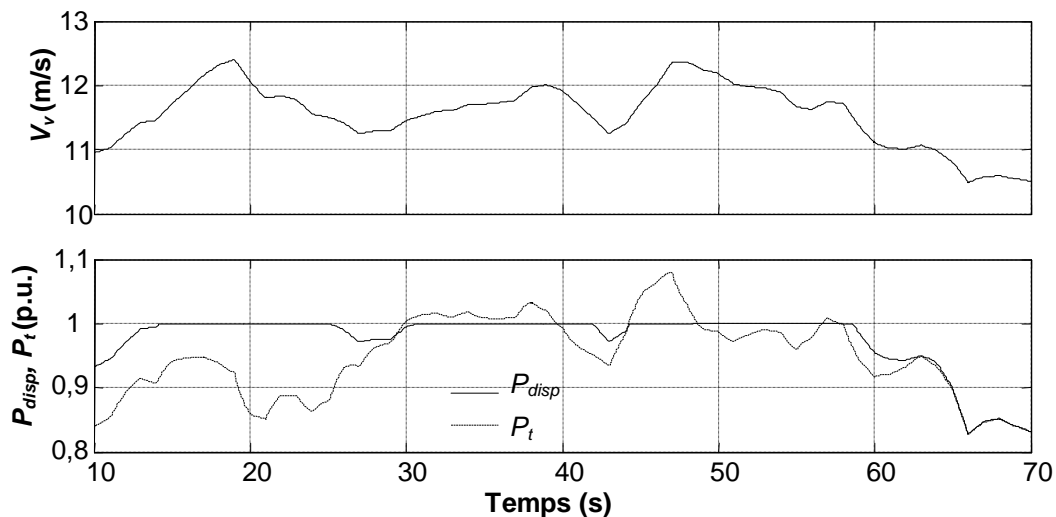


Figure 3-57 : Vitesse du vent, puissance disponible et puissance produite dans le second essai

La Figure 3-58 montre l'évolution de la vitesse de rotation de la turbine et des couples électromagnétiques T_{em} et T_{em_in} . La constante proportionnelle se chargeant de la régulation de la vitesse de rotation a été réduite de 4 par rapport à l'essai précédent. On constate que le changement de fréquence entraîne la production d'un couple T_{em_in} transitoire. En conséquence, la vitesse de rotation baisse mais la boucle de régulation permet de la ramener à sa valeur de consigne au bout d'environ 2 secondes.

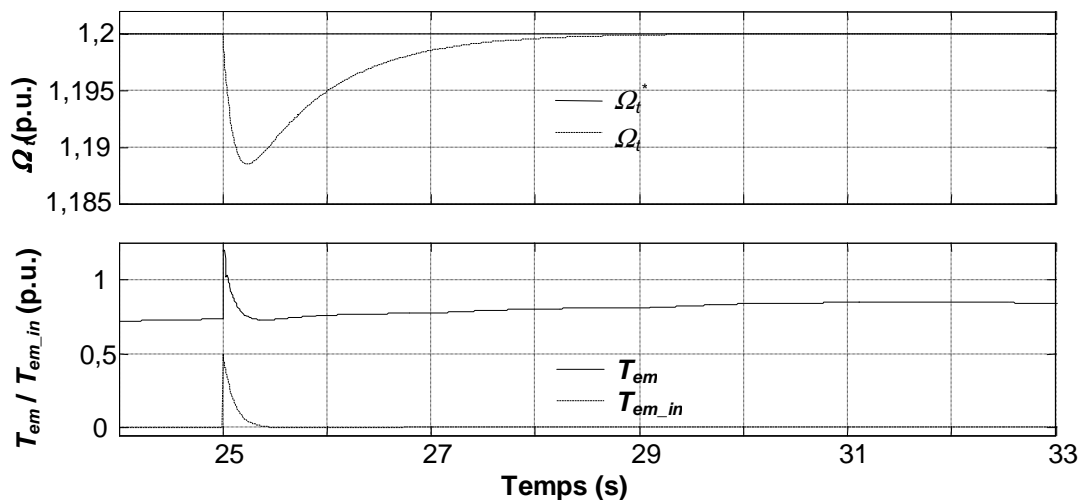


Figure 3-58 : vitesse de rotation de la turbine, couple électromagnétique total et couple électromagnétique produit pour retrouver l'effet inertiel lors du second essai

La Figure 3-59 montre les variables entrant en jeu dans la boucle de régulation de la puissance P_t . On constate que le passage de 90% à 100% de la production par rapport à la puissance disponible se fait en douceur. Il n'y a pas de saturation, ni de l'angle pitch ni de la variation de cet angle.

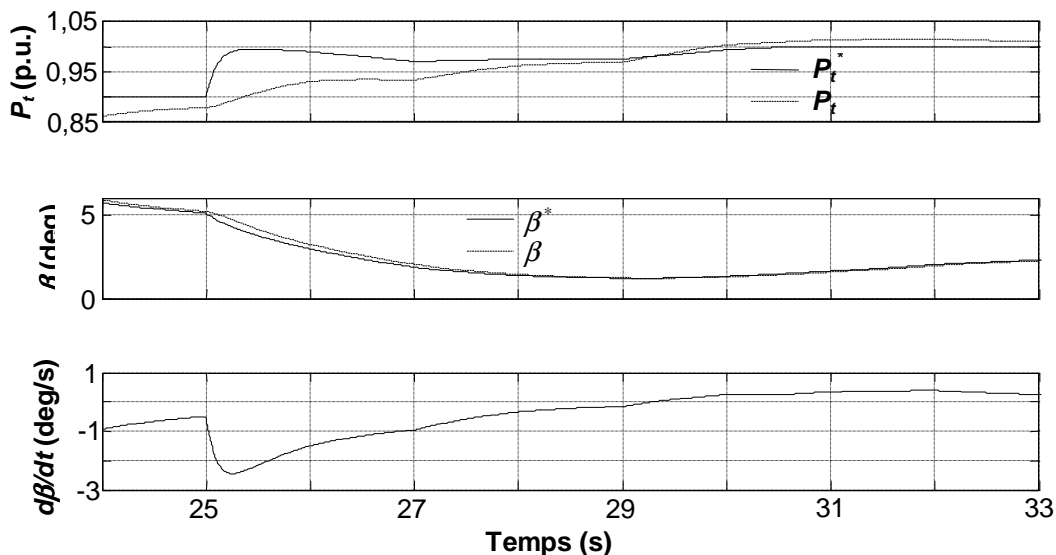


Figure 3-59 : variables d'intérêt de la boucle de régulation de P_t lors du second essai

Enfin, la Figure 3-66 compare la production de puissance mécanique et électrique. On constate que grâce à la reproduction de l'effet inertiel, la production de puissance électrique est nettement supérieure au moment du changement de fréquence. Ceci est de bon augure et devrait permettre de réduire le creux de fréquence se produisant lors de la perte d'un groupe de production.

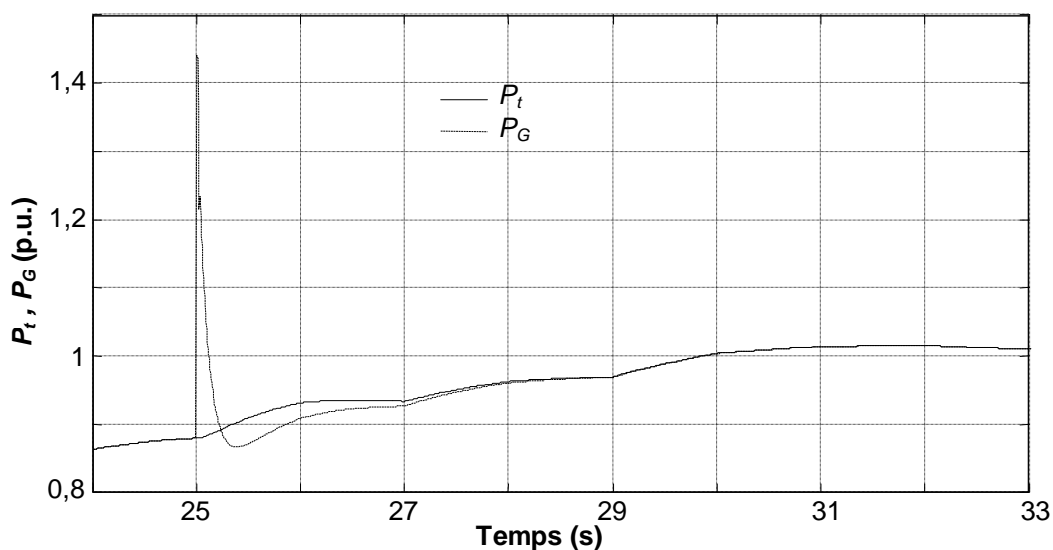


Figure 3-60 : puissances mécanique et électrique générées lors du second essai

Cette commande est en train d'être testée sur un modèle du réseau de Guadeloupe implémenté sur Eurostag. La rédaction d'un article présentant la stratégie de commande et les résultats de simulation sur Eurostag est prévue.

3.4. COMMANDE DE L'ONDULEUR A QUATRE BRAS POUR GENERER UNE TENSION TRIPHASEE EQUILIBREE

Ce chapitre présente un contrôleur innovant conçu pour générer une tension triphasée équilibrée en présence de charges déséquilibrées avec l'onduleur VSI (*Voltage Source Inverter*) à quatre bras dont le modèle est décrit au §2.4.2. La description de ce contrôleur se base sur les nombreux articles que nous avons publiés, notamment [C23, R7].

3.4.1. Description du contrôleur innovant

Ce contrôleur contient quatre parties principales comme illustré sur la Figure 3-61.

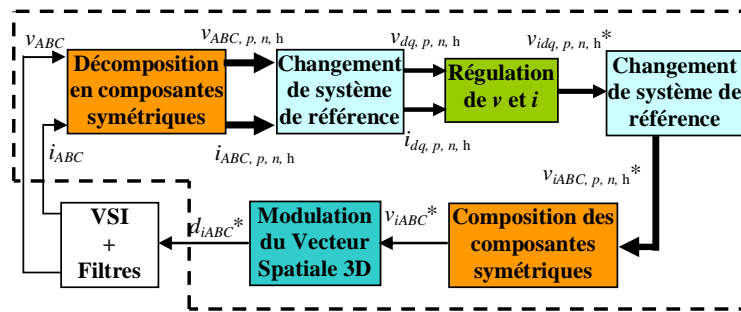


Figure 3-61 : diagramme de blocs du contrôleur innovant

3.4.1.1. Décomposition des tensions v_{ABC} et des courants i_{ABC} en composantes symétriques

Selon le théorème de Fortescue [For 1918], un signal triphasé déséquilibré peut être décomposé en trois signaux triphasés équilibrés (voir Figure 3-62). La tension triphasée en sortie des filtres du VSI peut par exemple être exprimée par les composantes symétriques, c'est-à-dire la tension de séquence directe ($\bar{v}_{AN,p}$, $\bar{v}_{BN,p}$, $\bar{v}_{CN,p}$), celle de séquence inverse ($\bar{v}_{AN,n}$, $\bar{v}_{BN,n}$, $\bar{v}_{CN,n}$) et celle de séquence homopolaire ($\bar{v}_{AN,h}$, $\bar{v}_{BN,h}$, $\bar{v}_{CN,h}$). Les trois tensions de la séquence homopolaire sont identiques. Les vecteurs de la séquence inverse ont un ordre inversé par rapport à la séquence directe. Les trois signaux triphasés tournent dans le sens antihoraire à une pulsation ω .

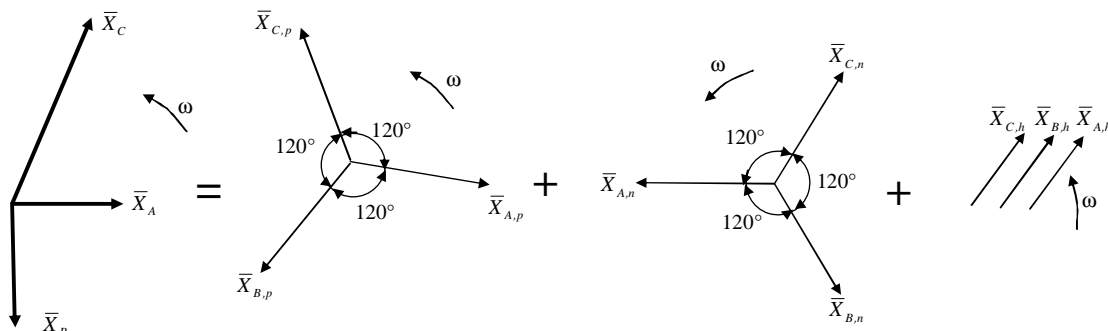


Figure 3-62 : décomposition d'un signal triphasé déséquilibré en trois signaux triphasés équilibrés

Par suite, les tensions à la sortie des filtres s'expriment :

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{AN} \\ \bar{v}_{BN} \\ \bar{v}_{CN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{v}_{AN,p} + \bar{v}_{AN,n} + \bar{v}_{AN,h} \\ \bar{v}_{BN,p} + \bar{v}_{BN,n} + \bar{v}_{BN,h} \\ \bar{v}_{CN,p} + \bar{v}_{CN,n} + \bar{v}_{CN,h} \end{bmatrix}. \quad \text{Eq. 3.4-1}$$

La transformation des phaseurs ABC en composantes symétriques s'exprime :

$$\begin{aligned} [\bar{v}_p] &= [F_p] \cdot [\bar{v}], \\ [\bar{v}_n] &= [F_n] \cdot [\bar{v}], \\ [\bar{v}_h] &= [F_h] \cdot [\bar{v}], \end{aligned} \quad \text{Eq. 3.4-2}$$

où $[\bar{v}_p] = [\bar{v}_{AN,p} \ \bar{v}_{BN,p} \ \bar{v}_{CN,p}]^T$, $[\bar{v}_n] = [\bar{v}_{AN,n} \ \bar{v}_{BN,n} \ \bar{v}_{CN,n}]^T$, $[\bar{v}_h] = [\bar{v}_{AN,h} \ \bar{v}_{BN,h} \ \bar{v}_{CN,h}]^T$, et $[\bar{v}] = [\bar{v}_{AN} \ \bar{v}_{BN} \ \bar{v}_{CN}]^T$.

Les matrices de transformation s'écrivent :

$$[F_p] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix}, [F_n] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix}, [F_h] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}, \quad \text{Eq. 3.4-3}$$

où $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$.

Toutes ces transformations demandent l'utilisation de phaseurs et donc de nombres complexes. Pour l'implémentation du contrôleur, les tensions v_{ABC} mesurées sont retardées d'un quart de période de la fréquence du réseau f pour créer la partie imaginaire du nombre complexe qui est ajoutée à la partie réelle, donnant ainsi le phaseur \bar{v}_{ABC} comme illustré dans la partie gauche de la Figure 3-63. La même transformation est appliquée aux courants mesurés.

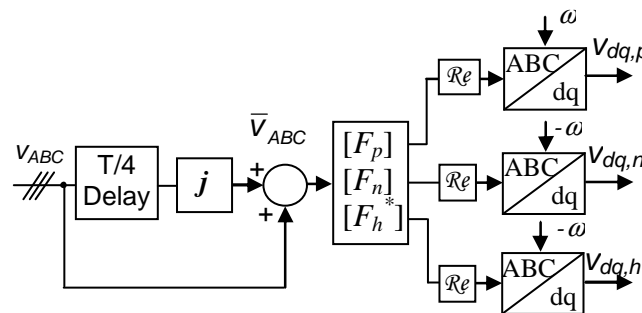


Figure 3-63 : méthode de séparation des séquences en temps réel, de décomposition et de projection à des systèmes de référence tournants

3.4.1.2. Projection sur un système de référence lié au phaseur de tension en sortie des filtres

Un signal triphasé sinusoïdal équilibré peut être exprimé sur un système de référence à deux phases en rotation à la fréquence des sinusoïdes, par la transformée de Clarke et de Park, donnant ainsi deux signaux continus [Vas 1998]. Cette double transformation est appliquée au trois composantes de courant et de tension symétriques, dans la deuxième partie du contrôleur. Comme indiqué sur la Figure 3-64, les séquences de tension et de courant directes

sont représentées dans un système de référence lié au phaseur de tension de sortie des filtres V , en rotation antihoraire, donnant des composantes de courant et de tension continues sur les axes d et q . De même, les séquences de tension et de courant inverses sont projetés sur un système de référence tournant dans le sens horaire à la pulsation ω . Les vecteurs de la séquence homopolaire étant en phase, ils ne forment pas un signal triphasé équilibré et cette transformation ne peut pas leur être appliquée. C'est pourquoi un déplacement spatial de 120 et de 240 degrés est appliqué au deuxième et troisième vecteur homopolaire comme illustré sur la Figure 3-65. La matrice de transformation F_h est alors légèrement modifiée :

$$[F_h^*] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a & a & a \\ a^2 & a^2 & a^2 \end{bmatrix}. \quad \text{Eq. 3.4-4}$$

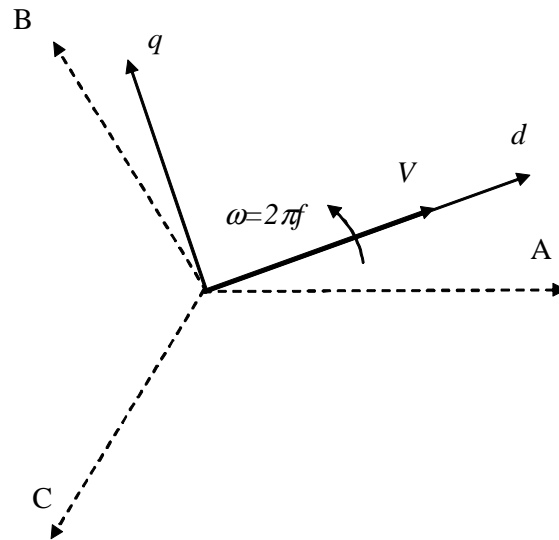


Figure 3-64 : références fixe (A, B, C) et en rotation (d, q) liée à la tension V en sortie des filtres

Les nouveaux courants et tensions de la séquence homopolaire sont alors projetés sur un système de référence en rotation horaire à la pulsation ω . Cette astuce qui permet d'obtenir des signaux continus des courants et tensions de la séquence homopolaire est valable car la transformation appliquée n'affecte pas l'amplitude des signaux d'origine.

