



HAL
open science

Système multi physique de simulation pour l'étude de la production de l'énergie basée sur le couplage éolien offshore-hydrolien

Jerry Tekobon

► **To cite this version:**

Jerry Tekobon. Système multi physique de simulation pour l'étude de la production de l'énergie basée sur le couplage éolien offshore-hydrolien. Energie électrique. Université du Havre, 2016. Français. NNT: 2016LEHA0031 . tel-01666152

HAL Id: tel-01666152

<https://theses.hal.science/tel-01666152>

Submitted on 18 Dec 2017

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.



Normandie Université

THESE

Pour obtenir le diplôme de doctorat

Spécialité Génie Electrique

Préparée au sein de l'Université du Havre

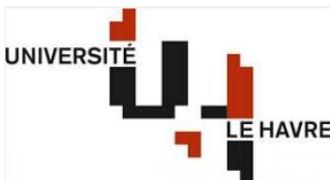
Systeme multi physique de simulation pour l'etude de la production de l'energie basée sur le couplage éolien offshore-hydrolien

**Présentée et soutenue par
Jerry TEKOBON**

**Thèse soutenue publiquement le 12 décembre 2016
devant le jury composé de**

M. Mohamed MACHMOUM	Professeur des Universités - Université de Nantes	Président du jury
M. Raphaël ROMARY	Professeur des Universités - Université d'Artois	Rapporteur
Mme Manuela SECHILARIU	Professeur des Universités - Université de Technologie de Compiègne	Rapporteur
M. Cristian NICHITA	Professeur des Universités - Université du Havre	Examineur
M. Ferhat CHABOUR	Maitre de Conférence - Université du Havre	Examineur

Thèse dirigée par Cristian NICHITA, laboratoire GREAH



Remerciements

Ce mémoire présente l'ensemble des travaux de recherche effectués durant ma thèse de doctorat au sein du Laboratoire du GREAH de l'Université du Havre.

Cette thèse est une contribution à l'étude, par simulation temps réel, de la production énergétique d'un système hybride basé sur le couplage éolien – hydrolien. A ce titre, je tiens tout d'abord à adresser mes plus grands remerciements à **la Région Haute-Normandie** pour avoir financé cette thèse.

Mes remerciements vont également aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce travail et ce document :

Monsieur **Mohamed MACHMOUM**, Professeur à l'Université de Nantes, pour avoir accepté de présider ce jury.

Monsieur **Raphaël ROMARY**, Professeur à l'Université d'Artois, et Mme **Manuela SECHILARIU**, Professeur à l'Université de Technologie de Compiègne, pour avoir accepté d'être les rapporteurs de ce mémoire.

Monsieur **Cristian NICHITA**, Professeur à l'Université du Havre, pour avoir dirigé mes travaux, orienté mes recherches, et pour m'avoir soutenue à plusieurs reprises et de plusieurs manières académiquement et même au-delà.

Monsieur **Ferhat CHABOUR**, Maître de conférences à l'Université du Havre, pour m'avoir encadré dans les simulations numériques et expérimentales durant cette thèse, et pour sa grande expertise des machines électriques et son esprit de rigueur.

Monsieur **Éric LEMAINS**, pour sa grande disponibilité à me fournir tout outil matériel comme logiciel dont j'avais besoin durant cette thèse.

Je tiens également à remercier toute l'équipe du GREAH pour leur soutien divers et particulièrement Monsieur **Georges BARAKAT**, Directeur du GREAH, qui m'a donné ma chance déjà depuis la classe de Master 2 et sans qui je n'aurais pas pu commencer cette thèse.

J'aimerais maintenant remercier mes proches en commençant par mon épouse **Ghislaine**, pour ses conseils et ses encouragements innombrables, sans elle à mes côtés c'est certain que je n'y serais pas arrivé. Je remercie également mes enfants **Daniella** et **Zach-Antoine** (né durant cette thèse) pour avoir été une source de motivation intérieure et silencieuse afin de me surpasser pour bien achever cette thèse.

Je remercie également mes parents pour leur soutien continu et permanent malgré les difficultés (merci papa, merci maman), mon grand-frère bien-aimé grâce à qui je suis devenu un ingénieur de haut niveau, tu es celui qui m'a donné l'orientation académique lorsque j'en avais le plus grand besoin (merci **Chanzy**) et mes sœurs (**Blanche, Carine, Pélagie** et **Jodelle**) pour leurs soutiens et encouragements.

Je ne saurais terminer sans adresser à mes beaux-parents mes plus grands et sincères remerciements pour avoir en particulier pris grand soin de mon épouse et de ma fille pendant ma longue absence (merci beaucoup belle-maman, je ne pourrai jamais assez te rembourser), à mes beaux-frères (**Roland** et **Ferdinand**) et toutes mes belles-sœurs pour leurs soutiens multiples et leurs encouragements.

A tous ceux qui m'ont aidé d'une quelconque manière, de près ou de loin, je vous dis grandement merci.

Table des matières

Introduction Générale	1
Chapitre I : Etat de l'art sur le système hybride éolien offshore-hydrolien	5
I.1 Introduction	5
I.2 Etat de l'art sur l'éolien offshore	5
I.2.1 La ressource éolienne : La vitesse du vent	7
I.2.2. La turbine éolienne	11
I.2.3. La génératrice électrique	16
I.2.4. Les convertisseurs de puissance	17
I.2.5 Généralités sur les génératrices et l'électronique de puissance pour les systèmes éoliens	18
I.2.6. Différents types d'éoliennes	27
I.3 Etat de l'art sur l'hydrolien	32
I.3.1 Définition	32
I.3.2 Principe de fonctionnement	32
I.3.3 La ressource hydrolienne : le courant marin	33
I.3.4 Technologies récentes des systèmes hydroliens	37
I.3.5 Autres technologies d'hydroliens	40
I.4 Système hybride éolien offshore – hydrolien	44
I.4.1 Problématique	44
I.4.2 Concept et technologie	44
I.5 Introduction aux simulateurs	46
I.5.1 Simulation numérique	46
I.5.2 Simulation temps réel	47
I.6 – Conclusion	48
I.7- Bibliographie	49
Chapitre II : Evolutions dans le domaine de la simulation numérique en temps réel	54
II.1 – Introduction.....	55
II.2 – Généralités sur la simulation temps réel	55
II.3 – Principes fondamentaux d'un émulateur HIL	58
II.3.1 – Concept et architecture d'un émulateur HIL	58
II.3.2 – Principaux types de simulation temps réel dans la classe HILS	59
II.3.3 – Simulation temps réel pour les systèmes d'asservissement avec modèle interne	65
II.3.4 – Techniques de simulation temps réel	66
II.3.6 – Simulation temps réel : contrainte de réalisation	68
II.4 – Problématique de l'émulateur éolien offshore – hydrolien	71
II.5 – Conclusion	76
II.6 – Bibliographie	77

Chapitre III : Modélisation des éléments d'un système hybride éolien-hydrolien79

III.1 – Introduction	80
III.2 – Modélisation du système hybride éolien offshore-hydrolien	80
III.2.1 – Introduction	80
III.2.2 – Modélisation mathématique de la ressource	81
III.2.3 – Modélisation mathématique de la turbine éolienne/hydrolienne	83
III.2.3 – La machine synchrone à aimants permanents (MSAP)	87
III.2.4 – La machine asynchrone à double alimentation (MADA)	91
III.2.5 – La chaîne de convertisseurs statiques	95
III.3 – Commande du système hybride éolien offshore-hydrolien	99
III.3.1 – Introduction	99
III.3.2 – La commande du « Pitch Angle »	99
III.3.3 – Stratégie MPPT et la commande en vitesse ou commande en couple	102
III.3.3.1 – La commande en couple de la machine synchrone à aimants permanents	104
III.3.3.2 – La commande en couple de la machine asynchrone à double alimentation	105
III.3.4 – La commande de l'onduleur triphasé côté réseau	108
III.3.5 – Synthèse du régulateur PI	111
III.4 – Résultats de simulations	113
III.5 – Couplage électrique d'un système hybride éolien offshore-hydrolien	117
III.6 – Conclusion	122
III.7 – Bibliographie	123

Chapitre IV: Méthodologies de simulations numériques et expérimentales.....125

IV.1 – Introduction	126
IV.2 – Simulation du système éolien	126
IV.2 – 1 – Émulateur expérimental du système éolien	135
IV.2 – 2 – Mise en exploitation de l'émulateur expérimental du système éolien	141
IV.3 – Simulation du système hydrolien	142
IV.3 – 1 – Émulateur expérimental du système hydrolien	143
IV.3 – 2 – Mise en exploitation de l'émulateur expérimental du système hydrolien	148
IV.4 – Simulation du système hybride éolien offshore – hydrolien	154
IV.5 – Conclusion	159
IV.6 – Bibliographie	160

Conclusion Générale161

Annexes165

Introduction générale

Ces dernières années, la croissance industrielle a bénéficié du développement de plusieurs outils de simulation et de prototypage rapide. Plusieurs méthodes de simulation temps réel ont été développées et implémentées.

Le principal avantage de la simulation temps réel, c'est qu'une seule partie du système étudié est simulée. Cela permet de faire des simulations dans des conditions proches du fonctionnement réel du système simulé. L'une des simulations temps réel très utilisée et très répandue en milieu industriel est la simulation Hardware In the Loop (HILS).

Nos travaux de recherche s'inscrivent dans l'application de ce type de simulation temps réel, pour l'étude d'un système hybride éolien offshore – hydrolien.

Le système hybride éolien – hydrolien est constitué du couplage de deux systèmes indépendants : le système éolien et le système hydrolien. Le système éolien que nous avons choisi pour étude, utilise comme machine électrique, une machine synchrone à aimants permanents, et le système hydrolien utilise une machine asynchrone à double alimentation. Il existe plusieurs topologies de couplage électrique de ces deux systèmes, dans le cadre de cette thèse, nous avons choisi d'étudier le couplage sur le bus continu.

L'objectif final de notre thèse se résume en les points suivants :

- Etudier les méthodologies de simulation temps réel, notamment la simulation Hardware In the Loop, pour leur application dans la simulation de système de production éolien et hydrolien ;
- Présenter une étude sur la simulation en temps virtuel « accéléré » que nous définissons pour diminuer le temps d'analyse des systèmes de production éolien et hydrolien ;
- Etudier par simulation numérique le couplage sur bus continu d'un système éolien - hydrolien de forte puissance utilisant comme génératrices, une génératrice à aimants permanents et une génératrice à double alimentation.
- Développer des architectures d'émulation temps réel des systèmes hybrides éolien – hydrolien en couplage électrique et en couplage électromécanique.

Pour cela, notre travail est réparti en quatre chapitres.

Le **chapitre I** présente l'état de l'art sur le système éolien et sur le système hydrolien, ainsi que sur le couplage éolien offshore - hydrolien. En ce qui concerne l'état de l'art du système éolien, nous commençons par présenter une définition du système avec ses principes fondamentaux de fonctionnement. Nous étudions la ressource énergétique : la vitesse du vent, le convertisseur d'énergie cinétique en énergie mécanique : la turbine éolienne, le convertisseur d'énergie mécanique en énergie électrique : les génératrices électriques, et les convertisseurs statiques utilisés pour la gestion et le conditionnement de l'énergie électrique produite.

Concernant les turbines hydroliennes à axe horizontal fonctionnant sur le même principe de base que celui de la chaîne de conversion éolienne, nous ne revenons pas sur la définition et le principe de fonctionnement, mais nous faisons une brève introduction sur le potentiel des courants marins, qui représentent les ressources énergétiques primaires dans la production hydrolienne. Nous présentons par la suite des technologies et projets récents sur les systèmes de productions énergétiques basés sur la conversion hydrolienne. Nous présentons également

dans le cadre du concept de couplage éolien – hydrolien un système de génération hybride éolienne offshore – hydrolienne développé par l'entreprise japonaise MODEC.

Nous terminons ce premier chapitre par une introduction aux simulateurs numériques et temps réel.

Dans le **chapitre II**, nous faisons une présentation de la simulation temps réel en vue de son application à l'étude d'un système hybride éolien – hydrolien. Nous commençons par présenter les généralités sur la simulation temps réel, en particulier trois principales simulations temps réel couramment rencontrées à savoir :

- Le prototypage rapide ;
- La simulation Software In the Loop ;
- La simulation Hardware In the Loop (HILS).

Nous présentons par la suite, une étude sur la simulation HIL, notamment ses principes fondamentaux depuis son concept et son architecture, jusqu'à ses diverses applications en industrie dans le domaine mécanique et électrique. Sur cette base, nous terminons ce chapitre par la présentation d'une architecture de principe pour la réalisation d'un émulateur temps réel pour l'étude d'un système hybride éolien offshore – hydrolien.

Dans le **chapitre III**, nous procédons à une modélisation mathématique des éléments de la chaîne de conversion éolienne – hydrolienne. Cela s'inscrit comme préliminaire à l'implémentation de la simulation temps réel HIL, pour l'étude du système hybride éolien - hydrolien. Nous procédons à une modélisation mathématique de la turbine afin d'avoir la possibilité de modifier à volonté dans la simulation temps réel les caractéristiques des turbines éoliennes – hydroliennes choisies. La raison est la même pour le reste des éléments constitutifs des chaînes de conversions éolienne et hydrolienne.

Nous commençons donc par une modélisation mathématique des variations du courant marin et de la vitesse du vent. Ensuite nous présentons une modélisation de la turbine éolienne et hydrolienne, basée sur la théorie des éléments finis et utilisée par des logiciels développés au GREAH, pour la construction de caractéristiques réalistes de turbine éolienne et hydrolienne. Comme nous l'avons déjà précisé, la chaîne de conversion éolienne utilise ici comme machine électrique, une machine synchrone à aimants permanents et la chaîne de conversion hydrolienne quant à elle, utilise une machine asynchrone à double alimentation. Nous présentons donc une modélisation mathématique de la machine synchrone à aimants permanents et de la machine asynchrone à double alimentation. Nous finissons par la modélisation des convertisseurs statiques.

Nous procédons également dans ce chapitre, à la présentation des lois de commande des deux systèmes présentés. Nous présentons une méthodologie de synthèse des régulateurs PI pour la commande MLI des convertisseurs statiques. Par la suite, nous présentons une simulation pour de petites puissances, d'un système éolien et d'un système hydrolien. Le système hydrolien est simulé en utilisant un régulateur à bande d'hystérésis. Nous avons choisi de simuler les modèles mathématiques des chaînes de conversion en utilisant de petites puissances, parce que les émulateurs physiques en laboratoire sont de petites puissances.

Nous terminons ce chapitre par une analyse du couplage sur le bus continu d'un système éolien et d'un système hydrolien, étant tous les deux de fortes puissances, et utilisant respectivement

comme machine électrique, la machine synchrone à aimants permanents et la machine asynchrone à double alimentation.

Le **chapitre IV**, nous permet à partir des théories énoncées dans les chapitres précédents, et des modèles mathématiques développés en laboratoire, d'étudier une approche de simulation des systèmes éoliens en introduisant la notion de temps « accéléré ».

Dans ce chapitre, à partir d'un échantillon de vitesse de vent plus ou moins volumineux pour le temps de simulation, nous analysons les effets de réduction du volume de l'échantillon de la vitesse du vent sur la production énergétique du système. Le paramètre que nous utilisons pour notre étude est la puissance moyenne de la turbine sur toute la longueur de l'échantillon choisi. Nous procédons à une analyse basée sur une simulation numérique, mais également sur une simulation physique. Les tests ont été effectués sur une plage de 5 heures avec un échantillonnage d'une seconde, ce qui est relativement long en terme de durée de calcul et d'observation, d'où des analyses difficiles à effectuer sur des campagnes de mesures de très longue durée comme la semaine, la saison, l'année. C'est la raison pour laquelle nous avons procédé à des tests en temps dit « accéléré ». Nous avons opté d'utiliser les échantillons probabilistes du vent obtenus par modélisation à partir des campagnes de mesures, car les enregistrements expérimentaux de la vitesse du vent représentent des « réalisations » parmi une infinité de possibilités. Nous avons choisi comme critères pour fixer la taille d'un échantillon deux paramètres : la moyenne de la vitesse de rotation de l'éolienne (qui sert de référence pour la commande de la chaîne de conversion, selon une stratégie développée dans la thèse) et la puissance moyenne que l'on obtient avec la turbine éolienne pour chaque échantillon du vent.

Nous réalisons également dans ce chapitre, des tests de régimes de fonctionnement en génératrice et en moteur pour la machine asynchrone à double alimentation. Ensuite nous réalisons des architectures spécifiques d'émulation :

- le mode de fonctionnement à une turbine, qui consiste à coupler sur la génératrice l'axe d'une seule turbine ; les solutions adoptées ont été développées avec l'université de Galati en Roumanie.
- le mode simultané qui permet de faire fonctionner les deux turbines sur le même axe mécanique lorsqu'elles produisent de l'énergie mécanique exploitable avec une seule génératrice électrique ; la solution expérimentée a été développée avec l'université de INHA en Corée.

Nous clôturons ce mémoire par une **Conclusion** qui présente un résumé de chaque chapitre et nos contributions au développement d'un système flexible d'émulation temps réel permettant d'envisager des études de nouvelles structures de simulation adaptées aux systèmes de conversion éoliens ou hydroliens, fonctionnant indépendamment ou en hybridation, en mode isolé ou couplé au réseau.

CHAPITRE I

Chapitre I

Etat de l'art sur le système hybride éolien offshore-hydrolien

I.1 Introduction

Ce chapitre a pour objectif de présenter les technologies développées actuelles dans le domaine des éoliens offshore et hydroliens.

Nous présenterons en première partie, un état de l'art du système éolien en mer, depuis ses principes fondamentaux et élémentaires de fonctionnement, jusqu'à ses applications les plus récentes dans le domaine de la recherche et de l'industrie.

La deuxième partie de ce chapitre sera consacrée à un état de l'art sur le système hydrolien, notamment ses différences et ses similitudes avec le système éolien offshore.

Nous achèverons ce chapitre avec une troisième partie, qui présentera une introduction sur les systèmes hybrides éoliennes offshore – hydroliennes, et sur les simulateurs.

I.2 Etat de l'art sur l'éolien offshore

Principes fondamentaux et élémentaires de fonctionnement

L'éolien offshore fonctionne sur le même principe que celui de l'éolien onshore à savoir, la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Lorsque cette énergie mécanique est débitée dans un générateur électrique, elle est transformée en énergie électrique. La chaîne de conversion éolienne est donc constituée des éléments suivants [1]-[3]:

- la ressource éolienne,
- la turbine éolienne,
- la génératrice électrique,
- les convertisseurs de puissance,
- la charge.

Avantages et désavantages de l'énergie éolienne [4]

La croissance de l'énergie éolienne ces dernières années a été favorisée par les nombreux avantages et les faibles inconvénients liés à l'utilisation de ce type d'énergie.

Les atouts [4]

De par son respect de l'environnement, l'énergie éolienne possède les avantages suivants :

- L'exploitation d'énergie éolienne ne produit pas directement de CO₂. L'impact néfaste de certaines activités de l'homme sur la nature est aujourd'hui reconnu par de nombreux spécialistes. Certaines sources d'énergie notamment, contribuent à un changement global du climat, aux pluies acides ou à la pollution de notre planète en général. La concentration de CO₂ a augmenté de 25% depuis l'ère préindustrielle et on augure qu'elle doublera pour 2050. Ceci a déjà provoqué une augmentation de la température de 0,3 à 0,6 °C depuis 1900 et les scientifiques prévoient que la température moyenne augmentera de 1 à 3,5 °C d'ici l'an 2100, ce qui constituerait le taux de réchauffement le plus grand des 10000 dernières années. Toutes les conséquences de ce réchauffement ne sont pas prévisibles, mais on peut par exemple avancer qu'il provoquera une augmentation du niveau de la mer de 15 à 95 cm d'ici à l'an 2100.
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est à dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier.
- Chaque unité d'électricité produite par un aérogénérateur supplante une unité d'électricité qui aurait été produite par une centrale consommant des combustibles fossiles. Ainsi, l'exploitation de l'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6.5 millions de tonnes de CO₂, 21 mille tonnes de SO₂ et 17.5 mille tonnes de NOx. Ces émissions sont les principaux responsables des pluies acides.
- L'énergie éolienne n'est pas une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs dont on connaît la durée de vie.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque l'on n'en a pas besoin, entraînant d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique.
- Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.
- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.

- C'est l'énergie la moins chère parmi les énergies renouvelables.
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles. Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

Les désavantages [4]

Parmi ses inconvénients les plus remarquables, on peut citer :

- L'impact visuel : ça reste néanmoins un thème subjectif.
- Le bruit: il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée.
- L'impact sur les oiseaux: certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent attraper par les aéro turbines.
- La qualité de la puissance électrique: la source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable.
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques: bien qu'en termes de coût, l'éolien puisse sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

I.2.1 La ressource éolienne : La vitesse du vent [5]-[7]

Définition

Le vent est de l'air en mouvement. Il est produit par les variations de pressions atmosphériques sur la surface de la terre. La surface de la terre n'étant pas homogène, la quantité d'énergie varie donc en fonction du temps et de l'espace. Ceci crée une différence de température et de pression et par conséquent, des forces qui vont provoquer le déplacement de l'air de la région de haute pression (équateur) vers la région de basse pression (les pôles).

La caractérisation du vent

Le vent peut-être caractérisé par 4 principaux paramètres à savoir :

- son profil vertical,
- sa direction,
- sa vitesse,
- ses propriétés statistiques.

Le profil vertical du vent

La variation de la vitesse du vent dans le sens vertical est appelé *profil vertical du vent*. Elle est causée par la convection de l'air dans la couche atmosphérique entourant la terre. En général, les données de la vitesse du vent à diverses hauteurs ne sont pas disponibles à partir de la campagne de mesure. Des équations mathématiques sont utilisées pour estimer ces vitesses, à partir de celles mesurées à la hauteur de référence qui est généralement de 10 m. La variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur peut être exprimée par l'équation ci-dessous :

$$\frac{V}{V_{ref}} = \left(\frac{H}{H_{ref}} \right)^{\alpha} \quad (I.1)$$

Où :

H_{ref} est la hauteur de référence où on effectue la mesure (généralement 10 m) ;

V_{ref} est la vitesse du vent qui correspond à cette hauteur ;

H est la hauteur où on veut estimer la vitesse du vent ;

α est le coefficient qui doit être choisi.

Le coefficient α varie en fonction de l'altitude, le temps, la saison, la nature du terrain, la vitesse du vent et la température. Il est généralement compris entre 0,1 et 0,4.

La direction du vent

Pour étudier la direction des vents, afin de répertorier la direction des vents les plus forts, on utilise généralement un diagramme spécifique appelée *Rose des vents*.

La rose des vents est un diagramme circulaire qui indique la répartition de la direction du vent qui souffle pendant la période de mesure. Grâce à ce diagramme, on peut déterminer la direction où le vent souffle le plus souvent.

La rose des vents peut être tracée en 8, 12 ou 16 secteurs. La figure ci-dessous est un exemple de la rose des vents en 12 secteurs :

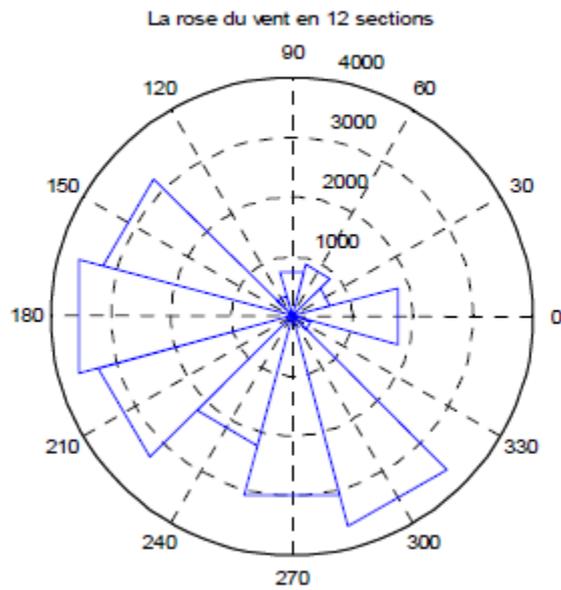


Figure I.1 : Exemple de Rose des vents

La base des triangles en bleu désigne la fréquence des vitesses de vents enregistrées.

La fréquence des vitesses du vent

La fréquence des vitesses du vent représente le pourcentage des intervalles des vitesses, généralement de largeur 1m/s, enregistrées sur un site au cours d'une période donnée. Elle est généralement représentée par un diagramme comme celui-ci-dessous :

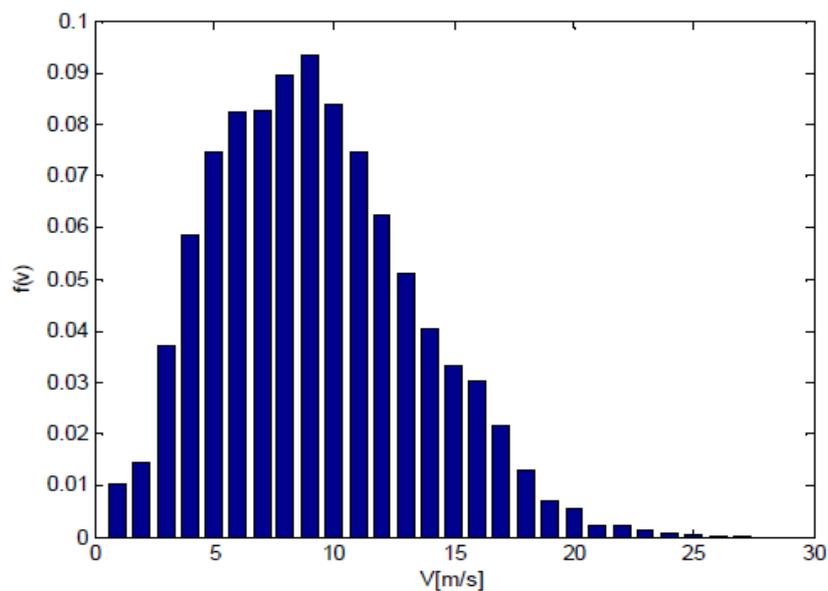


Figure I.2: Exemple de la fréquence de vitesse des vents

La distribution de Weibull

La fréquence des vitesses du vent peut être approximée avec une précision satisfaisante par la distribution de Weibull. Elle est un cas particulier de la distribution gamma et se caractérise par la densité de probabilité $f(V)$ et la fonction d'accumulation de la distribution $F(V)$ par l'intermédiaire des équations (I.2) et (I.3) :

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (\text{I.2})$$

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\frac{v^k}{c^k}\right) \quad (\text{I.3})$$

Où :

k et c sont les deux paramètres de Weibull (k est le facteur de forme et c est le facteur d'échelle).

Dans le cas où on manque des données sur le site, cette fonction est utilisée pour décrire la fréquence des vitesses du vent. La figure ci-dessous représente la distribution de Weibull pour c fixe et k variable dans la première courbe et k fixe et c variable dans la deuxième courbe. L'avantage de la courbe de Weibull est sa capacité à s'adapter aux données réelles grâce aux deux paramètres c et k .

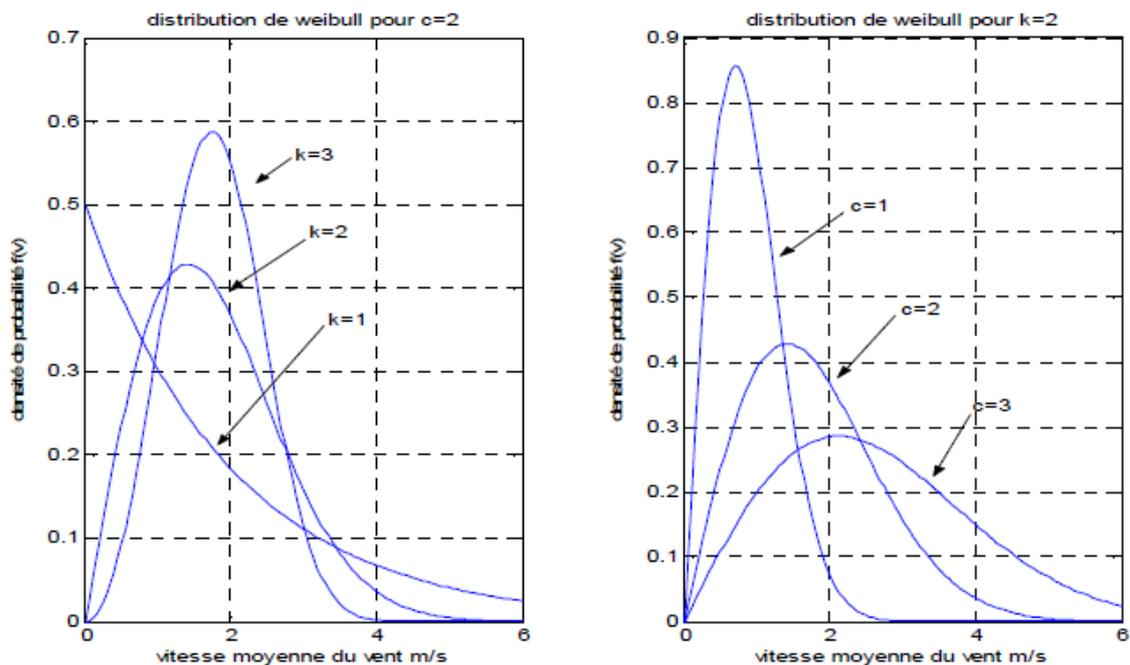


Figure I.3 : Exemple de distribution de Weibull

I.2.2. La turbine éolienne [8] [9]

La théorie de Betz [4] [10]

La théorie globale de la turbine éolienne à axe horizontal a été développée et établie par Betz. Elle est basée sur le schéma présenté à la figure I.4, où l'on suppose que la turbine est placée dans un air animé à l'infini amont d'une vitesse v_1 et à l'infini aval d'une vitesse v_2 :

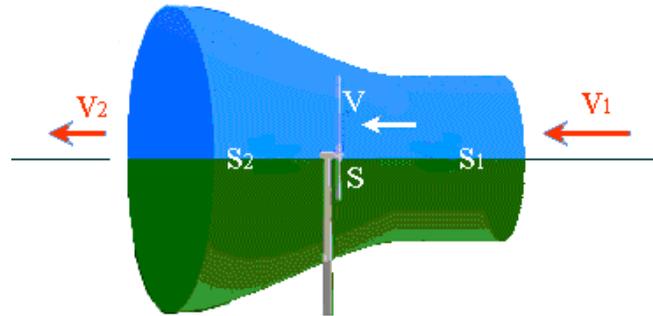


Figure I.4 : Veine fluide traversant le moteur éolien

A la traversée de la turbine éolienne, la vitesse v_1 (la vitesse de l'air par la section S_1) est nécessairement ralentie par les pales (une partie de l'énergie cinétique étant transformée en énergie mécanique), et prend une valeur v_2 (la vitesse de l'air par la section S_2) plus faible. S_1 et S_2 sont les sections amont et aval de la veine. Il en résulte que la veine fluide traverse la turbine éolienne en s'élargissant.

Soit:

- v , la vitesse de l'air à la traversée de la turbine
- S la surface balayée par les pales.

L'égalité qui traduit l'incompressibilité de l'air et la permanence de l'écoulement s'écrit:

$$S_1 \cdot v_1 = S \cdot v = S_2 \cdot v_2 \quad (\text{I.4})$$

Evaluons la force exercée par la turbine éolienne sur les masses de l'air en mouvement. D'après le théorème d'Euler, cette force F est dirigée vers l'avant et égale en valeur absolue à :

$$F = \rho \cdot Q \cdot (v_1 - v_2) = \rho \cdot S \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \quad (\text{I.5})$$

La puissance absorbée par le moteur éolien dont le point d'application se déplace à la vitesse v par rapport aux molécules d'air en mouvement est, dans ces conditions

$$P = F \cdot v = \rho \cdot S \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2) \quad (\text{I.6})$$

La puissance absorbée par l'aéromoteur est égale à la variation ΔT de l'énergie cinétique de la masse d'air qui traverse par seconde l'éolienne.

Il devient:

$$\Delta T = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \rho \cdot S \cdot v^2 (v_1 - v_2) \quad (\text{I.7})$$

Avec :

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (\text{I.8})$$

Valeur qui est reportée dans les expressions de F et de P :

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (\text{I.9})$$

$$P = \frac{1}{4} \rho \cdot S \cdot (v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2) \quad (\text{I.10})$$

Nous étudions la variation de la puissance recueillie en fonction de la vitesse résiduelle v_2 à l'aval de l'éolienne en supposant la vitesse du vent v_1 à l'amont constante.

Dans ce but, calculons la dérivée $\frac{dP}{dv_2}$. On obtient:

$$\frac{dP}{dv_2} = \frac{1}{4} \rho \cdot S \cdot (v_1^2 - 2v_2 v_1 - 3v_2^2) \quad (\text{I.11})$$

L'équation $\frac{dP}{dv_2} = 0$ admet deux racines: $v_2 = -v_1$ qui n'a aucun sens physique et $v_2 = \frac{v_1}{3}$ qui

correspond à un maximum de la puissance. En reportant cette valeur particulière de v_2 dans l'expression de P , on obtient, pour la puissance maximale susceptible d'être recueillie, la valeur:

$$P_{\max} = \frac{8}{27} \rho \cdot S \cdot v_1^3 = 0,37 \cdot S \cdot v_1^3 \quad (\text{I.12})$$

en prenant pour ρ la valeur $1,25 \text{ kg/m}^3$. Cette relation constitue la formule de BETZ.

La quantité $\frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot v_1^3$ ne représente pas l'énergie cinétique initiale de la masse d'air qui traverse par seconde l'éolienne. Celle-ci est, en effet, égale à $\frac{1}{2} \rho \cdot S_1 \cdot v_1^3$.

On peut écrire compte tenu du fait que $S_1 \cdot v_1 = S \cdot v$ et que pour P maximum:

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} = \frac{2v_1}{3} \quad (\text{I.13})$$

$$\frac{1}{2} \rho \cdot S_1 \cdot v_1^3 = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot v \cdot v_1^2 = \frac{1}{3} \rho \cdot S \cdot v_1^3 \quad (\text{I.14})$$

Dans ces conditions, on peut mettre P maximum sous la forme:

$$P_{\max} = \frac{8}{9} \left(\frac{1}{3} \rho \cdot S \cdot v_1^3 \right) = \frac{8}{9} \left(\frac{1}{2} \rho \cdot S_1 \cdot v_1^3 \right) \quad (\text{I.15})$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un moteur éolien ne peut dépasser en aucun cas les 8/9 de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde.

En réalité, la puissance des aéromoteurs les plus perfectionnés ne dépasse pas, en général, 60 % à 70 % de la puissance maximale calculée par la formule de Betz.

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse v_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors:

$$P_{mt} = \frac{\rho \cdot S \cdot v_1^3}{2} \quad (\text{I.16})$$

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

$$\frac{P_{\max}}{P_{mt}} = \frac{\frac{8}{27} \cdot \rho \cdot S \cdot v_1^3}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v_1^3} = \frac{16}{27} = 0.59$$

(I.17)

Le ratio P_m/P_{mt} est appelé coefficient de puissance de la turbine éolienne. Il est très souvent noté C_p . D'après l'équation ci-dessus, ce coefficient possède un maximum de $16/27$ soit $0,59$. Cette valeur maximale est une limite théorique appelée la limite de Betz et fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Dans la pratique, aucune turbine éolienne réelle n'a jamais atteint cette valeur, mais chaque turbine construite est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

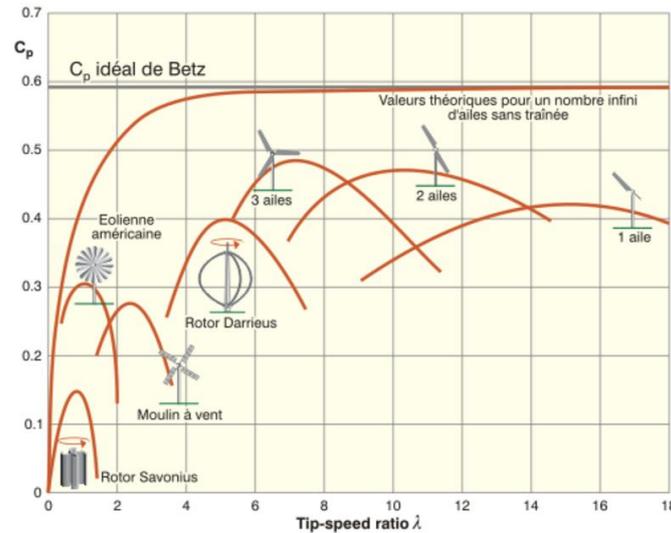


Figure I.5 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes [4] [5]

La courbe $C_p(\lambda)$ passe par un optimum λ_{opt} , compris entre 5 et 16 environ, selon le nombre de pales de la turbine et c'est seulement pour cette valeur que C_p approche la valeur de $16/27$.

On peut définir la notion de rendement aérodynamique de l'éolienne par le rapport:

$$\eta_a = \frac{C_p}{C_{p,max}} = \frac{C_p}{0,593} \quad (I.18)$$

qui est représentatif de la « qualité aérodynamique » de l'éolienne.

La figure I.5 montre l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des turbines réelles à axe horizontal à 1, 2, 3 et 4 pales, notons que sa valeur reste bien en dessous de la limite de Betz ($0,59$). Ces courbes dépendent pratiquement du profil des pales.

Si on considère la machine tripale, on peut dire que son coefficient de puissance est maximal pour $\lambda \approx 7$, c'est-à-dire une vitesse périphérique en bout de pale égale à 7 fois la vitesse

du vent. C'est pour une telle vitesse normalisée que l'on maximise le rendement aérodynamique. A diamètre et vitesse de vent donnés, une bipale devra avoir une vitesse de rotation plus élevée qu'une tripale.

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance (figure I.5) atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique.

Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts.

Les éoliennes tripales sont les plus répandues car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance (figure I.5) atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement en-dessous d'une vitesse de vent de 3 m/s.

Production d'énergie mécanique [4] [10]

En combinant les équations (I.14), (I.15) et (I.16), la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime ainsi:

$$P_m = C_p \cdot P_{mt} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot v_1^3 = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_1^3 \cdot \rho \quad (\text{I.19})$$

Avec:

$$\lambda = \frac{\Omega_l \cdot R}{v_1} \quad (\text{I.20})$$

Ω_l : vitesse de rotation avant multiplicateur;

$R \cdot \Omega_l$: vitesse linéaire périphérique en bout de pale de l'hélice;

R : rayon de l'aérogénérateur.

Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse K , la puissance mécanique P_{mg} disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par:

$$P_{mg} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \frac{\Omega_2 \cdot R}{K \cdot v_1} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_1^2 \quad (I.21)$$

Avec:

Ω_2 : vitesse de rotation après multiplicateur.

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent (figure I.6).

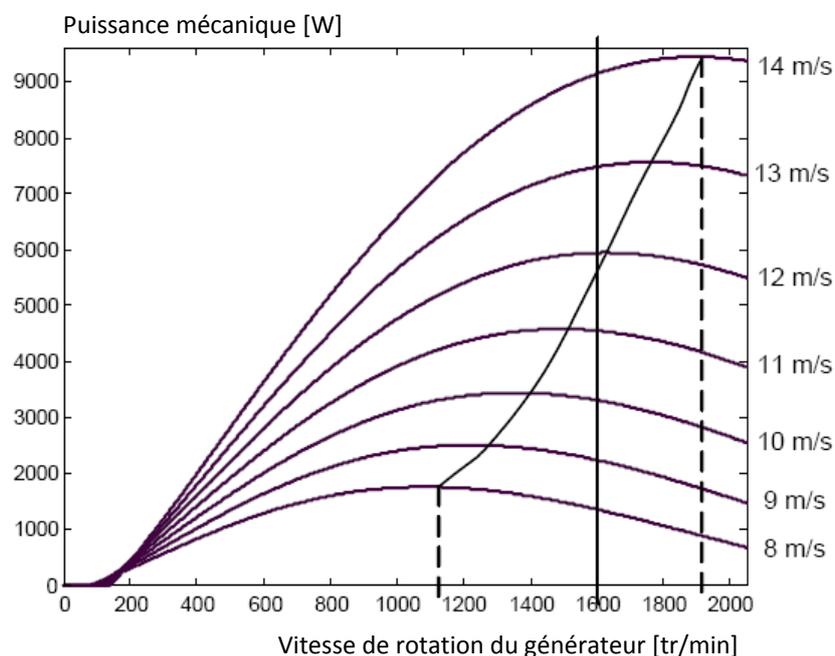


Figure I.6 : Puissance théorique disponible pour un type d'éolienne donné [4] [10]

Au vu de ces caractéristiques, il apparaît que si l'éolienne et par conséquent la génératrice fonctionne à vitesse fixe (par exemple 1600 tr/min sur la figure I.6) les maxima théoriques des courbes de puissance ne sont pas exploités. Pour pouvoir optimiser le transfert de puissance et ainsi obtenir le maximum théorique pour chaque vitesse de vent, la machine devra pouvoir fonctionner entre 1100 et 1900 tr/min pour cet exemple.

I.2.3. La génératrice électrique

Dans le cas de l'éolienne, la génératrice reçoit en son entrée par l'intermédiaire de son rotor, une énergie mécanique provenant de la turbine ; cette énergie est transformée en énergie électrique au travers des processus qui ont lieu dans son entrefer.

Les génératrices les plus utilisées dans la production éolienne, sont les génératrices synchrones et asynchrones. Ci-dessous, nous présentons les principales génératrices utilisées avec leurs avantages et leurs inconvénients [11]-[15] :

Type	Avantages	Inconvénients
Générateur asynchrone	<ul style="list-style-type: none"> - Plage de vitesse complète - Commande complète de la puissance active et réactive 	<ul style="list-style-type: none"> - Dimensions significatives du convertisseur statique de Puissance - Transmission
Générateur synchrone	<ul style="list-style-type: none"> - Plage de vitesse complète - Utilisation sans transmission (« direct drive ») - Commande complète de la puissance active et réactive 	<ul style="list-style-type: none"> - Convertisseur petit pour le champ - Dimensions de convertisseur de puissance signifiant
Générateur synchrone à aimant permanents	<ul style="list-style-type: none"> - Plage de vitesse complète - Utilisation sans transmission (« direct drive ») - Commande complète de la puissance active et réactive - Générateur pouvant fonctionner avec des valeurs de vitesse réduites 	<ul style="list-style-type: none"> - Dimensions significatives du convertisseur statique de puissance Le coût des aimants permanents
Générateur asynchrone à double alimentation	<ul style="list-style-type: none"> - Plage de vitesse limitée - $\pm 30\%$ de la vitesse de synchronisme - Convertisseur statique de puissance réduite, avec des coûts réduits - Commande complète de la puissance active et réactive 	<ul style="list-style-type: none"> - La transmission - Les bagues

Tableau I.1 : Génératrices les plus usuelles dans la production éolienne

I.2.4. Les convertisseurs de puissance

En général, l'électronique de puissance utilisée en éolien est constituée de deux blocs de convertisseurs statiques, reliés entre eux par un bus continu [16]-[19] :

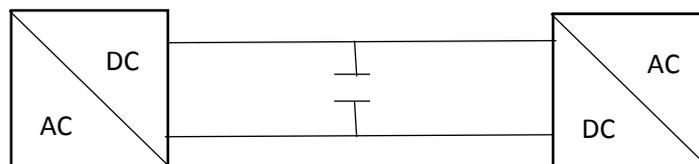


Figure I.7 : Bloc de convertisseurs de puissance

- Un bloc convertisseur AC/DC côté génératrice, qui est un redresseur commandé pour l'optimisation de la puissance extraite de la turbine.
- Un bloc convertisseur DC/AC côté charge, qui est un onduleur commandé réversible, pour l'adaptation de l'énergie produite, aux paramètres d'utilisation de la charge.
- Un bus continu qui permet de coupler les deux convertisseurs, et également de stocker l'excédent de production vers des unités de stockages.

I.2.5 Généralités sur les génératrices et l'électronique de puissance pour les systèmes éoliens [20]

Problématique du multiplicateur de vitesse

Les turbines de moyennes et de grandes puissances, lorsqu'elles fonctionnent à puissance nominale, tournent à des vitesses de rotation généralement lentes. Cependant, le dimensionnement des machines électriques utilisées pour la génération de puissance électrique, qu'elles soient en fonctionnement génératrices ou non, est effectué en couple. Le couple massique d'une machine cylindrique d'architecture classique avec quelques paires de pôles vaut un peu moins de 1 N.m/kg pour un couple de quelques N.m et quelques N.m/kg pour des couples plus élevés de quelques kN.m.

Dans le cas de turbines de petites puissances, leurs vitesses de rotation en fonctionnement nominal sont relativement élevées, ce qui permet de les coupler directement à la machine électrique, souvent à aimants permanents (les couples étant relativement bas) [21]. En revanche, comme nous l'avons fait remarquer ci-dessus, concernant le cas des turbines de grandes puissances (plusieurs centaines de kW à quelques MW), elles fonctionnent à des vitesses de rotation plus faibles, pour des couples beaucoup plus élevés (par exemple 170 kN.m pour 600 kW à 35 tr/mn). Cela a conduit au dimensionnement classique de machines électriques possédant des masses très importantes. A titre d'exemple, une machine asynchrone de 13 MW qui tourne à 750 tr/mn, ayant un couple de de 170 kN.m a une masse de plus de 60 tonnes.

Cela a poussé les constructeurs d'aérogénérateurs à introduire entre l'arbre de la turbine éolienne, et celui de la machine électrique, un multiplicateur de vitesse, on parle dans ce cas de couplage indirect.

Ce multiplicateur mécanique de vitesse, s'il présente l'avantage de réduire la masse des machines électriques, il apporte néanmoins des inconvénients comme la nécessité d'une maintenance accrue (vidange, etc.), un taux de pannes élevé, des pertes énergétiques supplémentaires, un bruit acoustique parfois gênant, un encombrement important allongeant notamment la nacelle. C'est la raison pour laquelle certains constructeurs ont opté pour des solutions à entraînement direct.

D'une manière générale, on rencontre 3 types de familles de machines électrique utilisées dans la génération éolienne :

- les machines asynchrones à cage à variateur électronique de fréquence,
- les machines asynchrones à rotor bobiné et double alimentation,
- et les machines synchrones également à variateur de fréquence.

Le choix d'un type de machine électrique est basé sur la stratégie de commande de ces systèmes (à vitesse constante ou à vitesse variable) adoptée, ainsi que sur les modes de fonctionnement

du système éolien : le fonctionnement en site isolé, avec ou sans stockage d'énergie, le fonctionnement dans un système hybride et le fonctionnement en réseau.

Aérogénérateurs utilisant une génératrice asynchrone

La machine asynchrone, utilisée pour la conversion de l'énergie éolienne, apporte au système les avantages d'un prix relativement peu élevé, d'une robustesse du système, et d'un faible poids [22] [23].

C'est pour des moyennes et grandes puissances que l'on a rencontré des systèmes « on shore » reliés au réseau et produisant "au fil du vent". La première machine qui avait été choisie pour de tels systèmes était la génératrice synchrone, cependant le faible coût et la standardisation des machines asynchrones a conduit à une très large domination des génératrices asynchrones à cage jusqu'à des puissances allant au-delà du mégawatt.

Les machines asynchrones à cage sont simples d'utilisation et d'installation. Pour leur fonctionnement, elles nécessitent l'association des batteries de condensateurs pour l'apport en puissance réactive, et à un démarreur automatique progressif à gradateur pour limiter le transitoire d'appel au moment de la connexion au réseau [24]. Les génératrices asynchrones actuelles sont couramment utilisées pour des puissances allant jusqu'à 2-3 MW.

La machine asynchrone à rotor bobiné est également très utilisée dans les systèmes éoliens. Lorsqu'elle fonctionne comme génératrice à double alimentation, sa commande utilise une cascade électronique en régime hypo synchrone, synchrone généralisé ou hyper synchrone.

Dans le cas d'un fonctionnement à vitesse variable, il est nécessaire d'utiliser un convertisseur statique connecté soit au stator (dans le cas d'une machine à cage), soit au circuit rotorique [25]. Les différentes structures rencontrées dans l'éolien sont groupées dans les configurations suivantes :

1. Fonctionnement à vitesse constante
2. Convertisseurs source de tension – Contrôle scalaire
3. Convertisseurs source de tension – Contrôle vectoriel
4. Convertisseurs source de courant – Contrôle en fréquence
5. Convertisseurs source de courant – « Slip » control
6. Génératrice asynchrone à double alimentation

Dans la figure I.8, nous présentons une génératrice asynchrone connectée au réseau en utilisant un convertisseur source de tension, commandé en technique MLI.

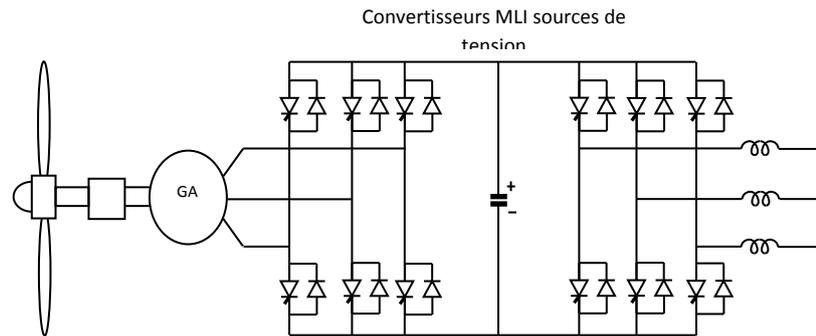


Figure I.8 : Turbine éolienne à vitesse variable avec une génératrice asynchrone à cage et une cascade de convertisseurs sources de tension commandés en technique MLI

Ce choix de structure présente les avantages significatifs suivants:

- La bidirectionnalité du transfert de puissance, ce qui permet le démarrage de la machine dans le cas des turbines éoliennes contrôlées par décrochage aérodynamique,
- la possibilité de contrôler le facteur de puissance à la sortie,
- le nombre réduit d'harmoniques introduits en réseau.

Le contrôle du convertisseur connecté à la sortie de la génératrice utilise très souvent, des régulateurs à orientation de champ, qui sont nettement supérieurs à ceux scalaires, en raison de leurs meilleures caractéristiques dynamiques. Cependant, cet avantage est moins important pour les turbines éoliennes, où la rapidité de réponse de la boucle de contrôle de la vitesse est moins importante.

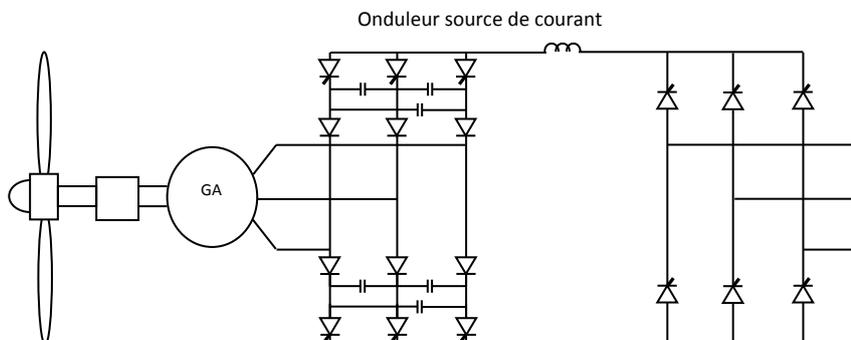


Figure I.9 : Turbine éolienne à vitesse variable utilisant une génératrice à cage et une cascade de deux onduleurs sources de courant

Les configurations 4 et 5 utilisent aussi une génératrice asynchrone à cage, connectée au réseau par l'intermédiaire d'une cascade d'onduleurs sources de courant.

Dans la figure I.9 est présenté le schéma électrique d'une turbine éolienne à vitesse variable utilisant un onduleur source de courant à thyristors du côté de la génératrice et un onduleur contrôlé en phase du côté du réseau. Cette configuration est utilisée pour des machines de grandes puissances où les convertisseurs commandés en MLI et réalisés avec des GTO présentent un intérêt du point de vue économique.

La dernière configuration citée ci-dessus pour les structures de système éolien, est celle utilisant comme génératrice, une génératrice asynchrone à rotor bobiné connecté au réseau au travers d'une cascade de convertisseurs statiques.

Elle est constituée d'un redresseur à diodes et d'un onduleur à commutation de ligne, comme présenté dans la figure I.10. Ce schéma, connu dans la littérature sous le nom de cascade électronique Kramer, est la plus simple du point de vue des convertisseurs. Cependant, il a l'inconvénient majeur de ne permettre que le fonctionnement du générateur à des vitesses hyper synchrones, limitant ainsi la commande de la vitesse. La structure du système de commande est une cascade en boucle double [26].

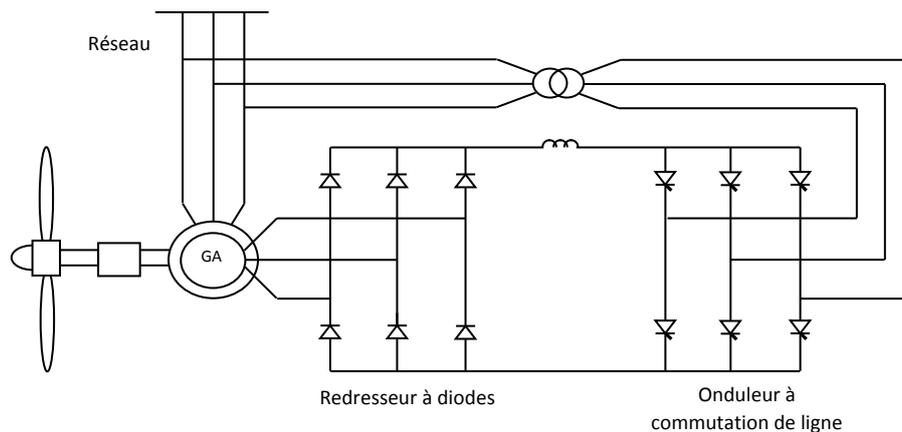


Figure I.10 : Turbine éolienne à vitesse variable qui utilise une génératrice asynchrone à rotor bobine et une cascade hyper synchrone de convertisseurs

Les convertisseurs à thyristors sont peu utilisés, ils présentent trop d'inconvénients en termes de facteur de puissance et de formes d'onde (côté machine et côté réseau). C'est la raison pour laquelle, les systèmes à deux convertisseurs triphasés réalisés avec des IGBT et pilotés en technique MLI sont très utilisés.

Les machines à double alimentation présentent un avantage important concernant la puissance réduite de dimensionnement du convertisseur électronique de puissance [27]. Cet avantage était déjà bien connu avec les cascades hypo synchrones dans lesquelles on prélevait de la puissance au rotor via un convertisseur électronique pour la réinjecter sur la source d'alimentation.

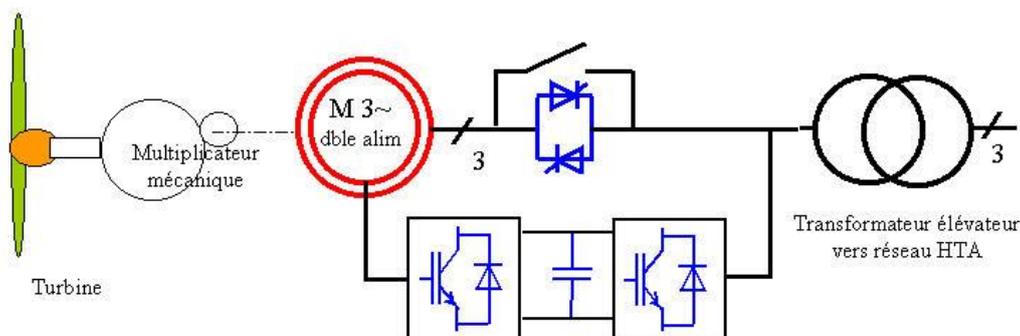


Figure I.11 : Chaîne de puissance à double alimentation

Sa commande vectorielle doit assurer le suivi de la consigne de vitesse optimale fournie par la MPPT établie. D'autre part, l'utilisation de la machine asynchrone à double alimentation permet de s'affranchir de l'utilisation de batteries de condensateur, au-travers d'un contrôle efficace de la puissance réactive. Le convertisseur est de type source de tension généralement à IGBT et à modulation de largeur d'impulsion [28] [29].

Aérogénérateurs à génératrices synchrones

Turbine éoliennes « à attaque direct »

Comme nous l'avons déjà précisé plus haut, les turbines éoliennes de grandes puissances, tournant en fonctionnement nominal à de faibles vitesses de rotation et conduisent par conséquent à des couples très élevés et à des masses de générateur prohibitives si l'on conserve des technologies classiques (notamment asynchrones). C'est la raison pour laquelle, on intercale traditionnellement, entre la turbine et la génératrice, un multiplicateur de vitesse [30]. Cependant, ce multiplicateur mécanique introduit comme nous l'avons vu, des inconvénients multiples qui ont conduit certains constructeurs à adopter des solutions à entraînement direct.

Dans ces systèmes dits à attaque directe, le rotor de la turbine entraîne directement la génératrice électrique, en éliminant le multiplicateur de vitesse, on parle alors du concept d'entraînement direct. Les avantages attendus sont la réduction des coûts, des pertes de puissance dans la transmission mécanique, des temps d'arrêt et d'entretien. Cependant, les difficultés mécaniques de couplage pourraient être remplacées par celles électriques.

Les aérogénérateurs fabriqués par Enercon dépassent la puissance de 1,5 MW (en production, turbines de 1,8 MW, un prototype de 4,5 MW). On utilise en principe, des machines synchrones « classiques » à rotor bobiné. D'autres machines à entraînement direct, en production et en développement, utilisent des aimants permanents sur le rotor [31]. Cependant, la masse et la taille des générateurs à entraînement direct sont importantes, en particulier, le grand diamètre de la génératrice.

Le diamètre doit être supérieur par rapport à la conception classique pour deux raisons:

- Un plus grand diamètre implique l'augmentation de la puissance de sortie de la génératrice par unité de masse.
- Pour maintenir la fréquence de sortie dans le domaine usuel des générateurs électriques (environ 20 Hz dans les machines Enercon), le nombre de pôles du générateur doit être maintenu élevé, d'où la difficulté de trouver un bon compromis entre la fabrication des pôles de petites dimensions dont la circonférence doit être aussi grande que possible.

Le fabricant néerlandais Lagerwey [32], produit des aérogénérateurs à entraînement direct, utilisant des machines synchrones à rotor bobiné ou à aimants permanents associés à un convertisseur statique basé sur la technique des thyristors IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor), la dernière variante générant une tension de 3-4 kV.

Les aérogénérateurs multi-pôles à entraînement direct associés aux convertisseurs de puissance sont particulièrement adaptés pour l'offshore où les grands diamètres ne posent pas de problèmes de transport et de logistique importants.

Pour leur critère de compacité et de bon rendement, les génératrices synchrones à aimants permanents s'imposent d'une manière sans cesse croissante dans les systèmes de générations éoliennes à entraînement direct. Jeumont Industries, à titre d'exemple, a développé un entraînement direct basé sur un générateur synchrone à aimants permanents, pour des turbines de 750 kW [33].

Les machines synchrones utilisées dans les systèmes éoliens sont toujours associées aux convertisseurs statiques de fréquence. Suivant les différences de construction, les génératrices synchrones utilisées sont réparties en trois classes [34] :

- les génératrices synchrones classiques,
- les génératrices synchrones multipolaires,
- les machines à reluctance variable.

L'inconvénient majeur de ces systèmes basés sur la génératrice synchrone à aimants permanents se trouve, comme dans le cas des systèmes éoliens utilisant la génératrice asynchrone à cage, dans le choix d'un convertisseur statique de fréquence dimensionné pour le transfert de la totalité de la puissance fournie par la génératrice.

Les préoccupations industrielles actuelles, pour l'amélioration de la fiabilité dans les systèmes de générations éoliennes à entraînement direct, s'orientent davantage vers l'élaboration d'aérogénérateurs synchrones multipolaires à aimants permanents [35].

On rencontre généralement deux types de structures de convertisseurs de fréquences, utilisées pour le transfert de puissance de la génératrice synchrone à aimants permanents vers le réseau :

- le convertisseur avec onduleur de type source de tension,
- et le convertisseur avec onduleur de type source de courant.

Dans la figure I.12 ci-dessous, on présente une structure de transfert de la puissance de la génératrice vers le réseau utilisant un onduleur de type source de tension commandée en courant.

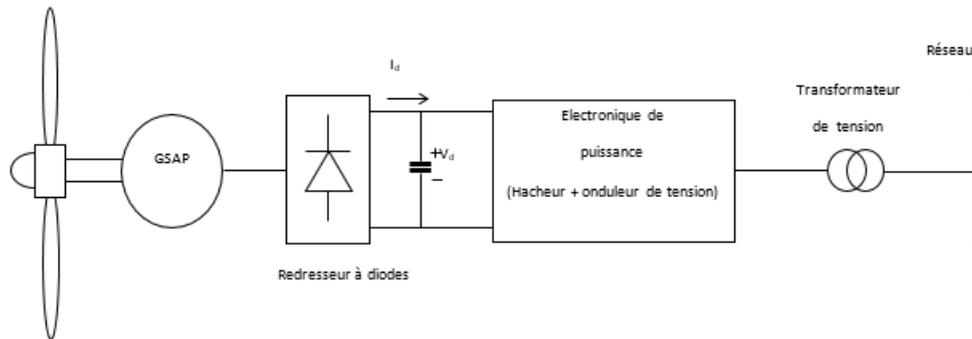


Figure I.12 : Schéma synoptique d'un système éolien à vitesse variable basé sur une génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP)

L'optimisation de l'extraction de puissance, qui consiste à maintenir la vitesse spécifique $\lambda(t)$ à sa valeur optimale, et par conséquent le coefficient de puissance à sa valeur maximale, est assurée par une commande appropriée du hacheur. L'onduleur est prévu avec une boucle de réglage de la tension et il fournit dans le réseau la puissance active optimale, ainsi que la puissance réactive désirée.