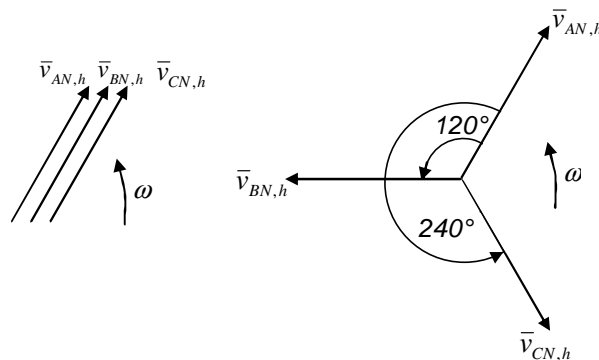


Figure 3-65 : déplacement des vecteurs homopolaires

Comme indiqué sur la Figure 3-63 montrant la transformation complète des tensions mesurées, les transformations de Clarke et de Park des systèmes de référence (A, B, C) aux systèmes de référence (d, q) ne sont appliquées qu'à la partie réelle des phaseurs.

3.4.1.3. Régulation numérique des tensions et courants

L'objectif de cette partie du contrôleur est de réguler les tensions de sortie des filtres $v_{dq,p,n,h}$ à des consignes correspondant à une tension triphasée équilibrée v_{ABC} en sortie des filtres. Grâce aux transformations présentées ci-dessus, ces consignes de tension sur les axes d et q sont constantes. La consigne de la composante de la tension de la séquence directe est égale à la valeur maximale de la sinusoïde de tension, alors que le reste des consignes sont nulles. La régulation est réalisée sur six boucles en cascade, chacune correspondant aux composantes en d ou en q des séquences symétriques (Figure 3-66).

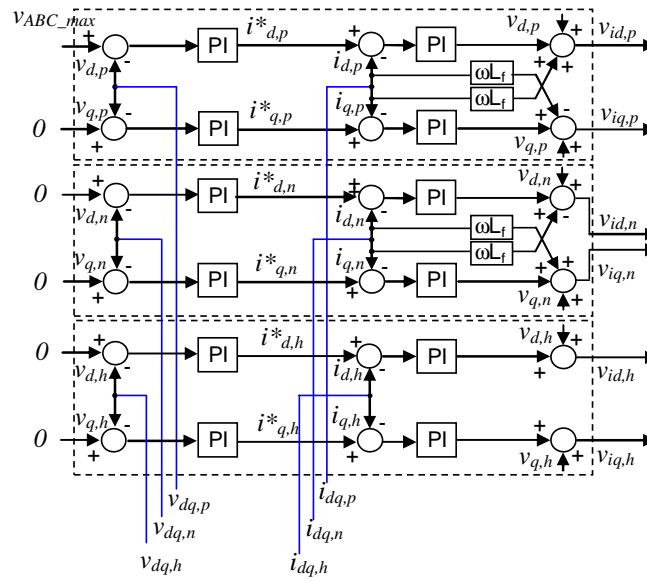


Figure 3-66 : boucles en cascade pour la régulation de tension

Les boucles externes régulent les tensions par des PI numériques. Les actions de commande, sorties de ces PIs, sont les références de courants. Ces courants sont régulés dans la boucle interne par des PIs numériques et des termes de découplage sont inclus. En effet, les équations différentielles liant les tensions et les courants pour la séquence directe sont :

$$v_{id,p} = v_{d,p} + R_f i_{d,p} + L_f \frac{di_{d,p}}{dt} - \omega L_f i_{q,p}, \quad \text{Eq. 3.4-5}$$

$$v_{iq,p} = v_{q,p} + R_f i_{q,p} + L_f \frac{di_{q,p}}{dt} + \omega L_f i_{d,p}. \quad \text{Eq. 3.4-6}$$

Pour ce qui est des équations de la séquence inverse, la seule différence par rapport aux équations ci-dessus est qu'il y a un signe moins devant ω . Ceci n'a d'influence que sur les termes de découplage des boucles internes.

Même si les équations sont couplées, les termes de couplage peuvent être perçus comme des perturbations (voir Figure 3-67 où le gain statique $K = 1/R_f$ et la constante de temps $\tau = L_f/R_f$). Des *feedforward* peuvent être appliqués pour compenser ces termes de couplage, comme indiqué sur la Figure 3-66. Par suite, les tensions v_{idq} en sortie de l'onduleur permettent de contrôler indépendamment les composantes de courant i_d et i_q .

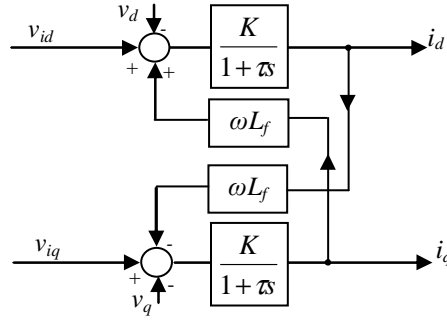


Figure 3-67 : modèle dynamique entre les composantes de tension et de courant sur (d, q)

Les équations différentielles reliant les tensions et courants de la séquence homopolaire sont :

$$v_{id,h} = v_{d,h} + R_f i_{d,h} + L_f \frac{di_{d,h}}{dt} + 3R_N i_{d,h} + 3L_N \frac{di_{d,h}}{dt}, \quad \text{Eq. 3.4-7}$$

$$v_{iq,h} = v_{q,h} + R_f i_{q,h} + L_f \frac{di_{q,h}}{dt} + 3R_N i_{q,h} + 3L_N \frac{di_{q,h}}{dt}. \quad \text{Eq. 3.4-8}$$

Comme sur la Figure 3-67 les relations entre les tensions et les courants à la sortie des filtres peuvent être représentées par des fonctions de transfert du premier ordre avec $K = 1/(R_f + 3R_N)$ et $\tau = (L_f + 3L_N)/(R_f + 3R_N)$.

Les PIs numériques des boucles internes ont été ajustés avec la méthode du placement de pôles. Le modèle de commande à temps discret est obtenu après échantillonnage du modèle du procédé avec Bloqueur d'Ordre Zéro (BOZ) :

$$\frac{I(s)}{V_f(s)} = H(s) = \frac{\frac{K}{\tau} \frac{1 - e^{-T_s s}}{s}}{s + \frac{1}{\tau}}, \quad \text{Eq. 3.4-9}$$

$$H(z^{-1}) = K(1 - z^{-1}) \frac{\left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) z^{-1}}{\left(1 - z^{-1}\right) \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}} z^{-1}\right)} \Rightarrow H(z) = \frac{K \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right)}{z - e^{-\frac{T_s}{\tau}}}. \quad \text{Eq. 3.4-10}$$

Un PI numérique s'écrit :

$$PI(z) = K_p \left(1 + K_i \frac{T_s z}{z - 1}\right) = K_p (K_i T_s + 1) \frac{z - \frac{1}{K_i T_s + 1}}{z - 1}. \quad \text{Eq. 3.4-11}$$

Le pôle du procédé peut être compensé avec le zéro du PI en posant :

$$\frac{1}{K_i T_s + 1} = e^{-\frac{T_s}{\tau}} \Rightarrow K_i = \frac{e^{\frac{T_s}{\tau}} - 1}{T_s}. \quad \text{Eq. 3.4-12}$$

Par suite, la fonction de transfert en BF est :

$$\frac{I(z)}{I^*(z)} = \frac{K \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}} \right) K_p (K_i T_s + 1)}{z - 1 + K \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}} \right) K_p (K_i T_s + 1)}. \quad \text{Eq. 3.4-13}$$

La constante de temps du système en BF peut être ajustée à une valeur désirée τ_{des} avec K_p :

$$e^{-\frac{T_s}{\tau_{des}}} = 1 - K \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}} \right) K_p (K_i T_s + 1) \Rightarrow K_p = \frac{1 - e^{-\frac{T_s}{\tau_{des}}}}{K \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}} \right) (K_i T_s + 1)}. \quad \text{Eq. 3.4-14}$$

Pour la boucle interne une constante de temps d'une milliseconde a été choisie. Pour ce qui est de la boucle externe, la relation entre le signal de commande et la variable à contrôler dépend de la charge du réseau, qui est en général variable et non linéaire. Les PIs n'ont donc pas été ajustés par la méthode de placement de pôles. Ils ont été ajustés en utilisant un modèle linéarisé de la charge dans un certain point de fonctionnement et de sorte à avoir un temps de réponse de 15 ms en BF. La période d'échantillonnage T_s est de 0,1 s.

3.4.1.4. Modulation du Vecteur Spatial (MVS) 3 D

De nombreux travaux existent sur la MVS pour des VSI à trois bras [Kaz 2002] [Yrz 1996] mais peu de recherches ont été menées sur la façon d'appliquer la MVS à un onduleur à quatre bras. L'ajout d'un bras étend le vecteur spatial de 2 à 3 dimensions, rendant la sélection du vecteur de modulation plus difficile (voir Figure 3-68). La plupart des algorithmes traitant ce problème exigent une transformation de Clarke $\alpha\beta\gamma$ [Zha 2002].

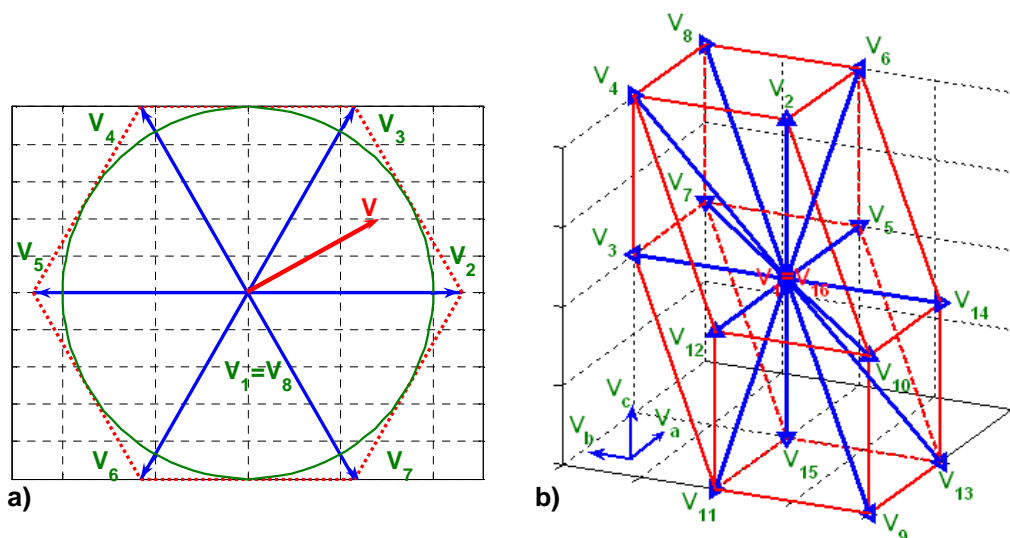


Figure 3-68 : a) vecteur spatial dans le plan (α, β), b) vecteur spatial 3D dans l'espace (A, B, C)

Compte tenu de sa simplicité, la MVS 3D décrite dans [Per 2003] est utilisée ici pour la commande de l'onduleur à quatre bras. Cette méthode suit la même procédure que la MVS

classique, en tenant compte qu'ici le vecteur de tension moyen généré, qui doit être égal au vecteur de tension de référence, est représenté sur 3 dimensions. Ainsi, au lieu de sélectionner une région qui est normalement un secteur de 60 degrés dans le plan (α , β), un tétraèdre composé de quatre vecteurs pointant à ses coins doit être déterminé. Ensuite, le rapport cyclique de chaque vecteur est calculé.

3.4.2. Résultats de simulation et d'essais expérimentaux

Des essais en simulation et sur la plateforme d'étude de la Figure 2-17 [C12] ont été réalisés. Le Tableau 3-9 donne les valeurs des paramètres extraits du système réel.

Tableau 3-9 : paramètres de l'onduleur à quatre bras

	Paramètres	Valeur
Entrées / Sorties	Tension nominale d'entrée (V_{DC})	70 [V _{DC}]
	Tension nominale de sortie (v_{AN} , v_{BN} , v_{CN})	23 [V _{rms}],
	Fréquence nominale	50 [Hz]
	Puissance nominale (totale)	0,7 [KW]
Paramètres des filtres	Inductance des filtres (L_f , L_N)	3 [mH]
	Résistance des filtres (R_f , R_N)	0,08 [Ω]

Au début de l'essai de simulation, l'onduleur VSI alimente une charge résistive équilibrée (53 W dans chaque phase) puis la charge se déséquilibre (66 W dans la phase A) et revient à son état d'équilibre. Ce scénario de simulation permet d'évaluer le contrôleur innovant dans les régimes déséquilibrés transitoire et permanent. Le comportement du contrôleur innovant est comparé à celui d'une Commande Vectorielle (CV) classique qui ne décompose pas les signaux triphasés en composantes symétriques. Les régulateurs de la CV classique ont été ajustés de la même manière que ceux du contrôleur innovant.

La Figure 3-69 montre les courants de sortie triphasés obtenus dans cet essai avec le contrôleur innovant (à gauche) et le contrôleur classique (à droite). Les deux courants sont évidemment déséquilibrés lorsque la charge l'est aussi, mais on constate qu'avec le contrôleur innovant, le déséquilibre n'affecte que la phase déséquilibrée.

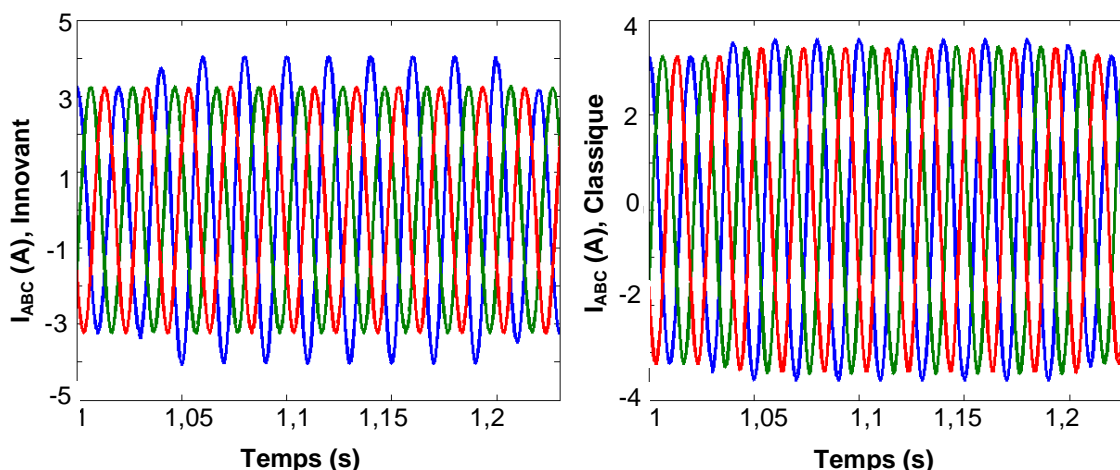


Figure 3-69 : courants déséquilibrés obtenus avec le contrôleur innovant et classique

La Figure 3-70 montre que le contrôleur innovant permet de générer une tension triphasée équilibrée en RP malgré les charges déséquilibrées, alors que la tension générée avec la commande classique est déséquilibrée. Le système contenant le contrôleur innovant peut donc alimenter des charges sensibles même en conditions de déséquilibre des charges.

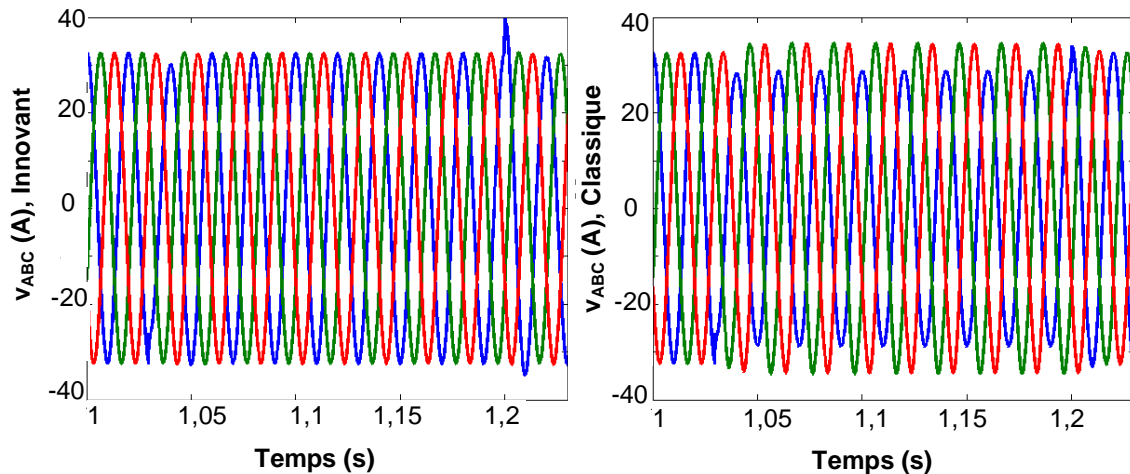


Figure 3-70 : tension équilibrée obtenue avec le contrôleur innovant et tension déséquilibrée avec le contrôleur classique

Le pourcentage de déséquilibre de la séquence inverse est exprimé en accord avec la définition du « degré de déséquilibre dans les systèmes triphasés » [EN 1999], pour quantifier le niveau de déséquilibre de tension. Avec le contrôleur classique, le degré de déséquilibre est de l'ordre de 6%, alors qu'il est inférieur à 0,1% avec le contrôleur innovant. Les normes internationales exigent un degré de déséquilibre inférieur à 2% [EN 1999].

Une comparaison est réalisée entre un essai de simulation et un essai expérimental dans [C25]. Pour cet essai expérimental, le contrôleur innovant est implémenté dans une carte DS1104 de dSpace. La Figure 3-71 donne le schéma d'implémentation du contrôleur innovant.