Remarques sur les technologies actuelles

A partir des différentes remarques précédemment énoncées, deux conclusions peuvent être tirées :

- Les parcs éoliens basés sur les machines asynchrones bénéficient d'une simplicité d'installation, de maintenance et de robustesse pour la production de l'énergie électrique. Cependant, ils ne répondent plus aux normes imposées actuelles ou futures, que ce soit en termes de plan de tension (pas de réglage du réactif), en termes de tenue aux creux de tension (parcs déconnectés après le défaut), ou en termes de qualité de tension (Flicker important).
- Les parcs éoliens à vitesse variable (structures basées sur les machines asynchrones à double alimentation et les machines synchrones) offrent de nouvelles possibilités grâce à l'interface d'électronique de puissance. Ils sont susceptibles de pouvoir répondre aux critères imposés.

Turbines offshore multi – mégawatts

Techniques de gestion de l'intermittence

Comme pour l'éolienne onshore, il faut souligner comment l'impact de l'intermittence sur le réseau électrique peut être atténué par des techniques d'intégration au réseau, par la répartition géographique et par l'amélioration des techniques de prévisions météorologiques. Néanmoins, l'imprévisibilité et la variabilité résiduelle générale - y compris les périodes où il n'y a pas de vent disponible - doivent être abordées en corrélation avec les conditions offshore.

Comme décrit dans divers rapports et travaux, les principaux outils à utiliser sont la réserve opérationnelle et la capacité de répondre à court, à moyen terme et à long terme. L'opérateur français de réseau RTE estime que les fluctuations à court terme de la capacité éolienne installée de 10 GW ne dépasseraient pas les 100 MW dans une minute, ce qui peut être absorbé dans le

dimensionnement actuel des réserves sans problème. Lors de l'intégration à long terme de l'énergie éolienne dans les réseaux d'électricité, des coûts importants doivent être pris en compte pour assurer une réserve opérationnelle supplémentaire et une capacité flexible [36].

On doit analyser quelles sont les options moins coûteuses à l'échelle d'un système offshore. Ci-dessous, nous présentons une liste non exhaustive d'options proposées :

- les centrales fournissant une réserve opérationnelle ;
- le stockage de l'électricité ;
- l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- la production distribuée ;
- la réaction de la demande ;
- la réduction de la technologie intermittente.

Le principe derrière toutes ces options est basé sur l'équilibre entre l'offre et la demande, comment l'équilibrage et la réserve opérationnelle sont assurés, diffèrent selon les configurations de chaque pays. A titre d'exemple, dans les pays à forte pénétration de l'énergie éolienne avec un faible stockage hydroélectrique, la question de la réserve opérationnelle est essentielle, pour des raisons économiques ainsi que de l'environnement.

Les centrales qui fournissent une réserve opérationnelle, représentent l'option la plus fréquemment citée dans la littérature et a souvent été utilisée comme référence pour calculer les coûts supplémentaires de l'intégration de la production intermittente dans le système à la fois sur les délais à court et à long terme. L'utilisation de centrales d'équilibrage est un service bien connu et testé dans les systèmes auxiliaires de l'électricité [37] [38].

Le stockage de l'électricité effectué, sous la forme de réservoirs de pompage, ou sous la forme de lacs d'accumulation, a joué un rôle clé dans la fourniture des services d'équilibrage du réseau. Les avantages de ces différentes formes sont le stockage d'électricité à grande échelle (supérieur à 1000 MW, selon l'emplacement), le temps de réponse rapide et les coûts d'exploitation relativement faibles. Une centrale hydroélectrique à pleine charge peut remplacer une alimentation classique pendant plusieurs heures si nécessaire.

Les systèmes de stockage tels que les volants d'inertie et certains types de batteries fournissent des services de soutien spécifiques pour les énergies renouvelables pour les fluctuations de la production à très court terme (moins d'une minute).

Un problème fondamental dans le stockage de l'énergie électrique, vient des pertes inévitables rencontrées lorsque l'électricité est stockée sous une autre forme d'énergie : on les appelle les pertes de conversion ou les pertes liées à la conversion énergétique. La nature et le dimensionnement des unités de stockage doivent être combinés avec les missions du centre de production en termes d'énergie disponible et aussi de service réseau à prendre en charge.

Les performances techniques des technologies de stockage dépendent des horizons temporels de fonctionnement et de la capacité de stockage [39].

Les diverses techniques de gestion des flux énergétiques et les technologies tels que des volants ou des batteries pour lisser les fluctuations à court terme sont développés et gagnent en importance avec les niveaux actuels de pénétration de l'éolien [40].

En général, l'interconnexion à travers un réseau est considérée comme une étape importante vers l'amélioration de la gestion des fortes pénétrations de l'énergie éolienne. Afin d'intégrer la production offshore, le développement des réseaux de transport s'accompagne d'un renforcement et d'une modernisation des lignes existantes [41]. La production décentralisée d'électricité regroupe l'ensemble des moyens de production d'électricité de petite et moyenne taille (typiquement inférieur 10 MW), le plus souvent raccordés au réseau de distribution et utilisés pour produire à proximité des usages. Il existe actuellement un certain nombre d'obstacles à une plus large intégration de la production décentralisée dans les réseaux d'électricité. Un domaine important est l'échange d'informations, un sujet qui a déjà été souligné précédemment dans le cadre de prévisions météorologiques pour les parcs éoliens offshore [42] [43].

Les futurs parcs éoliens offshore sont de potentiels fournisseurs de services de «consolidation» d'un réseau décentralisé où la production est distribuée.

Les grands parcs éoliens, avec un nombre important de turbines de l'ordre du mégawatt peuvent, en principe, fournir des services auxiliaires qui se substitueraient à ceux des centrales classiques [44]. L'utilisation des éoliennes offshore pour la réserve opérationnelle devient une option réaliste, et par ailleurs, des exigences associées à la production offshore apparaissent de plus en plus dans la normalisation «Grid Code ».

Localisation de parcs éoliens

L'installation de fermes éoliennes offshore introduit, pour le développement de la filière éolienne, les principales opportunités suivantes [45] :

- la production énergétique est supérieure aux sites on shore à puissances installées égales. En effet, en offshore on ne rencontre pas de problème d'orographie, la rugosité est faible par rapport à la terre,

- L'éolien offshore s'affranchit en grande partie du problème des nuisances esthétiques, sonores et de voisinage. On peut installer des machines de grandes tailles sur des espaces peu étendus.

D'autre part le vent est beaucoup plus fort et constant qu'en onshore : un régime de marche de 96% est par exemple estimé en mer du Nord. Cette solution permet le développement technique progressif d'éoliennes de très grande puissance. On donne couramment comme moyenne 2 500 MWh par MW installé en mer au lieu de 2 000 MWh par MW installé à terre. Dans les zones maritimes géographiquement très favorables à l'éolien, les estimations des études indiquent le potentiel de cas extrêmes de 3 800 MWh par MW installé [46].

Les parcs éoliens offshore sont extrêmement divers, allant de 1,5 à 50 km de la côte par des fonds de 3 à 30 m [47]. Le développement de projets de grande taille (de l'ordre de 100 MW) est rendu nécessaire compte tenu des surcoûts liés à la construction offshore [48].

Le développement d'éoliennes de la classe du mégawatt est lié également aux fondations moins chères. Pour les premiers parcs offshore construits dans les années 90 au Danemark (et au monde), on a utilisé des fondations constituées de caissons de béton comme pour la plupart des parcs éoliens offshore existants. Ce type de fondation se sert de la gravité pour maintenir l'éolienne dans une position verticale.

Une toute nouvelle technologie emploie une méthode similaire, mais, au lieu de béton armé, on utilise un tube d'acier cylindrique qui est fixé sur une boîte d'acier placée sur le fond de mer.

On note également les fondations offshore nouvelles :

- le mono-pieu d'acier, de 3,5 à 4,5 m de diamètre ;
- fondation à trois pieds (tripode) inspirée des plateformes légères à trois pieds employées pour le forage dans les champs pétrolifères [49].

Exploitation des réseaux offshore et gestion des services auxiliaires

L'exploitation des réseaux offshore et la gestion des services auxiliaires sont des opérations quotidiennes et à long terme à la fois sur les réseaux de distribution ainsi comme sur les réseaux de transmission. En général, le réseau de distribution n'est pas géré activement et ne joue qu'un rôle passif, ce qui pourrait changer à l'avenir en raison de l'augmentation de la production distribuée. À l'heure actuelle, le réseau de transport gère principalement l'équilibre entre l'offre et la demande.

Comme les grands systèmes énergétiques fonctionnent avec peu de capacités de stockage pour des raisons économiques, le principe directeur est d'équilibrer la demande et l'offre en permanence. Comme chaque système national de l'électricité fonctionne sous des normes strictes de sécurité et de qualité, les «services auxiliaires» doivent être fournis indépendamment du fait que les énergies renouvelables intermittentes sont connectées au réseau ou non.

Tout d'abord, les normes de sécurité exigent que le réseau électrique soit conçu pour résister à des pannes de certaine ampleur et des charges élevées sans perdre de service, soi-disant «N-1» ou «N-2 » événements. Dans l'ensemble, la fiabilité du système éolien offshore doit être déterminée par la «perte de la probabilité de la charge» qui peut être définie comme «la probabilité que la charge dépasse la production disponible ».

De plus, les normes de qualité définissent la nature exacte du service électricité livré, la fréquence et la tension étant deux variables importantes. Cela suppose que l'opérateur offshore maintient les variations de la fréquence et la tension dans les limites spécifiées pour ne pas endommager les équipements électriques.

I.2.6. Différents types d'éoliennes

Suivant l'orientation de leur axe de rotation, on distingue deux types d'éoliennes :

- les éoliennes à axe vertical
- les éoliennes à axe horizontal

Eoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical, sont des éoliennes dont l'axe du rotor de la turbine est vertical. Ci-dessous, nous présentons deux exemples d'éoliennes à axe vertical, à savoir à rotor de type Darrieus et à rotor de type Savonius :

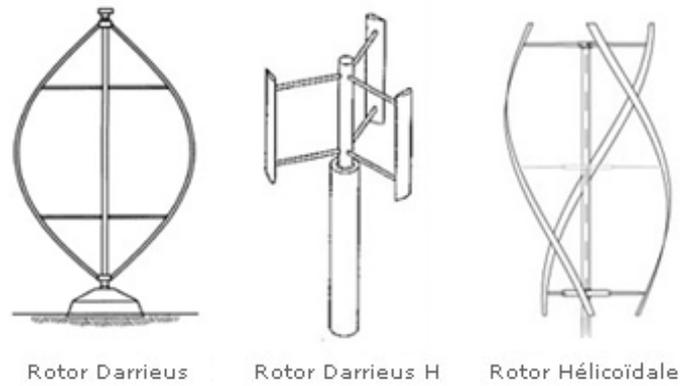


Figure I.13.a : Rotor de type Darrieus [50]

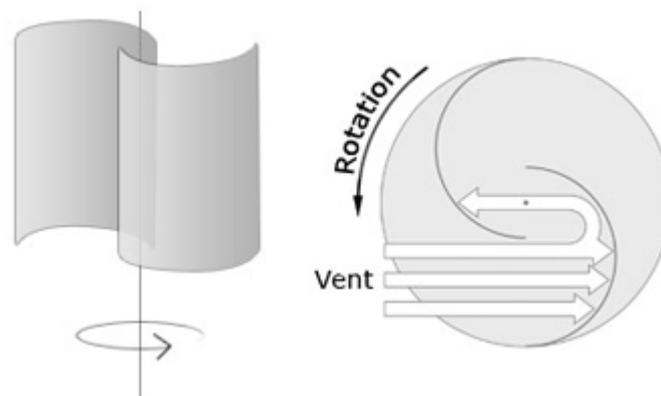


Figure I.13.b : Rotor de type Savonius [51]

Quel que soit le type d'éolienne, à axe vertical ou horizontal, le principe de fonctionnement présenté dans les paragraphes ci-dessus est le même.

Les éoliennes à axe vertical (voir figure I.14) ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à vent à axe horizontal. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années vingt, dont beaucoup sans succès. Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées. En effet la présence du capteur d'énergie près du sol l'expose aux turbulences et au gradient de vent ce qui réduit son efficacité. Elles sont de plus exposées à des problèmes d'aéroélasticité dus aux fortes contraintes qu'elles subissent. Enfin la surface qu'elles occupent au sol est très importante pour les puissances élevées.

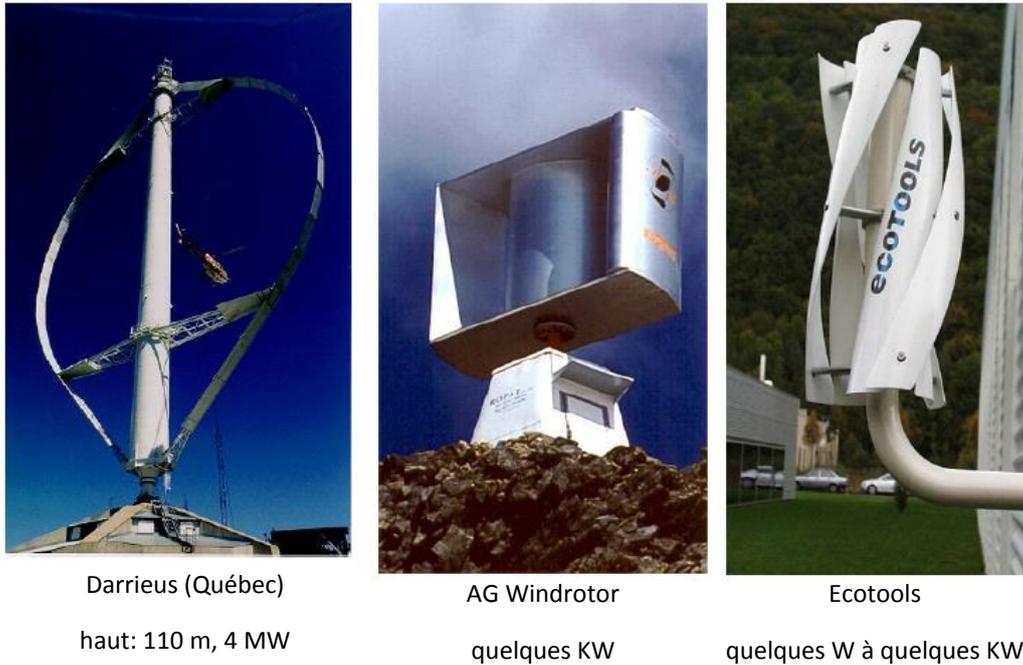


Figure I.14 : Technologies d'éoliennes à axe vertical [52-54]

Les éoliennes à axe horizontal

La plupart des éoliennes actuellement installées utilisent des turbines à axe horizontal. Le tableau I.2 propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice. A titre de comparaison, la puissance d'une tranche de centrale nucléaire est de 1400 MW environ.

Échelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
petite	moins de 12 m	moins de 40KW
moyenne	12 m à 45 m	de 40KW à 1MW
grande	45 m et plus	1 MW et plus

Tableau I.2 : Classification des turbines éoliennes

Les éoliennes à axe horizontal (voir figure I.15) sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées du point de vue aérodynamique comme les ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse

de rotation du capteur éolien. Ces types d'éoliennes ont pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité.



Figure I.15: Technologies d'éoliennes à axe horizontal [55-56]

Les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal.

Une éolienne à axe horizontal est constituée par une tour au sommet de laquelle se trouve la nacelle. Etant donné que la vitesse du vent augmente lorsque l'on s'éloigne du sol, une tour peut mesurer entre 50 et 80 mètres de haut. Typiquement une éolienne de 1 MW a une hauteur de 80 mètres de haut, ce qui correspond à la hauteur d'un immeuble de 32 étages. La tour a la forme d'un tronc en cône où, à l'intérieur, sont disposés les câbles de transport de l'énergie électrique, les éléments de contrôle, les appareillages de connexion au réseau de distribution ainsi que l'échelle d'accès à la nacelle. La nacelle regroupe tout le système de transformation de l'énergie éolienne en énergie électrique et divers actionneurs de commande. Tous ces éléments sont représentés sur la figure I.16.

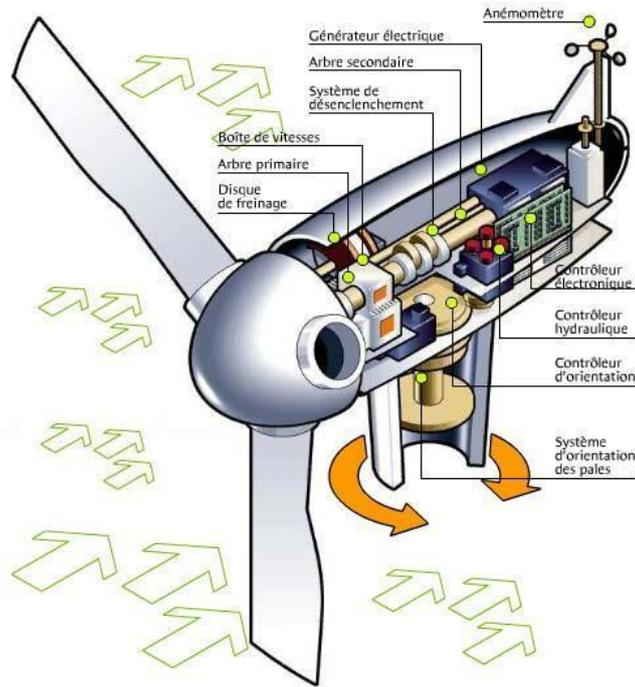


Figure I.16: Les éléments constituant d'une éolienne [20]

Un dispositif oriente automatiquement la nacelle face au vent grâce à une mesure de la direction du vent effectuée par une girouette située à l'arrière de la nacelle.

La turbine éolienne est munie de pales fixes ou orientables et tourne à une vitesse nominale de 25 à 40 tr/min. Plus le nombre de pales est grand plus le couple au démarrage sera grande et plus la vitesse de rotation sera petite. Les turbines uni et bipales ont l'avantage de peser moins, mais elles produisent plus de fluctuations mécaniques. Elles ont un rendement énergétique moindre, et sont plus bruyantes puisqu'elles tournent plus vite. Elles provoquent une perturbation plus importante de l'avis de paysagistes. De plus un nombre pair de pales doit être évité pour des raisons de stabilité. En effet, lorsque la pale supérieure atteint le point le plus extrême, elle capte la puissance maximale du vent. A ce moment, la pale inférieure traverse la zone abritée du vent par la tour. Cette disposition tend à faire fléchir l'ensemble de la turbine vers l'arrière. Ceci explique pourquoi 80% des fabricants fabriquent des aérogénérateurs tripales.

Lorsque des pales fixes sont utilisés, un dispositif de freinage aérodynamique est utilisé en permettant de dégrader le rendement de la turbine au-delà d'une certaine vitesse (décrochage aérodynamique ou « stall » control). Si non, un mécanisme d'orientation des pales permet la régulation de la puissance et un freinage (réglage aérodynamique).

Un arbre dit lent relie le moyeu au multiplicateur et contient un système hydraulique permettant le freinage aérodynamique en cas de besoin.

Un multiplicateur adapte la vitesse de la turbine éolienne à celle du générateur électrique (qui est généralement entraîné à environ 1500 tr/min). Ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique à disque actionné en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique tombe en panne ou en cas de maintenance de l'éolienne.

Le système de refroidissement comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et un refroidisseur à huile pour le multiplicateur. Il existe certaines éoliennes comportant un refroidissement à l'eau.

La génératrice est généralement asynchrone, et sa puissance électrique peut varier entre 600 KW et 2.5 MW. Les signaux électronique émis par l'anémomètre sont utilisés par le système de contrôle - commande de l'éolienne pour démarrer l'éolienne lorsque la vitesse du vent atteint approximativement 5 m/s. De même, le système de commande électronique arrête automatiquement l'éolienne si la vitesse du vent est supérieure à 25 m/s, afin d'assurer la protection de l'éolienne.

Le système de contrôle commande comporte un ordinateur qui surveille en permanence l'état de l'éolienne tout en contrôlant le dispositif d'orientation. En cas de défaillance (par exemple une surchauffe du multiplicateur ou de la génératrice), le système arrête automatiquement l'éolienne et le signale à l'ordinateur de l'opérateur via un modem téléphonique.

I.3 Etat de l'art sur l'hydrolien

I.3.1 Définition

La rotation de la terre, les écarts de température, l'attraction de la lune sont les phénomènes qui génèrent les courants marins [57-58]. L'avantage considérable que possède ce type d'énergie est que les courants marins sont connus avec une précision sans défaut : la direction des courants marins est constante, leur sens est soit alternatif (courants de marées) soit continu [59] [60], contrairement aux éoliennes où les directions et la force des vents ne peuvent être anticipés que quatre à cinq jours au mieux avec une précision approximative [61].

Appelées aussi hydroliennes, on compare souvent les hydroliennes avec les éoliennes. On les assimile même à des éoliennes sous-marines.

I.3.2 Principe de fonctionnement

L'hydrolienne à axe horizontal fonctionne sur le même principe que celui de l'éolienne à savoir, la transformation de l'énergie cinétique d'un fluide, le courant marin dans le cas de

l'hydrolienne, en énergie mécanique. La chaîne de conversion hydrolienne est alors similaire à celle de la chaîne de conversion éolienne, elle est constituée de :

- la ressource hydrolienne
- la turbine hydrolienne
- la génératrice électrique
- les convertisseurs de puissance
- et la charge.

Ce qui a été dit dans le cadre de l'éolienne offshore reste valable pour le cas de l'hydrolien, sauf pour ce qui concerne la ressource hydrolienne qui diffère de celle de l'éolienne offshore.

I.3.3 La ressource hydrolienne : le courant marin

Le potentiel est difficilement estimable mais il est évalué à plusieurs centaines de TWh annuels. Ainsi, les projets d'éoliennes sous-marines se sont multipliés et en évitant de ce fait les infrastructures et divers barrages, comme par exemple l'usine marémotrice de la Rance.

La mise en place d'une hydrolienne doit être judicieusement installée aux endroits où de forts courants marins sont importants. Ci-dessous, nous présentons la carte des courants marins dans le monde :

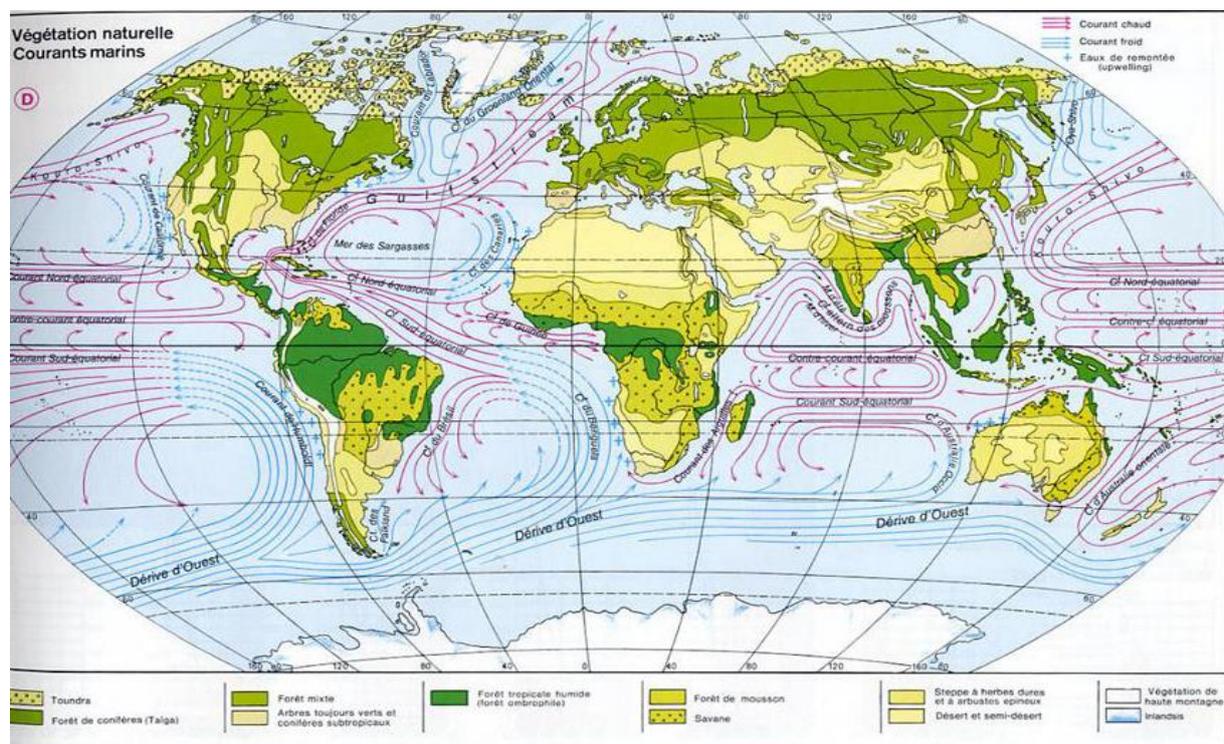


Figure I.17 : Carte des courants marins dans le monde [62]

Il existe deux types de courants marins : les courants globaux et les courants dits de marée (ou de marnage).

Les courants globaux sont dus aux différences de températures et de salinité de masses d'eau voisines et se divisent en deux catégories : les courants locaux liés aux vents et les courants

réguliers et habituels comme le Gulf Stream, qui offre à lui seul une puissance cinétique de 30 GW et environ 300 TWh annuels.

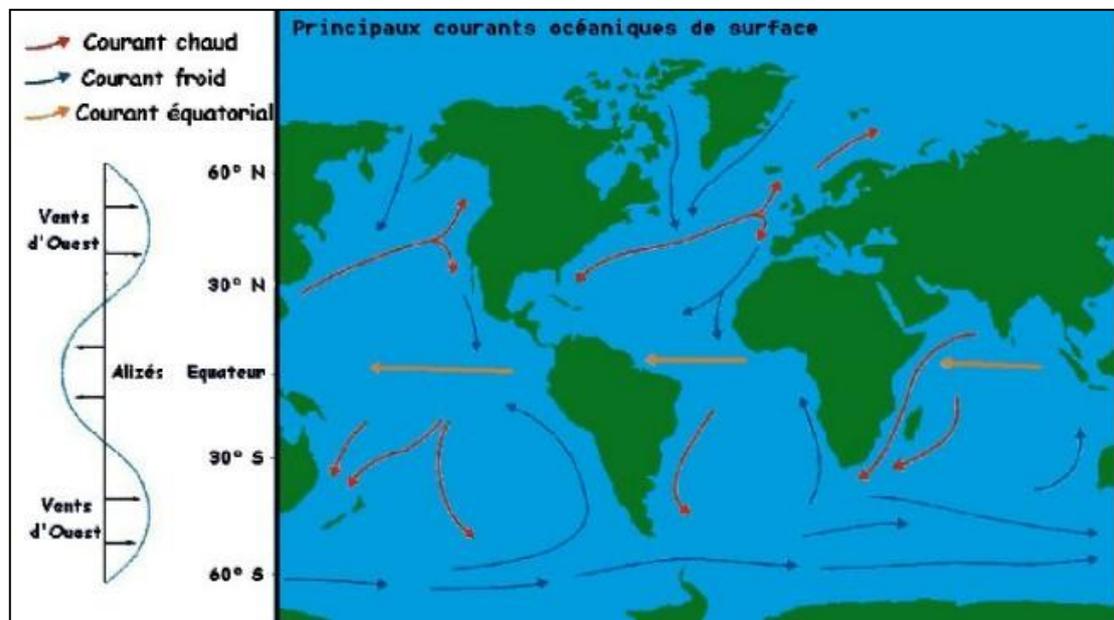


Figure I.18 : Carte des principaux courants globaux (Source Service Hydrographique et Océanique de la Marine : SHOM) [61]

Les courants de marée se rencontrent près des côtes ou aux embouchures des fleuves. Leur origine est gravitationnelle et ils sont liés aux déplacements d'eau associés aux marées. Si au large, ils sont giratoires, les courants de marées se trouvent généralement accélérés suivant la topographie du fond notamment aux alentours des caps et des détroits entre les îles. De plus situé près des côtes (moins de 5 km), l'acheminement de l'électricité est plus aisé et supprime les problèmes de navigation de grosse embarcation, ainsi que celui des pêcheurs qui risqueraient de voir s'accrocher leurs filets par les turbines [63].

Une estimation du potentiel de production a été menée dans la zone comprise entre les îles anglo-normandes Alderney et la pointe de la Hague. Le diamètre des turbines a été défini de telle sorte que le point le plus bas soit à une distance du fond égale à 25% de la profondeur et le point le plus haut à 7 m sous la surface (valeur prenant en compte des creux de houle de 4 m et 3 m d'incertitude). Les hypothèses complètes définissent une puissance installée de l'ordre de 3243 MW, une énergie annuelle productible de 7,4 TWh.

Ainsi, en détaillant la carte des ressources du littoral breton ci-dessous, on peut s'apercevoir qu'en matière de courants marins en Europe, on découvre des zones privilégiées très intéressantes dans certains lieux en France, avec des vitesses de courants élevées ($> 2\text{m/s}$).

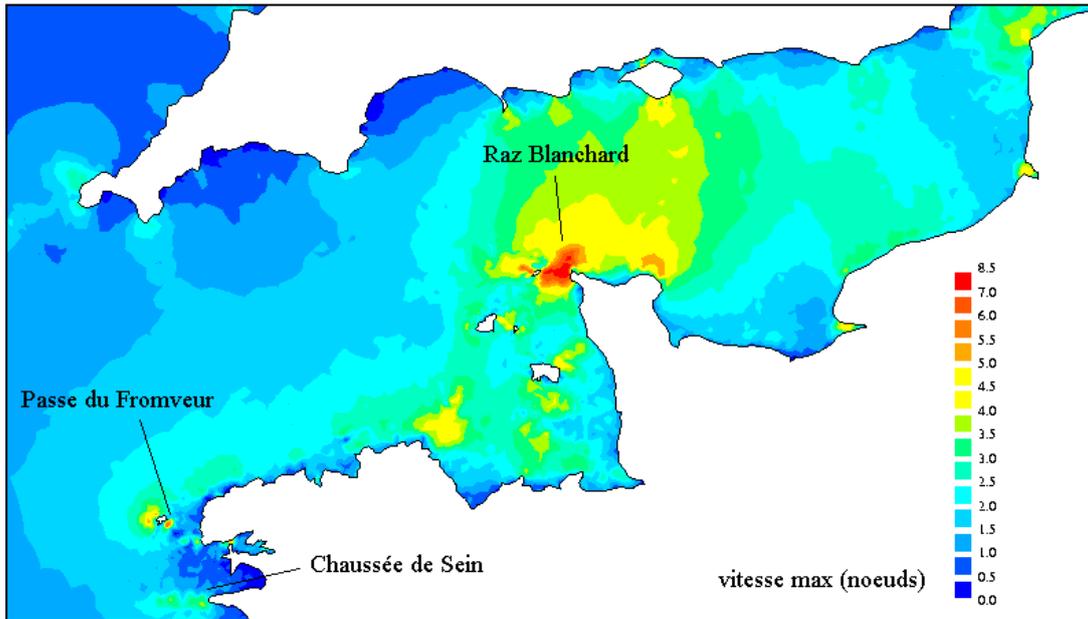


Figure I.19 : Carte du littoral breton avec la vitesse des courants marins (SHOM) [63]

Sur cette carte, on peut conclure qu'au large des côtes bretonnes, les courants ont des vitesses maximales de 1 à 6 nœuds marins (1 nœud = 0,514 m/s) soit de 0,5 à 3 m/s et au Raz Blanchard (pointe de la Hague), ils atteignent 9 nœuds soit presque 5 m/s.

L'énergie cinétique de l'eau

L'énergie cinétique contenue dans une masse d'eau m , et se déplaçant à la vitesse v , est définie par la formule :

$$E_h = \frac{1}{2}mv^2 \quad (I.22)$$

Si cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'un dispositif ayant la surface A , situé perpendiculairement à la direction du courant marin, la puissance hydrolienne instantanée serait alors :

$$P_h = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (I.23)$$

Où ρ est la masse volumique de l'eau ($\rho \cong 1024 \text{ kg/m}^3$).

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par une hydrolienne, ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'eau de mer qui le traverse par seconde. En réalité, d'autres études ont montré que ce coefficient était plus proche de 30% [63] :

$$P_{\max} = \frac{1}{2}C_p \rho S v^3 \quad (I.24)$$

Avec C_p : coefficient de puissance hydrodynamique.

L'optimisation de la récupération de puissance, en fonction du courant qui varie par rapport au cycle des marées, se réalise en faisant varier la vitesse de rotation. En effet, pour capter au mieux l'énergie cinétique quelle que soit la vitesse du courant, une régulation de vitesse semble nécessaire.

Un système de frein pourrait jouer le rôle limitant la valeur maximale de la vitesse de rotation empêchant, comme on peut le constater sur le graphe ci-dessous, un décrochage de la puissance. Cette vitesse est un paramètre important en vue d'optimiser au mieux l'hydrolienne en fonction des caractéristiques de chaque site [59] [60][63].

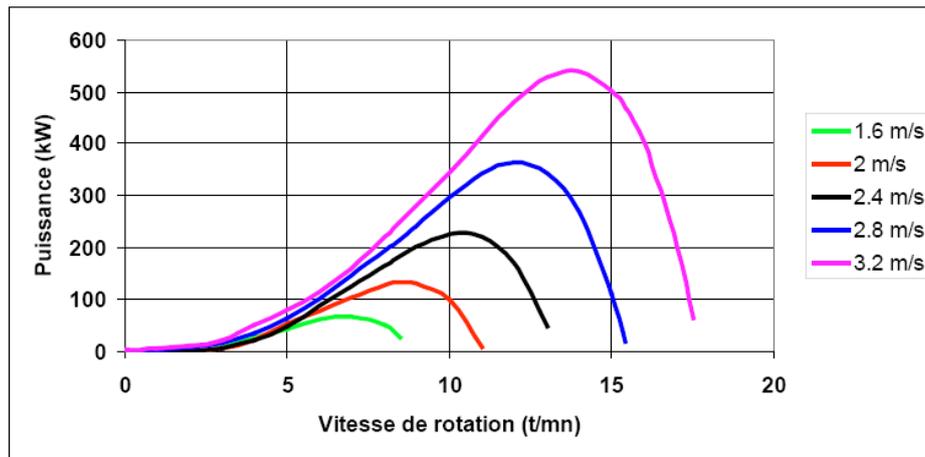


Figure I.20 : Puissance électrique en fonction de la vitesse de rotation et la vitesse des courants [59]

De plus, comme la vitesse des courants varie de façon sinusoïdale, la puissance de la ressource varie comme le cube de cette vitesse (formule de la puissance cinétique), il peut être intéressant d'écarter la puissance au-delà d'une vitesse nominale. En fonction du graphique au-dessus, la courbe ci-dessous montre la puissance écartée en fonction de la vitesse du courant, pour une vitesse nominale 2,4 m/s.

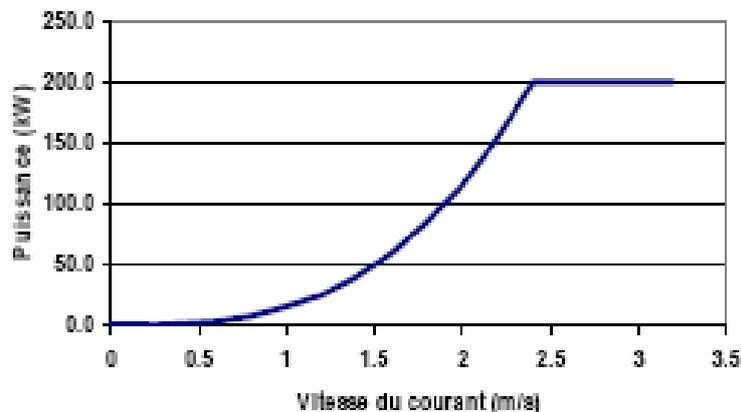


Figure I.21 : Courbe de puissance d'une hydrolienne [59]

I.3.4 Technologies récentes des systèmes hydroliens

Hydroliennes à axe horizontal

Ces systèmes sont mis en place sur des structures porteuses. Le choix de ces dernières est principalement en fonction de la profondeur et de la nature des fonds. Sur le schéma ci-dessous regroupant différents supports, le mono pieux est utilisé pour des profondeurs comprises entre 30 et 40 m. Il est enfoncé dans le sol (sable) par battage.

Les structures « Jacket », issues du secteur de l'exploitation pétrolière off-shore, sont constituées de tubes soudés assurant une large assise dans le fond, permettant d'accéder à des profondeurs supérieures et/ou des sols rocheux. Ce type de support est également employé en éolien off-shore.

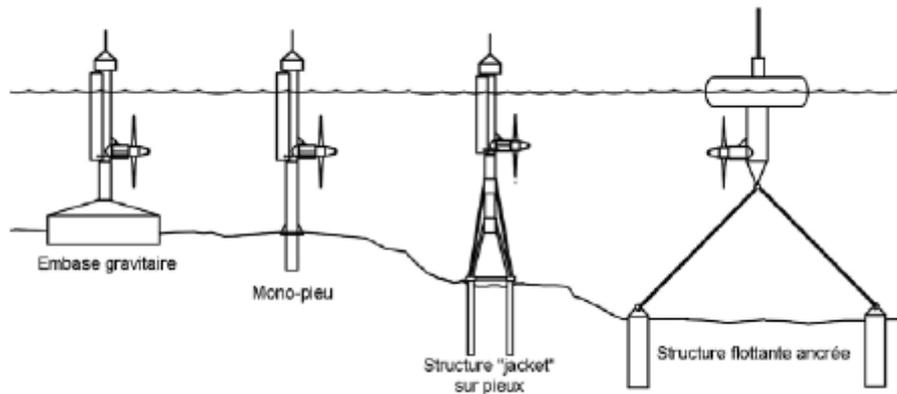


Figure I.22 : Différents supports des hydroliennes [59]

La grande majorité des industriels de l'hydrolienne, ont opté pour la turbine à axe horizontale. Les grands projets actuels des systèmes hydroliens, sont donc basés en majorité sur les turbines à axe horizontale.

On peut notamment citer [64]:

Le projet OpenHydro

Il s'agit d'une turbine à centre ouvert, avec une masse de 850 tonnes et 16m de diamètre. Cette technologie, capable de produire jusqu'à 500kW, a été choisie par l'entreprise d'Energie Française EDF, dans le cadre d'un projet de construction d'une ferme d'hydrolienne à 35m de profondeur et d'une capacité de 2MW. La mise en exploitation a été faite durant l'année 2016 [65].



Figure I.23 : Turbine OpenHydro [65]

Le projet HS1000

Il s'agit d'une turbine à trois pales d'une capacité de production de 1MW, testée et commercialisée par la société Andritz Hydro Hammerfest (anciennement Hammerfest Strøm). Elle est basée sur la technologie d'un prototype plus petit, la HS300 (300 kW), installée en Norvège, et connecté au réseau public depuis 2004 [66] [67] [68]. Cette technologie sera utilisée pour la production de 10 MW dans un réseau commercial dans le détroit d'Islay sur la côte Ouest de l'Ecosse.



Figure I.24 : Turbine HS1000 [66]

Le projet SEAFLOW

Développé par la société MCT (Marine Current Turbines Ltd), le projet **SEAFLOW** a installé, dans le canal de Bristol (fonds de 20 à 30 m), une turbine bipale (pales en composite) de 11 m de diamètre, à pas variable sur un pieu en acier de 42,5 m de longueur et 2,1 m de diamètre, pour une masse de 80 tonnes. La nacelle peut se déplacer le long du pieu ; soit en position immergée, pour le fonctionnement en exploitation ou en position émergée pour les travaux de maintenance. La puissance maximale est de 300 kW et est atteinte aux marées d'équinoxe.

La turbine entraîne une génératrice asynchrone à cage de 450 kVA (690 V et 3 paires de pôles) à vitesse variable avec 2 convertisseurs triphasés à modulation de largeur d'impulsion dos à dos via un bus continu 760 à 1100 V, comme décrit sur le schéma de la figure I.26.

Comme pour les éoliennes, les rotors à 2 pales sont moins efficaces que celles à 3 pales mais permettent une simplification mécanique et un coût plus faible. Les essais menés depuis l'été 2003 mettent en évidence d'importantes fluctuations de puissance (de 30 à 50 kW) dues aux passages des pales devant le pieu, toutes les 2 secondes environ. La société MCT prévoit des mono pieux supportant deux hydro générateurs bipales de 500 kW chacun disposés de chaque côté du pieu et dont les écoulements ne seront plus perturbés pas le passage des pales devant le pieu, comme on peut le voir sur l'image ci-dessous [59].



Figure I.25 : Hydroliennes SEAFLOW de MCT : en position maintenance et en service [69] et image présentant le projet de 2 hydro générateurs bipales excentrés du pieu [63]

La figure ci-dessous nous montre le schéma électrique du système complet incluant le secours (batteries et groupe électrogène), le contrôle d'orientation des pales et la chaîne de conversion de puissance.

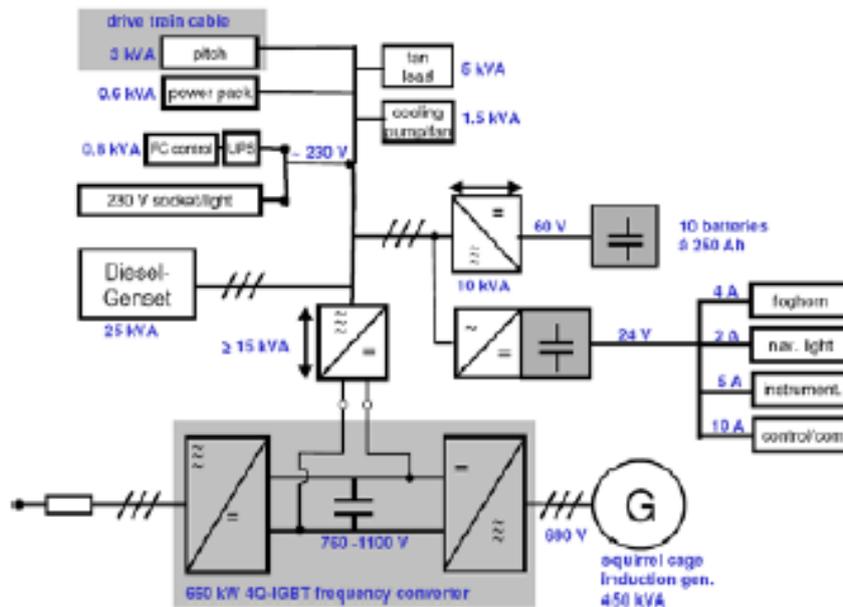


Figure I.26 : Schéma fonctionnel électrique de l'hydro générateur SEAFLOW [70]

I.3.5 Autres technologies d'hydroliennes

La Turbine à axe de rotation vertical

Les turbines à axe de rotation vertical ont l'avantage de la non nécessité d'orientation. Elles suivent les mêmes principes de fonctionnement que pour les turbines éoliennes à axe de rotation vertical.

Comme pour les turbines hydroliennes à axe de rotation horizontal, plusieurs grands projets ont récemment vu le jour sur le marché :

- **Projet Blue Energy [71]** : c'est un projet canadien, utilisant des turbines sous-marines de type « moulins à vent » avec des hélices de 10 m. C'est une turbine de type Darrieus de 500 kW mise dans une carène cubique permettant de mettre plusieurs unités côte à côte (figure I.27). La turbine est montée dans un caisson marin qui ancre la boîte dans le sol d'océan. En cas de problème, celui-ci remonte à la surface de l'eau. Les pales de l'hélice utilisent un principe hydrodynamique qui fait que celui-ci tourne avec une vitesse proportionnelle à celle de l'eau.
- **Projet Enemar[14]**: C'est un projet italien qui utilise les principes de la turbine Darrieus, qui a été breveté sous le nom de turbine Kobold (Figure I.28). Elle se présente sous la forme d'une turbine à axe vertical unidirectionnel, pouvant pivoter indépendamment de la direction du courant et pouvant être mise en route sans avoir besoin d'un dispositif de démarrage et dans des conditions extrêmes, parce qu'elle a un couple de démarrage très grand
- **Gorlov Helical Turbine[72]**: La turbine hélicoïdale Gorlov (figure I.29) est auto-démarrée et peut produire de l'énergie électrique à partir d'un courant d'eau aussi bas que de 1,5 m/sec et donne une puissance qui croit avec la vitesse de l'eau. En raison de sa symétrie axiale, la turbine tourne toujours dans la même direction, même lorsque les courants de marée inversent la direction. Ceci est un avantage très important qui simplifie la conception et l'exploitation. Le modèle standard, 1 m de diamètre et une

longueur de 2.5 m, peut produire 1.5 kW pour une vitesse de courant de 1,5m/s et 180kW pour une courant de 7,72 m/s.

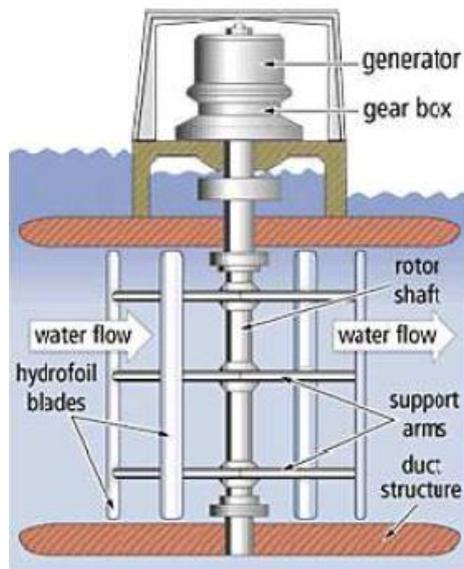


Figure I.27 : Projet Blue Energy [71]

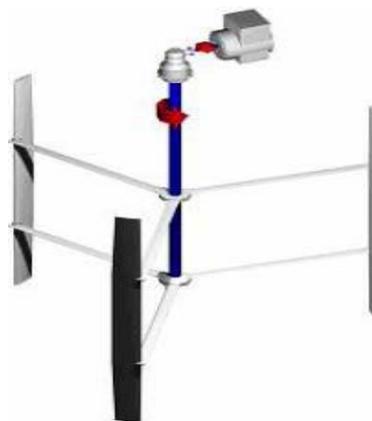


Figure I.28 : Projet Enemar [14]



Figure I.29 : Turbine Gorlov [72]

La Turbine à ailes battantes ou oscillantes [59][73]

Le dispositif **STINGRAY** développé par la société, Engineering Business Ltd est le projet le plus développé. Il se traduit comme une sorte de grande raie tapie au fond de la mer, les bords d'attaque d'une ou plusieurs ailes hydrofoil sont disposés face au courant. Ces ailes sont réglées de telle façon que leur portance soit maximale et reste dans le même sens que le mouvement. Des vérins hydrauliques amortissent le mouvement en comprimant l'huile dans un réservoir haute pression. L'huile est turbinée dans un moteur hydraulique qui entraîne une génératrice électrique à vitesse variable. L'ensemble est prévu pour être posé et ancré au fond de la mer. Un prototype de 150 kW à une seule aile (deux demi-ailes alignées en fait) a été construit, il occupe une surface au sol de 280 m² et pèse 35 tonnes (185 tonnes en incluant le ballast). Les demi-ailes ont une longueur totale de 7 m et une corde de 3 m. Elles offrent une surface totale d'appui de 42 m². Le bras de support, de 11 m de long, permet des oscillations de +/- 50°, soit un débattement vertical de 17 m environ et une section de captation face au courant de 235 m. Le système a été testé dans un courant de 2 m/s qui conduit à une puissance de 117 kW.



Figure I.30 : Système STINGRAY détaillé, prototype en photo et image d'une ferme sous-marine [73]

Les hydro générateurs à roue à aube flottante

Ce sont des hydroliennes basées sur le concept des grosses roues à aube flottantes immergées actionnées par le courant.

Hydro-Gen est un projet français de la société du même nom. Il existe deux versions du projet :

- Une version pour les courants de marée qui s'inversent toutes les 6 heures environ. La machine tourne dans un sens pendant 6 heures du flot (courant de marée montante) avec un maximum en milieu de période. Elle s'arrête pendant la renverse et est actionnée en sens inverse pendant les 6 heures de marée descendante, avec là aussi un pic en mi-marée.

Les machines sont ancrées à l'avant et à l'arrière en chaîne dans l'axe du courant de façon à capter un maximum de courant sur une surface minimum et permettent un fonctionnement dans les deux sens.

- Une version pour les fleuves ou courants unidirectionnels, dès que la profondeur et la vitesse de courant le permettent (par exemple à la sortie de retenue de barrage de régulation des grands fleuves où les courants peuvent atteindre 10 nœuds). Ces machines sont munies de pales asymétriques car elles tournent toujours dans le même sens. Le rendement énergétique va augmenter et la production sera beaucoup plus régulière que sous l'action des courants de marée.

Les dispositifs sont solidement ancrés au fond de la mer pour que les unités puissent être remorquées et transportées pour la maintenance par exemple.

Long de 30 m, large de 25, avec une roue d'un diamètre de 20 m, l'engin peut utiliser l'effet de courant au maximum. Tirant d'air : 8 m et tirant d'eau : 12 m. Un générateur relié à la roue, qui tourne très lentement, transforme l'énergie cinétique de l'eau en courant électrique. Une unité peut fournir de 1 à 3 Mw, avec 8 nœuds de courant.

Elle ne nécessite pas d'infrastructure, de génie civil ni de permis de construire. Une technologie de surface donc simple et peu onéreuse. La maîtrise des coûts est fondamentale : la technologie marine est cinq fois moins chère que la technologie sous-marine (développement, marine (développement, fabrication, entretien et déconstruction). Le courant est exporté vers la terre par un câble sous-marin.

Le prototype a été amélioré par 5 campagnes d'essais successives et appuyé par des partenaires comme l'ADEME, le Conseil Régional de Bretagne, l'IRENAV, l'ISTIV ou les sociétés Doris Engineering et Actimar.



Figure I.31: Hydro-Gen 10 KW [74]

I.4 Système hybride éolien offshore – hydrolien

Un système hybride, est un système constitué d'au moins deux différentes sources d'énergie. Dans le cadre de notre thèse, le système hybride étudié est un système éolien offshore – hydrolien.

I.4.1 Problématique

D'une manière générale, la conception de systèmes hybrides de production d'énergie électrique, vient rencontrer le besoin de combler l'indisponibilité de production d'une source, par la disponibilité de production de l'autre source. Dans le cadre de notre étude, les deux sources étudiées ici sont : l'éolienne offshore et l'hydrolienne. Le système hybride peut aussi venir renforcer la production d'une source d'énergie électrique. Dans notre cas par exemple, la source hydrolien, vient renforcer la production de la source éolienne offshore.

La ressource éolienne est assez imprévisible cependant, les éoliennes offshore bénéficient de vents beaucoup plus réguliers et avec des vitesses beaucoup plus grandes que celles rencontrées par les éoliennes onshore. Par conséquent, le déploiement de fermes d'éoliennes offshore permet d'optimiser l'utilisation du potentiel éolien disponible.

Le système hybride éolien offshore – hydrolien a donc pour objectif de bénéficier du fort potentiel éolien disponible en mer, mais aussi des forts courants marins disponibles.

L'objectif de notre thèse est donc de fournir un outil pour la validation expérimentale de la conception et de la simulation, d'un système hybride éolien offshore – hydrolien.

I.4.2 Concept et technologie

Concept

L'idée du concept d'un système hybride éolien offshore – hydrolien naît de l'opportunité en mer, de pouvoir récupérer à la fois l'énergie éolienne et l'énergie hydrolien, à partir d'un même ensemble mécanique. Ci-dessous nous présentons un exemple de structure hybride éolien offshore-hydrolien :

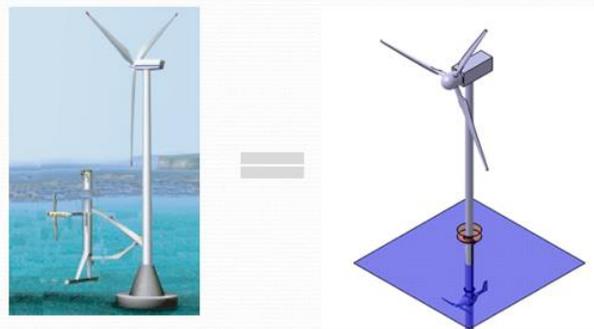


Figure I.32 : Structure hybride éolienne offshore-hydrolienne [75-76]

Les deux systèmes de production sont découplés, mais peuvent être couplés selon différentes architectures présentées ci-dessous [77] :

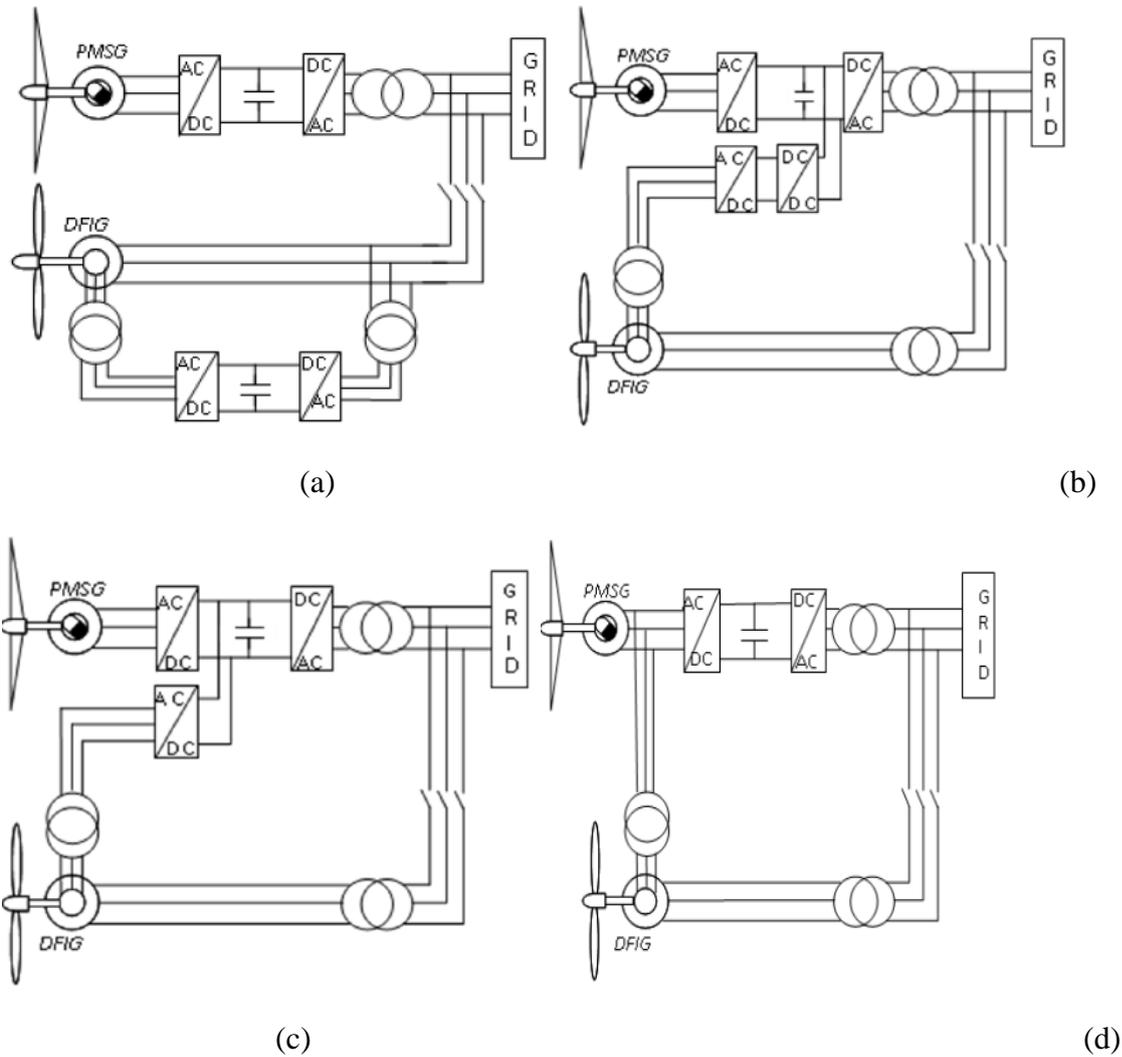


Figure I.33 : Architecture de couplage éolienne offshore-hydrolienne [38]

Le couplage selon la figure I.33.a est un couplage alternatif qui est non seulement onéreux en convertisseurs statiques et de plus pose le problème de convergence des caractéristiques énergétiques (fréquence et tensions alternatives) débitées par les deux systèmes qui ont des physiques différentes.

Le couplage selon la figure I.33.b qui est un couplage sur bus continu, pose également l'ajout d'un convertisseur supplémentaire (Hacheur) qui nécessitera un circuit additionnel de commande ce qui rend le système plus complexe.

Le couplage selon la figure I.33.d est un couplage direct des deux génératrices, ce qui semble difficile concevable à cause la dynamique des ressources primaires très différentes (vitesse de vent et courant marin), et de plus cela nécessite de convertisseurs de plus grandes puissances.

Enfin, le couplage selon la figure I.33.c est un couplage sur le bus continu, mais a l'avantage de réduire le coût des convertisseurs, et de simplifier la commande du système. C'est pourquoi c'est l'architecture que nous avons choisi comme exemple d'étude dans cette thèse.

Technologie récente

La société japonaise MODEC a procédé à l'installation, d'un système flottante hybride éolien offshore – hydrolien appelé : système SKWID (Savonius Keel and Wind Turbine Darrieus), d'une capacité de production de 500kW. L'exploitation des courants marins est réalisée par un rotor de type Savonius dont la faible vitesse de rotation permet de ne pas endommager les milieux marins et de respecter l'environnement. Enfin, une éolienne à axe vertical, dite de Darrieus, stabilise le système en ramenant son centre de gravité à une position relativement basse [78].



Figure I.34: Maquette du système hybride éolien offshore-hydrolien développée par la société MODEC [79]

I.5 Introduction aux simulateurs

Les simulateurs sont des procédés qui ont pour objectif de reproduire un phénomène physique réel et complexe. Dans le cas qui nous concerne, nous voulons réaliser l'émulateur du système hybride éolien offshore – hydrolien. Plusieurs types de simulations sont disponibles :

- la simulation numérique
- la simulation temps réel

I.5.1 Simulation numérique

L'analyse théorique du système hybride éolien offshore – hydrolien, nécessite la modélisation mathématique de chaque élément de la chaîne de conversion d'une part, et la modélisation des échanges de puissance entre chacun d'eux d'autre part [80][81].

Simuler le système hybride commence donc par la modélisation de ses divers éléments. Cependant, la similitude entre le système éolien et le système hydrolien permet de réduire le nombre d'éléments à modéliser.

Modélisation des éléments de la chaîne de conversion

La différence prédominante entre la chaîne de conversion éolienne et la chaîne de conversion hydrolienne, est la nature de la ressource qui est le vent, pour la première, et le courant marin pour la seconde.

Les éléments à modéliser sont donc [80] [81] :

- La ressource : il s'agit ici de modéliser les variations de la vitesse du vent et du courant marin en fonction du temps.
- La turbine éolienne/hydrolienne : il s'agit ici de modéliser la récupération de l'énergie cinétique du vent, qui sera transmise au rotor de la génératrice.
- La génératrice électrique : il s'agit ici de modéliser le comportement dynamique de la machine électrique choisit, et également sa commande.
- Les convertisseurs de puissance : il s'agit ici de modéliser la commande des convertisseurs de puissance.
- La charge qui peut aussi être le réseau, permet de connaître les valeurs caractéristiques de la puissance en sortie du système hybride.

L'ensemble du système modélisé, peut être simulé sur un logiciel de simulation quelconque, tel que par exemple Matlab/Simulink.

La simulation numérique pose le problème de la prise en compte des constantes de temps réelles des machines modélisées. En effet, les modèles des machines répondent plus rapidement aux sollicitations du système pendant la simulation numérique, que ne le ferait les machines en temps réel ; d'où la nécessité de se tourner vers la simulation temps réel pour se rapprocher le plus près possible des conditions réelles de fonctionnement du système.

I.5.2 Simulation temps réel

La simulation temps réel a l'avantage de pouvoir s'effectuer dans les conditions les plus proches de la réalité du fonctionnement du système. Il existe plusieurs types de simulation temps réel, parmi lesquels on peut citer [82] : la **Hardware In the Loop Simulation (HILS)**. Il s'agit ici de modéliser et de simuler numériquement une partie du système, pendant que l'autre partie est en fonctionnement réel.