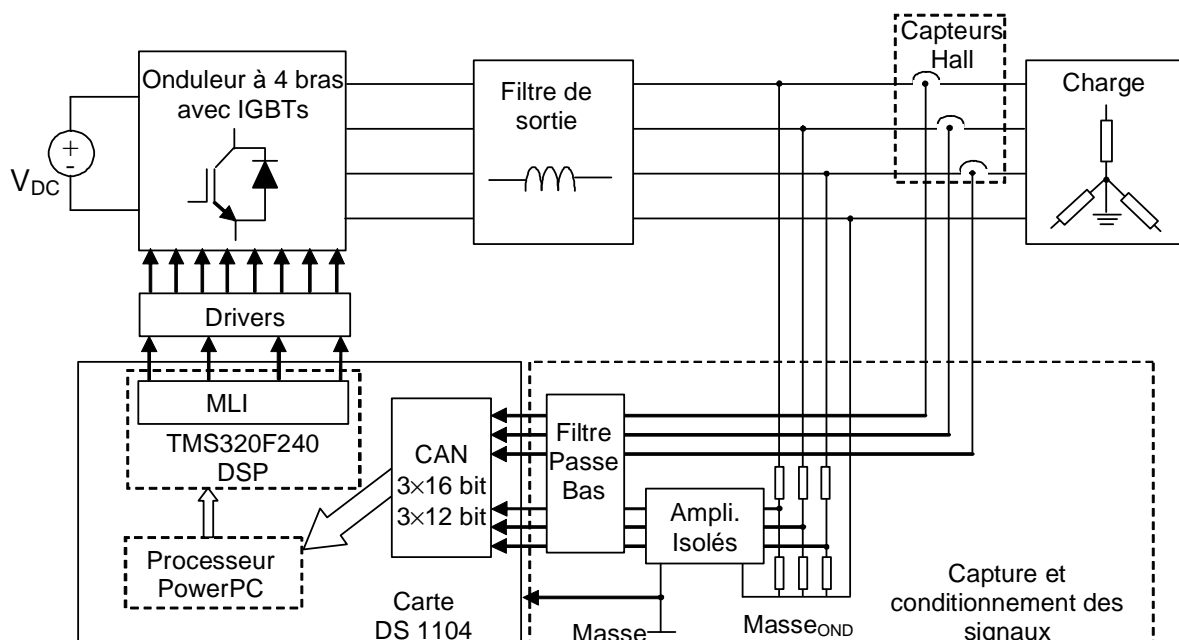


Figure 3-71 : schéma d'implémentation du contrôleur innovant

La Figure 3-72 montre le courant obtenu en simulation (a)) et sur la plateforme expérimentale (b)), lorsque la charge est fortement déséquilibrée (phase A chargée à 4,9 W, phase B à 24,5 W et phase C à 9,8 W). Les signaux expérimentaux sont filtrés avant le

Convertisseur Analogique Numérique (CAN). Les résultats obtenus en simulation et lors des essais expérimentaux sont très ressemblants.

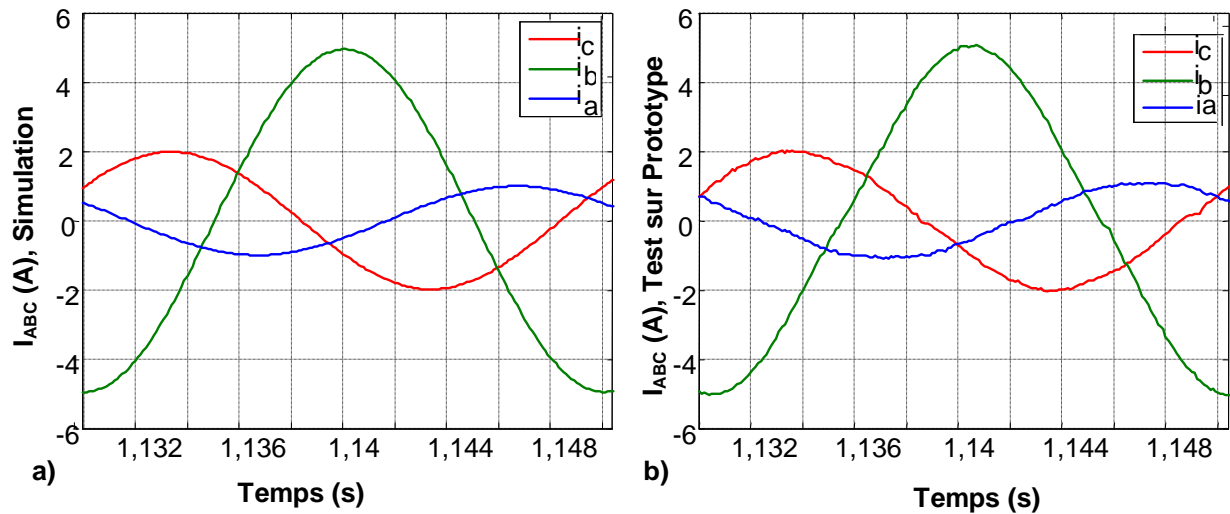


Figure 3-72 : courant de sortie, a) résultats de simulation, b) résultats expérimentaux

La Figure 3-73 montre la tension de sortie obtenue lors des deux types d'essai. Ces résultats confirment que le contrôleur innovant permet de générer une tension triphasée équilibrée en condition de charges déséquilibrées et que les résultats de simulation et des essais expérimentaux se ressemblent beaucoup. Le degré de déséquilibre calculé est pour les deux essais de 1,5%.

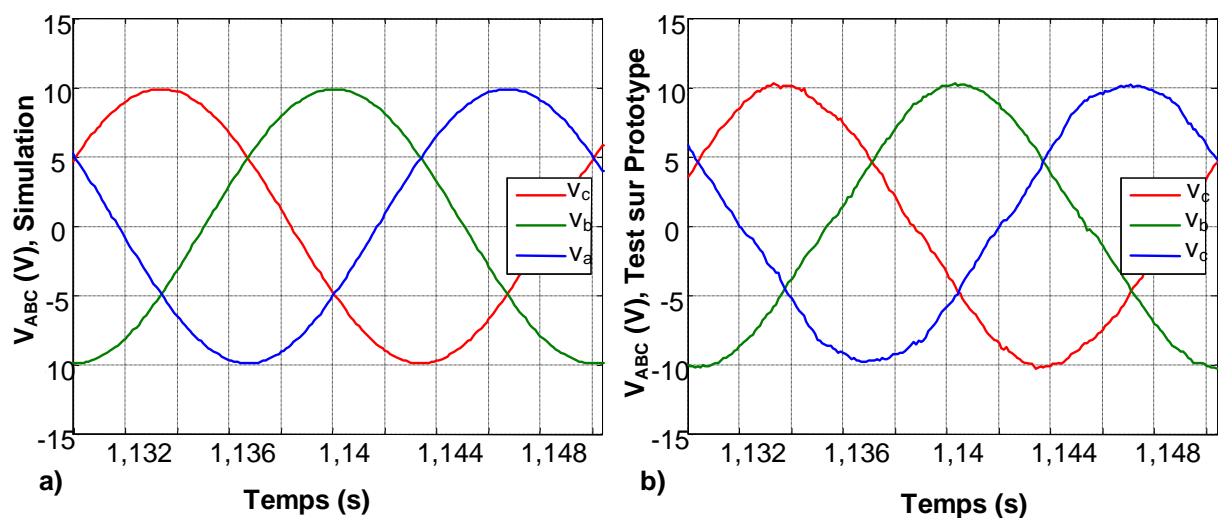


Figure 3-73 : tension de sortie, a) résultats de simulation, b) résultats expérimentaux

3.5. *CONNEXION HVDC D'EOLIENNES*

Les travaux présentés dans ce paragraphe ont été réalisés dans le cadre de la thèse d'Iñigo Martinez [T2]. Deux articles ont été soumis pour EPE 2009 et une publication dans une revue est prévue.

3.5.1. Alternatives de transport à haute tension pour les parcs éoliens

Il existe trois façons de connecter de grands parcs éoliens (en particulier offshores) au réseau : avec des lignes à courants alternatifs de haute tension (HVAC), des lignes à courant continu de haute tension et des redresseurs triphasés commandés (*Line Commutated Converters*, HVDC LCC) et des lignes à courant continu de haute tension et des onduleurs de tension (*Voltage Sources Converters*, HVDC VSC). Les lignes HVDC permettent un meilleur contrôle de la puissance et n'ont pas de limite de longueur contrairement aux lignes HVAC.

Le HVAC est une technologie mature utilisée par la plupart des parcs éoliens. Selon la distance de transport et l'énergie électrique transportée, il peut être nécessaire d'élever la tension à la sortie du parc, avant la connexion aux lignes HVAC. De même, un transformateur peut être nécessaire pour connecter ces lignes au réseau interconnecté. De plus, la capacitance distribuée des lignes sous-marine est plus élevée que celle des lignes aériennes ce qui réduit la longueur acceptable des lignes pour les applications marines. Le Tableau 3-10 donne une liste de centrales à pétrole, à gaz et de parcs éoliens connectés à des lignes HVAC.

Tableau 3-10 : installations HVAC marines

Projet	Puissance (MW)	Longueur des lignes (km)	Tension (kV)
Abu Safah Oil Field (Arabie Saoudite)	52	50	115
Horns Rev Wind Farm (Danemark)	160	21	170
Samsø Wind Farm (Danemark)	20	7,6	36
Nysted Wind Farm (Danemark)	165	55	132
Q7 Wind farm (Pays-Bas)	120	28	170
Lillegrund Wind Farm (Suède)	110	33	145
Burbo Banks (Grande Bretagne)	90	40	36
Utgrunden Wind Farm (Suède)	10	11	24

Les HVDC LCC sont basées sur des redresseurs triphasés commandés (*Line Commutated Converters*) utilisant des thyristors [Arr 1998]. Ces convertisseurs fonctionnent avec une fréquence de commutation de 50-60 Hz et les pertes de puissance sont de l'ordre de 1 à 2 %. Un système de démarrage auxiliaire serait nécessaire dans les parcs éoliens connectés à ce type de lignes. Plusieurs universités et compagnies sont en train de réaliser des études de viabilité de ce type de système appliqué à des parcs éoliens offshores [Car 2004] [ARE]. Le Tableau 3-11 donne une liste d'installations HVDC LCC existantes.

Tableau 3-11 : installations HVDC LCC marines

Projet	Puissance (MW)	Longueur des lignes (km)	Tension (kV)
Basslink (Australie-Tasmanie)	500	290	400
liaison HVDC Italie-Grèce	500	163	400

Le développement d'IGBTs de grande puissance permet l'utilisation de convertisseurs de tension dans les systèmes HVDC, dans la bande de fréquence de 1 à 2 kHz [Asp 1997] [Mei 2005], avec beaucoup moins d'harmoniques et un peu plus de pertes de puissance (4 à 5 %) que dans les systèmes HVDC LCC. La Figure 3-74 montre le schéma d'un système de transport HVDC avec des onduleurs de tension triphasés. Siemens (*HVDC light* [Jia 1998]) et ABB (*HVDC plus* [Sch 2000]) sont aujourd'hui capables de fabriquer ce genre de système. Des systèmes commerciaux existent pour des puissances de 50 à 1.100 MW avec des tensions allant jusqu'à ± 300 kV. De grands parcs éoliens offshores tel que *BARD Offshore 1* à une distance de 100 km du continent sont en construction et les systèmes de transport sont basés sur la technologie HVDC VSC [BAR].

Les systèmes HVDC VSC permettent un contrôle indépendant et total de la puissance active et réactive de chaque côté des lignes. Au niveau de la station offshore, de la puissance réactive peut être fournie aux machines électriques et dans les sous-stations sur terre, la puissance réactive peut être utilisée pour réguler la tension au Point de Connexion Commun (PCC) (même lorsqu'il n'y a pas de puissance active disponible au niveau du parc éolien). La puissance active peut être utilisée pour réguler la fréquence du réseau. Les stations de conversion HVDC VSC sont plus compactes que les HVDC LCC et la plateforme offshore peut être plus petite et moins chère.

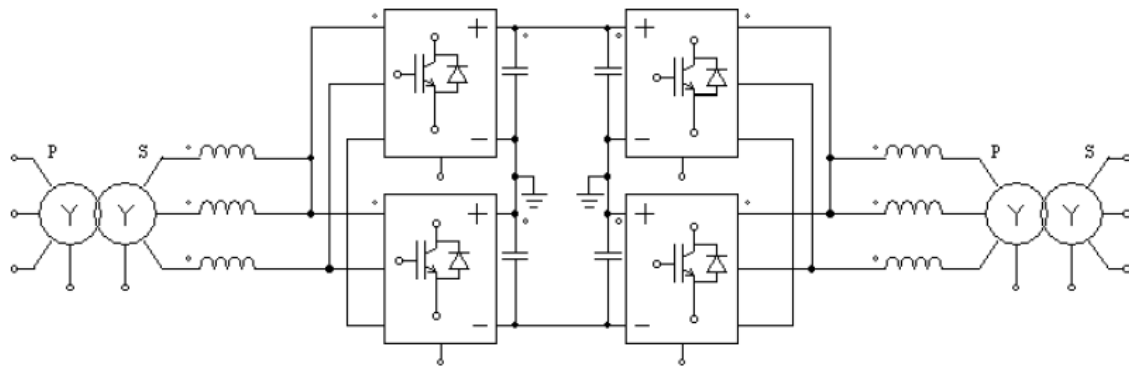


Figure 3-74 : schéma d'un système de transport HVDC avec des onduleurs de tension triphasés

Les onduleurs de tension peuvent démarrer même lorsque le réseau n'est pas en service. Ainsi, aucun mécanisme de démarrage supplémentaire n'est nécessaire.

Tous les filtres et réactances d'un système HVDC VSC sont plus petits que les composants équivalents d'un HVDC LCC grâce à la fréquence de commutation plus élevée des convertisseurs. De plus, il n'y a pas de besoin de compensation de réactif car l'onduleur peut contrôler la puissance réactive produite.

Comme indiqué sur la Figure 3-74, un transformateur adapte la tension des deux côtés du système HVDC VSC. Les onduleurs triphasés contiennent des IGBTs fonctionnant à une fréquence de commutation entre 1 et 2 kHz. Une plus haute fréquence permettrait de réduire la taille des filtres mais augmenterait les pertes par commutation. Le Tableau 3-12 donne une liste de systèmes HVDC VSC offshore existants.

Tableau 3-12 : installations HVDC VSC marines

Projet	Puissance (MW)	Longueur des lignes (km)	Tension (kV)
Cross Sound (U.S.A.)	330	40	150
Gotland Light (Suède)	50	98	80
Tjaereborg Light (Danemark)	7,2	4,3	9
Troll A Gas platform (Norvège)	80	68	80

3.5.2. Connexion des éoliennes à des systèmes HVDC VSC

Il existe deux principaux types de configuration électrique dans les grandes éoliennes modernes : la MADA avec des convertisseurs dos à dos entre le rotor et le réseau et la Machine Synchrone (MS) multipolaire associée à des convertisseurs dos à dos qui transmettent 100% de la puissance produite (voir Figure 3-75). Cette dernière configuration permet d'éliminer le multiplicateur. Elle est de plus mieux adaptée pour répondre aux creux de tension du réseau. Les éoliennes ayant cette configuration sont bien adaptées aux installations offshore.

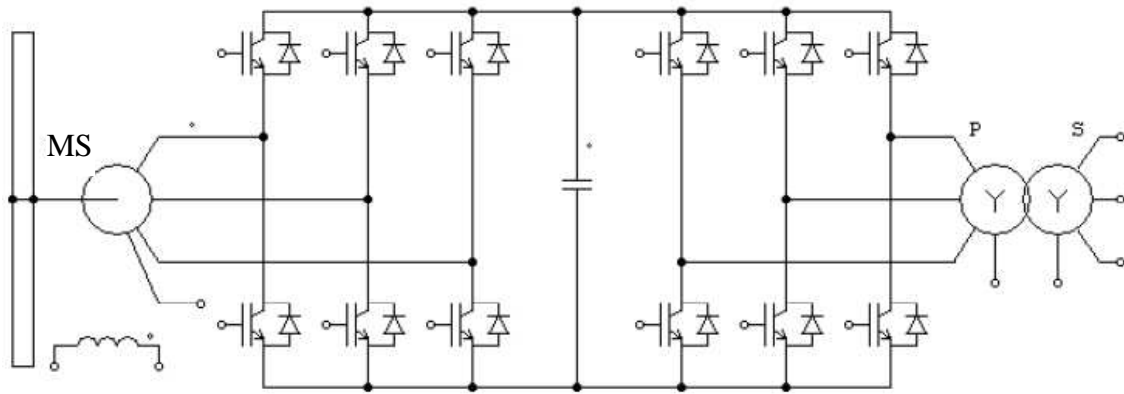


Figure 3-75 : configuration électrique pour les éoliennes avec une Machine Synchronique

Pour des parcs directement connectés au réseau, à des systèmes HVAC ou HVDC VSC classiques, le transformateur en sortie du convertisseur dos à dos augmente la tension triphasée à une valeur autour de 33 kV. Ce transformateur doit être conçu pour la fréquence du réseau (50 Hz en Europe). A la sortie du parc, un autre transformateur augmente le niveau de tension à celui du HVAC (ou avant le HVDC VSC, voir partie gauche de la Figure 3-74).

Ainsi, dans les systèmes HVDC VSC classiques un parc éolien composé de plusieurs éoliennes du type de la Figure 3-75 est connecté à une ligne HVDC (voir Figure 3-74). Nous proposons de modifier le système électrique de ces éoliennes pour les connecter directement à des lignes HVDC. La Figure 3-76 montre le nouveau schéma proposé.

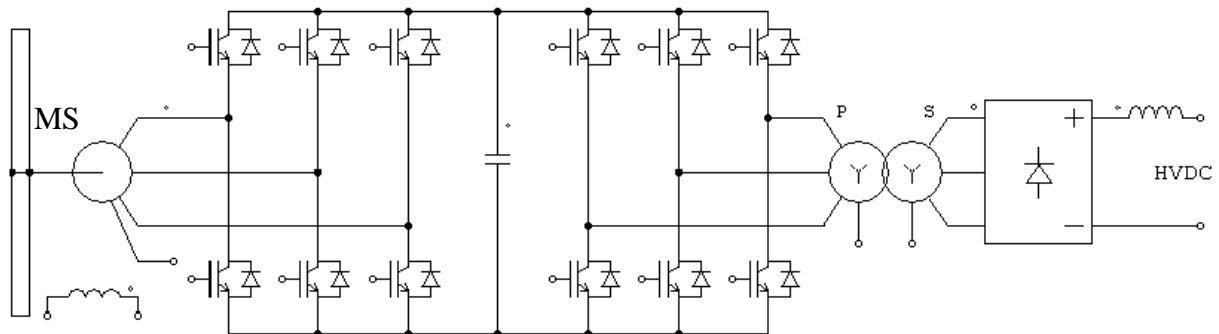


Figure 3-76 : configuration électrique proposée pour la connexion d'éoliennes à des lignes HVDC

Au premier coup d'œil, ce nouveau système ne semble pas très différent du précédent, mais en analysant les propriétés du transformateur et du système HVDC VSC, d'importantes caractéristiques apparaissent :

- On n'a pas besoin du convertisseur de tension associé au HVDC dans le parc éolien (convertisseur gauche de la Figure 3-74). Le coût de l'étape de puissance dans le système HVDC est donc diminué de moitié. Dans les parcs offshore, le coût de la plateforme est également réduit puisque sa taille diminue.
- Les seuls semi-conducteurs de puissance côté haute tension sont des diodes et il n'y a pas de circuit de commande en haute tension. Des diodes de dernière génération peuvent donc être utilisées.
- La commande du convertisseur côté réseau (CRS) de l'éolienne est très simple (une commande à fréquence variable triphasée à six impulsions est suffisante) car seule la tension du bus à CC doit être contrôlée (pas de contrôle de puissance réactive par le

CRS) et il n'y a pas de besoin de synchronisation au réseau contrairement à la connexion à des réseaux AC.

- Dans un système HVDC VSC classique, une panne à la sous-station de conversion côté parc provoque l'arrêt de toutes les éoliennes. Avec la solution proposée, une panne dans un CRS provoque l'arrêt d'une seule éolienne.

- Les éoliennes ou les parcs éoliens peuvent être connectés à des lignes HVDC existantes.

- Le transformateur de l'éolienne peut être conçu pour des fréquences plus élevées, c'est-à-dire la fréquence de commutation des IGBTs dans le CRS. Pour des niveaux de tension du bus à CC de l'ordre de 3 kV et une éolienne de 2 à 5 MW, cette fréquence peut être de 800 Hz. La taille du transformateur est ainsi réduite. De plus, on n'a pas besoin d'un transformateur de grande puissance pour l'ensemble du parc.

3.5.3. Commande des convertisseurs

Le convertisseur côté machine est commandé d'une façon similaire au CRT des MADAs (voir §3.2). Quant au convertisseur côté réseau, son seul objectif est de réguler la tension du bus à CC à sa valeur de consigne V_{DC}^* en jouant sur la puissance active échangée avec la ligne HVDC. Une commande d'onde rectangulaire à six impulsions est appliquée. Pour cette commande, en tenant compte des inductances parasites du transformateur dans l'étude, sous des conditions idéales et en supposant que le courant de sortie est constant, la tension en sortie des diodes du redresseur a une forme d'onde rectangulaire comme illustré sur la Figure 3-77, avec :

$$V_{\max} = nV_{DC}, \quad \text{Eq. 3.5-1}$$

$$V_{\min} = \frac{nV_{DC}}{2}, \quad \text{Eq. 3.5-2}$$

$$\Delta t = \frac{2LI_{DC}}{V_{DC}}, \quad \text{Eq. 3.5-3}$$

où n est le rapport du transformateur, L est l'inductance de sortie série du transformateur et Δt est le temps de chevauchement quand le courant est commuté d'une diode à une autre.

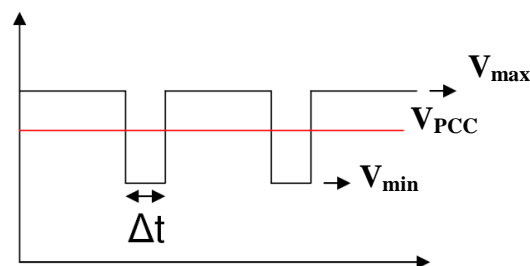


Figure 3-77 : tension idéale à la sortie du redresseur

Il y a six chutes de tension dues au chevauchement à chaque cycle. Par suite, la tension moyenne à la sortie du redresseur à diodes est :

$$V_{\text{moy}} = V_{DC}(1 - 3\Delta t f). \quad \text{Eq. 3.5-4}$$

Si la tension au PCC où toutes les éoliennes sont connectées à la ligne HVDC est constante, alors la puissance active de sortie peut être contrôlée avec la fréquence de l'onde rectangulaire à six impulsions. La variation de la fréquence est équivalente à la variation du rapport cyclique dans un hacheur. La régulation de la tension du bus à CC est ainsi réalisée en faisant varier la fréquence des impulsions.

3.5.4. Résultats de simulation

Des simulations de l'ensemble du système (éolienne comprise avec une MS à aimants permanents de 2 MW) ont été réalisées, pour des vitesses de vent correspondant à la zone de fonctionnement 2. Les modèles ont été implémentés dans le logiciel PSIM. La tension du bus à CC est de 3300 V et celui de la ligne HVDC est de 100 kV. L'éolienne est contrôlée avec une CDV (voir §3.3.1) pour extraire le maximum de puissance contenue dans le vent. L'effet de l'inductance de la ligne HVDC et du courant produit par l'ensemble du parc éolien sur la tension au PCC est pris en compte.

La Figure 3-78 a) montre le circuit équivalent pour le parc éolien et la ligne HVDC. L_{ligne} et R_{ligne} sont l'inductance et la résistance de la ligne HVDC. La tension à la fin de la ligne HVDC, V_{HVDC} , est de 95 kV. Ce circuit est connecté à la sortie du redresseur de diodes dont la tension est V_{red} . Le courant du reste des éoliennes du parc I_{parc} qui atteint jusqu'à 300 A est introduit avec des oscillations de 20% pour représenter les oscillations de la tension au PCC qu'on pourrait retrouver en réalité. Cette tension est montrée dans la Figure 3-78 b).

Les courants maximums dans l'onduleur côté réseau de l'éolienne et dans le redresseur lorsque l'éolienne fournit la puissance nominale sont montrés dans la Figure 3-79.

Ces niveaux de courant peuvent être obtenus avec des IGBTs de dernière génération de 6,5 kV et de 600 A. Les diodes doivent être connectées en série pour résister à la tension de la ligne HVDC. Le niveau du courant dans les diodes est très bas. On n'a donc pas à les connecter en parallèle. Des diodes SiC à haute tension (10-20 kV) et faible courant sont un bon choix pour cette application.

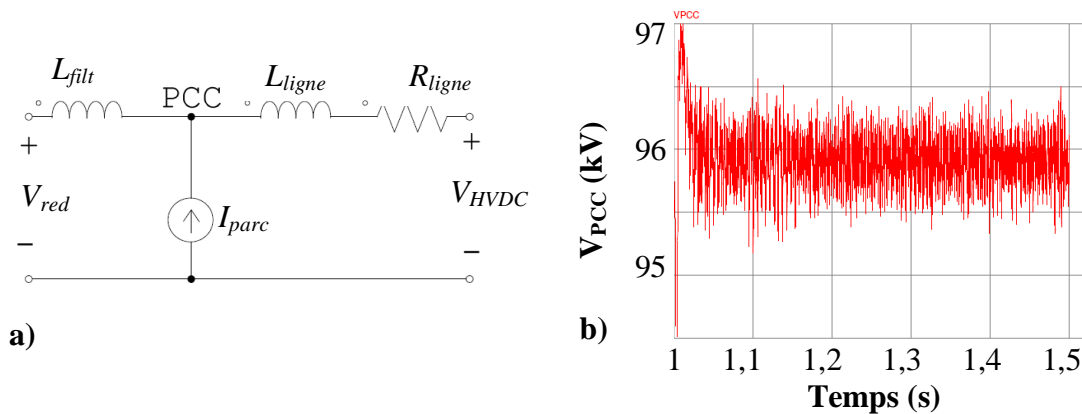


Figure 3-78 : a) circuit équivalent du parc éolien et de la ligne HVDC ; b) tension au PCC

La Figure 3-80 montre le comportement du système lors d'un double échelon de vent, de 8 m/s à 10 m/ puis à 12 m/s. On constate qu'on maintient le coefficient de puissance à sa valeur maximale $C_{p_max}=0,461$. De plus, la commande du convertisseur côté réseau de l'éolienne permet de fournir toute la puissance produite par l'éolienne à la ligne HVDC au PCC (Figure 3-80 c)).

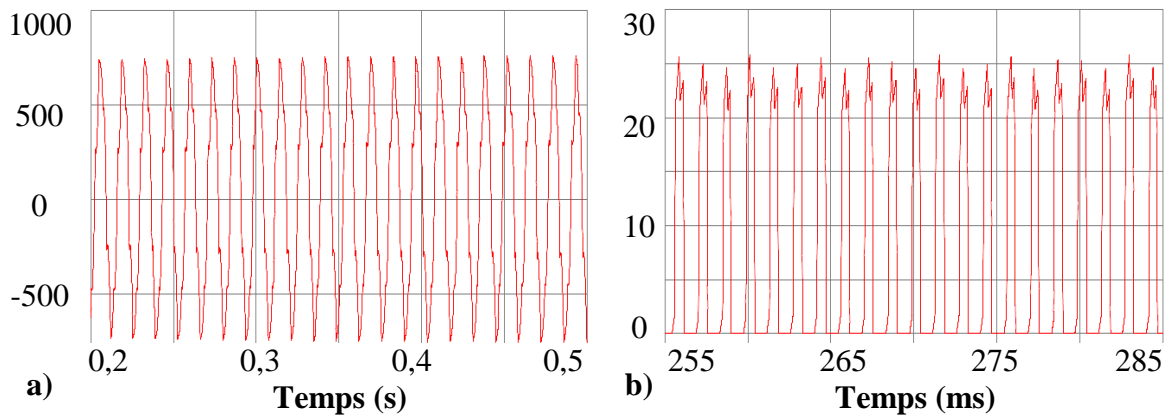


Figure 3-79 : a) courant dans les IGBTs à 2 MW ; b) courant dans les diodes du redresseur à 2 MW

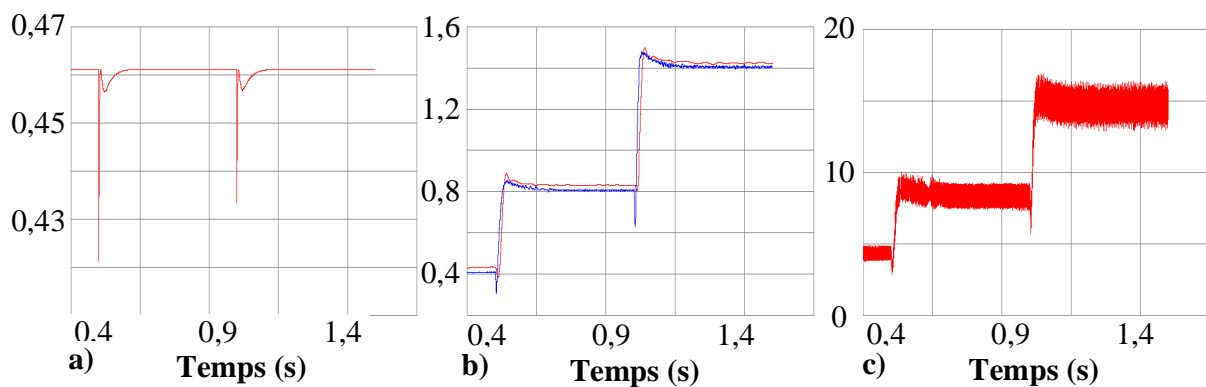


Figure 3-80 : a) C_p ; b) puissance générée et délivrée au PCC (MW) ; c) courant au PCC (A)

La fréquence de commutation ne peut pas augmenter indéfiniment, car les IGBTs ont un temps de réponse limité. Par suite, une limite de saturation est introduite dans le contrôleur à 3,6 kHz. En basse puissance, la fréquence de commutation est maintenue constante (Figure 3-81 c)) en réduisant la tension dans le bus à CC (Figure 3-81 a)). Dans cette application, la fréquence de commutation varie de 700 Hz pour 2 MW à 3,6 kHz pour 0,5 MW. La tension dans le bus à CC varie lorsque la vitesse du vent varie (Figure 3-81 b)), mais elle reste dans des limites acceptables. Ici des échelons de vitesse de vent ont été simulés mais en réalité cette vitesse varie plus lentement et les variations de V_{DC} sont donc aussi moins grandes.

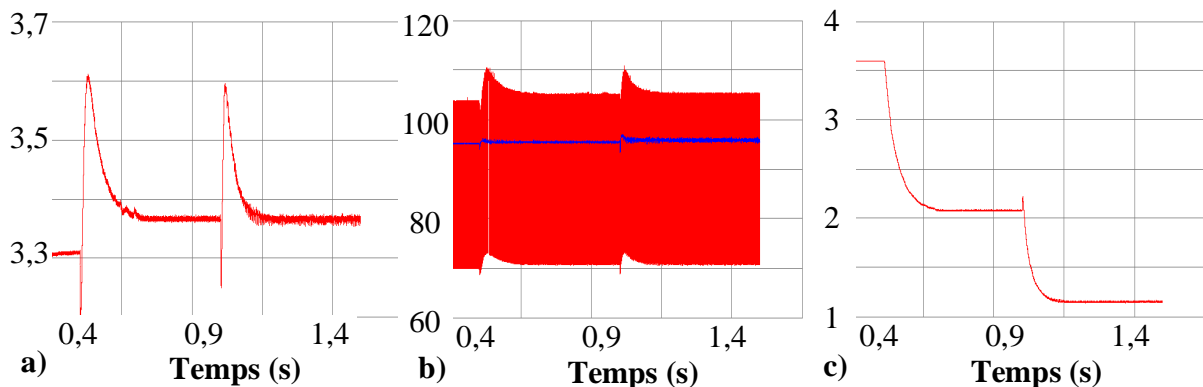


Figure 3-81 : a) V_{DC} (kV) ; b) V_{red} (rouge) et V_{PCC} (bleu) (kV) ; c) fréquence de commutation (kHz)

3.5.5. Perspectives

Avant de valider cette nouvelle configuration électrique de connexion de parcs éoliens à une ligne HVDC, les contraintes d'isolation et de sécurité côté haute tension doivent être évaluées. Si la taille ou le coût de ces composants est très élevé, ceci pourrait contrecarrer les réductions de coût liées à la proposition que nous avons faite. Ces contraintes ne sont pas gênantes si la ligne à CC est de moyenne tension. Par suite, notre solution pourrait être intéressante pour des parcs éoliens offshore pas trop éloignés de la côte qui pourraient se connecter au réseau par le biais d'une ligne à CC de moyenne tension (*Medium Voltage DC*, MVDC).

4. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

4.1. CONCLUSIONS

Les travaux de recherche sur les éoliennes ont commencé à significativement se développer dans les années 90. Lorsque j'ai démarré ma thèse doctorale, de nombreux travaux avaient déjà été réalisés en Espagne. Mes collaborations avec des chercheurs du Pays Basque côté espagnol m'ont permis d'acquérir assez rapidement des connaissances sur ce sujet.

Nos apports sur la modélisation d'éoliennes ne sont pas très importants. La plupart des modèles que nous avons utilisés existaient déjà dans la littérature scientifique. Mais ce travail de modélisation a malgré tout été la base de nos travaux ultérieurs. Il nous a permis de comprendre tous les phénomènes importants se produisant dans le fonctionnement d'une éolienne. Nous avons en particulier analysé l'interaction complexe entre le vent et l'aéroturbine et l'influence de cette interaction sur le reste de l'éolienne. Le modèle du comportement mécanique de l'éolienne a été complété au fur et à mesure que nos travaux avançaient, notamment dans le cadre de notre collaboration avec Fabien Lescher. La réduction des charges subies par les principaux composants d'une éolienne est encore aujourd'hui une des clés du développement technologique des éoliennes, en particulier des éoliennes offshores. Nous avons intégré la représentation des principales charges subies par ces éléments. Pour ce qui est de la partie électrique qui a des dynamiques beaucoup plus grandes, la modularité de nos modèles a permis de plus ou moins simplifier son comportement en fonction des objectifs de l'étude. Nous nous sommes en particulier intéressés à la MADA et aux convertisseurs associés. Nous sommes de plus allés au-delà de la modélisation puisque des prototypes ou bancs de test de la partie électrique ont été conçus et fabriqués pour y réaliser des essais expérimentaux.

Les commandes que nous avons conçues sont basées sur un modèle de commande. Nos travaux de modélisation ont servi à concevoir des modèles de simulation, mais en plus d'y réaliser des simulations, ces modèles ont été utilisés pour en tirer des modèles de commande. Le comportement de l'éolienne est non-linéaire tout au long de son domaine de fonctionnement. La plupart de nos modèles de commande ont été obtenus autour d'un point de fonctionnement fonction de l'objectif de commande. Nous avons néanmoins montré qu'il était possible d'obtenir un modèle de commande à paramètre variant (LPV), fonction affine de la variable de commutation β .

La commande des éoliennes est structurée sur plusieurs niveaux. La commande de niveau 1 concerne la commande de la machine électrique et des convertisseurs associés. Elle est la plupart du temps réalisée par une Commande Vectorielle (CV) classique. La CV nécessite qu'on mesure les courants au rotor de la machine. Elle est de plus sensible à certains paramètres et elle doit être ajustée en fonction de la taille de la machine. Nous avons conçu une nouvelle commande que nous avons appelée commande du vecteur d'erreur de puissance (PEVC) et qui n'a pas ces inconvénients.