Nous reviendrons en détail sur la simulation Hardware In the Loop, puisque c'est l'objet de notre thèse. Nous souhaitons uniquement dans cette partie, faire une brève introduction aux simulateurs, qui seront développés dans la suite de ce travail.

I.6 - Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit un aperçu général des systèmes éoliens et hydroliens. Nous avons notamment présenté les différents éléments constitutifs de la chaîne de conversion éolienne et de la chaîne de conversion hydrolienne.

Nous avons vu que les chaînes de conversion éolienne et hydrolienne sont similaires dans la constitution de leurs éléments, mais ne diffèrent qu'au niveau de la ressource qui est pour l'éolienne, la vitesse du vent, et pour l'hydrolienne, le courant marin.

Nous avons également vu que dans les systèmes de génération éolienne, on utilise 3 types de machines électriques :

- Les machines asynchrones à cage
- Les machines asynchrone à rotor bobiné
- Et les machines synchrones.

Nous avons remarqué que les machines asynchrones à cages étaient convenables pour les systèmes de génération à vitesse constante, mais inadapté pour les systèmes à vitesse variable.

D'autre part, nous avons également constaté que du fait de la lenteur des vitesses de rotation dans les systèmes de moyennes et grandes puissances, il fallait introduire entre la turbine et la génératrice un multiplicateur de vitesse. Cela apportait l'avantage de réduire la taille et la masse des machines électriques, mais l'introduction du multiplicateur mécanique, devra nécessiter de la maintenance supplémentaire, réduire le rendement énergétique, et augmenter le poids de l'éolienne, puisque le nouvel élément est logé dans la nacelle. Certains constructeurs ont donc opté pour les éoliennes à entraînement direct, c'est-à-dire, sans multiplicateur de vitesse.

Nous avons par la suite présenté le système hydrolien et sa technologie récente. Nous avons vu que les systèmes hydroliens à axe horizontale fonctionnent sur le même principe de conversion que celui du système éolien, la différence ne se trouvant que dans les natures de la ressource éolienne et de la ressource hydrolienne.

A partir de la présentation de ces deux systèmes de production d'énergie électrique, nous avons introduit le système hybride éolien offshore – hydrolien qui est associé aux travaux de notre thèse. Nous avons clôturé ce chapitre par une brève introduction aux simulateurs numériques et temps réels, dont l'étude sera détaillée dans le chapitre suivant.

I.7- Bibliographies

- [1] B. Multon ; X. Roboam ; B Dakyo ; C. Nichita ; O Gergaud ; H. Ben Ahmed, “Aérogénérateurs électriques”, Techniques de l’Ingénieur, Traités de génie électrique, D3960, Novembre 2004.
- [2] J. A. Baroudi, V. Dinavahi, A. M. Knight, “A review of power converter topologies for wind generators”, Renewable Energy, Vol. 32, No. 14, pp. 2369-2385, November 2007.
- [3] S. Heier, “Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems”, Publications John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [4] I. C. Meleşcanu, “Développement d’un système informatique pour le contrôle en temps réel d’un simulateur éolien ”, Mémoire de master 2, Université du Havre, Juin 2006.
- [5] B. Long, “Caractérisation des régimes et profils du vent sur le site de FECAMP pour l’analyse de la production d’énergie d’une éolienne de 10 KW”, Mémoire de master 2, Université du Havre, Juillet 2005.
- [6] D. Abbas, “Contribution au dimensionnement et à l’optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l’habitat résidentiel autonome”, Thèse de Doctorat, Université de Poitiers, Juin 2012.
- [7] L. Stoyanov, “Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d’énergies renouvelables”, Thèse de Doctorat, Université Technique de Sofia, Octobre 2011.
- [8] C. Nichita, “Etude et développement de structures et lois de commande numériques pour la simulation en temps réel d’actionneurs. Application à la réalisation d’un simulateur d’aérogénérateur de 3 kW”, Thèse de Doctorat, Université du Havre, 1995.
- [9] A. Mirecki “Etude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance”, Thèse de Doctorat, l’Institut National Polytechnique De Toulouse, 2005.
- [10] F. Poitiers, “Etude et commande de génératrices asynchrones pour l’utilisation de l’énergie éolienne : machine asynchrone à cage autonome, machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau”, Thèse de Doctorat, Université de Nantes, Décembre 2003.
- [11] N. Laverdure, “Intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ” Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, Décembre 2005.
- [12] M. Yin, G. Li, M. Zhou, C. Zhao, “Modeling of the wind turbine with a permanent magnet synchronous generator for integration”, Power Engineering Society General Meeting, 2007.
- [13] C. Chevassu, “Machines électriques : cours et problèmes”, Ecole Nationale Supérieure Maritime, 2011.
- [14] M. Marty, D. Dixneuf, D. G. Gilabert, “Principes d’électrotechnique”, Ed. Dunod, 2005.
- [15] G. Caraiman, “Etude de la transposition des similitudes éolien hydrolien en vue de la conception et du développement d’un émulateur électromécanique de turbine hydrolienne”, Thèse de doctorat, Université du havre, Décembre 2011.

- [16] A. Gaillard, "Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service", Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, Décembre 2005.
- [17] J.M. Retif, "Commande vectorielle des machines asynchrones et synchrones.", Institut national des sciences appliquées de Lyon, 2008.
- [18] X. Yang, X. Gong, W. Qiao, "Mechanical Sensorless Maximum Power Tracking control for direct-drive PMSG wind turbines." 978-1-4244-5287-3/10, IEEE 2010.
- [19] D. Ikni D., M.B. Camara, A. Payman, B. Dakyo, "Dynamic control of wind energy conversion system", Ecological vehicles and renewable energies (EVER), 8th international conference and exhibition on, Monaco, 2013.
- [20] C. Nichita, B. Dakyo, Chapitre 6. Chaines de conversion des éoliennes offshore, « Energies marines renouvelables aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien », coordinateur Bernard Multon, Editions Hermes/Lavoisier (versions en français), 2011.
- [21] Rapport de synthèse ECRIN « L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation Pour les Energies Renouvelables », ISBN 2-912154-8-1, mai 2002.
- [22] S. Müller, M. Deicke, R.W. De Doncker, "Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor", CDROM of the IEEE IAS Conf., Octobre 2000.
- [23] P. Bauer, S.W.H. De Haan, C.R. Meyl, JTG. Pierik, "Evaluation of Electrical Systems for offshore Windfarms", CDROM of the IEEE IAS Conf., Octobre. 2000.
- [24] M. Dessoude, "Moteurs asynchrones, Choix et problèmes connexes", 1996.
- [25] P. Leconte, M. Rapin et E. Szechenyi, « Eoliennes », Techniques de l'ingénieur, BM 4640, 2001.
- [26] S. Müller, M. Deicke, R.W. De Doncker, "Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines", IEEE Indust. Appl. Magazine, May/June 2002, pp.26-33.
- [27] B. Multon, G. Robin, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, "Le génie électrique dans le vent : recherches dans le domaine de la génération éolienne", JCGE 2003 (congrès Jeunes Chercheurs en Génie Electrique), Saint Nazaire 5 juin 2003.
- [28] L. Yazhou, A. Mullane, G. Lightbody, R. Yacamini, "Modeling of the Wind Turbine With a Doubly Fed Induction Generator for Grid Integration Studies," IEEE Energy Conversion, vol.21, pp. 257-264, Mars 2006.
- [29] H. Chowdhary, S. Chellapilla, "Doubly-fed induction generator for variable speed wind power generation" Transactions on Electric Power System Research, Vol. 76, Jan 2006. pp. 786-800. N.Bhadra, S. Banergee, "Wind Electrical Systems", Oxford University Press.
- [30] Wind Energy the Facts, European Wind Energy Association, project no. 4.1030/T/02-007/2002 supported by the European Commission in the frame of the ALTENER Program, 2002.
- [31] <http://www.enercon.de>
- [32] <http://www.lagerweywind.nl>
- [33] <http://www.thewindpower.net/fiche-eolienne>

- [34] P. Lampola, "Directly Driven Low-Speed Permanent Magnet Generators for Wind Power Applications", Acta Polytechnica Scandinavica, Elect. Eng. Series n°101, Espoo, 2000, 62p.
- [35] P. Brutsaert, Y. Loffredo, « L'alternateur discoïde : une technologie innovante » Revue Flux n°213, Avril 2001, pp.31-35.
- [36] IEA, «Variability of wind power and other renewables management options and strategies», IEA publications, June 2005.
- [37] Strbac, G. and Kirschen, The Electricity Journal, 13, 8:32-37, 2000.
- [38] World Energy Outlook 2004, Paris: IEA/OECD.
- [39] Milborrow, D.J., Wind and storage - and a look at Regenesys, Wind Power on Islands Conference, Gotland, Sweden 13-15 September. Published by Gotland University.
- [40] B. Dakyo, M. El Mokadem, C. Nichita, and W. Koczara, «A new method to define power and energy share in a DC link Hybrid wind-diesel powered system by means of storage and dual time-frequency approach», EPE'2007, Proceedings CD-ROM, 2 - 5 September 2007, Aalborg, Denmark.
- [41] McGovern, M., Steep Learning Curve for Grid Operators, Wind power Monthly, December 2003.
- [42] IEA, Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, Paris: IEA/OECD, 2002.
- [43] IEA, Renewables for Power Generation - Status and Prospects, Paris: IEA/OECD, 2003.
- [44] P. Gardner, H. Snodin, A. Higgins, S. McGoldrick, "The Impacts of Increased Levels of Wind Penetration on the Electricity Systems of the Republic of Ireland and Northern Ireland: Final Report", Garrad Hassan and Partners Ltd. to the Commission for Energy Regulation, 2003.
- [45] European Wind Energy Report Europe, "Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations", December 2005.
- [46] <http://www.c-power.be>, REPOWER Systems.
- [47] University TU Delft (2003). Offshore Wind Energy in Europe. Delft, Pays Bas, www.offshorewindenergy.org
- [48] N. Fichaux, « Evaluation du potentiel éolien offshore et imagerie satellitaire », thèse de doctorat de l'Ecole des Mines de Paris, décembre 2003.
- [49] Association danoise de l'industrie éolienne, www.talentfactory.dk, 1997-2003.
- [50] www.ecosources.info/dossiers/Eolienne_verticale_Darrieus
- [51] www.ecosources.info/dossiers/Eolienne_verticale_Savonius
- [52] <http://tpe-eolienne-85.e-monsite.com/pages/i-generalites/b-differents-types.html>
- [53] <http://ambergriscaye.com/BzLibrary/trust410.html>
- [54] http://hmf.enseiht.fr/travaux/CD0102/travaux/optemf/bei_eol/hy/index4.htm
- [55] <https://sites.google.com/site/technologicute/fonctionnement-eolienne>
- [56] http://www.thewindpower.net/windfarm_fr_33_salleles-limousis.php

- [57] B. Multon, “Production d’énergie électrique par des sources renouvelables”, Technique de l’ingénieur, Traités de génie électrique D4005/6, Mai 2003.
- [58] B. Multon, O. Gergaud, G. Robin, H.B. Ahmed, “ Ressources énergétiques et consommations humaine d’énergie”, Technique de l’ingénieur, Traités de génie électrique D3900, Novembre 2003.
- [59] B. Multon, et al, “Les nouvelles technologies de l’énergie”, Hermès Publishing, ISBN 2-7462-1376-1, 2006.
- [60] M. Ruellan, B. Rozel, H. B. Ahmed, B. Multon, A. Babarit, et al, “Prédimensionnement d’un holo-générateur pendulaire ”, Electrotechnique du Futur 2005, 14-15 Septembre 2005, GRENOBLE, France.
- [61] <http://generationsfutures.chez-alice.fr/energie/hydrolienne.htm>
- [62] <http://www.alertes-meteo.com/cartes/courants-marins.php>
- [63] [http://eleves.mines.inpl-nancy.fr/~fraces45/Hydroliennes/Rapport\(v3\).doc](http://eleves.mines.inpl-nancy.fr/~fraces45/Hydroliennes/Rapport(v3).doc)
- [64] Z. Zhou, F. Sculler, J.F. Charpentier, M.E.H. Benbouzid and T. Tang, “An up-to-date review of large marine current turbine technologies,” in Proceedings of the 2014 IEEE PEAC, Shanghai (China), pp. 480-484, November 2014.
- [65] <http://fr.dcnsgroup.com/news/immersion-de-la-seconde-hydrolienne-du-projet-edf-de-paimpol-brehat/>
- [66] <http://renews.biz/50635/andritz-back-in-action-at-emec/>
- [67] J. Zhang, L. Moreau, M. Machmoum, P.E. Guillermin, “State of the art in tidal current energy extracting,” in Proceedings of the 2014 IEEE ICGE, Sfax (Tunisia), pp. 1-7, March 2014.
- [68] S. Benelghali, M.E.H. Benbouzid and J. F. Charpentier, “Marine tidal current electric power generation technology: State of the art and current status,” in Proceedings of the 2007 IEEE IEMDC, Antalya (Turkey), vol. 2, pp. 1407-1412, May 2007.
- [69] P. Fraenkel, “Marine Current Turbines: feedback on experience so far”, Seatech Week, Brest, CDROM proc., 20-21 October 2004.
- [70] “Seaflow. Pilot project for the exploitation of marine currents”, European Commission Report n°EUR21606, 2005.
- [71] http://www.blueenergy.com/technology_method_vaht.html
- [72] <http://www.gcktechnology.com/GCK/pg2.html>
- [73] Engineering Business Ltd, “Stingray tidal stream energy device – Phase 2”, contract report n°2, ETSU T/06/00218/00/REP, 2003.
- [74] <http://www.bretagne-info-nautisme.fr/Le-projet-Hydro-Gen-1-energie.html?lang=fr>
- [75] G. Caraiman, C. Nichita, V. Mînză, B. Dakyio, C.H. Jo, “Concept study of offshore wind and tidal hybrid conversion based on real time simulation”, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’11) Las Palmas de Gran Canaria (Spain), 13th to 15th April, 2010.
- [76] M. L. Rahman, Y. Shirai, “Design and analysis of a prototype HOTT generation system ”, BUP JOURNAL, Volume 1, Issue 1, September 2012, ISSN: 2219-4851.
- [77] S. Pierre, C. Nichita, J. Brossard, B. Dakyo, “ Overview and analysis of different offshore wind-tidal hybrid systems as starting points for a real time simulator

development ”, XIII Spanish Portuguese conference on electrical engineering (XIIIICHLIE), July 3-5, 2013, Valencia, Spain Paper No: 202.

- [78] <https://www.energiesdelamer.eu/publications/annuaire/26-non-classe/419-151-eolienne-offshore-hybride-japonaise-modec-prete-pour-des-essais>
- [79] http://techon.nikkeibp.co.jp/english/NEWS_EN/20130228/268591/
- [80] S. Pierre, “Contribution au développement d’un concept d’hybridation énergétique: structures de commande d’un système intégré éolien-hydrolien”, Université du havre, Mars 2015.
- [81] D. Ikni, “Production d’énergie marine: Intégration de la production éolienne offshore dans un bouquet énergétique décentralisé”, Thèse de doctorat, Université du Havre, Décembre 2014.
- [82] http://www.opal-rt.com/sites/default/files/technical_papers/PES-GM-Tutorial_04%20-%20Real%20Time%20Simulation.pdf

CHAPITRE II

Chapitre II

Evolutions dans le domaine de la simulation numérique en temps réel

II.1 – Introduction

Ce chapitre a pour objectif de présenter dans sa globalité, un émulateur temps réel du système hybride éolien – hydrolien choisi pour étude et présenté dans le premier chapitre.

Tout d’abord, nous présenterons d’une manière générale, la simulation temps réel, notamment sa définition et ses différentes applications au domaine électrique. Nous analyserons les évolutions et réalisations des applications et ensuite l’évolution des méthodes et des technologies dans le domaine de la simulation en temps réel.

Ensuite, nous parlerons de la simulation Hardware-In-the Loop (HILS), en présentant ses principes fondamentaux d’application.

Nous terminerons par une brève présentation du système multi physique de simulation que nous avons conçu pour l’étude du couplage éolien offshore-hydrolien. Ce système est basé sur les concepts d’émulations temps réel qui sont développés au sein du laboratoire GREAH pour étudier les conversions énergétiques dans le domaine des énergies renouvelables.

II.2 – Généralités sur la simulation temps réel

La simulation temps réel est généralement utilisée pour deux types d’applications :

- 1- **La réalisation des simulateurs physiques** : parmi ceux-ci, les plus importants sont les simulateurs d’actionneurs en général, et de turbines éoliennes en particulier. Le schéma d’un simulateur d’actionneur est représenté par la figure ci-dessous :

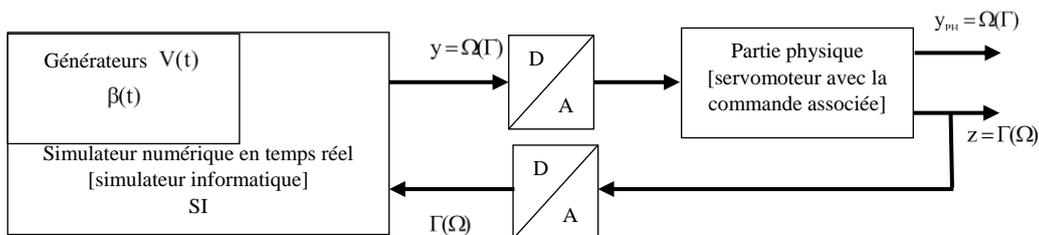


Figure II.1 : Schéma de principe d’un simulateur d’actionneur

- 2- **La réalisation des systèmes d’asservissement avec modèle interne** : dans ces systèmes, qui peuvent avoir des structures différentes (la structure « Intern Model Control » étant la plus connue), le régulateur réalise la simulation en temps réel du processus étudié.

Définitions et concepts

En informatique, on parle d’un système temps réel lorsque ce système est capable de contrôler (ou piloter) un procédé physique à une vitesse adaptée à l’évolution du procédé contrôlé [1].

Dans ce contexte, le système physique réel peut être divisé en 2 parties (**Figure II.2**) :

- Une partie *processus*, qui réalise les fonctions physiques du système
- Et une partie *commande*, qui assure le contrôle de la partie processus.

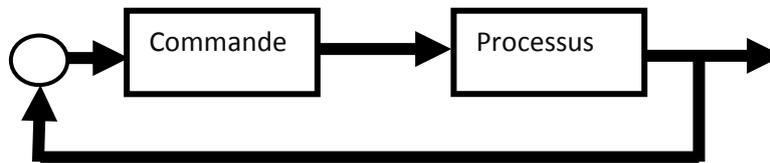


Figure II.2 : Subdivision du système réel à simuler

Selon que les parties processus et commande sont simulées ou non, on distingue fondamentalement 3 types de simulation temps réel :

Prototypage rapide de contrôle

Lorsque dans une simulation temps réel, la partie commande est simulée et la partie processus ne l'est pas (Figure II.3), on parle de prototypage rapide de contrôle, en anglais *Rapid Control Prototyping* (RCP) [2].

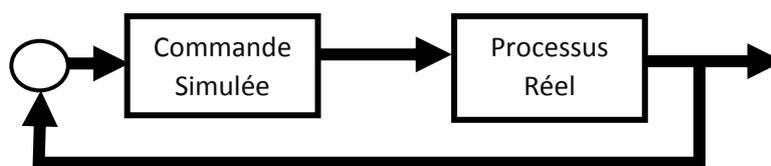


Figure II.3 : Control de prototypage rapide

Il consiste à implémenter les modèles mathématiques et les algorithmes des lois de commandes, sur un support électronique et dont les entrées/sorties sont connectées au système physique réel non simulé (partie processus) [3]-[5].

Le RCP apporte plusieurs avantages dans la simulation des systèmes physiques, notamment sa souplesse de développement, la flexibilité de sa configuration (facilité d'accès aux paramètres internes de contrôle), la rapidité de son implémentation (la génération automatique du code C par les environnements de développement) et sa facilité de débogage.

Software In the Loop Simulation

Lorsque dans une simulation temps réel, la partie commande et la partie processus sont toutes les deux simulées (Figure II.4), on parle alors de **Software In the Loop Simulation** (SILS) [5] [6].

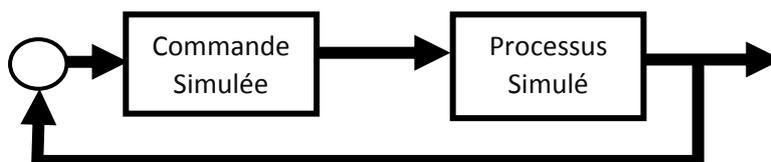


Figure II.4: Software In the Loop Simulation (SILS)

Cette technique de simulation consiste à implémenter sur un même support électronique, les algorithmes des lois de commandes et les modèles mathématiques du processus réel. La simulation s'effectue donc à l'intérieur du support électronique et il n'y a aucune connexion physique avec l'extérieur : le système physique réel est simulé dans sa globalité.

La SILS apporte plusieurs avantages parmi lesquels nous pouvons citer [5] : la préservation de l'intégrité des signaux électriques (on n'utilise pas de ports de connexion d'entrées/sorties), la contrainte de la gestion du temps de simulation avec la partie réelle non simulée n'existe plus, puisque le système est entièrement simulé.

Hardware In the Loop Simulation (HILS) [7]

Lorsque dans une simulation temps réel, la partie commande est non simulée mais la partie processus est simulée, on parle alors de simulation Hardware-In the Loop.

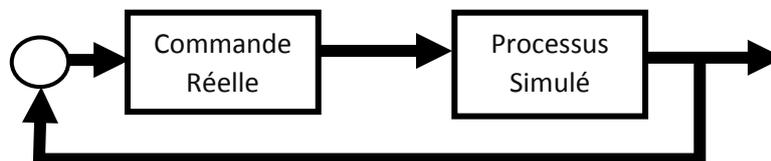


Figure II.5: Hardware In the Loop Simulation (HILS)

Cette technique de simulation temps réel consiste à implémenter sur un support électronique, les modèles mathématiques du processus réel. Il faut au préalable qu'ils aient été traduits en code C, ce qui est assuré d'une manière automatique par la plupart des environnements de développement de simulation tel que Matlab/Simulink par exemple.

La HILS (**Hardware In the Loop Simulation**) est utilisée pour tester la conception de la partie commande du système. En effet, elle permet d'évaluer la réponse de la loi de commande en temps réel. D'autre part, elle permet également de déterminer si les modèles de la partie processus ont été correctement élaborés.

La simulation HIL présente les avantages suivants [8] [11]:

- Un coût réduit : la construction du système physique réel pour la simulation en situation réelle, et ses contraintes de fonctionnement ont un coût le plus souvent élevé en comparaison de celui d'une plateforme de simulation HIL ;
- Une durabilité plus élevée : les tests de simulation HIL peuvent être effectués à plusieurs reprises et sous plusieurs contraintes sans que cela ne nuise à l'intégrité du matériel, ce qui n'est pas le cas pour la simulation sur le système physique réel ;
- Une sécurité mieux garantie : la sécurité des personnes et du matériel est plus élevée en simulation HIL qu'en simulation en environnement réel et avec le système physique réel.

L'intérêt porté à la simulation HIL dans le cadre de nos travaux de thèse, repose sur la constitution matérielle des deux systèmes étudiés à savoir : le système éolien offshore et le système hydrolien.

Dans la partie qui suit, nous développerons l'étude sur le simulateur HIL.

II.3 – Principes fondamentaux d’une simulation HIL

II.3.1 – Concept et architecture d’une simulation HIL

La simulation HIL comme nous l’avons déjà dit, permet de tester en simulation, le processus réel d’un système physique. Il permet donc d’évaluer la robustesse des lois de commande développées, en les éprouvant sur le modèle simulé du processus réel du système physique. Il permet également de valider les modèles mathématiques développés du processus réel à tester.

Dans une simulation HIL, le processus à contrôler (actionneur, système physique, et ses capteurs) peut être constitué soit d’éléments simulés, soit d’éléments faisant parties du système physique réel, ou alors un mixe des deux [9]. Une simulation HIL est constituée de 3 parties (Figure II.6.a et b) [10] [11] :

- Une partie matérielle, constituée de l’unité de commande matérielle du processus à contrôler ;
- Une partie informatique, sur laquelle sont implémentées les modèles mathématiques du processus à contrôler ;
- Et une interface de communication entre les 2 précédentes parties.

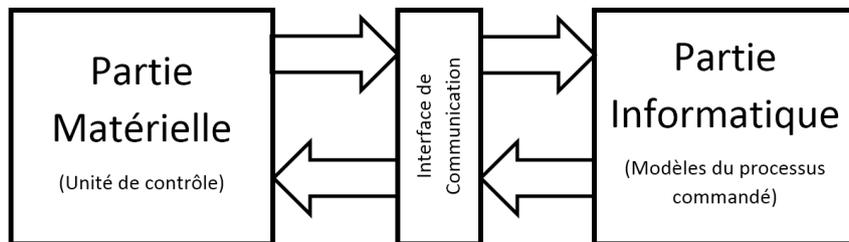


Figure II.6.a : Architecture de HILS d’un système physique

La partie matérielle envoie des signaux de commande à la partie informatique via l’interface de communication, la partie informatique simule le processus du système physique réel, et renvoie à la partie matérielle, la réponse du système simulé.

L’architecture II.6.a est appelée « Test Hardware In the Loop » de validation des lois de commande du système. Il permet de valider le bon fonctionnement de l’unité de contrôle du processus commandé avant son insertion dans le système physique réel. Ces tests doivent être réalisés en temps réel c’est-à-dire, en respectant les contraintes d’une simulation temps réel.

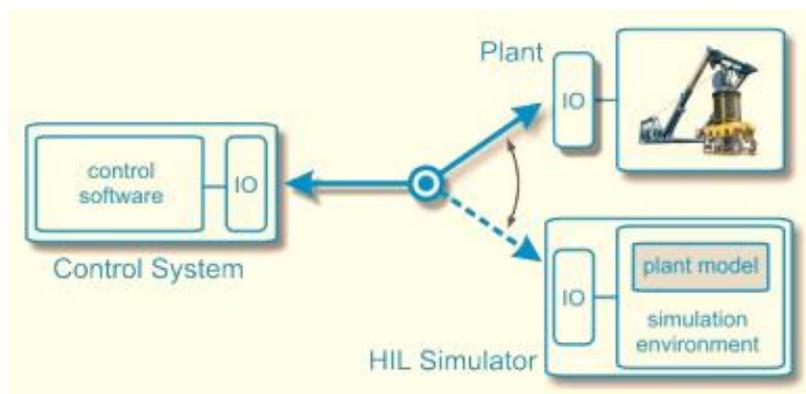


Figure II.6.b : Synoptique de la simulation HIL d’un système physique [11]

Dans la figure II.6.b [11], nous avons représenté la connexion entre l'unité de contrôle (control system) et le processus physique réel (plant), par les flèches en traits continus et réalisée au-travers d'actionneurs et de capteurs. Cette connexion entre ces deux parties constitue le système physique réel. Lorsque la partie processus (plant) n'est plus physique, mais simulée sous un environnement de simulation (flèche en traits interrompus), et connectée au-travers de modules d'entrées sorties adaptés, à l'unité de contrôle qui ne fait aucune différence entre le processus simulé et le processus physique réel, on a réalisé une simulation HIL.

II.3.2 – Principaux types de simulation temps réel dans la classe HILS

1- Les émulateurs pour différents actionneurs

Emulateurs bien connus, les plus représentatifs sont les émulateurs de turbines éoliennes. Ils peuvent avoir comme variables de sorties essentielles, la paire :

$$\begin{cases} \Omega(t) \\ \Gamma(t) \end{cases}$$

Avec : $\Omega(t)$ vitesse de rotation ; $\Gamma(t)$ couple moteur.

Un schéma typique d'utilisation est représenté par la figure ci-dessous :

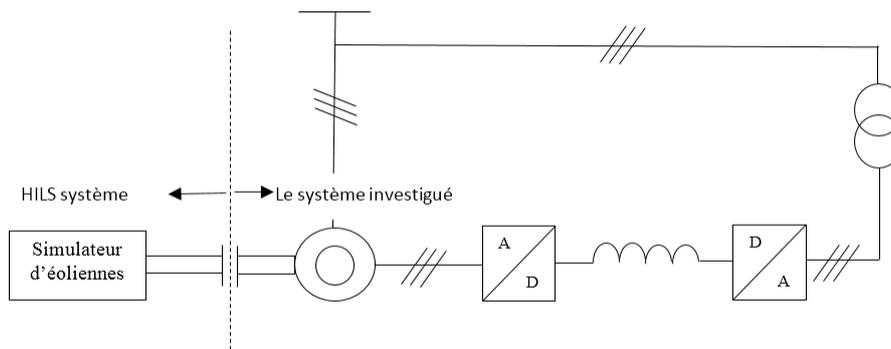


Figure II.7: Schéma d'une Simulation (HILS) d'actionneur

2- Les émulateurs pour des différents types de générateurs (électromécanique, photovoltaïque)

Le schéma de principe de l'émulateur est représenté à la figure II.8 ci-dessous. Ici, la partie physique de l'émulateur est constituée d'une source commandée et des circuits de mesures et de réglage associés.

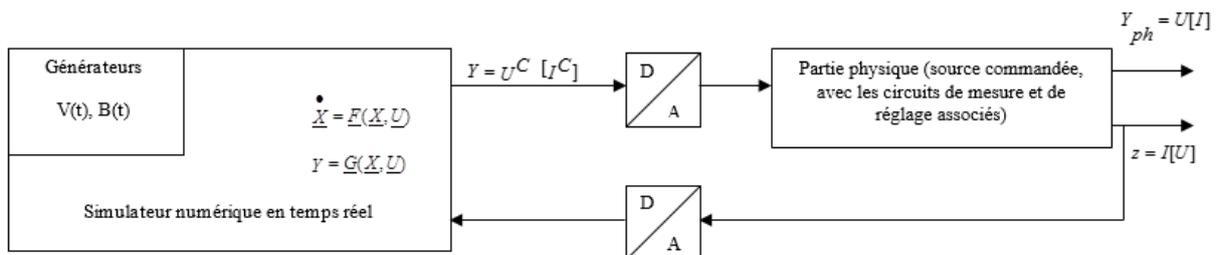


Figure II.8: Schéma de principe d'un émulateur de générateur

Un schéma typique d'utilisation est donné dans la figure II.9 ci-dessous. On élabore les lois de commande pour l'optimisation de la conversion d'énergie et pour l'adaptation des paramètres de la tension fournie.

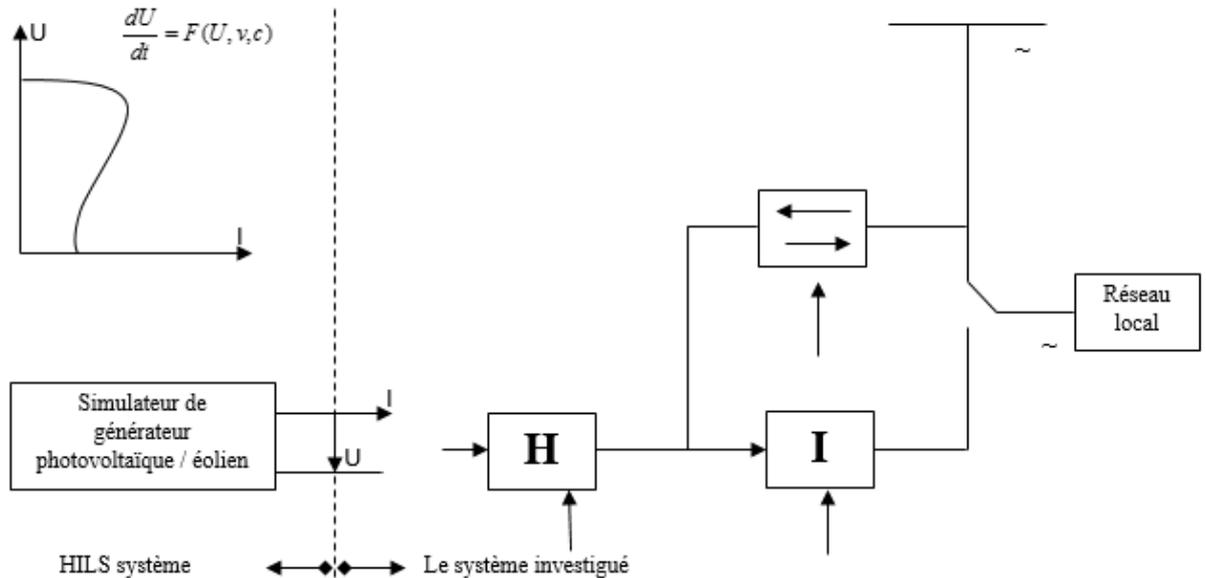


Figure II.9 : Schéma de l'utilisation d'un émulateur de générateur

3- Les émulateurs de charge mécanique pour les systèmes d'entrainements réglables

L'un des problèmes majeurs rencontrés dans un système d'entraînement réglable, c'est la considération de l'interaction entre un actionneur et sa charge (figure II.10). Soit un outillage, qui du point de vue d'un électrotechnicien, est formé dans un ensemble actionneur – charge. On se pose le problème d'élaborer la partie électromécanique avec la commande associée, de telle sorte que, l'ensemble ait des caractéristiques dynamiques imposées.

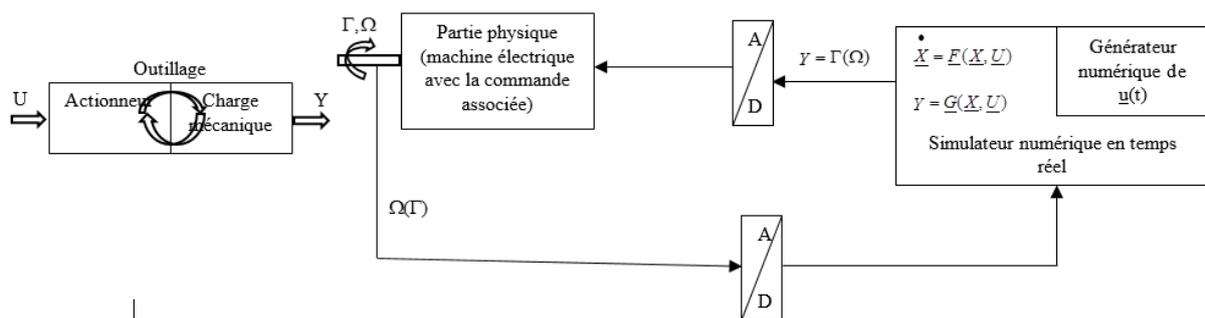


Figure II.10 : Interaction actionneur – charge **Figure II.11: Simulation charge mécanique**

En général, les modèles mathématiques des actionneurs électriques sont de trois types (à courants continus, asynchrones et synchrones) et sont bien connus, cependant la charge peut avoir des caractéristiques statiques et dynamiques très diverses. Le développement des systèmes d'entrainements électriques performants nécessitent des émulateurs de charge, qui émulent les caractéristiques statiques et dynamiques des parties mécaniques des outillages.

Le schéma de principe d'un système HILS, pour simuler en temps réel des charges mécaniques, est donné à la figure II.11. Les propriétés dynamiques de la charge pouvant réaliser un transfert énergétique de la charge vers l'actionneur, on utilise par conséquent une machine électrique commandée 4 cadrans.

Dans la figure II.12 ci-dessous, est présenté un exemple de l'utilisation d'un émulateur, pour l'étude expérimentale d'un système de suivi, pour les micro-technologies (avec déplacements d'ordre μm ou erreurs admissibles d'ordre μm). Le système HIL sert à émuler une charge ayant une dynamique décrite par l'équation d'état $\dot{x} = \underline{F}(x, u)$ et les caractéristiques statiques qui sont définies par le système d'équations électriques $\underline{F}(x, u) = 0$.

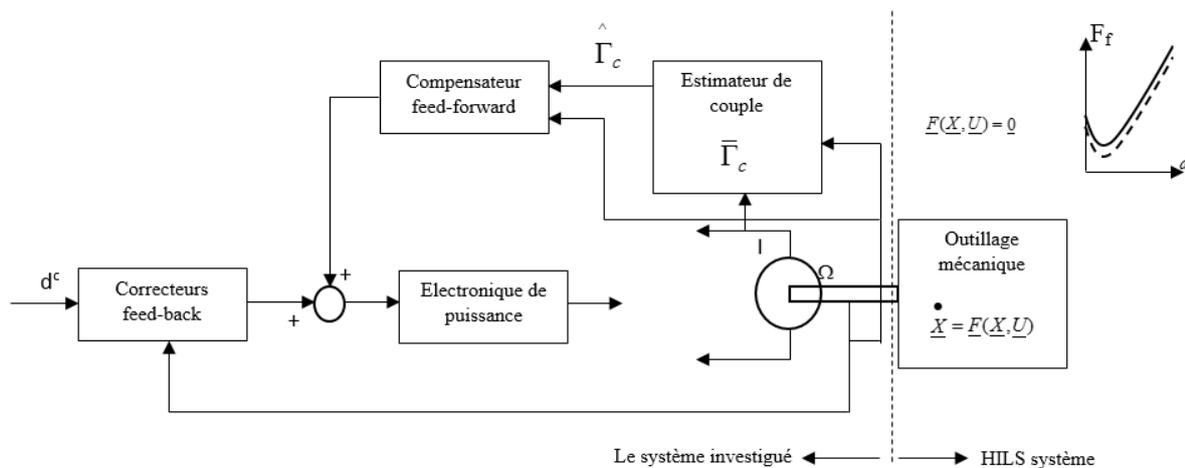


Figure II.12: Illustration de l'utilisation d'une simulation de charge mécanique

A côté des non linéarités bien connues, on accorde une attention particulière à la modélisation de la force de frottement. Parmi ces forces, on utilise seulement la composante de Coulomb et la composante de frottement visqueux pour les applications les plus usuelles. Le modèle le plus simple de la force de frottement, est le modèle de Tustin. Il présente une zone d'instabilité (la portion descendante de la caractéristique $F_f(\omega)$). Tous les paramètres qui interviennent sont dépendants de « l'histoire du processus ». Dans ces conditions, l'obtention des erreurs admissibles pour les micro-technologies est un problème très difficile.

4- Les simulateurs de temps réel (systèmes HILS) pour les tests des composantes mécaniques

Cette catégorie de systèmes HILS est illustrée par un exemple : le simulateur temps réel pour les tests des amortisseurs de voitures (figure II.13). L'objet investigué, l'amortisseur, doit être soumis à des sollicitations dynamiques aussi proches que possibles de celles auxquelles serait soumis l'amortisseur en fonctionnement réel sur la voiture.

Pour cela on développe le modèle mathématique d'état du système mécanique et de l'amortisseur.

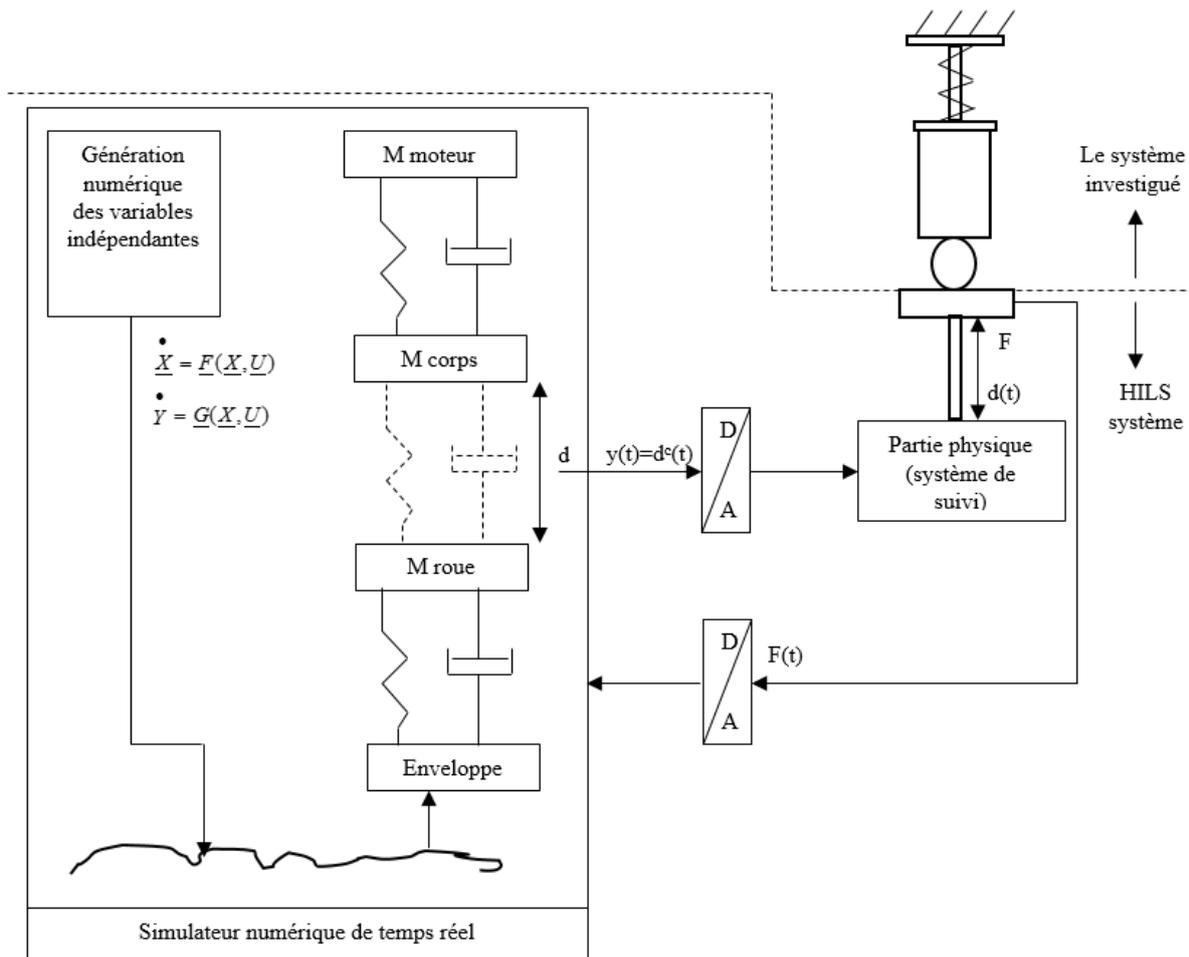


Figure II.13: Simulateur temps réel pour les tests des amortisseurs de voitures

Ce système contient, en plus, la masse du moteur avec combustion interne, la masse de la voiture, la masse de la roue, les éléments de montage élastique du moteur sur le châssis et l'enveloppe (tous sont caractérisés par les coefficients d'élasticité et d'amortissage). Il en résulte un système dynamique avec 1/6 de variable d'état dont l'entrée est donnée par le profil de la route (enregistré numériquement).

Le simulateur présenté dans la figure II.13 utilise le principe de commande en déplacement. Le simulateur informatique réalise l'intégration des équations d'état en temps réel et fournit au système électromécanique de suivi, une consigne de déplacement. La liaison inverse entre la partie physique et le simulateur informatique, transmet le signal donné par le capteur de force. Evidemment on peut utiliser le schéma de commande en force.

Par rapport à l'émulateur d'actionneurs, ici le HILS est développé à la base de la dynamique d'une structure mécanique élastique et on suit seulement le comportement dynamique.

Les systèmes HILS de ce type, sont utilisés aussi pour les tests des composants d'avion.

5- Les simulateurs complexes de temps réel (systèmes HILS complexes)

On dit qu'un simulateur est complexe s'il contient plusieurs sous-systèmes physiques, avec des interactions entre eux. Le schéma général de ces simulateurs est donné dans la figure II.14. Le régime de fonctionnement du système investigué peut-être modifié par des commandes discrètes 0/1, initiées par la partie informatique.

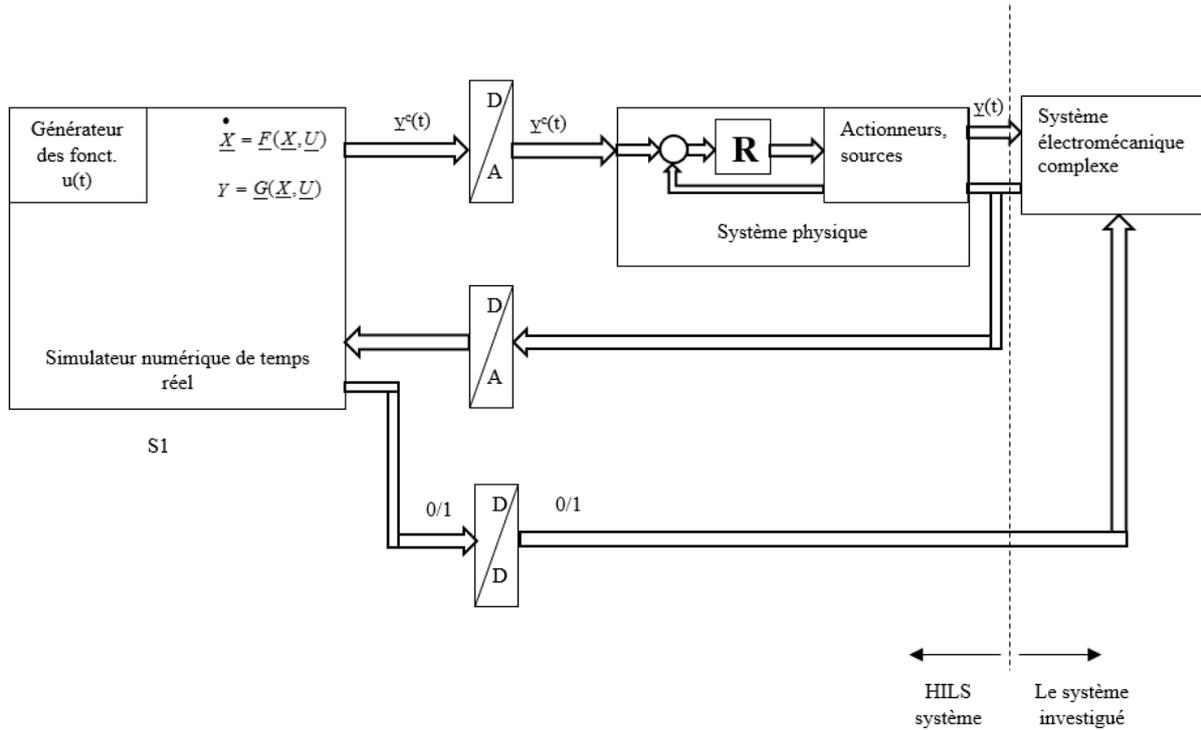


Figure II.14: Schéma général d'un simulateur complexe temps réel

Un exemple de système HILS complexe est le simulateur temps réel pour le développement des équipements électroniques de freinage des voitures : le système ABS (Anti-lock Braking Systems). Un système ABS suppose l'existence des éléments suivants : le frein proprement dit, le système hydraulique d'actionnement et un circuit électronique qui commande l'évolution en temps réel de la pression sur le disque du frein.

Quand la surface de la route reste couverte avec la neige ou le verglas, on sait que l'action brusque de freinage produit le dérapage. Pour cela, la commande électronique du système ABS doit réaliser une certaine loi de variation en temps réel de pression sur le disque du frein, en fonction de l'état de la route.

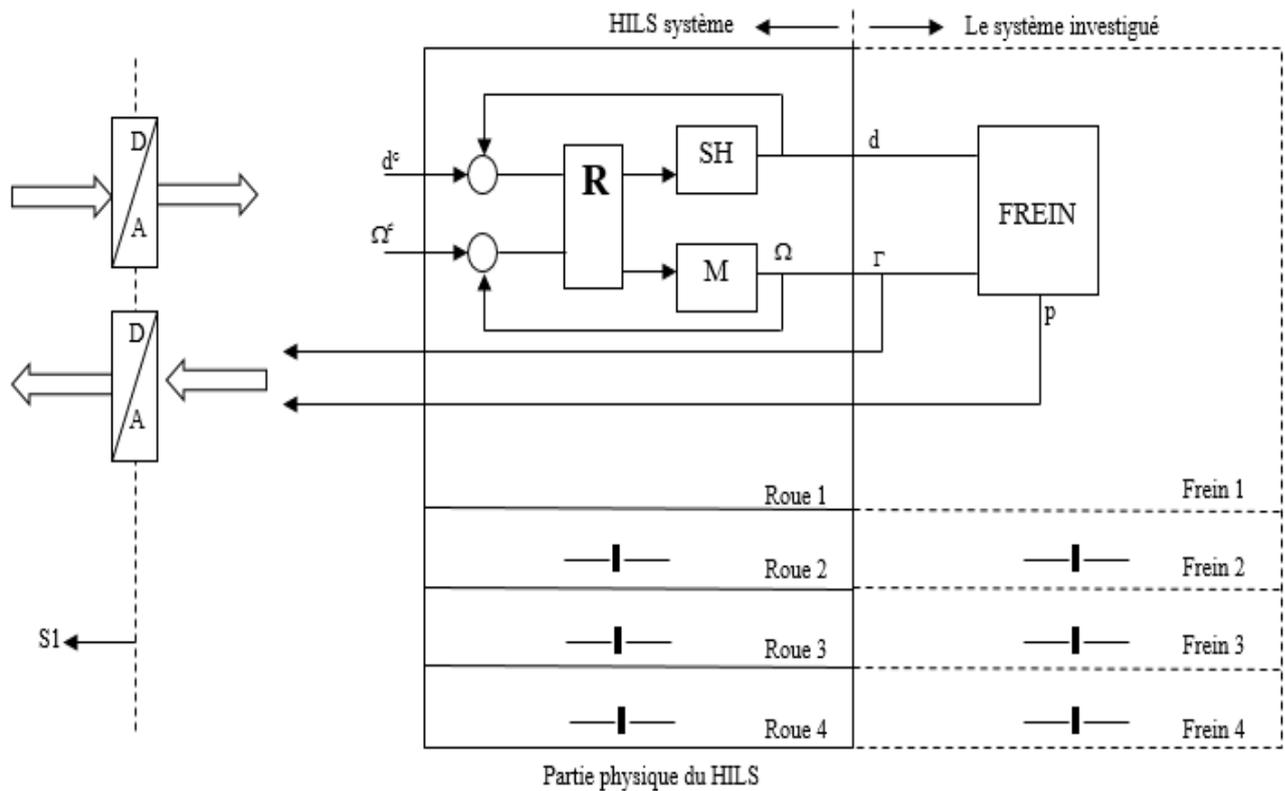


Figure II.15: Schéma de commande en vitesse des servomoteurs électriques pour la simulation des roues

Donc, le système HILS, destiné pour le développement du système ABS, émule les 4 roues 4 machines électriques (M), commandées en 4 cadrans. Dans la figure II.15 est utilisée la commande en vitesse des servomoteurs électriques pour la simulation des roues. Pour la simulation des systèmes d'actionnement des freins, sont utilisés 4 servomoteurs hydrauliques (SH), qui sont commandé en déplacement.

La partie informatique de temps réel, SI, contient :

- 1- Le modèle de la voiture, c'est-à-dire :
 - Les équations d'état qui donnent la dynamique du moteur, du couple et des roues ;
 - Les équations d'état qui donnent la dynamique du système hydraulique de freinage ;
 - Les modèles considérés pour les forces de frottement de chaque enveloppe avec la route ;
- 2- La loi de commande du système ABS, qui est testée sur la simulation.
- 3- On peut obtenir des résultats en utilisant par exemple les trajectoires de la voiture, pour différentes conditions de route et pour différentes loi de commande de l'ABS, sans risques.
- 4- Dans l'exemple présenté, le simulateur informatique SI contient 44 équations d'état.

II.3.3 – Simulation temps réel pour les systèmes d’asservissement avec modèle interne

Elaboré par la firme ABB, le système de commande directe du flux (DTC- Direct Torque Control), est l’exemple type pour ce type de simulation temps réel.

Les caractéristiques fondamentales du système CDF (Commande Directe du Flux) sont :

- On contrôle directement l’état électromagnétique de la machine, par deux variable : le flux statorique et le couple électromagnétique ;
- Toutes les variables intéressantes, c’est-à-dire le flux, le couple et la vitesse, sont déterminées par l’estimation, sur la base de la technique du modèle interne, sans avoir des capteurs.
- Le schéma de principe du système CDF est donné dans la figure II.16. Ce schéma utilise un modèle du moteur électrique, simulé en temps réel.

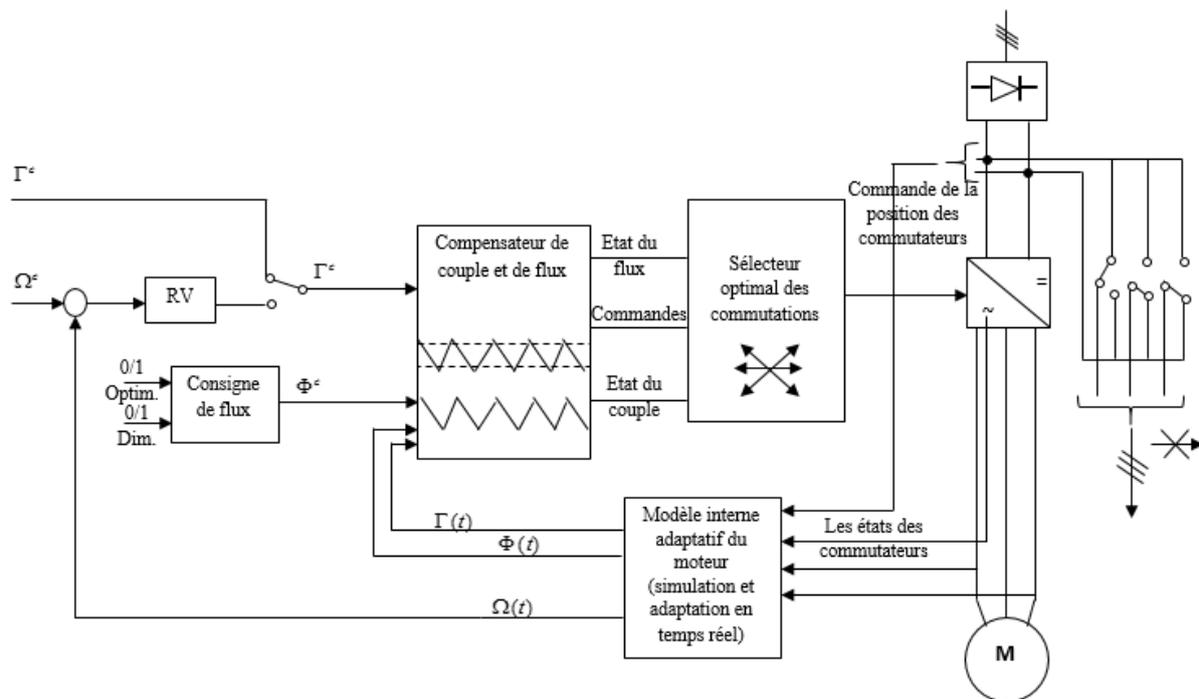


Figure II.16: schéma de principe du système CDF

Ce modèle a une grande complexité. Par exemple, les résistances sont traitées comme fonctions de la température, celle-ci étant donnée par le modèle thermique du moteur. Sont considérés les effets de saturation, pour déterminer les inductances. Tous les paramètres s’ajustent par l’identification en temps réel.

Les résultats sont très intéressants : sans capteurs, la vitesse est obtenue avec une erreur de 0,1% à 0,3%, et le couple avec une erreur de 1% à 2%. Ces résultats sont obtenus grâce aux performances des modèles mathématiques et des algorithmes de simulation numérique et d’adaptation en temps réel qui sont appliqués.

II.3.4 – Techniques de simulation temps réel

Les systèmes HILS et le système CDF (ABB) utilisent des techniques de simulation en temps réel avec des performances exceptionnelles. Deux directions d'action ont été utilisées :

- 1- Le changement de la base hardware des applications, en utilisant DSP (Digital Signal Processors), qui ont une architecture interne différente, par rapport aux ordinateurs ou aux microcontrôleurs. Créés et utilisés au début, par des spécialistes de télécommunications, pour des applications de traitement rapide des signaux, maintenant les DSP sont considérés comme des éléments fondamentaux dans l'électronique de puissance.
- 2- L'amélioration des algorithmes de simulation en temps réel, celle-ci a à la base une approche développée, de même, par des spécialistes de télécommunications, pour les problèmes de traitement des signaux.

Outre ces deux directions d'action, l'introduction et l'utilisation des DSP ont produit le plus important effet. Il est clair que le système CDF (ABB) n'est possible qu'à la base de DSP, parce que la durée du cycle, pour actualiser les variables du modèle interne et déterminer la position optimale du sélecteur, est de 25 microsecondes.

Un exemple, concernant les performances actuelle des DSP, est la plaquette DS1004, lancée en 1996 par l'entreprise dSPACE. Elle contient 8 DSP sur la base du processeur de 64 bits, DEC-Alpha 21164, pour des calculs en virgule flottance avec double précision. La vitesse de calcul est 300Mflops. Elle est élaborée spécialement pour les application HILS, comme par exemple :

- Le simulateur des hélicoptères, capable de reproduire les vibrations des pales ;
- Les simulateurs pour les moteurs avec combustion interne, où est détaillée la dynamique de la combustion dans les cylindres etc.

Sur ces nouvelles bases hardware, la plus adéquate structure d'un système HILS est donnée dans la figure II.17. On observe que l'élément essentiel de la structure est le DSP, qui réalise le simulateur numérique de temps réel.

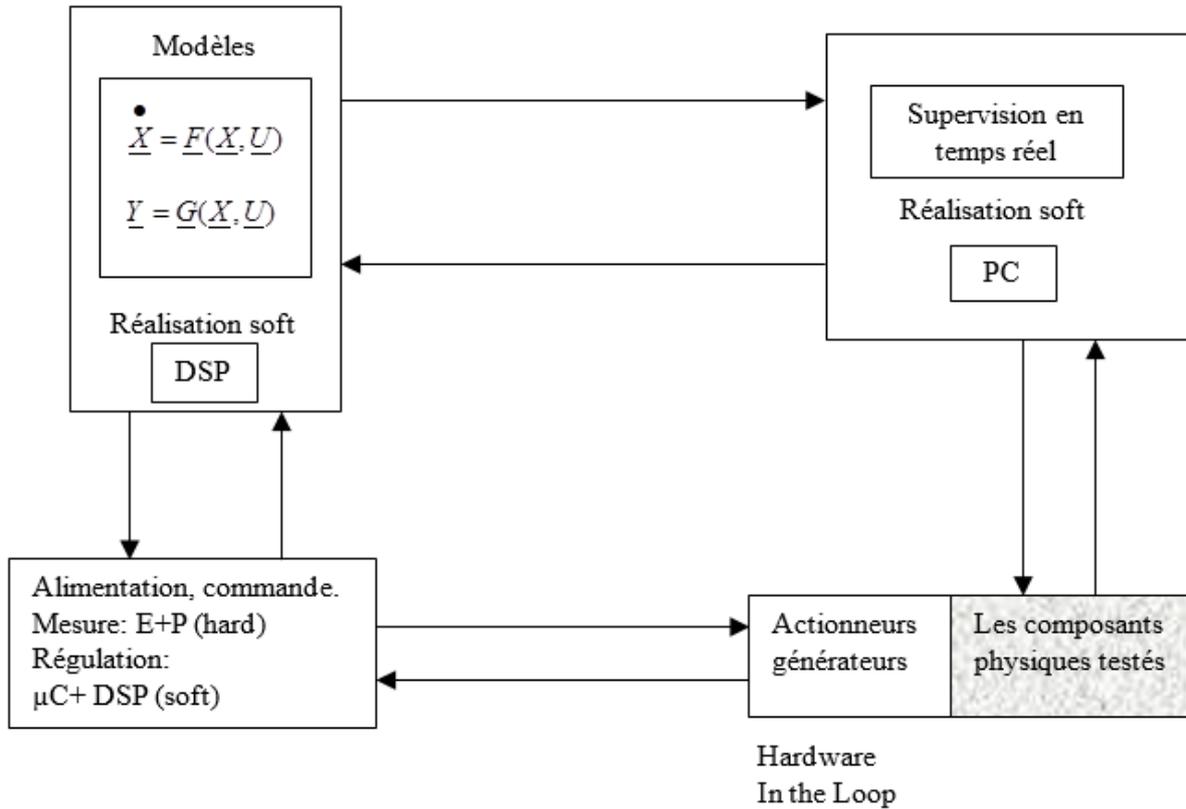


Figure II.17: Structure adéquate d'un système HILS

Dans les dernières années a été publié, dans la revue d'IFAC [12] (International Federation of Automatic Control) un travail concernant la réalisation avec DSP d'un émulateur d'éoliennes.

Il est très important que la structure du système HILS ait une grande flexibilité, pour modifier facilement la fonction réalisée (par exemple, le passage d'un moteur simulé à l'autre type de moteur, ou à la simulation d'une charge etc.). Pour celle-ci, sont développés des outils soft, pour accélérer les implémentations des applications ou des modifications. Ces outils sont développés par les firmes MATHWORKS et dSPACE, qui collaborent dans le domaine des DSP (figure II.18)

Ces outils soft sont mentionnés dans la figure II.18. La firme dSPACE a élaboré des outils soft complémentaires. Donc pour élaborer les émulateurs soft d'un système HILS, avec DSP, on parcourt les étapes présentées dans la figure II.19.

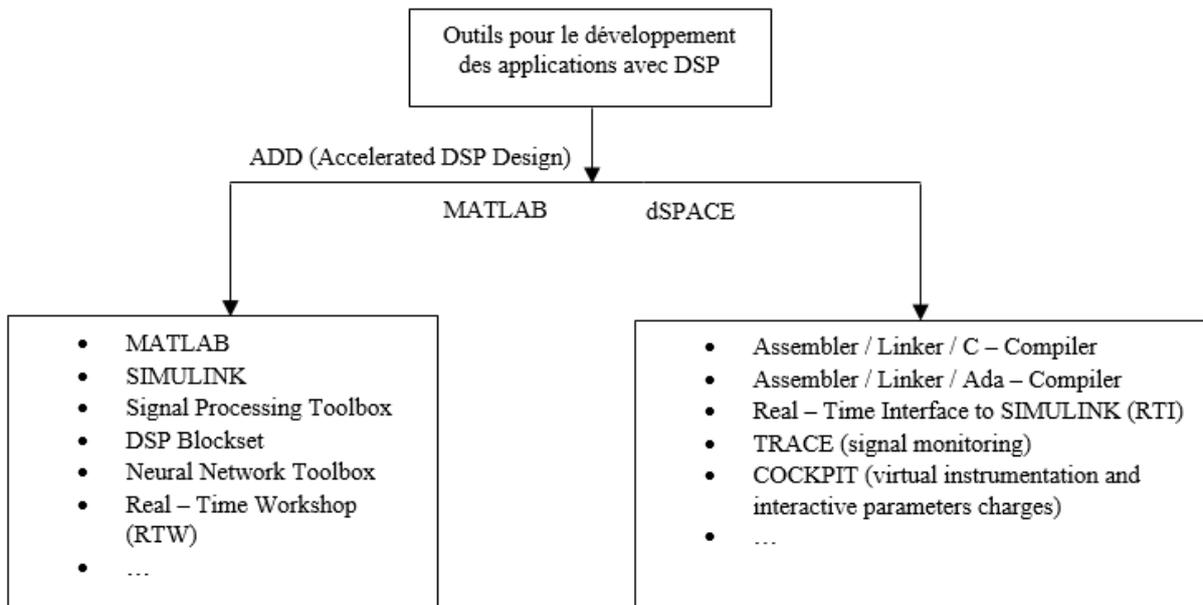


Figure II.18: Outils MATHWORKS et dSPACE

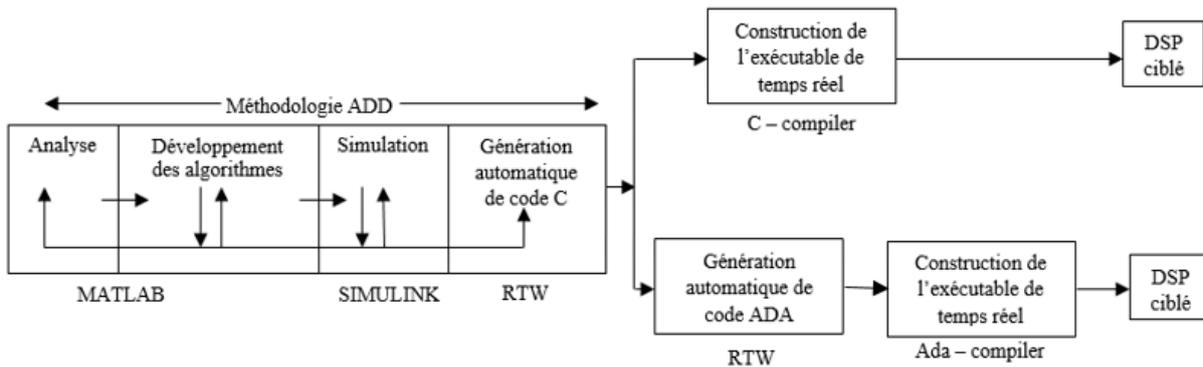


Figure II.19: Méthodologie ADD

Pour l'élaboration rapide du système de supervision en temps réel, on utilise les outils dSPACE: TRACE, COCKPIT et CONTROL DESK, qui peuvent engendrer une instrumentation virtuelle, des représentations des signaux dans une grande diversité, des modifications interactives des paramètres etc.

II.3.5 – Simulation temps réel : contrainte de réalisation

Une simulation temps réel, est une simulation effectuée avec des temps de calcul proches des temps de calcul en situation réelle.

Dans le cadre d'une simulation HIL, la partie informatique doit pouvoir simuler le processus du système physique avec des temps de calcul proches de la réalité. En effet, l'interconnexion entre le système matériel et le système informatique, impose un rapprochement du temps de calcul des deux systèmes.

La réalisation d'une simulation temps réel, pour le cas d'une simulation HIL, est constituée principalement des différentes étapes suivantes [13] [14] :

- 1- **Le développement des modèles mathématiques du système global** : il s'agit ici d'exprimer sous forme d'équations mathématiques, la dynamique du sous-système commandé (processus) et les lois du sous-système de commande (figure II.20).

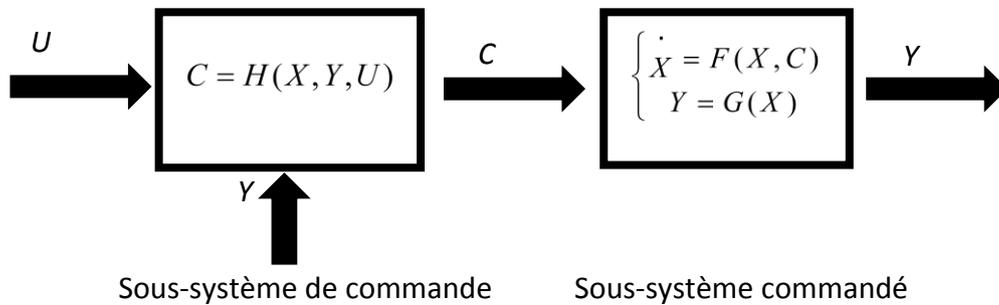


Figure II.20 : Mise en équation du système global

Avec :

U : Signal de référence ;

C : Signal de commande ;

Y : Réponse du système ;

X : Variable d'état du système ;

- 2- **Simulation logiciel du système global** : il s'agit ici, à partir des équations mathématiques développées, de réaliser une simulation du système global sous un environnement logiciel. Cela permet de bien mettre en évidence les échanges entre le sous-système de commande, et le sous-système commandé (figure II.21).

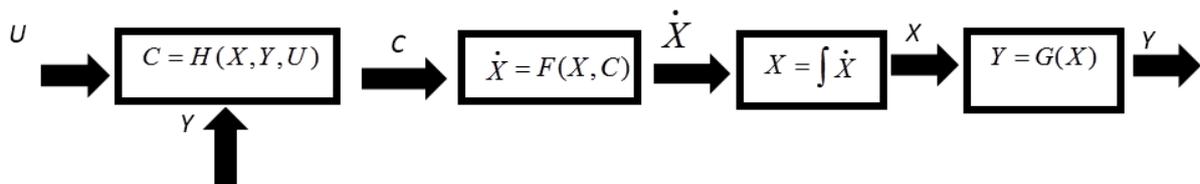


Figure II.21 : Simulation logiciel du système global

- 3- **Simulation temps réel** : il s'agit ici de remplacer dans la simulation du système global, le sous-système de commande simulé par un module physique et réel de commande électronique, appelé en anglais **Electronic Control Unit (ECU)**, le processus simulé étant implémenté sur un module de simulation temps réel (figure II.22) [15][16].

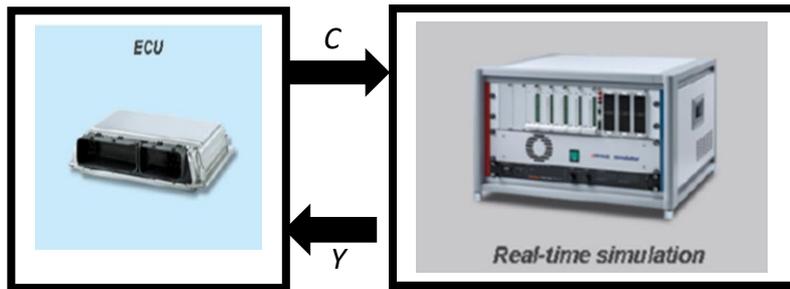


Figure II.22 : Simulation temps réel – HIL [15]

4- Conditionnement des signaux d'E/S :

Cela nécessite au préalable les sous étapes suivantes :

- a. **La gestion des blocs E/S du système simulé** : il s'agit ici de remplacer le sous-système de commande simulé par des blocs simulés d'entrée/ sortie disponible dans l'environnement de simulation. Pour cela, le contrôleur simulé peut être divisé (virtuellement) en deux parties : une qui envoie le signal de commande vers le processus simulé, et une autre qui reçoit de ce dernier, la mesure des variables commandées. La première partie sera donc remplacée par un bloc d'entrée (lecture), et la deuxième par un bloc de sortie (écriture).

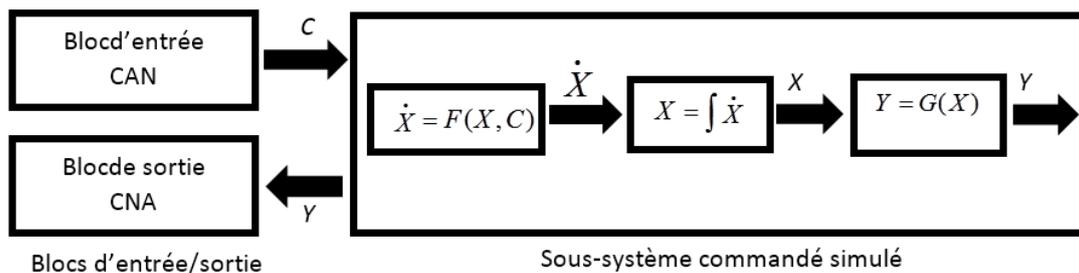


Figure II.23 : Gestion des blocs E/S du système simulé

- b. **La gestion de la contrainte du temps réel** : il s'agit ici d'adapter le cycle de simulation, au temps de calcul et de traitement des modules physiques d'entrée/sortie et du module électronique de commande.
- c. **Le conditionnement des signaux échangés entre le contrôleur physique réel et le processus simulé** : il s'agit ici d'une part d'adapter l'amplitude de ces signaux échangés, avec le calibre autorisé par les modules physiques d'entrée/sortie, et d'autre part d'étalonner les variables commandées du processus simulé avec les amplitudes des signaux correspondants échangés avec le module de contrôle électronique (figure II.24).

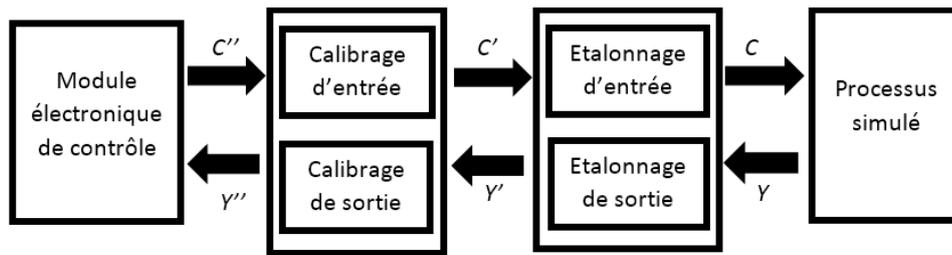


Figure II.24 : Conditionnement des signaux d'E/S du système

Avec :

C'' et Y'' : les signaux physiques d'entrée/sortie ;

C' et Y' : les signaux numériques aux ports des blocs simulés d'entrée/sortie ;

C et Y : les variables utilisées par le système simulé.

- d. **Interfaçage temps réel** : il s'agit ici de transformer le programme de simulation en un ensemble de code C , et l'implémenter par la suite dans un environnement de simulation temps réel.
 - e. **Simulation HIL** : il s'agit ici d'effectuer la simulation HIL proprement dite en associant le hardware au software. La simulation peut être suivie et contrôlée à partir d'un environnement de simulation temps réel, ce qui permettra d'élaborer plusieurs situations de tests.
- 5- **Système émulateur [17]** : il s'agit ici de valider expérimentalement la simulation HIL du contrôleur dans des conditions très proches de la réalité. En effet, après le succès de la simulation temps réel du contrôleur avec le processus simulé, il doit à présent être testé en environnement de fonctionnement réel. Un système émulateur permet de recréer des conditions de simulation très proches de l'environnement de fonctionnement réel du système physique; l'émulateur reproduit physiquement la dynamique du processus à commander. Avant son implémentation sur le système physique réel final, le contrôleur peut donc être testé avec un émulateur du processus commandé.

Dans les parties qui suivent, nous présenterons l'émulateur du système hybride éolien offshore-hydrolien, ce qui est l'objet de notre travail.

II.4 – Problématique de l'émulateur éolien offshore – hydrolien

La réalisation d'un émulateur éolien offshore – hydrolien naît de la difficulté de la réalisation des tests de validation expérimentale d'un modèle théorique du système hybride. La particularité plus ou moins aléatoire de la ressource éolienne (vitesse du vent) et de la ressource hydrolienne (la vitesse du courant marin), rendent les tests de validation expérimentale en conditions d'exploitation réelle assez complexes.

En effet, les ressources éoliennes et hydroliennes étant soumises aux conditions météorologiques du moment, les tests de validation expérimentale en milieu réel seront donc également soumis à ces mêmes contraintes.

D'autre part, les tests de sécurité de fonctionnement sont dangereux, car les variations brusques des vents et des courants marins qui ne sont pas toujours prévisibles, peuvent provoquer des

fluctuations de puissances insupportables pour la stabilité du système, et pour la sécurité des opérateurs humains.

On peut certes effectuer des essais en tunnel aérodynamique et hydrodynamique sur des modèles réduits, mais ces procédés ont beaucoup d'inconvénients :

- la réduction modifie de façon non prévisible certaines caractéristiques des génératrices,
- le courant naturel en espace libre (gradient vertical, changements de direction, tourbillons) est mal simulé en tunnel hydrodynamique ou aérodynamique,
- chaque type de turbine éolienne et hydrolienne doit être modélisé avant de pouvoir être testé,
- en conséquence, le prix de revient d'une étude est très élevé.

La réalisation d'un émulateur du système hybride éolien offshore-hydrolien permet donc de réaliser les tests de validation expérimentale dans des conditions de fonctionnement assez proches de la réalité, avec des garanties de sécurité optimisées et cela, quelques soient les types de turbine éolienne et hydrolienne considérés.

Plusieurs émulateurs de turbines éoliennes et hydroliennes ont vu le jour dans plusieurs laboratoires sur le territoire national [18-21]. Cependant, la réalisation d'émulateurs de systèmes hybrides éolien offshore – hydrolien, n'a jusqu'à présent pas encore connu un grand élan dans les laboratoires de recherche ; l'intérêt étant porté sur des systèmes d'hybridation de l'éolien avec d'autres types de sources de production autres que celles des hydroliennes. Il faut dire que les systèmes hydroliens sont encore très récents en France.

Émulateur du système hybride éolien offshore – hydrolien

Le système éolien offshore et le système hydrolien fonctionnant sur le même principe, nous pouvons donc envisager l'étude d'un seul système. L'émulateur temps réel de notre système éolien offshore, est divisé en 2 parties (Figure II.25):

- un sous-système informatique : qui contient le modèle mathématique du processus à simuler ;
- un sous-système électromécanique : qui est constitué de l'appareillage électromécanique pour l'émulation du processus à simuler.

Le sous-système informatique simule pour un profil de vent donné, la caractéristique statique couple= $f(\text{vitesse})$ d'une turbine particulière, et envoie cette caractéristique comme variable de référence au sous-système électromécanique. Le sous-système électromécanique va reproduire cette caractéristique et renvoyer au sous-système informatique, les valeurs réelles obtenues après exécution de la commande.

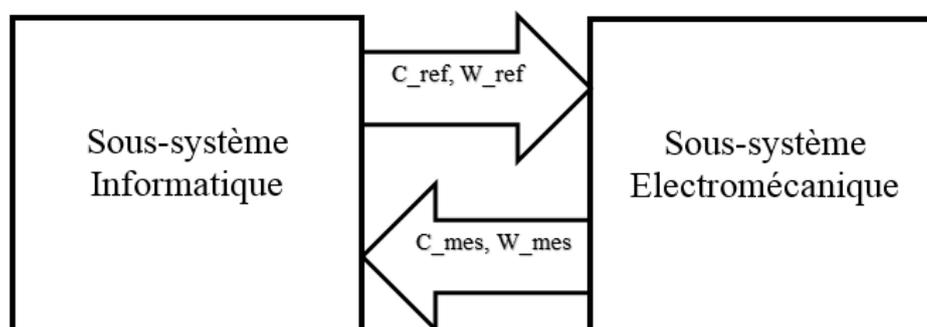


Figure II.25 :Sous-systèmes du simulateur temps réel du système éolien offshore

C_ref, W_ref : caractéristique de référence simulée par le sous-système informatique et envoyée comme référence au sous-système électromécanique ;

C_mes, W_mes : caractéristique reproduite par le système électromécanique et renvoyée comme mesure au sous-système informatique.

Le modèle mathématique de la turbine éolienne développé dans le sous-système informatique est décrit par les équations d'état ci-dessous :

$$\begin{cases} \bullet \\ \underline{x} = \underline{F}(\underline{x}, \underline{u}) \\ \underline{y} = \underline{G}(\underline{x}) \end{cases}$$

Avec : $\underline{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$ – le vecteur contenant les variables d'état; \underline{u} – le vecteur contenant les variables d'entrées ou de commande, il a la structure ci-dessous :

$$\underline{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ v \end{bmatrix}$$

Où :

- u_1 est un vecteur constitué des variables d'entrées qui impactent directement le fonctionnement de la turbine, telles que la vitesse du vent $v(t)$ ou l'angle de d'orientation des pales $\beta(t)$,

- v est l'ensemble des variables mécaniques mesurées sur l'arbre de la turbine, et fourni au sous-système informatique par le sous-système électromécanique.

- y est la variable de sortie, c'est la variable principale qui caractérise la dynamique de l'arbre de la turbine. Elle est utilisée comme variable de référence pour la commande du servomoteur. Nous avons opté pour l'utilisation d'un moteur électrique pour l'émulation de la turbine. Ainsi dans chaque chaîne de conversion (éolienne et hydrolienne), la turbine est remplacée par un moteur électrique qui reproduira sur son arbre, la caractéristique statique couple=f(vitesse) de cette turbine.

Le moteur utilisé pour simuler la turbine est une machine triphasée munie d'un onduleur de fréquence intégré à commande vectorielle et d'un codeur incrémental. La commande utilisée permet à la machine de travailler à très basse vitesse, ce qui permet l'émulation de plusieurs types de turbine. Le système est chargé mécaniquement en bout de chaîne par une machine électrique qui joue le rôle d'un frein. Il permet de fixer un point de fonctionnement quelconque de l'émulateur [22].

L'émulateur peut être conçu selon trois structures de base [23] :

- émulateur de turbine éolienne, où la turbine est remplacée par un moteur électrique et le générateur par un frein commandé, accouplé sur l'axe du servomoteur ;

- émulateur de turbine éolienne, où le moteur électrique entraîne le générateur réel du système énergétique éolien.

- émulateur de turbine éolienne, où le moteur électrique entraîne le générateur réel du système énergétique éolien et le frein est connexe avec eux pour l'étude des caractéristiques des turbines inconnues.

Dans le cadre de cette thèse, nous avons choisi la troisième structure pour l'émulateur éolien et l'émulateur hydrolien, car cela correspond à une architecture plus rigoureuse et plus précise pour la validation expérimentale des simulations du système éolien et hydrolien réel.

Ci-dessous, nous présentons la structure d'un émulateur d'une turbine éolienne. Rappelons que l'émulateur de la turbine hydrolienne fonctionne sur le même principe :

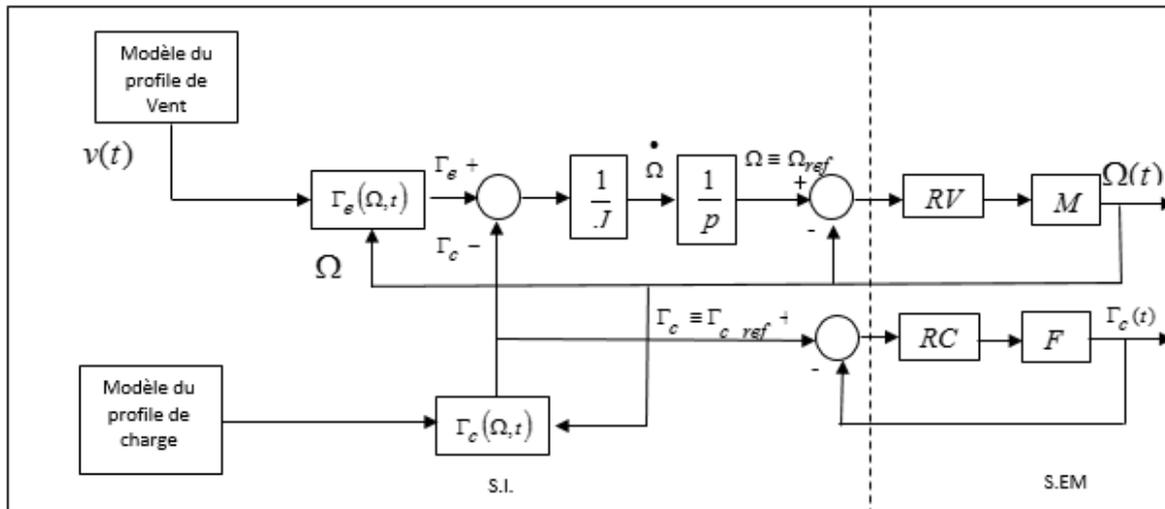


Figure II.26 : Structure d'émulateur de la turbine éolienne [24] [25]

Avec :

- S.I. : pour sous-système informatique, c'est la partie de l'émulateur qui se trouve sur l'ordinateur et qui contient les modèles mathématiques de la turbine, et les variables de références à fournir au sous-système électromécanique ;
- S.E.M: pour sous-système électromécanique, c'est la partie de l'émulateur qui réalise la fonction du système à savoir, reproduire sur son arbre, la caractéristique statique couple=f(vitesse) de la turbine émulée ;
- M et F : représentent respectivement, le moteur électrique qui émule la turbine, et le frein mécanique qui charge le système ;
- RV et RC, représentent les régulateurs respectivement de la vitesse et du couple de la turbine à émuler.

Le schéma présenté ci-dessus, ne représente pas l'émulateur d'un système éolien (ou hydrolien), mais plutôt celui d'un émulateur de turbine éolienne (ou hydrolienne). Afin de pouvoir représenter l'émulateur complet d'un système éolien (ou hydrolien), il nous faut ajouter à ce schéma, les éléments manquants de la chaîne de conversion éolienne (ou hydrolienne), à savoir : la génératrice électrique, les convertisseurs statiques et la charge électrique ou le réseau.

Ci-dessous, nous présentons la structure complète de l'émulateur d'un système hybride éolien offshore – hydrolien :

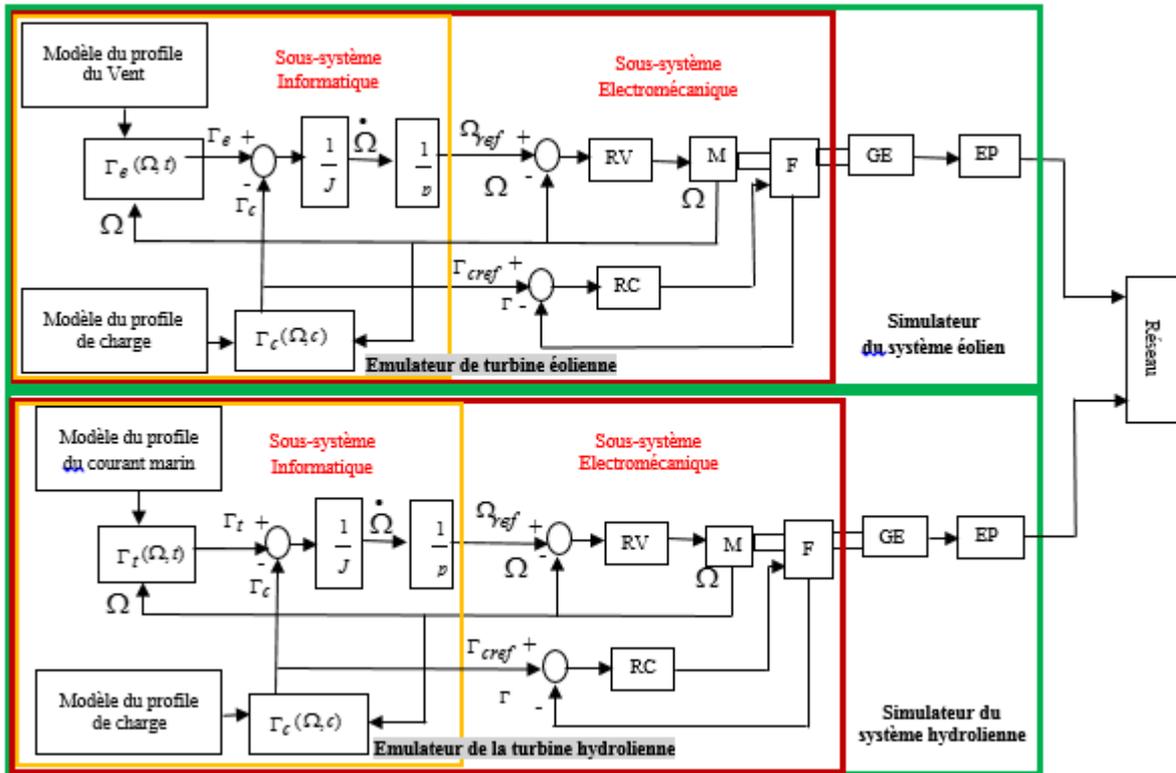


Figure II.27 : Structure complète d'un émulateur de système hybride éolien offshore - hydrolien

Avec :

- $\Gamma_w(\Omega, t)$ et $\Gamma_f(\Omega, t)$, respectivement les couples éoliens et hydroliens;
- $\Gamma_c(\Omega, c)$, le couple de charge;
- RV et RC, respectivement les régulateurs de la vitesse et du couple;
- M et B, respectivement pour moteur électrique et frein mécanique ;
- GE et EP, respectivement pour génératrice électrique et bloc de convertisseurs statiques.

Dans la structure de l'émulateur du système hybride éolien – hydrolien présentée ci-dessus, nous pouvons remarquer que l'émulateur du système éolien est semblable à celui de l'émulateur du système hydrolien ; cela résulte des similitudes entre ces deux systèmes dans leur principe de fonctionnement.

II.5 – Conclusion

L'objectif de ce chapitre était de présenter la structure d'un émulateur temps réel pour un système hybride éolien offshore - hydrolien. Nous avons présenté 03 principales méthodologies de simulation temps réel à savoir : le prototypage rapide, la simulation software-in-the loop et la simulation hardware-in-the loop.

Un système dynamique pouvant être modélisé en deux sous-systèmes : le sous-système de commande et le sous-système processus. Le sous-système processus est la partie qui réalise la fonction du système, et le sous-système de commande supervise le contrôle du processus. La simulation en prototypage rapide consiste à simuler uniquement la partie commande et à garder le processus en réel. La simulation software-in-the loop consiste à la simulation de la partie commande et de la partie processus. Nous avons opté dans le cadre de notre travail à la simulation hardware-in-the loop qui consiste à simuler la partie processus et à garder la partie commande réelle.

Nous avons présenté l'introduction des DSP dans l'utilisation des émulateurs temps réel en 2 points :

- 1- La rapidité de leur dynamique encourage le développement des applications de la simulation numérique en temps réel, parmi lesquelles les systèmes HILS ont une grande variété.
- 2- Les DSP ont rendu possible le plus étonnant résultat dans le domaine de l'électronique de puissance : le système CDF (ABB).

Nous avons considéré que la solution définitive concernant la structure de commande d'un émulateur d'éoliennes, connue pour tous les systèmes HILS, est la structure de commande en vitesse, réalisée avec une commande directe du flux (CDF) d'un servomoteur.

Par la suite, nous avons présenté notre conception d'un émulateur temps réel d'un système hybride éolien offshore – hydrolien, comme application à la simulation temps réel Hardware-in-the loop. Nous avons vu que cet émulateur comporte 2 parties : un sous-système informatique et un sous-système électromécanique. Le sous-système informatique réalise la fonction et la commande du système hybride au travers de modèles mathématiques développés sous Matlab/Simulink, il envoie au sous-système électromécanique chargé de reproduire la dynamique du système, les valeurs de références des variables commandées (vitesse de rotation et couple).

Dans le chapitre suivant, nous allons présenter la modélisation mathématique du système complet sous Matlab/Simulink, ce qui est un préalable au développement du système d'émulation temps réel.

II.6 – Bibliographie

- [1] H. Hanselman, “Hardware-in-the-loop Simulation for Development and Test of Electronic Control Units”, Real-Time Systems Conference, Paris, 13-15 January, 1993.
- [2] V. Gheorghiu, H. Schmitz, H. Krohm, “Real-Time Models for Hardware-in-the-Loop Systems”, ASIM symposium Simulations technic, Berlin 1993.
- [3] dSPACE NEWS – collection 1993-1996 (dSPACE- France : Scientific Software).
- [4] P.E. Battaioto, R.J. Mantz, P.T. Puleston, “A Wind Turbine Emulator Based on a Dual DSP Processor System: Control Engineering Practice”, IFAC revue, September 1996.
- [5] https://fr.wikipedia.org/wiki/Syst%C3%A8me_temps_r%C3%A9el
- [6] G. Caraiman - “Etude de la transposition des similitudes éolien-hydrolien en vue de la conception et du développement d’un émulateur électromécanique de turbine hydrolienne. “, Thèse de Doctorat, Université du Havre, Décembre 2011.
- [7] K. Kowalczyk, H. Karkosch, P. Marienfeld, F. Svaricek, “Rapid Control Prototyping of Active Vibration Control Systems in Automotive Applications” Conference on Computer Aided Control Systems Design Munich, Germany, October 4-6, 2006.
- [8] <http://www.slideshare.net/OPALRTTECHNOLOGIES/rapid-control-prototyping-solutions-57177479>
- [9] http://www.opal-rt.com/sites/default/files/technical_papers/PES-GM-Tutorial_04%20-%20Real%20Time%20Simulation.pdf
- [10] A. Stevanovic, A. Abel-Rahim, M. Zlatkovic, E. Amin, “Microscopic Modeling of Traffic Signal Operations: Comparative Evaluation of Hardware-in-the Loop and Software-in-the-Loop Simulations.” Transportation Research Record: Journal of the Transportation Research Board, No. 2128, pp. 143-151.
- [11] <http://fr.mathworks.com/help/physmod/simscape/ug/what-is-hardware-in-the-loop-simulation.html>
- [12] P.E. Battaiotto, R.J. Mantz, P.F. Puleston, “A wind turbine emulator based on a dual DSP processor system”, Control Engineering Practice, Volume 4, Issue 9, September 1996, Pp 1261-1266.
- [13] R. Isermann, J. Schaffnit, S. Sinsel, “Hardware-in-the-loop simulation for the design and testing of engine-control systems”, Control Engineering Practice Volume 7, Issue 5, May 1999, Pages 643–653.
- [14] http://www.abmecatronique.com/la-simulation-hardware-in-the-loop-hil_540611/
- [15] <http://www.emrwebsite.org/uploads/Fichiers/EMR-Aalto/12-EMR-Aalto-HILS.pdf>
- [16] <http://www.hil-simulation.com/images/stories/Documents/Introduction%20to%20Hardware-in-the-Loop%20Simulation.pdf>
- [17] <http://home.hit.no/~hansha/documents/lab/Lab%20Work/HIL%20Simulation/Background/Introduction%20to%20HIL%20Simulation.pdf>
- [18] Darcy Bullock, Brian Johnson, Richard B. Wells, Michael Kyte, Zhen Li “Hardware-in-the-loop simulation”, Transportation Research Part C 12 (2004) 73–89.
- [19] http://autoexblog.blogspot.fr/2013_11_01_archive.html
- [20] https://www.dspace.com/shared/data/pdf/2016/dSPACE_HIL-Systems_Business-Field-Brochure_2016-03_English.pdf
- [21] X. Wu, H. Figueroa, A. Monti, “Testing of digital controllers using real-time hardware in the loop simulation,” Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual, 2004, pp. 3622-3627 Vol.5.

- [22] F. Poitiers, “ Etude et commande de génératrices asynchrones pour l’utilisation de l’énergie éolienne - Machine asynchrone à cage autonome - Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau, “ Thèse de Doctorat, Université de Nantes, Décembre 2003.
- [23] C. Saudemont, “ Méthodologie de développement de stratégies de supervision énergétique en temps réel dans les systèmes électriques de puissance, “ Habilitation à diriger des recherches, Université de Lille1, Janvier 2013.
- [24] C. Nichita, J. Tekobon, “Study development based on HILS concept for wind and tidal current power systems”, 9th International Conference On Industrial Power Engineering, Bacau, Romania, 2014.
- [25] G. Caraiman et al., “Marine Current Turbine Simulator Development based on Hardware in the Loop Simulator structure,” in 14th International Power Electronics and Motion Control Conference. 2010: Ohrid, Republic of Macedonia.

CHAPITRE III

Chapitre III

Modélisation des éléments d'un système hybride éolien-hydrolien

III.1 – Introduction

Ce chapitre a pour objectif de présenter la modélisation et la simulation du système hybride éolien -hydrolien que nous proposons à étudier. Dans la première partie, nous présentons la modélisation mathématique de chaque élément du système hybride, et dans la seconde partie nous étudions différentes lois de commandes pouvant être appliquées à ce système. Dans la dernière partie de ce chapitre, nous présentons des résultats de simulations obtenus sous Matlab/Simulink.

III.2 – Modélisation du système hybride éolien offshore-hydrolien

III.2.1 – Introduction

Le système hybride éolien offshore – hydrolien est un ensemble de deux systèmes indépendants (système éolien et système hydrolien) couplés sur un bus continu. Il peut être représenté par le schéma de la figure ci-dessous :

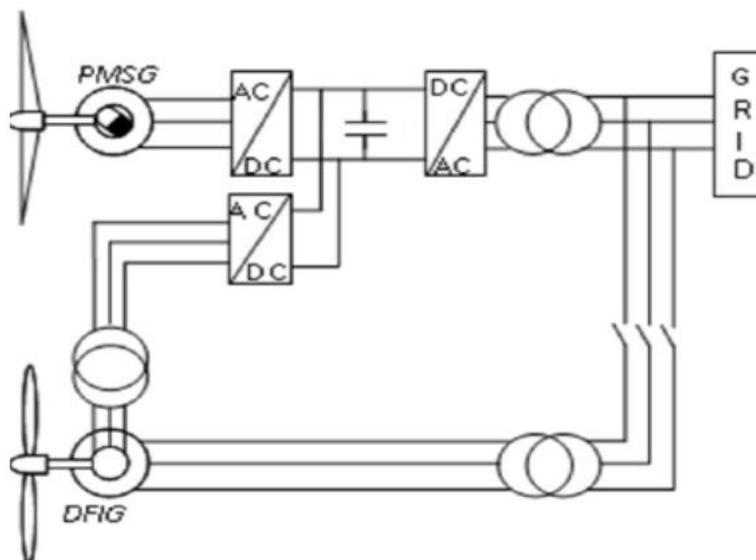


Figure III.1 : Couplage sur bus continu d'un système hybride éolien - hydrolien

Le choix du couplage des deux systèmes sur le bus continu est motivé par trois raisons :

- La ressource énergétique pour chacun des systèmes a des caractéristiques dynamiques très différentes les unes des autres ; en effet, la ressource éolienne (la vitesse du vent) a un caractère aléatoire, alors que la ressource hydrolienne (le courant marin) est prévisible la plus part du temps ;
- Le système éolien est basé sur une génératrice synchrone à aimants permanents, alors que le système hydrolien lui utilise une génératrice asynchrone à double alimentation ;

ces deux machines ayant des caractéristiques dynamiques différentes, il serait très complexe et peu efficace de les coupler sur un bus alternatif ;

- Il est plus économique et plus simple pour la mise en œuvre de les coupler sur le bus continu, car cela nécessite moins de convertisseurs à contrôler.

Les systèmes éoliens et hydroliens fonctionnent sur le même principe de conversion énergétique, et possèdent généralement les mêmes éléments constitutifs de leur chaîne de conversion [1]:

- La ressource éolienne/hydrolienne
- La turbine éolienne/hydrolienne
- La génératrice électrique
- Le redresseur triphasé commandé
- Le bus continu
- L'onduleur triphasé commandé

Dans les paragraphes qui suivent, nous allons présenter un modèle mathématique de chaque élément de la chaîne de conversion éolienne/hydrolienne cité ci-dessus. En effet, cela s'inscrit comme préliminaire à l'implémentation de la simulation temps réel Hardware In the Loop. Nous procédons à la modélisation mathématique de la turbine afin d'avoir une large marge de manœuvre dans le choix des turbines éolienne/hydrolienne que nous souhaitons simuler, et ainsi pouvoir modifier à volonté leurs caractéristiques statiques.

III.2.2 – Modélisation mathématique de la ressource

La ressource, dans le cas du système éolien, est la vitesse du vent, et dans le cas du système hydrolien, est le courant marin.

Modélisation du courant marin

Comme nous l'avons précisé dans le chapitre I, les courants marins sont dus principalement à deux types de courants :

- les courants globaux
- et les courants de marée.

Les marées sont dues à l'attraction exercée sur la terre par les astres et en particulier par la lune et par le soleil. Si le soleil et la lune sont alignés dans l'espace (périodes de la nouvelle lune ou de pleine lune), les renflements créés par chacun des astres se renforcent : on parle de marée vive-eau avec une grande variation d'amplitude entre pleine mer et basse mer. Par contre, si les astres se situent dans des directions perpendiculaires (cas des premiers et derniers quartiers de la lune), les variations du niveau de la marée seront plus faibles car elles se contrarient. Les marées de vive-eau n'ont pas la même importance toute l'année. Elles sont plus fortes au moment des équinoxes de printemps et d'automne du fait qu'à ces époques, le soleil, la lune et la terre peuvent se trouver alignés [2] :

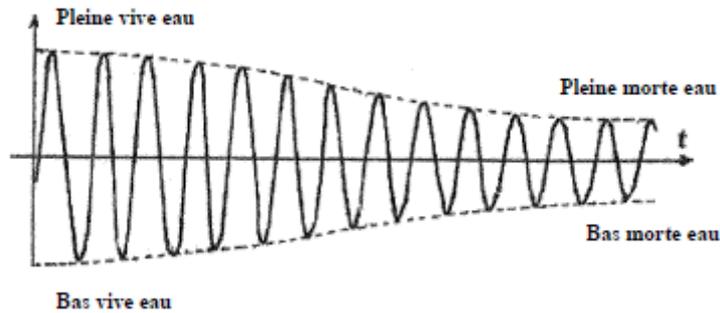


Figure III.2 : Variation de niveau marin entre une pleine mer de vive-eau et une pleine mer de morte-eau [©SHOM]

En considérant les courants de marée comme les principales sources de courant, devant les autres types de sources de courants, ce qui est une bonne approximation pour la plus part des sites [2], nous pouvons donc modéliser le courant marin comme une sinusoïde :

$$V(t) = V_M \sin \omega t \quad (\text{III.1})$$

Avec $\omega = \frac{2\pi}{T}$

V_M : C'est la vitesse maximale du courant marin à la surface,

ω : C'est la vitesse angulaire de la marée,

T : C'est la période du cycle, normalement 12h25min soit 745 minutes.

Modélisation de la vitesse du vent [3] [4]

Il est très difficile, voire pratiquement impossible de prévoir la variation de la vitesse du vent en un site donné. Sur une période relativement longue, le modèle de la vitesse du vent est représenté par 2 composantes :

- Une composante lente ou saisonnière ;
- Et une composante de turbulence.

Cette méthodologie de modélisation a été largement développée dans [3-5], nous ne reprendrons ici que le résultat final. Il en est ressortie deux solutions : l'une utilisant un filtre de fonction de transfert non rationnelle dans le processus de modélisation de la composante de turbulence, et l'autre utilisant une adaptation du filtre avec une fonction de transfert rationnelle.

La modélisation avec filtre non rationnelle n'est pas adaptée pour la simulation en temps réel, à cause du coût en temps de calcul de l'algorithme ; c'est pourquoi, c'est la solution avec filtre rationnelle qui a été choisie dans le cadre de cette thèse.

Ci-dessous, nous présentons un profil de vitesse de vent utilisant la seconde méthode de modélisation :

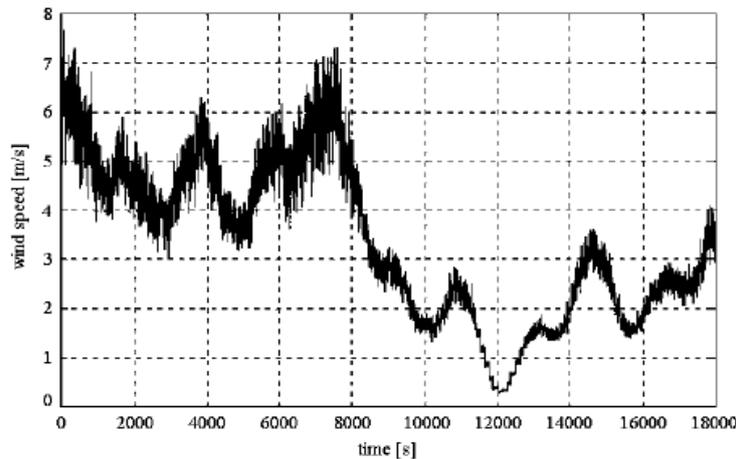


Figure III.3 : Exemple de profil de la vitesse du vent générée avec le filtre rationnel sur un intervalle de temps de 5 heures [3-5]

III.2.3 – Modélisation mathématique de la turbine éolienne/hydrolienne [2-5]

Les turbines éoliennes/hydroliennes à axe horizontal sont des dispositifs mécaniques (Figure III.4) utilisés pour la conversion de l'énergie cinétique d'un fluide (le vent pour l'éolien et l'eau pour l'hydrolien) en énergie mécanique.

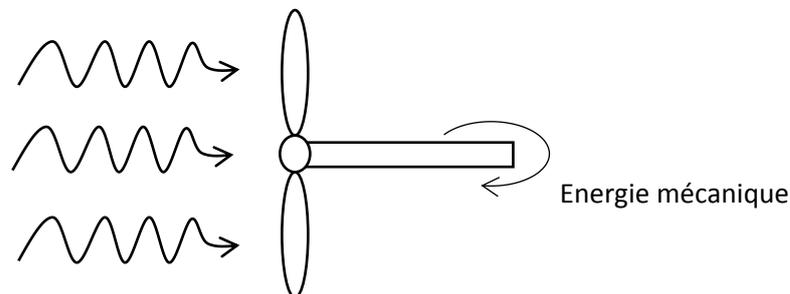


Figure III.4 : Synoptique simplifiée d'une turbine éolienne/hydrolienne à axe horizontal

Comme nous l'avons dit plus haut, la turbine transforme l'énergie cinétique du vent ou de l'eau, en énergie mécanique. L'énergie cinétique fournie par une masse d'air ou d'eau m , qui se déplace à une vitesse linéaire v , est donnée par la formule :

$$E_C = \frac{1}{2} m.v^2 \quad (\text{III.2})$$

En considérant que cette masse m traverse un volume cylindrique dont la base est la surface balayée par les pales de la turbine de rayon R , et en exprimant cette masse m par en fonction de la masse volumique, on obtient l'expression ci-dessous de la puissance cinétique du fluide :

$$P_C = \frac{1}{2} \rho.\pi.R^2.v^3 \quad (\text{III.3})$$

P_C est la puissance cinétique du vent/eau reçue par la turbine au travers de ses pales. Cependant, puisque la vitesse du vent ou de l'eau n'est pas nulle après avoir traversée les pales de la turbine, cela signifie que cette dernière ne retient qu'une partie de la puissance cinétique qui lui est fournie.

Le physicien allemand **Albert BETZ**, a démontré théoriquement dans son ouvrage **Wind Energie** publié en 1926, que le rendement de conversion effectué par tout type de turbine est maximisé par la valeur $\frac{16}{27}$. Cette valeur est appelée **Limite de Betz**

D'une manière générale, le rendement de conversion d'une turbine éolienne/hydrolienne est appelé coefficient de puissance et est noté C_P .

Le coefficient de puissance est une variable constructeur qui dépend d'une part de l'angle de calage β des pales de la turbine, et d'autre part de la vitesse spécifique λ .

Il existe plusieurs théories et méthodologies [6-9] mise en œuvre pour la détermination du coefficient de puissance. Nous avons utilisé le logiciel « *Simtorque* », développé au sein du laboratoire GREAH, pour la détermination du coefficient C_p . Ce logiciel est basé sur la méthode des éléments de pales pour le calcul du coefficient de puissance à partir des valeurs caractéristiques de la corde de chaque pale de la turbine. Il permet ainsi connaissant ces dernières, de modéliser une turbine quelconque, en utilisant la méthode des éléments de pales.

Nous présentons ci-dessous l'interface graphique principale du logiciel « *Simtorque* » :

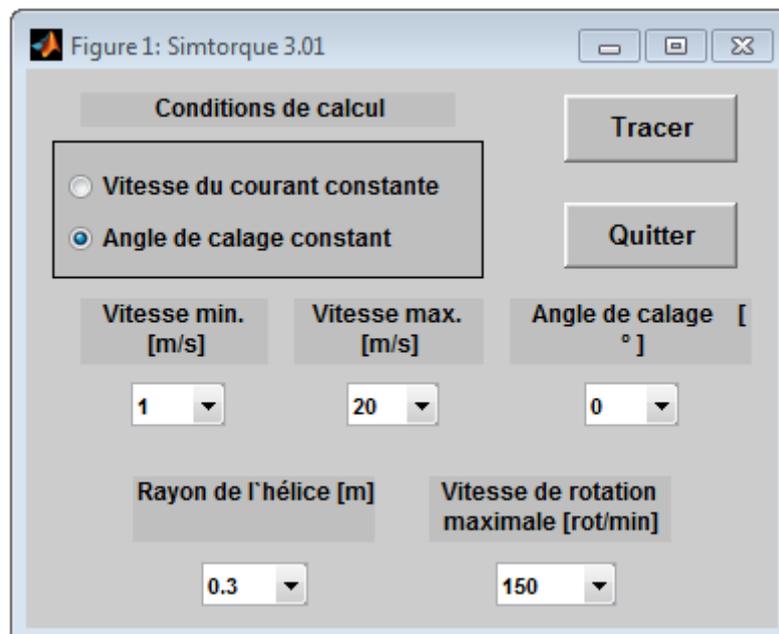


Figure III.5 : Le logiciel « *Simtorque* » utilisé pour l'estimation de C_p

Pour une valeur de l'angle de calage fixée, nous obtenons les courbes de Cp ci-dessous :

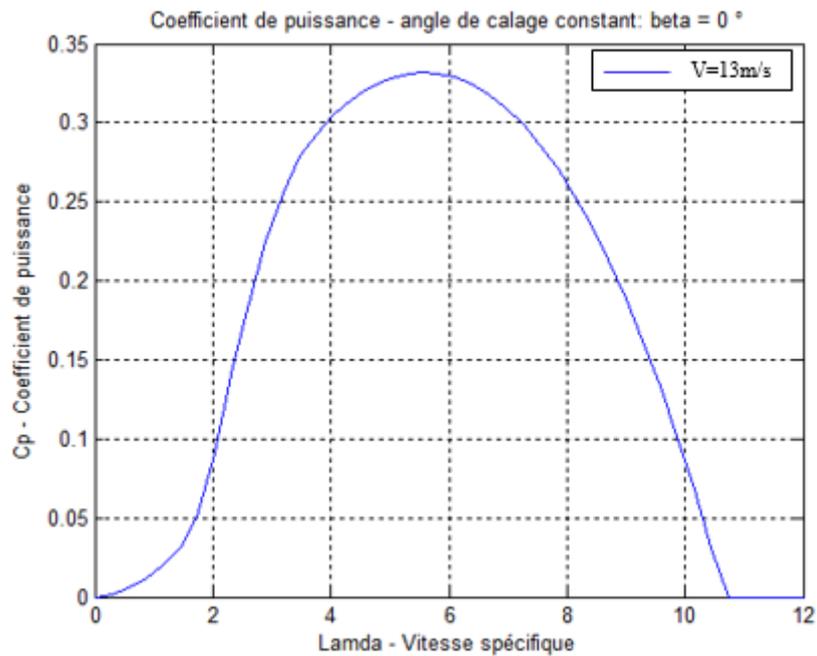


Figure III.6: Courbe de Cp obtenue à partir du logiciel « Simtorque » pour $\beta = 0^\circ$

Pour la courbe du coefficient de puissance présentée ci-dessus, la valeur maximale est d'environ 0,33, correspondant à une vitesse spécifique optimale de 5,655.

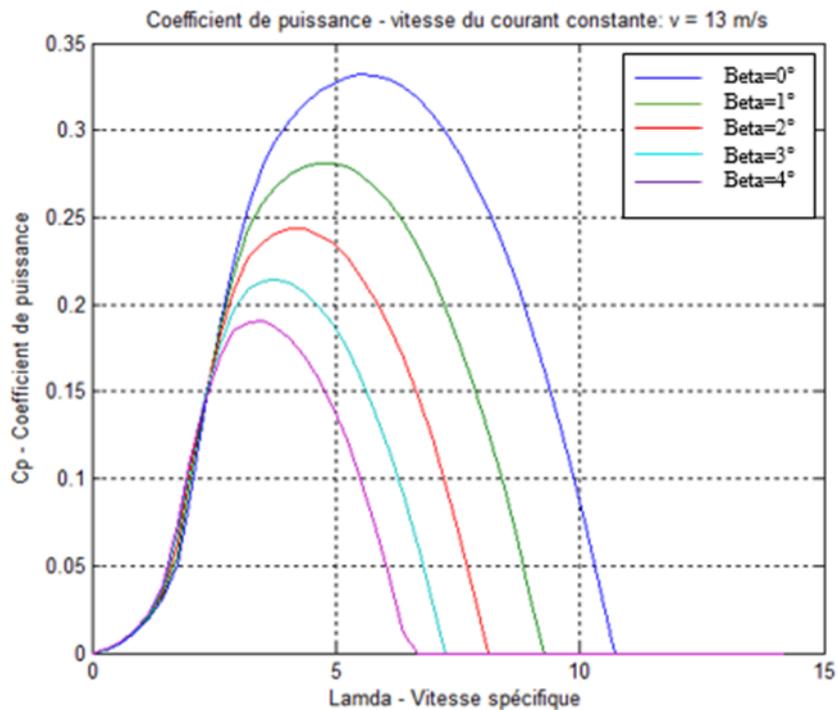


Figure III.7 : Courbe de Cp obtenue à partir du logiciel « Simtorque » pour β variant de 0 à 4°

D'après la figure ci-dessus, lorsque l'angle de calage varie, la valeur maximale du coefficient de couple suit cette variation en sens inverse. A titre d'exemple, lorsque $\beta = 0^\circ$ (courbe en bleu), la valeur maximale du coefficient de couple vaut 0,33 correspondant à une vitesse spécifique de 5,655 ; lorsque $\beta = 1^\circ$ (courbe en vert), on constate que la valeur maximale du coefficient de puissance a diminuée et vaut désormais 0,28 pour une vitesse spécifique de 4,78. La vitesse spécifique λ , dépend de v , la vitesse du fluide, et de Ω , la vitesse angulaire de rotation de la turbine; elle s'exprime par la relation ci-dessous :

$$\lambda = \frac{R.\Omega}{v} \quad (\text{III.4})$$

La puissance totale capturée par la turbine et transformée en puissance mécanique s'exprime donc en fonction de C_P , par l'équation :

$$P_T = \frac{1}{2} C_P (\lambda, \beta) . \rho . \pi . R^2 . v^3 = C_P . P_C \quad (\text{III.5})$$

L'expression du couple Γ_T de la turbine est donnée par la formule :

$$\Gamma_T = \frac{P_T}{\Omega} \quad (\text{III.6})$$

En considérant Γ_R comme couple résistant, J et F respectivement le moment d'inertie de la turbine et la force de frottement de son arbre, la vitesse de rotation de la turbine est obtenue à partir de l'équation ci-dessous :

$$\Gamma_T - \Gamma_R - F.\Omega = J . \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{III.7})$$

Dans le diagramme ci-dessous, nous présentons un résumé du modèle mathématique de la turbine éolienne/hydrolienne :

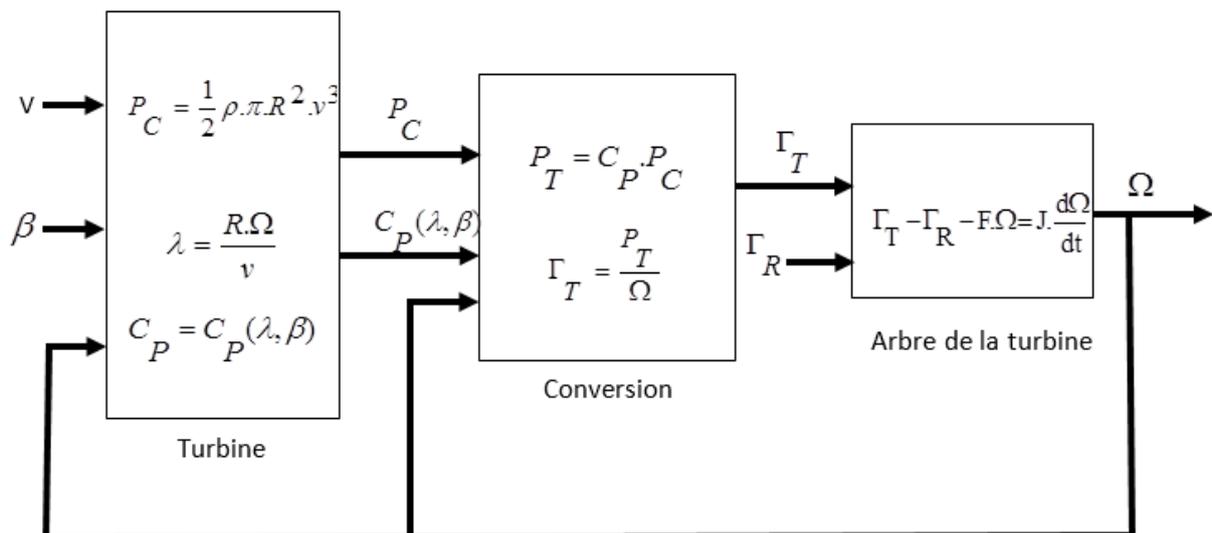


Figure III.8 : Modèle mathématique de la turbine éolienne/hydrolienne

III.2.4 – La machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

Structure d'une machine synchrone à aimants permanents [10]

Les machines synchrones vis-à-vis des machines asynchrones ont une puissance massique plus importante, et le flux rotorique étant connu il est plus facile de maîtriser le couple.

Le progrès fait dans la fabrication des aimants, qu'ils soient à base d'alliages métalliques ou de terre rares, a contribué à l'essor industriel des MSAP.

Sur le plan technologique, les aimants peuvent être surfaciques ou placés dans la profondeur du rotor, ils sont dits alors enterrés (voire figures ci-dessous) :

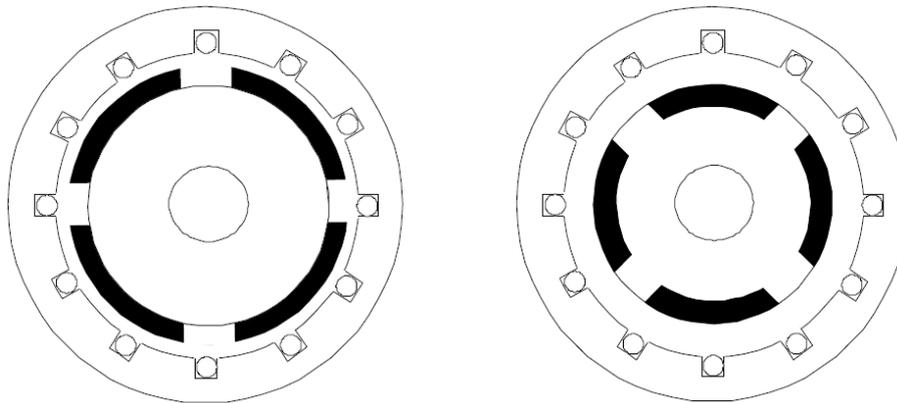


Figure III.9 : Machine synchrone à aimants permanents en surface [10]

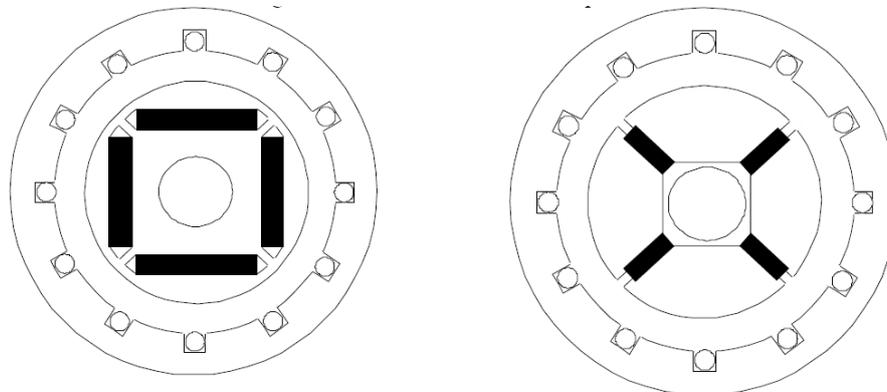


Figure III.10 : Machine synchrone à aimants permanents enterrés [10]

Dans le cadre de cette thèse, nous avons choisi de travailler avec une machine synchrone à aimants permanents en surface à pôles lisses (entrefer constant).

Par soucis de simplification et en conservant un niveau de rigueur acceptable dans les résultats, nous faisons les suppositions suivantes pour la modélisation mathématique de la MSAP [11]:

- La répartition du champ inducteur dans l'entrefer ainsi que les forces magnétomotrices sont sinusoïdales;
- Le circuit magnétique est considéré linéaire (absence de saturation);
- Les irrégularités de l'entrefer dues aux encoches statoriques sont ignorées;
- Les phénomènes d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés;

- Le rotor est supposé lisse du point de vue magnétique (MSAP sans pièces polaires);
- Les enroulements du stator sont par construction tous décalés d'un angle de 120° les uns par rapport aux autres;
- Les aimants sont idéaux, le flux magnétique émis par les aimants est constant;
- On néglige l'influence de la température sur les résistances des enroulements;

Modèle mathématique

La machine synchrone à aimants permanents est une machine réversible. Lorsqu'elle fonctionne en moteur, elle reçoit une puissance électrique au-travers de ses tensions statoriques triphasées ; elle fournit en sortie au-travers de son rotor, une puissance mécanique décrite par une vitesse de rotation et un couple. Lorsqu'elle fonctionne en génératrice, elle reçoit une puissance mécanique caractérisée par un couple et une vitesse de rotation appliquée entraînant son rotor ; elle fournit en sortie au-travers de son stator, une puissance électrique.

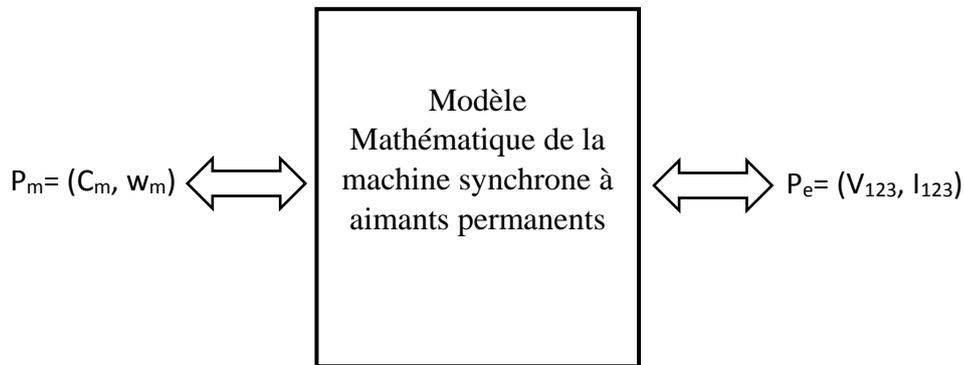


Figure III.11 : Modèle bloc mathématique de la GSAP

Dans notre cas d'étude, la MSAP est entraînée par la turbine éolienne au-travers de son arbre mécanique. En minimisant les pertes entre la turbine et la MSAP, on peut écrire les correspondances suivantes :

$$P_m = P_T ;$$

$$C_m = \Gamma_T ;$$

$$w_m = \Omega ;$$

La dynamique de l'arbre de la turbine entraînant le rotor de la GSAP est décrit par l'équation de mouvement ci-dessous :

$$\Gamma_T - \Gamma_{Elm} - F \cdot \Omega = J \cdot \frac{d\Omega}{dt} \quad (III.8)$$

Avec :

Γ_{Elm} : Le couple électromagnétique de la GSAP

F : La somme des forces de frottement

J : Le moment d'inertie total du système turbine + génératrice.