La commande de niveau 2 produit les consignes pour celle de niveau 1 et contrôle l'ensemble de l'éolienne. La priorité des objectifs de commande change en fonction de la zone de fonctionnement de l'éolienne. En charge partielle et lorsque la vitesse de rotation nominale n'est pas encore atteinte, nous avons vu qu'il faut réaliser un compromis entre le rendement énergétique et les oscillations du couple mécanique du train de puissance. On a constaté que la commande LQG est intéressante pour réaliser ce compromis par le choix du poids donné à chacun de ces objectifs. L'approche du Graphe Informationnel de Causalité

(GIC) permet de mettre en avant le couplage existant entre la vitesse de rotation de référence et la vitesse de rotation à contrôler, via le couple électromagnétique, lorsqu'on applique la Commande Directe de Vitesse (CDV). Ce couplage peut être éliminé en compensant le couple aérodynamique. Il faut pour cela l'estimer ce qui est de toutes façons nécessaire pour appliquer la CDV. Avec cette estimation et cette compensation, la CDV semble plus intéressante que la Commande Indirecte de Vitesse (CIV) dont la dynamique est liée à celle du couplage mécanique du train de puissance. Lorsque la vitesse de rotation est constante à sa valeur nominale, des effets aérodynamiques provoquent des oscillations du couple aérodynamique qui se transmettent sur toute la chaîne de puissance. Dans la zone de fonctionnement 3 où on n'a pas encore atteint la puissance nominale et qui est celle où les éoliennes fonctionnent la plupart du temps, ces effets aérodynamiques provoquent des émissions de flicker. On a réussi à réduire ces émissions avec une commande conçue par la méthode « Placement de pôles avec calibrage de la fonction de sensibilité » qui filtre ces oscillations. Cette même méthode a permis, en pleine charge (zone de fonctionnement 4) où l'éolienne fonctionne aussi à vitesse de rotation nominale, de réduire les oscillations de l'angle pitch. L'objectif prioritaire dans cette zone est en effet de diminuer les charges dynamiques subies par les pales, la tour et le train de puissance. Nous avons démontré qu'en plaçant des accéléromètres au bout des pales on pouvait concevoir des commandes multivariées utilisant ces informations pour significativement réduire les charges dynamiques subies par les pales et la tour. Compte tenu de l'existence d'objectifs de commande contradictoires, une commande basée sur un critère d'optimisation telle que la commande LQG est intéressante. On a de plus réalisé une commande non linéaire de type LPV permettant de faire face aux grandes non linéarités du système en pleine puissance.

Nos travaux de recherche nous ont petit à petit menés à analyser les problèmes d'un point de vue du réseau électrique. Nous avons montré comment les éoliennes peuvent participer à la régulation primaire de tension et de fréquence des réseaux électriques. Ceci est primordial dans la mesure où l'énergie électrique d'origine éolienne dans le réseau a un poids de plus en plus significatif. Cette incrémentation de la part d'énergie éolienne va en particulier s'accroître avec le développement des parcs offshore. Ceux-ci sont encore chers mais nous avons vu comment leur coût pourrait être réduit en connectant ces parcs offshore avec une nouvelle architecture basée sur le HVDC au réseau continental. Enfin, nous nous intéressons de plus en plus aux Systèmes d'Energie Hybrides (SEH) et au microréseau électrique associé qui est bien moins stable que le réseau interconnecté et où la qualité de la puissance électrique est moins bonne. Nous avons notamment démontré qu'il est possible de générer, par le biais d'un onduleur de tension à quatre bras, une tension triphasée équilibrée malgré la présence de charges fortement déséquilibrées.

4.2. PERSPECTIVES

Les perspectives de recherche dans le domaine de la production électrique par les énergies renouvelables sont nombreuses. Elles devraient de plus être appuyées par les institutions et les entreprises dans cette période de crise énergétique que nous vivons.

Concernant la commande des grandes éoliennes, nous souhaitons en particulier continuer le travail sur leur participation à la régulation de fréquence. Le contrôleur que nous avons conçu ne permet pas encore de fournir l'effet inertiel sur l'ensemble du domaine de fonctionnement de l'éolienne. Nous souhaitons de plus exploiter la nature multivariable de l'éolienne pour optimiser un critère de commande reprenant les principaux objectifs concernant la participation à la régulation de fréquence et tenant compte des non linéarités du système. Nous collaborons actuellement avec Xavier Guillaud et Naceur Ben Hadj Braiek sur

ce sujet. On devrait valider les nouvelles commandes sur un modèle d'un réseau insulaire réel (probablement la Guadeloupe) implémenté sur Eursotag.

Les commandes d'éolienne conçues pendant mes années de recherche ont été réalisées spécialement pour chaque zone de fonctionnement. Lorsqu'on passe d'une zone à l'autre, des commutations entre correcteurs, pas toujours simples à réaliser, se produisent. Nous avons donc prévu de réfléchir à un contrôleur global tenant compte de l'ensemble des objectifs de commande et s'adaptant, en fonction du point de fonctionnement, à la dynamique et aux priorités des objectifs liés à ce point de fonctionnement. L'approche LPV semble permettre de répondre à ce défi.

La plupart des contrôleurs que nous avons conçus n'ont été testés qu'en simulation. On prévoit d'en tester certains avec du *hardware-in-the-loop* puis, si c'est possible, de réaliser des essais expérimentaux. Notre récente collaboration avec le CENER qui vient d'inaugurer le plus grand laboratoire de tests d'éoliennes au monde nous fait espérer pouvoir atteindre cet objectif. Sinon, des représentants de Vestas et de General Electric, intéressés par nos résultats sur l'association de micro accéléromètres et de la commande LPV, nous ont proposé de collaborer sur ce sujet, avec des tests sur site réel envisagés.

Un autre sujet sur lequel on devrait travailler est l'amélioration du comportement des MADA face aux creux de tension. De nombreux travaux existent déjà sur ce sujet, mais les résultats prometteurs de la thèse de J. Taberna [Tab 2008] dirigée par Luis Marroyo (Université Publique de Navarre, UPNA) et Xavier Roboam (laboratoire Laplace) nous ont montrés que ce comportement pouvait encore être amélioré. J'ai participé au jury de thèse de J. Taberna ce qui nous a permis de prévoir une collaboration avec l'UPNA sur ce sujet. On prévoit notamment d'adapter notre contrôleur innovant de l'onduleur à quatre bras pour améliorer le comportement des MADA face à des creux de tension asymétriques.

Une thèse doctorale sur l'association d'éoliennes à des systèmes de stockage dans les réseaux insulaires devrait bientôt démarrer. Dans la mesure où le taux de pénétration d'éoliennes augmente, et compte tenu de la nature stochastique du vent, des systèmes de stockage devront être associés pour aider à conserver le réseau suffisamment stable. On prévoit, dans cette thèse, d'étudier comment gérer au mieux l'association des éoliennes et d'un système de stockage pour répondre à ce besoin.

Enfin, pour en finir avec les grandes éoliennes, nous prévoyons de vérifier les contraintes d'isolation et de sécurité côté haute tension pour valider la structure électrique que nous avons proposée pour la connexion de parcs éoliens offshore au réseau continental.

Une autre série de travaux est prévue sur les SEH et les microréseaux au sein du groupe EneR-GEA que j'anime. La thèse d'Alvaro Llaria, démarrée il y a plus d'un an et coencadrée par Octavian Curea, traite le problème de la mise en îlotage d'un tel microréseau qui serait connecté à un réseau principal. Les principaux problèmes à résoudre sont : la détection de la mise en îlotage, le transitoire lors du passage en îlotage, la gestion du microréseau îloté avec notamment la gestion des charges (*Demand Side Management*) et la reconnexion au réseau principal (synchronisation). Pour la gestion des charges, on a prévu d'utiliser un réseau de communication sans fils.

Une nouvelle thèse doctorale devrait bientôt démarrer sur l'association d'un système de stockage de grande dynamique et grande puissance mais faible capacité et d'un système de stockage de grande capacité énergétique. On prévoit en particulier d'étudier comment associer au mieux ces deux systèmes par de l'électronique de puissance et comment optimiser la commande de l'ensemble.

On souhaite tester les solutions développées dans ces thèses sur la plateforme d'étude expérimentale d'EneR-GEA. Cette plateforme va donc être complétée avant fin 2009 dans le cadre du projet Matsyme [P12].

BIBLIOGRAPHIE

- [Ack 2005] Ackermann T., Wind power in power systems, John Wiley Chichester, West Sussex, England, 2005, pp. 539.
- [Apk 1997] Apkarian P., Adams R.J., Advanced gain-scheduling techniques for uncertain systems, IEEE Transactions on Control Systems Technology, 1997, Vol. 6, pp.21-32.
- [ARE] Areva : <http://www.areva-td.com>
- [Arr 1998] Arrillaga J., High Voltage Direct Current Transmission, Institution of Electrical Engineers (IEE), 1998.
- [Asp 1997] Asplund G., Eriksson K., Svensson K., DC Transmission based on Voltage Source Converters, CIGRE SC14 Colloquium en Afrique du Sud, 1997.
- [Bad 2008] Chowdhury B.H., Ma H.T., Frequency Regulation with Wind Power Plants, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE.
- [BAR] Bard Engineering Gmbh. <http://www.bard-offshore.de/home-en.php>
- [Ben 2005] Benhabib M.C., Saadate S., New Control Approach for Four-Wire Active Power Filter Based on the Use of Synchronous Reference Frame, Electric Power Systems Research, Vol. 73 (3), 2005, pp. 353-362.
- [Bin 1999] Bindner H., Active control : wind turbine model, Rapport Technique R-920, Risoe, Danemark, 1999.
- [Bur 2001] Burton T., Sharpe D., Jenkins N., Bossanyi E., Wind Energy Handbook, John Wiley and Sons, 2001.
- [Car 1996] Cardenas-Dobson R., Control of Wind Turbines Using a Switched Reluctance Generator, Thèse Doctorale de l'Université de Nottingham, 1996.
- [Car 2004] Cartwright P., Xu L., Sasse C., Grid Integration of Large Offshore Wind Farms Using Hybrid HVDC Transmission, Proceedings of the Nordic Wind Power Conference, Gothenburg, Sweden, March 2004.
- [Eka 2003] Ekanayake J., Holdsworth L., Jenkins N., Control of Doubly Fed Induction Generator (DFIG) Wind Turbines, IEE Power Engineer, 2003, pp 28-32.
- [Eke 1997] Ekelund T., Modeling and Linear Quadratic Optimal Control of Wind Turbines, Thèse Doctorale de Chalmers University of Technology, 1997.
- [EIB 2000] El-Barbari S., Hofmann W., Digital Control of Four Leg Inverter for Standalone Photovoltaic Systems with Unbalanced Load, IECON 2000, Vol. 1, 22-28 Oct. 2000 pp. 729-734.

- [EN 1999] EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, CENELEC, Belgium, 1999.
- [ESB 2004] ESB National Grid, Wind Farm Power Station Grid Code Provisions, <http://www.eirgrid.com>, CER/04/136, July 2004.
- [EUR] <http://www.eurostag.be/>
- [For 1918] Fortescue C.L., Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks, A.I.E.E. Transactions, 1918, Vol. 37 part II, pp. 1027-1140.
- [Gah 1996] Gahinet P., Apkarian P., Chilali M., Parameter-dependant Lyapunov functions for real parametric uncertainty, IEEE Transactions on Automatic Control, 1996, Vol. 41, pp.436-442.
- [Ger 1994] Gerdes G., Santjer F. Power Quality of Wind Turbine and their Interaction with the Grid, European Wind Energy Conference Proceedings, Thessaloniki, 1994.
- [Gou 1982] Le Gourières D., Energie éolienne. Théorie, conception et calcul pratique des installations, deuxième édition, Eyrolles Paris, 1982.
- [Gui 2000] Guillaud X., Degobert P., Hautier J.P., Modeling Control and Causality: The Causal Ordering Graph, 16th IMACS Control Engineering 2000, Lausanne, Suisse.
- [Hei 2000] Heier S., Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems, Wiley, ISBN 0-471-97143-X.
- [IEC 1997] International Electrotechnical Commission, IEC 61000-4-15, Flickermeter – Spécifications Fonctionnelles et de Conception, 1997.
- [IEC 2001] International Electrotechnical Commission, IEC 61400-21, Mesurage et Evaluation des Caractéristiques de Qualité de Puissance des Eoliennes Connectées au Réseau, 1997.
- [Jia 1998] Jiang H., Ekstrom A., Multiterminal HVDC Systems in Urban Areas of Large Cities, IEEE Trans. on Power Delivery, 1998, Vol.13 (4), pp. 1278-1284.
- [Kaz 2002] Kazmierkowski, M.P., Krishnan, R., Blaabjerg, F., Control in Power Electronics. Selected Problems, Academic Press, San Diego, California, 2002.
- [Kod 2001] Kodama H., Matsuzaka T., Yamada S., Modeling and Analysis of the NEDO 500-kW Wind Generator, Electrical Engineering in Japan, 2001, Vol. 135(3), pp.37-47.
- [Lan 1993] Landau I., Identification et Commande des Systèmes [2ème édition revue et augmentée], Hermès, Traité des Nouvelles Technologies, série Automatique, Paris, 1993.
- [Lan 1994] Landau I., Régulation Numérique Robuste. Le Placement de Pôles avec Calibrage de la Fonction de Sensibilité, dans La Robustesse, coordonné par Oustaloup A., Hermès, Traité des Nouvelles Technologies, série Automatique, Paris, 1994.

- [Lan 1998] Landau, I., The RST digital controller design and applications, Control Engineering Practice, 1998, Vol. 6, pp. 155-165.
- [Lar 2000] Larsson A., The Power Quality of Wind Turbines, Thèse Doctorale de l'Université Technologique de Chalmers, 2000.
- [Lee 2000] Lee D.-C., Lee G.-M., Lee K.-D., DC-bus voltage control of three-phase AC/DC PWM converters using feedback linearization, IEEE Transactions on Industry Applications, 2000, Vol. 36 (3), pp. 826-833.
- [Lei 1992a] Leithead, W. E. Effective Wind Speed Models for Simple Wind Turbine Simulations, 14th British Wind Energy Association Conference Proceedings, 1992, pp 321-326.
- [Lei 1992b] Leithead W.E., de La Salle S.A., Reardon D., Grimble M.J. Wind Turbine Control System Modelling and Design Phase I and II, 1992, ETSU WN 5108.
- [Lei 2000] Leithead W.E., Connor B., Control of Variable Speed Wind Turbines: Design Task, International Journal of Control, 2000, Vol. 73(13), pp. 1189-1212.
- [Lei 2004] Leithead W., Dominguez S., Spruce C., Analysis of tower/blade interaction in the cancellation of the tower fore-aft mode via control, in Proc. European Wind Energy Conference, London, UK, 2004.
- [Leo 2001] Leonhard, W, Control of electrical drives, Springer-Verlag, Berlin, 2001.
- [Les 2006] Lescher F., Commande LPV d'une Eolienne à Vitesse Variable pour l'Optimisation Énergétique et la Réduction de la Fatigue Mécanique, Thèse Doctorale de l'Université des Sciences et Technologies de Lille, 2006.
- [Mat 1969] Matsuiski M., Endo T., Fatigue of metals subjected to varying stress, Kyusha district meeting of the Japan Society of Mechanical Engineering, 1969.
- [Mei 2005] Meier S., Novel Voltage Source Converter based HVDC Transmission System for Offshore Wind Farms, Thèse Doctorale du Royal Institute of Technology, Stockholm, Suède, 2005.
- [Mol 2001] Molenaar D.P., Dijkstra S., Dawidum: a new wind turbine design code, European Wind Energy Conference Proceedings, Copenhagen, 2001.
- [Mor 2006] Morren J., de Haan S.W.H., Kling W.L., Ferreira J.A., Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control, IEEE Transation on Power Systems, 2006, Vol. 21 (1), pp. 433-434.
- [Nic 2002] Nichita C., Luca D., Dakyo B., Ceanga E., Large Band Simulation of the Wind Speed for Real-Time Wind Turbine Simulators, IEEE Transactions on Energy Conversion, 2002, Vol. 17(4), pp. 523- 529.
- [Pet 2001a] Petru T., Thiringer T., Measurement and modeling of power quality impact of a stall-regulated wind turbine, Electromotion, 2001, Vol. 8 (2), pp. 104-110.

- [Pet 2001b] Petru T., Modeling of Wind Turbines for Power System Studies, Thèse Doctorale de Chalmers University of Technology, 2001.
- [Per 2003] Perales M.A., Prats M.M., Portillo R., Mora J.L., Leon J.I., Franquelo L.G., Three-dimensional space vector modulation in ABC coordinates for four-leg voltage source converters, IEEE Power Electronics Letters, 2003, Vol. 1 (4), pp. 104-109.
- [Rah 2008] Rahmat Ullah N., Thiringer T., Karlsson D., Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines — Potential and Applications, IEEE Transactions on Power Systems, 2008, Vol. 23 (2), pp. 601-612.
- [Ram 2007] Ramtharan G., Ekanayake J.B. and Jenkins N., Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines, IET Renewable Power Generation, 2007, Vol. 1 (1), pp. 3-9.
- [Rod 2000] Rodriguez J.L., Análisis Dinámico y Diseño del Sistema de Control de Aeroturbinas de Velocidad Variable con Generador Asíncrono de Doble Alimentación, Thèse Doctorale de l'Université Carlos III de Madrid, 2000.
- [Rog 2007] Rogério G. de Almeida and Peças Lopes J.A., Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation, IEEE Transaction on Power Systems, 2007, Vol. 22 (3), pp. 944-950.
- [Rui 2000] Ruiz J., Lazkano A., Aramendi E., Leturiondo L.A., Analysis of sensitivity to the main parameters involved in the digital implementation of the UIE flickermeter, 10th Mediterranean Electrotechnical Conference, Cyprus, 2000, Vol. 2, pp. 823-826.
- [Sch 2000] Schettler F., Huang H., HVDC transmission systems using voltage source converters, IEEE Summer Power Meeting, Vol.2 (4), July 2000, pp. 715-720.
- [Sei 1998] Seifert H., Richert F., A Recipe to estimate Aerodynamics and Loads on Iced Rotor Blades, Boreas IV Proceedings, Hetta, Finland, 1998.
- [Shi 1972] Shinozuka M., Jan C.M., Digital Simulation of Random Process and Its Applications. Journal of Sound and Vibration, 1972, Vol. 25(1), pp. 111-128.
- [Spe 1995] Spera D., Wind Turbine Technology - Fundamental Concepts of Wind Turbine Technology, ASME Press, New York, 1995.
- [Sti 1986] Stig-Oye A.F.M., Unsteady wake effects caused by pitch-angle changes, Rapport technique de l'université du Danemark, 1986.
- [Tab 2008] Taberna J., Comportamiento de generadores eólicos con máquina asíncrona doblemente alimentada frente a huecos de tensión, Thèse Doctorale de l'Université Publique de Navarre (UPNA), 2008.
- [Thi 2001] Thiringer T., Dahlberg J-Å., Periodic power pulsations from a three-bladed wind turbine, IEEE Transactions on Energy Conversion, 2001, Vol. 16(2), pp.128-133.