Le modèle mathématique de la GSAP peut être exprimé dans un repère triphasé (a, b, c) ou dans un repère diphasé (α, β), ou le repère de PARK (d, q). Nous avons choisi d'exprimer le modèle mathématique de la MSAP dans le repère de PARK, en annexe A nous l'avons exprimé dans le repère triphasé.

A partir de l'expression des flux statoriques en fonction des courants statoriques :

$$\begin{cases} \Psi_d = L_d \cdot I_d + \Psi_a \\ \Psi_q = L_q \cdot I_q \end{cases} \quad (\text{III.9})$$

Avec :

$\Psi_{d,q}$: Les composantes directe et quadratique du flux statorique

$L_{d,q}$: Les composantes directe et quadratique de l'inductance cyclique statorique

$I_{d,q}$: Les composantes directe et quadratique du courant statorique.

Nous obtenons l'expression des tensions statoriques en fonction des courants :

$$\begin{cases} V_d = (R + L_d \cdot s) I_d - L_q \cdot I_q \cdot p \cdot \Omega \\ V_q = (R + L_q \cdot s) I_q + (L_d \cdot I_d + \Psi_a) \cdot p \cdot \Omega \end{cases} \quad (\text{III.10})$$

Avec :

$V_{d,q}$: Les composantes directe et quadratique de la tension statorique

R : La résistance des enroulements statoriques.

p : Le nombre de pair de pôles de la MSAP

Ψ_a : Le flux des aimants permanents du rotor

On peut également exprimer les courants statoriques en fonction des tensions par :

$$\begin{cases} I_d = \frac{1}{(R + L_d \cdot s)} (V_d + E_d) \\ I_q = \frac{1}{(R + L_q \cdot s)} (V_q + E_q) \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

E_d et E_q sont des éléments de compensation qui réalisent le couplage entre les courants I_d et I_q :

$$\begin{cases} E_d = L_q \cdot I_q \cdot p \cdot \Omega \\ E_q = -(L_d \cdot I_d + \Psi_a) \cdot p \cdot \Omega \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

La détermination des composantes du courant statorique permet d'obtenir l'expression du couple électromagnétique :

$$\Gamma_{Elm} = \frac{3}{2} p \cdot ((L_q - L_d) \cdot I_d \cdot I_q - \Psi_a \cdot I_q) \quad (\text{III.13})$$

La transformée de PARK (explicitée en annexe A) permet le passage du référentiel triphasé au repère de PARK, et la transformée de PARK inverse est utilisée pour le chemin inverse :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = P^{-1}(\theta) \cdot \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (\text{III.14})$$

Avec :

$V_{a,b,c}$: Les composantes triphasées de la tension statorique

P^{-1} : La matrice inverse de la transformée inverse de PARK (explicitée en annexe A)

θ : La position angulaire du rotor.

Dans le diagramme ci-dessous, nous présentons un résumé du modèle mathématique de la MSAP :

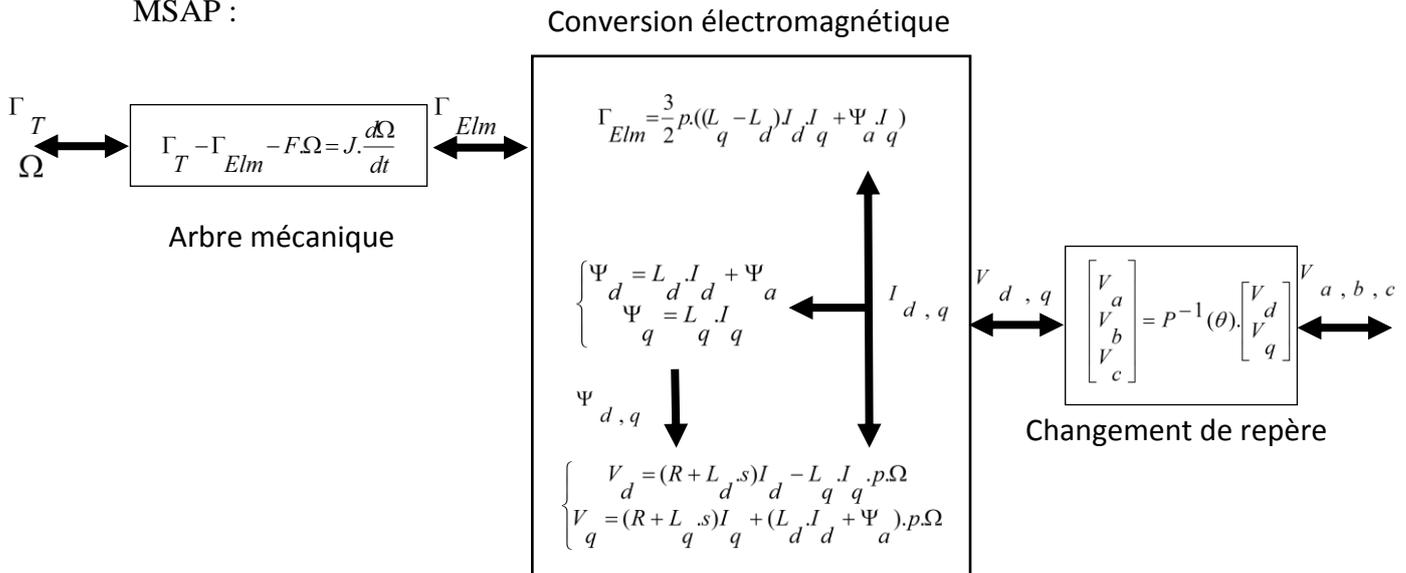


Figure III.12 : Modèle mathématique de la MSAP

III.2.5– La machine asynchrone à double alimentation (MADA)

Structure de la machine asynchrone à double alimentation [12]

Une machine asynchrone comprend généralement :

- un stator triphasé comportant p paires de pôles par phase, identique à celui d'une machine synchrone ;
- un rotor constitué de conducteurs mis en circuit fermé. On rencontre deux types de rotor :
 - o rotor à cage : le rotor est constitué de barreaux de cuivre ou d'aluminium reliés aux deux extrémités par deux couronnes conductrices. Ce modèle (en forme de cage d'écureuil) peu coûteux et très robuste est le plus répandu.
 - o rotor bobiné : l'enroulement, semblable à celui du stator, comporte p paires de pôles par phase ; les trois paires sont reliées à trois bagues qui permettent d'insérer un rhéostat dans le circuit rotorique. Ce moteur est aussi nommé moteur à bagues.

Dans le cadre de cette thèse, la machine asynchrone choisie est à rotor bobiné.

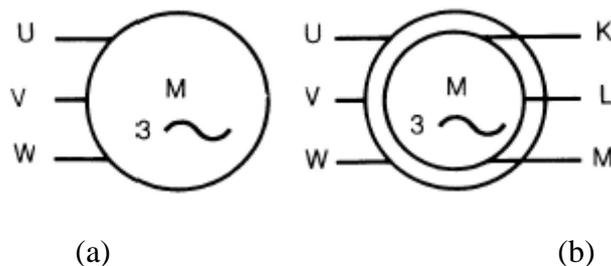


Figure III.13 : Symbole de la machine asynchrone (a) à cage, (b) à rotor bobiné [12]

Principe de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation [13]

Une fois le stator de la machine connecté au réseau, un flux magnétique apparaît au stator. Ce flux dépend de la réluctance du circuit magnétique, du nombre de spires dans le bobinage et donc du courant statorique. Pendant la rotation, le flux magnétique généré par le stator crée des forces électromotrices (f.e.m) dans le bobinage du rotor. Le rapport entre les f.e.m créés au rotor et au stator est :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} \cdot \frac{\omega_s - \omega_g}{\omega_s} \quad (\text{III.15})$$

N_r et N_s sont respectivement le nombre de spires des bobinages rotoriques et statoriques. ω_s et ω_g sont respectivement les pulsations de synchronisme du réseau et mécanique de la machine. En définissant le glissement par :

$$g = \frac{\omega_s - \omega_g}{\omega_s} \quad (\text{III.16})$$

L'équation précédente devient :

$$\frac{E_r}{E_s} = g \cdot \frac{N_r}{N_s} \quad (\text{III.17})$$

Les courants au stator et au rotor sont définis comme dans le cas d'un transformateur parfait :

$$\frac{i_r}{i_s} = \frac{N_s}{N_r} \quad (\text{III.18})$$

Donc le rapport entre la puissance S_r au rotor et la puissance S_s au stator s'exprime par :

$$\frac{S_r}{S_s} = \frac{i_r}{i_s} \cdot \frac{E_r}{E_s} = g \quad (\text{III.19})$$

L'équation (III.19) montre que pour une puissance constante transmise au stator, plus on transmet de la puissance au rotor et, plus on augmente le glissement. La pulsation au stator (qui est imposée par le réseau) étant supposée constante, il est donc possible de contrôler la vitesse de la génératrice en agissant simplement sur la puissance transmise au rotor via le glissement g . L'éolienne fonctionnant à vitesse variable, la MADA offre la possibilité de fonctionner sur une très grande plage de vitesse du vent.

Elle a par conséquent 4 modes de fonctionnements (figure III.14) [14] :

- **Le fonctionnement moteur hypo synchrone** (cadran 1): ici la MADA reçoit au-travers du stator et du rotor, de la puissance électrique qu'elle transforme en puissance mécanique ;

- **Le fonctionnement moteur hyper synchrone** (cadran 2): ici la MADA reçoit au-travers du stator de la puissance électrique dont une partie est renvoyée vers le réseau au travers des bobinages rotoriques, et le reste est transformée en puissance mécanique ;
- **Le fonctionnement générateur hypo synchrone** (cadran 3): ici la MADA reçoit au-travers de son rotor, une puissance mécanique qui sera convertie en puissance électrique et distribuée au-travers du stator. Cependant, une partie de cette puissance statorique sera absorbé par les bobinages rotoriques et le reste sera distribué au réseau.
- **Le fonctionnement générateur hyper synchrone** (cadran 4): ici la MADA reçoit de la puissance mécanique, qu'elle convertie en puissance électrique qui sera distribuée au réseau au-travers du stator et du rotor.

Un régime de fonctionnement est dit hypo synchrone lorsque la vitesse mécanique du rotor est inférieure à la vitesse de synchronisme, et il est dit hyper synchrone dans le cas inverse.

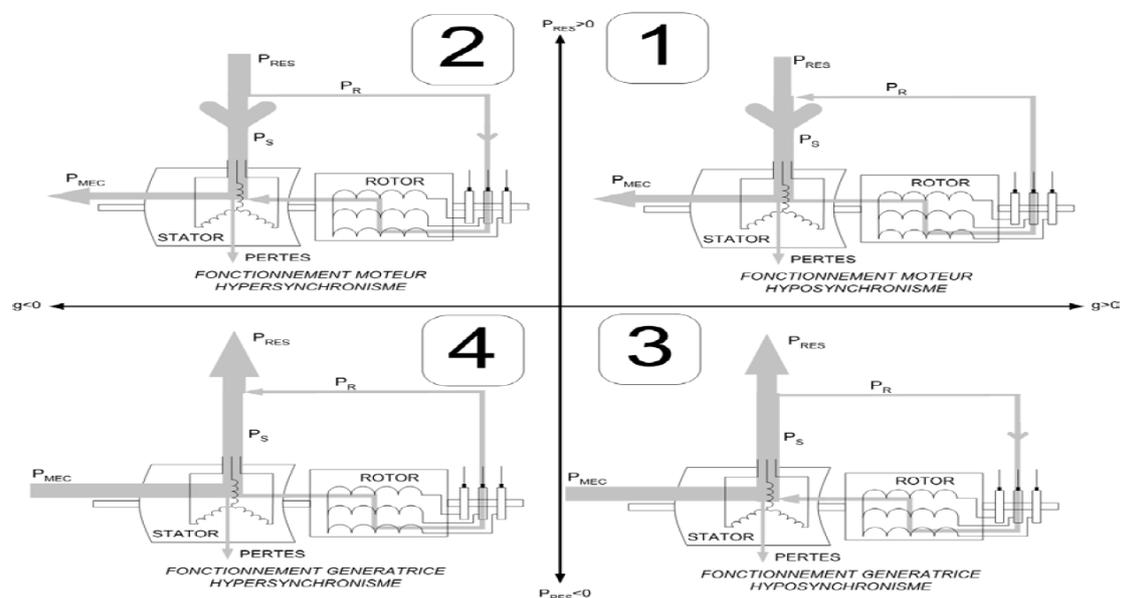


Figure III.14 : Régimes de fonctionnement de la MADA [15]

Dans le cadre de cette thèse, nous avons choisi de la modéliser pour un fonctionnement en générateur hyper synchrone (cadran 4).

Nous prenons les hypothèses suivantes pour la modélisation mathématique de la MADA [16] [17] [18]:

- L'entrefer est constant
- Distribution spatiale sinusoïdale des forces magnétomotrices d'entrefer
- Effet d'encoches négligé
- Pertes ferromagnétiques négligeables
- Circuit magnétique non saturé et à perméabilité constante
- L'influence de l'effet de peau et de l'échauffement n'est pas prise en compte;

Modèle mathématique

Le modèle mathématique de la MADA est développé et présenté ici dans le repère de PARK ; un modèle triphasé plus détaillé est présenté en annexe B à la fin de ce travail :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s \cdot I_{sd} + \frac{d\Psi_{sd}}{dt} - \omega_s \cdot \Psi_{sq} \\ V_{sq} = R_s \cdot I_{sq} + \frac{d\Psi_{sq}}{dt} + \omega_s \cdot \Psi_{sd} \\ V_{rd} = R_r \cdot I_{rd} + \frac{d\Psi_{rd}}{dt} - \omega_r \cdot \Psi_{rq} \\ V_{rq} = R_r \cdot I_{rq} + \frac{d\Psi_{rq}}{dt} + \omega_r \cdot \Psi_{rd} \end{cases} \quad (\text{III.20})$$

$$\begin{cases} \Psi_{sd} = L_s \cdot I_{sd} + L_m \cdot I_{rd} \\ \Psi_{sq} = L_s \cdot I_{sq} + L_m \cdot I_{rq} \\ \Psi_{rd} = L_r \cdot I_{rd} + L_m \cdot I_{sd} \\ \Psi_{rq} = L_r \cdot I_{rq} + L_m \cdot I_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

$$\begin{cases} \Gamma_{Elm} = -p \frac{m}{L_s} \left(I_{rd} \cdot \Psi_{sq} - I_{rq} \cdot \Psi_{sd} \right) \\ J \cdot \frac{d\Omega}{dt} = \Gamma_{Elm} - \Gamma_R - F \cdot \Omega \end{cases} \quad (\text{III.22})$$

Avec :

$V_{sd, sq}$: Les composantes directe et quadratique de la tension statorique ;

$V_{rd, rq}$: Les composantes directe et quadratique de la tension rotorique ;

$I_{sd, sq}$: Les composantes directe et quadratique du courant statorique ;

$I_{rd, rq}$: Les composantes directe et quadratique du courant rotorique ;

$\Psi_{sd, sq}$: Les composantes directe et quadratique du flux statorique ;

$\Psi_{rd, rq}$: Les composantes directe et quadratique du flux rotorique ;

L_s : Inductance cyclique statorique ;

L_r : Inductance cyclique rotorique ;

L_m : Inductance mutuelle entre le stator et le rotor ;

R_s : Résistance statorique équivalente ;

R_r : Résistance rotorique équivalente ;

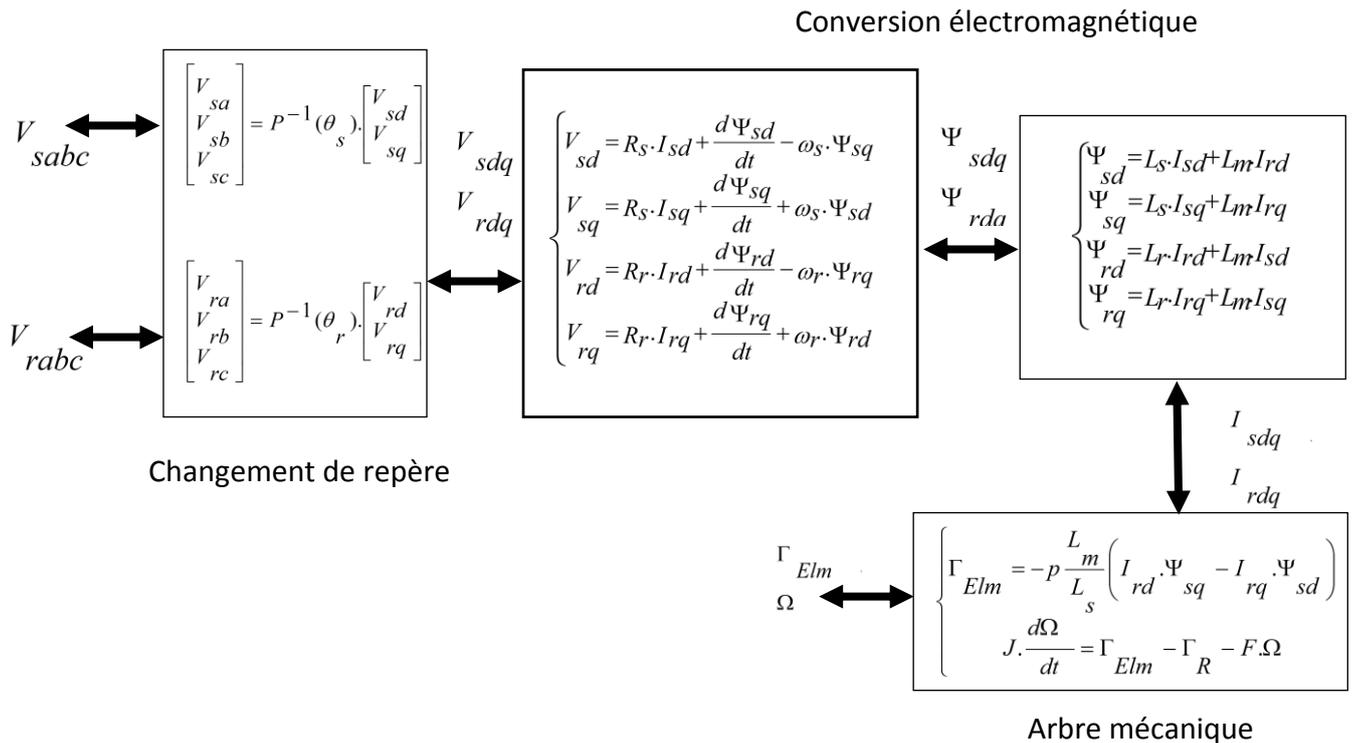


Figure III.15 : Modèle mathématique de la MADA

III.2.6 –La chaîne de convertisseurs statiques

Les récents développements dans les modèles de composants, la conception assistée par ordinateur et les semi-conducteurs ont contribué largement à la modélisation des convertisseurs statiques[19-21]. Avec la disponibilité d'utiliser des transistors de puissance à faible coût et avec le développement des algorithmes MLI, il est devenu possible d'améliorer la forme d'onde du courant de la machine et par conséquent minimiser des harmoniques provoquant l'échauffement de la machine et les pulsations du couple [22-23]. Les harmoniques en sortie du convertisseur peuvent provoquer un sur échauffement de la machine et des pulsations de couple. Les harmoniques à l'entrée provoquent des perturbations sur le réseau.

Les onduleurs et redresseurs triphasés utilisés pour notre système hybride, sont des convertisseurs statiques réversibles et commandés. Ce type de convertisseur peut donc fonctionner aussi bien en onduleur qu'en redresseur, selon le sens et le type de flux énergétique électrique qui le traverse. S'il reçoit à son entrée une puissance alternative, alors il se comportera comme un redresseur et fournira à sa sortie une puissance continue ; mais si par

contre il reçoit à son entrée une puissance continue, alors il se comportera comme un onduleur et fournira à sa sortie, une puissance alternative.

Dans le cadre de ce travail, nous allons modéliser la chaîne de conversion statique du système éolien – hydrolien. Le système à modéliser et à simuler est présenté dans la figure ci-dessous :

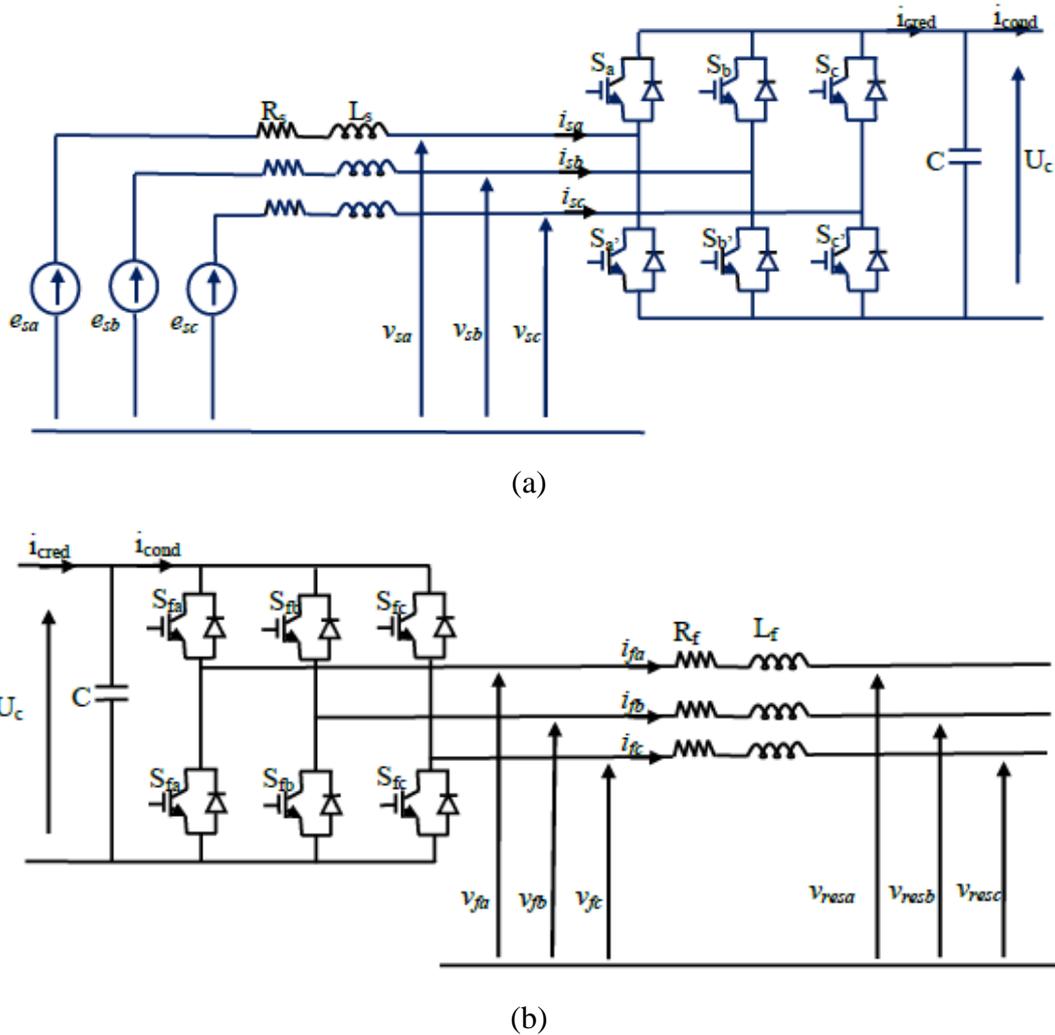


Figure III.16 : Schéma de la chaîne de convertisseurs statiques [17]

Dans ce schéma, nous considérons que le redresseur triphasé est connecté à une génératrice couplée en étoile, de tensions triphasées équilibrées v_{sabc} , de f.é.m. e_{sabc} , de résistance interne R_s et d'inductance propre L_s . Elle induit un courant triphasé i_{sabc} , à l'entrée du redresseur qui à son tour produit en sortie, une tension redressée U_c aux bornes d'un condensateur C , et un courant redressé i_{cred} .

L'onduleur quant à lui, reçoit en entrée un courant i_{cond} et la tension U_c appliquée à ses bornes. Il est connecté au réseau au-travers d'un filtre de résistance R_f et d'inductance L_f . Les tensions et les courants en sortie de l'onduleur sont respectivement v_{fabc} et i_{fabc} ; les tensions réseaux sont v_{resabc} .

Enfin, S_{abc} et S_{fabc} sont respectivement les fonctions de commutation des bras du redresseur et de l'onduleur.

Modèle mathématique

Nous considérons comme hypothèse de modélisation que les interrupteurs formés par le couple transistor IGBT et diode sont tous idéaux : résistance nulle en position fermée et infinie en position ouverte, et réponse instantanée aux signaux de commande.

Les fonctions de commutations des bras du redresseur et de l'onduleur sont définies par les équations ci-dessous :

$$S_i = \begin{cases} 1, & S'_i = 0 \\ 0, & S'_i = 1 \end{cases} \text{ Avec } i = a, b, c, fa, fb, fc \quad (\text{III.23})$$

Les tensions d'entrées simples du redresseur triphasé sont décrites par le système d'équation ci-dessous :

$$\begin{cases} V_{sa} = \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} U_c \\ V_{sb} = \frac{2S_b - S_a - S_c}{3} U_c \\ V_{sc} = \frac{2S_c - S_a - S_b}{3} U_c \end{cases} \quad (\text{III.24})$$

Les courants d'entrées du redresseur sont définis par les équations ci-dessous :

$$\begin{cases} R_s i_{sa} + L_s \frac{di_{sa}}{dt} = e_{sa} - V_{sa} = e_{sa} - \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} U_c \\ R_s i_{sb} + L_s \frac{di_{sb}}{dt} = e_{sb} - V_{sb} = e_{sb} - \frac{2S_b - S_a - S_c}{3} U_c \\ R_s i_{sc} + L_s \frac{di_{sc}}{dt} = e_{sc} - V_{sc} = e_{sc} - \frac{2S_c - S_a - S_b}{3} U_c \end{cases} \quad (\text{III.25})$$

Le courant i_c traversant le condensateur C est défini par l'équation ci-dessous :

$$i_c = i_{cred} - i_{cond} \quad (\text{III.26})$$

Or

$$i_c = C \frac{dU_c}{dt} \quad (\text{III.27})$$

Et

$$i_{cred} = S_a \cdot i_{sa} + S_b \cdot i_{sb} + S_c \cdot i_{sc} \quad (\text{III.28})$$

On obtient l'expression de la tension du bus continu :

$$C \frac{dU_c}{dt} = S_a \cdot i_{sa} + S_b \cdot i_{sb} + S_c \cdot i_{sc} - i_{cond} \quad (\text{III.29})$$

Dans le diagramme ci-dessous, nous présentons un résumé du modèle mathématique du redresseur triphasé et du bus continu :

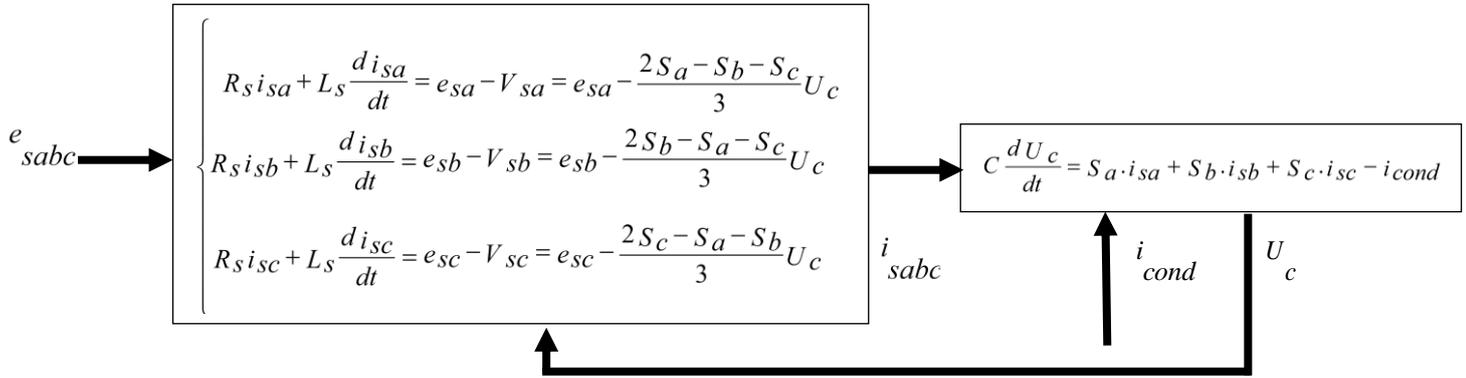


Figure III.17 : Modèle mathématique du redresseur triphasé

Les tensions simples de sortie de l'onduleur triphasé sont décrites par le système d'équation ci-dessous :

$$\begin{cases} V_{fa} = \frac{2S_{fa} - S_{fb} - S_{fc}}{3} U_c \\ V_{fb} = \frac{2S_{fb} - S_{fa} - S_{fc}}{3} U_c \\ V_{fc} = \frac{2S_{fc} - S_{fa} - S_{fb}}{3} U_c \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

Le courant d'entrée i_{cond} de l'onduleur est défini par l'équation ci-dessous :

$$i_{cond} = S_{fa} \cdot i_{fa} + S_{fb} \cdot i_{fb} + S_{fc} \cdot i_{fc} \quad (\text{III.31})$$

Les courants i_{fabc} à la sortie de l'onduleur triphasé sont déterminés par les équations ci-dessous :

$$\begin{cases} R_f \cdot i_{fa} + L_f \frac{d i_{fa}}{dt} = V_{fa} - V_{resa} = \frac{2S_{fa} - S_{fb} - S_{fc}}{3} U_c - V_{resa} \\ R_f \cdot i_{fb} + L_f \frac{d i_{fb}}{dt} = V_{fb} - V_{resb} = \frac{2S_{fb} - S_{fa} - S_{fc}}{3} U_c - V_{resb} \\ R_f \cdot i_{fc} + L_f \frac{d i_{fc}}{dt} = V_{fc} - V_{resc} = \frac{2S_{fc} - S_{fa} - S_{fb}}{3} U_c - V_{resc} \end{cases} \quad (\text{III.32})$$

Dans le diagramme ci-dessous, nous présentons un résumé du modèle mathématique de l'onduleur triphasé :

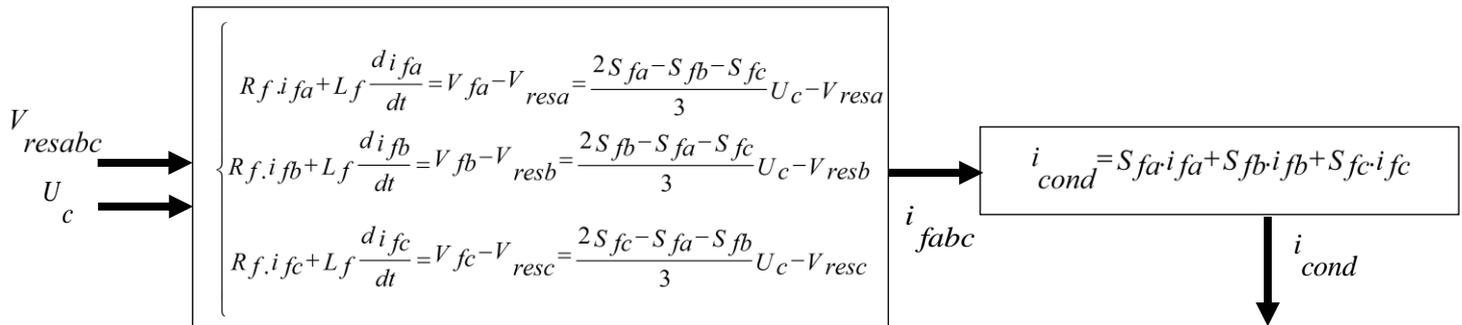


Figure III.18 : Modèle mathématique de l'onduleur triphasé

III.3 – Commande du système hybride éolien offshore-hydrolien

III.3.1 – Introduction

Dans la partie précédente, nous avons modélisé chaque élément de la chaîne de conversion éolienne – hydrolienne. Dans la partie présente, nous allons étudier la commande du système hybride, en vue de l'optimisation de l'extraction de la puissance générée.

Notre étude, appliquée au système éolien comme au système hydrolien, sera axée autour de 3 points :

- La commande du « Pitch Angle »
- La commande en vitesse ou en couple de la génératrice électrique
- Et la commande en puissance côté réseau

Dans les paragraphes qui suivent, nous expliciterons chacune des commandes ci-dessus citées.

III.3.2 – La commande du « Pitch Angle »

Les constructeurs utilisent deux systèmes de contrôle pour limiter la puissance extraite par la génératrice à sa valeur nominale :

- Un système de décrochage aérodynamique consistant à concevoir les pales avec une forme permettant d'augmenter les pertes de portance à partir d'une certaine vitesse de vent.
- Un système d'orientation des pales permettant de modifier l'angle de calage des pales suivant la vitesse du vent en vue de maintenir la puissance extraite par la génératrice à sa valeur nominale.

Le système de décrochage aérodynamique est généralement utilisé dans le cas des éoliennes de petite puissance à vitesse fixe. Les constructeurs justifient ce choix par le fait que ce système est plus économique.

Le système d'orientation des pales est surtout utilisé par les dispositifs de grandes puissances à vitesse variable. Dans ce dernier cas, la pale est tournée à l'aide d'un dispositif de commande connu sous le terme anglais « pitch control ».

En comparant les deux systèmes, le « pitch control » présente de nombreux avantages notamment [24]:

- Il permet une plus importante production d'énergie à fortes vitesses de vent
- Il permet un contrôle actif de puissance pour de larges variations de vitesse
- Il facilite le freinage
- Il réduit les efforts mécaniques lors de fonctionnement sous puissance nominale et sous grandes vitesses.

La puissance extraite par la turbine est donc représentée par la figure ci-dessous :

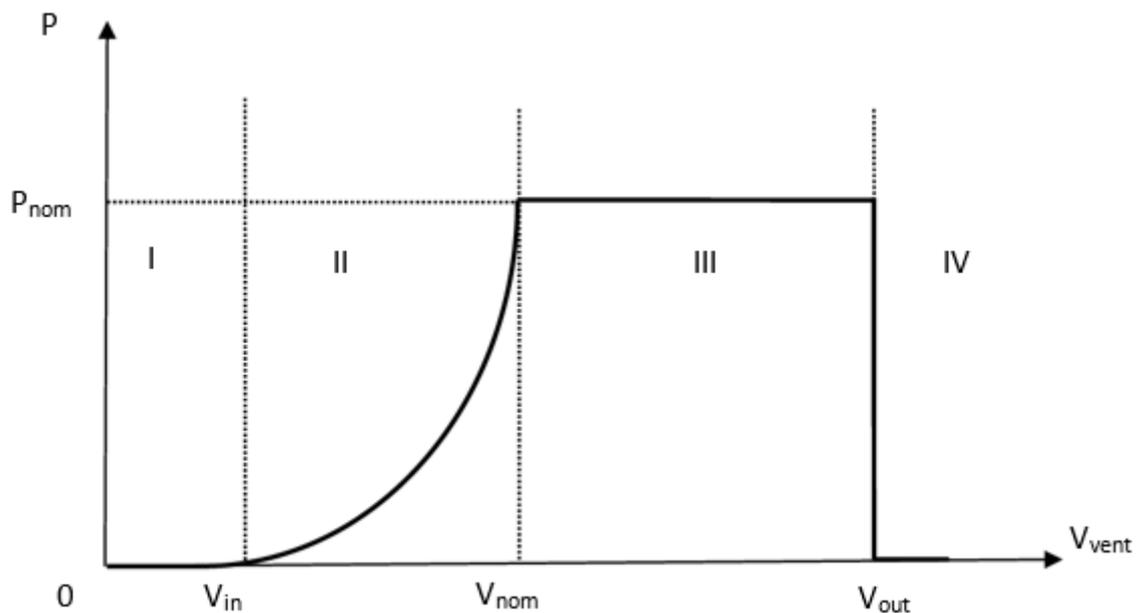


Figure III.19 : Puissance extraite du vent en fonction de la vitesse du vent

Explication de la figure III.19 :

- La zone I est la zone de démarrage de la turbine. En effet, en dessous de la vitesse de vent minimal nécessaire à son démarrage (V_{in}), la turbine ne fonctionne pas ($P=0$)
- Dans la zone II, la puissance de la turbine augmente en fonction de la vitesse du vent jusqu'à atteindre sa valeur nominale.
- Dans la zone III, quelle que soit la vitesse du vent comprise entre V_{nom} et V_{out} , la puissance doit rester à sa valeur nominale.
- Dans la zone IV, au-delà de V_{out} , un dispositif de sécurité provoque l'arrêt de la turbine pour préserver l'intégrité du système face à la force du vent.

La commande de l'angle de calage s'inscrit donc dans la zone III afin de limiter au moyen de l'orientation des pales de la turbine, la puissance extraite à une valeur dite valeur nominale.

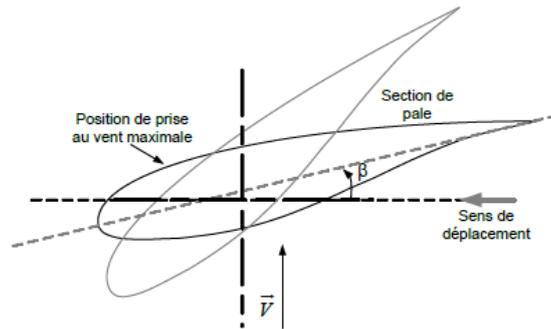


Figure III.20 : Variation de l'angle de calage d'une pale [16]

Ci-dessous, nous présentons l'influence de la variation de l'angle de calage sur la valeur du coefficient de puissance qui représente le rendement énergétique de la turbine :

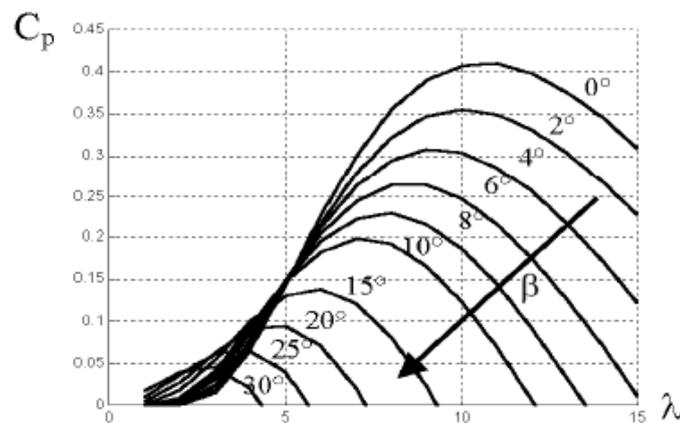


Figure III.21 : influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance [16]

On constate d'après la figure III.21, que plus l'angle de calage augmente, et plus le rendement de la turbine diminue.

Le contrôle de l'angle de calage β pour l'orientation des pales de la turbine, peut être réalisé à une seule boucle de régulation ou à deux boucles de régulation :

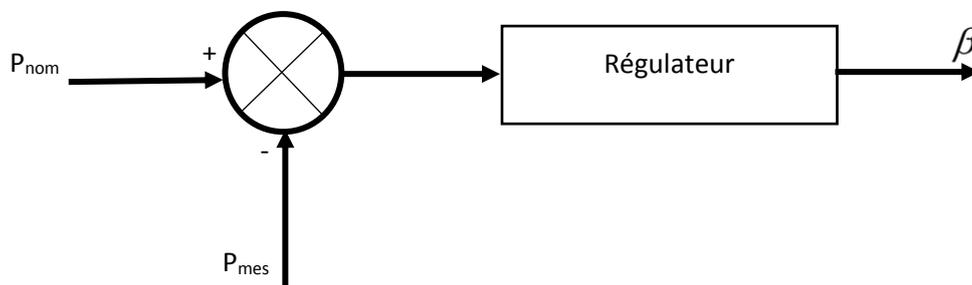


Figure III.22 : Contrôle de l'angle de calage à une boucle de régulation

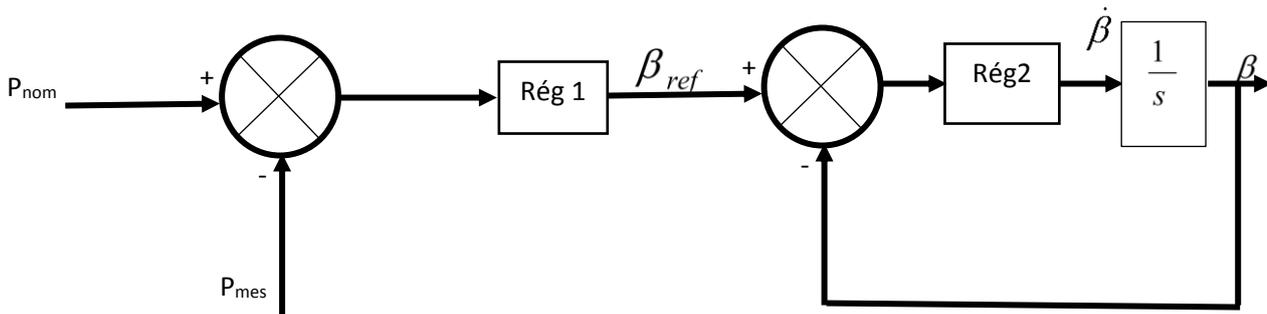


Figure III.23 : Contrôle de l'angle de calage à deux boucles de régulation

Lorsque la commande est effectuée à une seule boucle de régulation [25-28], il s'agit de la régulation de la puissance nominale. La sortie du régulateur de la puissance nominale correspond alors à la valeur de référence de l'angle de calage β , et est transmise au système d'orientation des pales par une commande en boucle ouverte.

Lorsque la commande est effectuée avec deux boucles de régulation, la première correspond à la régulation de la puissance nominale, et la deuxième à la régulation de l'angle de calage.

Le deuxième mode de commande est plus complexe à mettre œuvre pour ce qui est de la synthèse des régulateurs, et de plus, il est plus coûteux puisqu'il nécessite l'utilisation de deux régulateurs pour sa commande.

C'est la raison pour laquelle nous avons choisi le premier mode de commande, dont la synthèse des régulateurs a été réalisée par [25].

III.3.3 – Stratégie MPPT et la commande en vitesse ou commande en couple

Nous avons vu plus haut que l'extraction de puissance éolienne ou hydrolienne, dépendait de la valeur du coefficient de puissance. D'après le réseau de caractéristiques puissance – vitesse de rotation d'une turbine donnée représenté dans la figure ci-dessous :

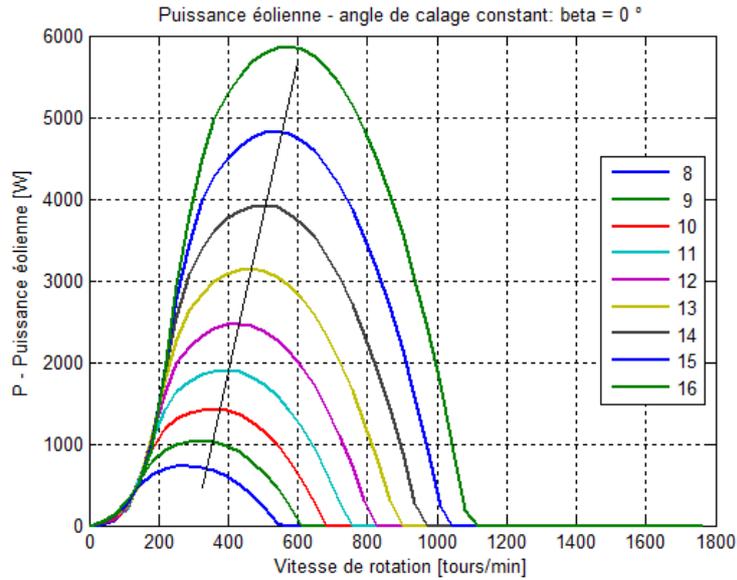


Figure III.24 : MPPT - puissance de la turbine

On constate que pour chaque valeur de vitesse de vent V, la caractéristique puissance – vitesse de rotation passe par un maximum correspondant à une puissance maximale atteinte pour une vitesse de rotation optimale. Cependant, la puissance maximale est obtenue pour un coefficient de puissance maximale (voire figure ci-dessous) :

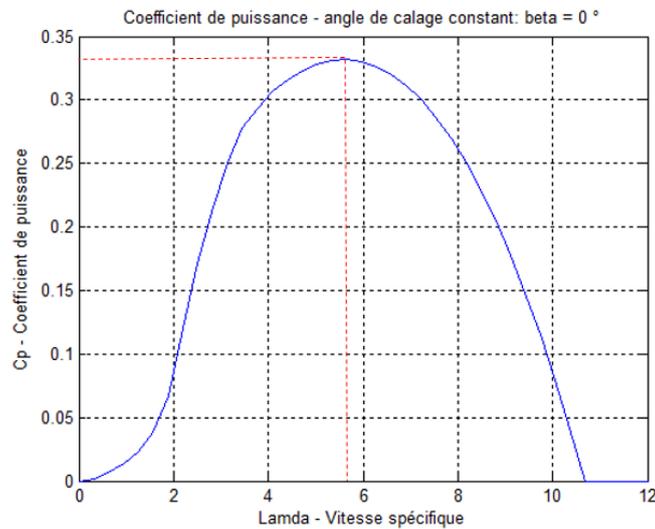


Figure III.25 : MPPT – coefficient de puissance

Cette valeur maximale du coefficient de puissance correspond à une vitesse spécifique optimale λ_{opt} . Cette vitesse spécifique est obtenue pour une vitesse optimale de rotation :

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} \cdot V}{R} \tag{III.33}$$

Avec R ici le rayon de la turbine considérée.

C'est cette valeur optimale de la vitesse de rotation qui est envoyée comme consigne pour le contrôle en vitesse des machines électriques.

Le contrôle en vitesse des machines électriques peut être réalisé soit en commande scalaire, soit en commande vectorielle (encore appelée à flux orienté). La commande scalaire est utilisée pour le contrôle en régime permanent alors que la commande vectorielle elle, est utilisée en régime transitoire. Dans le cadre de cette thèse, nous avons opté pour la commande vectorielle, puisque les modèles utilisés sont développés en régime transitoire, la commande est plus précise et plus rapide, et de plus elle permet de contrôler les grandeurs en amplitude et en phase.

La commande du convertisseur statique côté machine permet de contrôler le couple du générateur afin d'obtenir la vitesse de rotation souhaitée pour l'extraction du maximum de puissance. Cela consiste à contrôler la machine électrique par une structure générale en cascade avec des boucles imbriquées.

Le couple et le flux seront donc contrôlés par l'intermédiaire de boucles de courant internes très rapides. Ces commandes sont réalisées dans un référentiel tournant (Commande vectorielle à flux orienté). La consigne de couple est obtenue à partir d'une boucle d'asservissement de vitesse externe plus lente. La consigne de vitesse quant à elle, elle est calculée à partir d'une stratégie MPPT telle que présentée ci-dessus.

Puisque notre système hybride est constitué de deux machines électriques différentes : la machine synchrone à aimants permanents et la machine asynchrone à double alimentation, nous présentons ci-dessous la commande vectorielle en couple pour chaque type de machine.

III.3.3.1 – La commande en couple de la machine synchrone à aimants permanents

La commande de la MSAP est basée sur le contrôle vectoriel des tensions statoriques. Cela consiste à imposer des tensions de référence à l'entrée du convertisseur statique coté génératrice. Ces tensions permettent de définir les signaux de commande sur les bras du convertisseur statique coté génératrice, de manière à ce que les tensions aux bornes du stator de la machine soient les plus proches possibles des tensions de référence.

La commande est réalisée dans le repère de PARK (d,q), et nécessite le découplage des composantes I_d et I_q du courant statorique. Ces courants une fois découplés, permettent de définir les valeurs de référence des tensions statoriques à imposer à l'entrée du convertisseur coté machine et de réaliser de manière séparée, la commande du couple électromagnétique (contrôle de I_q) et la commande du flux (contrôle de I_d) ; ce type de commande est donc comparable à celui d'une machine à courant continu à excitation séparée.

Ci-dessous, nous présentons la stratégie de commande en couple (ou en vitesse) :

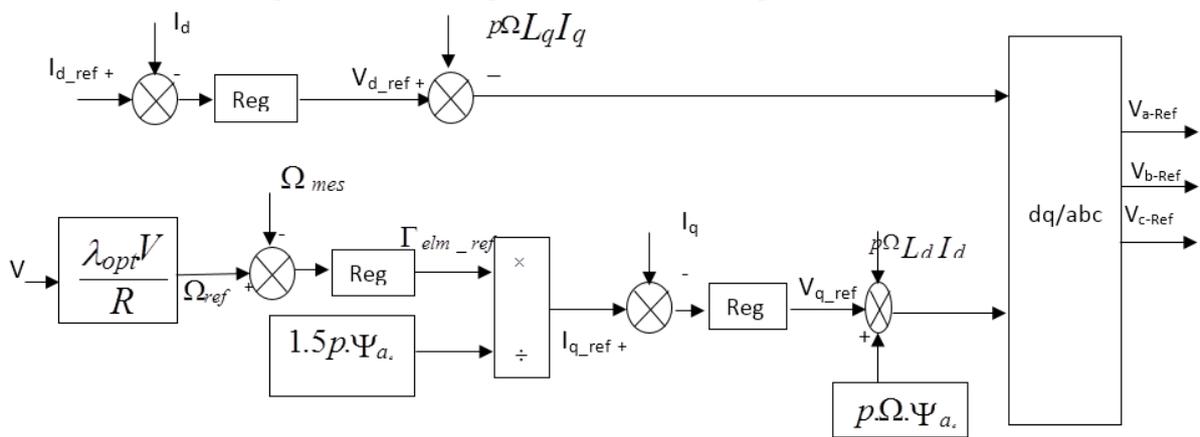


Figure III.26 : Stratégie de commande en couple de la MSAP

Les variables V_{a-ref} , V_{b-ref} et V_{c-ref} sont les valeurs de référence des tensions statoriques à imposer à l'entrée du redresseur triphasé commandé pour obtenir la vitesse de rotation de référence désirée.

Les variables V_{d-ref} et V_{q-ref} sont les tensions statoriques découplées et exprimées dans le repère (d, q). Elles sont obtenues par les équations ci-dessous :

$$\begin{cases} V_{d-ref} = (R + L_d \cdot s) I_d \\ V_{q-ref} = (R + L_q \cdot s) I_q \end{cases} \quad (III.34)$$

Ces équations nous permettent par la suite de faire la synthèse des blocs de régulations « Reg » des courants I_d et I_q .

Les tensions V_{a-ref} , V_{b-ref} et V_{c-ref} sont introduites comme signaux de référence, dans un bloc MLI pour la génération de signaux de commandes du redresseur triphasé.

III.3.3.2 – La commande en couple de la machine asynchrone à double alimentation

Comme nous l'avons dit plus haut, il existe plusieurs régimes de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation. Dans le cadre de ce travail, nous nous intéressons au régime de fonctionnement en mode génératrice hyper synchrone, cela consiste à transférer la puissance générée simultanément du stator et du rotor de la MADA vers le réseau.

La commande de la MADA est basée sur le contrôle vectoriel à orientation de flux des tensions rotoriques de la machine. Il existe plusieurs variantes de commande vectorielle à orientation de flux [20], classées suivant l'orientation du repère diphasé (d, q) sur :

- Le flux rotorique
- Le flux statorique
- Le flux d'entrefer.

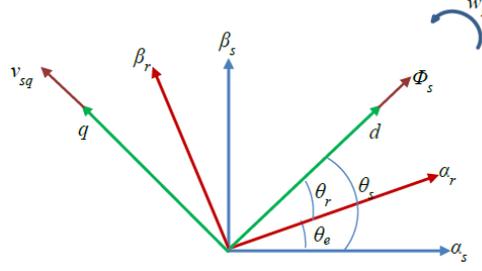


Figure III.27 : Référentiel diphasé (d, q) lié au champ tournant statorique

Dans le cadre de notre travail, nous avons choisi la commande vectorielle à orientation de flux statorique. Ainsi, en orientant le repère (d, q) suivant le vecteur flux statorique de sorte que l'axe d soit parallèle à la direction de ce vecteur (figure III.27), on obtient les implications suivantes :

$$\Psi_{sq} = 0 \text{ et } \Psi_{sd} = \Psi_s \quad (\text{III.35})$$

La composante quadratique du flux statorique est donc nulle, ce qui réduit les équations du modèle de la MADA dans le repère (d, q) à :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_s \cdot I_{sd} + \frac{d\Psi_{sd}}{dt} \\ V_{sq} = R_s \cdot I_{sq} + \omega_s \cdot \Psi_{sd} \\ V_{rd} = R_r \cdot I_{rd} + \frac{d\Psi_{rd}}{dt} - \omega_r \cdot \Psi_{rq} \\ V_{rq} = R_r \cdot I_{rq} + \frac{d\Psi_{rq}}{dt} + \omega_r \cdot \Psi_{rd} \end{cases} \quad (\text{III.36})$$

$$\begin{cases} \Psi_{sd} = L_s \cdot I_{sd} + L_m \cdot I_{rd} \\ 0 = L_s \cdot I_{sq} + L_m \cdot I_{rq} \\ \Psi_{rd} = L_r \cdot I_{rd} + L_m \cdot I_{sd} \\ \Psi_{rq} = L_r \cdot I_{rq} + L_m \cdot I_{sq} \end{cases} \quad (\text{III.37})$$

$$\Gamma_{Elm} = P \frac{L_m}{L_s} I_{rq} \cdot \Psi_{sd} \quad (\text{III.38})$$

A partir de l'équation (III.37), les équations de flux rotoriques peuvent s'écrire :

$$\Psi_{rd} = \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) I_{rd} + \frac{L_m}{L_s} \Psi_{sd} = \sigma L_r I_{rd} + \frac{L_m}{L_s} \Psi_{sd} \quad (\text{III.39})$$

$$\Psi_{rq} = \left(L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) I_{rq} = \sigma L_r I_{rq} \quad (\text{III.40})$$

Avec $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$, appelé le coefficient de dispersion.

En remplaçant les flux rotoriques dans les équations des tensions rotoriques, on obtient :

$$\begin{cases} V_{rd} = R_r I_{rd} + \sigma L_r \frac{dI_{rd}}{dt} + E_{rd} \\ V_{rq} = R_r I_{rq} + \sigma L_r \frac{dI_{rq}}{dt} + E_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.41})$$

Avec E_{rd} et E_{rq} , les composantes de compensation des composantes directe et quadratique des tensions rotoriques, et définies par les équations :

$$\begin{cases} E_{rd} = -\omega_r \sigma L_r I_{rq} \\ E_{rq} = \omega_r \sigma L_r I_{rd} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} \Psi_{sd} \end{cases} \quad (\text{III.42})$$

Les tensions rotoriques de références découplées pour la commande en vitesse du rotor sont donc exprimées par les équations ci-dessous :

$$\begin{cases} V_{rd_ref} = R_r I_{rd} + \sigma L_r \frac{dI_{rd}}{dt} = (R_r + \sigma L_r s) I_{rd} \\ V_{rq_ref} = R_r I_{rq} + \sigma L_r \frac{dI_{rq}}{dt} = (R_r + \sigma L_r s) I_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.43})$$

Ci-dessous, nous présentons la stratégie de commande en couple (ou en vitesse) :

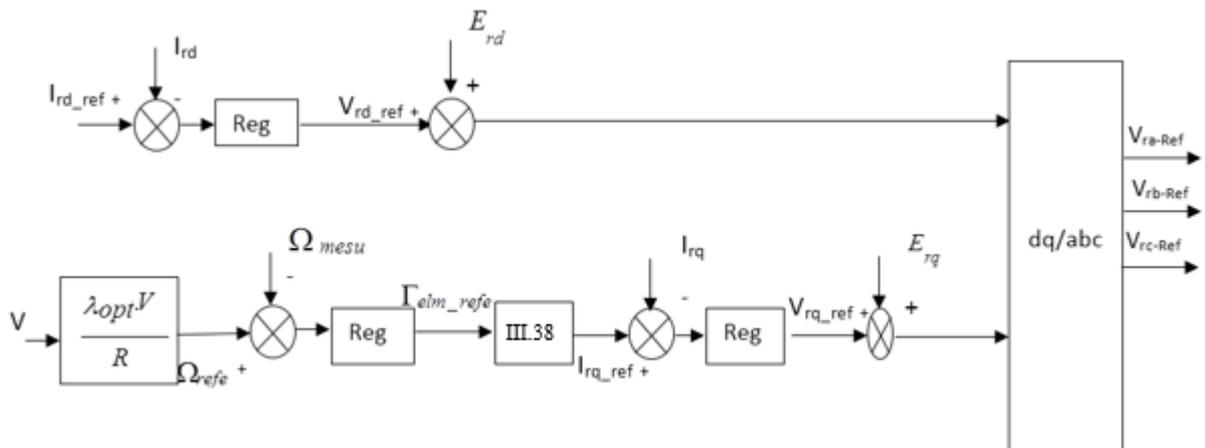


Figure III.28 : Stratégie de commande en couple de la MADA

L'équation (III.44) donne l'expression (à partir de l'équation (III.38)) du courant rotorique en fonction du couple électromagnétique et du flux statorique estimée :

$$I_{rq_ref} = \frac{L_s}{p \cdot L_m \cdot \Psi_{sd}} \Gamma_{Elm_refe} \quad (III.44)$$

Les variables V_{ra-ref} , V_{rb-ref} et V_{rc-ref} sont les valeurs de référence des tensions rotoriques à imposer à l'entrée du redresseur triphasé commandé pour obtenir la vitesse de référence désirée Ω_{refe} . La valeur de référence de la vitesse de rotation est obtenue par la même stratégie MPPT utilisée dans le cas de la commande de la MSAP.

Les tensions V_{ra-ref} , V_{rb-ref} et V_{rc-ref} sont introduites comme signaux de références, dans un bloc MLI pour la génération de signaux de commandes du redresseur triphasé.

La composante Ψ_{sd} du flux statorique est estimée par la relation :

$$\Psi_{sd} = L_s \cdot I_{sd} + L_m \cdot I_{rd} \quad (III.45)$$

III.3.4 – La commande de l'onduleur triphasé côté réseau

L'onduleur est connecté entre le bus continu et le réseau électrique via un filtre RL. Ce convertisseur a deux rôles : maintenir la tension du bus continu constante, quelle que soit l'amplitude et le sens de l'écoulement de la puissance au travers du convertisseur et maintenir un facteur de puissance unitaire au point de connexion avec le réseau électrique.

Cette commande réalise donc les deux fonctions suivantes :

- Le contrôle des courants circulant dans le filtre RL,
- Le contrôle de la tension du bus continu.

La figure ci-dessous représente la connexion de l'onduleur triphasé au réseau au-travers du filtre RL :

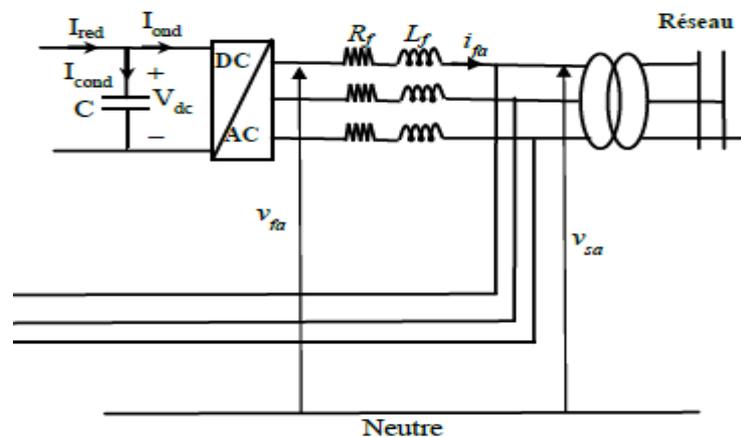


Figure III.29 : Connexion de l'onduleur au réseau

Les tensions de filtres, à la sortie de l'onduleur, sont exprimées dans le repère (d, q) par les équations ci-dessous :

$$\begin{cases} V_{fd} = R_f \cdot I_{fd} + L_f \cdot \frac{dI_{fd}}{dt} + E_{fd} \\ V_{fq} = R_f \cdot I_{fq} + L_f \cdot \frac{dI_{fq}}{dt} + E_{fq} \end{cases} \quad (\text{III.46})$$

Avec :

$$\begin{cases} E_{fd} = V_{sd} - \omega_s \cdot L_f \cdot I_{fq} \\ E_{fq} = V_{sq} - \omega_s \cdot L_f \cdot I_{fd} \end{cases} \quad (\text{III.47})$$

Les tensions de filtre découplées sont donc exprimées par les équations ci-dessous :

$$\begin{cases} V_{fd_ref} = R_f \cdot I_{fd} + L_f \cdot \frac{dI_{fd}}{dt} = (R_f \cdot + L_f \cdot s) I_{fd} \\ V_{fq_ref} = R_f \cdot I_{fq} + L_f \cdot \frac{dI_{fq}}{dt} = (R_f \cdot + L_f \cdot s) I_{fq} \end{cases} \quad (\text{III.48})$$

Le courant de commande I_{fd} est obtenu à partir de l'expression de la puissance réactive du réseau :

$$Q_f = V_{sq} \cdot I_{fd} - V_{sd} \cdot I_{fq} \quad (\text{III.49})$$

En orientant le repère (d, q) suivant le champ tournant statorique à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase (voir annexe) telle que :

$$V_{sq} = 0 \quad (\text{III.50})$$

Et par conséquent :

$$Q_f = -V_{sd} \cdot I_{fq} \quad (\text{III.51})$$

On en déduit donc que pour maintenir un facteur de puissance unitaire au point de connexion avec le réseau électrique, il faut choisir comme référence :

$$I_{fq_ref} = 0 \quad (III.52)$$

Le courant de commande I_{fd} est obtenu à partir de l'expression de la puissance active qui traverse le filtre :

$$P_f = V_{sd} \cdot I_{fd} + V_{sq} \cdot I_{fq} = V_{sd} \cdot I_{fd} \quad (III.53)$$

Or, en considérant l'onduleur idéal et en négligeant les pertes dans le condensateur, l'onduleur et le filtre RL, la puissance fournie au réseau, est identique à la puissance à l'entrée du bus continu :

$$P_f = P_{red} = V_{dc} I_{red} = V_{dc} I_{cond} + V_{dc} I_{ond} = P_{cond} + P_{ond} \quad (III.54)$$

D'après l'équation (III.54), on constate que nous pouvons faire la régulation de la tension du bus continu V_{dc} en contrôlant la puissance fournie au réseau P_f .