- [Tho 2008] Thomsen S.C., Niemann H., Poulsen N.K., Individual Pitch Control of Wind Turbines Using Local Inflow Measurements, Congrès IFAC 2008, Séoul, 2008.
- [Vas 1998] Vas P., Sensorless vector and direct torque control, Oxford University Press, New York, 1998.
- [Vec 2002] Vechiu I., L'optimisation de la récupération de l'énergie éolienne. Simulation en temps réel d'une turbine éolienne sous l'environnement Matlab, DEA d'Electronique de l'Université du Havre, 2002.
- [Wic 1997] Wichert B., PV-diesel Hybrid Energy Systems for Remote Area Power Generation – A Review of Current Practice and Future Developments, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 1997, Vol. 1 (3), pp. 209–228.
- [Win] Site Windpower, à : <http://www.windpower.org/>
- [Win 1991] Winkelaar D., Fast three-dimensional wind simulation and the prediction of stochastic blade loads, 10th ASME Wind Energy Symposium Proceedings, 1991, Vol. 11.
- [Wri 2006] Wright A.D., Fingersh L.J., Balas M.J., Testing State-Space Controls for the Controls Advanced Research Turbine Preprint, NREL Report No. CP-500-39123, 2006.
- [Yrz 1996] Yrznadlowski A., An Overview of Modern PWM Techniques for Three-phase, Voltage-controlled, Voltage Source Inverters, Int. Symp. Ind. Electron., Warsaw, Poland, 1996, pp.25-39.
- [Zha 2002] Zhang R., Himamshu Prasad V., Boroyevich D., Three-dimensional Space Vector Modulation for Four-leg Voltage Source Converters, IEEE Transactions on Power Electronics, 2002, Vol. 17 (3), pp. 314-326.

CURRICULUM VITAE

Curriculum Vitae de

Haritza Camblong

Docteur en Automatique

Qualifié pour le poste de Maître de Conférence dans les sections 63 et 61

**Ingénieur Electricien de l'ENSIEG (Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs
Electriciens de Grenoble)**

Situation actuelle : **Enseignant Chercheur à l'ESTIA (Ecole Supérieure des Technologies
Industrielles Avancées)**

Etat civil :

né le 31.01.1972

à Bayonne

Célibataire

Nationalité française

Coordonnées professionnelles :

Laboratoire LIPSI-ESTIA

Technopole Izarbel 64210 Bidart

Tel : 05.59.43.85.49

Fax : 05.59.43.84.01

e-mail : h.camblong@estia.fr

web: <http://www.estia.fr/>

Coordonnées personnelles :

Chemin de Teilleria,

Rés. Iparralde, Bât. A, n° 14

64 700 - Hendaye

Tel : 05.40.07.01.37

Diplômes

2003 : **Doctorat de l'Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers (ENSAM, Mention
Très Honorable) – Spécialité Automatique**

Réalisé à :

- l'ENSAM, Laboratoire Energétique et Phénomènes de Transfert (LEPT), Bordeaux (directeur de thèse : Jean-Rodolphe Puiggali)
- Mondragon Goi Eskola Politeknikoa (MGEP), Département d'Electronique, Aire de Recherche Automatique (codirecteur de thèse : Miguel Rodriguez)
- Ecole Supérieure des Technologies Industrielles Avancées (ESTIA), Laboratoire en Ingénierie des Processus et des Services Industriels (LIPSI)

1996 : **D.E.A Automatique Productique, de l'Institut National Polytechnique de
Grenoble (INPG), (Mention Très Bien)**

Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG). Stage réalisé à Ikerlan, centre de recherche de Mondragon, Espagne

1996 : **Ingénieur électricien de l'ENSIEG, spécialisation en Automatique des Procédés
Continus (Mention Bien)**

Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs Electriciens de Grenoble (ENSIEG)

1994 : **Maîtrise de Physique (Mention Bien)**

Université de Pau et des Pays de l'Adour (UPPA), Pau

Emplois occupés

Depuis Jan 01 : Enseignant à l'Ecole Supérieure des Technologies Industrielles Avancées (ESTIA) et chercheur au Laboratoire en Ingénierie des Processus et des Services Industriels (LIPSI, devenu ESTIA-Recherche), à Bidart (64).

Oct 98-Déc 00 : Ingénieur à Mondragón Sistemas de Información (MSI) à Andoain (à 10 km de Saint Sébastien, Espagne)

Nov 96-Sep 98 : Ingénieur Chercheur à Ikerlan, centre de recherche de Mondragón (Espagne)

Travaux de R&D (hors ESTIA)

Je présente ci-dessous les principaux projets que j'ai menés avant d'intégrer l'ESTIA.

A Mondragon Sistemas de Informacion (MSI) (Oct 98-Déc 00) :

- Conception et mise en marche d'un système de relevage et entassement de plaques de verre à Guardian (producteur de verre à Llodio, près de Bilbao). Le système consiste en un robot hydraulique commandé par un automate NUM et communiquant avec un SICOMP (système multiprocesseur de Siemens) chargé de détecter les principales caractéristiques des plaques par l'intermédiaire de photocellules électriques. A la fin de la mise en marche, j'ai formé des opérateurs de maintenance (2 groupes de 8 opérateurs pendant 2 matinées) ainsi que 3 ingénieurs de Guardian.
- Projet d'innovation PROGNOSIS (Développement de stratégies de diagnostic et de maintenance prédictive dans les procédés de fabrication discrets) avec le financement de la SPRI (Société pour la Promotion et la Reconversion Industrielle) et en collaboration avec Ikerlan (centre de recherche de Mondragón), Fagor Automation (concepteur et fabricant des CNC Fagor à Mondragón) et Ederlan (aciérie de Mondragón). MSI était leader du partenariat et j'étais chef de projet de MSI. Il est à noter que malgré les difficultés rencontrées, nous avons récupéré le retard accumulé dans la première partie du projet dont je n'ai pas pris part, pour finir dans les délais avec un prototype de PROGNOSIS. Nous avons été évalués deux fois par la commission exécutive de la SPRI avec succès.
- Conception et mise en marche d'un système de gestion de production (traçabilité) à Zicuñaga (papeterie à côtés de Saint Sébastien). Les principaux outils informatiques utilisés dans ce type de projet sont: BD Oracle 7.3.4, VB 6, Crystal Report 7, automates Siemens, imprimantes et autres lecteurs de code barres. J'ai donné une formation de 3 heures à 2 groupes d'une vingtaine d'opérateurs de production.
- Conception d'un système de gestion de dépôt pour Aceralia (aciérie à côté d'Irun). Même type d'outils utilisés que dans le projet précédent.

A Ikerlan, centre de recherche du groupe MCC de Mondragon (Avril 96-Sep 98) :

- Programmation d'un BootLoader pour chargement de programmes dans une FEPRM, par la ligne série du DSP TMS320C31 de Texas Instrument.
- Simulation et réalisation pratique sur le TMS320C40 de Texas Instrument, de la Commande Directe du Couple (DTC) d'un moteur à induction.

- Programmation d'un protocole de communication série entre un PC et la famille 87C446 de Toshiba.
- Amélioration de l'implémentation du Contrôle Vectoriel d'un moteur à induction sur la DS1003 de dSPACE.
- Programmation d'une interface graphique à l'aide de LabWindows (visualisation sur un PC, de l'évolution des variables de contrôle d'une DSP).
- Commande hybride position/force d'un robot flexible par des techniques prédictives (GPC) (stage de DEA), puis de Placement de Pôles avec Calibrage de la Fonction de Sensibilité. Tous les aspects d'un projet de commande ont été abordés: identification, conception de la commande, simulation et essais expérimentaux.

Projets passés et en cours à l'ESTIA

Remarque : au moins un rapport a été rédigé pour chaque projet.

[P1] SIMEOLE : Logiciel de simulation d'éoliennes à vitesse variable. Projet Aquitaine-Euskadi entre le LIPSI et le département d'électronique de Mondragon Goi Eskola Politeknikoa MGEP (Communauté Autonome Basque, Espagne).

- **Financement obtenu pour l'ESTIA** : 30.000 € (Conseil Régional d'Aquitaine, CRA).

- **Dates** : Septembre 2001 - Décembre 2003.

- **Responsable** : H. Camblong

- **Résumé** : L'objectif a été de créer une série de modèles de toute la chaîne de conversion de l'énergie éolienne : vent, turbine, multiplicateur, générateur, convertisseurs, réseau. Après une étude de l'état de l'art actuel, des modèles déjà existants ont été utilisés pour la partie météorologique et mécanique et le projet s'est centré sur la modélisation de la partie aérodynamique, électrotechnique et électronique de puissance. Une fois les modèles conçus, diverses commandes ainsi que des outils d'étude de la qualité de la puissance électrique produite ont été développés.

[P2] InstalPV : Installation sur le bâtiment ESTIA 1 de 5,6 kWc de panneaux photovoltaïques raccordés au réseau EDF.

- **Financement obtenu pour l'ESTIA** : 17.000 € + environ 3.000 €/an (FEDER et CRA via ADEME, EDF).

- **Dates** : 2004-2005.

- **Responsable** : H. Camblong

- **Résumé** : Les panneaux ont été intégrés au toit du bâtiment ESTIA 1. Des relevés de la production sont réalisés. L'installation permet d'illustrer des enseignements, de faire de la recherche et de sensibiliser les étudiants et salariés d'ESTIA aux énergies renouvelables. L'énergie électrique produite est vendue à l'EDF. Je me suis chargé de la demande de subventions (25% de financements régionaux et 25% de financements européens ont été obtenus via l'ADEME), de la demande de raccordement au réseau, de la demande de contrat d'achat de l'électricité, du choix de l'installateur etc...

[P3] Projet ARI ANVAR : Optimisation du contrôle commande et de l'instrumentation d'un réformateur d'hydrogène couplé à une pile à combustible, pour l'entreprise N-GHY.

- **Financement obtenu pour l'ESTIA** : 6.000 € (ANVAR).

- **Dates** : 2004-2005.

- **Responsable** : H. Camblong

- **Résumé** : Accompagnement d'un ingénieur (ancien étudiant de l'ESTIA). L'ingénieur a été recruté pour l'optimisation du contrôle commande et de l'instrumentation d'un générateur d'hydrogène couplé à une pile à combustible. Le Centre de compétence, en l'occurrence l'ESTIA, m'a désigné tuteur, pour l'accompagnement de l'Ingénieur. Le contenu du projet est soumis à un accord de confidentialité.

[P4] Kit de sensibilisation aux énergies renouvelables : opérations de sensibilisation de la population aux énergies renouvelables.

- **Financement obtenu pour l'ESTIA** : 6.000 € + 1.500 € (ADEMEAJI ANVAR).

- **Dates** : 2004-2005.

- **Responsable** : H. Camblong

- **Résumé** : Un Kit a été conçu et réalisé pour sensibiliser la population aux Energies Renouvelables et à la maîtrise de la consommation électrique. Des groupes d'étudiants ont participé au projet. En plus de l'énergie électrique produite par les panneaux PV de 5,6 kW, le Kit montre l'énergie produite par une petite éolienne de 400 W et des panneaux PV de 360 Wc. Ces productions sont comparées à celles de centrales conventionnelles en termes d'émissions de CO₂, de ressources fossiles dépensées, de la vente d'électricité produite... Toutes les données sont accessibles sur le site : <http://energea.estia.fr/Kit>

[P5] Prestation pour l'ADEISO (Association pour le Développement de l'Electronique et l'Informatique dans le Sud Ouest) : Etude d'opportunités dans le secteur de l'énergie éolienne pour les entreprises de l'ADEISO.

- **Financement obtenu pour l'ESTIA** : 3.000 € (ADEISO).

- **Dates** : 2005.

- **Responsable** : H. Camblong

- **Résumé** : Dans un premier temps, une étude des principaux composants liés aux compétences des entreprises de l'ADEISO a été réalisée (machines électriques et convertisseurs de puissance associés ; transformateurs ; dispositifs de compensation d'énergie réactive ; filtres ; systèmes de contrôle, de protection et d'interruption ; cartes électroniques ; automates, microprocesseurs ; logiciels, SCADA). Ensuite l'état des lieux du secteur en Espagne a été fait. Enfin, les opportunités dans le secteur des énergies renouvelables et des propositions de collaboration avec des entreprises espagnoles ont été présentées.

[P6] ELINER : Equipements électroniques pour une intégration efficace des énergies renouvelables dans le réseau électrique. Projet Aquitaine-Euskadi entre le LIPSI et le centre technologique Robotiker (Communauté Autonome Basque, Espagne).

- **Financement obtenu pour l'ESTIA** : 15.000 € (CRA).

- **Dates** : 2005-2006.

- **Responsable** : H. Camblong

- **Résumé** : Ce projet transfrontalier a eu pour objectif de valider expérimentalement des concepts innovants pour la conception d'équipements électroniques. Ceux-ci sont nécessaires pour une intégration efficace des énergies renouvelables dans le réseau électrique. Les concepts innovants mentionnés font essentiellement référence à de nouveaux composants

électroniques, à des topologies avancées de conversion de puissance et à des stratégies de commande modernes.

[P7] OCAMCCI : Optimisation de la commande d'aérogénérateurs au moyen de micro capteurs intelligents. Projet « équipement recherche » du CRA. Collaboration avec IXL, L2EP, EIGSI.

- **Financement obtenu pour l'ESTIA :** 95.000 € (CRA).

- **Dates :** 2006-2007.

- **Responsable :** H. Camblong et R. Briand

- **Résumé :** Ce projet a été mené ensemble par deux groupes de travail du LIPSI (groupe EneR-GEA et groupe microélectronique et capteurs). Le but principal a été de concevoir des lois de commandes avancées, pour en particulier réduire les efforts de fatigue subis par la structure mécanique des éoliennes. Les lois de commandes sont multivariabiles et utilisent l'information donnée par des micros capteurs intelligents placés au bout des pales.

[P8] Projet Enersafe : Etude et conception de modules d'Electronique de Puissance pour la régulation de la charge de batteries et de l'énergie produite par des éoliennes et panneaux photovoltaïques de petite puissance (pour la société EnerSafe). Projets Jessica France (composante française du programme européen NESSI, financé par le Ministère de l'Industrie), PTR (Prestation Technologique Réseau, Réseau de Développement Technologique Aquitaine ACTION RDTA) et contrat Enersafe (via Transfert de Technologie CRA).

- **Financement obtenu pour l'ESTIA :** 4.437 €+7.774 €+ 70.000 € (Jessica, ACTION RDTA, Enersafe).

- **Dates :** 2005-2008.

- **Responsable :** O. Curea

- **Résumé :** dans un premier temps, une expertise financée par l'association Jessica a été menée sur le développement d'un dispositif électronique modulaire permettant la régulation et le contrôle de générateurs photovoltaïques et micro-éoliens. A la suite de l'expertise, une solution a été préconçue dans le cadre d'une PTR du Réseau de Développement Technologique Aquitaine ACTION RDTA. Cette solution a été complétée et est en cours de réalisation pour la société Enersafe.

[P9] BANCO : Bancs de TP pour la commande à temps discret. Projet Aquitaine-Euskadi en partenariat avec Alecop (entreprise de Mondragon, Communauté Autonome Basque, Espagne).

- **Financement obtenu pour l'ESTIA :** 12.000 € (CRA).

- **Dates :** 2006-2007.

- **Responsable :** H. Camblong

- **Résumé :** ALECOP conçoit et fabrique, depuis longtemps, des bancs de TP permettant d'illustrer les cours théoriques de pratiquement toutes les matières d'ingénierie. Dans son catalogue, elle ne possède néanmoins pas de banc pour l'étude de l'automatique à temps discret. La plupart des lois de commande sont pourtant implémentées dans un microcontrôleur aujourd'hui. Après une mise en commun de notre expérience et la rédaction du cahier des charges détaillé, les parties processus et commande du banc didactique ont été conçues, avant

de fabriquer le module Banco. Celui-ci contient un microcontrôleur HC12 de Motorola et des cartes de conditionnements de signaux.

[P10] MICROGRIDS : Promotion des micro-réseaux basés sur des sources d'énergie renouvelable pour l'électrification des zones rurales dans les pays en voie de développement (<http://www.microgrids-eie.com>). Projet européen de type COOPENER du programme Energie Intelligente Europe de la commission Transports et Energie. En collaboration avec Robotiker, CERER-UCAD (centre de recherche des énergies renouvelables de Dakar) le Conseil Régional de Dakar, le Ministère de l'Industrie et des Mines et SEMIS (Sénégal).

- **Financement obtenu pour l'ESTIA :** 66.000 € (Europe).

- **Dates :** 2006-2007.

- **Responsable :** H. Camblong

- **Résumé :** Le projet a contribué à promouvoir les Sources d'Energie Renouvelables (SER) par la formation de professionnels du secteur de l'énergie, d'enseignants universitaires et autres professionnels de la formation, d'entreprises du secteur privé et d'autorités locales du Sénégal, sur les concepts liés aux SER, l'efficacité énergétique et les microréseaux. Cette formation a été suivie d'une étude des besoins d'électrification des zones rurales du Sénégal. Ensuite un Kit contenant les composants nécessaires pour l'électrification d'un village rural a été conçu. Ce Kit utilise les SER localement disponibles.

[P11] IPERI : Intégration de Parcs Eoliens dans les Réseaux Insulaires. Projet « recherche ADEME » en collaboration avec EEC (Eaux et Electricité de Calédonie, filiale d'Elyo et compagnie d'électricité de la Nouvelle Calédonie), EDF-SEI, compagnie d'électricité de Guadeloupe et de Corse) et le L2EP (Xavier Guillaud).

- **Financement obtenu pour l'ESTIA :** 102.000 € (ADEME, EEC, EDF-SEI).

- **Dates :** 2006-2009.