La valeur de référence du Bus continu est donnée par la relation :

$$V_{dc_ref} = \frac{3\sqrt{3}V_{seff}}{2} \quad (III.55)$$

Avec V_{seff} : la valeur efficace de la tension du réseau.

On en déduit donc la stratégie de commande en puissance de l'onduleur décrite ci-dessous :

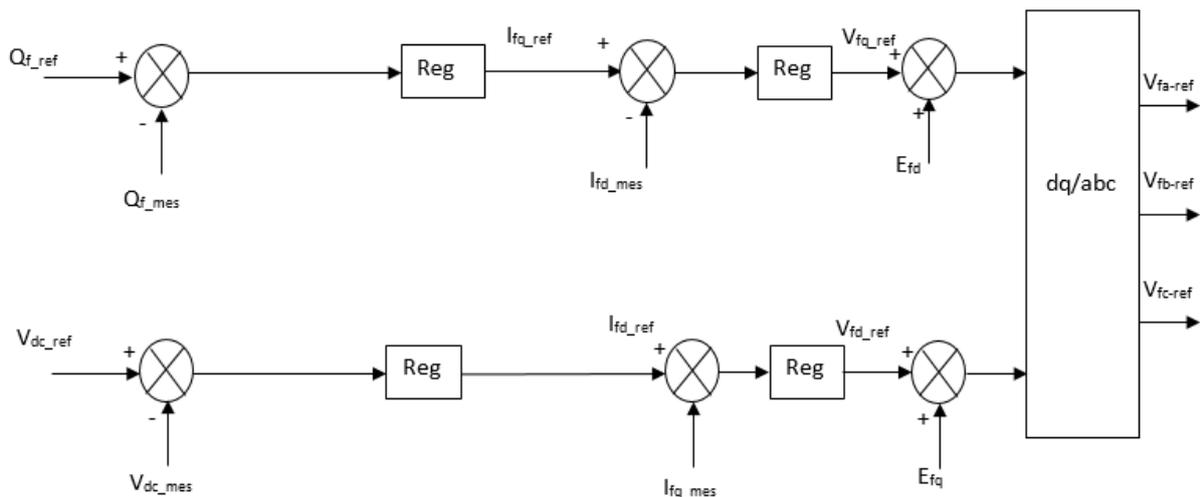


Figure III.30 : Stratégie de commande de l'onduleur

III.3.5 – Synthèse du régulateur PI

Les régulateurs choisis pour la commande du système hybride éolien offshore – hydrolien sont de type régulateur PI. Un régulateur PI a une action proportionnelle et une action intégrale. Ainsi, la fonction de transfert d'un tel régulateur est :

$$K_p + \frac{K_i}{s} \quad (III.56)$$

Avec :

K_p : le gain proportionnel du régulateur,

K_i : le gain intégral du régulateur,

s : variable complexe de Laplace.

En choisissant comme système à contrôler, un système d'ordre 1 défini par la fonction de transfert ci-dessous :

$$\frac{1}{a + bs} \quad (III.57)$$

Avec a et b , les paramètres du modèle. La boucle de régulation est décrite ci-dessous :

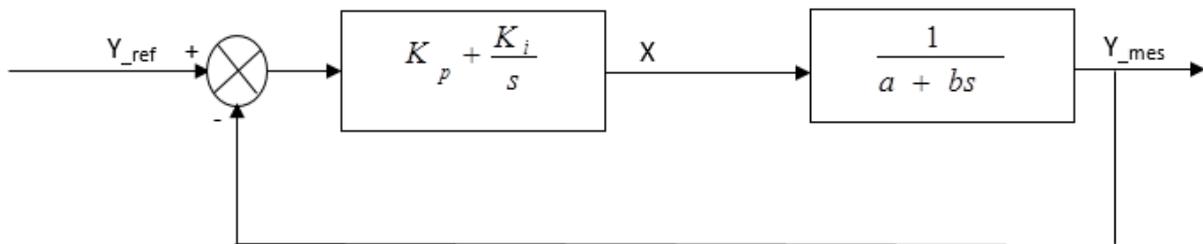


Figure III.31 : Boucle de régulation avec un correcteur PI

Avec

Y_{ref} : la valeur de référence de la variable Y à réguler,

Y_{mes} : la valeur mesurée de la variable à réguler Y en sortie du système et en boucle fermée,

X : la valeur de la variable de commande à transmettre au système pour la régulation de Y .

La fonction de transfert en boucle fermée est définie par l'expression ci-dessous :

$$F_f(s) = \frac{\frac{K_p}{K_i} s + 1}{\frac{b}{K_i} s^2 + \left(\frac{a + K_p}{K_i} \right) s + 1} \quad (III.58)$$

D'après l'expression (III.58) de la fonction de transfert en boucle en fermée $F_f(s)$, on constate qu'avec un $K_i \gg K_p$, cette fonction peut être mise sous la forme :

$$F_f(s) = \frac{1}{\frac{1}{\omega_n^2} s^2 + \left(\frac{2.\xi}{\omega_n}\right) s + 1} \quad (\text{III.59})$$

Ce qui est la forme d'une fonction de transfert d'un système de second degré.

Avec :

ω_n : La pulsation naturelle

ξ : Le coefficient d'amortissement.

En procédant par identification, on obtient les valeurs des gains du régulateur PI suivante :

$$\begin{cases} K_i = \omega_n^2 . b \\ K_p = 2.\xi.\omega_n . b - a \end{cases} \quad (\text{III.60})$$

La pulsation naturelle est obtenue par l'équation ci-dessous :

$$\omega_n = \frac{2\pi}{\tau_n} \quad (\text{III.61})$$

Avec $\tau_n = \frac{b}{a}$, la constante de temps du système.

- Paramètres des régulateurs de la MSAP

Pour les régulateurs des courants I_{dq} , on remplace les valeurs de (a, b) par (R, L_d)

respectivement et $\tau_n = \frac{(L_d/R)}{10}$

- Paramètres des régulateurs de la MADA

Pour les régulateurs des courants I_{dqr} , on remplace les valeurs de (a, b) par $(R_r, \sigma.L_r)$

respectivement et $\tau_n = \frac{(\sigma.L_r/R_r)}{10}$

- **Paramètres du régulateur du Bus continu**

Pour le régulateur de la tension de bus continu, on effectue le remplacement $a = 0$ et $b = C$ pour une constante de temps choisie à l'avance.

- **Paramètres des régulateurs de la MADA**

Pour le régulateur de la vitesse de rotation de chacune des génératrices, on effectue le remplacement $a = F_t$ (somme des forces de frottement sur l'arbre de la génératrice), $b = J_t$

(somme des moments d'inertie appliqués sur l'arbre de la génératrice) et $\tau_n = \frac{\left(\begin{matrix} J \\ t \\ F \\ t \end{matrix} \right)}{10}$.

- **Paramètres des régulateurs côté réseau**

Pour les régulateurs des courants I_{dqf} , on remplace les valeurs de (a, b) par (Rf, Lf)

respectivement et $\tau_n = \frac{\left(\begin{matrix} L \\ f \\ R \\ f \end{matrix} \right)}{10}$

III.4 – Résultats de simulations [29]

Les caractéristiques des turbines simulées sont présentées dans les tableaux ci-dessous :

Table III.1 : Turbine éolienne

Rayon (m)	1,5
Nombre de pales	3
Cpmax	0,33
λ opt	5,655
Puissance (kW)	3

Table III.2 : Turbine hydrolienne

Rayon (m)	0,4
Nombre de pales	2
Cpmax	0,208
λ opt	5,7
Puissance (kW)	3

Table III.3 : Bus continu et Filtre RL

Tension du bus continu (V)	598
Equivalent capacitance (mF)	0,1
Résistance du filtre(Ω)	0
Inductance du filtre (mH)	0,01

Pour ces simulations, réalisées dans l'environnement Matlab - Simscape, nous avons choisi un système hybride constitué d'une turbine éolienne de puissance nominale 3kW pour une vitesse nominale de vent $v=13\text{m/s}$, et une turbine hydrolienne de puissance nominale 3,5kW, pour un courant marin nominal de 4m/s .

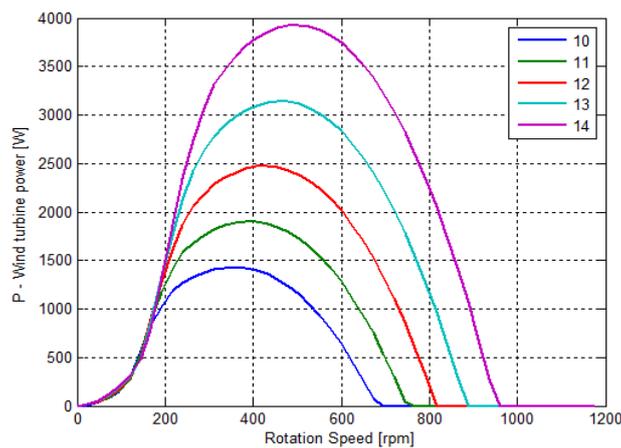
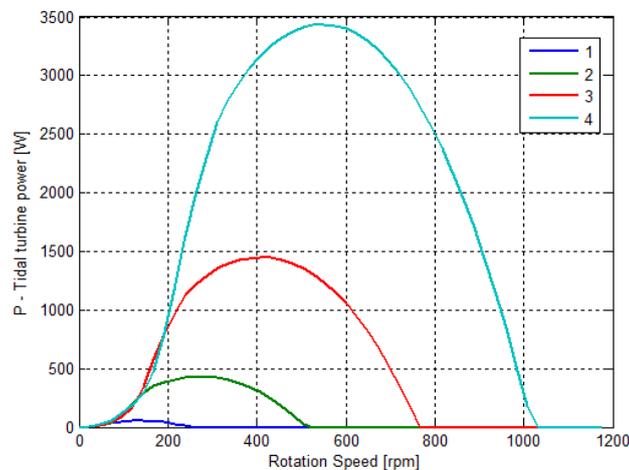


Figure III.32 Caractéristiques Puissance – vitesse de la turbine éolienne



6-

Figure III.33 Caractéristiques Puissance – vitesse de la turbine hydrolienne

Les figures III.32 et III.33 présentent les caractéristiques de puissance des turbines éolienne et hydrolienne que nous avons simulées. Pour chacune de ces turbines, nous représentons la caractéristique puissance – vitesse de rotation pour 4 valeurs de vitesse choisies. Ces courbes ont été obtenues à partir des logiciels développés au GREAH.

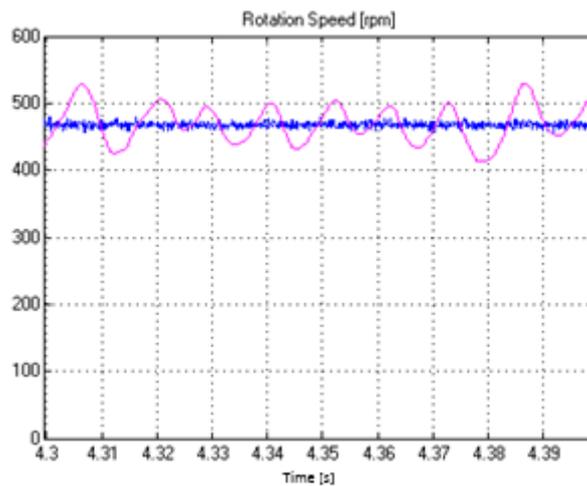


Figure III.34 Vitesse de rotation de la turbine éolienne (zoom)

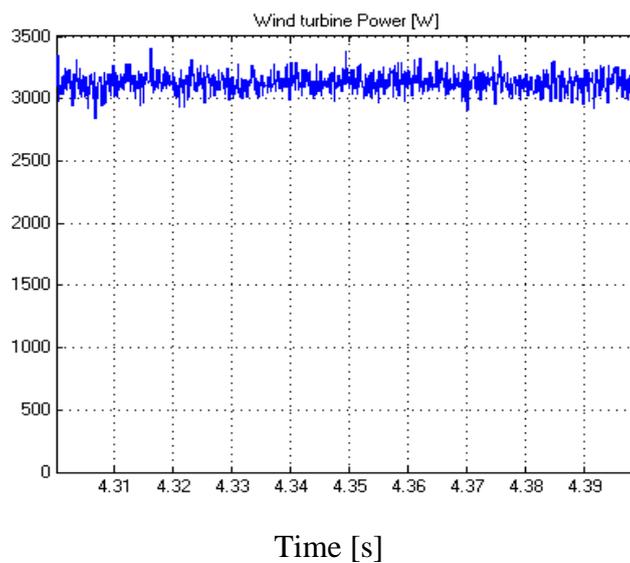


Figure III.35 Simulation de la puissance de la turbine éolienne (zoom)

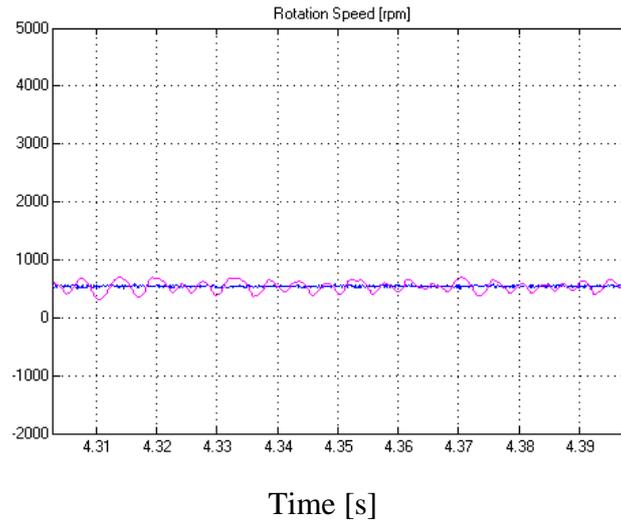


Figure III.36 Vitesse de rotation de la turbine hydrolienne (zoom)

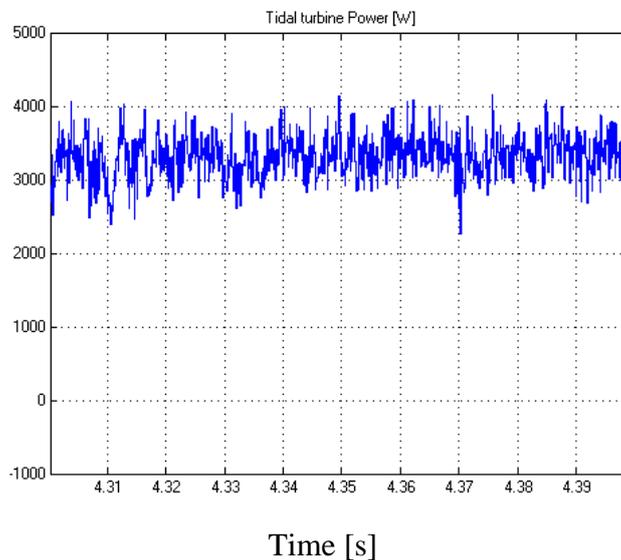


Figure III.37 Simulation de la puissance de la turbine hydrolienne (zoom)

Les Figures III.34 et III.35 représentent respectivement les résultats de simulation de la vitesse de rotation et de la puissance obtenus pour la turbine éolienne. Les Figures III.36 et III.37 représentent respectivement les résultats de simulation de la vitesse de rotation et de la puissance obtenus pour la turbine hydrolienne.

Dans la figure III.32, le maximum de puissance correspondant au profil de vent choisi est aux environs de 3.2kW pour une vitesse de rotation maximale d'environ 475 tours/min. La figure III.34 montre que la réponse en vitesse de cette turbine simulée, suit avec une bonne approximation, la vitesse de rotation optimale sur l'arbre de la turbine. De plus, comme le confirme la figure III.35, la puissance obtenue par simulation a une moyenne de 3,2kW, ce qui correspond à la puissance optimale de la caractéristique simulée (voir figure III.32)

Pour le cas de la turbine hydrolienne, avec un courant marin variant autour d'une valeur moyenne de 4m/s, on obtient d'après la figure III.33, une puissance maximale d'environ 3,5kW,

correspondant à une vitesse de rotation optimale de 560 tours/min. La simulation de cette caractéristique nous donne comme résultats à partir des figures III.36 et III.37 une vitesse de rotation autour de 560 tours/min, pour une puissance d'environ 3,9kW.

On constate pour cette dernière simulation, que la stratégie de control développée pour ce niveau de puissance n'est pas efficace. Cela peut s'expliquer par le fait que la machine simulée a 2 paires de pôles comme celui du générateur réel utilisé pour l'émulateur. Par conséquent, ce type de machine n'est pas adaptée à entrainement direct pour le type de turbine hydrolienne choisie. La vitesse nominale de la machine étant autour de 1500tours/min (2 paires de pôles) alors que la vitesse nominale de la turbine hydrolienne est autour de 550 tours/min. Il faut donc les interconnecter au-travers d'un multiplicateur de vitesse.

III.5 – Couplage électrique d'un système hybride éolien offshore-hydrolien

Ensuite, nous présentons l'environnement Matlab / Simulink/ Simscape pour la simulation du système hybride éolien - hydrolien de grandes puissances couplés sur le bus continu :

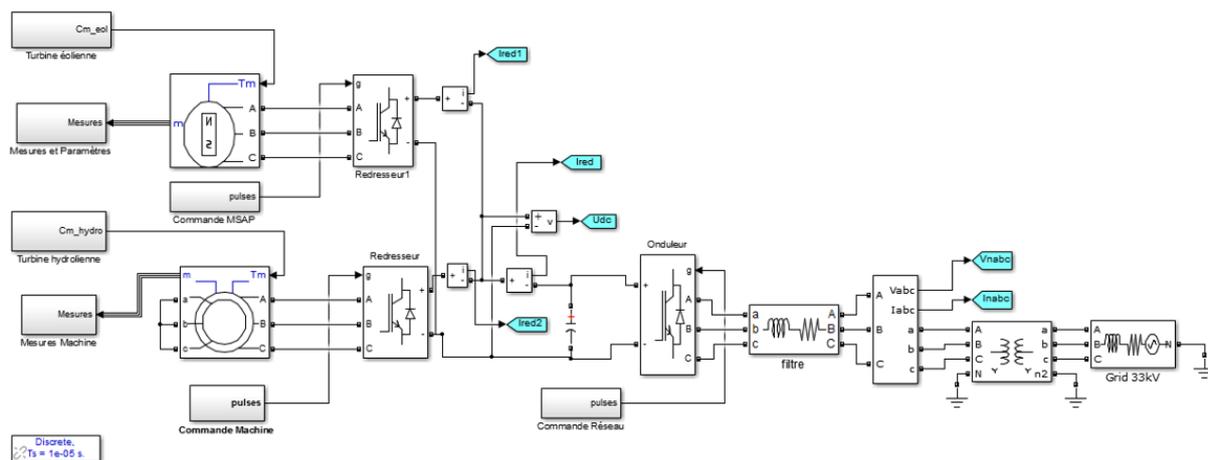


Figure III.38 : Modèle de simulation du système hybride éolien offshore - hydrolien

Nous avons choisi une turbine éolienne de 5MW couplée sur le bus continu avec une turbine hydrolienne de 3MW, suivant le schéma de couplage de la figure III.1. Les caractéristiques des systèmes éoliens et hydroliens sont présentées en annexes.

En utilisant les profils de vent et de courant marin présentés ci-dessous, nous présentons les résultats obtenus de la simulation du système hybride éolien offshore – hydrolien :

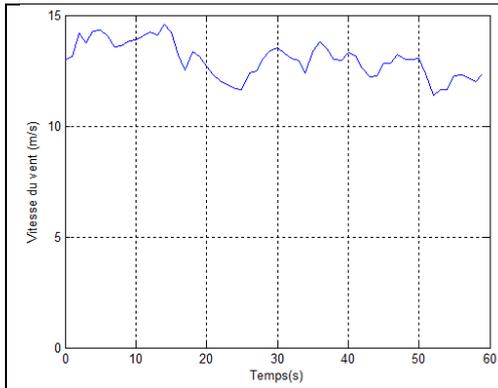


Figure III.39: Profil du vent utilisé pour la simulation

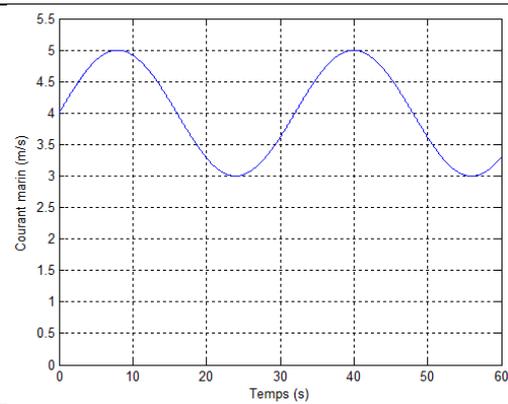


Figure III. 40: Profil du courant marin utilisé pour la simulation

Il s'agit d'un signal sinusoïdal d'une valeur moyenne de 4m/s. Nous avons présenté les profils des vitesses sur 60 s, car nous ferons la simulation du système hybride sur 60 s.

Ci-dessous nous présentons les résultats obtenus :

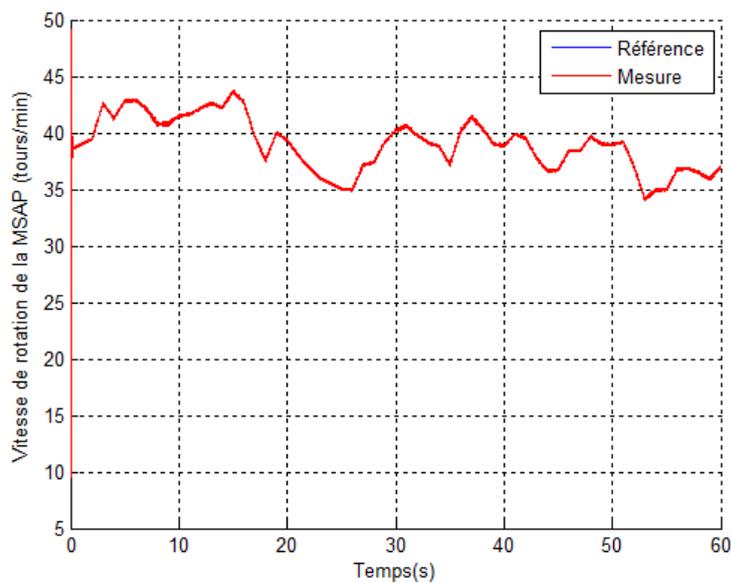


Figure III.41 : Vitesse de rotation MSAP couplée à la turbine éolienne

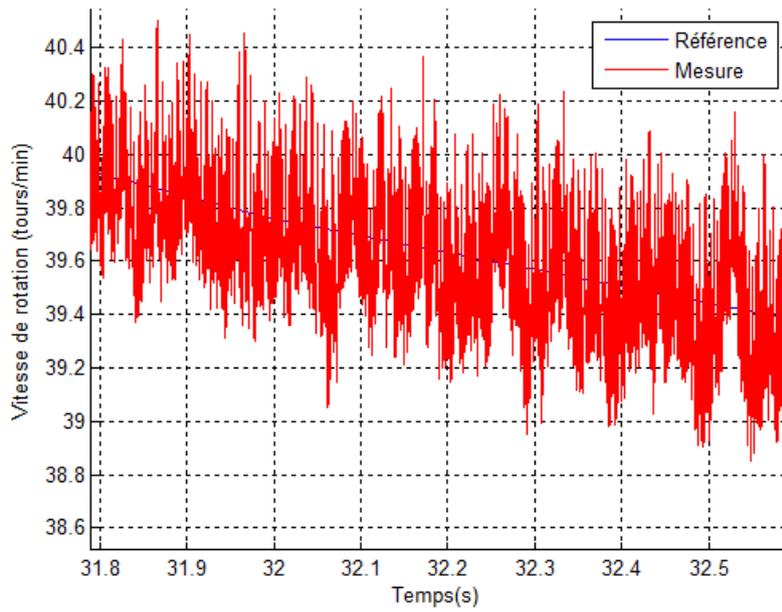


Figure III.42: Vitesse de rotation MSAP couplée à la turbine éolienne (ZOOM)

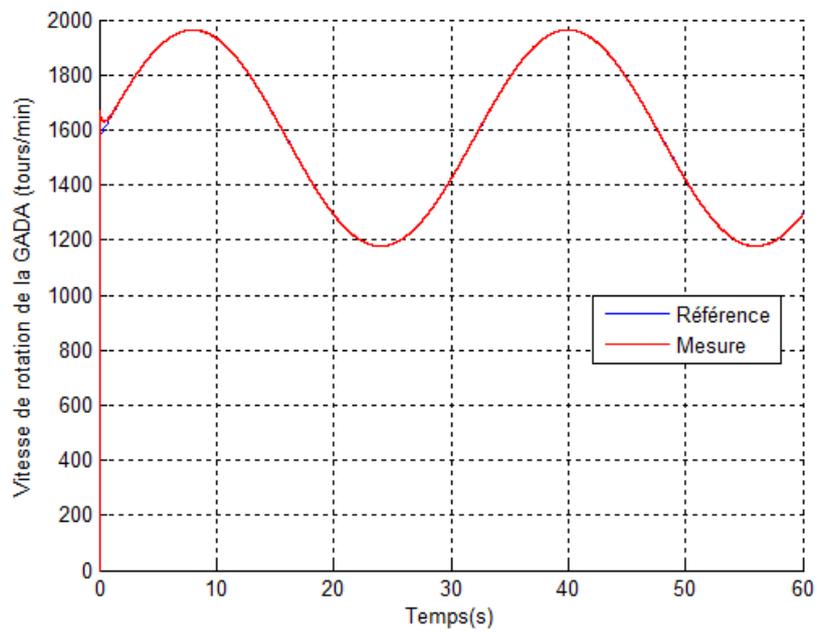


Figure III.43 : Vitesse de rotation MADA couplée à la turbine hydrolienne

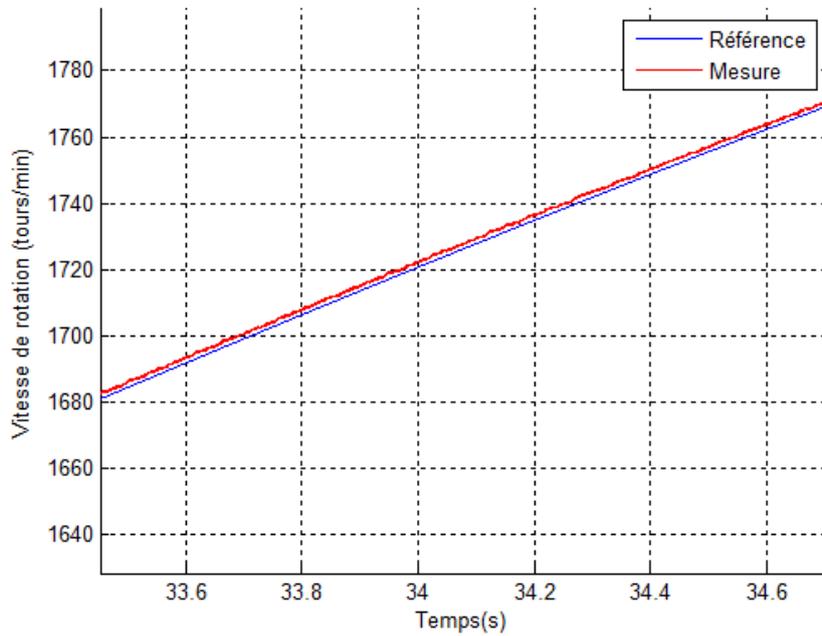


Figure III.44 : Vitesse de rotation MADA couplée à la turbine hydrolienne (ZOOM)

D'après les 4 dernières figures ci-dessus, nous pouvons constater que les régulateurs PI utilisés pour l'asservissement en vitesse de la MSAP et de la GADA, ont une très bonne précision. La vitesse des génératrices suit rigoureusement les consignes de vitesse issues des blocs MPPT.

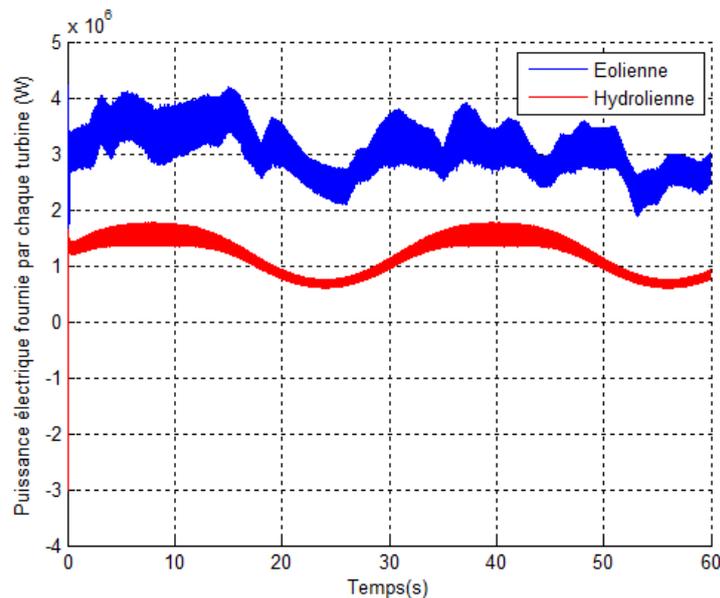


Figure III.45 : Puissance électrique produite par chaque turbine

D'après la figure ci-dessus, nous constatons que la puissance électrique fournie par chaque turbine, suit les variations des ressources correspondantes; à savoir pour l'éolienne, la vitesse du vent, et pour l'hydrolienne, le courant marin.

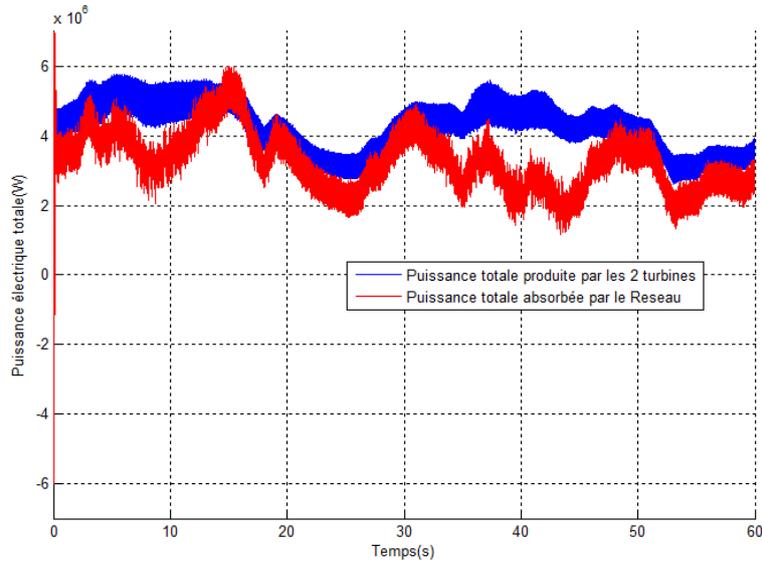


Figure III.46 : Puissance électrique totale fournie par le système hybride au réseau

D'après la figure ci-dessus, la puissance totale électrique produite par le système hybride n'est pas totalement absorbée par le réseau, en effet on constate qu'il y a des pertes dans les blocs de convertisseurs statiques et du bus continu. Et d'après cette figure, les pertes sont maximisées dans l'intervalle de temps [32;46], et minimales dans les intervalles [15;31] et [47;60]. On constate également que la puissance totale électrique fournie au réseau varie entre 6MW et 2MW.

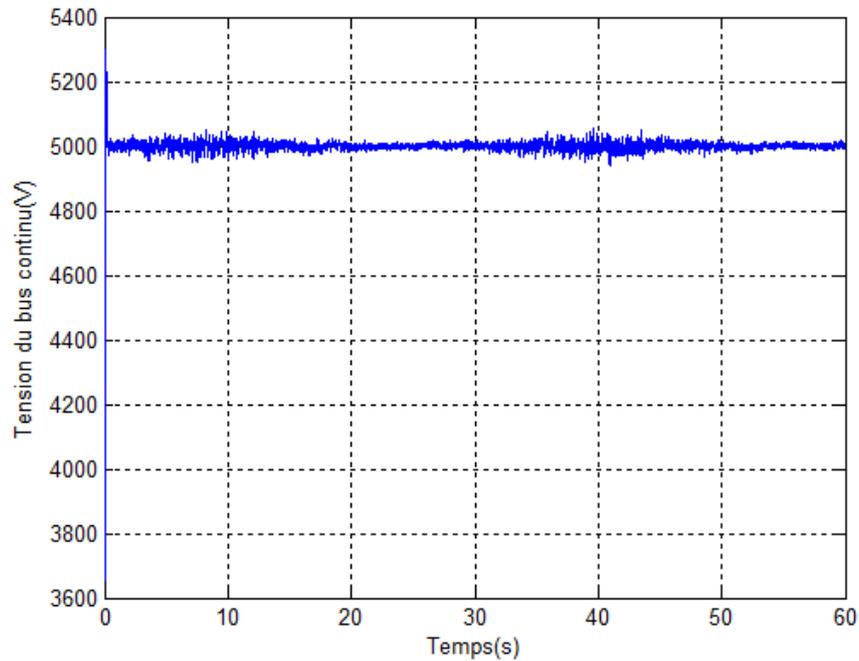


Figure III.47 : Tension du Bus continu

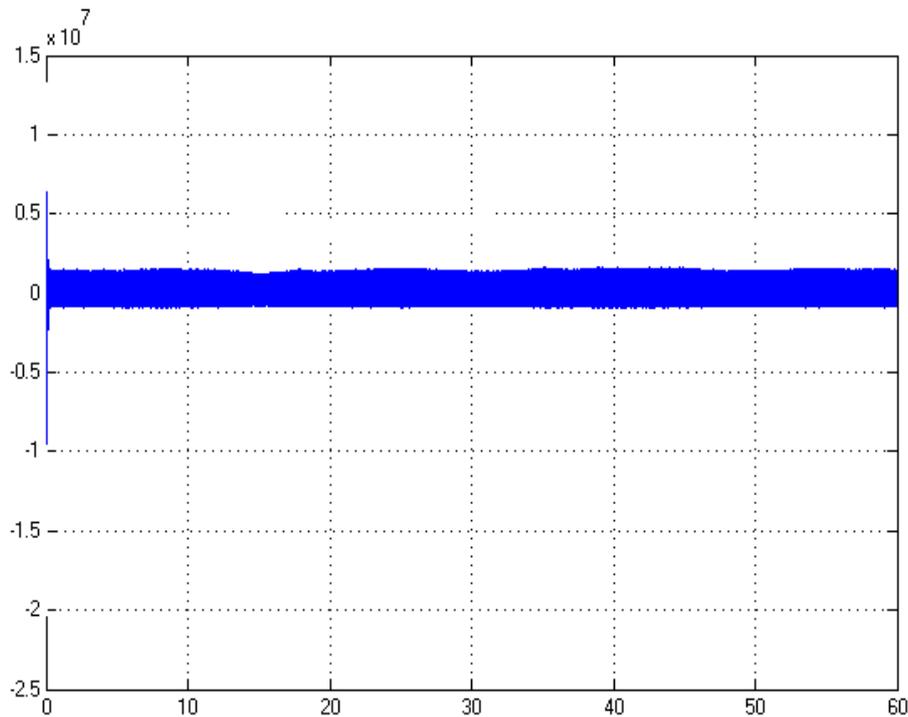


Figure III.48 : Puissance réactive au réseau

D'après les 2 dernières figures ci-dessus, l'asservissement de la tension du bus continu à une valeur fixe (5000V) et celle de la puissance réactive à la valeur nulle, fonctionne avec une bonne précision. Le système de régulation développé pour cette commande, est stable et a une bonne précision.

III.6 – Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié le modèle mathématique et la simulation Matlab/Simulink de chaque élément présent dans la chaîne de conversion éolienne et hydrolienne du système hybride choisi pour l'étude. Nous avons également présenté les stratégies de commande en vitesse, en couple et en puissance pour chacun des éléments de la chaîne de conversion éolienne et hydrolienne.

Nous avons simulés les caractéristiques statiques de l'éolien et de l'hydrolienne. Nous avons terminé le chapitre par la simulation numérique d'un système hybride éolien offshore hydrolien de grande puissance. Cela nous a permis de mettre au point des structures de commande et de régulation qui seront utilisées dans les validations expérimentales qui sont développées dans le chapitre suivant.

Dans le même chapitre qui suit, nous allons présenter et utiliser les diverses architectures d'émulation et notamment celles du système hybride éolien – hydrolien en couplage électrique et mécanique. Les simulations sont effectuées en temps réel et en temps virtuel « accéléré ».

III.7 – Bibliographie

- [1] C. Nichita, J. Tekobon, “Study development based on HILS concept for wind and tidal current power systems”, 9th International Conference On Industrial Power Engineering, Bacau, Romania, 2014.
- [2] G. Caraiman - “Etude de la transposition des similitudes éolien-hydrolien en vue de la conception et du développement d’un émulateur électromécanique de turbine hydrolienne. “ thèse de Doctorat, Université du Havre, Décembre 2011.
- [3] S. Pierre, C. Nichita, M.B. Camara, B. Dakyo, “Control strategy of a wind turbine simulation system designed for a hybrid wind-tidal real time emulator”, 3rd Renewable Power Generation Conference (RPGTM), 24-25 September 2014, Naples, Italy.
- [4] K. Kerrouche, A. Mezouar, K. Belgacem, “Decoupled control of double fed induction generator by vector control for wind energy conversion system.” Energy procedia42 (2013) 239-248.
- [5] M. Singh, S. Santoso, “Dynamic models for wind turbines and wind power plants”, NREL/SR-5500-52780, October 2011.
- [6] V. Courtecuisse, “Supervision d’une centrale multi-source à base d’éoliennes et de stockage d’énergie connectée au réseau électrique,” Thèse de doctorat en génie Electrique, Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers, Lille, 2008 France.
- [7] G. Liu, S. Wang, H. Zhang, B. Wang, “Integrated Control Strategy of Multigrid Wind Power Generation System,” 2012 IEEE 7th International Power Electronics and Motion Control Conference - ECCE Asia. June 2-5, 2012, Harbin, China.
- [8] D. Ikni, M.B Camara, A. Payman, B. Dakyo, “Dynamic control of wind energy conversion system”, Ecological vehicles and renewable energies (EVER), 8th international conference and exhibition on, Monaco, 2013.
- [9] P. Monjean- “Optimisation de l’architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu“ thèse de Doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Septembre 2012.
- [10] J.M. Retif, “ Commande vectorielle des machines asynchrones et synchrones”, document de cours, 5ème année GE option ISIP, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, Edition 2008.
- [11] Babak Nahid Mobarakeh, " Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants : Méthodes, Convergence, Robustesse, Identification ‘en ligne’ des paramètres ", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine. Décembre 2001.
- [12] C. Chevassu, “ Machines électrique, cours et problèmes”, document de cours, Ecole National Supérieure Maritime, Edition Juillet 2012.
- [13] F. Becker, " Emulation d’une chaîne éolienne de conversion d’énergie", Master Systèmes Embarqués et énergie, Université Henri Poincaré Nancy I, Décembre 2001.
- [14] A. Boyette « Contrôle-commande d’un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne » Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy I, 2006.
- [15] M. Hauck “Optimisation de l'architecture et de la commande de la chaîne électrique d'une hydrolienne fluviale : conception et réalisation”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2011.

- [16] F. Poitiers ‘‘Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne : Machine asynchrone à cage autonome, Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau’’, Thèse de doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [17] S. Pierre, «Contribution au développement d'un concept d'hybridation énergétique: structures de commande d'un système intégré éolien-hydrolien» Thèse de doctorat, Université du Havre, 2015.
- [18] A. Gaillard « Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service. » Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [19] S. El Aimani « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. » Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille, 2004.
- [20] D. Ikni, «Production d'énergie marine : Intégration de la production éolienne offshore dans un bouquet énergétique décentralisé. » Thèse de doctorat, Université du Havre, 2014.
- [21] S. El Aimani, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrée dans un réseau de moyenne tension », Thèse de doctorat, Université des sciences et technologies de Lille, 2004.
- [22] T. Burton, Wind Energy Handbook. Wiley. 2001.
- [23] S. Müller et al., Doubly fed induction generator systems. IEEE Industry Applications Magazine, 2002. 8(3): p. 26-33.
- [24] A. Petersson, “Analysis, modeling and control of doubly-fed induction generators for wind turbines”, Chalmers University of Technology: Göteborg, Sweden, 2003.
- [25] N. Laverdure, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires », INPG, 2015.
- [26] A. Teninge, " Participation aux services système de parcs éoliens mixtes: application en milieu insulaire ", Thèse de doctorat, Institut polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.
- [27] A.D. Hansen, C.Jauch, P.Sørensen, F.Iov, F. Blaabjergm, " Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIGSILENT ", Risø National Laboratory, Roskilde, December 2003.
- [28] Sreedhar Reddy Guda, " Modeling and power management of a hybrid wind-micro turbine power generation ", A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree, Montana State university, Bozeman, Montana, July 2005.
- [29] J. Tekobon, F. Chabour, C. Nichita, « Development of HILS Emulator for a Hybrid Wind - Tidal Power System », CISTEM 2016, 26-28 Octobre 2016, Marrakech, Maroc.

CHAPITRE IV

Chapitre IV

Méthodologies de simulations numériques et expérimentales

IV.1 – Introduction

Après avoir présenté dans le chapitre précédent, le modèle et la stratégie de commande de chaque élément du système hybride éolien offshore – hydrolien, nous allons dans ce chapitre, effectuer la simulation des systèmes modélisés, et leur validation expérimentale.

Nous présenterons dans ce chapitre l'utilisation des émulateurs physiques du système éolien et du système hydrolien, par des simulations physiques qui se focalisent notamment sur les simulations de production d'énergie dans une approche de temps virtuel que nous appelons « temps accéléré ». Nous étudierons les effets de simulation en temps accéléré sur les potentialités énergétiques d'un site donné, en utilisant dans les simulations numériques et expérimentales le même échantillon des données.

Nous présenterons ensuite le développement d'un nouveau concept d'émulateur de systèmes hybride éolien – hydrolien, « hybridisé » par couplage électromécanique sur un axe de rotation à une seule génératrice électrique.

IV.2 – Simulation du système éolien

Le système éolien que nous souhaitons simuler est représenté par le schéma synoptique ci-dessous :

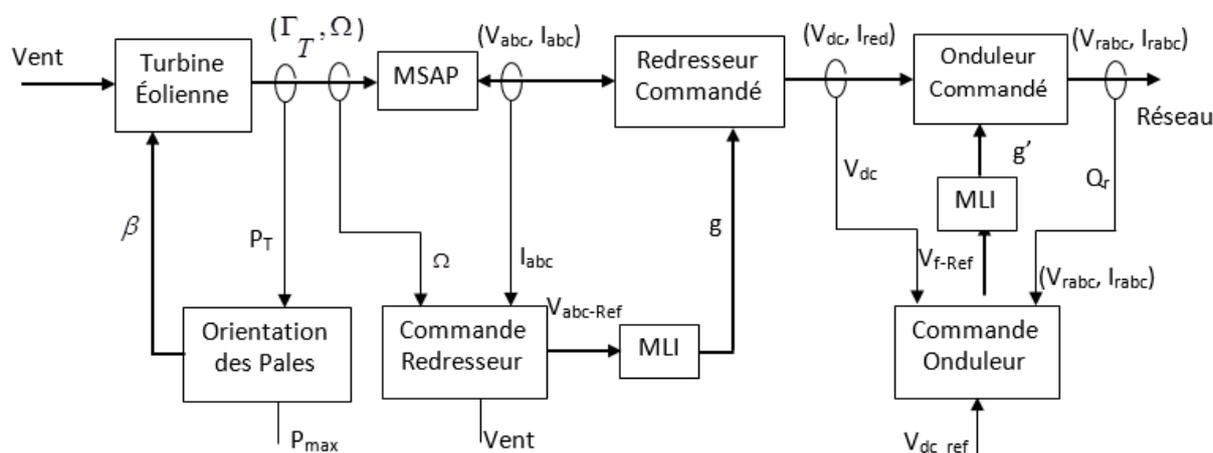


Figure IV.1 : Schéma bloc du système éolien étudié

Les éléments constitutifs de cette structure sont les suivants :

Le bloc « Turbine Eolienne » : modèle mathématique de la turbine éolienne ;

Le bloc « MSAP » : modèle mathématique de la machine synchrone à aimants permanents ;

Le bloc « Redresseur Commandé » : modèle mathématique du redresseur triphasé commandé ;

Le bloc « Onduleur Commandé » : modèle mathématique de l'onduleur triphasé commandé ;

Le bloc « Orientation des Pales » : stratégie de contrôle de l'angle de calage (voir figure III.22) ;

Le bloc « Commande Redresseur » : stratégie de commande en couple de la MSAP (voir figure III.26) ;

Le bloc « Commande Onduleur » : stratégie de commande de l'onduleur (voir figure III.30) ;

Le bloc « MLI » : bloc de modulation de largeur d'impulsion ;

Vent : vitesse du vent ;

Γ_T, Ω : le couple et la vitesse développés respectivement sur l'arbre de la turbine éolienne ;

P_T, P_{max} : la puissance mesurée et la puissance maximale permise de la turbine éolienne ;

β : angle de calage commandé des pales de la turbine ;

V_{abc}, I_{abc} : les tensions triphasées et courants triphasés qui traversent le stator de la MSAP ;

$V_{abc-Ref}$: les tensions triphasées de références pour la commande la MSAP ;

g : impulsions de commande du redresseur pour le contrôle de la MSAP ;

V_{dc}, I_{red} : respectivement la tension du bus continu et le courant débité par le bloc redresseur ;

V_{dc_ref} : la tension de référence du bus continu ;

V_{rabc}, I_{rabc}, Q_r : respectivement les tensions triphasées, les courants triphasés et la puissance réactive absorbée au réseau ;

V_{f-Ref} : les tensions de références pour le contrôle de la tension du bus continu et de la puissance réactive au réseau ;

g' : impulsions de commande de l'onduleur triphasé commandé.

Par soucis de simplicité, nous n'avons pas représenté sur ce schéma, les blocs de passages entre les repères triphasé et diphasé (d, q).

Le système ci-dessus a été simulé sous Matlab/Simulink en choisissant comme profil de vent celui de la figure IV.2 ci-contre :

Il s'agit d'un profil de vent simulé à partir d'un logiciel développé au GREAH spécialement pour l'émulation HILS des turbines éoliennes [1].

La simulation est effectuée sur 5 heures ; nous avons calculé la valeur moyenne du vent de cet échantillon, qui est 9,8 m/s.

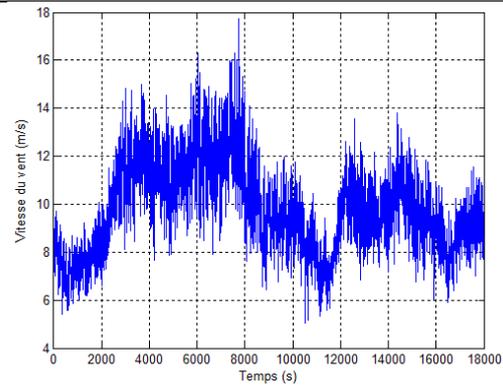


Figure IV.2 : Vitesse du Vent

La turbine éolienne à simuler dont la puissance nominale est de 1 kW, est caractérisée par un rayon $R = 1\text{ m}$ et un coefficient de puissance caractérisé par la courbe ci-contre.

Sur cette caractéristique, on peut observer que le coefficient de puissance maximale est $C_{p_{\max}} = 0,33$, correspondant à une vitesse spécifique $\lambda = 5,45$.

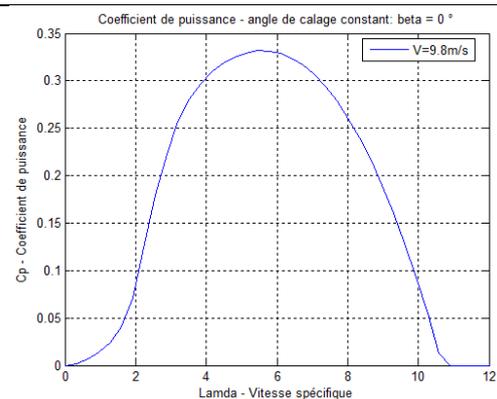


Figure IV.3 : Courbe coefficient de puissance - vitesse spécifique ($\beta = 0^\circ$)

La caractéristique puissance éolienne - vitesse de rotation de l'arbre éolien, qui est déterminée pour une vitesse moyenne du vent = 9,8m/s avec les logiciels du GREAH, est représentée par la courbe ci-contre.

L'éolien est considéré en conception, encore « sur papier », mais elle est adaptée au site (cf. aux propriétés statistiques étudiées pour « produire » la vitesse du vent) :

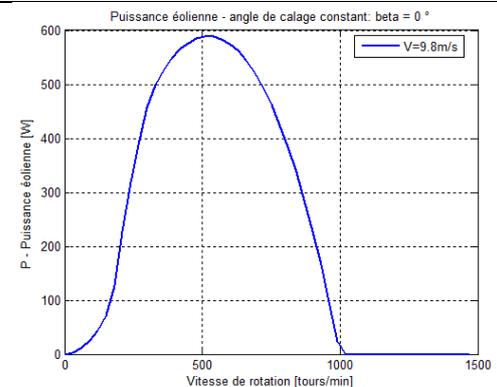


Figure IV.4 : Caractéristique puissance - vitesse de rotation ($\beta = 0^\circ$ et $V=9.8\text{ m/s}$)

Cette caractéristique a été obtenue à partir des logiciels développés au laboratoire du GREAH permettant de modéliser les caractéristiques statiques des turbines éoliennes, puissance et couple en fonction de la vitesse de rotation, dans la situation où elles ne sont pas fournies par les constructeurs d'éoliennes ou les éoliennes ne sont pas conçues dans une approche « site ».

D'après la caractéristique, puissance - vitesse de rotation présentée ci-dessus, la puissance maximale vaut $P_{\max}=588,5\text{ W}$ correspondant à une vitesse optimale de $N=350\text{ tours/min}$.

A partir des valeurs optimales obtenues de la caractéristique du coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique, nous avons défini la stratégie MPPT suivante :

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} \times V}{R} \quad (IV.1)$$

En remplaçant par les valeurs numériques, nous obtenons la formule ci-dessous :

$$\Omega_{opt} = 5,45 \times V \quad (IV.2)$$

En utilisant le profil de vent présenté à la figure IV.2, nous obtenons comme vitesse de rotation optimisée (transmise comme grandeur de référence dans la structure de commande du sous-système générateur d'énergie), la courbe ci-contre :

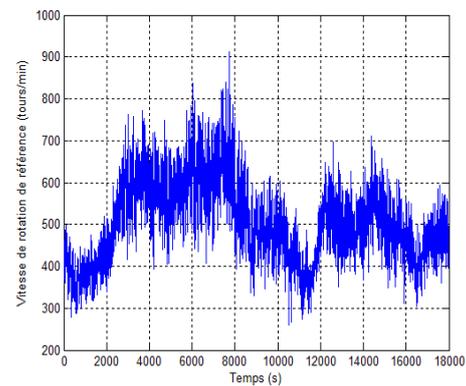


Figure IV.5 : Vitesse de rotation de référence

En appliquant le profil de vent présenté à la figure IV.2 à l'entrée du modèle de la turbine éolienne présenté au chapitre III précédent, nous obtenons la puissance éolienne ci-contre :

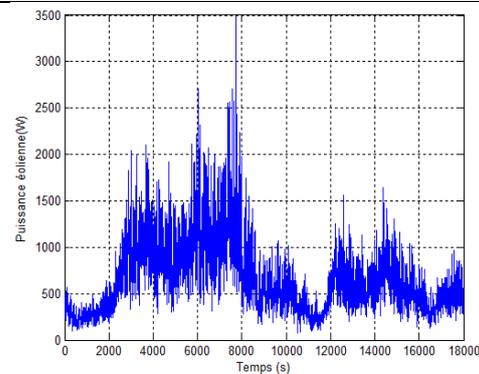


Figure IV.6 : Puissance éolienne de la turbine

D'après les résultats présentés dans les figures IV.5 et IV.6, la vitesse moyenne de rotation de référence vaut $N_{moy}=505$ tours/min et la puissance moyenne de la turbine éolienne est $P_{moy}=654W$.

Les tests ont été effectués sur une plage de 5 heures avec un échantillonnage d'une seconde, ce qui est relativement long en terme de durée de calcul et d'observation ; d'où des analyses difficiles à effectuer sur des campagnes de mesures de très longues durées comme la semaine, la saison, l'année.

C'est la raison pour laquelle nous allons procéder à des tests en temps dit « accéléré ». Nous estimons l'évolution de l'écart de la vitesse moyenne de rotation et de la puissance moyenne de la turbine par rapport aux résultats obtenus avec l'échantillonnage de l'ordre de la seconde. Cela pourrait nous permettre, au lieu d'effectuer des simulations sur 5 heures, de les réaliser sur des périodes réduites. En effet, les temps de calcul ou d'émulations numériques étant diminués, les analyses du potentiel éolien voire marin des sites, qui demandent des campagnes de mesures longues et complexes, sont plus faciles à mener, notamment dans la phase initiale de faisabilité du projet éolien, hydrolien ou hybride.

Pour cela, nous allons effectuer la moyenne des échantillons de la vitesse du vent prélevés toutes les 60 secondes, ensuite toutes les 5 minutes et enfin toutes les 10 minutes. A chaque fois, on affiche le nouveau profil de vent obtenu, la courbe de variation de vitesse de rotation et la courbe de variation de la puissance de la turbine éolienne.

Le passage du nouvel échantillon à l'échantillon initial est un problème d'inférence difficile à mener car nous devons préciser quelles sont les conditions qui permettent de dire que ce qui est observé dans l'échantillon réduit, est valable pour l'échantillon tout entier. Cela est lié à la question : quelle taille donner à l'échantillon, ou plutôt, quels critères prendre en compte pour fixer la taille d'un échantillon ?

Nous avons donc opté d'utiliser les échantillons du vent obtenus par modélisation à partir des campagnes de mesures car les enregistrements expérimentaux de la vitesse du vent ne représentent que des « réalisations » parmi une infinité de possibilités.

Nous avons choisi comme critères pour fixer la taille d'un échantillon deux paramètres : la moyenne de la vitesse de rotation de l'éolienne (qui sert de référence pour la commande de la chaîne de conversion, selon la stratégie décrite ci-dessus) et la puissance moyenne que l'on obtient avec la turbine éolienne pour chaque échantillon du vent.

- Echantillonnage toutes les minutes :

Nous calculons la moyenne des vitesses du vent toutes les minutes à partir du profil de vent présenté à la figure IV.2. Nous obtenons un nouveau profil de vent de 300 échantillons ; la simulation s'effectue donc sur 300 échantillons et non plus sur 18000 :

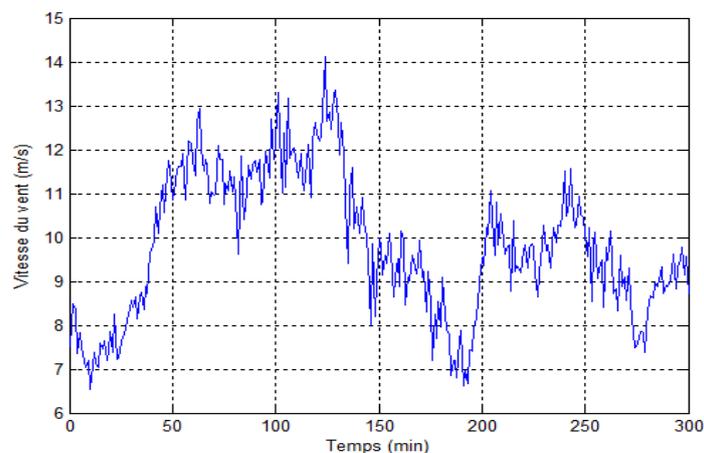


Figure IV.7 : Profil du vent à chaque minute

Remarquons ici que le temps est en minute et non plus en seconde, et le profil du vent est beaucoup plus lissé que le premier. Cela correspond à la variation de vitesse de rotation de référence ci-dessous :

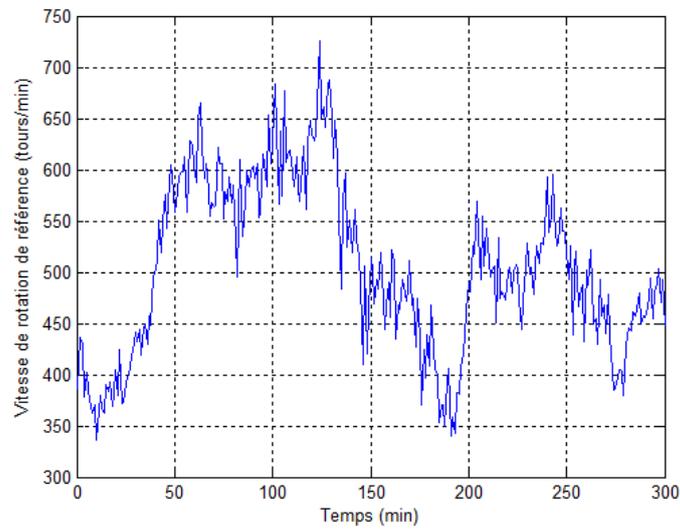


Figure IV.8 : Vitesse de rotation de référence à chaque minute

La variation est également plus lissée ici que celle de la figure IV.5. La vitesse moyenne de rotation de référence est $N_{\text{moy_min}}=504,4$ tours/min. Comme nous pouvons le constater, la vitesse moyenne de rotation, lorsque nous effectuons la simulation en temps accéléré toute les minutes au lieu de toute les secondes, a une différence d'à peine 0,1% avec celle calculée en simulation en temps non accéléré. Maintenant observons la variation de la puissance de la turbine éolienne :

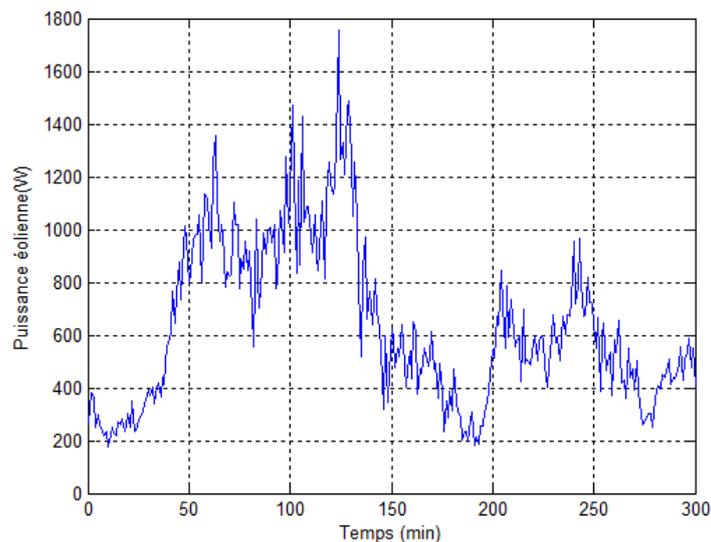


Figure IV.9 : Puissance de la turbine éolienne à chaque minute

On constate d'après la figure ci-dessus, que la puissance maximale atteinte par la turbine a beaucoup diminuée. Avec les échantillons toutes les secondes, on avait des puissances qui arrivaient jusqu'à 3500W alors qu'à présent, la puissance la plus élevée n'atteint pas 1800W. La puissance moyenne de la turbine pour ce type de simulation est de $P_{\text{moy_min}}=638$ W. Cette puissance moyenne a donc une différence d'environ 2,5% avec celle calculée en simulation en

temps non accéléré. Ainsi, lorsque nous effectuons l'échantillonnage à basse fréquence (réduction des effets des composantes de hautes fréquences dans le spectre du vent), cela peut conduire à réduire les puissances échangées au cours de la simulation, sans pour autant trop s'éloigner de la valeur de la puissance moyenne.