- **Responsable :** H. Camblong

- **Résumé :** le projet porte sur l'impact de nouveaux parcs éoliens sur la stabilité des réseaux insulaires de Nouvelle Calédonie, de Guadeloupe et de Corse. Une première étude de l'impact de nouveaux parcs dans le plan de tension d'une partie du réseau de NC a été réalisée. Différents types de régulation de tension ou/et puissance réactive ont été analysés. L'ensemble du réseau de Guadeloupe a dans un deuxième temps été modélisé sur Eurostag. Des lois de commande ont été conçues pour faire participer les éoliennes à la régulation de fréquence de ce réseau. Des essais de simulation sur Eurostag sont en cours pour examiner l'impact de ces lois de commande.

[P12] MATSYME : MATériaux et SYstèmes pour la Maitrise de l'Energie. Pour demande de soutien au CNRS dans le cadre du Contrat de Plan Etat Région 2007-2013.

- **Financement obtenu pour l'ESTIA :** 150.000 € (ADEME, EEC, EDF-SEI).

- **Dates :** 2008-2013.

- **Responsable :** H. Camblong

- **Résumé :** La région Aquitaine a soutenu la structuration des laboratoires universitaires régionaux dans une dynamique plus générale visant à développer une véritable filière « Matériaux - Systèmes - Energies renouvelables » et à proposer un grand projet sur cette thématique. Ce projet fait partie intégrante du pôle de compétitivité « Energie –

Environnement ». Cette structuration de la Recherche Aquitaine conduit à la formation de 3 composantes essentielles ayant des activités complémentaires.

1- Matériaux pour batteries au lithium, piles à combustible, convertisseurs thermoélectriques et stockage de l'hydrogène ; systèmes de caractérisation ; plateforme de test de piles à combustible (AquiPac).

2- Matériaux et systèmes pour le photovoltaïque sur support souple.

3- Plateformes multi-énergies, d'étude de la gestion et de la fiabilité des systèmes d'énergie embarqués et/ou autonomes.

C'est dans cette troisième composante que se situe ESTIA.

[P13] ILOTEN : Passage en îlotage d'un système d'énergie hybride. Projet Aquitaine-Euskadi entre ESTIA Recherche et le Groupe de Recherche en Electronique Appliquée (APERTE) de l'Université du Pays Basque (UPV/EHU).

- **Financement obtenu pour l'ESTIA :** 10.000 € (CRA).

- **Dates :** Septembre 2008 - Août 2009.

- **Responsable :** O. Curea

- **Résumé / objectifs :** L'objectif du projet est de concevoir et d'implémenter une procédure de passage en îlotage d'un Système d'Energie Hybride. Trois sous tâches sont prévues :

1. Détection du passage en îlotage : une procédure fiable permettant de détecter si la déconnexion s'est vraiment produite est nécessaire.

2. Préparation du passage en îlotage : le passage en îlotage n'est pas possible sans l'équilibre des puissances produites et consommées.

3. Assurer la stabilité du microréseau mis en îlotage et la qualité de l'énergie produite, notamment par le biais du Demand Side Management (DSM).

[P14] HYDROSTOCK : Etude Technico Economique d'un Système de Stockage pour Microcentrales Hydrauliques. Projet Aquitaine-Navarre.

- **Financement obtenu pour l'ESTIA :** 17.000 € (CRA).

- **Dates :** Septembre 2008 - Août 2009.

- **Responsable :** H. Camblong et I. Vechiu

- **Résumé / objectifs:** L'objectif général du projet est de vérifier s'il est techniquement possible et économiquement rentable d'associer des batteries à circulation d'électrolytes aux micro-centrales hydrauliques. Dans l'affirmative, l'électricité produite en heures creuses, non utilisée aujourd'hui, pourrait être stockée et consommée aux heures de pointe. Le projet HYDROSTOCK réalisera une comparaison entre différentes technologies de batteries. Des données seront collectées sur ces batteries et sur les microcentrales hydrauliques au fil de l'eau, en Aquitaine et en Navarre. Ces données permettront d'étudier la viabilité de ces dispositifs.

[P15] IGStock-SEH : Intégration et Gestion du Stockage dans les Systèmes d'Energie Hybrides (SEH). Projet financé par la Région Aquitaine dans le but de soutenir la recherche et le transfert de technologie.

- **Financement obtenu pour l'ESTIA :** 95.000 € (CRA).

- **Dates :** 2008-20011.

- **Responsable :** I. Vechiu

- **Résumé :** Ce projet finance une thèse de doctorat dont l'objectif est d'associer de façon complémentaire deux technologies de stockage par des systèmes d'électronique de puissance et des algorithmes de commande modernes, dans le but d'adapter la production à la demande, mais aussi d'améliorer la qualité de l'énergie fournie par un SEH.

Par conséquent, les deux technologies complémentaires doivent constituer un système à la fois performant en quantité d'énergie mais également permettant un stockage/restitution à une puissance instantanée élevée.

Liste des publications et des mémoires

Articles dans revues et ouvrages internationaux

- [R13] Vechiu I., Curea O., **Camblong H.**, Transient Operation of a Four-Leg Inverter for Autonomous Applications with Unbalanced Load, IEEE Transactions on Power Electronics (ISSN: 0885-8993), Digital Object Identifier: 10.1109/TPEL.2009.2025275.
- [R12] Alzola J.A., Vechiu I., **Camblong H.**, Santos M., Sall M., Sowd G., Microgrids project, part 2: design of an electrification kit with high content of Renewable Energy Sources in Senegal, Renewable Energy (ISSN: 0960-1481), Vol 34, 2009, pp. 2151-2159.
- [R11] **Camblong H.**, Sarr J., Niang A.T., Curea O., Alzola J.A., Sylla E.H., Santos M., Microgrids project, part 1: analysis of rural electrification with high content of Renewable Energy Sources in Senegal, Renewable Energy (ISSN: 0960-1481), Vol 34, 2009, pp. 2141-2150.
- [R10] Bennouna O., Heraud N., **Camblong H.**, Rodriguez M., Ainan Kahyeh M., Diagnosis and fault signature analysis of a wind turbine at a variable speed, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O, Journal of Risk and Reliability (ISSN 1748-006X), Vol 223 (1), 2009, pp. 41-50.
- [R9] Curea O., **Camblong H.**, Llaría A., Vechiu I., Marin D., Increasing public awareness of renewable energies and electrical consumption reduction: estia's approach, The International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISSN 1608-8298), Vol 5, 2008.
- [R8] **Camblong H.**, Digital robust control of a variable speed pitch regulated wind turbine, Control Engineering Practice (ISSN 0967-0661), Vol 16(8), 2008, pp. 946-958.
- [R7] Vechiu I., **Camblong H.**, Tapia G., Dakyo B. and Curea O., Control of a Four-Leg Inverter for Hybrid Power System Applications with Unbalanced Load, Energy Conversion and Management (ISSN 0196-8904), Elsevier, Vol. 48, 2007, pp. 2119-2128.
- [R6] Bennouna O., Heraud N., Rodriguez M., **Camblong H.**, Data reconciliation & gross error detection applied to wind power, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part I, Journal of Systems and Control Engineering (ISSN 0959-6518), Vol. 221 (3), 2007, pp. 497-506.
- [R5] Martínez de Alegría I., Andreu J., Martín J.L., Ibañez P., Villate J.L., **Camblong H.**, Connection Requirements for Wind Farms: a Survey on Technical Requirements and Regulation, Renewable and Sustainable Energy Reviews (ISSN 1364-0321), Vol. 11 (8), 2007, pp. 1858-1872.
- [R4] **Camblong H.**, Martínez de Alegría I., Rodriguez M., Abad G., Experimental evaluation of wind turbines maximum power point tracking controllers, Energy Conversion and Management (ISSN 0196-8904), Vol. 47, 2006, pp. 2846-2858.
- [R3] **Camblong H.**, Tapia G., Rodríguez M., Robust digital control of a wind turbine for rated-speed and variable-power operation regime, IEE Proceedings Control Theory & Applications (ISSN 1350-2379), Vol. 153 (1), 2006, pp. 81-91.
- [R2] Bennouna O., Héraud N., **Camblong H.**, Rodriguez M., Diagnosis of the Doubly-Fed Induction Generator of a Wind Turbine, Wind Engineering (ISSN 0309-524X), Vol. 29 (5), 2005, pp. 431-447.

- [R1] **Camblong H.**, Rodriguez Vidal M., Puiggali. J.R., Principles of a Simulation Model for a Variable Speed Pitch Regulated Wind Turbine, *Wind Engineering* (ISSN 0309-524X), Vol. 28 (2), 2004, pp. 157-175.

Articles dans colloques internationaux avec comité de lecture et actes

- [C31] Llaría A., Curea O., Jiménez J., **Camblong H.**, Survey on Microgrids: analysis of technical limitations to carry out new solutions, *EPE'09*, Barcelona, Espagne, 8-10 September 2009.
- [C30] Martinez De Alegria I., Martin J.L., Andreu J., **Camblong H.**, Ibanez P., Tapping wind turbines to HVDC lines, *EPE'09*, Barcelona, Espagne, 8-10 September 2009.
- [C29] Vechiu I., Llaría A., Curea O., **Camblong H.**, Control of Power Converters for Microgrids, *EVER'09*, Monaco, 26-29 March 2009.
- [C28] Vechiu I., Curea O., **Camblong H.**, Bidarte U., A PLD-microcontroller based DC-link voltage controller for hybrid power systems applications, *IEEE-ICIT 2009*, Australi, 10-13 February 2009.
- [C27] Llaría A., **Camblong H.**, Curea O., Jiménez J., Physical Workbench for Technical Training in Discrete Time Control, *IFAC 2008*, Séoul, Corée du Sud, 2008.
- [C26] Marin D., Guillaud X., **Camblong H.**, Vechiu I., Distribution system constraints for wind turbine integration in island grids, *EWEC 2008*, Bruxelles, 2008.
- [C25] Vechiu I., Curea O., **Camblong H.**, Digital Control of a Three-Phase Four-Leg Inverter under Unbalanced Voltage Conditions, *EPE 2007*, ISBN: 9789075815108, Aalborg, Danemark, 2007.
- [C24] Lescher F., **Camblong H.**, Curea O., and Briand R., LPV Control of Wind Turbines for Fatigue Loads Reduction using Intelligent Micro Sensors, *ACC 07*, New York, USA, 2007.
- [C23] **Camblong H.**, Vechiu I. and Curea O., An Innovative VSI Controller for the Generation of Balanced Voltage in Spite of the Presence of Unbalanced Loads, *ACC 07*, New York, USA, 2007.
- [C22] Marin D., **Camblong H.**, Guillaud X., Rodriguez M., Comparison of wind turbines technical regulations, *IEEE ICIT 06*, Bombay, India, Décembre 2006.
- [C21] Lescher F., **Camblong H.**, Briand R., Curea O., Alleviation of Wind Turbines Loads with a LQG Controller associated to Intelligent Micro Sensors, *IEEE ICIT 06*, Bombay, India, Décembre 2006.
- [C20] **Camblong H.**, Lescher F., Guillaud X., Vechiu I., Comparison of Three Wind Turbine Controller Synthesis Methodologies, *IEEE ICIT 06*, Bombay, India, Décembre 2006.
- [C19] Bennouna O., Heraud N., Rodriguez M., **Camblong H.**, Gross error detection applied to a wind turbine, *CESA 06, IEEE multiconference on Computational Engineering in Systems Applications*, 2006, Beijing, China.
- [C18] Vechiu I., **Camblong H.**, Curea O., Tapia G., Dakyo B., Analysis of a Hybrid Power System Behaviour under Renewable Resources and Load Variation Using a Dynamic Simulation Model, *EWEC 2006*, Athena, 2006.
- [C17] Dakyo B., **Camblong H.**, Nichita C., Tapia G., Vechiu I., El Mokadem M., Modelling and control of single VSI leading experimental Hybrid power system integrating a Wind Turbine Simulator, *IECON 2005*, Raleigh, North Carolina, 2005.
- [C16] Vechiu I., **Camblong H.**, Tapia G., Dakyo B., Curea O., Performance analysis of four-leg VSC under unbalanced load conditions for HPS application, *PELINCEC 2005*, Varsovie, 2005.

- [C15] Curea O., Vechiu I., **Camblong H.**, Dakyo B., Implementation of a DSP Controlled Four-Leg Voltage Source Inverter for a Hybrid Power System, *PELINCEC 2005*, Varsovie, 2005.
- [C14] Bennouna O., Héraud N., **Camblong H.**, Rodriguez M., Diagnostic of the Doubly Fed Induction Generator of a Wind Turbine, *1st Workshop on Networked Control System and Fault Tolerant Control*, Ajaccio, 2005.
- [C13] Vechiu I., **Camblong H.**, Tapia G., Dakyo B., Curea O., Modelling and Control of Four-Wire Voltage Source Inverter Under Unbalanced Voltage Condition for Hybrid Power System Applications, *EPE 2005*, Dresde, 2005.
- [C12] Curea O., Vechiu I., Marin D., **Camblong H.**, Dakyo B., Small-Scale Test Bench of a Hybrid Power System, *EPE 2005*, Dresde, 2005
- [C11] **Camblong H.**, Guillaud X., Rogez V., Comparison of two distincts approaches for wind turbines control design, *7th IASTED International Conference on CONTROL AND APPLICATIONS CA 2005*, Cancun, 2005. Cd-Rom. ISBN: 0-88986-502-7, ISSN: 1025-8973.
- [C10] Vechiu I., **Camblong H.**, Tapia G., Dakyo B., Nichita C., Dynamic Simulation Model of a Hybrid Power System: Performance Analysis, *European Wind Energy Conference Proceedings*, Londres, 2004.
- [C9] Curea O., Vechiu I., **Camblong H.**, Design of a Test Bench for the Analysis of a Hybrid Power System, *European Wind Energy Conference Proceedings*, Londres, 2004.
- [C8] **Camblong H.**, Martinez de Alegría I., Rodriguez M., Abad G., Experimental Trials of Different Maximum Power Tracking Control Strategies of a Variable Speed Wind Turbine, *EPE – PEMC 2004 Conference Proceedings*, Riga, 2004.
- [C7] Rodriguez M., Abad G., **Camblong H.**, Experimental Evaluation of High Level Control Strategies in a Variable Speed Wind Turbine, *EPE'03 Conference Proceedings*, Toulouse, 2003.
- [C6] Martinez de Alegría I., **Camblong H.**, Ibañez P., Villate J.L., Andreu J., Vector Control and Direct Power Control Performance in Doubly Fed Induction Generator For Variable-Speed Wind Turbine, *European Wind Energy Conference Proceedings*, Madrid, 2003.
- [C5] **Camblong H.**, Arana J., Rodriguez M., Control Avanzado de un Aerogenerador de Velocidad Variable, *SAAEI'02*, Alacala de Henares (Spain), 2002, Vol. 1, pp. 153-156.
- [C4] Arana J., **Camblong H.**, Rodriguez M., Abad G., Modelado, Simulación e Implementación del Control Vectorial de un Generador Eólico de Velocidad Variable, *SAAEI'02*, Alacala de Henares (Spain), 2002, Vol. 1, pp. 535-538.
- [C3] **Camblong H.**, Rodriguez M., Puiggali J.R., Abad A., Comparison of Different Control Strategies to Study Power Quality in a Variable Speed Wind Turbine, *1st World Wind Energy Conference Proceedings*, Berlin, 2002.
- [C2] **Camblong H.**, Arana J., Rodriguez M., Puiggali J.R., Patrouix O., Wind Variations Effects on the Power Quality for Different Controls of a Variable-Speed Wind Turbine, *Global Windpower Conference Proceedings*, Paris, 2002.
- [C1] Hernández J., **Camblong H.**, Nicolás C.F., Landaluze J., Reyero R., Position/Force Control of a Flexible Robotic Structure using Generalized Predictive Control (GPC), *SYROCO'97 Conference Proceeings*, Nantes, 1997.

Articles dans colloques nationaux avec comité de lecture et actes

- [CN2] **Camblong H.**, Arana J., Rodriguez M., Puiggali J.R., Patrouix O., Simulation d'Eoliennes à Vitesse Variable, *Proceedings S3P'01*, Biarritz, 2001.

- [CN1] Hernández J., **Camblong H.**, Nicolás C.F., Landaluze J., Reyero R., Modelado y Control Híbrido Posición/Fuerza Basado en GPC de una Estructura Robótica Flexible, V Congreso AER, Bilbao, 1997.

Mémoires

- [M3] **Camblong H.**, Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable, thèse doctorale de l'ENSAM, soutenue en décembre 2003 à l'ESTIA.
- [M2] **Camblong H.**, Commande en position / force d'un bras flexible en utilisant des techniques prédictives, Mémoire de DEA en Automatique Productique soutenu à l'ENSIEG INPG, Grenoble, en septembre 1996.
- [M1] **Camblong H.**, Commande en position / force d'un bras flexible en utilisant des techniques prédictives, Mémoire d'ingénieur soutenu à l'ENSIEG de Grenoble en juin 1996.

Communication orale sans actes, poster (sans comité de lecture)

- [COM12] **Camblong H.**, L'Electronique de Puissance dans les Systèmes d'Energie Hybrides, 10èmes rencontres des électroniciens du CNRS, Lacanau, 28 Mai 2008.
- [COM11] **Camblong H.**, Sources d'Energies Renouvelables, 10èmes rencontres des électroniciens du CNRS, Lacanau, 28 Mai 2008.
- [COM10] **Camblong H.**, Integration of wind farms into insular power grids, 2nd Eurelectric Seminar "Challenges, Opportunities & Constraints faced by Small & Medium-sized Island Electricity Systems", Ajaccio, Corsica, 14-15 April 2008.
- [COM9] **Camblong H.**, Étude de Systèmes d'Énergie Hybride (SEH) de faible et moyenne puissance : optimisation du coût et de la qualité de la puissance électrique produite, Colloque "Les énergies renouvelables: l'alternative sans crise", Bastia, mars-avril 2005.
- [COM8] **Camblong H.**, Activité de R&D du LIPSI liée a l'énergie photovoltaïque, Journée consacrée au potentiel aquitain en matière de recherche et d'enseignement sur l'énergie photovoltaïque, Conseil Régional de Bordeaux, septembre 2004.
- [COM7] **Camblong H.**, Modelado y Simulación de Aerogeneradores en Matlab/Simulink, centre de recherche Robotiker, Zamudio (Communauté Autonome Basque, Espagne), 2003.
- [COM6] **Camblong H.**, Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne sur la production d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable, "suficiencia investigadora", Mondragon (Communauté Autonome Basque, Espagne), 2002.
- [COM5] Tapia G., **Camblong H.**, Energia Eolikoa, Journée "Energia Berriztagarriak (Energies Renouvelables)" dans le cadre de Udako Euskal Unibertsitatea (l'Université d'été en basque), ESTIA, Bidart, 2002.
- [COM4] **Camblong H.**, Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne sur la production d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable, "proyecto de tesis", Mondragon (Communauté Autonome Basque, Espagne), 2002.
- [COM3] **Camblong H.**, Commande optimisée d'un aérogénérateur à vitesse variable vis à vis des perturbations d'origine éolienne, Séminaire interne du LEPT ENSAM, Bordeaux, 2002.
- [COM2] **Camblong H.**, Simulation d'éoliennes à vitesse variable, Séminaire interne du LIPSI, Bidart, 2002.
- [COM1] **Camblong H.**, Simeole, Poster, "Journée ADEISO sur l'environnement", ENSEIRB Bordeaux, 2001.