- Echantillonnage toutes les 5 minutes :

Comme précédemment, nous calculons la moyenne de vitesse du vent utilisant des prélèvements toutes les 5 min à partir du profil du vent présenté à la figure IV.2. Nous obtenons un nouveau profil de vent de 60 échantillons; la simulation s'effectue donc sur 60 échantillons et non plus sur 18000 :

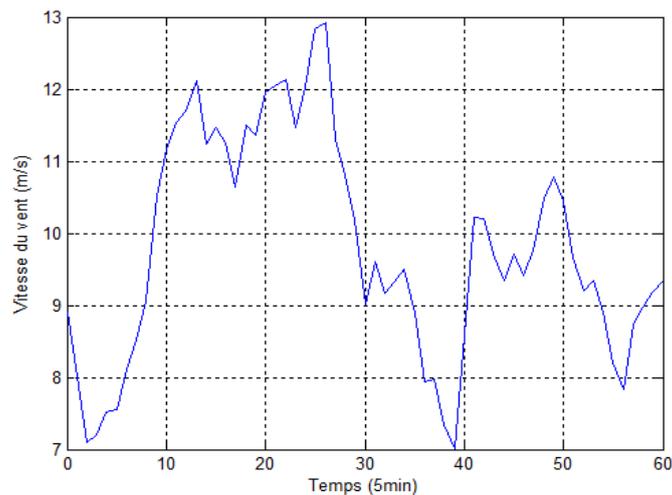


Figure IV.10 : Profil du vent tous les 5 minutes

Comme précédemment, remarquons ici que l'intervalle du temps est de 5 minutes, et le profil du vent est beaucoup plus lissé que le précédent. Cela correspond à la variation de vitesse de rotation de référence ci-dessous :

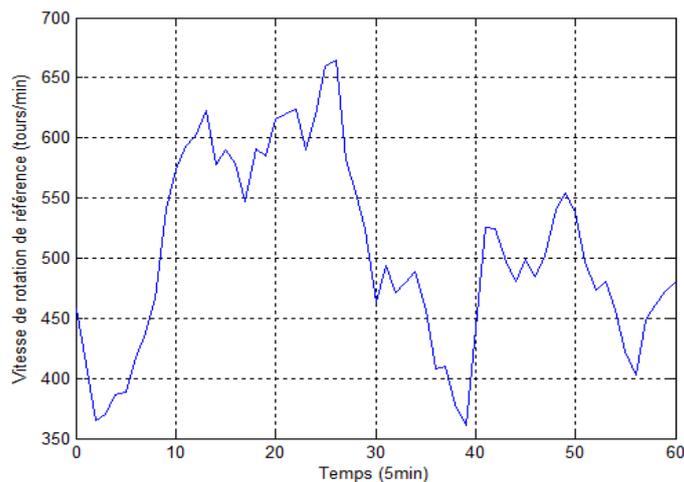


Figure IV.11 : Vitesse de rotation de référence tous les 5 minutes

La variation est également plus lissée ici que celle de la figure IV.8. la vitesse moyenne de rotation de référence est $N_{moy_5min}=504$ tours/min.

La simulation en temps accéléré toute les 5 minutes au lieu de toute les secondes, produit une vitesse moyenne de rotation avec une différence d'à peine 0,2% d'avec celle calculée en simulation en temps non accéléré. L'erreur a légèrement augmenté par rapport à la simulation avec échantillonnage toutes les minutes; toutefois cette erreur demeure très faible.

Ci-dessous observons la variation de la puissance de la turbine éolienne :

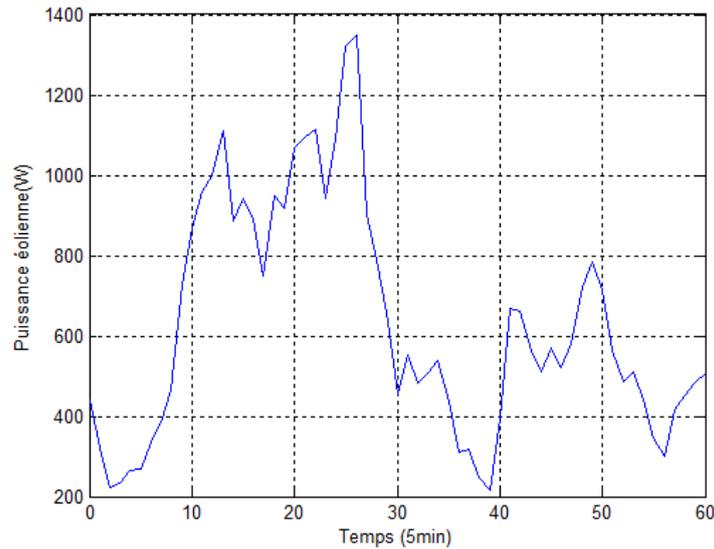


Figure IV.12 : Puissance de la turbine éolienne tous les 5 minutes

On constate d'après la figure ci-dessus, que la puissance maximale atteinte par la turbine a une fois de plus diminuée. Avec les échantillons toutes les minutes, on avait des puissances qui avoisinaient jusqu'à 1800W alors qu'à présent, la puissance la plus élevée n'atteint pas 1400W. La puissance moyenne de la turbine pour ce type de simulation est de $P_{moy_5min}=631,6W$. Cette puissance moyenne a une différence d'environ 3,5% avec celle calculée en simulation en temps non accéléré.

On constate donc que plus on réduit le nombre d'échantillons, plus l'erreur sur la puissance comme sur la vitesse de rotation augmente. Cela peut s'expliquer par le fait que l'influence des composantes de turbulence de la vitesse du vent diminue avec le nombre d'échantillons prélevé pour la simulation. Leurs effets sont donc beaucoup plus ressentis pour des périodes d'échantillonnage beaucoup plus petites.

Nous allons confirmer ce constat en procédant à un nouvel échantillonnage toute les 10min:

- Echantillonnage tous les 10 minutes :

Comme précédemment, nous calculons la moyenne de vitesse du vent toutes les 10 min à partir du profil du vent présenté à la figure IV.2. Nous obtenons un nouveau profil de vent de 30 échantillons; la simulation s'effectue donc sur 30 échantillons et non plus sur 18000 :

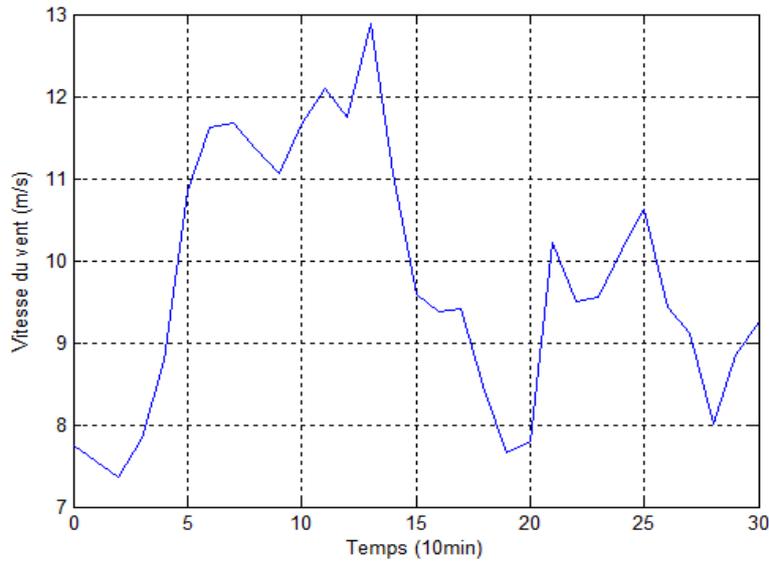


Figure IV.13 : Profil du vent à chaque 10 minutes

Comme précédemment, remarquons ici que le temps est en 10 minutes et non pas en seconde ni en minute, et le profil du vent est beaucoup plus lissé que le précédent. Cela correspond à la variation de vitesse de rotation de référence ci-dessous :

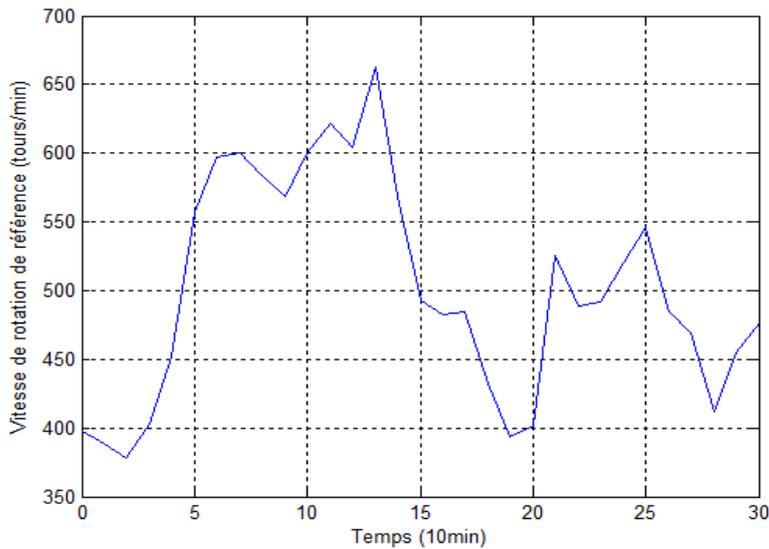


Figure IV.14 : Vitesse de rotation de référence à chaque 10 minutes

La variation est également plus lissée ici que celle de la figure IV.11. La vitesse moyenne de rotation de référence est $N_{\text{moy}_10\text{min}}=501\text{tours/min}$.

La simulation en temps accéléré toutes les 10 minutes au lieu de toute les secondes, produit une vitesse moyenne de rotation avec une différence de 0,8% d'avec celle calculée en simulation en temps non accéléré. L'erreur est passée de 0,2% toutes les 5 minutes à 0,8% toutes les 10 minutes; même si cela reste très faible, c'est qu'à même une multiplication par 4 de l'erreur, ce qui n'est pas une très bonne approximation.

Ci-dessous observons la variation de la puissance de la turbine éolienne :

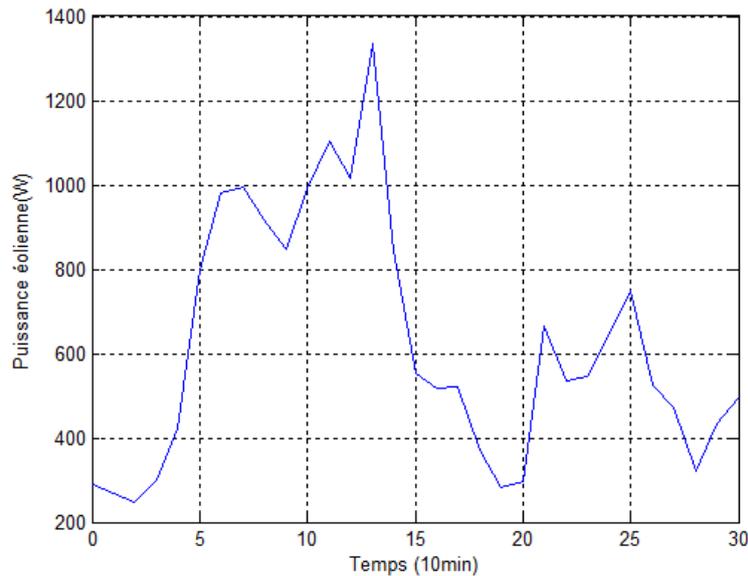


Figure IV.15 : Puissance de la turbine éolienne à chaque 10 minutes

La puissance moyenne de la turbine pour ce type de simulation est de $P_{moy_10min} = 622W$. Comme nous avons mentionné ci-dessus, cette puissance moyenne a une différence d'environ 5% avec celle calculée en simulation en temps non accéléré. Ainsi plus on diminue le nombre d'échantillons pour la simulation, et plus on perd en précision dans les résultats obtenus.

Toutefois les différences ne sont pas notables par rapport aux niveaux des puissances moyennes calculées ou déterminées expérimentalement. Cette méthodologie permet d'analyser les résultats de simulation et d'expérimentations dans leur globalité et de faire des prévisions énergétiques plus rapides sur les potentialités d'un site donné. Cela permettrait d'éviter d'analyser des campagnes de mesures très lourdes en termes de données et d'échelles de temps ; cela éviterait également de répondre à la question : quelle est la meilleure corrélation entre la quantité de données (vent ou courant marin) des campagnes de mesure et les horizons temporels.

Dans la suite de ce travail, nous effectuons des expérimentations avec un émulateur de turbine de même puissance. Pour le cas simulé ci-dessus, au vu des résultats obtenus, nous pouvons dire que l'échantillonnage toutes les minutes permet de réaliser une simulation en temps accéléré plus précise par rapport aux autres. Nous choisirons donc de travailler avec ce type de profil de vent basé sur 300 échantillons au lieu de 18000, ce qui réduira énormément les temps de calcul et de supervision temps réel.

A présent, nous allons présenter les deux émulateurs expérimentaux développés au sein du laboratoire GREAH. Il s'agit de l'émulateur expérimental du système éolien et de l'émulateur expérimental du système hydrolien.

IV.2 – 1 – Émulateur expérimental du système éolien

Le laboratoire GREAH a développé ces dernières années, un banc d'essais pour la simulation et l'étude expérimentale de systèmes éoliens de petites puissances n'excédant pas 3kW. Ci-

dessous, nous présentons l'émulateur de turbine éolienne, tel qu'il est réalisé au sein de laboratoire :

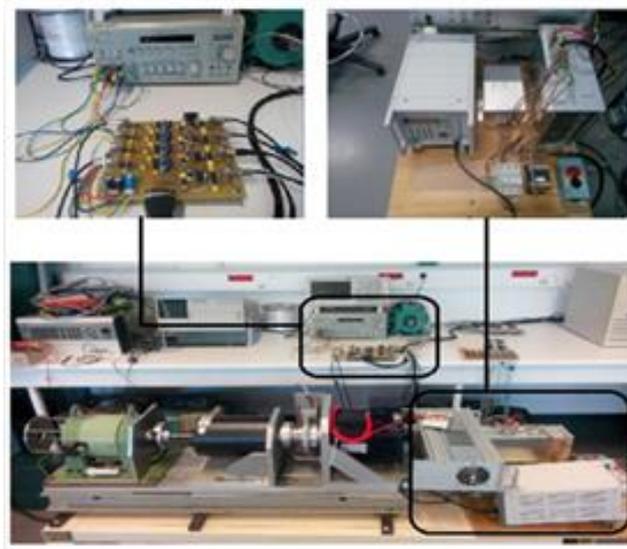


Figure IV.16 : Émulateur du système éolien réalisé au sein du GREAH

Ci-dessous nous présentons le schéma synoptique de cet émulateur :

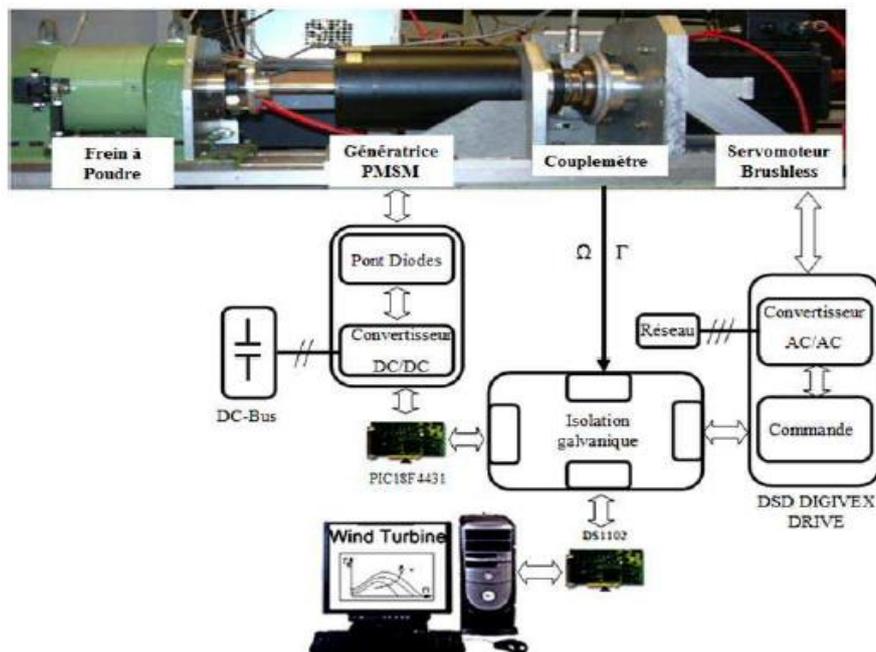


Figure IV.17 : Synoptique de l'émulateur du système éolien au sein du GREAH

Sur ce schéma synoptique de l'émulateur d'un système éolien, nous pouvons distinguer les principaux éléments suivants :

- Un ordinateur sur lequel sont simulées les caractéristiques statiques d'une turbine éolienne

- Une carte Dspace (la DS1102) pour la commande temps réel et la supervision de l'émulateur depuis l'ordinateur et de manière automatique
- Une carte d'isolation galvanique pour la protection des appareils du circuit de commande des surtensions pouvant survenir du circuit de puissance
- Un servomoteur sans balais, utilisé pour reproduire sur son arbre les caractéristiques d'une turbine éolienne donnée
- Un convertisseur AC/AC intégré dans un module électronique appelé PARVEX DIGIVEX, utilisé pour la commande en vitesse du servomoteur sans balais
- Une génératrice synchrone à aimants permanents pour la production d'énergie électrique
- Une carte pour l'acquisition des données
- Un convertisseur AC/DC en pont et connecté à la génératrice et au bus continu
- Un convertisseur DC/DC connecté au bus continu et à la carte d'acquisition de données
- Un frein à poudre qui permet de charger mécaniquement le servomoteur

Les éléments énoncés ci-dessus, faisant parties de l'Emulateur temps réel du système éolien, sont regroupés en deux systèmes : le sous-système émulateur de la turbine éolienne et le sous-système physique investigué :

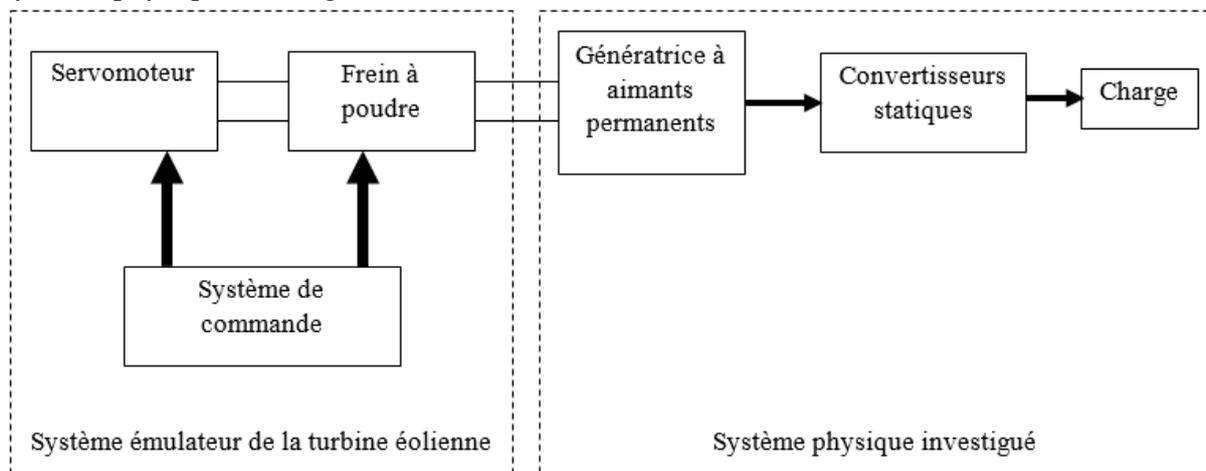


Figure IV.18 : Subdivision de l'émulateur du système éolien

Ces deux sous-systèmes sont couplés mécaniquement par les axes des machines électriques qui les constituent. Le sous-système émulateur de la turbine éolienne a pour rôle de reproduire sur l'arbre du servomoteur, les caractéristiques statiques d'une turbine éolienne donnée. L'énergie mécanique ainsi produite est transmise, au travers du couplage mécanique entre l'arbre du servomoteur et celui de la génératrice, au sous-système investigué de gestion et conditionnement de l'énergie électrique.

Nous allons à présent voir de plus près la constitution de chacune de ses sous-systèmes.

IV.2 – 1 – 1 – Sous-système investigué

Il est constitué des éléments suivants :

- **La génératrice synchrone à aimants permanent** : c'est une machine synchrone sans balais à aimants permanents de type **Alxion 170 FC H1** à six paires de pôles. Les caractéristiques principales de cette génératrice sont présentées en annexe C.

Cet alternateur fonctionne à une vitesse nominale de 420 tours/minutes à une fréquence de 42Hz.



Figure IV.19 : La génératrice synchrone sans balais à aimants permanents [2]

Elle possède les principaux avantages suivants [2] :

- Absence de multiplicateur de vitesse
- Absence de maintenance
- Puissance massique élevée en Entraînement Direct
- Rendement élevé
- Simplification de la conception mécanique
- Interfaçage mécanique aisé
- Optimisation des coûts

La génératrice est entraînée comme nous l'avons déjà dit, par le servomoteur qui émule la turbine éolienne.

- Le **convertisseur statique** : il permet d'adapter les valeurs de la tension et du courant en sortie de la génératrice, pour la connexion éventuelle avec une charge électrique ou pour la protection des appareils de mesure. Nous utilisons comme appareils de mesure, un oscilloscope et un multimètre, afin de lire les valeurs de la tension et du courant en sortie de la génératrice.
- La **charge** : il s'agit d'une charge électrique, qui peut-être résistive, inductive ou capacitive. On peut également la connecter au réseau de distribution, pour cela il faudra au préalable adapter les paramètres (valeur efficace et fréquence) de la tension en sortie de la génératrice. Dans le cadre de cette expérimentation, nous avons utilisé comme charge électrique, un moteur asynchrone de petite puissance.

IV.2 – 1 – 2 – Système Emulateur de la turbine éolienne

Le sous-système émulateur de la turbine éolienne est la partie du émulateur qui réalise la caractéristique couple vitesse de pour l'étude d'une turbine éolienne donnée. Il est lui-même divisé en deux sous parties :

- Le sous-système informatique
- Et le sous-système électromécanique.

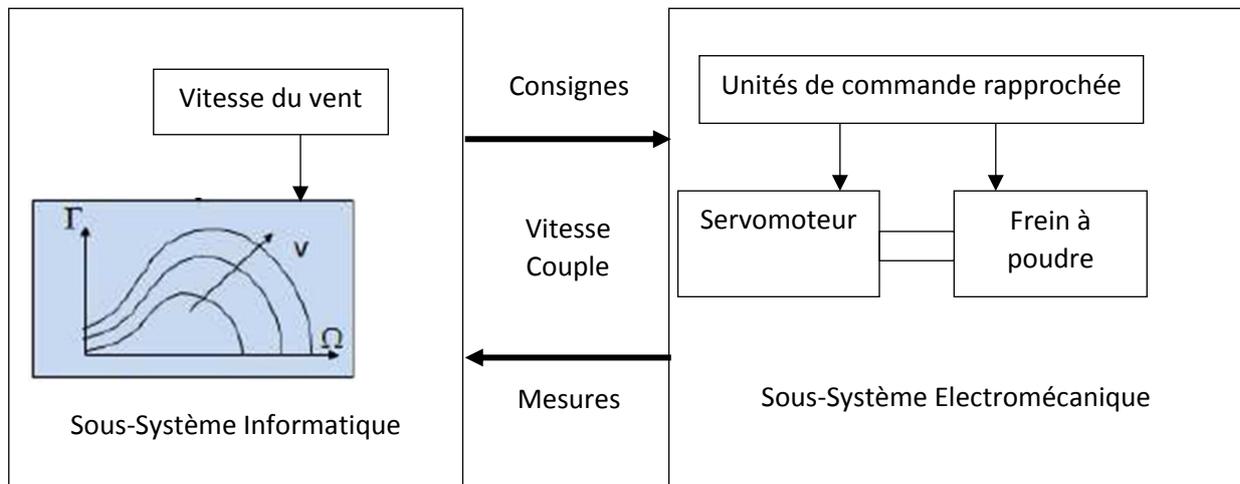


Figure IV.20 : Le sous-système émulateur de turbine éolienne

Le sous-système informatique a pour rôle de simuler, à partir des données enregistrées d'une turbine éolienne et d'un profil de vent, la caractéristique couple-vitesse de cette turbine, et de transmettre au sous-système électromécanique, les valeurs de consignes en vitesse pour le servomoteur et en couple pour la commande du frein. Il permet également de superviser en temps réel, au travers de la carte dSPACE et son environnement de commande, les processus de simulation.

Le sous-système informatique est constitué des éléments suivants :

- Un **PC** sur lequel réside le programme de simulation numérique de la caractéristique statique d'une turbine éolienne. C'est également sur le PC que sont calculées les valeurs de consigne en vitesse pour la commande du servomoteur, et en couple pour la commande du frein à poudre.
- Une **carte dSPACE** : il s'agit de la carte DS1102 connectée directement sur la carte mère du PC hôte au-travers d'un bus ISA (Figure IV.21). Elle sert d'interface de calcul et de communication entre le PC et le reste du système. Ses caractéristiques seront présentées plus en détail en annexe.
- Une **plaque pour l'acquisition et la transmission de données** : il s'agit d'une carte électronique permettant la communication entre la carte DS1102 et les unités de commande du servomoteur et du frein (Figure IV.21). Elle réalise les fonctions suivantes :
 - L'acquisition des mesures de la vitesse et du couple sur l'arbre du frein à poudre
 - L'acquisition de la mesure de la vitesse sur l'arbre du servomoteur
 - La transmission de la consigne de vitesse provenant de la carte Dspace
 - La transmission de la consigne du couple provenant de la carte Dspace.

Les données mesurées sont lues à partir des unités de commande du frein à poudre et du servomoteur. Ces données sont ensuite transmises au PC par l'intermédiaire de la carte dSPACE. Les données de consigne de vitesse et de couple, provenant de la carte dSPACE, sont

ensuite transmises respectivement aux unités de commande du servomoteur et du frein. En annexe nous présenterons le détail de cette carte.

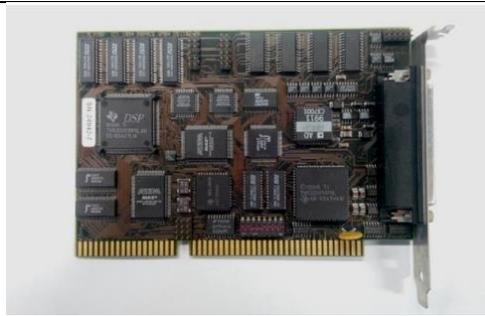


Figure IV.21 : La carte dSPACE DS1102

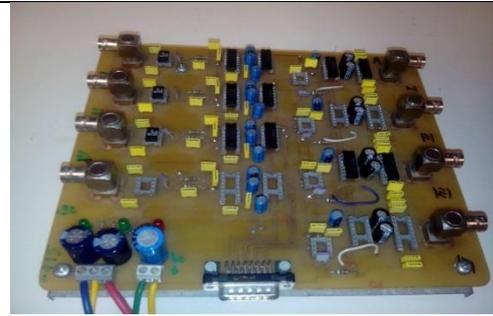


Figure IV.22 : Une carte d'acquisition et de transmission de données

Le sous-système électromécanique comme nous l'avons déjà dit, a pour rôle reproduire sur l'arbre du servomoteur, la caractéristique statique couple vitesse d'une turbine éolienne pour un profil de vent donnée.

Le sous-système électromécanique est constitué des éléments suivants :

- Un servomoteur sans balais : il s'agit d'une machine asynchrone de petite puissance, utilisée comme servomoteur commandé en vitesse qui a pour rôle de reproduire sur son arbre mécanique, la caractéristique couple-vitesse d'une turbine éolienne donnée (Figure IV.23). Ses caractéristiques sont détaillées en annexe.
- Le **frein à poudre** : il est utilisé pour reproduire sur son arbre mécanique, un couple de charge résistant. Il permet donc de faire varier le point de fonctionnement du système sur la caractéristique de la turbine éolienne. Le frein à poudre ferromagnétique est une machine qui est composée de deux parties concentriques principales : un stator et un rotor. Entre le stator et le rotor, dans l'entrefer on a la poudre magnétique. Quand il y a un courant qui traverse la bobine du frein, un champ magnétique est créé et la poudre est regroupée d'une manière qui permet le frottement avec le stator et le rotor, phénomène qui détermine le couple de freinage (Figure IV.24). Les détails de ses caractéristiques sera vu en annexe.



Figure IV.23 : Le servomoteur sans balais



Figure IV.24 : Le frein à poudre ferromagnétique

- **L'unité de commande du servomoteur** : il s'agit d'un convertisseur statique de fréquence inséré à l'intérieur d'un boîtier de type PARVEX DIGIVEX. Il permet de commander le servomoteur en vitesse. Le convertisseur statique de fréquence est composé d'un redresseur en pont triphasé réalisé avec des diodes semi-conductrices de puissance et un onduleur triphasé de tension réalisé avec des transistors bipolaires à grille isolée (IGBT) avec des diodes de courant inverse. Sur le bus continu est installé un filtre capacitif (le condensateur de filtrage CF) et un fusible ultrarapide (SU) ou un interrupteur automatique de courant continu. Le système est connecté au réseau d'alimentation de basse tension 380/220 V, 50 Hz.

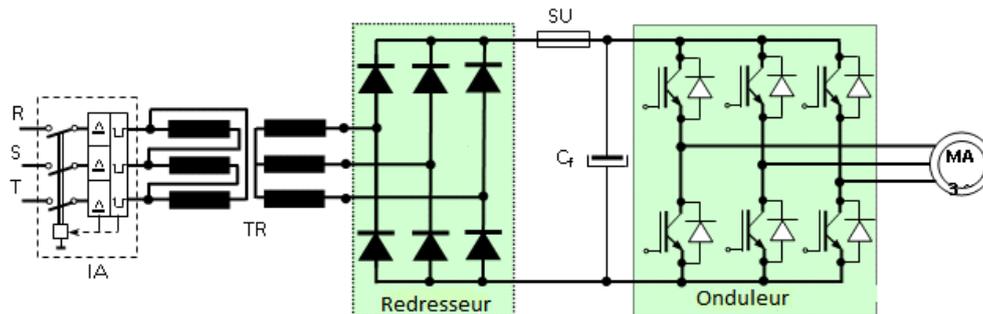


Figure IV.25 : schéma électrique du convertisseur statique de fréquence

- **L'unité de commande du frein à poudre** : il s'agit d'un appareil appelé Vibro-meter, qui a pour rôle de commander le frein à poudre, en couple. Il offre la possibilité d'effectuer la commande du frein à poudre en manuel ou en automatique, grâce un bouton de sélection se trouvant sur sa face avant. Nous expliquerons plus en détail son fonctionnement en annexe.



Figure IV.26 : L'unité (vue de face et de derrière) pour la commande du frein à poudre

IV.2 – 2 – Mise en exploitation de l'émulateur expérimental du système éolien

L'exploitation expérimentale de l'émulateur de système éolien consiste en 4 étapes :

1. Définir le choix de turbine éolienne à simuler
2. Définir le profil de vitesse de vent sur l'intervalle de temps de simulation choisi
3. Simuler à partir du modèle mathématique de cette turbine, la caractéristique dynamique vitesse-couple correspondant au profil de vitesse de vent précédemment choisi

4. A partir de la caractéristique simulée vitesse-couple obtenue, consigner en vitesse le servomoteur, et en couple le frein à poudre, afin de reproduire cette caractéristique sur l'arbre.

Dans la suite de ce travail, nous allons présenter l'émulateur du système hydrolien, mais puisqu'ils existent des similitudes dans le principe de fonctionnement avec le système éolien, nous utilisons l'Emulateur expérimental du système hydrolien comme Emulateur expérimental de système éolien. Cela nous permettra de présenter des résultats en simulation expérimentale utilisant le concept du « temps accéléré ».

IV.3 – Simulation du système hydrolien

Le système à simuler est représenté par le schéma synoptique ci-dessous :

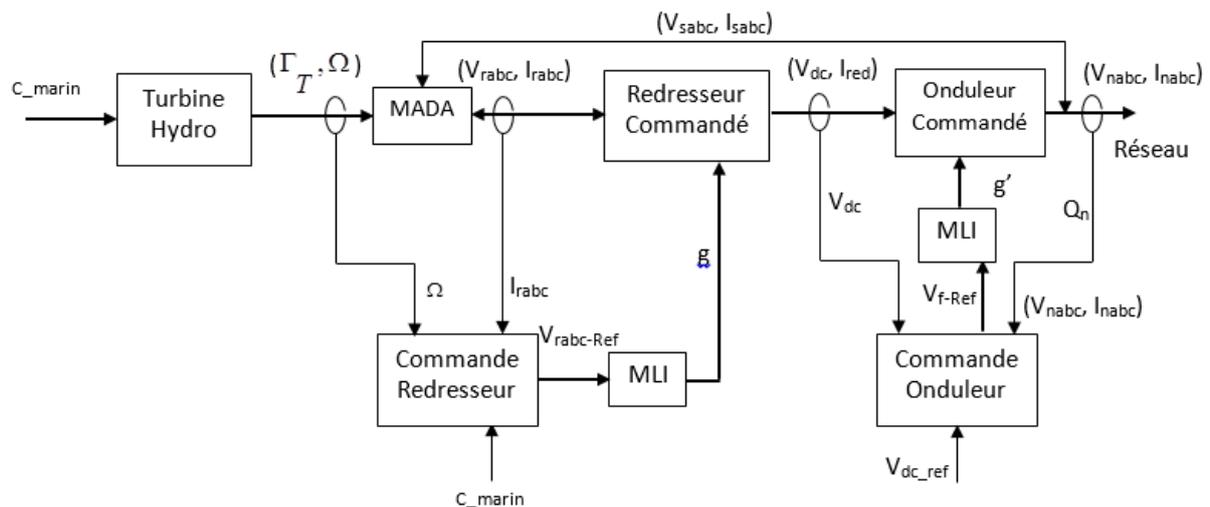


Figure IV.27 : Structure de commande du système hydrolien

Avec :

Le bloc « Turbine Hydro » : modèle mathématique de la turbine hydrolienne ;

Le bloc « MADA » : modèle mathématique de la machine asynchrone à double alimentation ;

Le bloc « Redresseur Commandé » : modèle mathématique du redresseur triphasé commandé ;

Le bloc « Onduleur Commandé » : modèle mathématique de l'onduleur triphasé commandé ;

Le bloc « Commande Redresseur » : stratégie de commande en couple de la MADA (voir figure III.24) ;

Le bloc « Commande Onduleur » : stratégie de commande de l'onduleur (voir figure III.26) ;

Le bloc « MLI » : bloc de modulation de largeur d'impulsion ;

c_marin : courant marin ;

Γ_T, Ω : le couple et la vitesse développés respectivement sur l'arbre de la turbine hydrolienne ;

P_T, P_{max} : respectivement la puissance mesurée et la puissance maximale permise de la turbine hydrolienne ;

V_{sabc}, I_{sabc} : respectivement les tensions triphasées et courants triphasés qui traversent le stator de la MADA ;

V_{rabc}, I_{rabc} : respectivement les tensions triphasées et courants triphasés qui traversent le rotor de la MADA ;

$V_{rabc-Ref}$: les tensions rotoriques triphasées de références pour la commande la MADA ;

g : impulsions de commande du redresseur pour le contrôle de la MADA ;

V_{dc}, I_{red} : respectivement la tension du bus continu et le courant débité par le bloc redresseur ;

V_{dc_ref} : la tension de référence du bus continu ;

V_{nabc}, I_{nabc}, Q_n : les tensions triphasées, les courants triphasés et la puissance réactive absorbée au réseau ;

V_{f-Ref} : les tensions de références pour le contrôle de la tension du bus continu et de la puissance réactive au réseau ;

g' : impulsions de commande de l'onduleur triphasé commandé.

Par soucis de simplicité graphique, comme dans le cas du système éolien, nous n'avons pas représenté sur ce schéma, les blocs de passages entre les repères triphasé et diphasé (d, q).

IV.3 – 1 – Émulateur expérimental du système hydrolien

Le laboratoire GREAH, en plus de l'émulateur éolien déjà présenté dans ce travail, a également développé ces dernières années, un banc d'essais pour la simulation et l'étude expérimentale de systèmes hydroliens de petites puissances n'excédant pas 2,2 kW. Ci-dessous, nous présentons la dernière structure l'émulateur de turbine hydrolienne, tel que nous l'avons développé lors de nos travaux de thèse au sein du laboratoire :

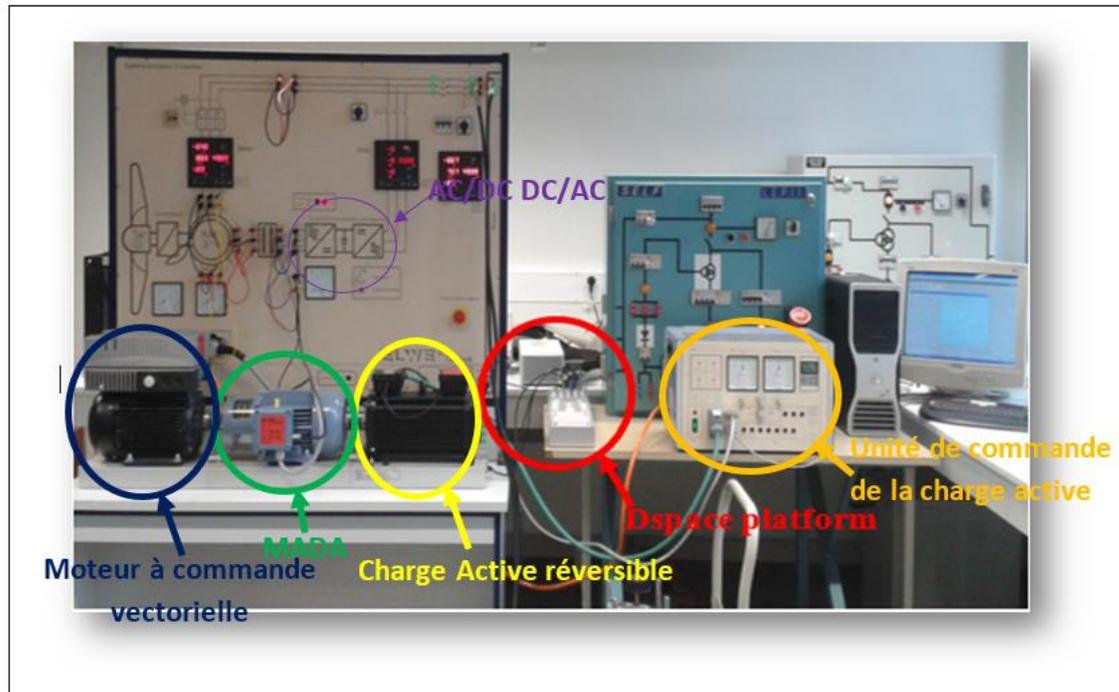


Figure IV.28 : Émulateur du système hydrolien réalisé au sein du GREAH

Nous pouvons distinguer les principaux éléments suivants :

- Un ordinateur sur lequel sont simulées, comme pour le cas de l'éolien, les caractéristiques statiques d'une turbine hydrolienne ;
- Une carte Dspace (la DS1103) pour la commande temps réel et la supervision de l'émulateur depuis l'ordinateur et de manière automatique ;
- Un moteur asynchrone à commande vectorielle, utilisé pour reproduire sur son arbre les caractéristiques d'une turbine hydrolienne donnée
- Un bloc de convertisseurs AC/DC et DC/AC intégrés à la plateforme de l'émulateur de turbine hydrolienne, nous n'avons par conséquent aucun accès sur sa commande et sur son bus continu ;
- Une machine asynchrone à double alimentation (MADA) pour la production d'énergie électrique ;
- Une charge active réversible qui joue le rôle de frein pour la variation du couple magnétique sur l'arbre du moteur commandé
- L'unité de commande du frein ; elle est pilotée depuis le PC, et permet de consigner en couple ou en vitesse, l'arbre de la charge active.

Comme pour le cas du émulateur de turbine éolienne, l'émulateur temps réel du système hydrolien est également formé par deux sous-systèmes : le sous-système émulateur de la turbine hydrolienne et le sous-système physique investigué.

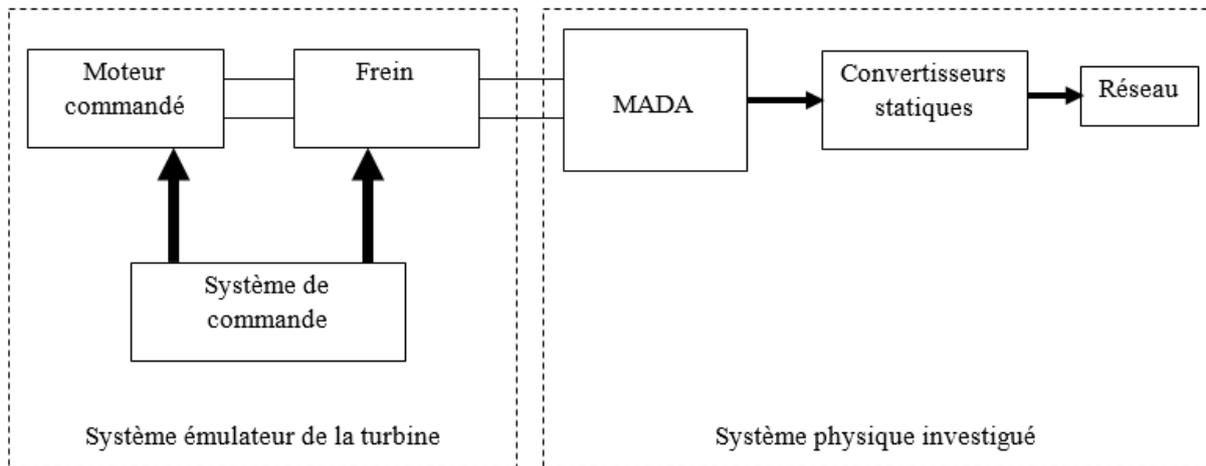


Figure IV.29 : Sous-systèmes de l'Emulateur du système hydrolien

Le rôle du sous-système émulateur de la turbine hydrolienne est de reproduire sur l'arbre du moteur commandé, les caractéristiques statiques d'une turbine hydrolienne donnée ; le système investigué a pour rôle d'étudier la gestion optimisée de la production d'énergie électrique.

IV.3 – 1 – 1 –Système investigué

Il est constitué des éléments suivants :

- **La machine asynchrone à double alimentation** : il s'agit d'une génératrice asynchrone à 4 pôles, d'une puissance nominale de 2,2 kW et un facteur de puissance de 0,63. Elle possède un rotor à bagues, qui peut être branché en court-circuit afin de faire fonctionner la génératrice comme une génératrice asynchrone à cage. Le générateur est entraîné par le moteur commandé, et génère une puissance électrique qui est débitée à l'entrée du bloc de convertisseurs statiques.
- **Le bloc de convertisseurs statiques** : il s'agit d'un convertisseur statique du type TRANSOMIK U2. Il permet de connecter au réseau, la génératrice à double alimentation. Il est constitué d'onduleurs de fréquence TRANSOMIK U2, adaptés pour le démarrage, le freinage, la variation de vitesse, le contrôle en boucle fermée et le positionnement des moteurs à induction triphasés. Ils appartiennent au type d'onduleurs bidirectionnels avec une tension de circuits intermédiaires constants et un bloc de modulation de largeur d'impulsion. Il est également constitué d'un redresseur triphasé deux quadrants qui alimente le circuit intermédiaire.



Figure IV.30 : La génératrice asynchrone à double alimentation [3]



Figure IV.31 : Les convertisseurs statiques [3]

IV.3 – 1 – 2 – Système émulateur de la turbine hydrolienne

Le sous-système émulateur de la turbine hydrolienne est la partie de l'émulateur qui réalise la caractéristique couple-vitesse pour l'étude d'une turbine hydrolienne donnée. Comme nous l'avons vu pour le cas de l'éolienne, Il est également lui-même divisé en deux sous parties :

- Le sous-système informatique
- Et le sous-système électromécanique.

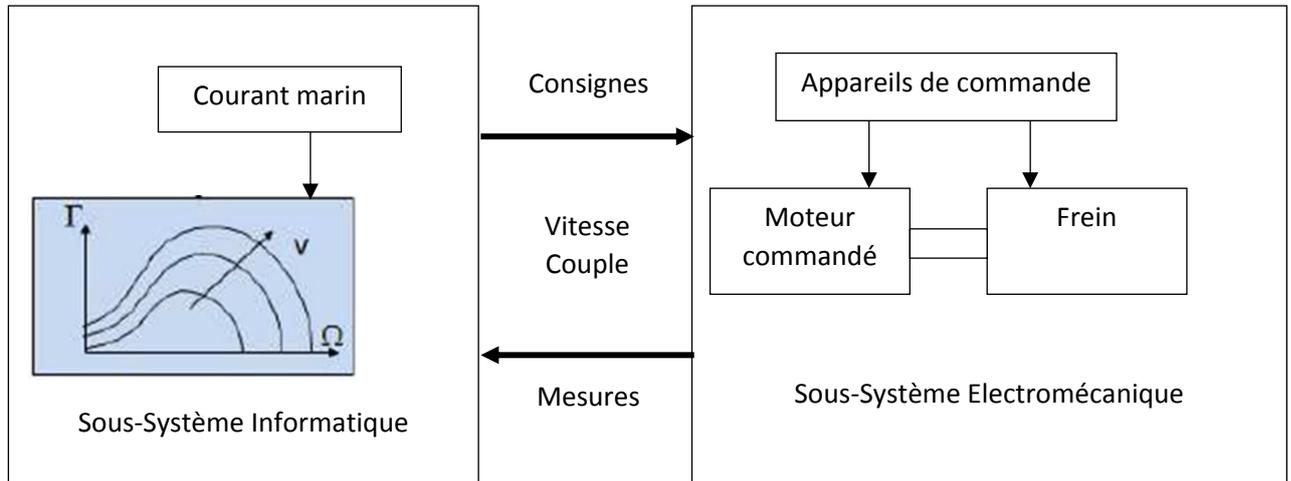


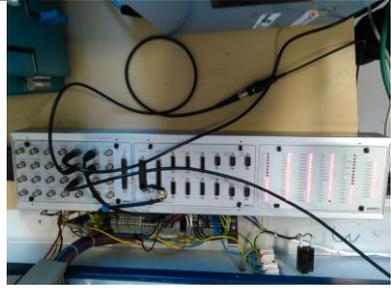
Figure IV.32 : Le sous-système émulateur de turbine hydrolienne

Le sous-système informatique a pour rôle :

- De simuler numériquement la caractéristique couple-vitesse d'une turbine donnée, à partir d'un profil de courant marin
- De simuler numériquement la variable de charge qui affecte la caractéristique du couple résistant produit par le frein
- De transmettre au sous-système électromécanique, les valeurs de consignes en vitesse pour le moteur commandé et en couple pour la commande du frein.
- De simuler en temps réel (HILS), au travers de la plateforme dSPACE et de son environnement de commande, le processus d'expérimentation.

Le sous-système informatique est constitué des éléments suivants :

- Un PC sur lequel réside le programme de simulation numérique et d'expérimentation temps réel de la caractéristique statique d'une turbine hydrolienne.
- Une plateforme dSPACE : Il s'agit d'un ensemble de composants matériels et logiciels fourni par la société dSPACE GmbH. Les composants matériels sont constitués : d'une carte principale DS1103 pour le prototypage rapide, et 2 cartes d'interfaçages avec le PC. Nous avons aussi un système de connexion d'entrées/sorties pour la communication entre les sous-systèmes informatique et électromécanique. Les composants logiciels sont constitués d'un logiciel d'expérimentation et des outils de programmation et de génération de code pour la simulation de modèles mathématiques.

	
<p>Figure IV.33 : La carte Dspace DS1103</p>	<p>Figure IV.34 : Le boîtier d'interface entrée/sortie de dSPACE DS1103</p>

Les données mesurées sont lues à partir des unités de commande du frein et du moteur commandé et transmises au PC. La vitesse mesurée est transmise au travers de la plateforme dSPACE, et le couple mesuré est transmis au travers de l'unité de commande du frein.

Le sous-système électromécanique a pour rôle reproduire sur l'arbre du moteur commandé, la caractéristique statique couple vitesse d'une turbine hydrolienne pour un profil de vent donnée.

Le sous-système électromécanique est constitué des éléments suivants :

- Un **moteur à commande vectorielle** : il s'agit d'une machine asynchrone à 4 pôles avec une capacité de 2,2 kW qui est utilisée pour entraîner le générateur asynchrone à double alimentation. Elle est alimentée par un convertisseur de fréquence intégré, de type MOTEC 8200, afin de permettre le réglage de sa vitesse. Elle remplace la turbine hydrolienne en reproduisant sur son arbre, les caractéristiques statiques de cette dernière. Nous présenterons cette machine en détail en annexe.

- Un **frein « actif »**: C'est une machine synchrone utilisée pour générer un moment d'inertie variable sur l'arbre de la turbine. Il s'agit d'une machine autopilotée compacte et à refroidissement automatique, capable de fournir le couple nominal sur toute la plage de vitesse de rotation requise pour l'expérimentation. Nous présenterons cette machine en détail en annexe.

- **L'unité de commande du frein actif** : il s'agit d'un environnement numérique et matériel pour la commande du frein actif. L'environnement matériel est constitué d'un boîtier d'interconnexion entre le frein actif et le PC au travers d'un port RS232. Cette unité de commande peut fonctionner en simple appareil de mesure, pour cela elle dispose d'un tachymètre et d'un couplemètre ; elle peut également fonctionner en mode commande, pour cela elle interconnecte le frein et le PC au travers d'un port RS232. La commande du frein se fera donc à partir de l'environnement numérique depuis le PC.

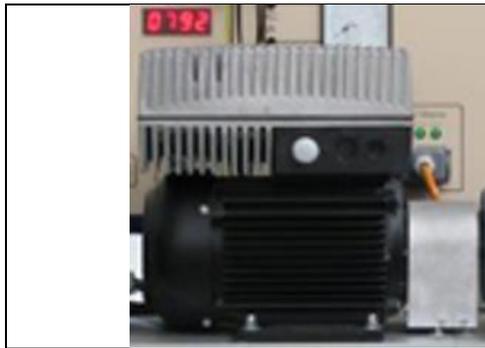


Figure IV.35: Machine asynchrone utilisée pour l'émulation de la turbine hydrolienne



Figure IV.36 Le frein actif : la machine autopilotée et son unité de commande

IV.3 – 2 – Mise en exploitation de l'émulateur expérimental du système hydrolien

Dans le cadre de l'exploitation de l'émulateur expérimental du système hydrolien, nous allons utiliser non pas un profil de courant marin qui a une faible variation par rapport à celle du vent, mais plutôt le profil de vent présenté à la figure IV.2.

Ci-dessous, nous présentons le modèle dans l'environnement de simulation Matlab/Simulink et dans l'environnement de simulation temps réel de dSPACE appelé ControlDesk :

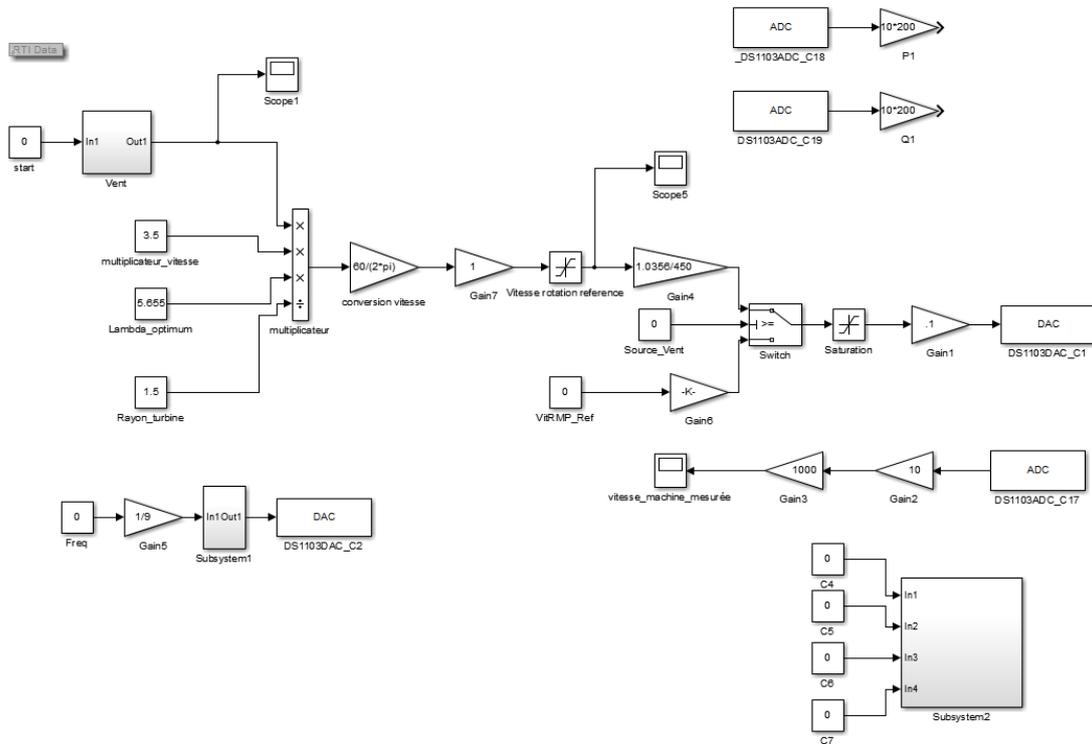


Figure IV.37 : Le modèle Simulink pour la commande en vitesse de l'émulateur éolien

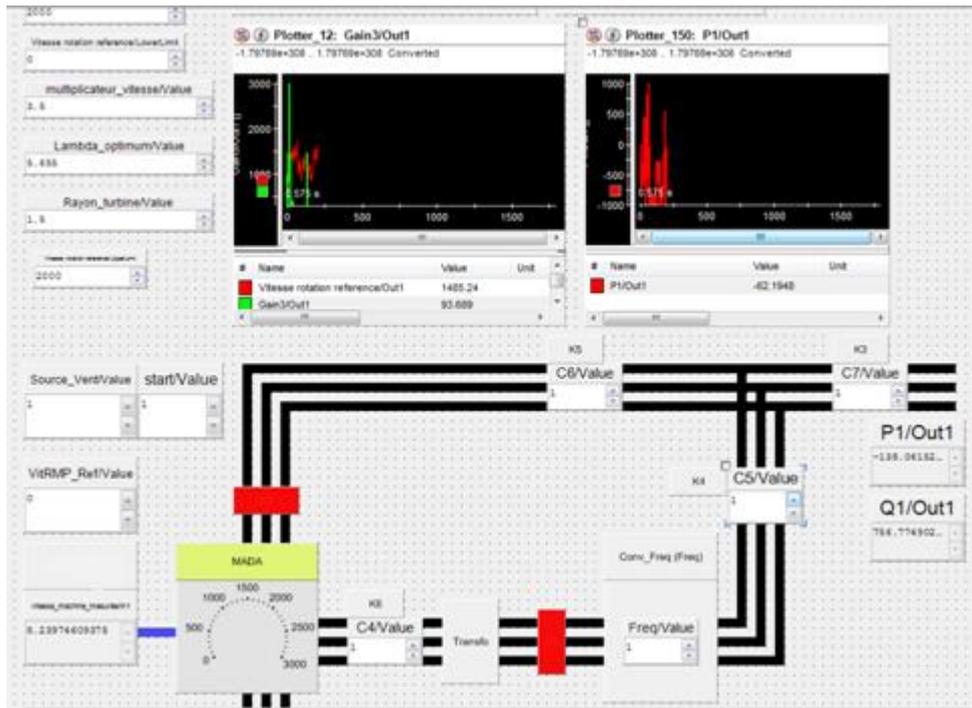


Figure IV.38 : Le modèle dSPACE pour la commande en vitesse de l'émulateur éolien

D'après les résultats de la simulation en temps « accéléré » présenté ci-dessus, nous n'allons pas utiliser le profil avec 18000 échantillons, mais plutôt celui avec 300 échantillons. En effet, nous avons vérifié ces résultats sur l'émulateur pour des 18000 échantillons, 300 échantillons, 60 échantillons, et 30 échantillons. Nous présentons ci-dessus la variation de la puissance mécanique pour une petite turbine éolienne simulée de 1 kW :

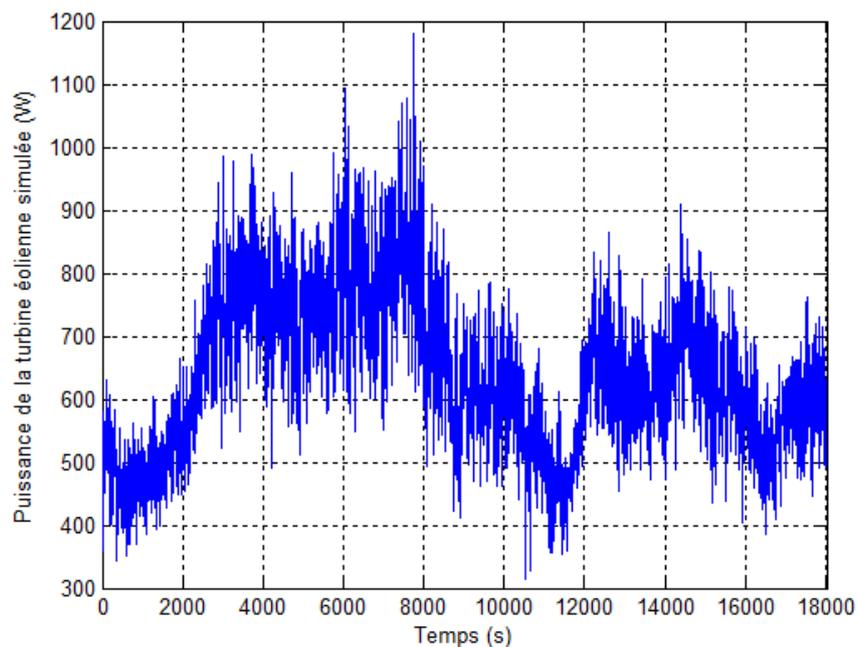


Figure IV.39 : Puissance de la turbine éolienne émulée expérimentalement

Comme nous pouvons le constater dans cette figure, les puissances maximales atteintes sont plus petites que celles atteintes en simulation numérique sur Matlab/Simulink (figure IV.6). Cela s'explique principalement par le fait que l'unité de commande et de mesure de la puissance mécanique sur l'émulateur physique, échantillonne la mesure toute les 1,2 secondes et non pas toute les 1s comme cela a été paramétré pour Matlab/Simulink. Cette période d'échantillonnage de 1,2 seconde est interne à l'unité de mesure et est indépendante de notre volonté.

Toutefois, on peut remarquer que cette puissance éolienne simulée physiquement sur l'émulateur, a la même allure que celle simulée en environnement numérique (figure IV.6). De plus, la puissance moyenne est environ $P_{\text{sec_moy}} = 641\text{W}$. La puissance moyenne simulée numériquement étant de 654W , on a donc une différence d'environ 2%, ce qui est une bonne approximation.

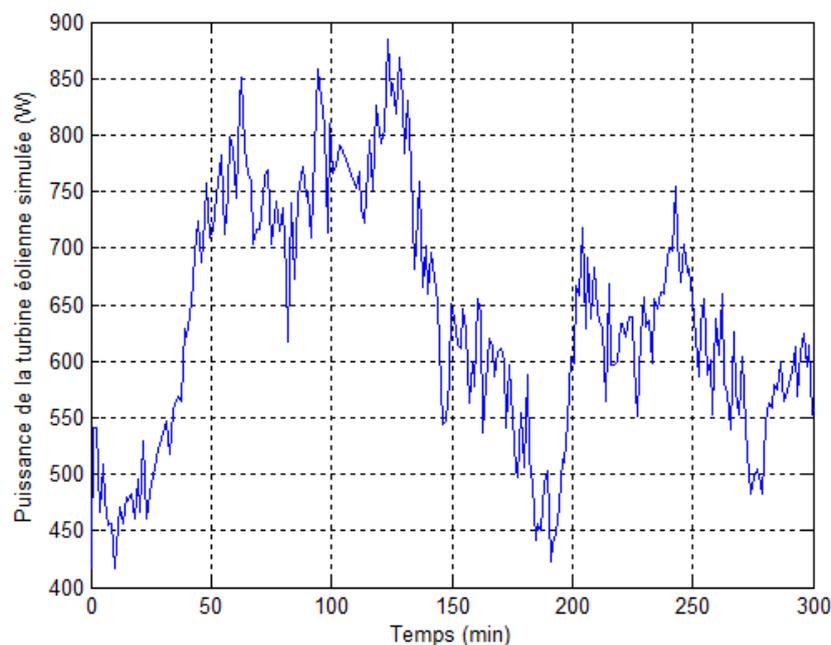


Figure IV.40 : Puissance de la turbine éolienne émulée expérimentalement chaque minute

Comme pour le cas précédent, la puissance éolienne simulée expérimentalement en temps accéléré pour 300 échantillons au lieu de 18000, a la même allure que celle simulée numériquement avec également 300 échantillons. La puissance moyenne expérimentale est d'environ 619 W alors que celle simulée numériquement est d'environ 638 W. On a donc une différence d'environ 3%. Cela reste une bonne approximation, mais on constate tout de même que la différence a augmenté de 1%.

D'autre part, d'un point de vue expérimental, la simulation en temps accéléré toutes les minutes produit une puissance moyenne d'environ 619 W alors que la simulation avec 18000 échantillons produit une puissance moyenne de 641 W, ce qui donne une différence d'environ 3,4%.

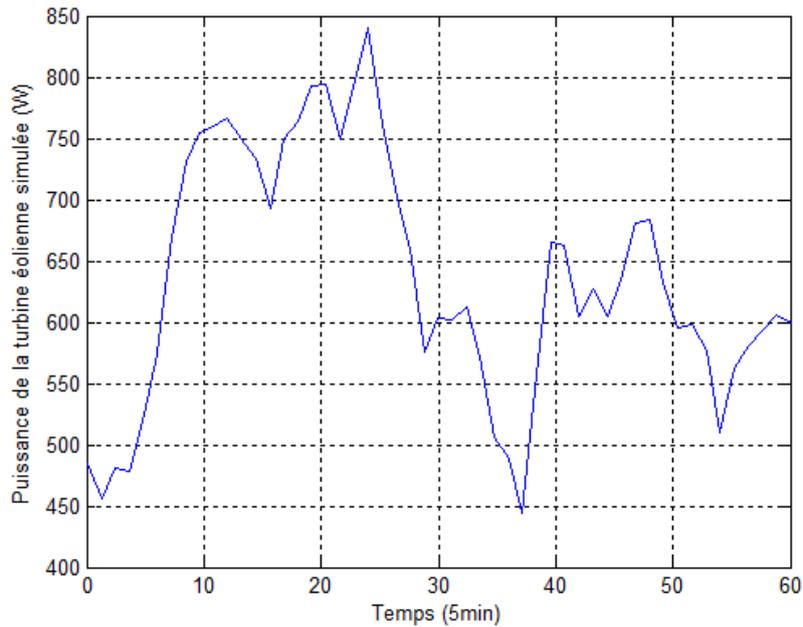


Figure IV.41 : Puissance de la turbine éolienne émulée expérimentalement chaque 5 minutes

Elle a la même allure que celle simulée numériquement. La puissance moyenne expérimentale est d'environ 626 W alors que celle simulée numériquement est d'environ 632W; ce qui donne une différence d'environ 1%. Nous constatons ici que c'est l'approximation avec la meilleure précision entre les résultats numériques et expérimentaux. Cela peut s'expliquer par le fait que les constantes de temps des machines électriques utilisées pour la simulation expérimentale, n'autorisent un bon suivi des consignes de vitesse et de couple, qu'à des périodes d'échantillonnage plus élevées.

D'autre part, d'un point de vue expérimental, la simulation en temps accéléré toutes les 5 minutes produit une puissance moyenne d'environ 626 W alors que la simulation avec 18000 échantillons produit une puissance moyenne de 641W, ce qui donne une différence d'environ 2,3%. On constate que cette approximation est meilleure que la précédente.

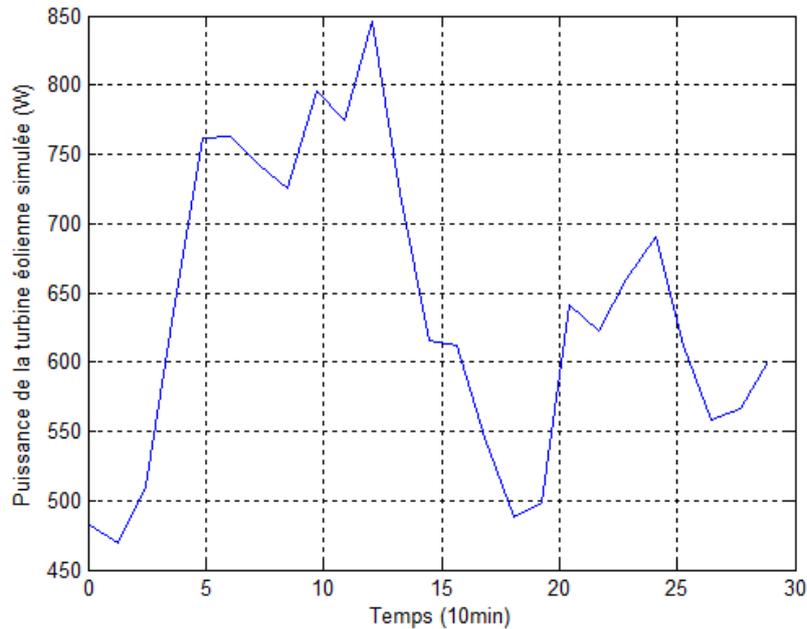


Figure IV.42 : Puissance de la turbine éolienne émulée expérimentalement chaque 10 minutes

Elle a la même allure que celle simulée numériquement. La puissance moyenne expérimentale est d'environ 637 W alors que celle simulée numériquement est d'environ 622W; ce qui donne une différence d'environ 2,4%. Ce résultat amène une restriction sur l'observation que nous avons faite précédemment.

D'autre part, d'un point de vue expérimental, la simulation en temps accéléré toutes les 10 minutes produit une puissance moyenne d'environ 637W alors que la simulation avec 18000 échantillons produit une puissance moyenne de 641W, ce qui donne une différence d'environ 0,6%. On constate que cette approximation est la meilleure de toutes les simulations expérimentales en temps accéléré que nous venons de présenter.

Deux observations majeures ressortent donc de ces expérimentations :

- la simulation en temps accéléré que ce soit numérique ou expérimentale à une bonne approximation pour les périodes d'échantillonnage variable, pourvu que le système soit bien défini ;
- La simulation expérimentale réalisée nous montre qu'il faut chercher un compromis entre la précision des résultats et le choix de la période d'échantillonnage.

A présent, nous allons connecter l'émulateur de la turbine éolienne dont nous venons de faire l'expérimentation, à une génératrice à double alimentation (GADA) à 2 paires de pôles connectée au réseau au-travers d'un convertisseur statique AC/DC et DC/AC, et d'un bus continu. Nous présentons ci-dessous la chaîne de conversion telle que réalisé sur l'émulateur expérimental :

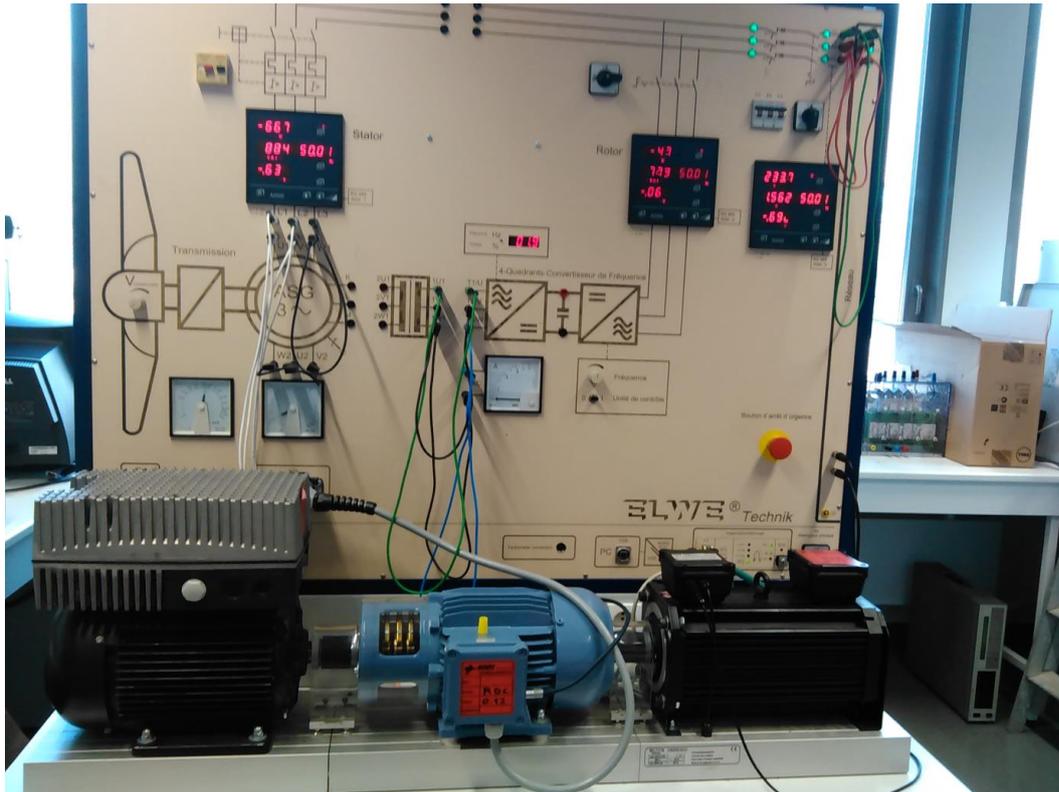


Figure IV.43 : Banc d'essai expérimental pour la simulation de la turbine éolienne connectée au réseau

Nous présentons ci-dessous la vitesse de rotation issue du bloc MPPT pour la consigne du servomoteur émulant la turbine, la vitesse de rotation mesurée de la génératrice, et la puissance électrique fournie au réseau :

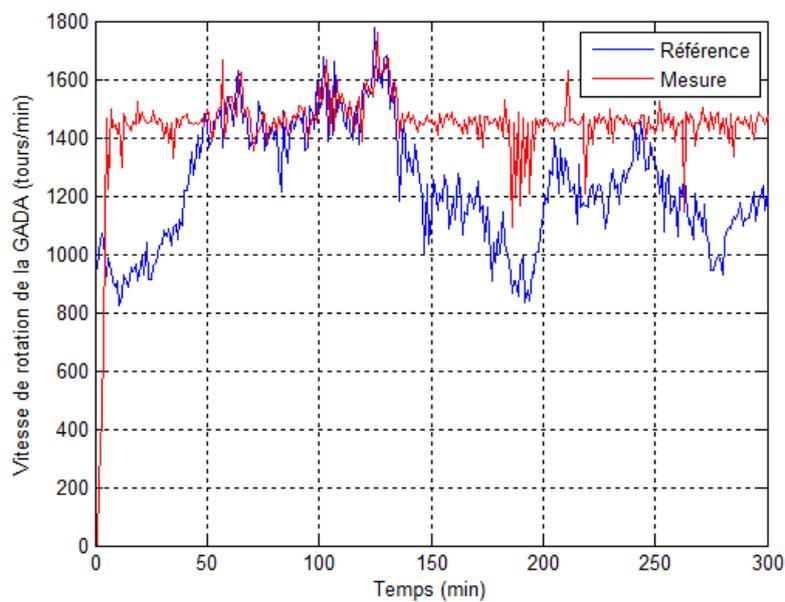


Figure IV.44 : Vitesse de la GADA obtenue expérimentalement

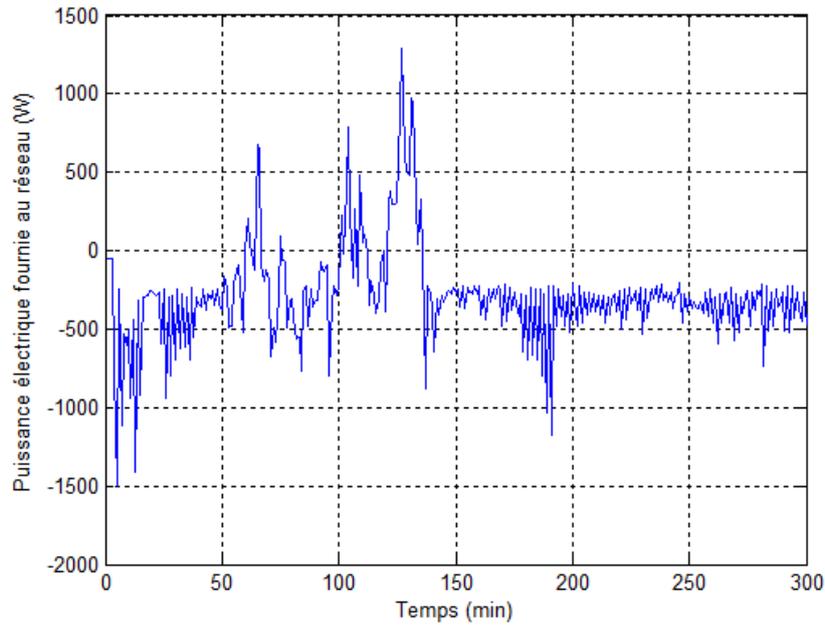


Figure IV.45 : Puissance de la GADA obtenue expérimentalement

D'après les deux figures qui précèdent, les essais réalisés nous ont permis de mettre au point le passage du fonctionnement moteur/générateur et vice versa de la machine asynchrone à double alimentation. En effet, dans les intervalles où la vitesse de rotation de référence est inférieure à la vitesse de synchronisme de 1500 tours/min (la MADA a 2 paires de pôles), la machine fonctionne en moteur; et dans les intervalles où la vitesse de rotation de référence est supérieure à la vitesse de synchronisme, la machine électrique fonctionne en génératrice.

En fonctionnement moteur, la vitesse de rotation de référence se trouve en dessous de la vitesse de synchronisme, alors la vitesse de rotation de la MADA ne suit plus la référence, mais est imposée par le réseau. Cependant, lorsque la vitesse de rotation de référence est au-dessus de la vitesse de synchronisme, elle est suivie par la MADA qui fonctionne évidemment en régime générateur.

IV.4 – Simulation du système hybride éolien offshore – hydrolien

La simulation du système hybride éolien offshore – hydrolien consiste à coupler les deux émulateurs. Nous pouvons réaliser ce couplage électriquement ou électro-mécaniquement. Lorsqu'il est réalisé électriquement, il peut alors être fait sur un bus commun (le bus continu ou le bus alternatif). Lorsqu'il est réalisé électro-mécaniquement, les deux turbines (éolienne et hydrolienne) peuvent être couplées suivant l'axe d'une même génératrice. Nous présentons ci-dessous, la synoptique du couplage électrique sur un bus continu (Figure IV.46) et la synoptique du couplage électromécanique sur l'axe d'une génératrice (Figure IV.47) :

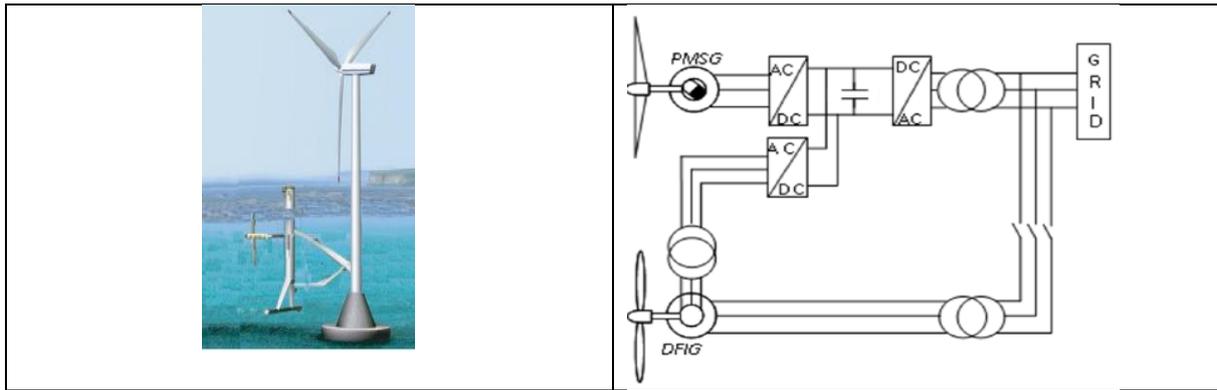


Figure IV.46 : Couplage électrique d'une éolienne et une hydrolienne au niveau du bus continu

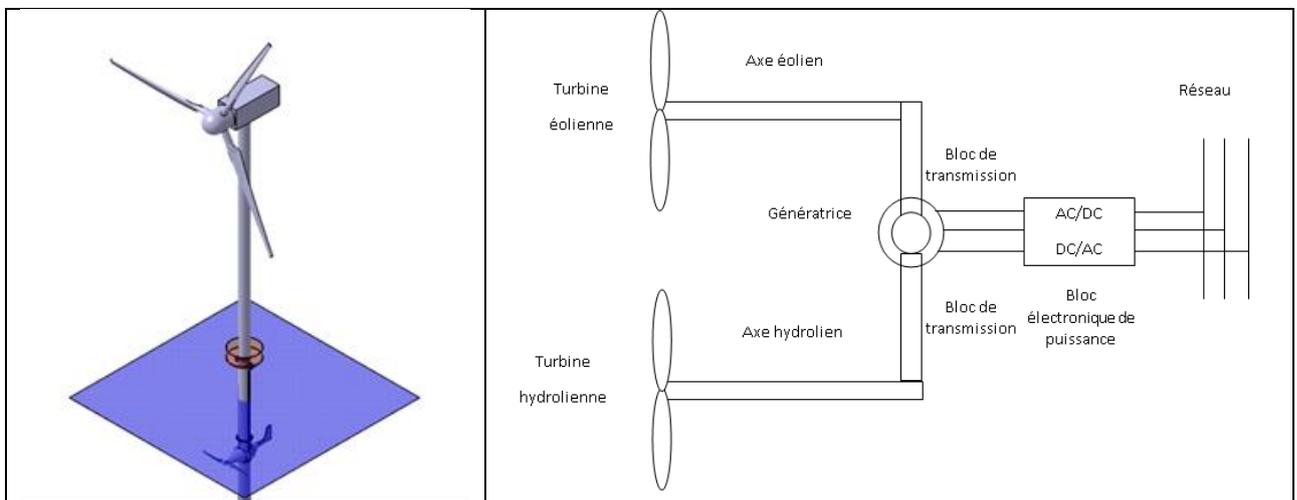


Figure IV.47 : Couplage électromécanique d'une éolienne et une hydrolienne

En ce qui concerne le couplage électromécanique, nous pouvons avoir plusieurs modes de fonctionnement :

- le mode simultané qui permet de faire fonctionner les deux turbines en même temps lorsqu'elles produisent de l'énergie mécanique exploitable;
- le mode de fonctionnement à une turbine, qui consiste à coupler sur la génératrice, l'axe d'une seule turbine.

Dans le cadre de cette thèse, nous avons simulé expérimentalement le couplage mécanique sur la génératrice de deux turbines, et nous avons également simulé le système hybride sous l'environnement Matlab/ Simulink suivant le couplage sur le bus continu.

Nous avons utilisé le système d'émulation décrit précédemment, pour simuler le couplage mécanique d'une turbine éolienne et d'une turbine hydrolienne. La turbine éolienne est émulée par le servomoteur à commande vectorielle comme nous l'avons vu plus haut, et la turbine hydrolienne quant à elle, est émulée par la machine synchrone à aimants permanents qui émulait

la charge mécanique dans le système d'émulation présenté ci-dessus. Lorsqu'il s'agissait de l'expérimentation de la turbine éolienne, la machine synchrone à aimants permanents jouait le rôle de frein, à présent, pour l'émulation de la turbine hydrolienne, cette même machine est utilisée pour émuler la turbine hydrolienne (voire figure IV.28).

Nous avons connecté cette configuration d'émulateur à la même GADA utilisée précédemment. Nous avons choisi des profils stochastiques de vent et de courant marin.

Nous avons obtenu les résultats suivants :

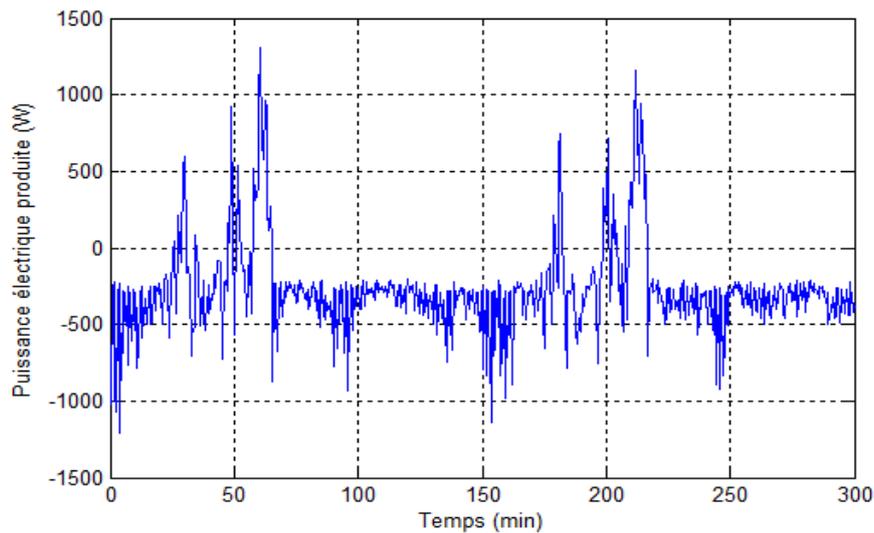


Figure IV.48 : Puissance électrique fournie par l'éolienne

Cette figure nous montre que l'apport individuel en puissance provenant de la turbine éolienne, peut faire fonctionner la machine électrique en régime générateur ou en régime moteur. Dans le cas spécifique ci-dessus, nous constatons que pour le profil de vent stochastique choisi, la machine électrique fonctionne beaucoup plus en régime moteur qu'en régime générateur.

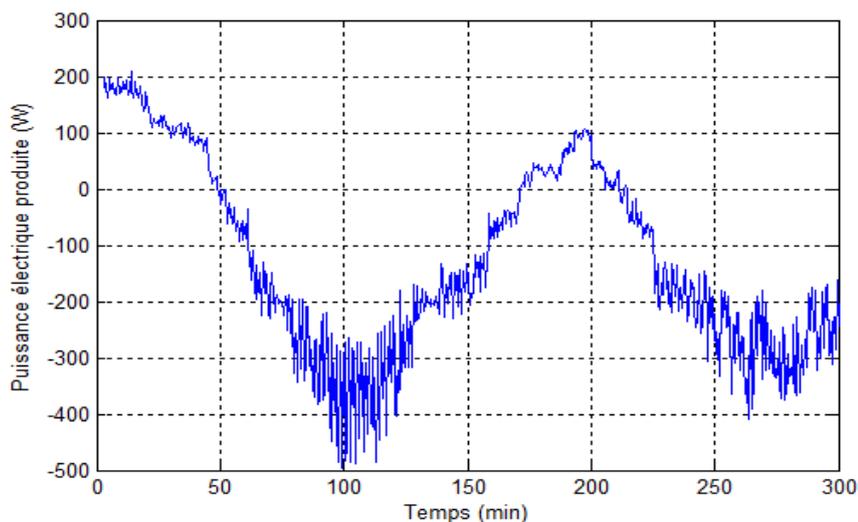


Figure IV.49 : Puissance électrique fournie par l'hydrolienne

La figure ci-dessus, comme dans le cas précédent de la turbine éolienne, représente l'apport individuel en puissance de la turbine hydrolienne pour la puissance électrique fournie au réseau.

Elle nous montre que la turbine hydrolienne peut faire fonctionner la machine électrique en régime générateur ou en régime moteur.

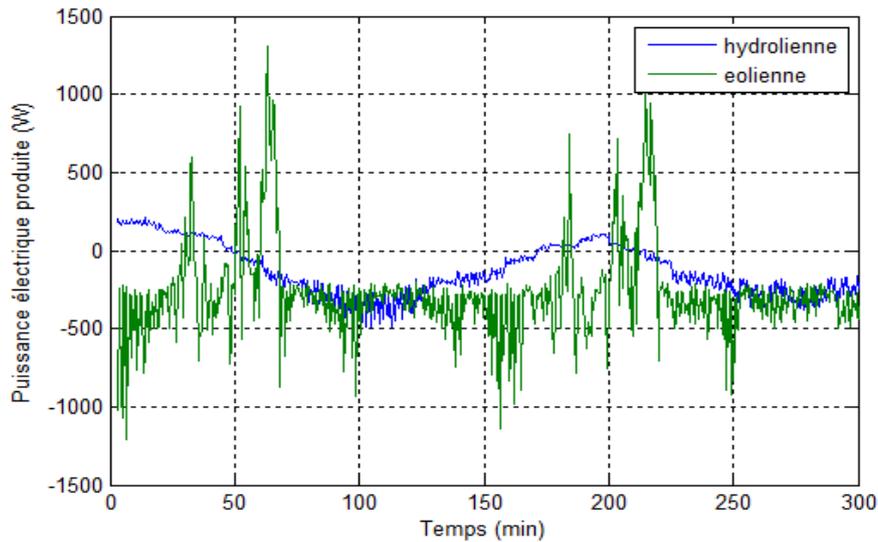


Figure IV.50 : Puissance électrique fournie au réseau par chaque turbine

Dans la figure ci-dessus, nous avons représenté dans un même graphe, l'apport énergétique électrique de chaque turbine.

Nous pouvons voir que dans les intervalles [0 ; 30], [40 ; 50], [70 ; 180], [185 ; 200] et [220 ; 300] minutes, l'apport énergétique de la turbine éolienne ne peut assurer un fonctionnement en régime générateur, ce déficit pourra donc éventuellement être comblé par l'apport de la turbine hydrolienne, si bien-sûr celle-ci est suffisante pour le fonctionnement en générateur.

Dans les intervalles [50 ; 170], [210 ; 300] minutes, l'apport énergétique de la turbine hydrolienne ne peut assurer un fonctionnement en régime générateur de la machine électrique ; ce déficit pourra donc éventuellement être comblé par l'apport de la turbine éolienne.

Comme on peut le constater toujours sur la figure IV.50, l'hydrolienne peut palier à la baisse de production éolienne, et vice-versa ; le flux énergétique est bien renforcé.

Le couplage simultané des 2 turbines éolienne et hydrolienne, nécessite la présence d'un système de commande et de contrôle des vitesses de rotation de chaque turbine, déduite du profil de la vitesse du vent et du courant marin.

En effet, si le profil de la vitesse du vent conduit à un moment donné la turbine éolienne à une vitesse de rotation optimale pour le fonctionnement en générateur de la machine électrique, il serait inefficace, que la turbine hydrolienne soit couplée mécaniquement au même moment à l'arbre de la génératrice, pour des courants marins très faibles (et donc de faible vitesse de rotation). La turbine hydrolienne fonctionnerait dans ce cas comme une charge mécanique et aurait tendance à ralentir la turbine éolienne. Ce raisonnement peut être abordé également en échangeant les rôles de l'éolien et de l'hydrolien.

C'est pourquoi nous présentons ci-dessous, une situation de commande simplifiée où ce n'est que la turbine la plus rapide qui est couplée à l'arbre de la machine électrique, l'autre turbine étant dans ce cas déconnectée :

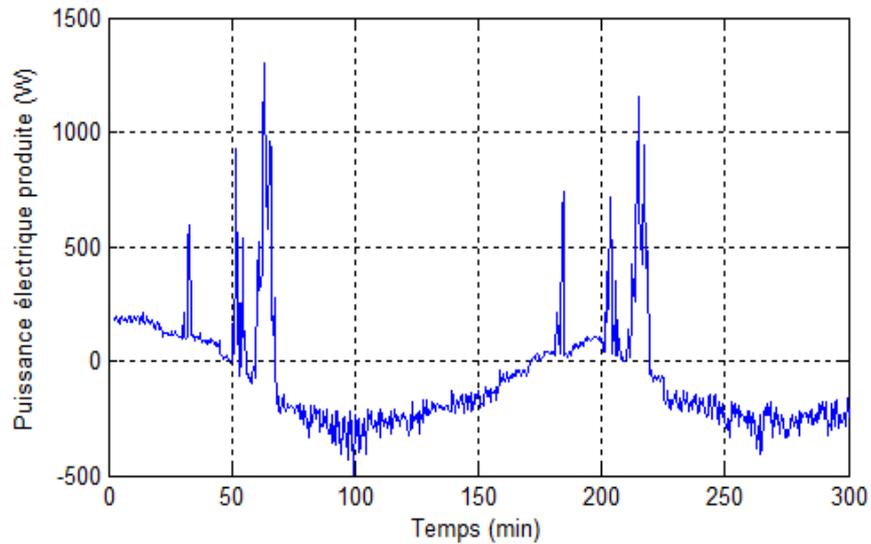


Figure IV.51 : Puissance électrique fournie au réseau par le système hybride

On peut donc constater sur la figure ci-dessus, que lorsque l'apport énergétique de la turbine éolienne (hydrolienne) est supérieur à celui de la turbine hydrolienne (éolienne), c'est cet apport énergétique qui constitue la production électrique du système hybride.

Nous pouvons également remarquer qu'il existe plusieurs intervalles où l'apport énergétique fourni par chacune des turbines, est insuffisant pour le fonctionnement en régime générateur de la machine électrique ; dans ce cas on peut découpler la machine électrique du réseau pour éviter le fonctionnement en régime moteur prolongé, ou adjoindre une unité de stockage énergétique pour pallier ces baisses de production.

IV.5 – Conclusion

L'objectif de ce chapitre était de présenter d'une part, une méthodologie que l'on appelle simulation en temps « accéléré » et sa validation expérimentale, et d'autre part de présenter la flexibilité de la plateforme multi-physique développée qui permet de développer diverses architectures d'émulation : émulateurs éolien, hydrolien et hybride éolien – hydrolien.

Pour la première partie, nous avons considéré un profil de vent enregistré toutes les secondes et cela sur 5 heures. Nous avons montré par simulation numérique et par simulation expérimentale que, au lieu d'utiliser un profil de vent avec 18000 échantillons, nous pouvons réduire le nombre de prélèvement et effectuer la simulation. Nous avons obtenu pratiquement les mêmes valeurs moyennes de puissance et de vitesse de rotation, avec des différences ne dépassant pas 5%. Cela nous a permis donc de gagner en temps de simulation et de calcul.

Dans la seconde partie de ce travail, nous avons présenté l'architecture de chaque émulateur de turbine présent au laboratoire du GREAH. Pour cela la turbine éolienne est émulée par le servomoteur à commande vectorielle comme nous l'avons vu plus haut, et la turbine hydrolienne quant à elle, est émulée par la machine synchrone à aimants permanents qui émulait la charge mécanique dans le système d'émulation présenté ci-dessus.

Par la suite, nous avons réalisé la simulation expérimentale d'un système hybride éolien - hydrolien, basé sur un couplage électromécanique sur l'arbre d'une génératrice asynchrone unique. Nous avons choisi des profils stochastiques de vent et de courant marin pour qu'on puisse avoir volens-nolens des potentialités énergétiques complémentaires. Nous avons mis en évidence divers scénarii pour comparer l'apport énergétique de la turbine éolienne (hydrolienne) par rapport à celui de la turbine hydrolienne (éolienne) afin qu'on détermine l'apport énergétique global qui constitue la production électrique du système hybride.

Nous avons remarqué qu'il existe plusieurs intervalles où l'apport énergétique fourni par chacune des turbines, est insuffisant pour le fonctionnement en régime générateur ; dans ce cas on peut découpler la turbine du réseau pour éviter le fonctionnement en régime moteur prolongé, et faire fonctionner l'autre « turbine » et évidemment adjoindre une unité de stockage énergétique pour pallier ces baisses de production, si la demande énergétique dépasse l'apport « singulier » d'une seule turbine.

Nous pouvons admettre également qu'une de turbines entraîne l'autre, la génératrice continuant à débiter dans le réseau. Dans ce cas, la « turbine entraînée » est une charge supplémentaire qui pourrait être à la limite découplée, si l'apport énergétique n'est pas suffisant. La « turbine entraînée » génère évidemment une perte d'énergie qui pourrait être stockée pour utilisation ultérieure. Cependant, ce scénario permettrait un fonctionnement dégradé, difficile à maîtriser, mais qui pourrait être utilisé pour les situations quand la capacité de stockage est dépassée et notamment quand il existe une urgence dans la balance énergétique du réseau intégrant le système hybride.

Vue les concepts d'émulation mis en œuvre, le moteur émulant la turbine « entraînée » ne devra être commandé en vitesse pour pouvoir simulé ce scénario. De plus, nous avons mis en évidence le besoin d'un système de stockage énergétique pour assurer la production lorsque les deux sources principales sont simultanément en baisse.

IV.6 – Bibliographie

[1] C. Nichita, D. Luca, B. Dakyo, E. Ceanga, "Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators", Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE, 2003.

[2] <http://www.alxion.com/fr/gammes/alternateurs-kits-stk/>

[3] G. CARAIMAN, «Etude de la transposition des similitudes éolien – hydrolien en vue de la conception et du développement d'un émulateur électromécanique de turbine hydrolienne» Thèse de doctorat, Université du Havre, 2011.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

L'objectif principal de notre thèse est de développer une plateforme théorique et expérimentale pour l'étude et l'analyse du concept d'hybridation éolien offshore – hydrolien.

Nous avons débuté ce travail au premier chapitre, par la présentation d'un état de l'art sur le système éolien, le système hydrolien, le système hybride éolien offshore – hydrolien, et les simulateurs temps réel.

Dans le cadre de cette thèse, le système éolien est constitué d'une turbine tripale à axe horizontal, couplée en direct sur l'arbre d'une machine synchrone à aimants permanents. Le choix de ce type de machine est motivé par sa plage de vitesse complète, son utilisation directe sans transmission, sa commande complète en puissance active et réactive, et la possibilité de pouvoir fonctionner en générateur à des valeurs de vitesse réduites.

La machine synchrone à aimants permanents débite dans un bloc de convertisseurs statiques constitué d'un redresseur triphasé commandé et réversible, d'un bus continu, et d'un onduleur triphasé commandé et réversible, connecté au réseau au travers d'un filtre RL triphasé équilibré.

Le système hydrolien dans sa chaîne de conversion, est identique au système éolien car la turbine est à axe horizontal, à la seule différence du type de machine électrique utilisée. La machine électrique utilisée pour le système hydrolien est la machine asynchrone à double alimentation. Le choix de ce type de machine est motivé par les dimensions et les coûts réduits des convertisseurs statiques, sa commande complète en puissance active et réactive et sa plage de vitesse en $\pm 30\%$ de la vitesse de synchronisme.

Le second chapitre de ce travail fut une présentation de la simulation temps réel appliquée à l'étude du système hybride éolien offshore – hydrolien. Nous sommes partis d'une présentation générale de la simulation temps réel, pour en arriver à une présentation plus détaillée de la simulation HIL. Nous avons vu que dans son principe de fonctionnement, un système pouvant être subdivisé en deux parties : une partie processus et une partie commande, la simulation HIL consiste à conserver réelle la partie commande et à simuler la partie processus du système. Nous avons vu que la réalisation d'une simulation temps réel, pour le cas d'une simulation HIL, est constituée principalement des étapes suivantes :

- Le développement des modèles mathématiques du système global ;
- la simulation numérique du système global ;
- la simulation temps réel ;
- les architectures du Système émulateur.

Nous avons ensuite présenté l'émulateur du système hybride éolien offshore – hydrolien. Nous avons vu qu'il est constitué de deux parties :

- Le system informatique : qui contient les modèles mathématiques du processus à simuler ;
- Le système électromécanique : qui est constitué des éléments électromécaniques pour l'émulation du processus à simuler.

Le troisième chapitre de ce travail consistait à la modélisation des différents éléments du système hybride éolien offshore – hydrolien, puisque comme nous l’avons vu plus haut, cela constitue le préliminaire à la simulation HIL. Nous avons donc procédé à la modélisation mathématique de chaque élément du système global à savoir :

- La turbine éolienne et la turbine hydrolienne
- La machine synchrone à aimants permanents
- La machine asynchrone à double alimentation
- Le redresseur triphasé commandé
- L’onduleur triphasé commandé et le bus continu.

Nous avons également présenté quelques stratégies de commande pour chaque système (éolien et hydrolien) afin d’optimiser d’une part la puissance générée par les génératrices (synchrone à aimants permanents et asynchrone à double alimentation) et d’autre part la puissance fournie au réseau.

Nous avons achevé ce chapitre par une analyse à partir de résultats de simulation, du couplage sur un bus continu d’une machine synchrone à aimants permanents et d’une machine asynchrone à rotor en court-circuit. Nous avons mis en évidence l’efficacité des lois de commande des régulateurs PI du système hybride.

Le quatrième chapitre est venu clôturer ce travail par l’analyse à partir de simulations numériques et expérimentales d’une turbine éolienne, du concept de temps « accéléré ». Nous avons vu que le concept de simulation en temps accéléré nous permettait de passer d’une simulation utilisant par exemple 18000 échantillons de vitesse de vent à seulement 300 échantillons. Le passage au nouvel échantillon est un problème d’inférence difficile à mener car nous devons préciser quelles sont les conditions qui permettent de dire que ce qui est observé dans l’échantillon est valable pour l’échantillon tout entier. Nous avons répondu partiellement à la question : quelle taille donner à l’échantillon, ou plutôt, quels critères prendre en compte pour fixer la taille d’un échantillon. Nous avons choisi comme critères pour fixer la taille d’un échantillon deux paramètres : la moyenne de la vitesse de rotation de l’éolienne (qui sert de référence pour la commande de la chaîne de conversion, selon la stratégie de commande à vitesse variable utilisée dans nos travaux) et la puissance moyenne que l’on obtient avec les systèmes d’émulation numériques ou expérimentales, pour différents échantillons (on peut dire différentes séries de prélèvement d’échantillons) du vent.

Cela réduit la durée de simulation de 5 heures à seulement 30 min ; de plus, le pourcentage d’erreur sur l’obtention de la vitesse moyenne et de la puissance moyenne, est très faible, nous avons fait le même constat en simulation expérimentale. Cependant, nous avons vu qu’il existe un compromis entre la réduction du nombre d’échantillon, c’est-à-dire la diminution du temps de simulation, et la précision des résultats de mesures.

Nous avons également contribué aux développements des systèmes d’émulation du système éolien et du système hydrolien en utilisant notamment les similitudes physiques de deux systèmes et les prémisses similaires d’émulation basées sur un concept HILS commun.

Le système d’émulation éolien comporte finalement les éléments suivants :

- Un ordinateur sur lequel sont simulées les caractéristiques statiques d’une turbine éolienne

- Une carte Dspace pour la commande temps réel et la supervision de l'émulateur depuis l'ordinateur et de manière automatique
- Une carte d'isolation galvanique pour la protection des appareils du circuit de commande des surtensions pouvant survenir du circuit de puissance
- Un servomoteur sans balais, utilisé pour reproduire sur son arbre les caractéristiques d'une turbine éolienne donnée
- Un convertisseur AC/AC intégré dans un module électronique appelé PARVEX DIGIVEX, utilisé pour la commande en vitesse du servomoteur sans balais
- Une machine synchrone à aimants permanents
- Une carte pour l'acquisition des données
- Un convertisseur AC/DC en pont et connecté à la génératrice et au bus continu
- Un convertisseur DC/DC connecté au bus continu et à la carte d'acquisition de données
- Un frein à poudre qui permet de charger mécaniquement le servomoteur

Le système d'émulation du système hydrolien est constitué des éléments suivants :

- Un ordinateur sur lequel sont simulées les caractéristiques statiques d'une turbine hydrolienne
- Une carte Dspace pour la commande temps réel et la supervision de l'émulateur depuis l'ordinateur et de manière automatique
- Un moteur à commande vectorielle pour reproduire sur son arbre les caractéristiques d'une turbine hydrolienne donnée
- Un bloc de convertisseurs AC/DC et DC/AC intégrés à la plateforme du émulateur de turbine hydrolienne
- Une machine asynchrone à double alimentation
- Une charge active réversible qui joue le rôle de frein pour la variation du couple magnétique sur l'arbre du moteur commandé
- L'unité de commande du frein.

Nous avons réalisé la simulation expérimentale d'un système hybride éolien offshore - hydrolien, en nous servant d'une architecture nouvelle du système émulateur que nous avons développée dans le cadre d'une collaboration avec une équipe de chercheurs coréens. Pour cela, le servomoteur à commande vectorielle nous a servi à émuler la turbine éolienne pendant que la machine synchrone nous a servi d'émulateur de turbine hydrolienne. L'arbre de la génératrice sert de couplage mécanique entre les deux systèmes. Nous avons mis en évidence dans cette expérimentation, la complémentarité des productions électriques des deux systèmes, et également le besoin de leur adjoindre un système de stockage pour palier à une baisse simultanée des deux productions.

Comme perspectives à ce travail, nous proposons :

- Effectuer une analyse plus approfondie du concept de simulation temps « accéléré » basée sur une procédure inverse : passer d'un nouvel échantillon réduit à la totalité, procédure qui relève d'une problématique d'inférence difficile mais qui pourrait être vérifiée avec le système émulateur ;
- Améliorer les structures de commande et de supervisons pour les systèmes d'émulation de turbine éolienne et de turbine hydrolienne ;
- Développer l'architecture étudiée théoriquement et partiellement validée lors de nos travaux de thèse pour le système d'émulation d'un système hybride éolien-hydrolien dont les turbines sont couplées électriquement ;
- Développer le concept du système d'émulation d'un système hybride éolien-hydrolien dont les turbines sont couplées mécaniquement.

ANNEXES

-

Annexe A

La structure électrique d'une MSAP triphasée est constituée au stator d'un enroulement triphasé représenté par les trois axes (a , b , c) décalés, l'un par rapport à l'autre, d'un angle de 120° électrique, et au rotor des aimants permanents assurant son excitation. La Figure A.1 représente une machine synchrone à aimants permanents à pôles lisses.

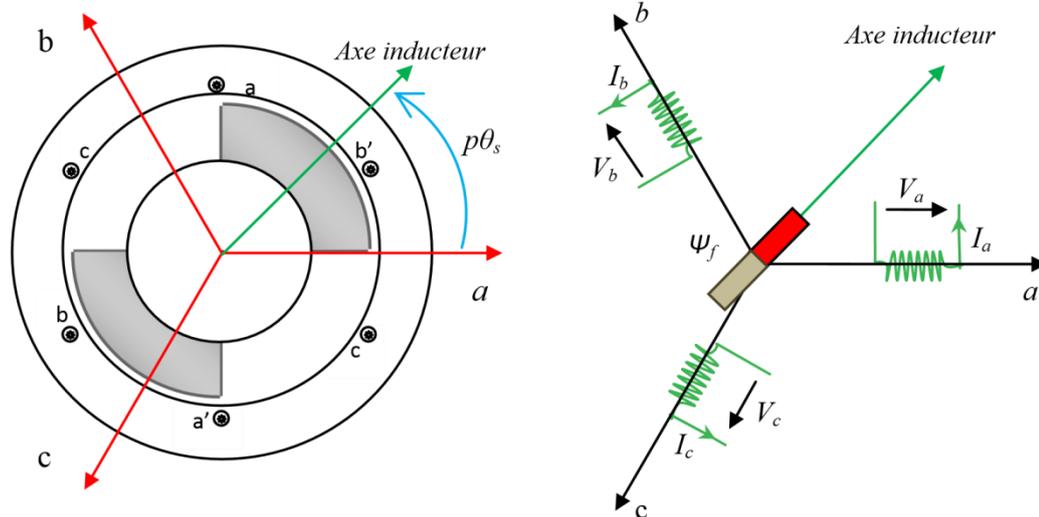


Figure A.1 : Représentation schématique d'une MSAP dans le repère abc

Le modèle mathématique de la MSAP consiste à exprimer les équations des tensions et des flux des phases statoriques en fonction des courants qui les traversent ; nous ne reviendront pas dans ce modèle sur les équations électromécaniques qui ont déjà été présentés dans le chapitre III. Les enroulements statoriques de la machine synchrone étant connectés en étoile à neutre isolé, dans le cas présent, alors la composante homopolaire n'apparaît pas dans les équations qui suivent :

- Équations des tensions

Les équations des tensions des phases statoriques de la machine synchrone à aimants permanents sont obtenues par l'application de la loi de Faraday :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix}$$

Avec:

V_{abc} : Tensions de phases statoriques.

I_{abc} : Courants de phases statoriques.

ψ_{abc} : Flux totaux traversant les bobines statoriques.

R_s : Résistance des phases statoriques.

- **Équations des flux**

Le flux total dans chaque phase peut être écrit par les équations qui suivent:

$$\begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} = L_s \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \psi_f \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) \\ \cos(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

Avec:

ψ_{abc} : Flux totaux traversant les bobines statoriques

L_s : Inductance cyclique de chaque phase statorique

ψ_f : Flux produit par les aimants permanents présents sur le rotor.

La transformée de PARK permet le passage du référentiel triphasé au repère de PARK, et la transformée de PARK inverse est utilisée pour le chemin inverse :

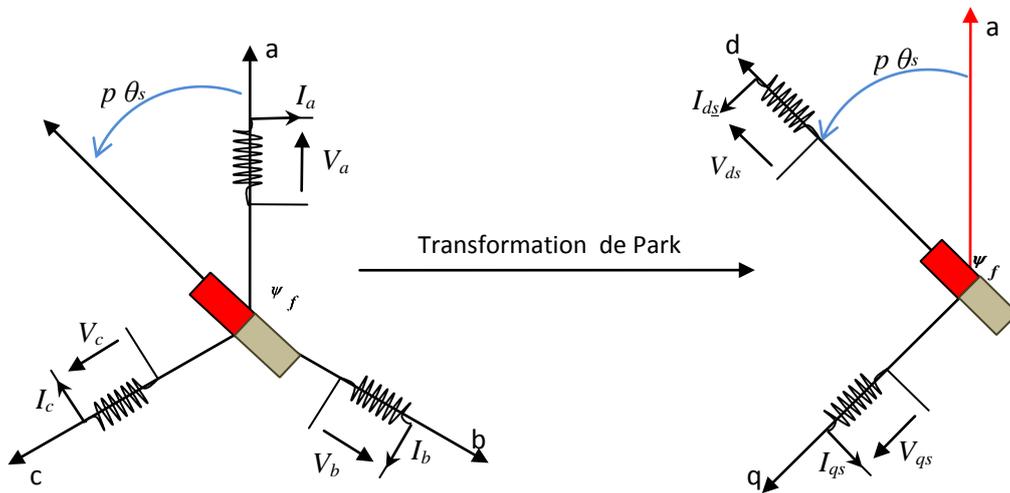


Figure A.1 : Changement de repère : abc vers dq

La transformée de PARK est explicitée par l'équation ci-dessous :

$$[P(\theta_s)] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

On a donc : $\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = [P(\theta_s)] \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$, pour une expression plus générale, on y ajoute la composante

homopolaire V_h , et l'expression devient $\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_h \end{bmatrix} = [P(\theta_s)] \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$ et l'expression complète de la

transformée de PARK devient :

$$[P(\theta_s)] = \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix}$$

On constate que $[P(\theta_s)]$ est orthogonale, par conséquent on a : $[P(\theta_s)]^{-1} = [P(\theta_s)]^t$.

Annexe B

La structure électrique d'une MADA triphasée est constituée au stator comme au rotor d'un enroulement triphasé représenté par trois axes décalés, l'un par rapport à l'autre, d'un angle de 120° électrique. La Figure B.1 représente une machine asynchrone à double alimentation à pôles lisses.

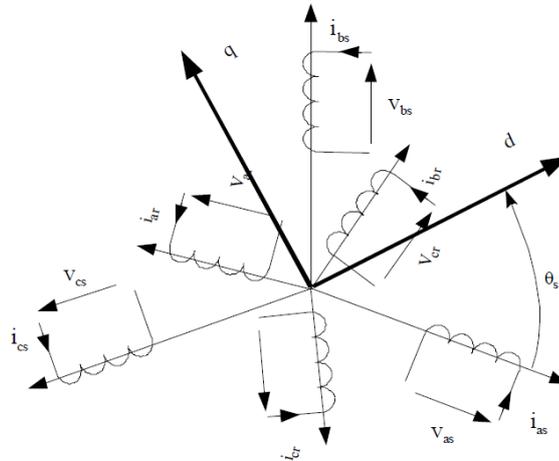


Figure A.1 : Représentation schématique d'une MADA dans un repère triphasé

Le modèle mathématique de la MADA consiste à exprimer les équations des tensions et des flux des phases statoriques et rotoriques en fonction des courants qui les traversent ; nous ne reviendrons pas dans ce modèle sur les équations électromécaniques qui ont déjà été présentés dans le chapitre III. Les enroulements statoriques et rotoriques de la MADA modélisée, sont connectés en étoile et à neutre isolé, dans le cas présent, alors la composante homopolaire n'apparaît pas dans les équations qui suivent :

- Équations des tensions

Les équations des tensions des phases statoriques et rotoriques de la machine asynchrone à double alimentation sont obtenues par l'application de la loi de Faraday :

$$\begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{as} \\ \psi_{bs} \\ \psi_{cs} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix} = R_r \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{ar} \\ \psi_{br} \\ \psi_{cr} \end{bmatrix}$$

Avec:

V_{abc} : Tensions de phases statoriques.

I_{abc} : Courants de phases statoriques.

ψ_{abc} : Flux totaux traversant les bobines statoriques.

R_s : Résistance des phases statoriques.

V_{abr} : Tensions de phases rotoriques.

I_{abr} : Courants de phases rotoriques.

ψ_{abr} : Flux totaux traversant les bobines rotoriques.

R_r : Résistance des phases rotoriques.

- Équations des flux

Le flux total dans chaque phase peut être écrit par les équations qui suivent:

$$\begin{bmatrix} \psi_{as} \\ \psi_{bs} \\ \psi_{cs} \end{bmatrix} = L_s \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix} + M \begin{bmatrix} I_{ar} \cos(\theta) \\ I_{br} \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ I_{cr} \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \psi_{ar} \\ \psi_{br} \\ \psi_{cr} \end{bmatrix} = L_r \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \end{bmatrix} + M \begin{bmatrix} I_{as} \cos(\theta) \\ I_{bs} \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ I_{cs} \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

Avec:

ψ_{abc} : Flux totaux traversant les bobines statoriques

L_s : Inductance cyclique de chaque phase statorique

θ : Décalage angulaire entre le stator et le rotor

M : Inductance mutuelle entre phases statoriques et phase rotoriques

ψ_{abc} : Flux totaux traversant les bobines statoriques

L_r : Inductance cyclique de chaque phase rotorique.

La transformée de PARK permet le passage du référentiel triphasé au repère de PARK par la formule :

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \end{bmatrix} = [P(\theta_s)] \cdot \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix}$$

Et

$$\begin{bmatrix} V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = [P(\theta_r)] \cdot \begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix}$$

$$[P(\theta_s)] = \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

Et

$$[P(\theta_r)] = \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_r) & -\sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

Avec :

θ_s : Le déphasage entre le repère statorique et le repère tournant dq

θ_r : Le déphasage entre le repère rotorique et le repère tournant dq.

Annexe C

Documentation technique des appareils du simulateur éolien et du simulateur hydrolien.

Génératrice synchrone à aimants permanents

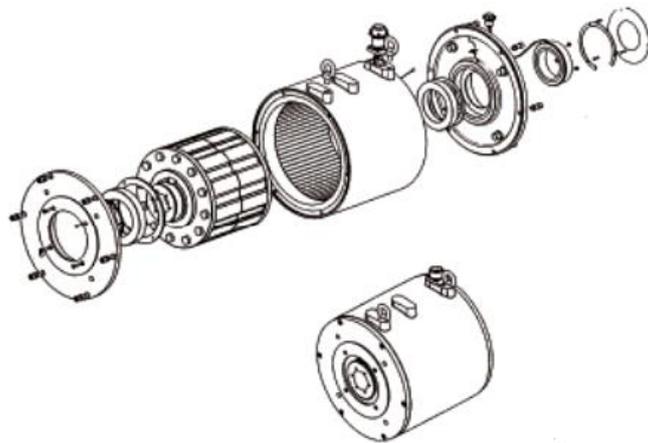


Figure C.1 : Représentation graphique des éléments de l'alternateur de type Alxion 170 FC H1

Couple permanent rotor bloqué	Nm	26
Couple au courant permanent	A	2,9
Couple maximal	Nm	83
Courant au couple maximal	A	10,2
Vitesse nominale	$Tr \cdot mn^{-1}$	420
Puissance nominale	W	1147
Inertie	$Kg \cdot m^2$	0,0136
Masse	Kg	20
Constante de temps thermique carcasse ambiante	s	4270
Résistance thermique carcasse ambiante	$^{\circ}C/W$	0,225
Résistance phase à $20^{\circ}C$	Ω	11,68

Inductance phase à I nominal	<i>mH</i>	75,24
Constante de temps électrique	<i>ms</i>	6,4
F.e.m. par phase à vide à 60 min^{-1}	<i>V</i>	21,6
Nombre de Pôle		12

Table C.1 : Les caractéristiques techniques de la machine Alxion 170 FC H1

Carte dSPACE DS1102



Figure C.2 : La carte Dspace DS1102

La carte dSPACE DS1102 est décrite par les caractéristiques ci-dessous :

- Processeur :
 - Texas Instrument TMS 320C31 Flottant-point DSP ;
 - La fréquence – 60 MHz et des cycles de temps de 33.33 ns ;
 - 2 chip de 32 bits chronomètre ;
 - Un chip DMA
 - 4 lignes interruptrices.
- Mémoire :
 - 128K × 32 bits ;
 - 2K × 32 bits pour chaque partie mémoire ;
- ADC 16 bits :
 - (±) 10 V tension d'entrée ;
 - 4 μs temps de conversion ;
 - (±) 5 mV offset voltage ;
 - (±) 0.25 % erreur.
- DAC :

- (\pm) 10 V tension de sortie ;
- 4 μ s temps de réglage ;
- (\pm) 5 mV offset voltage ;
- 5 mA courant de sortie.

Le Servomoteur sans balais



Figure C.3 : Le servomoteur sans balais

Le servomoteur est défini par les caractéristiques ci-dessous :

Couple en rotation lente	31	N.m	Mo
Vitesse maximale	900	tr/mn	N
Tension d'alimentation continue en charge	540	V	\hat{U}
Courant permanent rotation lente	7,51	\hat{A}	\hat{I}
Courant impulsionnel	16	\hat{A}	\hat{I}_{maxi}
Fem par 1000 tr/mn (25°C) *	546	V	Ke
Coefficient de couple électromagnétique	4,13	N.m/ \hat{A}	Kt
Résistance du bobinage (25°C) *	5,77	Ω	Rb
Inductance du bobinage *	97,3	mH	L
Inertie rotor	1200	kg.m ² .10 ⁻⁵	J
Constante de temps thermique	55	min	Tth
Masse moteur	25,2	kg	M

Table C.2 : Les caractéristiques techniques du servomoteur

Le frein à poudre



Figure C.4 : Le frein à poudre ferromagnétique

Le frein à poudre est défini par les caractéristiques ci-dessous :

Couple nominale de freinage	25N.m
Puissance nominale de freinage	1.5kW
Vitesse nominale	570 min ⁻¹
Vitesse maximale : excité	3000 min ⁻¹
Vitesse maximale : non excité	6000 min ⁻¹
Moment d'inertie de masse J	0,92. 10 ⁻³ Kgm ²
Couple résiduel mesuré (frein non excité) % pleine échelle	2N.m
Excitation courant/tension	2,5/12 A/V
Poids	55 Kg

Table C.3 : Les caractéristiques techniques du frein à poudre

Moteur asynchrone



Figure C.5 : Machine asynchrone utilisée pour l'émulation de la turbine hydrolienne

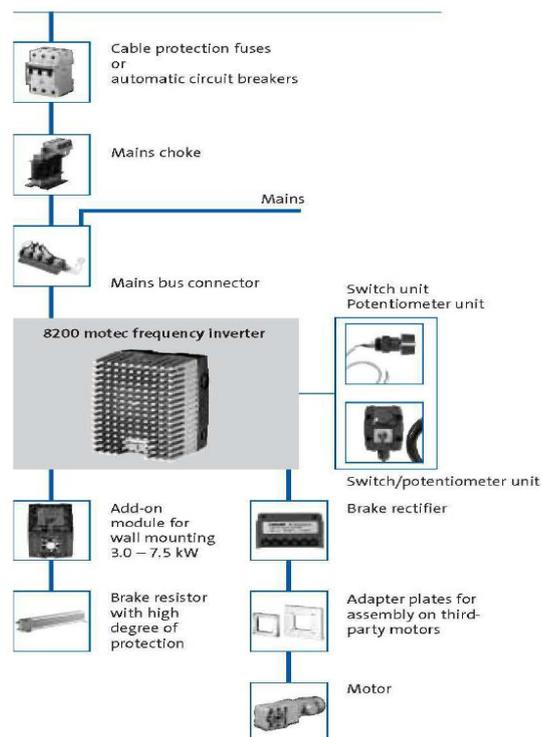
Le moteur asynchrone utilisé pour l'émulation de la turbine hydrolienne est défini par les caractéristiques ci-dessous :

Détails techniques :

Tension nominal U_N	230 V Δ / Y 400 V, 50 Hz
Courent nominal I_N	9.4 $U_n \Delta$ / 5.4 A Y
Factor de puissance $\cos \phi$	0.80
Puissance nominal active P_N	2200 W
Courent maxime I_{max}	13 A Δ / 7.5 A Y
Puissance maxime apparent S_{max}	5200 VA
Puissance maxime active P_{max}	3100 W
Vitesse nominale	1500 rot/min
Classé de protection	IP 55
Standard allemand	DIN EN 60034
Dimensions in mm	380 x 235 x 280 (W x H x D)
Poids	18.2 kg

Table C.4 : Les caractéristiques techniques du Moteur asynchrone

Commande de la machine asynchrone



Génératrice asynchrone à double alimentation



Figure C.6 : La génératrice asynchrone à double alimentation

Les caractéristiques de la GADA sont rassemblées dans le tableau ci-dessous :

Tension nominal U_N	230 V Δ / Y 400 V, 50 Hz
Courant nominal I_N	4.22 A Δ / 2.44 A Y
Factor de puissance $\cos \phi$	0.63
Puissance apparent nominal S_N	1600 VA
Puissance nominal active P_N	1000 W
Tension rotorique U_R	130 V
Courant rotorique I_R	5.7 A
Vitesse nominale	1385 tour/min
Standard allemand	DIN EN 60034
Dimensions in mm	380 x 235 x 280 (W x H x D)
Poids	23,6 kg

Table C.5 : Les caractéristiques techniques de la GADA

La charge active et son unité de commande



Figure C.7 : Le moteur asynchrone couplé avec le frein et son unité de commande, pour l'émulation de la turbine hydrolienne

Le frein a les caractéristiques ci-dessous :

Puissance nominal active P_N	2600W
Vitesse de rotation nominale	2300 tour/min
Vitesse de rotation maximale	6000 tour/min
Couple nominale	10,8 Nm
Couple maximale	30 Nm
Courent nominal I_N	5.5 A

Table C.6 : Les caractéristiques techniques du Frein

Récapitulatif des caractéristiques:

Modes de fonctionnement :

- Relevé automatique des caractéristiques avec valeurs de démarrage et d'arrêt réglables; réalisable sur deux quadrants.
- Le potentiomètre incrémental avec bouton-poussoir pour le réglage manuel de la valeur de consigne ou pour le paramétrage de la valeur de démarrage et de la valeur d'arrêt lors du déroulement automatique du processus de mesure. Cette commande est facile à réaliser grâce au réglage analogique tout en fournissant une précision numérique lors du réglage, même pas à pas.
- Ampli-séparateur d'isolement avec isolation galvanique pour la mesure de la tension et du courant (sans shunts supplémentaires) de la machine à étudier.
- Module de commande intégré, supprimant les risques éventuels de connectique.
- Port RS232 intégré, évitant l'ajout de carte optionnelle.
- Signaux de sortie analogiques pour le branchement d'appareils de mesure pour n et M ou pour la plaque d'affichage optionnelle (voir page 6) : 1 V / 1000 tr/min.

classe 100 W	classe 300 W	classe 1000/1500 W
2,0 V / Nm	1,0 V / Nm	0,2 V / Nm

- Moniteur à quatre quadrants avec de grandes LEDs pour l'affichage de l'état de service, instructions d'emploi et diagnostic d'erreurs.
- Instruments de mesure à échelle circulaire sur 270° avec zéro central :

Plages du couple en Nm		
classe 100 W	classe 300 W	classe 1000/1500 W
-1 ... 0 ... +1	-3 ... 0 ... +3	-10 ... 0 ... +10
-3 ... 0 ... +3	-10 ... 0 ... +10	-30 ... 0 ... +30

Plages de la vitesse de rotation en tr/min		
classe 100 / 300 / 1000 / 1500 W		
-1500 ... 0 ... +1500	-3000 ... 0 ... +3000	-6000 ... 0 ... +6000

- Importantes fonctions de protection pour la machine autopilotée et la machine à étudier : surveillance thermique, contrôle de la mise en place des capots de protection d'arbre, relais intégré pour le montage d'un circuit de sécurité sur la machine à étudier.

- Connecteurs robustes, protégés contre l'inversion de polarité, multipolaires pour la connexion ou la déconnexion rapide de la machine autopilotée.
- Alimentation en tension : 3 x 230 V, 50(60) Hz, prise triphasée, standard industriel.

Annexe D

Paramètres du système hybride éolien offshore - hydrolien simulé au chapitre III :

Système éolien	
Rayon de la turbine	58m
Inertie totale	10^5 N.m
Puissance nominale	5MW
Paire de pôle de la MSAP	75
R_s	$6,25 \cdot 10^{-3}$ Ohm
$L_d=L_q$	$4,229 \cdot 10^{-3}$ H
Flux permanent	5,1464 Wb
Multiplicateur de vitesse	3

Système hydrolien	
Rayon de la turbine	11m
Inertie totale	10^3 N.m
Puissance nominale	3MW
Paire de pôle de la MADA	2
R_s	0,087 Ohm
L_s	$0,8 \cdot 10^{-3}$ H
R_r'	0,228 Ohm
L_r'	$0,8 \cdot 10^{-3}$ H
L_m	$34,7 \cdot 10^{-3}$ H
Multiplicateur de vitesse	75