Activités d'encadrement de travaux de recherche

Encadrement de post-docs

- [PD1] Octavian Curea, Conception d'une plateforme d'étude d'un système hybride photovoltaïque - éolien de faible puissance pour l'étude de l'effet des perturbations provenant du réseau. Février 2004 - Février 2005.

Encadrement de thèses

- [T1] Ionel Vechiu, Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonomes, thèse co-encadrée avec le Pr. Brayima Dakyo (directeur de thèse, GREAH) et Gerardo Tapia (co-encadrant, EHU-UPV, CAB, Espagne). 60% d'encadrement. Thèse soutenue le 15 décembre 2005 à l'ESTIA.
- [T2] Iñigo Martinez, Conexión a la red eléctrica mediante HVDC y control de aerogeneradores (en français : Connexion au réseau via HVDC et commande d'aérogénérateurs), thèse européenne de EHU-UPV (CAB, Espagne) co-encadrée avec Jose Luis Martin de EHU-UPV. 40% d'encadrement. Soutenance prévue début 2009.
- [T3] David Marin, Etude de l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux insulaires, thèse CIFRE dans l'entreprise ESTIA-INNOVATION, inscrit à l'Ecole Centrale de Lille, co-encadrée avec le Pr. Xavier Guillaud (directeur de thèse, L2EP). 50% d'encadrement. Thèse soutenue le 22 avril 2009 à l'ESTIA.

Encadrement de stages

J'ai encadré de nombreux stages d'étudiants d'ESTIA. J'ai de plus encadré deux stages de Master :

- Clarisse Kou-Mbillé, Interfaces pour un kit de sensibilisation aux énergies renouvelables et à la maîtrise de la consommation électrique, du 20/03/2006 au 20/09/2006.
- Isabelle Lechat, Emulation d'un système de génération électrique basé sur du solaire thermodynamique, du 13/02/2008 au 13/07/2008.

Activités d'enseignement

2001-2002 (66 h équivalent TD)

Automatique

- Cours, TD et TP de « **Commande par ordinateur** », 3^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 16 h équivalent TD. (Montage du cours, du TD et du TP : rédaction de supports et d'une présentation Power Point).
- Cours, TD et TP de « **Identification de systèmes** », 3^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 16 h équivalent TD. (Montage du cours, du TD et du TP : rédaction de supports et d'une présentation Power Point)
- Cours, TD et TP de « **Régulation avancée** », 3^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 16 h équivalent TD. (Montage du cours, du TD et du TP : rédaction de supports et d'une présentation Power Point)

Encadrement de projets étudiants

- Tuteur d'un projet étudiant, 2^{ème} année (ESTIA), 18 h équivalent TD. Sujet : « Conception d'un tapis de capteurs de pression ».

2002-2003 (64 h équivalent TD)

Automatique

- Cours, TD et TP de « Commande par ordinateur », 3^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 20 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).
- Cours, TD et TP de « Identification de systèmes », 3^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 20 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).
- Cours, TD et TP de « Régulation avancée », 3^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 24 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).

2003-2004 (78 h équivalent TD)**Automatique**

- TP d'automatique, 2^{ème} année (ESTIA), 24 h équivalent TD.

Génie électrique

- Projets étudiants, 1^{ère} année (ESTIA), 22 h équivalent TD. (*Participation au montage des projets*).

Encadrement de projets étudiants

- Tuteur de 2 projets étudiants, 2^{ème} année et 3^{ème} année (ESTIA), 32 h équivalent TD. Sujets : « Développement d'un système de visualisation des caractéristiques de fonctionnement d'une petite éolienne » et « Installation de panneaux photovoltaïques sur le toit de l'ESTIA et conception d'un système de supervision ».

2004-2005 (230 h équivalent TD)**Automatique**

- Cours, TD et TP de « Commande par ordinateur », 3^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 19 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).
- Cours, TD et TP de « Automatique », 1^{ère} année (ESTIA), 42 h équivalent TD. (*Montage du cours, des TD et des TP : conception d'une présentation Power Point*).
- Cours, TD et TP de « Automatique », 2^{ème} année (ESTIA) options Maîtrise des Procédés Automatisés et Conception Généralisée de Produit, 45 h équivalent TD. (*Montage du cours, des TD et des TP : conception d'une présentation Power Point*).

Génie électrique, Electrotechnique

- TD et TP « d'Electrotechnique », 1^{ère} année (ESTIA), 21 h équivalent TD
- Encadrement de projets étudiants d'électricité, 1^{ère} année (ESTIA), 16 h équivalent TD.

Automatisme

- TD et TP « d'Automatisme », 2^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés et Conception Généralisée de Produit, 27 h équivalent TD. (*Préparation des TP*).
- Cours, TD et TP « d'Automatisme », 2^{ème} année (ESTIA) option Organisation et Gestion Industrielle, 28 h équivalent TD. (*Préparation des TP*).

Encadrement de stages et projets étudiants

- Tuteur de 2 projets étudiants, 2^{ème} année et 3^{ème} année (ESTIA), 32 h équivalent TD. Sujets : « Réalisation d'une injection électronique pour moteur 2 et 4 temps » et « Conception d'un kit de sensibilisation aux énergies renouvelables ».

2005-2006 (194 h équivalent TD)**Automatique**

- Cours, TD et TP de « Régulation Avancée », 3^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 23 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).
- Cours, TD et TP de « Automatique », 1^{ère} année (ESTIA), 42 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).
- Cours, TD et TP de « Commande par Calculateur », 2^{ème} année (ESTIA) options Maîtrise des Procédés Automatisés et Conception Généralisée de Produit, 45 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).

Automatisme

- Cours, TD et TP « d'Automatisme », 2^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés et Conception Généralisée de Produit, 42 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours et TP*).
- Cours, TD et TP « d'Automatisme », 2^{ème} année (ESTIA) option Organisation et Gestion Industrielle, 28 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours et TP*).

Encadrement de stages et projets étudiants

- Expert de 2 projets étudiants, 2^{ème} année (ESTIA), 12 h équivalent TD. Sujets : « Grue TV tête caméra » et « Périph, jeux Terminaux Mobiles ».

2006-2007 (192 h équivalent TD)**Automatique**

- Cours, TD et TP de « Régulation Avancée », 3^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 23 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).
- Cours, TD et TP de « Automatique », 1^{ère} année (ESTIA), 70 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP sur PC et mise en place de TP sur machine*).
- Cours, TD et TP de « Commande par Calculateur », 2^{ème} année (ESTIA) options Maîtrise des Procédés Automatisés et Conception Généralisée de Produit, 45 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).

Automatisme

- Cours et TD « d'Automatisme », 2^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés et Conception Généralisée de Produit, 31 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours*).
- Cours et TD « d'Automatisme », 2^{ème} année (ESTIA) option Organisation et Gestion Industrielle, 15 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours*).

Encadrement de stages et projets étudiants

- Expert de 1 projet étudiants, 8 h équivalent TD.

2007-2008 (243 h équivalent TD)**Automatique**

- Cours et TP de « Régulation Avancée », 3^{ème} année (ESTIA) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 41 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours et mise en place de TP sur machine, voir [P9] et [C27]*).
- Cours, TD et TP de « Automatique », 1^{ère} année (ESTIA), 58 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).

- Cours, TD et TP de « Commande par Calculateur », 2^{ème} année (*ESTIA*) options Maîtrise des Procédés Automatisés et Conception Généralisée de Produit, 45 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours, TD et TP*).

Automatisme

- Cours et TD « d'Automatisme », 2^{ème} année (*ESTIA*) option Maîtrise des Procédés Automatisés et Conception Généralisée de Produit, 31 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours*).
- Cours et TD « d'Automatisme », 2^{ème} année (*ESTIA*) option Organisation et Gestion Industrielle, 15 h équivalent TD. (*Réactualisation des cours*).

Encadrement de stages et projets étudiants

- Tuteur-expert de 2 projets étudiants de 2^{ème} année, 19 h équivalent TD. Intervention dans des séances applicatives, 8 h équivalent TD. Expert de 2 projets étudiants de 3^{ème} année, 16 h équivalent TD.

2008-2009 (280 h équivalent TD)

Automatique

- Cours et TP de « Régulation Avancée », 3^{ème} année (*ESTIA*) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 30 h équivalent TD.
- Cours et TD « Automatique », 1^{ère} année (*ESTIA*), 24 h équivalent TD.
- Cours et TD de « Commande par Calculateur », 2^{ème} année (*ESTIA*) options MPA et CGP, 32 h équivalent TD.

Automatisme

- Cours et TD « d'Automatisme », 2^{ème} année (*ESTIA*) option MPA et CGP, 30 h équivalent TD.
- Cours « d'Automatisme », 2^{ème} année (*ESTIA*) option OGI, 15 h équivalent TD.

Théorie des circuits

- Cours et TD, 1^{ère} année (*E.U. Politecnica de Saint Sebastien, EHU-UPV*) 44 h.

Electrotechnique

- TP, 1^{ère} année (*E.U. Politecnica de Saint Sebastien, EHU-UPV*) 30 h.

Machines Electriques

- TP, 1^{ère} année (*E.U. Politecnica de Saint Sebastien, EHU-UPV*) 75 h.

2009-2010 (196,5 h équivalent TD jusqu'à fin janvier 2009)

Automatique

- Cours et TP de « Régulation Avancée », 3^{ème} année (*ESTIA*) option Maîtrise des Procédés Automatisés, 30 h équivalent TD.
- Cours et TD « Automatique », 1^{ère} année (*ESTIA*), 24 h équivalent TD.

Théorie des circuits

- Cours et TD, 1^{ère} année (*E.U. Politecnica de Saint Sebastien, EHU-UPV*) 82,5 h.

Appareillage de BT et HT

- Cours et TD, 3^{ème} année (*E.U. Politecnica de Saint Sebastien, EHU-UPV*) 60 h.

Collaborations avec des laboratoires et centres de recherche

Département d'électronique de Mondragon Goi Eskola Politeknikoa (M.A. Rodriguez Vidal) :

- Thèse en cotutelle.
- Projet transfrontalier Aquitaine-Euskadi SIMEOLE.
- Echange d'étudiants.
- Convention de collaboration entre MGEP, Université de Corte (Corse) et ESTIA, pour notamment l'utilisation d'un banc d'essai de Mondragon dans le cadre d'une thèse sur le « Diagnostic du fonctionnement des aérogénérateurs » réalisé à l'Université de Corte.

Transferts Écoulements Fluides Énergétique UMR 8508 (TREFLE, ancien LEPT, ENSAM de Bordeaux, J.R. Puiggali et P. Lagière) :

- Thèse en cotutelle.
- Pilotage d'une étude de Maîtrise de l'Energie Electrique à l'ESTIA avec la cellule Ecocampus, dans le cadre d'un projet étudiant.

Département d'automatique de l'Université du Pays Basque (équipe de Saint Sébastien, A. et G. Tapia) :

- Participation à l'encadrement de la thèse européenne de I. Vechiu (dirigée par B. Dakyo du GREAH, Université du Havre et co-encadré par G. Tapia du département d'automatique de l'Université du Pays Basque, UPV).

GREAH (Groupe de Recherche en Electrotechnique et en Automatique du Havre, B. Dakyo et C. Nichita) :

- Participation à l'encadrement de la thèse de I. Vechiu (dirigée par B. Dakyo du GREAH, Université du Havre et co-encadré par G. Tapia du département d'automatique de l'Université du Pays Basque).

EIGSI-ERPA (La Rochelle, F. Lescher) :

- Collaboration durant et après la thèse de Fabien Lescher sur la commande d'éolienne.

Groupe de recherche APERT de l'Ecole d'Ingénieurs de Bilbao (I. Martinez, J. Jimenez, U. Bidarte) :

- Codirection du travail de thèse de I. Martinez.
- Accueil des chercheurs Unai Bidarte et Jaime Jimenez au LIPSI en tant que chercheurs invités.

L2EP (Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille, X. Guillaud) :

- Travail en commun et comparaison de résultats sur la Commande d'Eoliennes (voir article soumis), avec également la participation du doctorant F. Lescher de l'EIGSI de La Rochelle dont le directeur de thèse est P. Borne (Centrale Lille).

- Thèse CIFRE D. Marin.
- Projet IPERI.

Robotiker (Centre technologique de la CAB, Espagne) :

- Projet Aquitaine-Euskadi ELINER.
- Projet européen Microgrids.

Université de Corte (Corse, N. Héraud) :

- Convention de collaboration entre MGEP, Université de Corte (Corse) et ESTIA, pour l'utilisation de modèles d'éoliennes développés à l'ESTIA et d'un banc d'essai de Mondragon dans le cadre d'une thèse sur le « Diagnostic du fonctionnement des aérogénérateurs » réalisée à l'Université de Corte.

IRCCYN Ecole Centrale de Nantes (S. Caro) :

- Transfert d'expertise sur les éoliennes pour travaux de recherche sur des pales déformables.

CENER (Centro Nacional de Energias Renovables, Navarre, Espagne, M. Aguado) :

- Projet Aquitaine Navarre Hydrostock.

Animation scientifique

Chairman :

- Co-chairman dans la session « T5Y-5 Control System-1 » (15:40-17:30, 16/12/2006) de la conférence ICIT 2006 à Bombay (Inde). Le chairman était Toru Yamamoto.
- Chairman de la session « Control of Power Systems » (15:30-17:30, 13/07/2007) de la conférence American Control Conference 2007 à New York. Le co-chairman était Stefan Hurlebaus.

Review :

- Relecture de l'article « Linear Control Using a Thermal-Lamp Model for Hid Lamps » des auteurs Osorio Rene, Mario Ponce, Marco Oliver, Sergio Enrique Pinto Castillo, Reza Katebi, Michael John Grimble, pour la conférence ACC 2006.
- Relecture de l'article « Intelligent Optimal Control of Nonlinear Wind Generating System by a Modelling-Based Approach » des auteurs Muhando Endusa, Senjyu Tomonobu, Kinjo Hiroshi, Siagi Zachary, Funabashi Toshihisa, pour la revue IET Renewable Power Generation.
- Relecture de l'article « Power Electronics Interfaces and Controls for Hybrid DC- and AC-Linked Microgrids » de l'auteur Zhenhua Jiang, pour IECON 2008.
- Relecture de l'article « Linear parameter varying control of wind turbines covering both partial load and full load conditions » des auteurs Østergaard, Kasper; Stoustrup, Jakob; Brath, Per, pour la revue Journal of Robust and Nonlinear Control.

- Relecture de l'article « Robust multivariable gain-scheduled control of variable--speed variable-pitch wind turbines for variable power production » des auteurs Fernando D. Bianchi, Hernan De Battista Ricardo J. Mantz, pour la revue Control Engineering Practice.
- Relecture de l'article « A model based control scheme with sampled information » des auteurs Giuseppe Conte, Anna Maria Perdon, Giorgio Vitaioli, pour la conférence MED 2009.
- Nombreuses autres sollicitations de relecture d'articles de journaux et de conférences.

Rapporteur et/ou membre de jurys de thèse :

- Membre du jury de la thèse de Ionel Vechiu sur « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonomes », soutenue le 15/12/2005 à ESTIA.
- Membre du jury de la thèse de Ouadie Bennouna sur « Diagnostic des Systèmes Linéaires Dynamiques. Application à un Système à Energie Renouvelable de Type Eolien », soutenue le 07/12/2006 à Corte (Corse).
- Membre du jury de la thèse de Maider Santos sur « Aportaciones al Control Cenralizado de un Parque Eolico », soutenue le 29/05/2007 à Mondragon (CAB, Espagne).
- Membre du jury de thèse de Jesus Lopez Taberna sur « Comportamiento de Generadores Eolicos con Maquina Asincrona Doblemente Alimentada Frente a Huecos de Tension », soutenue le 30/05/2008 à Pampelune (Navarre, Espagne).
- Rapporteur de la thèse de Gaizka Almandoz Larralde sur « Metodología Avanzada de Diseño para Máquinas Multipolares de Imanes Permanentes, Orientada a la Aplicación » à soutenir avant fin 2008.

Autres :

- Vainqueur du premier concours de thèse organisé par Basqueresearch en 2003 (voir dans www.basqueresearch.com).

Responsabilités administratives et collectives

- Responsable des relations du LIPSI et de l'ESTIA avec les acteurs industriels, académiques et de la recherche du Pays Basque espagnol : montage de projets de recherche, aide à la recherche et au suivi de stages étudiants, organisation de réunions de connaissance mutuelle...
- Conception du site web du LIPSI (2004-2005).
- Organisation du séminaire d'une semaine, sur les énergies renouvelables « Energia berriztagarriak », dans le cadre de Udako Euskal Unibertsitatea (Université d'été en basque).
- Responsable des matières d'automatique et d'automatisme du cycle ingénieur de l'ESTIA.
- Responsable du groupe de recherche EneR-GEA (<http://energea.estia.fr/>).
- Participation depuis 2006 aux oraux organisés à Paris pour les concours d'entrée des étudiants à l'ESTIA.

- Membre chaque année de plusieurs soutenances de stages des étudiants de 1^{ère}, 2^{ème} et 3^{ème} (stage de fin d'étude) année.